



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO ”**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A :  
**JOSÉ CASTILLO ROSALES**

DIRECTOR DE TESIS:  
M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO, D. F. 2005.

---



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.



FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-715

**SR. JOSÉ CASTILLO ROSALES**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

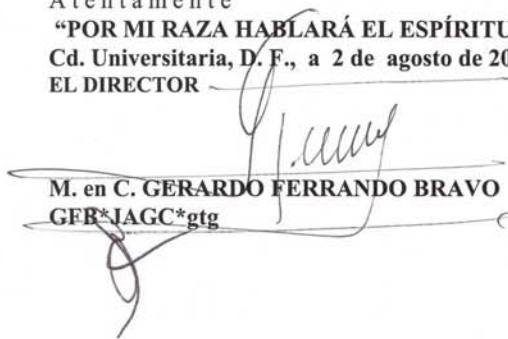
**BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**

**INTRODUCCIÓN**  
**I SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN**  
**II BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**  
**III EQUIPO SUPERFICIAL**  
**IV EQUIPO SUBSUPERFICIAL**  
**V DISEÑO DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**  
**VI APLICACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**  
**VII DIAGNÓSTICO DE FALLAS**  
**CONCLUSIONES**  
**GLOSARIO**  
**BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D. F., a 2 de agosto de 2005  
EL DIRECTOR

  
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO  
GFB\*JAGC\*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**M. C. GERARDO JOSÉ FERRANDO BRAVO**  
**Director**  
**Facultad de Ingeniería U.N.A.M.**  
**Presente**

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN  
CIENCIAS DE LA TIERRA  
OFICIO: FING/DICT/798

ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen  
Profesional

El señor **JOSÉ CASTILLO ROSALES** registrado en esta Facultad con el número de cuenta 09223333-3 en la carrera de **Ingeniero Petrolero** habiendo concluido con los requisitos académicos necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, le solicita atentamente autorizarle el siguiente jurado:

ASIGNACIÓN	NOMBRE	RFC
PRESIDENTE	ING. MARIO BECERRA ZEPEDA	BEZM510814
VOCAL	M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA	GOCA490707
SECRETARIO	M. C. JOSÉ MANUEL REYES AGUIRRE	REAM630803
1ER. SUPLENTE	ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO	VEFM620611
2DO. SUPLENTE	ING. GUILLERMO TREJO REYES	TERG530224

**Atentamente**  
**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**  
Cd. Universitaria, D. F., a 15 de agosto de 2005

**El Jefe de la División**

M. en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MBZ\*gtg

**Enterado (a)**

JOSÉ CASTILLO ROSALES

EP-4





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO”

TESIS PRESENTADA POR:  
JOSÉ CASTILLO ROSALES

DIRIGIDA POR:  
M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M. I. MARIO BECERRA ZEPEDA  
VOCAL: M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA  
SECRETARIO: M. C. JOSÉ MANUEL REYES AGUIRRE  
1ER SUPLENTE: ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO  
2DO. SUPLENTE: ING. GUILLERMO TREJO REYES

---

De José Castillo Rosales

Agradezco y dedico esta tesis a mi familia, por el apoyo que tuve durante todos mis estudios, gracias a mis padres: José Castillo Gutiérrez y Mercedes Rosales Velázquez por todos los consejos y educación que me proporcionaron en las diferentes etapas de mi vida. Iris, Hugo y Eric saben que los quiero mucho a pesar de algunos desacuerdos que tuvimos.

A mi Familia Castillo Rosales, de ambas partes tuve lecciones que aprender, Felipe Castillo Gutiérrez, Emma Rosales Velázquez, Antonia Rosales Velázquez, Rosaura Rosales Velázquez, Francisco Rosales Velázquez, Alfredo Rosales Velázquez. Primos y primas de mis dos amadas familias saben que los estimo mucho y los considero como mis hermanos.

Gracias Abuelita Juanita Velázquez Juárez por quererme mucho, desde niño tengo hermosos recuerdos gracias a usted. La quiero mucho.

Recuerdo Inmemorial a todos los que me quisieron y no pueden estar conmigo, mis abuelitos Cipriano Rosales Florín, José Concepción Castillo Suárez, y mi abuelita Ma. Félix Gutiérrez Millán, siempre estarán en mi mente y no los olvidare.

A todos mis amigos y amigas, gracias por el apoyo que me dieron, en las diferentes etapas de mi vida escolar y social. Son muchos que no acabaría de nombrarlos pero algunos de ellos son: Diana Laura Montero, Laura Elena Rosas, Yolanda Fajardo, Carmen Soto, María Islas, Lidia Meneses, Lizeth Nava, Lucia Jacome, María Elena Cuautli, Elizabeth Reyes, Alexis Aguilar Lovera, Onesimo Pérez Jiménez, Oscar Peña Chaparro, Rey David Gómez Barrios, Ramiro Raya, Daniel Augusto Sandoval, Lucino Amaya, José Luis Morelia, Oscar Dimas, Francisco Javier Flores.

Agradezco a todos los que hicieron posible la realización de este trabajo de tesis, principalmente a mi director de tesis el M.I. José Ángel Gómez Cabrera, ya que con el apoyo que me brindo pude concluir el trabajo satisfactoriamente.



<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>VII</b>
<b>1 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 Sistema Natural de Explotación.....	2
1.1.1 Diseño de Aparejos de Producción de Pozos Fluyentes.....	4
1.2 Sistemas Artificiales de Producción.....	5
1.2.1 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción.....	5
1.2.1.1 Sistema de Bombeo Neumático	
1.2.1.2 Sistema de Bombeo Hidráulico	
1.2.1.3 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo	
1.2.1.4 Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva	
1.2.1.5 Sistema de Bombeo Mecánico	
1.3 Comportamiento del Flujo del Pozo.....	11
1.3.1 Flujo en el Pozo a través de Tuberías Verticales o Inclinadas.....	12
1.4 Administración de los Sistemas Artificiales de Producción.....	14
1.5 Factores que Afectan la Selección del Método de Producción Artificial.....	17
1.6 Atributos y Consideraciones para la Elección de un Sistema Artificial.....	18
1.6.1 Tablas de Atributos y Consideraciones de los Principales Sistemas Artificiales de Producción.....	18
1.6.1.1 Tabla I – Consideraciones y Comparaciones en conjunto de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción	
1.6.1.2 Tabla II – Consideraciones en una Operación Normal	
1.6.1.3 Tabla III – Consideraciones de la Producción Artificial	
<b>2 BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO</b>	<b>31</b>
2.1 Antecedentes Históricos de Bombeo Neumático.....	32
2.2 Sistema de Bombeo Neumático.....	34
2.3 Bombeo de Gas de Flujo Continuo.....	35
2.4 Clasificación de las Instalaciones de Bombeo Neumático.....	36
2.4.1 Instalación Abierta.....	36
2.4.2 Instalación Semicerrada.....	38
2.4.3 Instalación Cerrada.....	39
2.5 Principios de Funcionamiento de las Válvulas de Bombeo Neumático.....	39
2.6 Mecánica de las Válvulas para Bombeo Neumático.....	41
2.7 Clasificación de las Válvulas de Bombeo Neumático.....	46
2.7.1 Válvulas Balanceadas.....	46
2.7.2 Válvulas Desbalanceadas.....	46
2.8 Clasificación de las Válvulas de Bombeo Neumático de Acuerdo al Flujo de Fluidos.....	47
2.8.1 Válvulas para Bombeo Neumático Continuo.....	47
2.9 Tipos de Válvulas de Bombeo Neumático.....	48
2.9.1 Válvula Diferencial.....	48
2.9.2 Válvula Operada por Fluido.....	49

2.9.3	Válvula Operada por Presión.....	51
2.9.3.1	Válvulas Operadas por Presión para Flujo Continuo	
2.9.3.2	Válvulas Operadas por Presión con Carga de Nitrógeno en el Fuelle	
2.9.3.2.1	Carga de las Válvulas con Fuelle	
2.9.3.3	Válvulas Operadas por Presión con Resorte	
2.9.3.4	Válvulas con Fuelle y Resorte	
2.9.4	Analogía del Fuelle y Pistón.....	58
2.10	Válvula de Bombeo Neumático Operada por Presión del Gas de Inyección y Resorte.....	59
2.10.1	Presión de Apertura de la Válvula Desbalanceada Bajo Condiciones de Operación.....	59
2.10.2	Definición de Efecto de T.P.....	60
2.10.3	Presión de Cierre de las Válvulas Desbalanceada Bajo Condiciones de Operación.....	63
2.10.4	Presión de Apertura en el Taller.....	64
2.10.5	Definición de Amplitud de una Válvula.....	66
2.10.6	Efectos de la Temperatura.....	67
2.10.7	Gradiente de la Columna de Gas.....	67
2.10.8	Presión de Apertura y Cierre de la Válvula Balanceada Bajo Condiciones de Operación.....	69
2.11	Cálculo del Volumen de Gas de Inyección.....	70
2.12	Válvula de Bombeo Neumático Operada por Fluido.....	72
2.12.1	Presión de Apertura de una Válvula Operada por Fluidos Bajo Condiciones de Operación.....	72
2.12.2	Presión de Cierre de una Válvula Operada por Fluidos Bajo Condiciones de Operación.....	75
<b>3</b>	<b>EQUIPO SUPERFICIAL</b>	<b>77</b>
3.1	Árbol de Válvulas.....	79
3.2	Partes Constitutivas de un Árbol de Válvulas.....	81
3.3	Componentes del Árbol de Válvulas.....	83
3.3.1	Cabezal de Tubería de Revestimiento.....	83
3.3.2	Carrete para Tuberías de Revestimiento.....	83
3.3.3	Cabezal de Tubería de Producción.....	84
3.3.4	Medio Árbol de Válvulas.....	85
3.3.4.1	Medio Árbol de Terminación Sencilla	
3.3.4.1.1	Adaptador con Cople Colgador	
3.3.4.1.2	Cruz de Flujo	
3.3.4.1.3	Válvulas de Compuerta	
3.3.4.1.4	Portaestranguladores de Flujo	
3.4	Clases de Árbol de Válvulas.....	88
3.4.1	Árbol de Válvulas Integral.....	88
3.4.2	Árbol de Válvulas Mack-Evoy.....	88
3.4.3	Árbol de Válvulas Convencional.....	89
3.5	Marcas de Árboles de Válvulas.....	90
3.5.1	Árbol de Válvulas Cameron.....	90

3.5.2	Árbol de Válvulas FIP.....	90
3.5.3	Árbol de Válvulas E.P.N.....	90
3.5.4	Árbol de Válvulas Mixto.....	90
3.5.5	Árbol de Válvulas = Misión.....	90
3.6	Conexiones Superficiales del Árbol de Válvulas.....	90
3.6.1	Línea de Inyección de Gas.....	93
3.6.2	Línea de Descarga .....	93
3.6.3	By-Pass.....	94
3.6.4	Válvula de Flote.....	95
3.7	Válvulas de Control.....	95
3.7.1	Válvulas Cameron.....	97
3.7.2	Válvulas de Compuerta EPN-Gray.....	101
3.7.3	Válvulas FIP.....	104
3.8	Válvulas de Retención.....	108
3.8.1	Check.....	108
3.8.2	Válvula de Pistón.....	108
3.8.3	Válvula de Retención de Charnela.....	108
3.9	Válvulas de Aguja.....	109
3.10	Tuerca Unión.....	110
3.11	Filtros y Trampa de Condensados.....	110
3.12	Medidores de Flujo.....	112
3.12.1	Fitting.....	114
3.12.2	Porta Orificio (Elemento Primario).....	114
3.12.3	Registrador de Flujo (Elemento Secundario).....	114
3.13	Reductores de Presión.....	116
3.13.1	Reductor de Presión Tipo 1301-F.....	116
3.13.2	Reductor de Presión Tipo 67.....	117
<b>4</b>	<b>EQUIPO SUBSUPERFICIAL</b>	<b>119</b>
4.1	Tubería de Producción.....	120
4.2	Válvulas de Inyección de Gas.....	120
4.3	Conocimiento de Válvulas de Inyección de Gas.....	121
4.4	Clasificación de Válvulas de Bombeo Neumático de Acuerdo a la Introducción y Extracción en el Interior del Pozo.....	123
4.4.1	Válvulas Convencionales.....	124
4.4.1.1	Válvulas Convencionales con Carga de Nitrógeno	
4.4.1.1.1	Para Flujo Continuo	
4.4.1.2	Mandriles para Válvulas Convencionales	
4.4.2	Válvulas Recuperables.....	127
4.4.2.1	Para Flujo Continuo	
4.4.2.2	Válvulas Recuperables DUMMY	
4.4.2.3	Candados con Cuello de Pesca	
4.4.2.4	Mandriles de Bolsillo para Válvulas Recuperables	
4.5	Empacadores.....	131
4.5.1	Tipos de Empacadores.....	131
4.5.2	Clasificación y Equivalencia Funcional de los Empacadores.....	133
4.5.3	Herramienta Soltadora.....	134

4.6	Accesorios Subsuperficiales.....	135
4.6.1	Niples Localizadores.....	135
4.6.2	Válvula de Pie.....	135
<b>5</b>	<b>DISEÑO DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO</b>	<b>137</b>
5.1	Historia de Instalaciones de Bombeo Neumático Continuo.....	138
5.2	Operación de Sistemas de Bombeo Neumático.....	139
5.2.1	Descarga.....	139
5.2.1.1	Flujo Continuo	
5.2.2	Controles Superficiales.....	142
5.2.2.1	Flujo Continuo	
5.2.3	Control del Tiempo.....	144
5.2.4	Instalaciones Nuevas.....	145
5.2.4.1	Reacondicionamiento de Instalaciones de Bombeo Neumático	
5.3	Diseño de Instalaciones de Bombeo Neumático Continuo.....	147
5.4	Diseño del Aparejo (Distribución de Válvulas).....	148
5.5	Determinación del Gasto en una Instalación de Bombeo Neumático Continuo	149
5.6	Determinación del Punto de Inyección Óptimo en una Instalación de Bombeo Neumático Continuo.....	150
5.7	Procedimiento Gráfico para el Espaciamiento de Válvulas Balanceadas de Bombeo Neumático Continuo.....	151
5.8	Procedimiento Gráfico para el Espaciamiento de Válvulas Desbalanceadas de Bombeo Neumático Continuo.....	153
5.9	Como Afecta la Eficiencia del Bombeo Neumático la Presión del Gas de Inyección.....	155
5.10	Bases para la Determinación de la Presión de Inyección más Eficiente del Gas.....	158
5.11	Factores más Importantes que Afectan la Elección de la Presión del Gas de Inyección más Económica.....	159
5.11.1	Punto de Burbujeo y Relación de Solubilidad Gas-Aceite del Aceite Producido.....	159
5.11.2	Productividad del Pozo.....	160
5.11.3	Porcentaje de Agua.....	160
5.11.4	Especificaciones por Presión del Equipo.....	160
5.11.5	Contrapresión en la Cabeza del Pozo.....	160
5.11.6	Características del Gas Inyectado.....	161
5.11.7	Diseño del Aparejo del Pozo.....	162
5.11.8	Tipo de Equipo para Bombeo Neumático.....	162
5.11.9	Cálculo del Efecto de la Presión de Inyección del Gas en las Instalaciones de Producción.....	163
5.11.10	Volumen de Gas.....	164
5.11.11	Potencia Requerida de Compresión.....	166
5.12	Solución Económica para la Producción de Aceite y la Distribución de Gas en Bombeo Neumático Continuo.....	168
5.12.1	Formulación Económica.....	170
5.12.2	Distribución de Gas, dada en una Situación Ilimitada de Gas.....	171

5.12.3	Distribución de Gas en una Situación Limitada de Gas.....	178
5.13	Incremento de la Producción Modificando el Equipo Superficial y Subsuperficial.....	180
5.14	Sistema de Compresión.....	183
5.14.1	Clasificación de los Sistemas de Compresión.....	183
5.14.2	Factores que Deben Considerarse para la Compresión.....	183
5.14.3	Selección del Compresor.....	184
5.14.3.1	Capacidad del Compresor	
<b>6</b>	<b>APLICACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO</b>	<b>189</b>
6.1	Aplicación No. 1 .....	190
6.1.1	Procedimiento Gráfico para Válvulas Balanceadas.....	190
6.1.2	Procedimiento Gráfico para Válvulas Desbalanceadas.....	198
6.1.3	Cálculo con Software Comercial.....	203
6.2	Aplicación No. 2.....	225
6.2.1	Procedimiento Gráfico para Válvulas Desbalanceadas.....	225
<b>7</b>	<b>DIAGNÓSTICO DE FALLAS</b>	<b>231</b>
7.1	Calibración de Válvulas del Aparejo de Bombeo Neumático.....	232
7.2	Como se Induce un Pozo de Bombeo Neumático.....	233
7.3	Como Definir un Pozo de Bombeo Neumático con Falla de Aparejo.....	235
7.4	Procedimiento para Definir la o las Fallas de un Aparejo de Bombeo Neumático.....	236
7.5	Anomalías que se Pueden Presentar Durante la Inducción y como Corregirlas	237
7.6	Anomalías por las Cuales Deja de Fluir un Pozo de Bombeo Neumático.....	238
7.7	Anomalías que se Presentan en un Pozo de Bombeo Neumático.....	238
7.8	Revisión Diaria a un Pozo de Bombeo Neumático: Puntos a Revisar.....	242
7.9	Ecómetros o Registros de Nivel de Líquidos.....	242
7.10	Interpretación de Gráficas de Bombeo Neumático (Estática y Diferencial), fallas comunes.....	243
7.11	Cálculo de Volumen de Gas Inyectado mediante la Gráfica.....	253
7.12	Regulación del Volumen de Inyección y Número de Descargas.....	254
7.12.1	Formulas y Cálculos sobre las Gráficas de Inyección de Gas.....	255
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>259</b>
	<b>GLOSARIO</b>	<b>263</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>269</b>





---

# INTRODUCCIÓN

El presente trabajo esta dedicado al Sistema Artificial de Bombeo Neumático en el cual se proporciona información concerniente a la descripción del sistema a fin de conocer y entender el principio de funcionamiento del mismo.

Para esto, primeramente se define como “Yacimiento Petrolero” a un complejo de rocas sedimentarias, porosas, las cuales están saturadas de hidrocarburos; estas capas de rocas se han deformado durante los cataclismos geológicos y forman algo así como cúpulas o domos, separados de la superficie por otras rocas impermeables.

En estas enormes trampas, llamadas yacimientos petroleros quedaron atrapados gases, aceite y agua; en esta trampa quedo confinada cierta energía la cual cuando el pozo es explotado esta va disminuyendo hasta la utilización de un sistema artificial de producción, sin estas trampas la energía será muy baja y la recuperación de aceite es muy baja o nula.

Los poros de las rocas de la trampa del yacimiento petrolero, están interconectados por pequeños conductos, a esto se le llama permeabilidad del yacimiento.

Como el petróleo es líquido, puede pasar con ayuda del gas a través de los conductos porosos, debido a su movilidad por el espacio permeable de la roca..

En el inicio la mayoría de los pozos explotados son fluyentes, es decir, el yacimiento tiene suficiente presión para subir el aceite a la superficie, pero debido a la extracción constante por muchos años, esta presión disminuyó siendo insuficiente para subir el aceite a la superficie. Debido a la necesidad de continuar con la explotación del crudo, fueron creados los Sistemas Artificiales de Explotación. Cabe señalar que en algunos pozos es necesario introducir desde el inicio de la explotación un sistema artificial de producción.

Para lograr que fluya el aceite a la superficie es necesario introducir al pozo un conjunto de elementos que constituyen el llamado aparejo de producción.

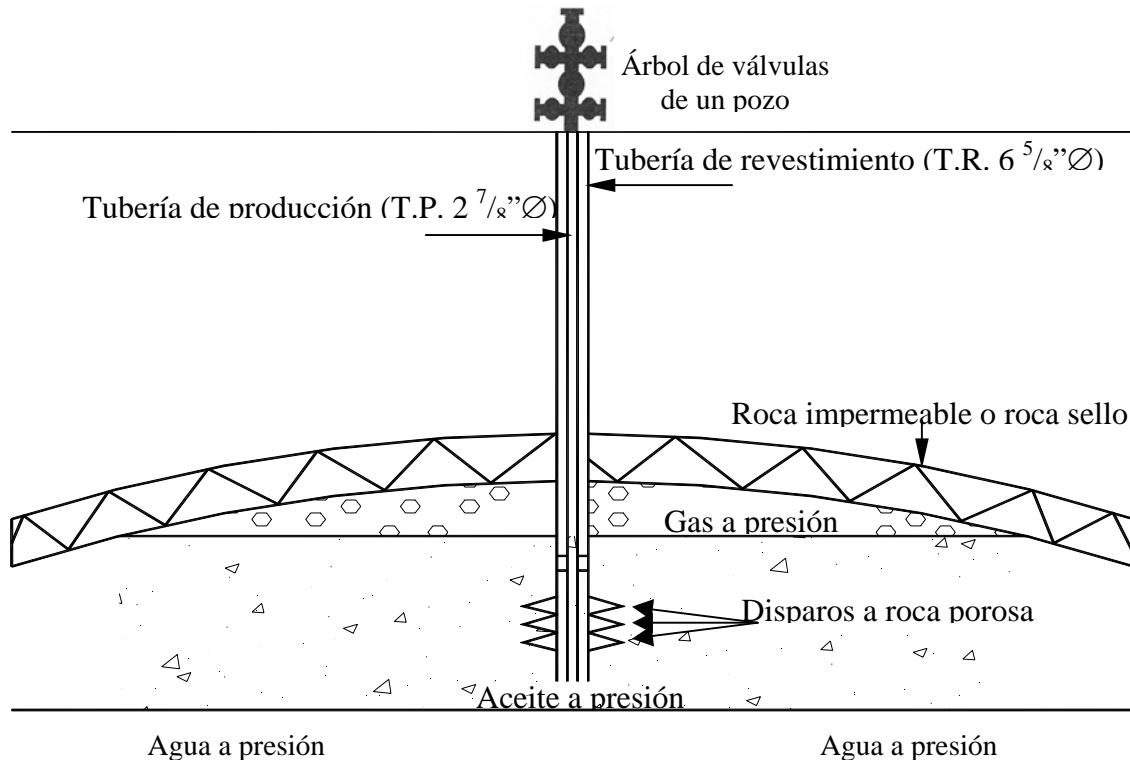
Dependiendo de la etapa productiva del yacimiento, serán aparejos fluyentes cuando la energía propia es suficiente para elevar los hidrocarburos a la superficie, cuando esta energía es insuficiente, es necesario implementar un sistema artificial como el Sistema de Bombeo Neumático para continuar con la explotación del yacimiento:

El Sistema Artificial de Bombeo Neumático, es uno de los sistemas que ha redituado grandes beneficios a pesar de que, debido a la utilización de gas a alta presión para ser puesto en operación el sistema, ha dejado de utilizarse en pozos cuya ubicación se encuentre en zonas urbanas como medida de seguridad para la población.

Un alto porcentaje de recuperación de hidrocarburos se debe a la eficiencia en la operación del sistema y este tendrá su base en un riguroso análisis de ingeniería del pozo a fin de elaborar un diseño acorde a las características y necesidades del pozo en intervención, así como un buen mantenimiento al equipo necesario en el sistema (pozo).

El Sistema de Bombeo Neumático es el sistema que más se asemeja a la explotación en forma natural, por ello, este sistema es el que generalmente se utiliza una vez que un pozo ha agotado su recurso natural para subir su producción a la superficie, tomando en cuenta los requerimientos de inyección de gas y así continuar con su explotación por la forma artificial.

El equipo que requiere este sistema para ser puesto en operación se divide en: Equipo Superficial y Equipo Subsuperficial.



### Ejemplo: Diagrama Esquemático de Yacimiento Petrolero

- Cuando se perfora un pozo petrolero la energía interna del yacimiento hace brotar el hidrocarburo en la superficie (Pozo Fluyente).
- Cuando por explotación, la energía del yacimiento disminuye, el pozo ya no fluye y entonces se acude a sistemas artificiales de explotación que proporcionen la energía adicional requerida para continuar con la explotación del yacimiento.

El primer sistema artificial empleado, fue el de Bombeo Neumático. Es un sistema artificial de explotación, que se utiliza para elevar los líquidos a la superficie en un pozo petrolero, el cual utiliza gas seco o gas húmedo.

La explotación con Bombeo Neumático se efectúa mediante un fluido conocido como gas de Bombeo Neumático el cual es inyectado al pozo, a presión y volumen en forma controlada.

La explotación de un yacimiento a través de un pozo petrolero, depende de características muy especiales.

Conforme avanza la explotación del yacimiento, la presión empieza a declinar, hasta que la presión del yacimiento no es suficiente para elevar los fluidos a la superficie. Es ahí cuando la ingeniería petrolera recurre a los avances técnicos, para continuar con la explotación del yacimiento, tales como la recuperación secundaria o sistema artificial para la extracción de los hidrocarburos.

Los principales sistemas artificiales que se conocen son:

1. Bombeo Neumático
2. Bombeo Hidráulico
3. Bombeo Mecánico
4. Bombeo Electrocentrífugo
5. Bombeo de Cavidades Progresivas

La extracción de hidrocarburos por medio del Bombeo Neumático se ha generalizado en forma muy amplia, situación a la que contribuye fundamentalmente la disponibilidad de volúmenes cada vez mayores de gas y de la efectividad de las herramientas utilizadas en el sistema.

También se le conoce como:

1. El más efectivo.
2. El más costoso.
3. El más riesgoso.

La elaboración de este trabajo espero sinceramente sea de utilidad para el conocimiento, comprensión y aplicación del Sistema de Bombeo Neumático, con la finalidad de desempeñar adecuadamente las labores en la industria petrolera.

Los primeros capítulos proporcionan los principios para la explotación de los hidrocarburos y los principales Sistemas Artificiales de Producción en especial el de Bombeo Neumático, en los posteriores se describen las Instalaciones Superficiales y Subsuperficiales de Bombeo Neumático Continuo, se elabora un Diseño de Bombeo Neumático Continuo con método gráfico y con un software comercial, finalmente se observa si el equipo funciona adecuadamente con base en la interpretación de las gráficas de presión diferencial y estática del gas de inyección. Estas Anomalías y fallas del Bombeo Neumático se le conocen como diagnóstico de fallas.

---

---

**1**

**SISTEMAS ARTIFICIALES**  
**DE**  
**PRODUCCIÓN**

La explotación de un pozo petrolero se lleva a cabo por medio de dos sistemas, que son:

- Sistema Natural
- Sistema Artificial

## 1.1 SISTEMA NATURAL DE EXPLOTACIÓN

**Aparejos de producción.-** Es el conjunto de accesorios que se introducen al pozo mediante tuberías de producción, para que los hidrocarburos producidos por los intervalos abiertos fluyan a la superficie.

Invariablemente en los campos petroleros, la terminación de un pozo es la primera intervención por efectuar con los equipos de reparación; la explotación de hidrocarburos en una terminación la determina el fluido y la presión del yacimiento, existiendo diferentes métodos de explotación que llamaremos en adelante Instalación.

Por las diferentes características y profundidades de los yacimientos, existen diferentes tipos de instalaciones tales como:

**Instalación abierta.-** Se usa solamente tubería de producción dentro de la tubería de revestimiento, empleándose en pozos de alta producción y explotándose por el espacio anular o por la tubería de producción indistintamente. Esto no es recomendable por los daños que causa a la tubería de revestimiento (tubería estática, es la vida del pozo) y a las conexiones superficiales.

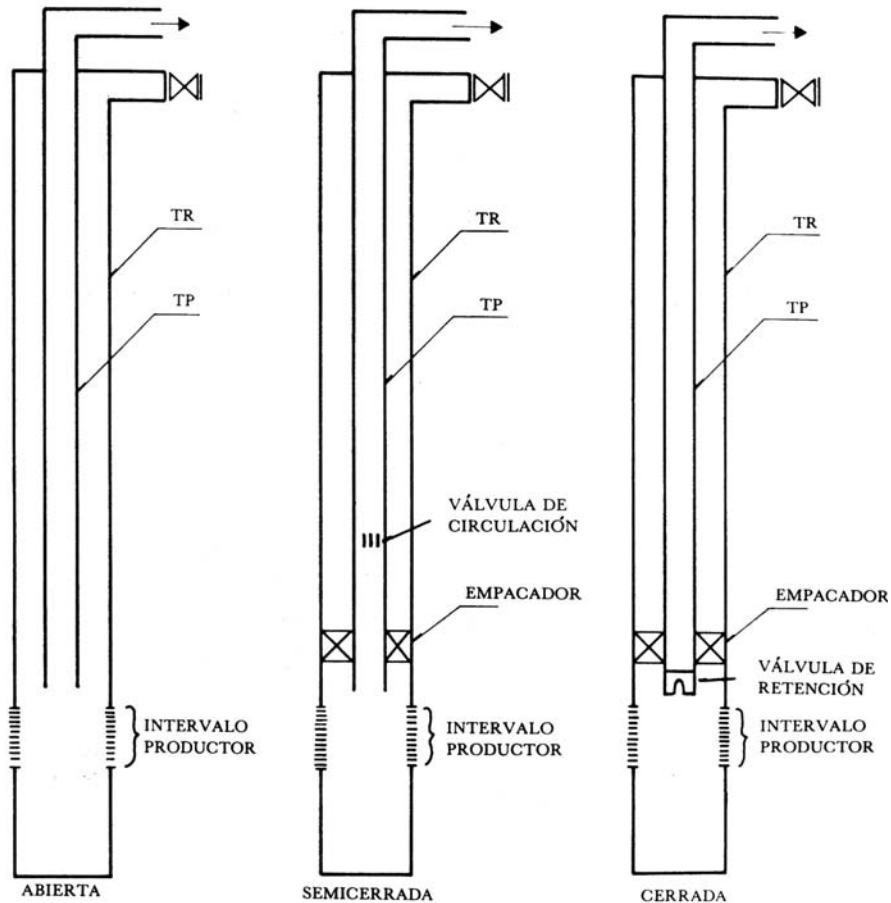
**Instalación semicerrada.-** Se utiliza tubería de producción y un empacador para aislar el espacio anular.

Es el diseño más común en la explotación de hidrocarburos, lo cual permite aprovechar óptimamente la energía del yacimiento, protegiendo al mismo tiempo las tuberías y conexiones superficiales de los esfuerzos a que son sometidos, explotándose solamente por el interior de la tubería de producción.

**Instalación cerrada.-** Este diseño es similar al anterior, la única diferencia es la instalación de una válvula de retención alojada en un niple de asiento, seleccionando su distribución en el aparejo. Este accesorio permite el paso de los fluidos en una sola dirección (Fig. 1.1).

Para que un pozo aporte los hidrocarburos desde el intervalo productor hacia la superficie, es necesario seleccionar, preparar e introducir un determinado aparejo, el cual una vez operando descargará los fluidos en forma controlada y segura.





**Fig. 1.1 Tipos de instalaciones de aparejos**

**APAREJO FLUYENTE**

Inicialmente los pozos son terminados con este aparejo y aprovechan la energía propia de los yacimientos productores que serán capaces de elevar los hidrocarburos hasta la superficie.

Existen dos formas de Explotación Fluyente.

- Continua: Es cuando las características del yacimiento permiten la explotación ininterrumpida de un pozo. Esto se observa en las pruebas que se le efectúan hacia la batería de separación o al quemador fluyendo constantemente.
- Intermitente: Es cuando su energía disponible disminuye, de tal manera que las condiciones del flujo se cambian y modifican su explotación.

En algunos casos los pozos fluyentes continuos se convierten en fluyentes intermitentes, lo cual se aprecia cuando el flujo es bache, y fluye a determinados periodos de tiempo..

También los fluidos que aportan los pozos básicamente se dividen en dos tipos.

- *Los pozos productores de gas.*- Manejan altas presiones debido a la propiedad que tiene ese fluido de expandirse y liberar en el momento una gran cantidad de energía. Su explotación permite a través de instalaciones de separación y limpieza, recuperar los condensados que el gas tenga asociado, éste es utilizado en plantas petroquímicas como combustible en algunas maquinarias y para uso doméstico.
- *Los pozos productores de aceite y gas.*- La mezcla ocurre en función de las características físicas del yacimiento; y la relación que existe entre los volúmenes de estos fluidos se conoce como la relación gas-aceite (RGA) y es el factor principal en la explotación de los pozos. Esto se puede ejemplificar de la siguiente manera.

El pozo deberá aportar mayor volumen de aceite y menor volumen de gas, si la relación es 20/80 y aun 40/60, se considera razonable, sin embargo, si la relación registra 60/40 y con el tiempo se incrementa a 80/20 ya no entra en esta división porque estará aportando mayor volumen de gas que de aceite.

Estas mediciones son efectuadas por personal calificado en el área de producción en los campos petroleros.

### **1.1.1 DISEÑOS DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN FLUYENTES.**

El diseño de este aparejo estará sujeto a las condiciones de flujo de los intervalos productores, así como a programas futuros de intervención del pozo y de su estado mecánico.

Dependiendo de los accesorios con que vaya provista la tubería de producción será el tipo de aparejo, siendo los más comunes los siguientes:

#### **a. Fluyente sin empacador.**

Propiamente es la tubería de producción colgada y situada a determinada profundidad sobre el intervalo productor (Fig. 1.2).

Los fluidos que aporte pueden explotarse por dentro y fuera de la tubería de producción, aunque no es recomendable que produzca por el espacio anular, ya que el interior de la tubería de revestimiento se expone a daños por fricción y corrosión.

#### **b. Fluyente sencillo.**

Está formado por un empacador recuperable o permanente, una válvula de circulación y la tubería de producción (Fig. 1.3). El flujo y presión del aceite y gas se controlan por medio de un estrangulador instalado en el árbol de válvulas.

#### **c. Fluyente sencillo selectivo.**

Este aparejo consta de un empacador permanente inferior, junta de seguridad y dos válvulas de circulación. Los fluidos que aporta pueden combinarse selectivamente, explotando simultáneamente los dos intervalos o aislando uno de ellos.

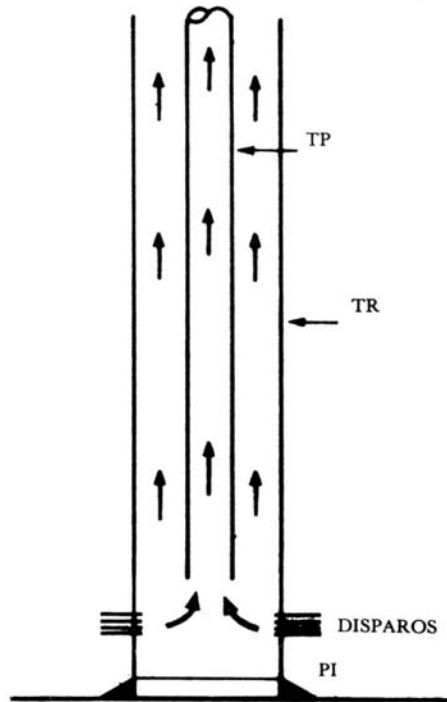


Fig. 1.2 Pozo Fluyendo por T.P. Franca

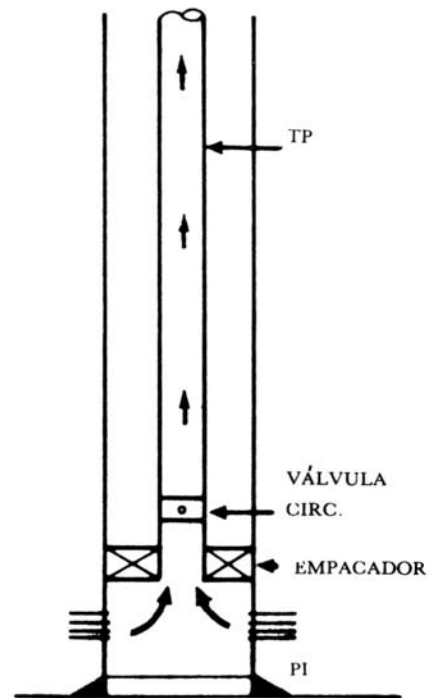


Fig. 1.3 Pozo Fluyendo con Empacador

## 1.2 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Los sistemas artificiales en la industria petrolera, comprenden a todos aquellos sistemas que han sido creados por el hombre y que de acuerdo a su diseño se adecuan a las características del pozo que requiere de un sistema artificial para continuar con su explotación.

Generalmente el primer sistema artificial que se utiliza con un pozo cuando éste ha agotado su recurso natural para llevar su producción a la superficie, es el Sistema Artificial de Bombeo Neumático.

### 1.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Los principales sistemas artificiales de explotación de pozos petroleros se clasifican en:

- Sistema de Bombeo Neumático
- Sistema de Bombeo Hidráulico
- Sistema de Bombeo Electrocentrífugo
- Sistema de Cavidades Progresivas
- Sistema de Bombeo Mecánico

### 1.2.1.1 SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO

El *Sistema Artificial de Bombeo Neumático* en un Pozo Petrolero, es el procedimiento artificial de recuperación de hidrocarburos de un yacimiento, por medio de gas inyectado a presión.

Este sistema se utiliza en pozos, cuya presión natural para elevar el crudo hasta la superficie, ya no es suficiente. Las causas que originan esta situación del yacimiento, pueden ser entre otras:

1. La disminución de la presión de fondo del yacimiento, ya sea por el tiempo de explotación o por alguna característica del mismo.
2. La baja permeabilidad de la formación.

El Sistema de Bombeo Neumático consta de un Equipo Superficial y un Equipo Subsuperficial.

El Sistema de Bombeo Neumático es la forma de bombeo artificial que más cercanamente se parece al proceso de flujo natural y puede en efecto, ser considerado una extensión del proceso de flujo natural. En un pozo con flujo natural, cuando el fluido viaja hacia arriba a la superficie, la presión en la columna del fluido se reduce y el gas sale de la mezcla. El gas liberado, siendo más ligero que el aceite que éste desplaza, reduce la densidad del fluido extraído y posteriormente reduce el peso de la columna de fluido sobre la formación.

Esta reducción en la densidad de la columna de fluido produce una presión diferencial entre el fondo del pozo y el intervalo productor del yacimiento, lo que ocasiona que el pozo fluya. Típicamente cuando un pozo comienza a producir (a sacar) agua, la cantidad de gas libre en la columna se reduce debido a que la producción de agua desplaza algo de la fase de aceite que generalmente contiene gas: En estos casos, la producción de la fase de aceite puede ser mejorada mediante la complementación del gas de formación con el gas de inyección.

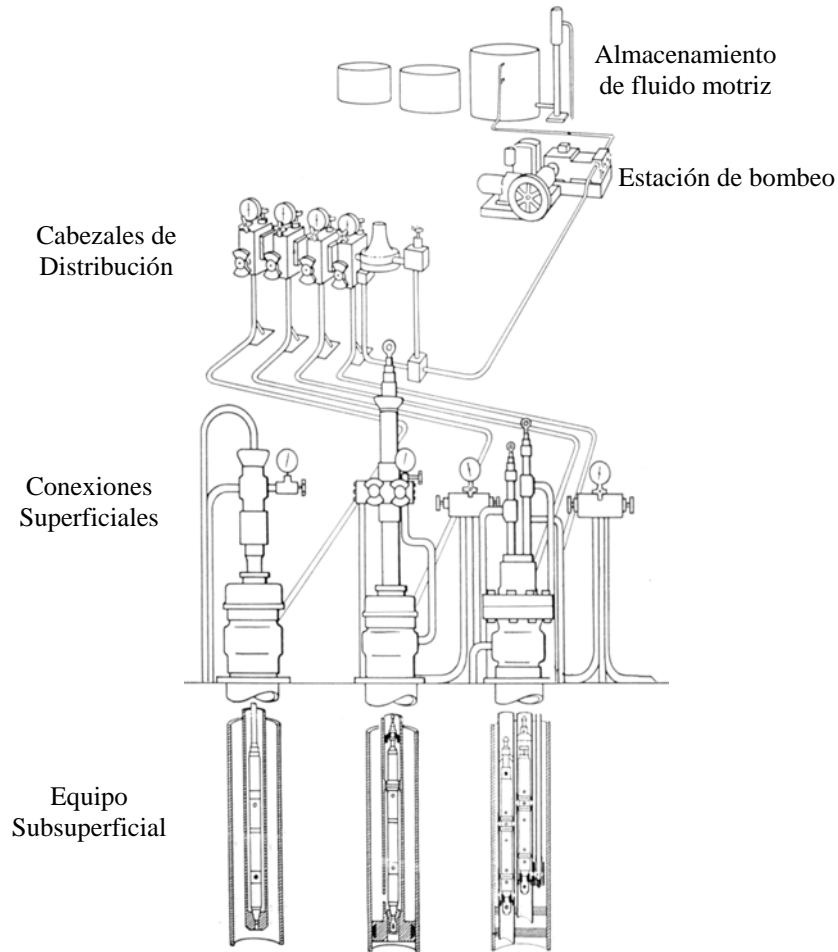
### 1.2.1.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

En el sistema de Bombeo Hidráulico se hace funcionar una Bomba colocada en el fondo del Pozo mediante la inyección de un fluido motriz, inyectando a presión desde la superficie a través de una tubería paralela a la de producción.

Este sistema (Figura 1.4) se aplicó en el Activo de Producción Poza Rica en dos ocasiones:

La primera, durante la década de los 60's, utilizando aceite a presión como elemento motriz; sin embargo, los resultados no fueron satisfactorios debido a las constantes fallas del equipo subsuperficial, que requería la utilización de los equipos de reparación de pozos; otro problema fue la dificultad de medir con precisión el aceite producido, ya que tanto el motriz como este último se mezclan al salir del pozo. Otro inconveniente de este sistema es el requerimiento de un equipo superficial de bombeo a alta presión del fluido motriz, cuyos paros por reparaciones suspenden la operación de los pozos.

La segunda vez, fue durante los años de 1984 y 1985, en la cual se utilizó agua a presión, la cual, al pasar a través de un eyector introducido en el seno del pozo, producía un vacío y succionaba el aceite de formación, sin embargo, aún con la presencia del fabricante, nunca se logró hacer funcionar a dicho eyector, y la falta de refacciones a nivel nacional para hacer operar el equipo de bombeo de agua, así como el excesivo uso de productos químicos para la deshidratación del crudo, originó la dificultad para la aplicación de este sistema. A la fecha se han hecho mejoras en la inyección del fluido motriz y el sistema ha mejorado.



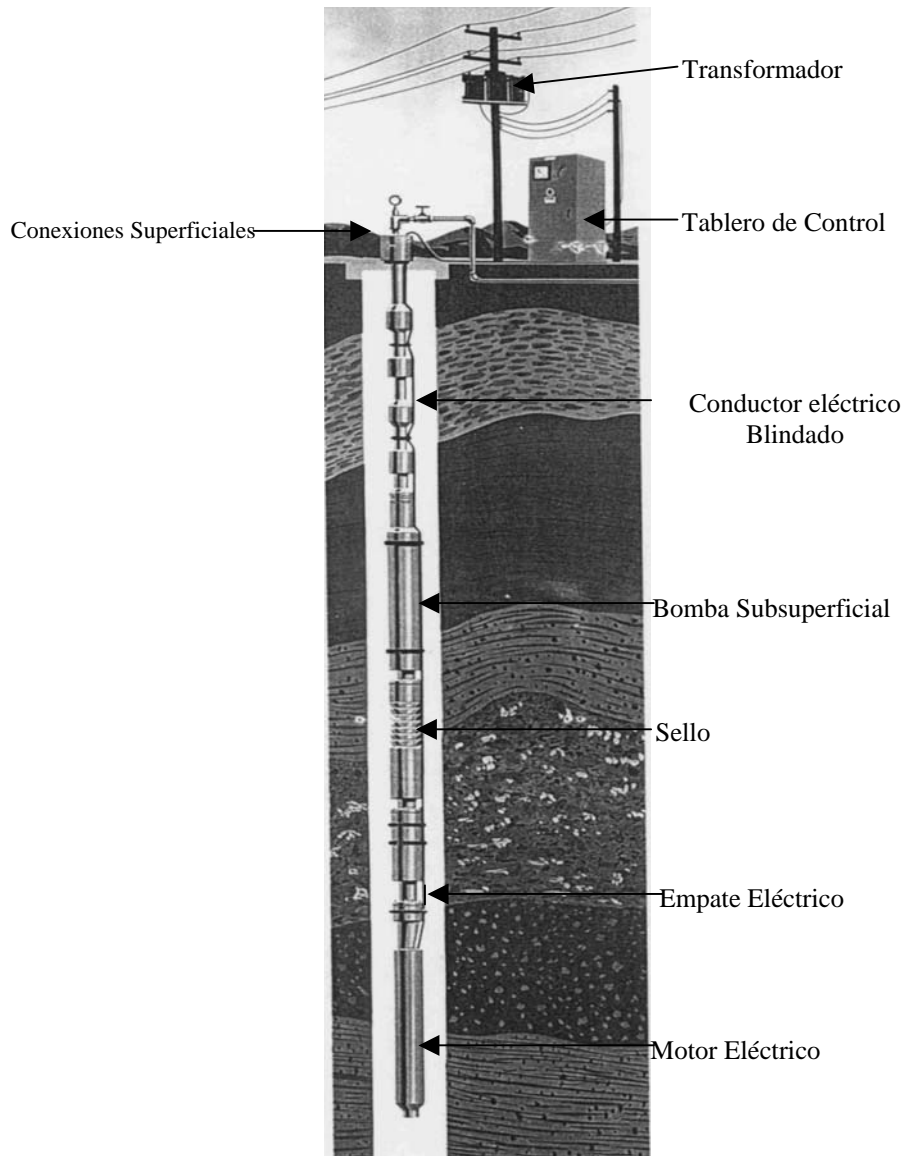
*Fig. 1.4 Sistema de Bombeo Hidráulico*

### 1.2.1.3 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

El sistema de Bombeo electrocentrífugo lo integra una Bomba Centrífuga instalada dentro del pozo, la cual se encuentra ahogada en el seno del hidrocarburo y es impulsada por un motor eléctrico que recibe la energía necesaria por medio de un cable de potencia flejado a la T.P. (Tubería de Producción), este sistema es apropiado para manejar altos gastos de producción en pozos con elevados porcentajes de agua y baja relación gas-líquido.

Este sistema (Figura 1.5) se ha probado en las áreas de Poza Rica y San Andrés en los años de 1980, 1981 y 1999, con resultados no satisfactorios, debido a las constantes fallas en el cable conductor y empate subsuperficial. Es de hacer mención, que un porcentaje considerable de las

fallas en el cable y empate, se deben a machucones inevitables que se realizan durante la introducción del aparejo. En ciudad del Carmen ha tenido mejor éxito este sistema artificial.

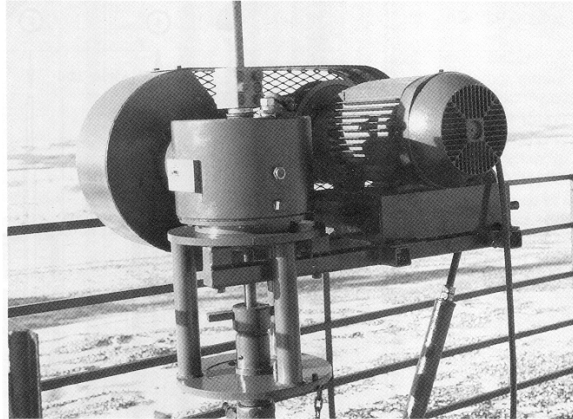


*Fig. 1.5 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo*

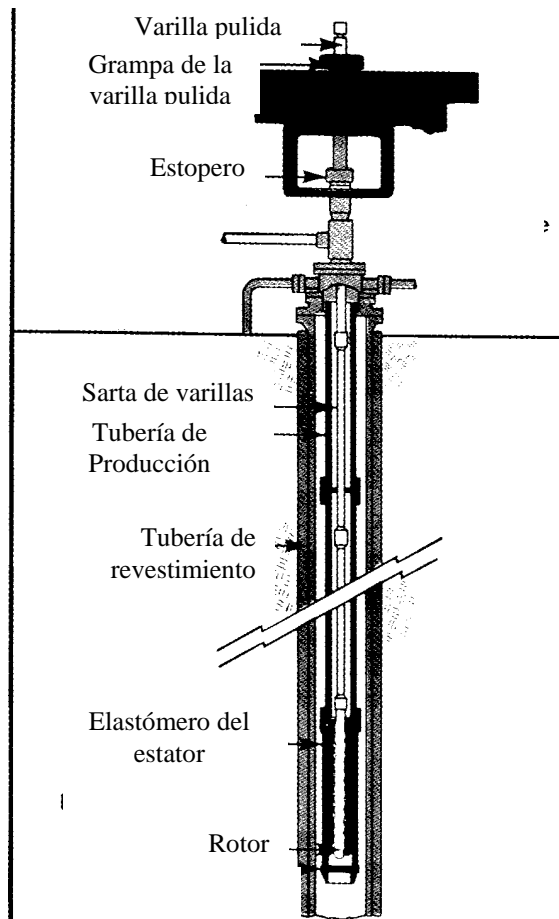
#### 1.2.1.4 SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA

El sistema de bombeo de Cavidad Progresiva consta básicamente de: Cabezal, Varilla Pulida, Grampa de la Varilla Pulida, Estopero, Sarta de Varillas, Estator, Rotor y Niple de Paro. El suministro para poner en operación este sistema lo proporciona un motor eléctrico cuya capacidad varía de acuerdo a la profundidad del pozo donde se pretenda instalar el sistema (Figuras 1.6 y 1.7). Se probó en el Activo de Producción Poza Rica durante los años de 1983, 1984 y 1996, con resultados no satisfactorios, debido a las continuas fallas que se presentaron en el elastómero que cubre interiormente al Estator (camisa) de la bomba subsuperficial.

Funciona con la rotación de varillas, éstas varillas son como brocas que al ser giradas van desplazando al aceite hacia la superficie.



*Fig. 1.6 Motor Eléctrico y Cabezal del Bombeo de Cavidad Progresiva*



*Fig. 1.7 Cabezal y Equipo Subsuperficial del Bombeo de Cavidad Progresiva*

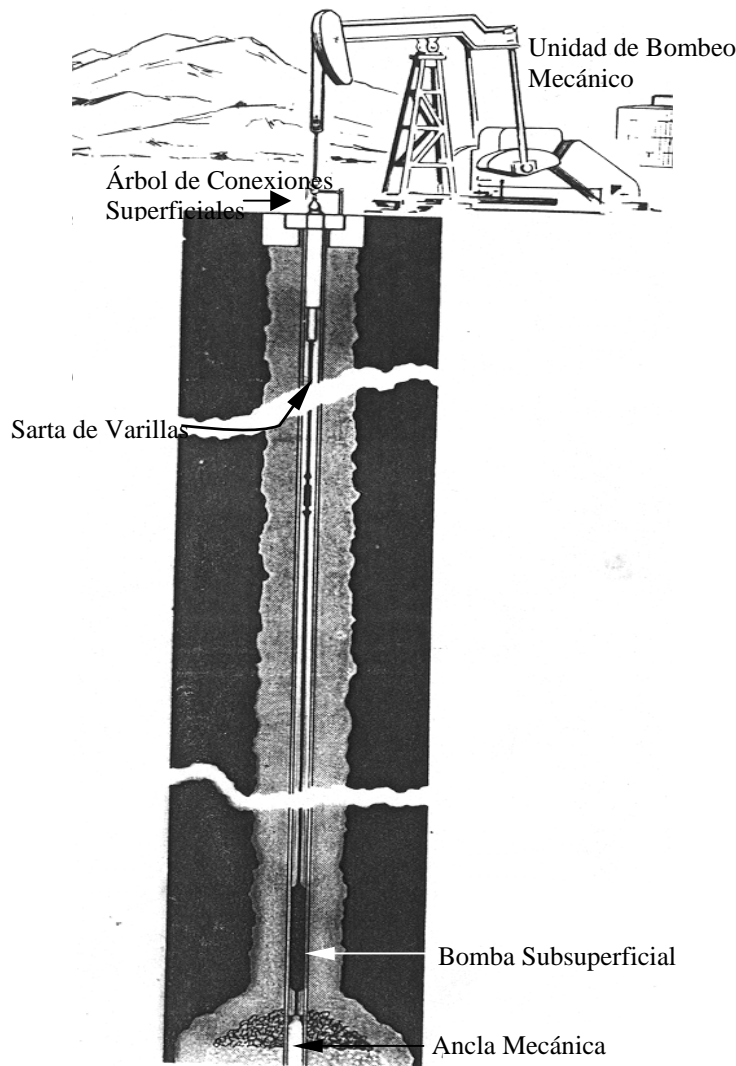
### 1.2.1.5 SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El sistema de bombeo mecánico básicamente consiste en instalar en el fondo de la tubería de producción una bomba subsuperficial, la cual succiona aceite debido al movimiento recíprocante de



un émbolo, el cual se desplaza en forma ascendente y descendente en el interior de la bomba al ser puesto en operación desde la superficie por medio de un mecanismo conocido como unidad de bombeo mecánico, siendo accionado por la energía proporcionada de un motor eléctrico o de combustión interna, transmitiendo esta energía hasta el émbolo a través de una sarta de varillas metálicas, las cuales van a unir a la unidad de bombeo mecánico con la bomba subsuperficial, siendo indispensable que la bomba se encuentre completamente sumergida en el fluido del pozo.

A la fecha, este sistema (Figura 1.8) es el que ha probado ser el más adecuado para las zonas urbanas del Activo de Producción Poza Rica, ya que se han tenido aparejos subsuperficiales de bombeo mecánico que han llegado a operar hasta dos años sin presentar falla; en muchas ocasiones, se extraen por desgaste excesivo, debido a más de dos años de operación continua. En cuanto a las unidades de bombeo mecánico, las mismas han probado ser equipos para trabajo continuo durante años, ya que se tienen en la actualidad unidades con más de 30 años operando. El uso de este sistema se continúa incrementando, ya que tiene la ventaja adicional de ser el idóneo para los pozos que se encuentran en la última etapa para su explotación.



**Fig. 1.8 Sistema de Bombeo Mecánico**

### 1.3 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DEL POZO

El comportamiento del Flujo de un pozo, representa la capacidad de ese pozo para aportar fluidos. Esta capacidad depende en gran medida del mecanismo de empuje que actúa en el yacimiento, así como de otras variables tales como la presión del yacimiento, permeabilidad, viscosidad, saturación de fluidos, etc.

Por mucho tiempo hasta hoy, se ha utilizado el concepto de índice de productividad para relacionar la producción de un pozo en función de la caída de presión que se establece a través de la formación productora.

El índice de productividad (J) se define como:

$$J = \frac{q_1}{P_r - P_{wf}}$$

La ecuación anterior puede expresarse también como:

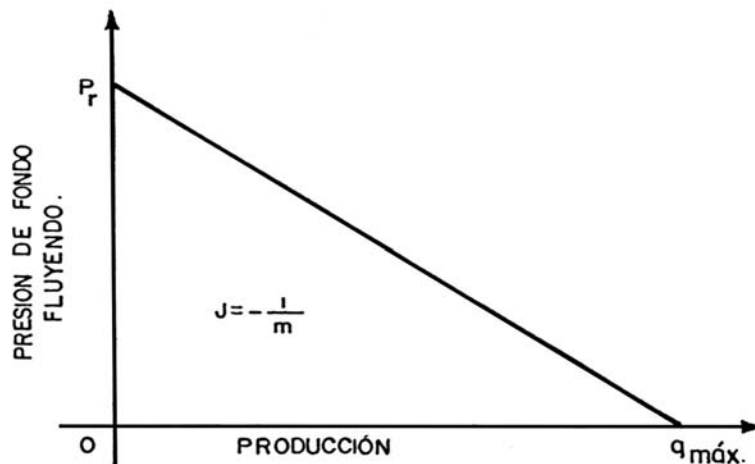
$$P_{wf} = -\left(\frac{1}{J}\right)q_1 + P_r$$

Esta expresión representa la ecuación de una línea recta en coordenadas (X-Y) y es de la forma  $Y = mx + b$ , en donde:

$J =$  es el recíproco de la pendiente

$P_r = P_{ws} =$  representa la ordenada al origen

Lo anterior se ilustra en la siguiente figura.



*Fig. 1.9 Gráfica de Comportamiento de Flujo de un Pozo*

El concepto implica un comportamiento lineal de la producción en función de la presión fluyendo, es decir, que el pozo aportará incrementos constantes de producción a decrementos iguales de presión.

### 1.3.1 FLUJO EN EL POZO A TRAVÉS DE TUBERÍAS VERTICALES O INCLINADAS

Una vez que los fluidos del yacimiento han llegado al pozo, se inicia el flujo ascendente a través del sistema de tuberías instaladas para la conducción de los fluidos hasta la superficie. El proceso de flujo se efectúa desde la profundidad media del intervalo productor hasta la superficie, pasando por las diversas ampliaciones o restricciones propias del sistema de tuberías.

El comportamiento de flujo en este sistema es conocido como flujo multifásico en tuberías verticales o inclinadas, ha sido ampliamente estudiado por un gran número de investigadores, quienes han aportado a la industria petrolera la metodología para predecir el comportamiento del flujo a través de las tuberías instaladas dentro del pozo.

A continuación se citan algunos de los métodos más comúnmente conocidos y que fueron desarrollados expresamente para determinar los gradientes de presión cuando fluyen simultáneamente aceite, gas y agua en tuberías verticales. Estos métodos de flujo multifásico que aparecieron publicados en la literatura técnica, por orden cronológico son los siguientes:

1. Poettman y Carpenter (1952)
2. Griffith y Wallis (1961)
3. Baxendell y Thomas (1961)
4. Fancher y Brown (1963)
5. Duns y Ros (1963)
6. Hagedorn y Brown (1965)
7. Orkiszewski (1967)
8. Azis, Govier y Fogarasi (1972)
9. Chierici, Ciucci y Sclocchi (1973)
10. Beggs y Brill (1973)

Todos ellos fueron desarrollados para tratar de representar lo más posible, al comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales o inclinadas. (Determinación de gradientes de presión)

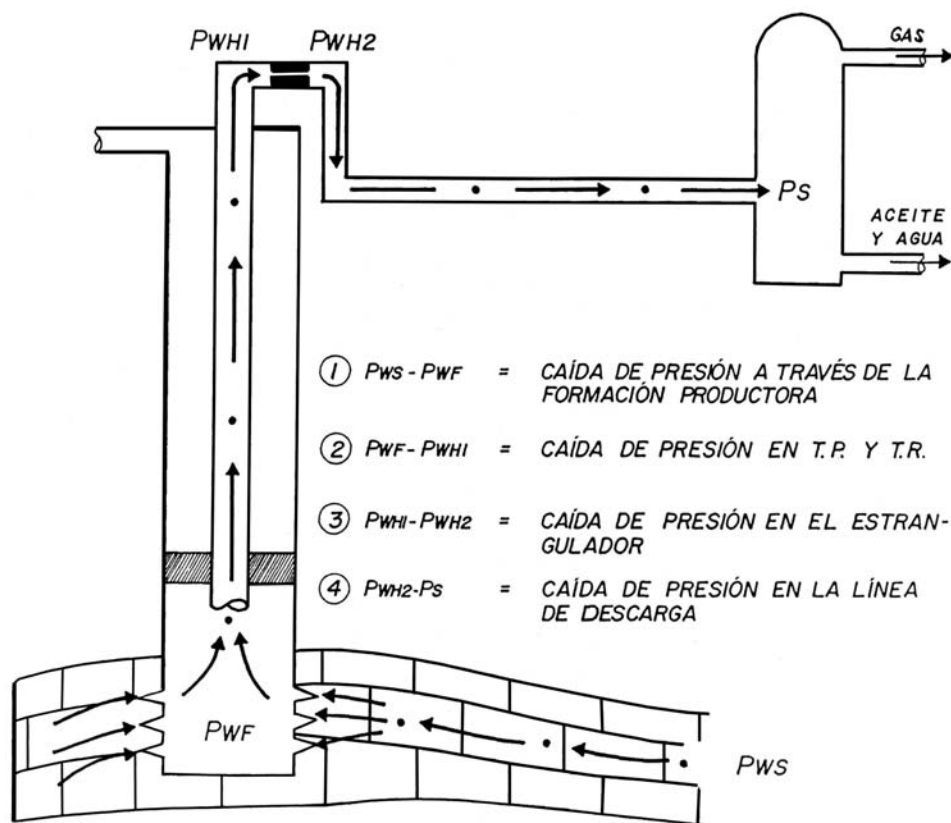
El más versátil de estos métodos es el de Beggs y Brill, ya que éste puede aplicarse tanto para tuberías verticales como inclinadas (interior del pozo) y para tuberías horizontales como es el flujo en la línea de descarga para determinar las caídas de presión en flujo multifásico en tuberías horizontales.

En términos generales puede decirse que ninguno de los métodos de flujo multifásico desarrollado hasta la fecha, ya sea para tuberías verticales, horizontales o inclinadas, es capaz de simular todas las condiciones de flujo que se presentan en los pozos, es decir, no existe un método general que pueda aplicarse para todos los casos debido a que estos métodos fueron desarrollados para ciertas condiciones específicas de flujo, cubriendo un determinado rango de variación de las variables que intervienen en el fenómeno de flujo, cada uno de ellos tiene sus propias limitaciones.

Sin embargo, cuando estos métodos se aplican dentro del rango de condiciones en que fueron desarrollados, es sorprendente la precisión que se obtiene de alguno de ellos, al compararse con datos medidos.

Entre más preciso sea(n) el(los) método(s) de flujo multifásico que se esté(n) empleando, más precisa será la predicción de su comportamiento.

Entre los sistemas artificiales de producción, el Bombeo Neumático es sin duda el sistema que ofrece la mayor flexibilidad para producir eficientemente un amplio rango de cuotas de producción.



**Fig. 1.10 Trayectoria de Flujo y Caídas de Presión en un Pozo Productor**

En flujo continuo se pueden obtener, por tuberías de producción de diámetro normal, producciones tan altas como 20,000 bl/día o tan bajas como 25 bl/día.

La producción que puede obtenerse de un pozo, ya sea que éste sea fluyente, o esté equipado con algún sistema de producción artificial, obviamente depende entre otros muchos factores, de la capacidad de aportación de fluidos del yacimiento al pozo.

Cuantificar esta característica de la formación productora, es fundamental para llevar a cabo el diseño de una instalación de levantamiento artificial, o efectuar el análisis de un pozo.

## 1.4 ADMINISTRACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

### OBJETIVOS:

- El objetivo principal es usar y manejar las técnicas de producción artificial para aumentar la rentabilidad.
- Maximizar las ganancias bajo un funcionamiento seguro y medioambientalmente sano.

### ADMINISTRACIÓN

La Administración de los Sistemas Artificiales de Producción es un proceso continuo dividido en 5 pasos:

1. Selección del Método de Producción Artificial.
2. Evaluación de las condiciones de producción para definir el equipo del pozo, niveles de producción, fallas-control y un monitoreo estratégico para proteger el equipo del pozo.
3. Supervisión de los datos de la producción.
4. Supervisión del funcionamiento del equipo.
5. Evaluación del fracaso o falla del equipo de producción.

La fase de monitoreo y evaluación puede resultar en un diseño nuevo y una selección diferente:

Cambiar el método de producción artificial

Ejemplo - Bombeo Neumático Continuo – Bombeo Neumático Intermitente

Cambiar el método de producción artificial por el tipo de equipo

Ejemplo - Instalar un separador subsuperficial

Cambiar el equipo de protección

Ejemplo Inhibidores de Incrustaciones o de Corrosión

Cambiar las condiciones de operación

Ejemplo - Cambios en los gastos de flujo

### **Selección del Método de Producción Artificial**

Cuando nosotros vemos que hay varios métodos de producción artificial, pensamos cual será el mejor y que me dará buenos resultados en la producción, se debe considerar que cada método tiene sus propias características y el mejor método es un método equilibrado de capacidades,

restricciones, gastos de producción, inversión y costos de explotación con el objetivo de aumentar al máximo la ganancia.

El número de las opciones viables y las ventajas relativas o desventajas de los métodos para una aplicación específica depende fuertemente de dos factores:

- Tipo de Pozo
  - Costa dentro
  - Costa afuera
    - Terminación franca
    - Pozo Satélite
  - Condiciones sumamente severas (Ártico, desértico, etc...)
- Infraestructura existente
  - Pozo Remoto
  - Pozo nuevo en un campo nuevo
  - Pozo nuevo en un campo existente
  - Pozo existente en un campo existente

El mejor método usualmente:

- No es uno con un gasto superior
- No es uno con una eficiencia superior
  - ¿Qué eficiencia?
- No es uno con el menor tiempo perdido
- No es uno con los más bajos costos de inversión
- No es uno con el más bajo costo de explotación
- No es uno con menos fracasos o fallas

El mejor método, es el método que aumenta al máximo la ganancia o beneficio y que no obliga a cambiar de sistema durante cierto tiempo de explotación además se debe considerar que el sistema artificial de producción debe estar en función de las condiciones de la producción que prevalecen.

El mejor método de producción artificial usualmente:

- No es uno que aumente al máximo la ganancia del presente.
- No es uno que aumente al máximo la ganancia a una condición futura.

Normalmente la maximización de la última ganancia se obtiene usando los diferentes métodos de producción artificiales en momentos diferentes durante la vida de un pozo. La producción-cambiante es una capacidad ventajosa y deben considerarse propiamente los costos además debemos saber cuando esos cambios deben tener lugar.

Ejemplos de Cambios en los Sistemas Artificiales de Producción:

- Bombeo Neumático Continuo → Bombeo Neumático Intermitente

- Bombeo Neumático Continuo → Bombeo Electrocentrífugo
- Etc.

En muy pocos casos, una combinación de métodos de producción artificial pueden ser una mejor opción. Se debe hacer una evaluación apropiada de los beneficios y también de la complejidad del sistema.

Ejemplos de Combinaciones de los Sistemas Artificiales de Producción:

- Bombeo Neumático y Bombeo Electrocentrífugo
- Bombeo Hidráulico y Bombeo Electrocentrífugo
- Etc...

La selección apropiada del sistema de producción artificial depende de varias disciplinas como perforación, terminación, administración de yacimientos, diseño de la producción, seguridad de flujo, automatización, etc...

Los sistemas de producción artificial deben ser considerados desde el principio del plan de desarrollo del campo del yacimiento, desde la perforación, la terminación y así tomar las decisiones de la producción a llevar. Todos deberán conocer, condiciones de la producción y los cambios futuros.

Este proceso requiere de una buena comunicación e interacción entre todas las disciplinas correlacionadas.

### **Método de Diseño, Ajustes Operacionales, Control de Fallas y Estrategias de Monitoreo o supervisión.**

Después de seleccionar uno o más métodos para una cierta aplicación, la próxima fase involucra:

1. La determinación de escenas operacionales (poniendo la profundidad, gastos de flujo, caballos de fuerza, etc.)
2. Especificación del equipo del pozo y elementos o componentes de éste.
3. Definición de los mecanismos de control de fallas.
4. Definición de la estrategia de monitoreo a ser adoptado.

Varias características de la producción afectan esta fase como son:

- Temperatura en el fondo del agujero
- Producción de Sólidos
- Producción de Gas
- Fluidos Corrosivos
- Problemas de Incrustaciones
- Estabilidad
- Cambios en las condiciones de producción con el tiempo
- Condiciones de tubería de revestimiento, etc.



La selección del método del sistema artificial de producción para una cierta aplicación está basado en los resultados de un análisis técnico y económico. Para cada aplicación, ciertos métodos tendrán un mejor desempeño que otros. Normalmente en casos reales, las características de cada método y la producción condicionan y limitan las posibles opciones.

El análisis económico apropiado necesita no sólo tener en la cuenta el desempeño del método (gastos de flujo y caballos de fuerza), también el capital y los costos de explotación asociados con las consideraciones realistas en el buen funcionamiento del método.

## 1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE PRODUCCIÓN ARTIFICIAL

Factores a ser considerados:

- Gastos de Flujo (Presión de Yacimiento e Índice de Productividad)
- Relación Gas-Aceite (RGA) y comportamiento del agua
- °API y viscosidad
- Profundidad y temperatura del pozo
- Condiciones de Tubería de Revestimiento
- Tipo del pozo (Vertical o direccional)
- Producción de arenas, ceras, corrosión, emulsión y condiciones de escala (escamas)
- Tipo y calidad de la energía disponible
- El ambiente y los problemas medioambientales
- Personal que entrena y el de experiencia
- La inversión de capital y los costos de explotación
- Buen funcionamiento del sistema artificial
- La calidad de los datos y la incertidumbre
- Infraestructura existente, etc.

Ejemplo de tabla de Atributos

Parámetro	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Neumático
Arenas	Regular	Regular	Excelente
Cera	Malo	Bueno	Malo
Alta RGA	Malo	Malo	Excelente
Altos flujos de gastos	Malo	Excelente	Bueno
Bajos flujos de gastos	Excelente	Regular	Regular
Profundidad	Regular	Regular	Excelente
Flexibilidad	Regular	Regular	Excelente

## 1.6 ATRIBUTOS Y CONSIDERACIONES PARA LA ELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL

Generalmente se utilizan tablas para realizar un análisis parcial sobre lo que se tiene en campo, para así tratar de llevar lo más adecuadamente posible la explotación del yacimiento, estas tablas deben usarse como una guía en la selección del método para una aplicación específica. Es muy difícil encontrar una media al valor del atributo para una cierta aplicación, la mayoría de las veces los siguientes factores afectan en cierto modo la información sobre las tablas:

- Localización
  - Costa adentro
  - Costa afuera
  - Ártico
  - Etc...
- Infraestructura existente
  - Pozo Remoto
  - Pozo nuevo en un campo nuevo
  - Pozo nuevo en un campo existente
  - Pozo existente

La selección del método a veces se vuelve una decisión personal, de los operadores, de las compañías de servicio. El fabricante del producto no puede tener alguna preferencia, normalmente se justifica por un análisis técnico.

Algunos atributos de las tablas están disponibles en la literatura. Brown, Clegg-Bucaram-Hein, Neely, etc...

Estas son desarrolladas como una ayuda comparando cada método de producción artificial para cada característica de la producción en ellas contienen una información dinámica y deben ponerse al día para reflejar nuevos desarrollos o limitaciones de la tecnología.

Los atributos pueden ser clasificados en 3 tipos:

1. Consideraciones de Diseño y las Comparaciones Globales.
2. Consideraciones de Operación Normal.
3. Consideraciones de Producción Artificial.

Recopilación de Consideraciones y Atributos para Cada Sistema Artificial de Producción  
Tablas de Atributos de los Métodos de Producción Artificial:  
Clegg, J.D., Bucaram, S.M., Hein, N.W. Jr.

### 1.6.1 TABLAS DE ATRIBUTOS Y CONSIDERACIONES DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

1.6.1.1 Tabla I – Consideraciones y Comparaciones en conjunto de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción

Atributo														
Costo del Capital	Moderadamente Bajo: Incrementa con la profundidad y unidades más grandes.	Bajo: Incrementa con la profundidad y gastos muy grandes.	Relativamente bajo, si se dispone de una fuerza eléctrica comercial	Varía pero a menudo es competitivo con el bombeo mecánico. Con Pozos Múltiples, los sistemas centrales reducen costos para los pozos pero son más complicados	Competitivo con el Bombeo Mecánico. Los incrementos en los costos son por altos requerimientos de caballos de fuerza	El Buen diseño de válvulas y espaciamento son esenciales. Costos moderados para equipo del pozo (válvulas y mandriles). Opción de válvulas recuperables o convencionales.	Descarga en el fondo con válvulas de bombeo neumático; considera cámara para alto IP y baja BHP de pozo.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Muy bajo: Algunos pozos cuestan menos si no requieren compresor.	Bombeo Emboolo Viajero				
Equipo Subsuperficial	Razonablemente bueno el diseño de varillas y es necesaria una práctica de operación. El banco de datos de fracasos de varillas y bombas benefician, en la buena selección de operación y reparaciones necesarias practicadas para varillas y bombas.	Buen diseño y se necesita una práctica de operación. Se Puede tener problemas con la selección apropiada del elastómero del estator.	Requiere de un cable apropiado además del motor, bombas, sellos, etc. Un buen diseño más una buena operación práctica son esenciales.	Un tamaño apropiado de la bomba y una operación práctica son esenciales. Requiere de un fluido motriz en el conducto. Una Bomba libre y una fuerza de fluido confinado (opcional).	Requiere de una computadora con programas de diseño para clasificar según tamaño. Moderadamente tolerante a los sólidos en el fluido. Ninguna parte de las bombas se mueve; larga vida en servicio, con procedimientos de reparación simples.	Regular o Malo: Máxima eficiencia alrededor del 30%. Es muy influenciado por el fluido motriz más la pendiente de la producción. Las eficiencias que operan típicamente son del 10% al 20%.	Regularmente requiere un volumen alto de inyección de gas por barril de fluido. La eficiencia de producción típica es del 5% al 10 % mejorado con un émbolo.							
Eficiencia	Excelente: Es un sistema totalmente eficiente. Bueno: Cuando la bomba esta llena se tiene una eficiencia típica de aproximadamente 50 a 60%, y si la bomba no está sobre el nivel de líquidos.	Excelente: Pueden exceder la bomba de varillas para casos ideales. El sistema reporta una eficiencia de 50% a 70%. Se necesitan más datos de operación.	Bueno para altos gastos de pozo pero decremente significativamente para <1000 BFPD. Su eficiencia típica aproximadamente del 50% para altos gastos, pero para <1000B/D, su eficiencia típica es <40%.	Regular a Bueno: No es bueno con bombeo mecánico debido a GLR, con fricción, y uso del bombeo. Rango de las eficiencias desde 30% al 40% con GLR>100; pueden ser altos con una baja GLR.	Regular: En Aumento para pozos que requieren inyección de GLR's pequeñas. Bajo para pozos que requieren alto GLR's. Las eficiencias típicas son del 20% pero van del 5% al 30%.	Regular: Máxima eficiencia alrededor del 30%. Es muy influenciado por el fluido motriz más la pendiente de la producción. Las eficiencias que operan típicamente son del 10% al 20%.	Regular: En Aumento para pozos que requieren inyección de GLR's pequeñas. Bajo para pozos que requieren alto GLR's. Las eficiencias típicas son del 20% pero van del 5% al 30%.	Malos: Normalmente requiere un volumen alto de inyección de gas por barril de fluido. La eficiencia de producción típica es del 5% al 10 % mejorado con un émbolo.						

**Tabla I (Continuación) – Consideraciones y Comparaciones en conjunto de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción**

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrifugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Embolo Viajero
Flexibilidad	Excelente: Después de bajar la bomba y controlar su velocidad, longitud, tamaño del embolo, y tiempo de corrida para controlar el gasto de producción.	Regular: Después de obtener cierta velocidad de rotación. La unidad hidráulica provee una flexibilidad adicional pero es un costo adicional.	Malo: Normalmente la corrida de la bomba es a una velocidad fija. Requiere de un cuidadoso clasificado de tamaño de bomba. El tiempo por cada ciclo normalmente se evita. Debe seleccionarse el tamaño de la bomba apropiada.	Bueno / Excelente: Puede variar la fuerza del gasto del fluido y la velocidad de la bomba al fondo del agujero. Numerosos tamaños de bombas y la relación Bomba / motor se adaptan a la producción y a la profundidad necesaria.	Bueno a Excelente: Fuerza del gasto del fluido y presión se ajustan a los gastos de producción y a la capacidad de producción. La selección de la garganta y los tamaños de la boquilla extienden el rango de volumen y su capacidad.	Excelente: El gasto de inyección de gas varía con cambios en gastos. Tubería de producción necesaria del tamaño correcto.	Bueno: Debe ajustar el tiempo de inyección y la frecuencia de los ciclos.	Bueno para volumen bajo de fluidos del pozo. Puede ajustarse el tiempo de inyección y la frecuencia.
Miscelánea de Problemas	Cuando el material de la caja se derrama puede ser un desorden y un riesgo potencial. (No contaminar de residuos tóxicos y llenar contenedores cuando se tengan)	Puede ser limitado el servicio en algunas áreas. Porque este es un nuevo método, conocimiento del campo y experiencia son los limitantes.	Requiere un sistema de poder eléctrico muy bueno. Método sensible a cambios en los gastos.	En la fuerza del fluido, los sólidos son de control esencial. Es necesario 15 ppm de 15 micras máximo de la dimensión de las partículas para evitar el uso excesivo de la máquina. Se debe agregar surfactante al fluido agua para lubricar. Se requiere un control triple en el embolo de escape.	Más tolerante a fluidos con sólidos; 200 ppm de partículas de 25 micras son aceptables. Diluyentes pueden agregarse si es requerido. La fuerza o energía del agua (dulce o agua de mar) es aceptable.	El compresor es muy bueno alrededor del 95% del tiempo de inyección requerido. Debe deshidratarse el gas apropiadamente para evitar la congelación de gas.	Con una labor intensiva fina se mantiene y se pone a punto un desempeño pobre. Manteniendo firme el flujo de gas causa a menudo (gas inyección) problemas de operación	Émbolo colgado o pegajoso puede ser el mayor problema.
Costos de Operación	Muy bajo para poca a mediana profundidad (< 7500 ft) localizaciones en tierra con baja producción (< 400BFPD)	Potencialmente baja, pero corta en la vida del estator que frecuentemente es reportado	Varía: Si el caballo de fuerza es alto, los costos de energía son altos. Los altos costos sacan resultados de la vida de carrera cortos. A menudo los costos de reparación son altos.	Frecuentemente superior que las de bombeo mecánico incluso para sistemas libres. La corta vida de la carrera aumenta los costos de operación totales.	Altos costos de energía debido a los requerimientos en caballos de fuerza. Son gastos bajos de mantenimiento en una bomba típica con la garganta propiamente dimensionada y la tobera.	Costos bajos de pozo. Costos de compresión variables dependiendo del combustible y el mantenimiento del compresor. La clave es inyectar tan profundamente como sea posible con un GLR óptimo.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Usualmente muy bajo

**Tabla I (Continuación) – Consideraciones y Comparaciones en conjunto de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción**

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrifugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Embolo Viajero
Confiabilidad	Excelente: Eficiencia de tiempo de corrida >95%. Si se siguen las buenas prácticas de operación y si la corrosión, parafinas, asfaltenos, sólidos, desviaciones, etc. son controlados.	Bueno: Normalmente por encima del bombeo y la carencia de experiencia disminuyen el tiempo de corrida.	Varía: Excelente para los casos de producción ideales; Malo para las áreas de problemas. Muy sensible a las temperaturas de operación y malfuncionamientos eléctricos.	Bueno con un sistema correctamente diseñado y operacional. Los problemas de pozo cambian las condiciones reduciendo la confiabilidad de bombeo al fondo del agujero. Frecuentemente tiempos bajos resultan de problemas operacionales.	Bueno con el tamaño apropiado de garganta y tobera para las condiciones de operación. Debe evitar operar en el rango de cavitación en la garganta del motor de reacción; relacionado para bombear a presión de succión. Más problemas si la presión es >4000 psig.	Excelente si el sistema de compresión es apropiadamente diseñado y mantenido.	Excelente si son adecuados los suministros de gas y un volumen de almacenamiento bajo, adecuado para el gas de inyección. El Sistema debe diseñarse para fluctuantes proporciones de flujo de gas.	Bueno si es pozo de producción estable.
Valor Salvable	Excelente: De fácil movimiento y de mercado bueno para el equipo usado	Regular / Malo: De fácil movimiento y algunos equipos usados tienen mercado.	Regular: Algunos valores tienen valor comercial. Valor Malo en un mercado libre.	Mercado regular para bombas triples; bueno en valores para sistemas de localidades de pozos que pueden ser movidos fácilmente.	Bueno: Fácilmente movibles. Algunos tienen valor comercial. Regular en un mercado para bombas triples.	Regular: Mercado para los compresores usados y un poco de comercio en el valor para los mandriles y válvulas.	Regular: Un poco de comercio en el valor. Valor Malo en un mercado libre.	Regular: En algún comercio se valora. Valor Malo en un mercado libre.
Sistema (Total)	Dirección recta y procedimientos básicos para diseñar, instalar, y operar con las siguientes especificaciones del API y las prácticas recomendadas. Cada pozo es un sistema individual.	Simple de instalar y operar. Límites probados de diseño, instalación, y especificaciones de operación. Cada Pozo es un sistema individual.	Bastante simple a diseñar pero requiere de datos de gastos buenos. El Sistema no perdona. Recomienda practicas de diseño API, comprobación, y operación. Típicamente cada pozo es una producción individual usando un sistema eléctrico común.	Manual simple o uso de diseño típico de computadora. La bomba se recupera fácilmente para reparar. Una Unidad Individual es de costo muy flexible pero extra. La planta central es compleja; normalmente los resultados en la prueba y el tratamiento son problemáticos.	El programa de diseño de computación es usado típicamente para el diseño. Básicamente necesita de procedimientos de operación para bombas para fondo del agujero y de la unidad del sitio del pozo. La bomba se recupera fácilmente para reparación en el sitio o reemplazo. Bajo el agujero si chorrea a menudo exige un ensayo y llega a un error a un mejor / optimo chorreo.	Un adecuado volumen, alta-presión, gas seco, no corrosivo y gas limpio de un abastecimiento son necesarios a lo largo de su vida. Es necesario un acercamiento al Sistema. Una presión baja atrás es beneficiosa. Se necesita de buenos datos para el diseño y espaciado de las válvulas. Las especificaciones de API y el diseño / operación prácticas recomendadas deben seguirse.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Pozo individual o sistema. Simple al diseño, instalación y operación. Requiere ajustes y mantenimiento del émbolo.

**Tabla I (Continuación) – Consideraciones y Comparaciones en conjunto de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción**

Atributo	Uso / Mirar hacia afuera	Bombeo Mecánico	Excelente: Usado en aproximadamente el 85% de la producción artificial de E.U. El método de producción artificial estándar normal.	Bombeo de Cavidades Progresivas	Limitado relativamente a pozos con poca profundidad con gastos bajos. Usado al menos en el 0.5% de pozos de desarrollo en E.U.	Bombeo Electrocentrifugo	Un gasto alto excelente para los sistemas artificiales de producción. El mejor para quedar satisfecho por ser <200F y gastos >1000 BFPD. Es a menudo el más usado con porcentaje alto de agua. Usado aproximadamente en 4% de los pozos de producción de E.U.	Bombeo Hidráulico Reciprocante	A menudo es el sistema artificial de producción predefinido. La operación flexible; el rango ancho del gasto; conveniente para profundidades, volúmenes y temperaturas altas, pozos de aceite desviados. Usados en <2% de pozos de producción de E.U.	Sistema Hidráulico Jet	Bueno para pozos con volúmenes superiores que requieren un funcionamiento flexible. El Sistema tolera un rango ancho de profundidad, altas temperaturas, fluidos corrosivos, alto GOR, y producción significativa de arena. Usado en <1% de pozos de producción de E.U. Algunas veces usado para pozos de prueba que no fluyen costa afuera.	Bombeo Neumático Continuo	Bueno, Flexible para altos gastos del sistema de producción artificial para pozos con alta presión de fondo en el agujero. La mayoría como pozos fluyendo. Usado sobre el 10% de pozos de producción de E.U. en su mayor parte costa afuera.	Bombeo Neumático Intermitente	Frecuentemente usado como el método de producción artificial estándar en lugar del bombeo mecánico. También es predeterminado para una presión de fondo baja en pozos de producción de gas continuo. Usado en < 1% de pozos en E.U.	Bombeo Embolo Viajero	Esencialmente un gasto de líquido bajo, alto GLR del método de producción. Puede usarse para extender la vida de flujo o mejorar la eficiencia. Extenso volumen de gas y/o presión necesaria para el funcionamiento exitoso. Usado en < 1% de E.U.
----------	--------------------------	-----------------	--	---------------------------------	--	--------------------------	--	--------------------------------	---	------------------------	---	---------------------------	--	-------------------------------	---	-----------------------	--

1.6.1.2 Tabla II – Consideraciones en una Operación Normal

Atributo	Limites de la tubería de revestimiento	Bombeo Mecánico	Algunos problemas en pozos con altos gastos requieren bombas con émbolos amplios. Tamaños pequeños de la tubería de revestimiento (4.5 y 5.5 pg) pueden ser limitantes para la separación del gas.	Bombeo de Cavidades Progresivas	Normalmente no hay problema para tuberías de revestimiento de 4.5 pg. y grandes, pero la separación del gas puede ser una limitante.	Bombeo Electrocentrífugo	El tamaño de la tubería de revestimiento es una limitante al usar grandes motores y bombas	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Requiere de tuberías de revestimiento grandes para sistemas paralelos de apertura y cierre. Tuberías pequeñas (4.5 y 5.5 pg.) pueden resultar en una pérdida excesiva por fricción y limitando los gastos de producción.	Sistema Hidráulico Jet	Tamaños pequeños de tubería de revestimiento frecuentemente limitan los gastos de producción por pérdidas debidas a la fricción. (inaceptable) Tuberías de revestimiento grandes pueden ser requeridas si son dobles las corridas de las tuberías.	Bombeo Neumático Continuo	El uso de tuberías de revestimiento de 4.5 y 5.5 pg con 2 pg. de producción nominal normalmente limitan los gastos a <1000 B/D. Para gastos >5000 B/D se usan >7 pg. de tubería de revestimiento y >3.5 pg. son necesarios en tubería de producción.	Bombeo Neumático Intermitente	Tamaño de tubería de revestimiento pequeños (4.5 y 5.5 pg) no son un problema relativo para una producción de bajo volumen.	Bombeo Émbolo Viajero	La tubería de revestimiento apropiada para esta producción de volumen bajo. El anillo debe tener un volumen adecuado de almacenamiento de gas.  Usualmente limitado por el regreso del bache, pocos pozos a >10000 ft.  Típicamente <10000 ft.	
Limites de Profundidad	Bueno: La estructura de las varillas pueden limitar el gasto a una profundidad. Efectivamente, alrededor de 500 B/D a unos 7000 ft y 150 B/D a unos 15000 ft.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: No muy bueno con bombeo con varillas. Presión de succión <100 psig usualmente resulta en frecuentes reparaciones de la bomba. Se reduce la eficiencia si hay gas libre y la vida en servicio.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (i.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.
Capacidad de Succión	Excelente: Facilite a <25 psig. Provee un adecuado desplazamiento y descarga de gas. Típicamente sobre los 50 a 100 psig.	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas

**Tabla II (Continuación) – Consideraciones en una Operación Normal**

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Nivel de Ruido	Regular: Moderadamente alto para áreas urbanas.	Bueno: En superficie el primer movimiento proporciona el único ruido.	Excelente: Ruido bajo. A menudo se prefiere en las áreas urbanas si el gasto de producción es alto.	Bueno: Ruido bajo en el pozo. En el sitio del pozo la unidad de fuerza de los fluidos puede ser seguro corregirlo.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante.	Bajo en el pozo pero el compresor es ruidoso.	Igual al Bombeo Neumático Continuo	Bajo
Causa de Problemas	El tamaño y las operaciones son la desventaja en las poblaciones y las áreas de cultivo. Especialmente bajo el perfil de las unidades disponibles.	Bueno: Bajo perfil en equipo superficial.	Bueno: Bajo perfil pero requiere un banco transformador. El transformador puede causar problemas en áreas urbanas.	Regular a Bueno: Bajo perfil en el equipo de la cabeza del pozo. Requiere tratamiento superficial y un equipo de bombeo de alta presión.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bueno: De perfil bajo, pero se debe mantener el compresor. Deben tomarse las precauciones de seguridad para las líneas de gas de alta presión.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Bueno
Flexibilidad en el Primer Movimiento	Bueno: Las dos maquinas o motores pueden ser usados fácilmente. (Los motores son mas usados y flexibles).	Bueno: Las dos Maquinas o motores son usados	Regular: Requiere de una fuente de poder buena sin puntas o interrupciones. Alto Voltaje puede reducir las pérdidas. FR	Excelente: El primer movimiento puede encender un motor eléctrico, gas o diesel maquinas o motores.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bueno: Maquinas, turbinas, o motores pueden ser usados para la compresión.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Normalmente no se requiere nada.



**Tabla II (Continuación) – Consideraciones en una Operación Normal**

Atributo		Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Vigilancia	Excelente: Puede ser fácilmente analizado basándose en pruebas de pozo, nivel de fluidos, etc. Se mejora el análisis usando dinamómetros y computadoras.	Regular: Basado en análisis de producción y de un nivel de fluido. Dinamómetros y Cartas de bombeo de salida no se pueden usar.	Regular: Control eléctrico pero especialmente en el equipo necesario pero de otro modo.	Bueno / Regular: El desempeño de la bomba abajo del agujero puede ser analizado desde la superficie con la fuerza del fluido y la presión, velocidad, y el gasto de la producción. Obtener la presión en el fondo del agujero con bombas libres.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bueno / Excelente: Puede ser analizado fácilmente. Se examina la presión en el fondo del agujero y los registros de producción son fácilmente obtenidos. La optimización y el control por computadora se intentan hacer.	Regular: Complicado por el estado de las válvulas y el descenso del liquido.	Bueno: Depende de las buenas pruebas de pozo y de las gráficas de presión del pozo	
Pruebas	Bueno: Pruebas de pozo simples, pocos problemas usando el equipo disponible y los procedimientos estándar.	Bueno: Pruebas de Pozo simples con pocos problemas.	Bueno: Simple con pocos problemas. Altos recortes de agua y altos gastos del pozo pueden requerir un chequeo del agua libre.	Regular: Pruebas de pozo con unidades individuales estándar del pozo con pocos problemas. Pruebas de pozo con un sistema central muy complejo; requiere de una exacta medición de la fuerza del fluido.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante. Las pruebas de la tercera etapa de producción pueden ser conducidas para ajustar el paso del gasto, el grabar en el sitio el monitoreo de la presión de succión.	Regular: Pruebas de pozo complicadas por el volumen / gasto de inyección de gas. La formación GLR se obtiene por la sustracción total del gas producido del gas de inyección. Gas medido comúnmente con errores.	Malo: Las pruebas de pozo son complicadas por el volumen / gasto de inyección de gas. Ambas mediciones: entrada y salida de gas del flujo son un problema. La intermitencia puede causar problemas de operación en compañía de los separadores.	Malo: Pruebas simples de pozo con pocos problemas.	
Tiempo del Ciclo y la aplicación controlada del bombeo suspendido o apagado	Excelente si el pozo puede ser bombeado o suspendido	Malo: Evite la interrupción en la producción de altas viscosidades / arenas.	Malo: Inicio suave y se recomienda mejorar los sellos protectores	Malo: Posible pero normalmente no usado. Algunos controlados por el control de desplazamiento, no se desarrolla un control de la bomba.	Malo: No parece aplicable a ninguno debido a que requiere una presión de succión alta de bombeo de apagado.	No es aplicable	Malo: Los ciclos deben ser periódicos y ajustados. Es una labor intensiva.	El tiempo del ciclo es necesario para una eficiente operación. El apagar el bombeo no es aplicable.	

1.6.1.3 Tabla III – Consideraciones de la Producción Artificial

Atributo		Bombear Mecánico	Bombear Cavidades Progresivas	Bombear Electrocentrífugo	Bombear Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombear Neumático Continuo	Bombear Neumático Intermitente	Bombear Émbolo Viajero
Corrosión/ Capacidad de Inhibición	Bueno a Excelente: Tratamiento de inhibidores de corrosión frecuentemente usados en el espacio anular.	Bueno: Tratamiento de inhibidor para corrosión sólo a la entrada a menos que debiera usarse.	Regular: Tratamiento de inhibidor para corrosión sólo a la entrada a menos que debiera usarse.	Bueno / Excelente: Tratamiento continuo de inhibidores de corrosión puede ser circulado con la fuerza del fluido para un control efectivo.	Excelente: Inhibidor con una mezcla de la fuerza del fluido producido a la entrada de la garganta de la bomba jet. Tratamiento por corrosión en el anular es bueno.	Bueno: Inhibidor en la inyección de gas y/o inhibiendo la corrosión abajo en la tubería de producción es bueno. Los pasos deben ser tomados a fin de evitar la corrosión en las líneas de inyección de gas.	Igual al Bombear Neumático Continuo.	Regular: Normalmente la producción por ciclos debe ser interrumpida al tratamiento por corrosión en el pozo.	Excelente.
Pozos Inclinados / desviados.	Regular: La carga se incrementa y lleva a problemas. Un alto ángulo de desviación del pozo o agujero (>70 grados) y los pozos horizontales son comenzados a producir. Algunos se logran bombear a 15 grados/100ft. usando varillas guías.	Bueno: Limitado en experiencia en pozos horizontales. Se requiere del registro del radio del agujero del pozo inclinado esto se consigue con cuidado.	Malo a Regular: La carga se incrementa y lleva a problemas. Ocurren en muy pocas instalaciones.	Excelente: Si la tubería de producción puede ser corrida en el pozo, normalmente la bomba debería pasar a través de la tubería. La bomba libre se recupera sin sacar la tubería. El funcionamiento es bueno en pozos horizontales.	Excelente: La bomba Jet corta puede pasar a través de doglegs arriba de 24 grados/100 ft. en 2 pg. de tubería de producción nominal. Algunas condiciones son para la bomba hidráulica reciprocante.	Excelente: Pocas tuberías tienen problemas arriba de los 70 grados de desviación para tuberías con válvulas recuperables.	Igual al Bombear Neumático Continuo.		
Doble Aplicación	Regular: Paralelo 2 x 2 pg. doble gasto bajo factible dentro de una tubería de revestimiento de 7 pg. Doble dentro de una tubería de revestimiento de 5.5 pg generalmente no es favorable. El gas es un problema desde la zona de abajo. Incrementándose los problemas mecánicos.	No se conocen instalaciones. Tuberías de revestimiento anchas deben ser necesarias. Posiblemente corran y ocasionen problemas	Regular: Tres líneas no descargan aplicaciones tienen que ser hechas con completo aislamiento de la producción y la fuerza del fluido desde otra zona. Limitada a bajo GLR y gastos moderados.	Regular: A excepción de algunas bombas hidráulicas reciprocantes pueden posibilitar un manejo alto de GLR pero se reduce la eficiencia.	Regular: Comúnmente el Bombear Neumático es operación doble de bombeo neumático es complicado e ineficiente resultando en gastos reducidos. Paralelo 2 x 2 pg de tubería de producción dentro de una tubería de revestimiento de 7 pg y de 3 x 3 de tubería de producción dentro de una tubería de revestimiento de 9 5/8 de pg. sea factible.		Igual al Bombear Neumático Continuo.	No se conocen instalaciones.	

**Tabla III (Continuación)– Consideraciones de la Producción Artificial**

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Habilidad del manejo de gas	Bueno si puede dar escape y usando fijo el gas natural con un apropiado diseño de la bomba. Malo si debe manejar la bomba >50% de gas libre.	Malos si debe bombear algún gas libre.	Malos para gas libre (i.e. >5%) a través de la bomba. Los separadores de gas rotatorios son útiles si no se produjeran sólidos.	Bueno / Regular: Bomba estable concéntrica o paralela permite una libertad del escape del gas con un apropiado separador de gas abajo del agujero debajo de la bomba de succión. La tubería de revestimiento limitan la libertad de la bomba a una baja GOR.	Similar al Bombeo Hidráulico Reciprocante. El gas libre reduce la eficiencia pero ayuda a la producción. La descarga del gas libre es posible usando un gasto fijo.	Excelente: Reduce la producción de gas necesario para la inyección de gas.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente
Aplicación Costa Afuera	Malos: Se debe diseñar para el tamaño de la unidad, peso y sacar la unidad por el espacio. El pozo debe ser desviado y típicamente produce arenas.	Malos: Puede tener alguna aplicación especial costa afuera. Sin embargo, es necesario sacar la unidad.	Bueno: Deberá proveerse de energía eléctrica y servicios de arranque de la unidad.	Regular: Funcionamiento factible en pozos favorablemente desviados. Requiere de espacio para tratar los tanques y las bombas. La fuerza del fluido agua puede usarse. La energía del aceite es un problema (fuego).	Bueno: Produjo agua o agua de mar y puede ser usada como la energía del fluido con el sitio del pozo tipo de sistema o fuerza del fluido a ser separado antes de los sistemas de tratamiento de la producción.	Excelente: Debe ser comúnmente el método adecuado y disponible para la inyección de gas	Malo en pozos donde se necesita un control de arenas. Se usa estándar con válvulas de riesgo. Encabeza las causas de problemas de operación	Excelente durante una correcta aplicación.
Capacidad para Manejo de Parafinas	Regular / Bueno: Tratamiento caliente de agua / aceite y/o uso de posibles rascadores (escareador), pero incrementan los problemas de operación y costos.	Regular: La tubería de producción puede necesitar tratamiento. La varilla rascadora no se usa. Posibilita una destitución de la bomba y la circulación de fluidos calientes en el sistema.	Regular: Tratamiento caliente de agua / aceite, el corte mecánico, con inhibidores de corrosión.	Bueno / Excelente: Circulación caliente abajo del agujero la bomba minimiza y aumenta. El corte mecánico y los tapones disponibles solubles. Las bombas libres pueden ser programadas en la superficie.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bueno: A veces se requiere del corte mecánico. El gas de inyección puede agravar un problema ya existente.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente: Recorta las parafinas y remueve pequeños depósitos.

**Tabla III (Continuación)– Consideraciones de la Producción Artificial**

Atributo	Terminación de agujeros delgados (2 7/8 pg. producción línea de T. R.)	Bombeo Mecánico	Es posible para gastos (<100 B/D) y bajo GOR (<250). Típicamente son usados con tubería de producción nominal de 1.5 pg.	Bombeo Electrocentrifugo	No se conocen instalaciones	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Posible pero puede tener pérdidas altas por fricción o problemas de gas. Es apropiado para gastos bajos y baja GOR	Sistema Hidráulico Jet	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bombeo Neumático Continuo	Es posible pero puede ser difíciloso e ineficiente	Bombeo Neumático Intermitente	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Bombeo Émbolo Viajero	Bueno: Similar al de producción con tubería de revestimiento pero debe tener una formación de gas adecuada.  La arena puede adherirse al émbolo; sin embargo el émbolo limpia la tubería de producción.	
Capacidad para entregar Sólidos / Arenas	Malo / Regular: Para una baja viscosidad de producción (< 10 cp.) Mejorar el desempeño para casos con altas viscosidades (>200 cp.) Pueden ser capaz de manejar arriba del 0.1% de arenas con bombas especiales.	Excelente: Arriba del 50% de arena con alta viscosidad del crudo (>200 cp.) Decrementa con <10% de arena por producción de agua.	Malo: Requiere de <200 ppm. Sólidos. Mejora su uso con materiales resistentes si se dispone de una prima económica.	Malo: Requiere de <10 ppm de sólidos en la fuerza del fluido para correr una buena vida. Asimismo se produce fluidos que deben tener bajos sólidos (<200 ppm de 15 micrones partículas) para una razonable vida. Use la inyección del agua dulce para los problemas del aumento de sal.	Regular / Bueno: Bombas Jet son operadas con 3% de fluidos con sal. La fuerza del fluido a la bomba jet puede tolerar 200 ppm de 2.5 micrones del tamaño de partícula. Agua dulce para los problemas del aumento de sal.	Excelente: La entrada es el límite y problemas de la superficie. El límite típico para el flujo es de 0.1% arena y problemas de la salida.	Regular: Válvulas pueden causar problemas.	Excelente: Es típico máximo de alrededor de 350 °F. Se necesitan conocer las temperaturas de diseño debajo de la carga de las válvulas.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente: Es típico máximo de alrededor de 350 °F. Se necesitan conocer las temperaturas de diseño debajo de la carga de las válvulas.	Excelente: Es posible u operado a 500 °F con materiales especiales.	Excelente: Materiales estándares a 300 °F y a 500 °F es posible con materiales especiales.	Limitado a <250 °F por estándares y <325 °F con motores especiales y cableado.	Regular: Limitado al estator del elastómero. Normalmente se presenta un ruido a 250 °F	Excelente: Generalmente usado en operaciones termales (550 °F)
Limitación de la Temperatura																

**Tabla III (Continuación)– Consideraciones de la Producción Artificial**

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Capacidad de Manejo de Altas Viscosidades del Fluido	Bueno para fluidos <200 cp. y bajo gasto (400 B/D). Varilla con problemas de descenso para gastos altos. Gastos superiores pueden requerir diluyentes con baja viscosidad.	Excelente para viscosidades altas de los fluidos con ningún problema del rotor/estator.	Regular: Limitado alrededor de los 200 cp. incrementando los caballos de fuerza y reduciendo la cabezada. La solución potencial es usar el centro del flujo con 20% de agua.	Bueno: Con producción >8 API con una viscosidad posible <500 cp. La fuerza del fluido puede ser usada para diluir la baja producción por gravitación.	Bueno / Excelente: Producción con un alta viscosidad hasta 800 cp. con aceite de >24 API y <50 cp o agua para reducir la fuerza de fricción del fluido y evitar pérdidas	Regular: Pocos problemas para >16 API o debajo de 20 cp. de viscosidad. Excelente para recortes de agua incluso con alta viscosidad del aceite.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Normalmente no es aplicable
Capacidad de Altos Volúmenes de Producción	Regular: Restringido a poca profundidad usando émbolos largos. Gasto Máximo sobre de 4000 B/D desde 1000 ft. y 1000 B/D desde 5000 ft.	Malo: Restringido a gastos relativamente pequeños. Posiblemente de 2000 B/D desde 2000 ft. y 200 B/D desde 5000 ft.	Excelente: Limitado por necesitar caballos de fuerza y por ser restringido por el tamaño de la tubería de revestimiento. En tuberías de revestimiento de 5.5 pg de diámetro pueden producir 4000 B/D desde 4000 ft. con 240 caballos de fuerza. Tandem motors pueden ser usados pero se incrementan los costos	Bueno: Limitado por el tubular y caballos de fuerza. Típicamente 3000 B/D desde 4000 ft. y 1000 B/D desde 10000 ft. con 3500 psig del sistema.	Excelente: Arriba de los 15000 B/D con una presión de fondo adecuada de flujo, tamaño del tubular, y de los caballos de fuerza.	Excelente: Restringido por el tamaño de la tubería y del gasto de inyección del gas y la profundidad. Dependiendo de la presión del yacimiento y del índice de productividad, con 4 pg. de diámetro nominal de la tubería de producción se obtienen gastos de 5000 B/D desde 10000 ft. es posible con 1440 psig de inyección de gas y una GLR de 1000.	Malo: Limitado por el volumen cíclico y el número de posibles ciclos de inyección. Típicamente sobre los 200 B/D desde 10000 ft. con presiones de entrada de la bomba <250 psig.	Malo: Limitado por el número de ciclos. Es posible obtener 200 B/D desde 10000 ft.
Capacidad de Producción de Bajo Volumen	Excelente: Deben comúnmente usarse métodos para la producción de pozos <100 B/D	Excelente para pozos poco profundos con <100 B/D que la bomba no se apague.	Generalmente Malo: Baja eficiencia y altos costos de operación por <400 B/D	Malo: No es bueno con bombeo con varillas. Típicamente va de 100 a 300 B/D desde 4000 a 10000 ft. >75 B/D desde 12000 ft. posiblemente.	Regular: >200 B/D desde 4000 ft.	Regular: Limitado por el encabezamiento y el desprendimiento. Evitar el rango de flujo inestable. Típicamente el límite más bajo es de 200 B/D para tubería de producción de 2 pg. sin cabece; 400 B/D para 2.5 pg y 700 B/D para 3 pg. en tubería de producción.	Bueno: Limitado por la eficiencia y el límite económico. Típicamente de 1/2 a 4 bbl/ciclo con un incremento a 48 ciclos/día.	Excelente para flujos de gasto bajos de 1 a 2 B/D con un alta GLR.

Después de la selección de las opciones potenciales, un cuidadoso detalle y un diseño realista del sistema debe hacerse un proyecto adecuado para cada pozo.

Esta fase es sumamente importante, ya que dependerá si el diseño es bueno o malo estropeando las ventajas que ofrece nuestro campo en desarrollo.

Después de diseñar a los candidatos apropiados, un análisis final económico realista indicará la mejor opción.

La maximización de la ganancia es nuestra ultima meta.

El análisis económico requiere

- Los costos de inversión y valores salvables (recuperables).
- Los costos de explotación
  - El desempeño del Sistema de Producción Artificial
  - La Previsión de la producción
  - La estimación del fracaso bajo las condiciones de operación esperadas
- El precio del aceite, gas y la energía y la flexibilidad del método, etc.,

### **El objetivo**

Es aumentar al máximo la ganancia a través de una dirección inteligente operacional y que el costo de la inversión sea bajo. Un sistema bien diseñado equilibrará costos, producción y un buen funcionamiento del sistema artificial bajo varios aspectos como: físicos, medioambientales, humanos y técnicos.

Nosotros estamos en el negocio de producir para ganar a través de la producción de aceite, gas y agua.

---

---

**2**

**BOMBEO NEUMÁTICO**  
**CONTINUO**

## 2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE BOMBEO NEUMÁTICO

La extracción de líquidos utilizando los principios del Bombeo Neumático, se remonta al siglo XVIII. El fluido para bombear era aire.

Su primera aplicación en la industria petrolera tuvo lugar en los campos petroleros de Pennsylvania, alrededor de 1865; la primera aplicación en los campos de la costa del Golfo de México fue en 1900; en el Estado de California se utilizó 10 años más tarde, usando por primera vez el gas de formación como medio para la extracción, comprobando que el gas natural provee un medio más satisfactorio de bombeo debido principalmente a que no tiene efectos corrosivos, es más seguro en las operaciones y se obtiene a presión en cantidades apreciables.

Las primeras instalaciones utilizaron el principio simple del tubo en “U” que tuvo amplia aplicación en pozos de alta capacidad productiva y con niveles de operación altos, por tanto, la aplicación del sistema quedaba limitada a todos aquellos pozos que tenían niveles de operación altos ya que en los pozos que tenían niveles bajos era necesario disponer de presiones superficiales de inyección sumamente altos, el caso común no es el de los pozos con niveles de operación altos, sino precisamente lo contrario, los niveles mencionados antes son bajos, y a lo largo de la caída productiva del pozo, éstos tienen que ser necesariamente cada vez menores, debido a la caída de presión de fondo ocasionada por la explotación.

El nivel de operación bajo en la mayor parte de los pozos en explotación, es lo que trajo como consecuencia el uso del método de elevación con gas de la producción en un yacimiento que presenta estas características.

Este método está basado en la energía del gas comprimido en el espacio anular siendo ésta la fuerza principal que hace elevar el aceite a la superficie.

El Bombeo Neumático se ha efectuado de diferentes formas, siendo una de las primeras, la perforación de un orificio en la tubería de producción, la cual se logra mediante una unidad, equipo y herramienta de línea de acero. Perforando un pequeño orificio en la tubería de producción y con inyección de gas se elevarán los fluidos a la superficie.

La profundidad a que se perfore el orificio se basa en:

- El gradiente de presión de fluido del pozo.
- El nivel estático dentro de la Tubería de Producción.
- La presión de gas disponible en la red de distribución.
- La relación de producción por recuperar.

El gas de alta presión es introducido dentro del espacio anular o en la tubería de producción abatiendo el fluido en el fondo de la tubería de producción. El pozo entra en producción por medio de la aeración. La alta presión requerida para desplazar el fluido del espacio anular (presión inicial de arranque) y la caída de presión necesaria después del arranque, hizo que este tipo resultara muy ineficiente.



Fue en este tipo de pozos en el cual dio por resultado el desarrollo de la válvula de inyección de gas, la cual permitía el paso de gas dentro de la tubería de producción en puntos seleccionados arriba del fondo. Las válvulas operaban automáticamente en respuesta a la presión diferencial entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Cuando la diferencial disminuía a una presión predeterminada, la válvula abría y cuando se excedía la diferencial de la válvula ésta cerraba.

Las válvulas eran espaciadas en la tubería de producción abajo del nivel estático del fluido. El gas inyectado en el espacio anular descubría la primera válvula, la cual descargaba la columna del fluido en la tubería de producción y permanecía abierta hasta que la presión diferencial excedía la diferencial de operación de la válvula. Durante este intervalo de producción la segunda válvula era descubierta y la descarga continuaba hasta que el pozo fluía a la superficie con la válvula más profunda en la cual admitía gas. Las válvulas se hicieron esenciales en el diseño de instalaciones para Bombeo Neumático a fin de cumplir una o más de las siguientes metas.

1. Reducir las presiones de descarga. (arranque)
2. Permitir profundidades de inyección más bajas.
3. Relaciones bajas de gas-aceite producido.
4. Eliminar el sondeo de pozos con nivel del fluido alto, los cuales están controlados con agua

Otro problema fue encontrado en pozos de alta capacidad y baja presión de fondo. El gas a alta presión en la tubería de revestimiento, actuaba directamente contra el yacimiento, reduciendo la productividad del pozo. Este problema de operación fue resuelto colocando un empacador entre la tubería de producción y la de revestimiento, la cual mantiene el gas del espacio anular fuera de la formación entre los ciclos de inyección. La operación de pozos de baja capacidad y presión de fondo baja fue aún insatisfactoria hasta que fue colocada una válvula de pie en el fondo de la tubería de producción como un suplemento al empacador del espacio anular. La instalación fue entonces un sistema cerrado, usado económicamente para agotar pozos de baja capacidad.

Uno de los adelantos más significantes en el funcionamiento del Sistema de Bombeo Neumático fue obtenido con el uso de válvulas del tipo de fuelles y resortes para carga. La flexibilidad de los fuelles es obtenida por los repliegues, los cuales son prensados en tubería sin costura de acero inoxidable de pared delgada de 3 capas. Las ventajas de este tipo de válvulas son:

1. La presión de operación es constante.
2. Una vida larga de servicio es proporcionada por el vástago con punta de carburo de tungsteno y asiento de acero monel.
3. Las presiones de operación de la válvula pueden ser cambiadas en el campo.

La eficiencia del sistema de Bombeo Neumático depende principalmente de las características del pozo y del equipo.

Las características más importantes de un pozo son las siguientes:

1. Presión de fondo.
2. Índice de productividad.
3. Relación gas-aceite de formación.

4. Porcentaje de agua.
5. Profundidad.
6. Tamaño de las tuberías de producción y revestimiento.
7. Tipo de mecanismo del yacimiento.

Las características más importantes del equipo son las siguientes.

1. Contrapresión mantenida contra la formación.
2. Consumo de gas.

Hay 4 categorías de pozos para ser considerados en la aplicación del sistema de Bombeo Neumático:

1. Pozos de alto índice de productividad y alta presión de fondo.
2. Pozos de alto índice de productividad y baja presión de fondo.
3. Pozos de bajo índice de productividad y alta presión de fondo.
4. Pozos de bajo índice de productividad y baja presión de fondo.

Si esta relación productora es afectada por la contrapresión originada por la introducción del gas en la tubería de producción, ya no funcionará este método.

El adelanto que se tiene en las válvulas de inyección de gas, tanto en el material como en la mecánica del diseño, ha contribuido notablemente al incremento de la aplicación del sistema de Bombeo Neumático al obtenerse mayor eficiencia en la operación.

Los dos tipos básicos de sistema de bombeo con gas usados en la industria del petróleo son “de Flujo Continuo” y “de Flujo Intermitente”.

## **2.2 SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO**

Esencialmente el sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

- Fuente de gas a alta presión: Estación de Compresión, o pozo productor de gas a alta presión.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable. (Válvula de aguja)
- Sistema de control de gas subsuperficial. (Válvulas de inyección)
- Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

Las compresoras suministran el gas a presión requerida, el control de superficie (motora) regula el flujo de gas dentro del espacio anular.

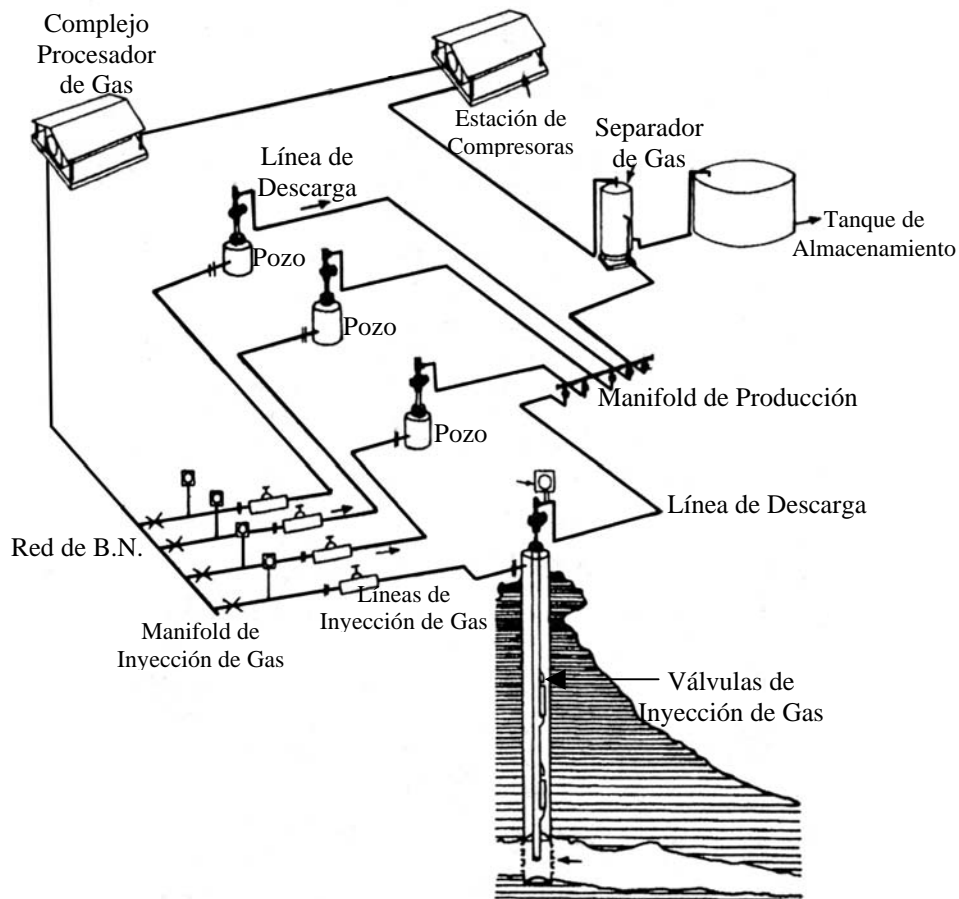
Las válvulas de inyección controlan el flujo de gas dentro de la tubería de producción.

El método de flujo intermitente requiere periódicamente altas cantidades de gas (instantáneas) dentro de la tubería de producción bajo la columna de fluido, por lo tanto es necesaria una válvula de rápida apertura y gran puerto de admisión.

### 2.3 BOMBEO DE GAS DE FLUJO CONTINUO

En el proceso de bombeo de gas de flujo continuo, se está inyectando gas continuamente en el pozo a una presión relativamente alta dentro de la columna de fluido. (Este gas inyectado se une al gas de formación para bombear el fluido a la superficie por una o mas ramas de flujo). El proceso es el siguiente:

1. Reducción de la densidad de fluido y el peso de la columna de manera que la presión diferencial entre el yacimiento y el diámetro interno del pozo sea incrementada.
2. Expansión del gas inyectado de manera que éste empuje líquido delante de él, el cual posteriormente reduce el peso de la columna, incrementando de este modo la diferencial entre el yacimiento y el diámetro interior del pozo.
3. Desplazamiento de baches de líquido mediante burbujas grandes de gas actuando como pistones.



*Fig. 2.1 Instalación Típica de Bombeo de Gas*

Una instalación típica (pequeña) de bombeo de gas se muestra en la Figura 2.1, consiste en una estación de compresión proporcionando el bombeo de gas a tres pozos. Los volúmenes de gas de impulsión o bombeo por gas, son controlados y medidos independientemente por cada pozo, permitiendo la organización del sistema entero. El gas producido y el líquido regresan al separador convencional. La mayoría del gas seco es entonces comprimido y usado como un gas para bombeo mientras el restante es conducido a las líneas para su venta.

En el Bombeo Neumático Continuo se usa en pozos con alto índice de productividad mayor a 0.5 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> y presión de fondo fluyendo relativamente alta. (Columna hidrostática del orden del 50% o más con relación a la profundidad del pozo)

En pozos de este tipo la producción de fluidos puede estar dentro de un rango de 200 a 20000 bl/día a través de tuberías de producción comunes. Si se explota por el espacio anular, es posible obtener aún más de 80000 bl/día. El diámetro interior de la tubería de producción rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad del pozo, la presión de fondo fluyendo, el volumen y la presión del gas de inyección y las condiciones mecánicas sean las ideales.

## **2.4 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO**

El tipo de instalación está condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con Bombeo Neumático Continuo o Intermitente. Las válvulas están diseñadas de modo que funcionen como un orificio de apertura variable para el caso de Bombeo Neumático Continuo, dependiendo de la presión de la tubería de producción o pueden tener un asiento amplio para el caso de Bombeo Neumático Intermitente y suministrar un volumen de gas rápidamente a la tubería de producción para desplazar el bache del líquido.

Las características del pozo, el tipo de terminación, tal como agujero descubierto, así como la posible producción de arena y la conificación de agua y/o gas son condiciones de vital importancia que influyen en el diseño de una instalación. Para determinar el tipo de instalación inicial que se use, se debe decidir en función de la presión de fondo fluyendo y del índice de productividad. Las terminaciones múltiples requieren de una instalación más compleja.

Existen tres tipos de instalaciones de Bombeo Neumático:

1. Instalación Abierta
2. Instalación Semicerrada
3. Instalación Cerrada

### **2.4.1 INSTALACIÓN ABIERTA**

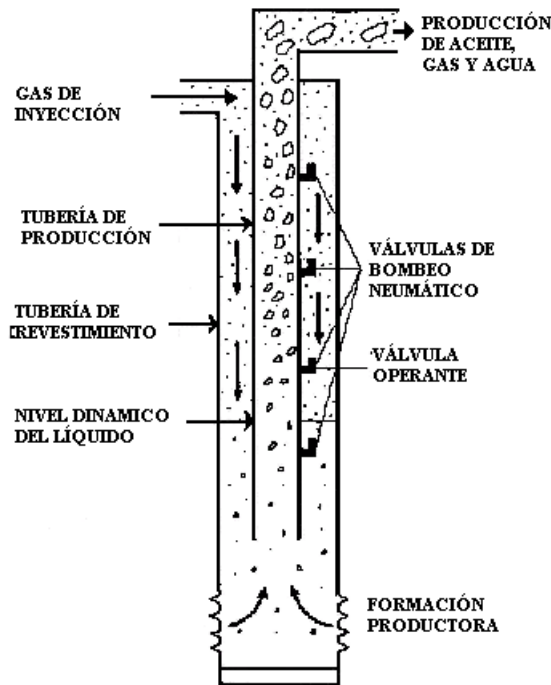
En esta instalación el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se inyecta en el espacio anular formado entre las tuberías de revestimiento y producción y los fluidos contenidos en la tubería de producción son desplazados (Figura 2.2).

Esto permite la comunicación entre las tuberías de revestimiento y producción, de modo que esta instalación queda restringida a pozos con buenas características, que presenten un nivel alto de la columna del fluido (aceite), formando un sello o tapón. Normalmente esto puede involucrar exclusivamente a pozos que se exploten con Bombeo Neumático Continuo.

Aunque puede ser posible usar este tipo de instalación para pozos que se vayan a explotar con Bombeo Neumático Intermitente, esto debería hacerse solamente cuando el empacador no pueda instalarse por alguna razón. De cualquier modo, no se debe usar una instalación abierta cuando exista alguna posibilidad de liberación del gas alrededor del fondo de la tubería de producción.

Otro problema que se tiene en las instalaciones abiertas es la presión variable en la línea superficial, que provoca que el nivel del fluido en el pozo aumente y disminuya en el espacio anular exponiendo por consiguiente a todas las válvulas situadas debajo del punto de inyección a una erosión severa con el fluido. Al extraer una instalación de este tipo a la superficie, generalmente todas las válvulas colocadas debajo del punto de inyección se encuentran pulidas por la erosión provocada por el fluido.

Otra desventaja más de este tipo de instalación es que el pozo debe ser descargado y reacondicionado cada vez que se cierre. Debido a que no se tiene un empacador, el nivel del fluido en el pozo aumentará en la etapa de cierre; este fluido debe ser descargado nuevamente por el espacio anular exponiendo a las válvulas a una erosión adicional por el fluido.



**Fig. 2.2 Instalación Abierta de Bombeo Neumático**

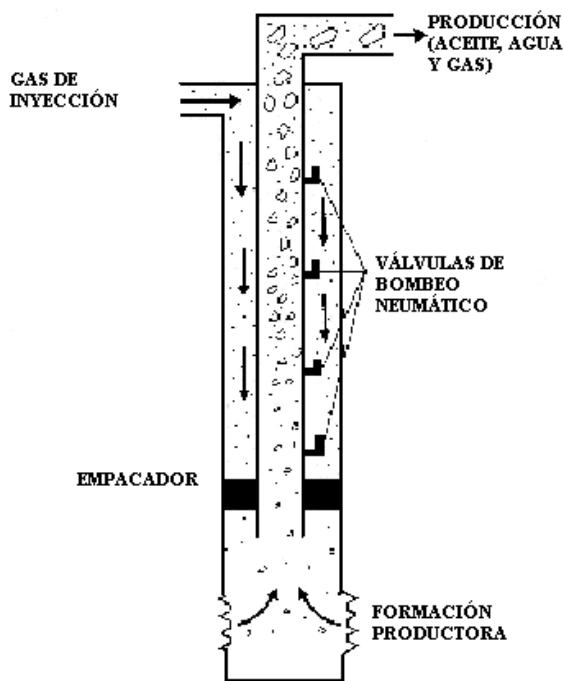
Existe también la posibilidad de que, mientras el pozo produce, cierta cantidad de fluido se mueva en el espacio anular, a través de las válvulas inferiores, y hacia el interior de la tubería de

producción. Esto se debe a la menor resistencia al flujo en el espacio anular. Así se provocará erosión por el paso del fluido en las válvulas inferiores.

Debido a las desventajas mencionadas es evidente que una instalación abierta no es normalmente recomendada. Sin embargo, hay situaciones en las que no es posible la colocación de un empacador debido a la erosión, tuberías de revestimiento en mal estado, fallas internas en la tubería de revestimiento, etc., en tales casos se debe usar una instalación abierta y realizará un buen trabajo en la mayoría de los pozos con Bombeo Neumático Continuo. En pozos con Bombeo Neumático Intermitente la instalación abierta es ineficiente, debido a la posible liberación del gas en el fondo de la tubería de producción.

#### 2.4.2 INSTALACIÓN SEMICERRADA

Esta instalación, Figura 2.3, es similar a la instalación abierta, excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislante entre las tuberías de revestimiento y producción. Este tipo de instalación se puede usar tanto para Bombeo Neumático Continuo como Intermitente. Ofrece varias ventajas sobre una instalación abierta.



*Fig. 2.3 Instalación Semicerrada de Bombeo Neumático*

Primero, una vez que el pozo se ha descargado, no hay camino por el cual el fluido pueda regresar al espacio anular de la tubería de revestimiento, ya que todas las válvulas tienen un dispositivo de retención “Check”.

Segundo, cualquier fluido dentro de la tubería de producción no puede abandonar la tubería de producción y pasar al espacio anular de la tubería de revestimiento.

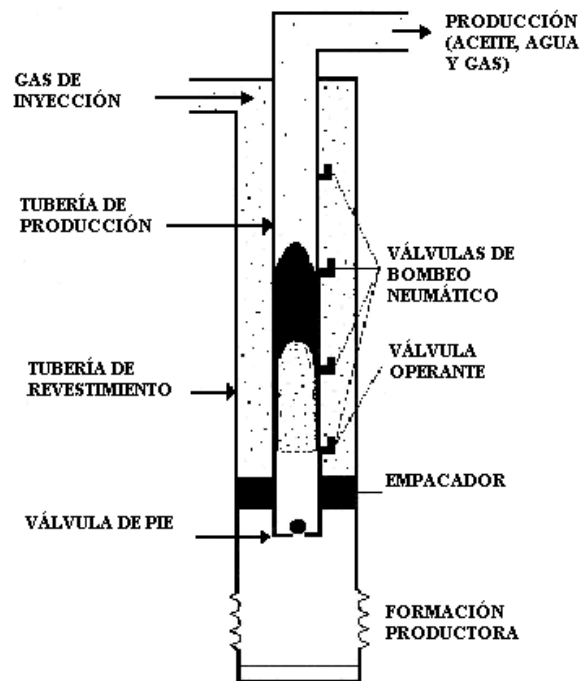
Tercero, el empacador aísla a la tubería de revestimiento de cualquier fluido proveniente del fondo de la tubería de producción.

Este tipo de instalación se usa también en el caso de Bombeo Neumático Intermitente. El empacador aísla a la formación de la presión que se tenga en la tubería de revestimiento. Sin embargo la instalación permite que la presión del gas en la tubería de producción actúe contra la formación, como el caso del Bombeo Neumático Intermitente.

### 2.4.3 INSTALACIÓN CERRADA

Este tipo de instalación Figura 2.4, es parecida a una instalación semicerrada excepto que se coloca una válvula de pie en la tubería en la tubería de producción. Aunque la válvula de pie se coloca normalmente en el fondo del pozo, ésta se puede situar inmediatamente debajo de la válvula operante. Esta válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación.

En una instalación de Bombeo Neumático Intermitente se debe instalar una válvula de pie, ya que esta ofrece mayores ventajas para incrementar la producción diaria.



*Fig. 2.4 Instalación Cerrada de Bombeo Neumático*

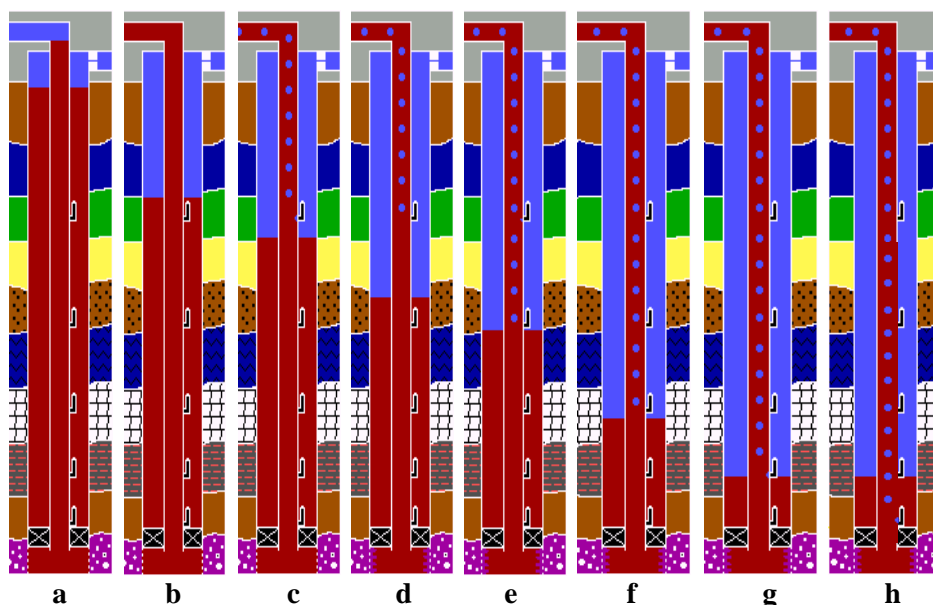
## 2.5 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO

El sistema de Bombeo Neumático, es un diseño artificial de explotación, empleado en pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para elevar su producción a la superficie.

El método de elevación con gas está basado en la energía del gas comprimido en el espacio anular, siendo ésta la fuerza principal que hace elevar el aceite.

A continuación analizamos el principio de operación del sistema de Bombeo Neumático:

1. En la Figura “a” se observa el pozo lleno de fluido de control tanto en tubería de producción como en tubería de revestimiento iniciándose la inyección de gas, todas las válvulas están abiertas debido al principio de Arquímedes o de flotación circulando de esta manera el fluido de control, del espacio anular a través de ellas hacia las tuberías de producción; cabe señalar que el fluido de control está descargando en “U”, ya que, dado el nivel tan alto en el espacio anular, impide que haya flujo del gas de inyección a través de la válvula hacia la tubería de producción.
2. En la Figura “b” se observa que el nivel de fluido está justamente arriba de la 1er. Válvula y que el fluido continúa circulando a través de las válvulas hacia la tubería de producción.



**Fig. 2.5 Procedimiento de Funcionamiento del Sistema de Bombeo Neumático**

3. En la Figura “c” el nivel del fluido está debajo de la 1er. Válvula, dejándola al descubierto eliminando el fenómeno de flotación y permitiendo que el mecanismo actúe cerrando la válvula, hasta que la presión de gas comprimido en el espacio anular, venza la presión de calibración de la válvula permitiendo el paso de gas a través de ella a la tubería de producción, impulsando de esta manera la columna de fluidos que se encuentran arriba de ella.
4. En las Figuras “d” y “e” es interesante señalar que además del fluido de control se empieza a desplazar volumen paulatinamente creciente de los fluidos aportados por el pozo y que la 1er. válvula ha cerrado y la 2da. válvula es la que está operando al ser vencida su presión de calibración, permitiendo el paso de gas al interior de la tubería de producción a través de ella, el resto de las válvulas continúan abiertas al estar sumergidas en el fluido.
5. En las Figuras “f” y “g” se observa que la aportación de fluidos del pozo va siendo mayor y que los volúmenes de gas inyectado se están incrementando, las válvulas de la 1ra. a la 4ta. están cerradas y la 5ta. válvula es la que está operando.



6. Finalmente en la Figura “h” se ha llegado al punto de inyección deseado, el volumen de gas inyectado es alto (de acuerdo con la profundidad de inyección) el pozo está aportando un volumen de fluido de acuerdo con su capacidad productiva.

Todas las válvulas que sirvieron para desalojar el fluido de control hasta lograr el nivel óptimo del pozo se encuentran cerradas y la válvula localizada en este punto óptimo se denomina Válvula Operante.

Dada la importancia que tiene la explotación de los pozos con el Sistema de Bombeo Neumático, es imprescindible mantener el funcionamiento del sistema con alta eficiencia, por tanto, es necesario aplicar nuevos y mejores procedimientos, así como técnicas encaminadas a elevar la eficiencia de operación de las instalaciones para Bombeo Neumático, a fin de aplicar las medidas preventivas y correctivas necesarias en cada una de las instalaciones.

## 2.6 MECÁNICA DE LAS VÁLVULAS PARA BOMBEO NEUMÁTICO

Hay dos tipos de diseño en la operación de los sistemas de Bombeo Neumático:

1. Para instalación de flujo continuo.
2. Para instalación de flujo intermitente.

Las instalaciones para flujo continuo, requieren una inyección controlada de gas en la columna que se mueve dentro de la tubería de producción, a fin de “aligerarla” y conservar el movimiento de éste al grado deseado.

El grado deseado será aquel que presente la aportación mayor de aceite, con una relación gas inyectado-aceite menor.

Las instalaciones para flujo intermitente, requieren también de una inyección controlada de gas, pero de una manera diferente; el principio de operación es similar al de los principios balísticos.

Para tener comportamiento óptimo para flujo intermitente, la columna de aceite deberá desplazarse en la tubería de producción (T.P.) de manera que la adherencia a la tubería y la mezcla del gas con el aceite sean mínimos.

En la operación con flujo intermitente la columna de aceite puede compararse con el proyectil de un rifle; el explosivo que impulsa al proyectil es el gas y el percutor del rifle es la válvula de inyección de gas subsuperficial.

Es obvio que para obtener los resultados deseados, la válvula deberá tener una apertura instantánea y un gran orificio de entrada de gas para dar a la columna la máxima velocidad de arranque.

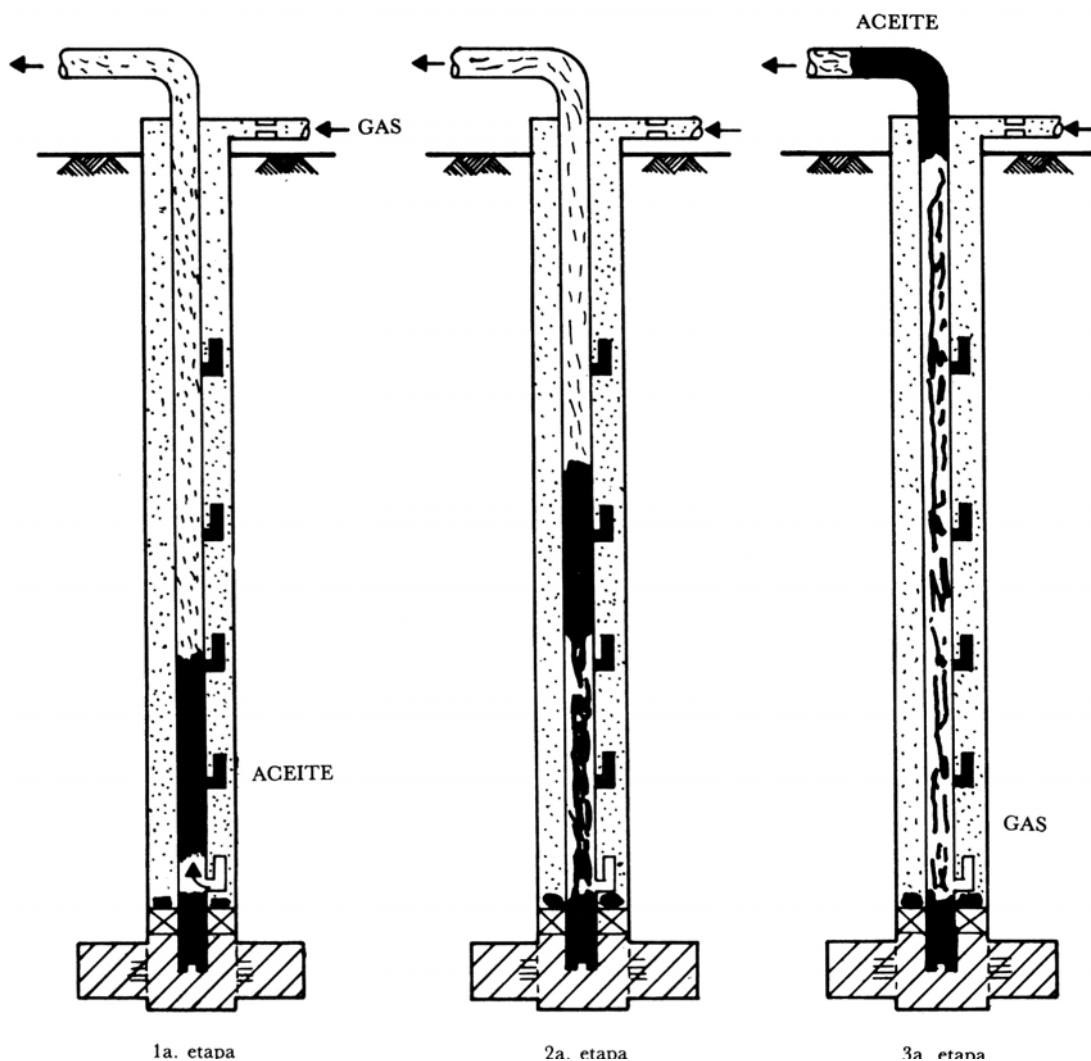
En conclusión, se puede ver que en el caso de la válvula para flujo continuo ésta deberá ser sensible a la diferencia de presión (gradiente) fluyendo, si la columna es sumamente ligera; la válvula deberá restringir la inyección de gas o bien; si la columna es más pesada, la válvula deberá

permitir la entrada de un volumen mayor, o sea que la operación de esta válvula está determinada fundamentalmente, por el gradiente fluyendo o por la contrapresión presente en la tubería de producción.

**BOMBEO NEUMÁTICO DE FLUJO CONTINUO**

El gas de inyección entra por la válvula operante a un volumen y presión ya determinados con los datos del pozo. La válvula se mantiene abierta permitiendo el paso del gas y las restantes están cerradas.

En este tipo de bombeo, el gas por su baja densidad produce un aligeramiento del fluido, al incrementarse la relación de solubilidad del aceite, aligerando la columna y causando que la presión hidrostática enfrente de la formación productora disminuya, consiguiéndose de esta manera una mejor aportación del yacimiento.



*Fig. 2.6 Bombeo Neumático Continuo en tres etapas*

Este sistema está basado en un solo punto de inyección de gas, en el cual se recupera una cantidad de fluido deseado con el óptimo volumen de gas inyectado. Las válvulas de flujo continuo se distribuyen de acuerdo al nivel estático del fluido y de la presión del gas que se va a inyectar.

Una presión constante en el espacio anular durante el procedimiento de descarga del fluido de control, permite que todas las válvulas en el aparejo estén abiertas, durante este proceso las válvulas de flujo continuo se cierran a medida que la presión hidrostática en el espacio anular disminuye, dejando finalmente abierta la válvula operante.

En una *Instalación Semicerrada*, el empacador de producción evita que el gas de inyección actúe sobre la formación productora, cuando el espacio anular se ha descargado.

En una *Instalación Abierta*, al no tener empacador de producción, la presión del gas inyectado en el espacio anular actúa contra la formación productora.

Un pozo con alto índice de productividad e insuficiente presión, es el mejor candidato para la operación de válvulas de flujo continuo. Para el diseño del aparejo de válvulas de flujo continuo se toman en cuenta las siguientes condiciones:

- a) Profundidad del intervalo productor.
- b) Diámetro de la tubería de producción.
- c) Diámetro de la tubería de revestimiento.
- d) Presión de gas disponible.
- e) Volumen de gas disponible.
- f) Volumen de fluido por recuperar.
- g) Gradiente de presión estática.
- h) Gradiente de presión fluyendo.

### ***BOMBEO NEUMÁTICO DE FLUJO INTERMITENTE***

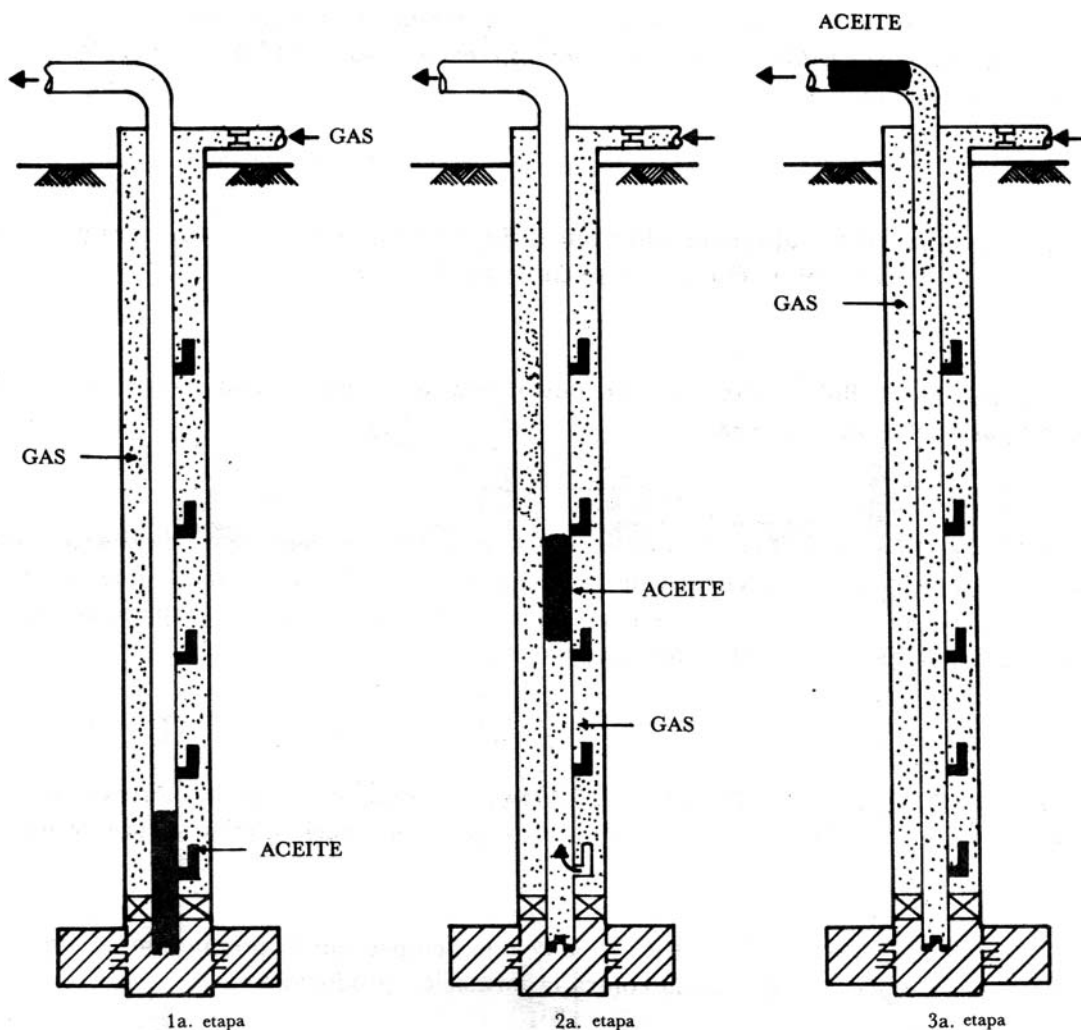
En este tipo de bombeo, el gas penetra a la tubería de producción, una vez que se ha acumulado en el pozo cierta cantidad de fluidos el gas entra súbitamente desplazando a los fluidos acumulados como un pistón.

El fluido dentro de la tubería de producción es levantado en forma de baches o pistones, inyectando gas bajo éstos. La expansión adicional del gas obliga al fluido a moverse hacia la superficie. Este método de levantamiento requiere operación cíclica, de ahí el nombre de flujo intermitente.

Este sistema necesita válvulas de inyección de gas, de acción brusca que abran y cierren rápidamente, este método de elevación de fluidos es por medio de cabezadas.

En una *Instalación Semicerrada*, este tipo es apropiado para presiones de fondo altas o medianas y con formaciones de poca permeabilidad.

En una *Instalación Cerrada*; el empacador de producción sella el espacio anular y la válvula de retención permite el flujo solamente hacia la superficie. Esto es necesario para pozos de alta permeabilidad y baja presión, para evitar el regreso de fluidos a la formación.

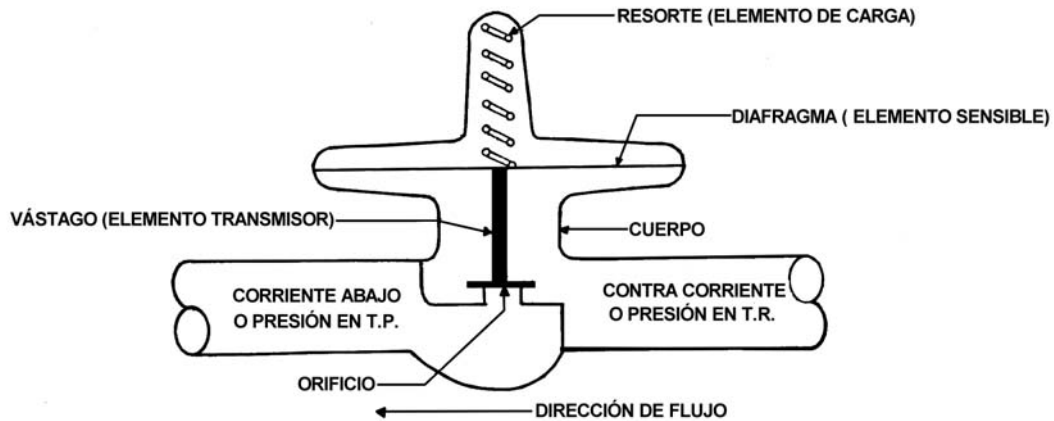


*Fig. 2.7 Bombeo Neumático Intermitente en tres etapas*

Una de las maneras para comprender con mayor facilidad la mecánica de las válvulas de inyección de gas operadas para presión es cuando se compara con un regulador de presión. (Figura 2.8)

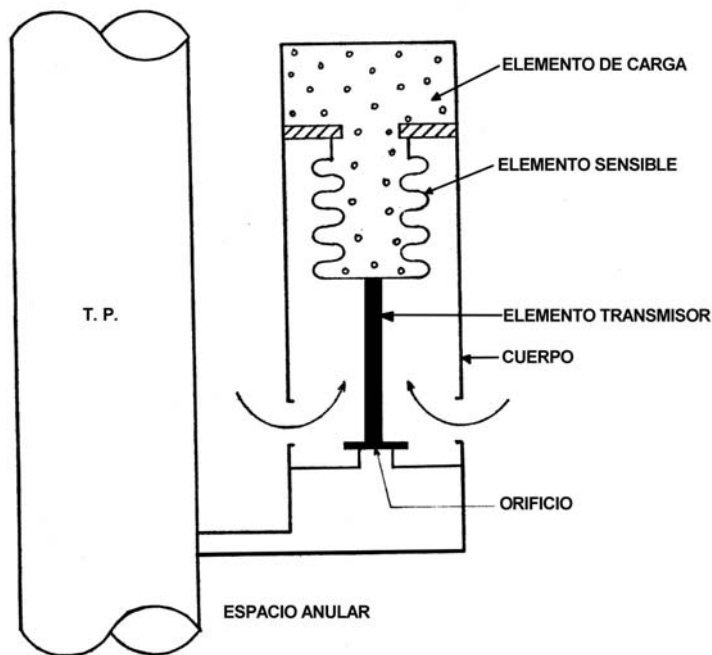
Las presiones de carga (resortes para el regulador y gas para la válvula de inyección de gas) para los reguladores y válvulas de inyección de gas mostrados en la Figura 2.8 y 2.9 actúan sobre una gran área del elemento sensible (diafragma para el regulador y fuelles para la válvula) cuando el área del elemento sensible es grande, comparado con el puerto de la válvula, la válvula es relativamente insensible a la presión en la tubería de producción, por ejemplo, el efecto de la columna del líquido formado en la tubería de producción, ayudando para abrir la válvula es pequeño.

Un balance de fuerzas es usado para analizar las fuerzas actuantes para abrir y cerrar al flujo la válvula operada por presión. Una válvula combinada operada por presión (fuelles) y con resorte es usada para derivar las expresiones según las características de operación de las válvulas. Un resorte es introducido dentro de este tipo de válvula (Figura 2.16) para proporcionar una parte de la fuerza de cierre de la válvula.



**Fig. 2.8 Regulador de Presión**

Normalmente el efecto de un resorte es expresado en fuerza por unidad de longitud de compresión; sin embargo, para la mecánica de la válvula es conveniente expresar el efecto del resorte en términos de presión equivalente que el resorte ejerce en la apertura y cierre de la válvula.



**Fig. 2.9 Válvula Operada por Presión**

## 2.7 CLASIFICACIÓN DE LAS VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO

Las Válvulas de Bombeo Neumático se clasifican en:

(*Observar Esquema de la Clasificación de Válvulas de Bombeo Neumático Página 76*)

- Válvulas Balanceadas.
- Válvulas Desbalanceadas.

Las partes que componen una válvula de Bombeo Neumático son:

1. Cuerpo de la Válvula
2. Elemento de Carga (Resorte, Gas o una combinación de ambos)
3. Elemento Sensible a una presión (Fuelle de Metal, Pistón o Diafragma de hule)
4. Elemento de Transmisión (Diafragma de hule o Vástago de Metal)
5. Elemento Medidor (Orificio o Asiento)

Cuando el área del elemento de respuesta es grande, comparada con el asiento de la válvula, ésta es relativamente insensible a la presión en la tubería de producción entonces, debido a esto el efecto de la columna de líquido en la tubería de producción para abrir la válvula es pequeño.

### 2.7.1 VÁLVULAS BALANCEADAS

Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o en la posición abierta. Se observa que la presión en la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (Presión del Domo). De acuerdo a esto la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.

### 2.7.2 VÁLVULAS DESBALANCEADAS

Las válvulas de presión desbalanceadas son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinada por las condiciones de trabajo del pozo; es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

Para este estudio se clasifican los tipos de válvulas que han tenido más aplicación; esta clasificación es la misma para las válvulas balanceadas, exceptuando a la válvula reguladora de presión. Los tipos de válvulas son las siguientes:

#### *Válvula operada por presión del gas de inyección*

Generalmente se conoce como válvula de presión, esta válvula es del 50 al 100% sensible a la presión en la tubería de revestimiento en la posición cerrada y el 100% sensible en la posición de apertura. Se requiere un aumento de presión en el espacio anular para abrir y una reducción de presión en la tubería de revestimiento para cerrar la válvula.

#### *Válvula reguladora de presión*

Esta válvula también es llamada como válvula proporcional o válvula de flujo continuo. Las condiciones que imperan en ésta son las mismas a las de la válvula de presión en la posición cerrada.

Es decir, una vez que la válvula está en la posición abierta es sensible a la presión en la tubería de producción, es lo que se requiere que se aumente la presión en el espacio anular para abrirla y una reducción de presión en la tubería de producción\* o en la tubería de revestimiento para cerrar la válvula. \*Si se reduce en la tubería de producción, deberá permanecer abierta, por el diferencial ya que para que abra, la presión en el espacio anular es mayor que en la tubería de producción.

#### *Válvula operada por fluidos de la formación*

La válvula operada por fluidos de la formación es 50 a 100% sensible a la presión en la tubería de producción en la posición cerrada y 100% sensible a la presión en la tubería de producción en la posición abierta. Esta válvula requiere un incremento en la presión de la tubería de producción para abrir y una reducción en la presión de la tubería de producción para lograr el cierre de la válvula.

#### *Válvula combinada*

También es llamada válvula de presión operada por fluidos y por presión del gas de inyección; en esta se requiere un incremento en la presión del fluido para su apertura y una reducción de presión en el espacio anular o de la tubería de producción para cerrarla.

## **2.8 CLASIFICACION DE LAS VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO DE ACUERDO AL FLUJO DE FLUIDOS**

Las válvulas de inyección de gas se dividen en 2 grupos en base a su operación que son:

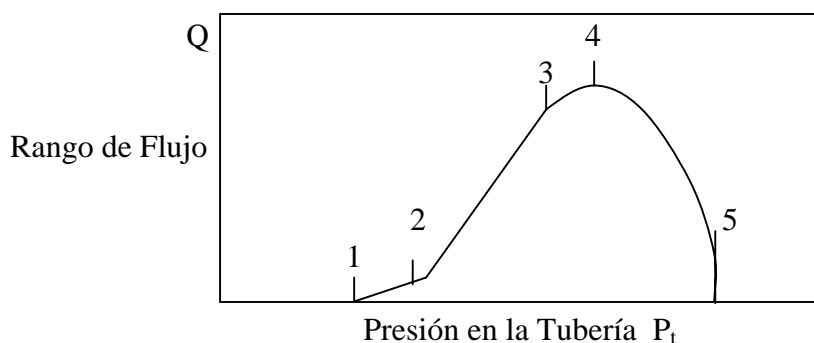
- Válvulas para Flujo Continuo
- Válvulas para Flujo Intermitente

**VÁLVULAS PARA FLUJO CONTINUO:** Consiste en mantener siempre la columna de fluidos ligera mediante una inyección de gas continua, logrando con esto que el gradiente de la columna disminuya y la presión del yacimiento junto con la expansión del gas facilite a los fluidos salir a la superficie.

**VÁLVULAS PARA FLUJO INTERMITENTE:** Consiste en la inyección de un gran volumen de gas en el menor tiempo, debajo de la columna del fluido por levantar en la tubería de producción y así lograr que el aceite llegue a la superficie.

### **2.8.1 VÁLVULAS PARA BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**

Una válvula usada para flujo continuo debe ser sensible a la presión en la tubería de producción cuando está en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la tubería de producción. Cuando la presión decrezca la válvula debe empezar a regular el cierre, para disminuir el paso del gas. Cuando la presión en la tubería de producción se incrementa, la válvula debe regular la apertura en la cual se incrementa, el flujo de gas a través de la misma. Estas respuestas de la válvula mantienen estabilizada la presión en la tubería de producción o tienden a mantener una presión constante. En la Figura 2.10 muestra la respuesta a la inyección del gas de una válvula de Bombeo Neumático para flujo continuo. Estas mismas características pueden ser determinadas en el caso de que se tuviera un regulador de presión o una válvula operada por fluidos.



1. Presión de Apertura
2. Pvc: Presión de Cierre (Inicio del Control de Flujo)
3. Límite del Rango de Control
4. Máximo Flujo
5. Pc: Presión de Cierre

*Fig. 2.10 Curva de Respuesta a la Trayectoria del Gas*

## 2.9 TIPOS DE VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO

En el mercado se conocen 3 tipos de válvulas para el sistema de Bombeo Neumático que son:

- a) Válvula diferencial.
- b) Válvula operada por fluido.
- c) Válvula operada por presión.

En el activo de producción Poza Rica el tipo de válvula que más se utiliza es el del tipo operada por presión. A continuación se proporciona una descripción general de las 2 primeras válvulas, ahondando más en la mecánica de las válvulas operadas por presión por las razones ya expuestas.

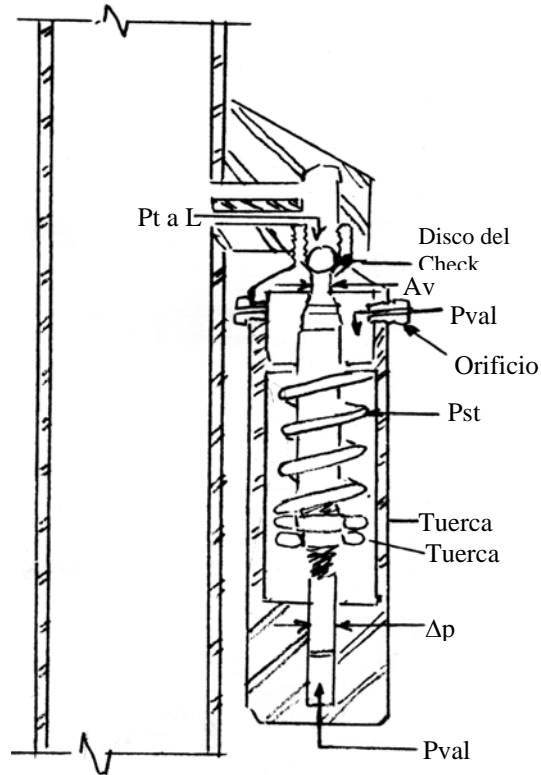
### 2.9.1 VÁLVULA DIFERENCIAL

Fue la primer válvula que se utilizó más ampliamente y fue diseñada para descargar un pozo con una presión de gas de inyección determinada.

La válvula abre y cierra basándose en una diferencia entre las presiones de la tubería de revestimiento y la tubería de producción a la profundidad de la válvula, aun cuando una válvula diferencial es principalmente una válvula actuada por la tubería de producción no es una válvula operada por presión, es una válvula que normalmente está abierta.

La válvula diferencial se utiliza para flujo continuo para ciertas aplicaciones especiales, pero no para flujo intermitente.





- $P_t a L$  = Presión de la tubería de producción a la profundidad de la válvula ( $lb/pg^2$ )  
 $A_v$  = Área del orificio  
 $P_{val}$  = Presión de la tubería de revestimiento a la profundidad de la válvula ( $lb/pg^2$ )  
 $P_{st}$  = Efecto de la presión del resorte

*Fig. 2.11 Válvula Diferencial en un Pozo lista para abrir*

### 2.9.2 VÁLVULA OPERADA POR FLUIDO

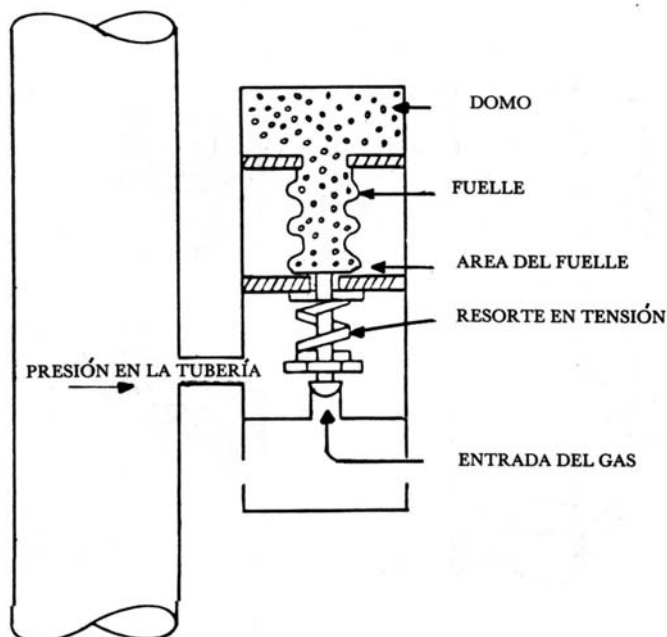
La diferencia entre la operación con presión en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción es principalmente la aplicación de la válvula de Bombeo Neumático, la presión de la tubería de producción es la presión de apertura ejercida sobre el área del fuelle de una válvula operada por fluido, las mismas series normales se utilizan tanto en operaciones con presión en la tubería de revestimiento como en la tubería de producción, solamente el mandril es el diferente.

Un mandril para una válvula operada por fluido (un mandril para fluir por el espacio anular para instalaciones que fluyen por la tubería de revestimiento) y una válvula de contra presión normal, se emplea para la operación de presión en la tubería de producción.

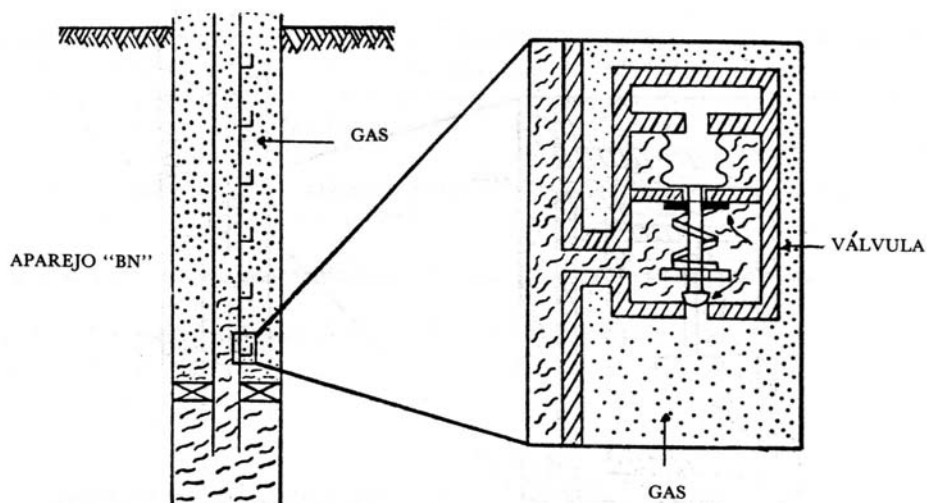
Las válvulas operadas por fluido recuperable con línea de acero, difieren en construcción de las válvulas operadas por presión debido a que el mismo mandril recuperable se utiliza para ambas operaciones, consecuentemente, la válvula debe estar diseñada para presiones en la tubería de producción, en vez de la presión en la tubería de revestimiento al entrar a la válvula en la parte opuesta al fuelle. Cuando una válvula operada por fluido abre, la presión de la tubería de

revestimiento es generalmente de 150 a 200 lb/pg<sup>2</sup> mayor que la presión de la tubería de producción a la profundidad de la válvula.

Por lo tanto, el aumento total en presión opuesta al fuelle una vez que la válvula abre es mucho mayor que el de una válvula operada por presión, por esta razón, es importante que se utilicen ciertos dispositivos para restringir el cambio de la posición de los fuelles en una válvula operada por presión en la tubería de producción para asegurar una vida prolongada en el fuelle.



*Fig. 2.12 Detalle de Válvula Operada por Fluido*

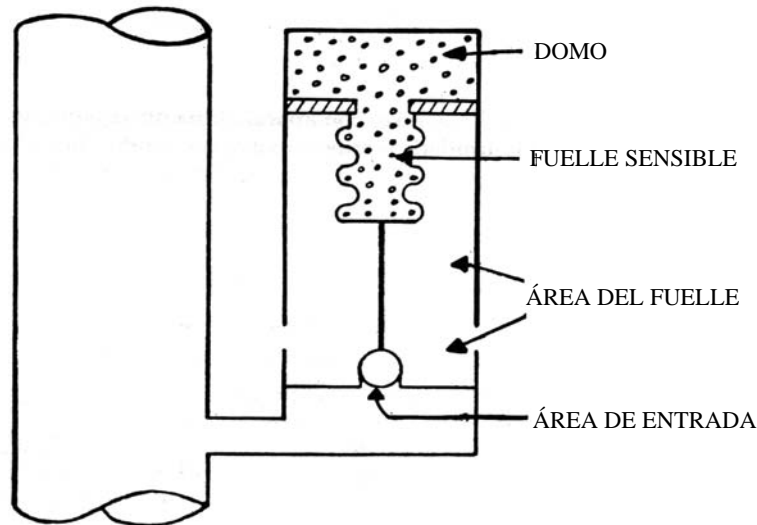


*Fig. 2.13 Aparejo de Bombeo Neumático y Detalle de Válvula de Inyección de Gas Operada por Fluido*

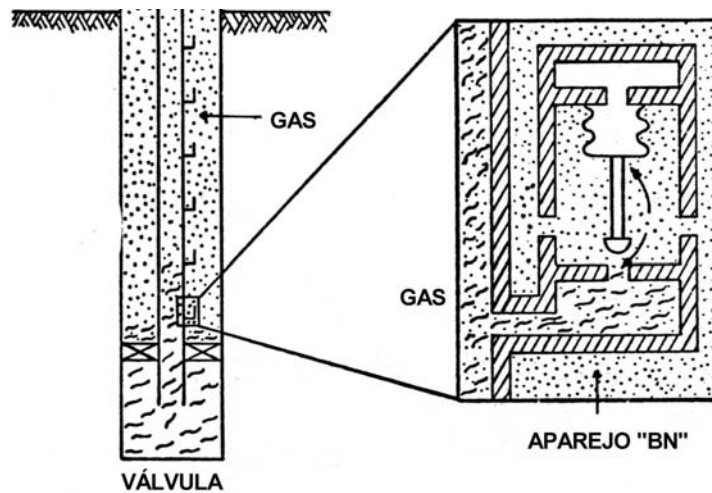
### 2.9.3 VÁLVULA OPERADA POR PRESIÓN

Son aquellas, en las cuales las fuerzas de carga mantienen la válvula cerrada hasta que se coloca en el pozo, su mecanismo es controlado por la presión ejercida en el espacio anular.

En la mayoría de los pozos esta última válvula es superior a las primeras ya que ofrece mayores características de control del pozo; y son utilizadas en prácticamente todas las instalaciones de Bombeo Neumático.



*Fig. 2.14 Detalle de la Válvula Operada por Presión*



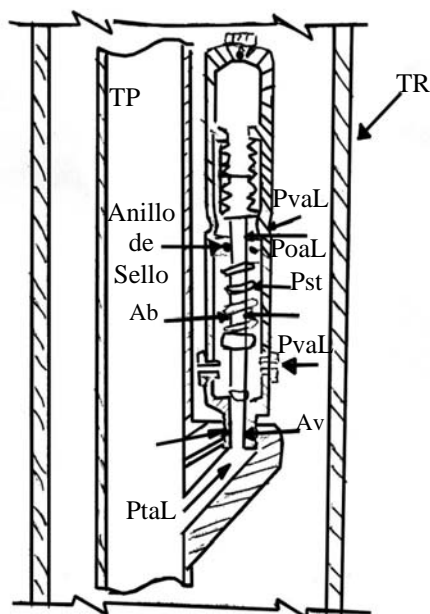
*Fig. 2.15 Aparejo Típico de Bombeo Neumático y Detalle de Válvula de Inyección de Gas Operada por Presión*

El principio de operación de una válvula operada por presión es prácticamente el mismo que el de un regulador de presión, la fuerza que trata de cerrarla en la mayoría de las válvulas de Bombeo Neumático operadas por presión, se obtiene de un fuelle cargado a presión, un resorte o una combinación de ambos.

El fuelle es el corazón de una válvula de Bombeo Neumático operada con presión con o sin resorte; si el fuelle falla, la válvula deja de funcionar.

### 2.9.3.1 VÁLVULAS OPERADAS POR PRESIÓN PARA FLUJO CONTINUO

Las válvulas operadas por presión para flujo continuo están diseñadas para medir y para permitir la entrada del gas de inyección a la tubería de producción. La mecánica de las válvulas es la misma para válvulas operadas por presión que para las válvulas de flujo continuo a través de la tubería de producción. La única diferencia es que el gas de inyección se encuentra dentro de la tubería de producción para las aplicaciones en que se fluya por la tubería de revestimiento, en vez de almacenarse en la misma tubería.



- Pbt = Presión de carga en los fuelles a la temperatura del pozo
- Ab = Área efectiva del fuelle
- Pv a L = Presión de inyección de gas a la profundidad de la válvula
- Pst = Efecto de la presión del resorte
- Av = Área del orificio
- Po a L = Presión de apertura de la válvula a la profundidad de la válvula
- Pt a L = Presión de la tubería de producción a la profundidad de la válvula

*Fig. 2.16 Válvula Operada por presión en tubería de revestimiento con estrangulador arriba del orificio para Flujo Continuo*

### 2.9.3.2 VÁLVULAS OPERADAS POR PRESIÓN CON CARGA DE NITRÓGENO EN EL FUELLE.

Son aquellas válvulas cuyo diseño permite inyectar nitrógeno a presión al domo del fuelle de la válvula, para proveerla de la fuerza necesaria a fin de mantenerla cerrada hasta que las fuerzas que tiendan a abrir la válvula logren vencerla.

Las válvulas con carga de nitrógeno en el fuelle operadas por presión para flujo continuo, constan únicamente de una sola sección que es la sección piloto constituida por:

- Fuelle con domo recargable.
- Combinación de válvula (esfera) y asiento para la relación de áreas deseadas.
- Camisa del fuelle.
- Válvula de retención.

Para operación de flujo continuo, la presión de la tubería de revestimiento se aumenta lentamente hasta llegar a la presión de apertura de la válvula.

El gas de inyección se introduce a la tubería de revestimiento con una velocidad baja por minuto.

La presión de la tubería de revestimiento no aumenta una vez que el gas de inyección que atraviesa la válvula, iguala la velocidad del gas de inyección que penetra a la tubería de revestimiento, una vez que el gas de inyección se mide al entrar a la tubería de producción a través de la válvula, se obtiene aeración y no desplazamiento:

En la mayoría de las instalaciones de flujo continuo, la producción diaria es alta y la presión de flujo en la tubería de producción a la profundidad de la válvula operante no cambia apreciablemente, una vez que se establece una velocidad de flujo estipulado para una velocidad de gas de inyección determinada.

Si la presión en la tubería de producción permanece constante y la presión de la tubería de revestimiento se aumenta, la válvula comienza a abrir. Si la presión de la tubería de revestimiento se aumenta más, el viaje del vástago aumenta proporcionalmente para presión determinada de la tubería de producción

Debido a la carpa de la válvula, el vástago viaja a una distancia unitaria por aumento de  $lb/pg^2$  en la presión en la tubería de revestimiento, siempre y cuando la presión de la tubería de producción permanezca constante.

Si la presión de la tubería de producción, la válvula abrirá mucho más con un aumento adicional en presión de la tubería de producción y pasará más gas.

Por el contrario, si la presión de la tubería de producción decrece, el vástago se acercará al asiento y reducirá el pasaje de inyección de gas a través de la válvula.

TIPOS DE VÁLVULAS OPERADAS POR PRESIÓN	CAMCO	RP-6	(RECUPERABLES)
	CAMCO	R-20	(RECUPERABLES)
	CAMCO	J-20	(CONVENCIONAL)
	CAMCO	CP-4	(CONVENCIONAL)
	CAMCO	CP-2	(CONVENCIONAL)

### **Por que Gas Nitrógeno para cargar en los fuelles**

Se utiliza el gas nitrógeno debido a que se encuentra fácilmente, no es caro, no es corrosivo, no es inflamable y su factor desviación (Z) a presión elevada así como a temperatura se conoce.

El factor de desviación del gas nitrógeno ha sido determinado en el laboratorio y estos factores de compresibilidad están publicados.

El factor de desviación del gas natural depende de la composición de las mezclas gaseosas y es diferente para las diferentes mezclas.

Como los factores de compresibilidad difieren para varios gases naturales, la presión de apertura de una válvula no puede calcularse exactamente a una temperatura elevada utilizando un gas natural dentro de los fuelles, a menos que se conozca la composición del gas.

### **Generalidades del Nitrógeno**

El nitrógeno fue descubierto en 1772 por el científico escocés Daniel Rutherford, quien demostró que es incapaz de mantener la vida o la combustión.

En estado libre es abundante, pues forma el 78% en volumen de la atmósfera, formando compuestos en muchos lugares; durante las lluvias, los rayos producen óxidos de nitrógeno que disueltos en el agua son aprovechados por las plantas.

El nitrógeno es un gas incoloro, no tiene sabor, ni olor, es menos denso que el aire y poco soluble con agua.

Su molécula es  $N_2$ . En condiciones ordinarias el nitrógeno es un elemento inactivo, no es carburante, ni combustible, tampoco se combina con otros elementos.

#### **2.9.3.2.1 CARGA DE LAS VÁLVULAS CON FUELLE**

Todas las válvulas con fuelle cargado tienen un porcentaje de carga que se mide en libras por pulgada cuadrada, por pulgada de viaje del vástago. La carga se debe a lo siguiente:

1. La carga del resorte de un fuelle, el cual se comporta como un resorte helicoidal con una carga casi constante. (Libras por pulgada cuadrada por pulgada de viaje del fuelle)
2. El ligero aumento en la porción de carga del fuelle debido al decremento en la capacidad del domo cuando la válvula abre.
3. La carga del resorte si es que la válvula tiene resorte. La carga del resorte en una válvula, similar a la CAMCO tipo "C" con un efecto de presión de resorte de  $75 \text{ lb/pg}^2$ , es nula y la carga total de la válvula es similar a la de una válvula sin resorte. Una válvula operada por presión desbalanceada y con carga en el fuelle vibrará en el vástago si es que la presión de la tubería de revestimiento excede ligeramente a la presión de apertura de la válvula para una determinada presión en la tubería de producción y la presión de la tubería de producción permanece constante. Por lo tanto, una válvula operada por presión de un elemento se usa para flujo continuo y para flujo intermitente

balanceado o parcialmente balanceado, se refiere al efecto de la presión de inyección en la presión de apertura de la válvula, si la presión de inyección no afecta, la presión de apertura la válvula se considera balanceada.

Si el rango equivalente del área del orificio con el área efectiva del fuelle ( $A_v/A_b$ ), es menor que el rango actual ( $A_v/A_b$ ) la válvula está parcialmente balanceada:

### 2.9.3.3 VÁLVULAS OPERADAS POR PRESIÓN CON RESORTE

Las válvulas con resorte en el fuelle operadas por presión para flujo continuo, constan básicamente de las siguientes partes.

- Fuelle sellado para el rango de ajuste de presión deseado.
- Resorte para el rango de ajuste de presión deseado.
- Combinación de válvula y asiento para la relación de áreas deseadas.
- Camisa o caja del resorte.
- Válvula de retención.

El viaje del vástago para este tipo de válvulas es directamente proporcional a la fuerza del resorte y es menor para un aumento determinado en presión de tubería de revestimiento sobre la presión de apertura de la válvula, que la de una válvula con carga de nitrógeno.

Un aumento de varios cientos de  $\text{lb/pg}^2$  en la presión de tubería de revestimiento sobre la presión inicial de apertura de la válvula, no abrirá completamente a la mayoría de las válvulas con resorte.

Muchas válvulas con resorte para flujo continuo tienen una alta relación del área del orificio con área efectiva del fuelle, para utilizar la presión de la tubería de producción como una fuerza de apertura apreciable.

En virtud de que la válvula abre y cierra rápidamente.

Este tipo de válvulas siempre abrirá y cerrará rápidamente mucho antes de que la presión de la tubería de revestimiento disminuya hacia la presión de cierre de la válvula.

Por lo tanto la presión ejercida sobre el área de orificio en el instante en que la válvula cierra, será la presión de la tubería de producción ( $P_e$  a  $L$ ) y no la presión de la tubería de revestimiento ( $P_r$  a  $L$ ), consecuentemente la presión de cierre de la válvula ( $P_c$  a  $L$ ) siempre será igual a la presión de apertura de la válvula ( $P_o$  a  $L$ ) para una determinada presión de tubería de producción a la profundidad de la válvula.

### 2.9.3.4 VÁLVULAS CON FUELLE Y RESORTE.

Son aquellas válvulas cuyo fuelle está provisto de una carga de presión sellado herméticamente y un resorte como fuerza adicional de cierre.

Antes de explicar la operación de una válvula operada por presión debe entenderse claramente la relación existente entre fuerza y presión.

Fuerza es el empuje o jalón el cual generalmente está medido en unidades de peso, tal como onzas, libras o toneladas.

Presión es la fuerza ejercida sobre la unidad de área de superficie y es generalmente expresada en  $\text{lb}/\text{pie}^2$  o  $\text{lb}/\text{pg}^2$ . En este manual, fuerza se expresa en lb y la presión se expresa en  $\text{lb}/\text{pg}^2$  (psig).

En la Figura 2.17, tenemos una imagen de uno de los tipos más comunes de las válvulas operadas por presión no balanceadas.

Este tipo de válvula tiene un fuelle y un domo, el cual contiene una carga de nitrógeno a presión y un resorte como fuerza adicional de cierre.

La carga de presión del fuelle ejercida sobre el área total efectiva del fuelle, es la fuerza primaria del cierre para este tipo de válvula, en la cual la fuerza de cierre se calcula multiplicando la presión del fuelle por el área efectiva del mismo ( $P_b \times A_b$ ).

Las dos áreas primordiales para una válvula operada por presión no balanceada son el área efectiva del fuelle ( $A_b$ ) y el área de orificio ( $A_v$ ).

El área efectiva del fuelle ( $A_b$ ) es el área de la sección transversal sobre la cual actúa una presión. La misma fuerza resultaría si esta presión se ejerciese en un pistón con un área transversal igual al área efectiva del fuelle.

El área del orificio ( $A_v$ ) es igual a la sección transversal del asiento de la válvula, la cual nunca es mayor que el área efectiva del fuelle ( $A_b$ ).

La válvula que se muestra en la Figura 2.17, está instalada en un probador, la presión de apertura del probador se aplica sobre el área efectiva del fuelle, menos el área del puerto ( $A_b - A_v$ ).

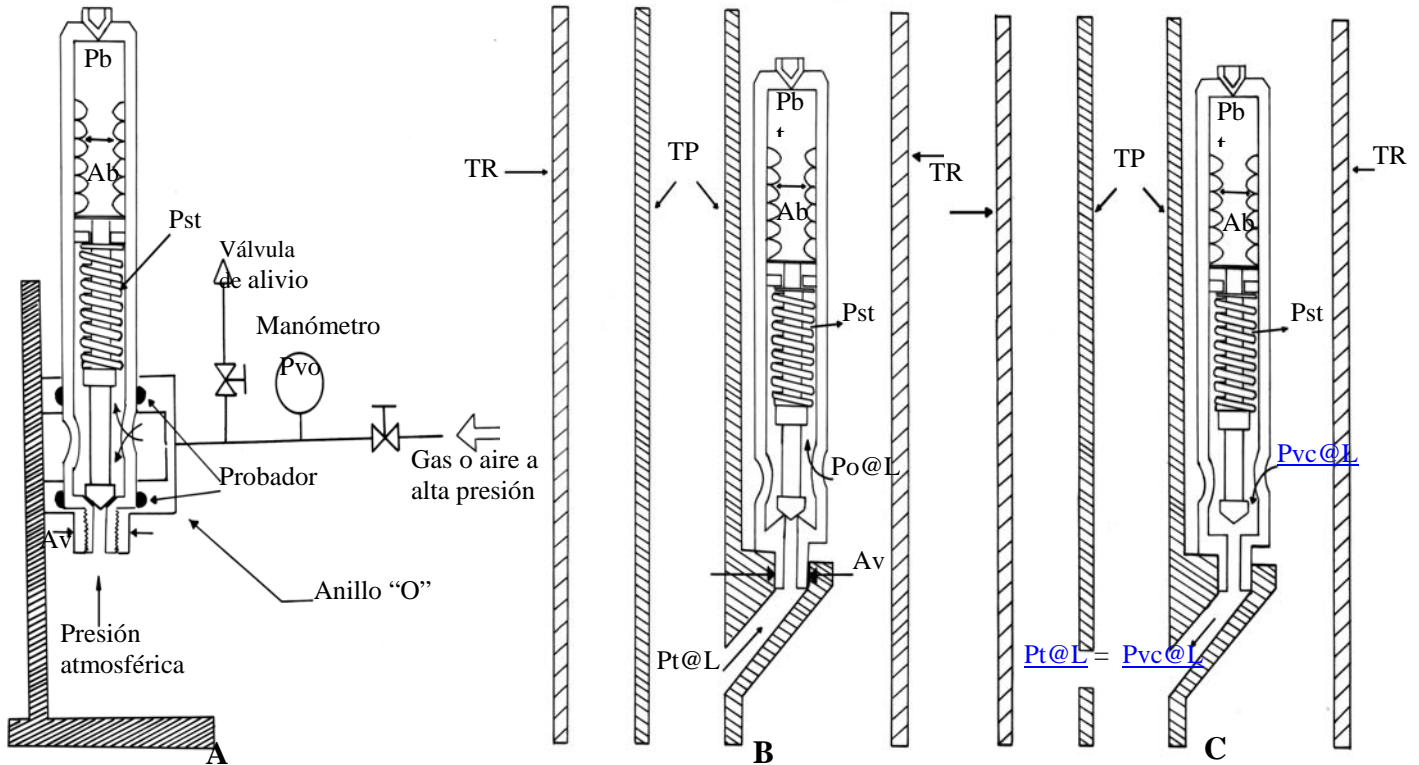
La presión manométrica del probador a la cual la válvula comienza a pasar el gas, es la presión de apertura de la válvula ( $P_{vo}$ ) en  $\text{lb}/\text{pg}^2$  o manométricas en un probador y a esa temperatura. La presión que actúa sobre el área del puerto ( $A_v$ ) en el instante en que la válvula abre en un probador, es la presión atmosférica o sea cero  $\text{lb}/\text{pg}^2$  manométricas.

El efecto de la presión del resorte ( $P_{st}$ ) es la presión requerida para vencer la fuerza de compresión del resorte y abrir la válvula sin ninguna carga de presión en el fuelle dentro del domo ( $P_h = 0$ ) y cero presión ejercida sobre el puerto de la válvula, tal como se muestra en la Figura 2.17.

El efecto de la compresión del resorte como fuerza de cierre se muestra en términos de presión en vez de fuerza y es igual a la presión de apertura en el probador requerida para vencer solamente la fuerza del resorte.



Por tanto; el efecto del resorte se diseña como efecto de presión en el fuelle con un resorte, para asegurar que una válvula que se encuentra colocada más arriba, permanezca cerrada si es que llega a fallar el fuelle. Como un resorte no está afectado por la temperatura, el efecto de la temperatura en la presión de una válvula con resorte se reduce.



- A) Válvula operada por presión, con fuelle cargado, a 60 °F con resorte, en un probador. Válvula cerrada, lista para abrir.
- B) Válvula operada por presión, con fuelle cargado, con resorte, en un pozo. Válvula cerrada, lista para abrir:
- C) Válvula operada por presión, con fuelle cargado, con resorte, en un pozo. Válvula abierta. Lista para cerrar.

Pb	=	Presión de carga de nitrógeno dentro del fuelle a 60 °F lb/pg <sup>2</sup>
Ab	=	Área efectiva del fuelle
Av	=	Área del orificio
Pst	=	Efecto de la presión resorte
Pbt	=	Presión de carga de nitrógeno a temperatura operativa (lb/pg <sup>2</sup> )
Po@L	=	Presión de la inyección de gas a la profundidad de la válvula (lb/pg <sup>2</sup> )
Pt@L	=	Presión de tubería de producción a la profundidad de la válvula (lb/pg <sup>2</sup> )
Pvc@L	=	Presión de cierre a la profundidad de la válvula (lb/pg <sup>2</sup> )
T.R.	=	Tubería de revestimiento
T.P.	=	Tubería de producción

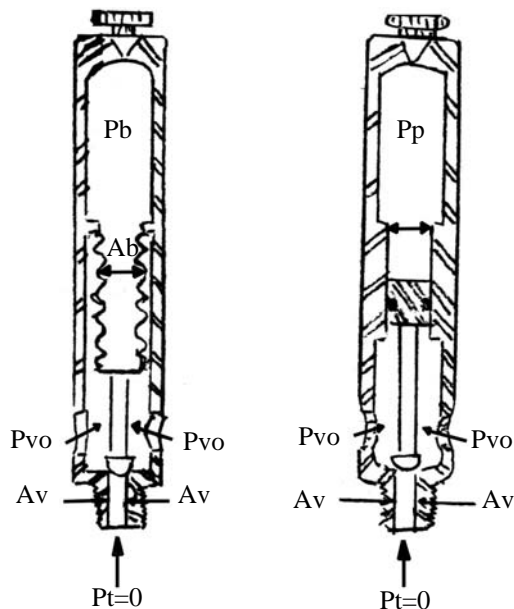
**Fig. 2.17 Válvula Operada por Presión con Fuelle Cargado y Resorte**

TIPOS DE VÁLVULAS CON FUELLE Y RESORTE	MERLA	WF-14R	(RECUPERABLES)
	INPAMEX	SVI-11	(CONVENCIONAL)

### 2.9.4 ANALOGÍA DEL FUELLE Y PISTÓN

En una válvula de Bombeo Neumático operada por presión, el fuelle funciona como un pistón; se utiliza un fuelle en lugar de un pistón para confinar positivamente la presión que existe en el domo de la válvula, ya que no existe ningún medio a la fecha que asegure un sello positivo para un pistón en movimiento en una válvula de Bombeo Neumático operada por presión.

Un diafragma pequeño y de alta presión no se puede aplicar debido a lo limitado de su movimiento, con un fuelle el viaje se distribuye uniformemente a lo largo de todas las convulsiones activas, por lo tanto facilita el viaje completo del pistón para obtener la apertura requerida en el puerto (asiento).



- Pb = Presión en el fuelle
- Pp = Presión en el pistón
- Ab = Área efectiva del fuelle
- Pvo = Presión de apertura de la válvula
- Av = Área del orificio
- Pt = Presión de la tubería de producción

*Fig. 2.18 Ilustra la analogía de la función de una válvula operada por presión con fuelle, comparada con una de pistón*

## 2.10 VÁLVULA OPERADA POR PRESIÓN DEL GAS DE INYECCIÓN Y RESORTE

### 2.10.1 PRESIÓN DE APERTURA DE LA VÁLVULA DESBALANCEADA BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN

La válvula de presión y resorte, en su mayor parte es sensible a la presión en el espacio anular, la presión de apertura se define entonces como la presión en la tubería de revestimiento requerida para abrir la válvula actuando bajo condiciones de operación.

El balance de fuerzas para la válvula de la (Figura 2.19B) la cual está cerrada y lista para abrir es:

$$F_c = F_a$$

Donde:  $F_c$  es la fuerza en libras que mantiene cerrada la válvula y  $F_a$  la fuerza en libras tratando de abrir la válvula. Sustituyendo términos para  $F_c$  y  $F_a$ .

$$F_c = P_{bt} A_b + S_t (A_b - A_v) \quad \text{(Ecuación 1)}$$

$$F_a = P_o (A_b - A_v) + P_t A_v \quad \text{(Ecuación 2)}$$

Donde:

$P_b$  = Presión dentro de los fuelles a 60 °F, lb/pg<sup>2</sup>

$P_{bt}$  = Presión dentro de los fuelles a temperaturas de operación lb/pg<sup>2</sup> man.

$A_b$  = Área total efectiva de los fuelles, pg<sup>2</sup>

$P_o$  = Presión de apertura de la válvula con efecto de la tubería de producción, lb/pg<sup>2</sup>

$P_{vo}$  = Presión de apertura de la válvula en un probador sin el efecto de la tubería de producción ( $P_t = 0$ ), lb/pg<sup>2</sup>

$P_t$  = Presión en la tubería de producción (opuesta a la válvula) justo antes de abrir (lb/pg<sup>2</sup>) man.

$A_v$  = Área del puerto de la válvula en pg<sup>2</sup>

$S_t$  = Tensión efectiva del resorte, lb/pg<sup>2</sup>       $S_t = P_{st}$

La presión de apertura de la válvula se obtiene de la siguiente manera:

1. Igualando las ecuaciones de cierre y apertura

$$F_c = F_a$$

$$P_{bt} A_b + S_t (A_b - A_v) = P_o (A_b - A_v) + P_t A_v$$

2. Dividiendo la igualdad entre el área efectiva del fuelle ( $A_b$ )

$$\frac{P_{bt} A_b}{A_b} + \frac{S_t (A_b - A_v)}{A_b} = \frac{P_o (A_b - A_v)}{A_b} + \frac{P_t A_v}{A_b}$$

$$P_{bt} + St (1-A_v/A_b) = P_o (1-A_v/A_b) + P_t (A_v/A_b)$$

3. Despejando la presión de apertura ( $P_o$ )

$$P_{bt} + St (1 - A_v/A_b) = P_o (1-A_v/A_b) + P_t (A_v/A_b)$$

$$P_{bt} + St (1 - A_v/A_b) - P_t (A_v/A_b) = P_o (1-A_v/A_b)$$

$$P_o = \frac{P_{bt}}{(1 - A_v/A_b)} + \frac{St (1 - A_v/A_b)}{(1 - A_v/A_b)} - \frac{P_t (A_v/A_b)}{(1 - A_v/A_b)}$$

$$P_o = \frac{P_{bt}}{(1 - A_v/A_b)} + St - \frac{P_t (A_v/A_b)}{(1 - A_v/A_b)} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Si  $R = A_v/A_b$  entonces:

$$P_o = \frac{P_{bt}}{1 - R} + St - \frac{P_t(R)}{1 - R}$$

El término  $P_{bt}/(1-A_v/A_b)$  es la presión necesaria para vencer la carga de los fuelles a temperaturas de operación. El efecto total del resorte  $St$  debe ser vencido.

La ecuación 3 puede ser fijada en forma conceptual como:

Presión para abrir = (efecto de fuelles) + (efecto del resorte) – (efecto de T.P.)

*Si el elemento de carga nada más fuera la presión en el domo entonces la ecuación se le tendría que quitar el efecto del resorte entonces queda:*

$$P_o = \frac{P_{bt} - P_t(R)}{1 - R}$$

*La ecuación anterior define la presión en la tubería de revestimiento requerida para abrir la válvula de presión bajo las condiciones de operación.*

### 2.10.2 DEFINICIÓN DE EFECTO DE T.P.

Al acumular fluido en el interior de la tubería de producción debido a la fuerza generada por el yacimiento y al no ser éste suficiente para elevar la producción del pozo hasta la superficie, da origen a lo que se conoce como nivel dinámico, al estar capturado este nivel dinámico en el interior de la tubería de producción el peso de esta columna de fluido generará una presión, la cual será detectada por la válvula operada por presión, para contribuir a la apertura de la misma. A las repercusiones que tiene este proceso se le conoce como “Efecto de T.P.”.

El efecto de T.P. es la diferencia entre la presión de apertura ( $P_{vc}$ ) de una válvula con cero de presión ejercida sobre el área del cuerpo y la presión real de apertura ( $P_o$ ) de la válvula en un pozo donde la presión de la tubería de producción a la profundidad de la válvula ejercida sobre el área del orificio es mayor de cero.

El efecto de T.P. es una función de la relación del área del orificio al área efectiva de los fuelles.

El hecho que el efecto de T.P. reduzca la presión de apertura de la válvula, se utiliza en instalaciones cuyos diseños utilizan válvulas no balanceadas, una válvula no balanceada en un pozo en una cabezada grande de líquido arriba, tiene una presión de apertura real inferior ( $P_o$ ) que en el mismo tipo de válvula sin una cabezada de líquido o con poco líquido arriba de ella, aunque ambas válvulas tienen la misma presión de apertura ( $P_{vo}$ ) con cero presión de tubería de producción, muchas instalaciones sencillas intermitentes se diseñan para usar válvulas no balanceadas completamente con un gran orificio (el factor grande efecto T.P.) para una combinación de sensibilidad entre la presión de la tubería de producción y la tubería de revestimiento, hay un problema definido asociado con el diseño de una instalación intermitente en el cual las válvulas no tienen efecto de T.P., especialmente si la inyección máxima en la presión del gas es bajo en relación a la profundidad requerida de adecuación.

Si la válvula no tiene efecto de T.P. la presión de apertura de cada válvula hacia abajo debe decrecer enormemente para asegurar la descarga de la instalación y mantener las válvulas superiores cerradas.

El efecto de T.P. sobre la presión de apertura de la válvula operante cuando la presión en la tubería de producción es opuesta a la válvula se conoce como:

$$T.E. = P_t \frac{A_v/A_b}{1 - A_v/A_b} \quad \text{(Ecuación 4)}$$

Factor de efecto de tubería  $T.E.F. = \frac{R}{1 - R}$

**Por ejemplo:** Si hay una presión en la tubería de producción opuesta al flujo en la válvula de 300 lb y la relación  $A_v/A_b = 0.11$  el Efecto de la T.P. es:

$$T.E. = 300 \left( \frac{0.11}{1 - 0.11} \right) = 300 \left( \frac{0.11}{0.89} \right) = 300 \times 0.123 = 37 \text{ lbs}$$

o la presión de apertura es reducida en 37 lbs.

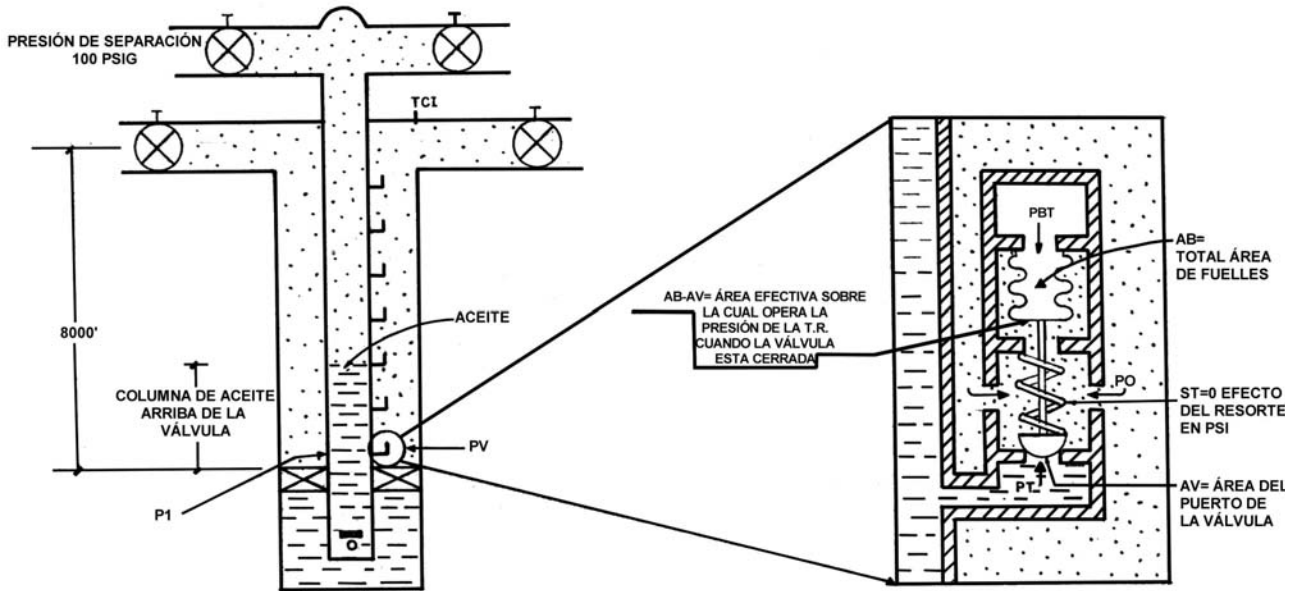
En un probador de válvulas, la presión de la tubería de producción opuesta a la válvula es cero, con un balance de fuerza, las fuerzas de apertura y cierre son igualadas.

$$P_{vo} (A_b - A_v) = P_b A_b + S_t (A_b - A_v)$$

$$P_{vo} = \frac{P_b}{1 - A_v/A_b} + S_t \quad \text{(Ecuación 5)}$$

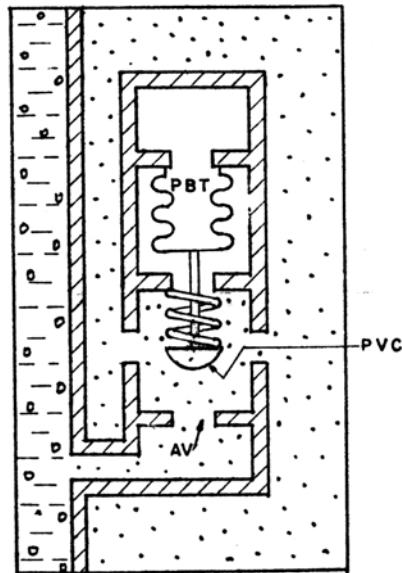
o en términos de la presión que deben generar los fuelles (Pb) es:

$$P_b = (P_{vo} - S_t) (1 - A_v / A_b) \quad (\text{Ecuación 6})$$



(A) Columna de Fluidos Formada entre Ciclos

(B) Instantes antes de Abrir la Válvula



(C) Instantes Antes de Cerrar la Válvula

Fig. 2.19 Posición Cerrada y Abierta de las Válvulas Operadas por Presión

### 2.10.3 PRESIÓN DE CIERRE DE LAS VÁLVULAS DESBALANCEADAS BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN

Con un balance de fuerzas similar al de la presión de apertura, puede establecerse la relación de fuerzas, pero ahora considerando a la válvula en la posición abierta a un tiempo (instante) antes de cerrarla.

La válvula está ahora abierta y lista para cerrar y la presión de la tubería de revestimiento está operando sobre el área total efectiva de los fuelles (Figura 2.19C).

El balance de fuerza es:  $F_c = F_a$   
Sustituyendo términos para  $F_c$  y  $F_a$

$$F_c = P_{bt} A_b + St (A_b - A_v) \quad \text{(Ecuación 7)}$$

$$F_a = P_{vc} A_b \quad \text{(Ecuación 8)}$$

Donde  $P_{vc}$ : Es la presión de cierre en la tubería de revestimiento opuesta a la válvula y los otros términos son, como ya se habían definido previamente igualando 7 y 8 y despejando para  $P_{vc}$ .

$P_{vc}$  : Presión en el espacio anular para cerrar la válvula a condiciones de operación.

$$P_{bt} A_b + St (A_b - A_v) = P_{vc} A_b$$

$$P_{vc} = P_{bt} + St (1 - A_v/A_b) \quad \text{(Ecuación 9)}$$

*Si el elemento de carga nada más fuera la presión en el domo entonces la ecuación se le tendría que quitar el efecto del resorte entonces queda:*

$$P_{vc} = P_{bt}$$

*La ecuación muestra que la presión en la tubería de revestimiento es igual a la presión del domo para cerrar la válvula a una profundidad determinada.*

Igualando la ecuación 6 y 9 la presión de cierre de válvula en un probador (donde la presión de la tubería es cero) tenemos:

$$P_b = P_{bt}$$

$$(P_{vo} - St) (1 - A_v/A_b) = P_{vc} - St (1 - A_v/A_b)$$

$$P_{vc} = (P_{vo} - St) (1 - A_v/A_b) + St (1 - A_v/A_b)$$

$$P_{vc} = P_{vo} (1 - A_v/A_b) - St (1 - A_v/A_b) + St (1 - A_v/A_b)$$

$$P_{vc} = P_{vo} (1 - A_v/A_b) \quad \text{(Ecuación 10)}$$

$$P_{vo} = \frac{P_{vc}}{1 - R} \quad \text{(Ecuación 11)}$$

Como el domo de una válvula de Bombeo Neumático tiene un volumen constante, por tanto, la presión de un domo cargado de nitrógeno se incrementa a medida que la temperatura se

incrementa. La presión del domo ( $P_{vc}$ ) se conoce y va a estar en función de la profundidad de la válvula. Esto significa que si la Ecuación 11, fuera usada para pruebas de presión de apertura en el taller, cada válvula tendría que ser calentada a una temperatura igual a la cual opera en el pozo a una profundidad determinada.

#### 2.10.4 PRESIÓN DE APERTURA EN EL TALLER ( $P_{tro}$ )

Para calcular la presión de apertura en el taller, la presión del domo a la profundidad de colocación de la válvula debe ser corregida a 60 °F. Por tanto, la ecuación usada para la apertura en el taller ( $P_{tro}$ ) es la siguiente:

$$P_{tro} = \frac{P_{bt} @ 60^{\circ}F}{1 - R}$$

Para corregir la  $P_{vc}$  a una  $P_{vc} @ 60^{\circ}F$ , se usa la ley de los gases reales, es decir:

$$\frac{P_{bt}}{ZT} = \frac{P_{bt} @ 60^{\circ}F}{Z_{60^{\circ}F} (520)}$$

Despejando la  $P_{vc} @ 60^{\circ}F$ .

$$P_{bt} @ 60^{\circ}F = \frac{(520)P_{bt}Z_{60^{\circ}F}}{ZT}$$

Por tanto los factores de corrección estarán definidos por:

$$C_t = \frac{\text{Presión del domo de la Válvula de Bombeo Neumático a } 60^{\circ}F}{\text{Presión del domo de la Válvula de B. N. a Temperatura del Pozo}}$$

Obviamente puede usarse cualquier temperatura base. Algunos fabricantes usan 80 °F. Ya que la solución es por ensaye y error, deben desarrollarse gráficas que sean fáciles de usar y estén basadas en la última ecuación.

#### **Recordar que:**

Las válvulas de flujo intermitente están diseñadas para llevar el fluido del pozo rápidamente a cabezadas, con el fin de evitar al máximo el escurrimiento del fluido dentro de la tubería de producción.

Este sistema de flujo intermitente, es recomendable para pozos con bajo índice de productividad.

El número de válvulas y la distribución de las mismas se sujeta a:

- a) La presión del gas de inyección.
- b) La recuperación del nivel de fluido.
- c) La profundidad del pozo.



Factores de Corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno a 60 °F											
°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct
61	0.998	101	0.919	141	0.852	181	0.794	221	0.743	261	0.698
62	0.996	102	0.917	142	0.85	182	0.792	222	0.742	262	0.697
63	0.994	103	0.915	143	0.849	183	0.791	223	0.74	263	0.696
64	0.991	104	0.914	144	0.847	184	0.79	224	0.739	264	0.695
65	0.989	105	0.912	145	0.845	185	0.788	225	0.738	265	0.694
66	0.987	106	0.91	146	0.844	186	0.787	226	0.737	266	0.693
67	0.985	107	0.908	147	0.842	187	0.786	227	0.736	267	0.692
68	0.983	108	0.906	148	0.841	188	0.784	228	0.735	268	0.691
69	0.981	109	0.905	149	0.839	189	0.783	229	0.733	269	0.69
70	0.979	110	0.903	150	0.838	190	0.782	230	0.732	270	0.689
71	0.977	111	0.901	151	0.836	191	0.78	231	0.731	271	0.688
72	0.975	112	0.899	152	0.835	192	0.779	232	0.73	272	0.687
73	0.973	113	0.898	153	0.833	193	0.778	233	0.729	273	0.686
74	0.971	114	0.896	154	0.832	194	0.776	234	0.728	274	0.685
75	0.969	115	0.894	155	0.83	195	0.775	235	0.727	275	0.684
76	0.967	116	0.893	156	0.829	196	0.774	236	0.725	276	0.683
77	0.965	117	0.891	157	0.827	197	0.772	237	0.724	277	0.682
78	0.963	118	0.889	158	0.826	198	0.771	238	0.723	278	0.681
79	0.961	119	0.887	159	0.825	199	0.77	239	0.722	279	0.68
80	0.959	120	0.886	160	0.823	200	0.769	240	0.721	280	0.679
81	0.957	121	0.884	161	0.822	201	0.767	241	0.72	281	0.678
82	0.955	122	0.882	162	0.82	202	0.766	242	0.719	282	0.677
83	0.953	123	0.881	163	0.819	203	0.765	243	0.718	283	0.676
84	0.951	124	0.879	164	0.817	204	0.764	244	0.717	284	0.675
85	0.949	125	0.877	165	0.816	205	0.762	245	0.715	285	0.674
86	0.947	126	0.876	166	0.814	206	0.761	246	0.714	286	0.673
87	0.945	127	0.874	167	0.813	207	0.76	247	0.713	287	0.672
88	0.943	128	0.872	168	0.812	208	0.759	248	0.712	288	0.671
89	0.941	129	0.871	169	0.81	209	0.757	249	0.711	289	0.67
90	0.939	130	0.869	170	0.809	210	0.756	250	0.71	290	0.699
91	0.938	131	0.868	171	0.807	211	0.755	251	0.709	291	0.668
92	0.936	132	0.866	172	0.806	212	0.754	252	0.708	292	0.667
93	0.934	133	0.864	173	0.805	213	0.752	253	0.707	293	0.666
94	0.932	134	0.863	174	0.803	214	0.751	254	0.706	294	0.665
95	0.93	135	0.861	175	0.802	215	0.75	255	0.705	295	0.664
96	0.928	136	0.86	176	0.8	216	0.749	256	0.704	296	0.663
97	0.926	137	0.858	177	0.799	217	0.748	257	0.702	297	0.662
98	0.924	138	0.856	178	0.798	218	0.746	258	0.701	298	0.662
99	0.923	139	0.855	179	0.796	219	0.745	259	0.7	299	0.661
100	0.921	140	0.853	180	0.795	220	0.744	260	0.699	300	0.66

**Tabla 2.1 Factores de Corrección por Temperatura para Domo Cargado con Nitrógeno a 60 °F**

Las válvulas colocadas arriba de la válvula operante, se utilizan sólo para:

Descargar el fluido de control del pozo por gas de inyección, cerradas y operando solamente la válvula operante.

Para pozos de poca productividad, se instala un interruptor de inyección de gas de ciclos de entrada de gas al pozo. Una vez que se hayan definido varios tiempos de ciclos y periodos de inyección, así como descargas de fluidos en la tubería de producción, se determinará y ajustará el ciclo más eficiente.

### 2.10.5 DEFINICIÓN DE AMPLITUD DE UNA VÁLVULA

La diferencia entre las presiones de apertura y cierre de una válvula de Bombeo Neumático se le llama amplitud.

La amplitud es el resultado de la presión de gas de inyección que se ejerce sobre las diferentes áreas cuando la válvula está con las posiciones de abierto y cerrado.

La amplitud máxima es la diferencia entre la presión de apertura de la válvula con cero presión en tubería de producción ejercida sobre el área del orificio y la presión de cierre de la válvula cuando la presión de tubería de producción a la profundidad de la válvula es igual a la presión de la tubería de revestimiento en el instante en que la válvula cierre.

La amplitud de la válvula facilita la utilización del volumen de gas almacenado en el espacio anular entre las presiones de apertura y cierre de la válvula de operación en una instalación intermitente que reduce la demanda de inyección de gas por minuto del sistema de gas de alta presión durante la inyección de gas.

Ciertos diseños de instalaciones intermitentes utilizan la amplitud de la válvula y la capacidad del espacio anular para proporcionar casi todo el gas de inyección para elevar el tapón. La amplitud, como se indicó anteriormente, significa una diferencia de presión. La amplitud de esta válvula se determina restando la presión de cierre de la presión de apertura.

$$\text{Amplitud de la válvula} = \Delta P = P_o - P_{vc}$$

$$P_o = \frac{P_{bt}}{1-R} + S_t - \frac{P_t(R)}{1-R} \quad P_{vc} = P_{bt} + S_t (1-A_v/A_b)$$

$$\Delta P = \left[ \frac{P_{bt}}{1-R} + S_t - \frac{P_t(R)}{1-R} \right] - [P_{bt} + S_t(1-R)]$$

o

$$\Delta P = \left( \frac{R}{1-R} \right) (P_{bt} + S_t(1-R) - P_t)$$

*Si el elemento de carga nada más fuera la presión en el domo entonces la ecuación se le tendría que quitar el efecto del resorte entonces queda:*

$$\Delta P = \left( \frac{R}{1-R} \right) (P_{bt} - P_t)$$

$$\text{Máxima Amplitud de la Válvula} = \Delta P_{\text{máx}} = \left( \frac{R}{1-R} \right) (P_{bt}) = T.E.F. (P_{bt})$$

*La amplitud de la válvula puede ser importante cuando se tiene una instalación de Flujo Continuo, pero es más importante para una instalación de Bombeo Intermitente donde se usan válvulas con presiones desbalanceadas. La amplitud de la válvula controla la mínima cantidad de gas que se utiliza en cada ciclo.*

*Como la diferencia de presión requerida para cerrar la válvula en condiciones de operación se incrementa, la cantidad de gas inyectado durante el ciclo también se incrementa.*

### **2.10.6 EFECTOS DE LA TEMPERATURA**

Las válvulas cargadas con resorte (sin presión de carga en el fuelle) no son afectadas por la temperatura y como consecuencia ésta sólo se aplica a las válvulas cargadas en el fuelle, como la capacidad del domo de una válvula y los fuelles es constante y no varía, la presión de carga del fuelle aumentará al aumentar la temperatura, la mayoría de los fabricantes ponen la presión de apertura de una válvula con carga en el fuelle cuando está a 60°F, antes de que las presiones de apertura de las diferentes válvulas puedan compararse, las válvulas de un mismo pozo particularmente deben considerarse en cuanto a temperatura. Por lo tanto, es importante que las presiones de apertura de todas las válvulas en un conjunto que va a entrar al pozo se basen en la misma temperatura.

Lo que es importante es la diferencia relativa entre las presiones de apertura. Antes de probar un conjunto de válvulas éstas deben sumergirse en un recipiente con agua a fin de asegurarse que todas las válvulas están a la misma temperatura. Si la temperatura del agua se conoce, las presiones de apertura de la válvula pueden corregirse a 60 °F.

### **2.10.7 GRADIENTE DE LA COLUMNA DE GAS**

La presión de operación del gas de inyección está controlada en la superficie; esto es, la superficie (cero pies) se usa generalmente como una referencia para comparar y relacionar la posición de la válvula de Bombeo Neumático.

Para corregir desde el fondo del pozo hasta la superficie o viceversa, el ingeniero de producción debe hacer una predicción del cambio de la presión causado por la columna de gas y por las pérdidas de fricción cerca de la válvula de Bombeo Neumático, tanto bajo condiciones dinámicas (fluyendo) como estáticas.

La diferencia entre el cambio de la presión estática y dinámica es la pérdida por fricción para el flujo de gas. Si el conducto es pequeño o el gasto de gas es relativamente alto, esta pérdida debe ser tomada en cuenta. La pérdida por fricción corriente abajo del flujo de gas en el espacio anular de casi todas las instalaciones es muy pequeña y puede despreciarse sin considerar que se cometa un error notable.

Por esta razón la mayoría de las instalaciones de Bombeo Neumático se diseñan considerando el incremento de presión estática del gas con la profundidad.

El cálculo del incremento de presión se basa en el establecimiento de un balance de energía del flujo de gas entre dos puntos del sistema; esto es:

$$\int_1^2 v dP = \frac{v^2}{2g_c} + \frac{g}{g_c} \Delta x + 1w + w = 0$$

Para una columna de gas estática sin velocidad, fricción o trabajo, la ecuación anterior se reduce a:

$$\int_1^2 v dP + \frac{g}{g_c} \Delta x = 0$$

Resolviendo la ecuación para un gas real y considerando un factor Z a condiciones medias de presión y temperatura, se obtiene la siguiente ecuación:

$$P_{fondo} = P_{sup} e^{\frac{0.01877 \gamma_g L}{TZ}}$$

Esta ecuación involucra una solución de ensayo y error, en la cual Z depende de la presión de fondo y viceversa. Por esta razón, se han desarrollado gráficas que proporcionen buenos resultados basados en esta ecuación.

Una de estas gráficas se muestra a continuación (Figura 2.20). Para presiones y temperaturas normales, la presión se incrementa con la profundidad (gradiente de presión) en forma aproximadamente constante para una presión superficial dada.

Por consiguiente, la presión en la tubería de revestimiento puede representarse gráficamente mediante una línea recta desde la superficie hasta la profundidad deseada.

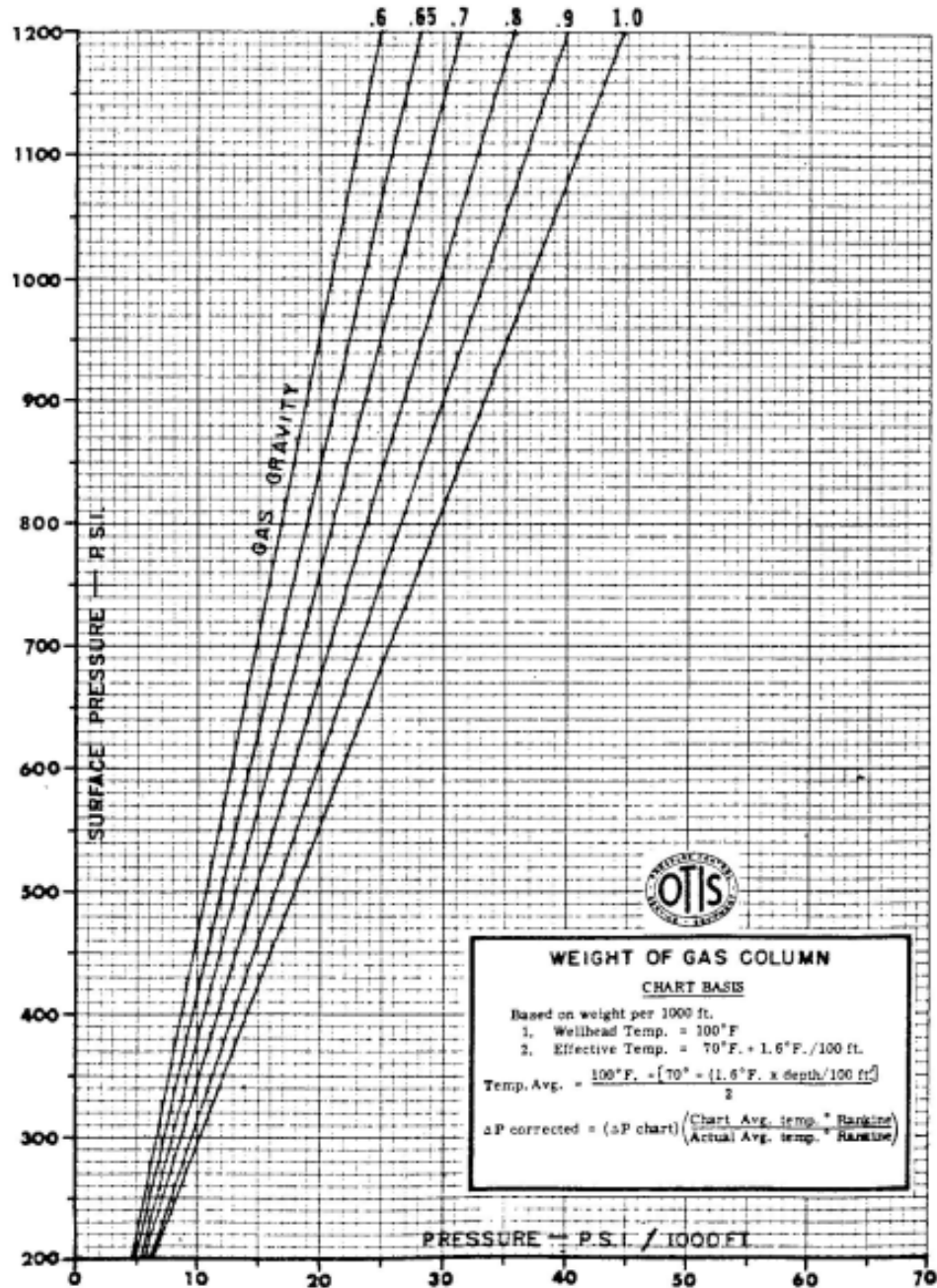
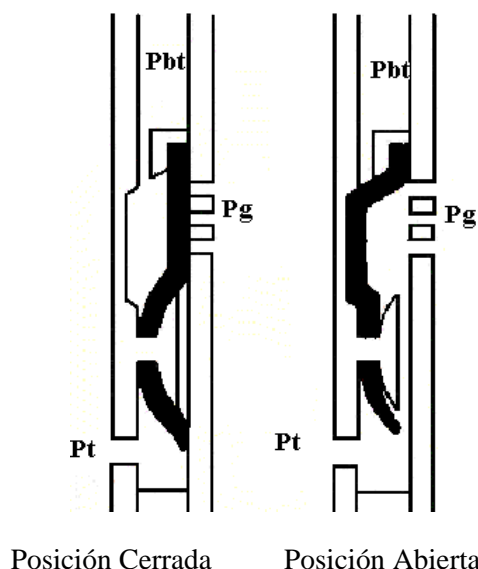


Fig. 2.20 Gradientes de la Columna de Gas

### 2.10.8 PRESIÓN DE APERTURA Y CIERRE DE LA VÁLVULA BALANCEADA BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN

Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición abierta o cerrada. Figura 2.14 (Válvula operada por presión en T.R.) La presión en la tubería de revestimiento actúa en toda el área del fuelle en cualquier tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión del domo. En este caso la amplitud (Spread) es cero, prescindiendo del asiento.

La Figura 2.21 muestra una construcción completamente diferente de una válvula de Bombeo Neumático. El elemento principal de esta válvula es una manga flexible que sella el domo de la válvula. El domo está cargado con gas a una determinada presión. Cuando la válvula está cerrada la manga elástica sirve de sello evitando el flujo de la inyección de gas a través de la válvula y se flexiona cuando la presión aplicada en la manga excede a la presión del domo provocando el flujo del gas a través de la válvula.



**Fig. 2.21 Válvula con Manga Flexible**

Haciendo un balance similar al de las válvulas desbalanceadas, se obtienen las ecuaciones de apertura y de cierre para las válvulas balanceadas:

$$P_o = P_{bt}$$

$$P_{vc} = P_{bt}$$

## 2.11 CÁLCULO DEL VOLUMEN DEL GAS DE INYECCIÓN

El flujo crítico para un gas natural está dado por una relación de presiones y por lo general puede ocurrir cuando:  $\frac{P_t}{P_g} = 0.55$

La determinación del diámetro de los estranguladores (Válvula de aguja, control de tiempo, o ambos) que se instalan en la tubería superficial del gas de inyección o en las válvulas subsuperficiales de Bombeo Neumático, está basada en el principio de flujo crítico.

El flujo crítico es un fenómeno de flujo definido por el flujo de gases compresibles, en la sección de estrangulamiento de una restricción, cuando su velocidad es sónica (velocidad de sonido

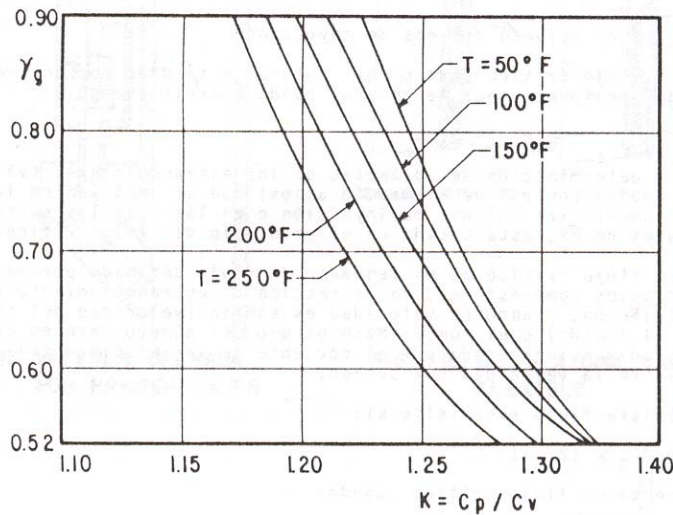
en el fluido) o el número Mach es uno. El número Mach es una relación adimensional dada por el cociente de la velocidad del fluido entre la velocidad del sonido.

Existe flujo subcrítico si:  $\frac{P_2}{P_1} > \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$

Se tiene flujo crítico cuando:  $\frac{P_2}{P_1} < \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$

Donde:

$k = \frac{C_p}{C_v} = \frac{\text{calor específico a presión constante}}{\text{calor específico a volumen constante}}$ , y puede ser obtenida con la Figura 2.22.



**Fig. 2.22 Relación de Calores Específicos en Función de la Temperatura y la Densidad Relativa**

Las ecuaciones siguientes permiten calcular el diámetro del estrangulador:

$$C_d A = \frac{q_g}{155500 P_1 \left\{ \frac{64.34k}{\gamma_g (T + 460)(k-1)} \left[ \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{(k+1)}{k}} \right] \right\}^{0.5}}$$

Donde:

- A = Área del Estrangulador, pg<sup>2</sup>
- C<sub>d</sub> = Coeficiente de descarga del estrangulador
- T = Temperatura en el Estrangulador

$P_1$  = Presión Corriente Arriba del Estrangulador ( $P_{th}$ )

$P_2$  = Presión Corriente Abajo del Estrangulador ( $P_e$ )

El diámetro del estrangulador puede obtenerse con la siguiente ecuación, ajustada de la correlación establecida por Cook.

$$d_c = 1.75105 + 932.334C_d A - 29372.7(C_d A)^2 + 397972(C_d A)^3 - 1510615(C_d A)^4$$

ó

$$d_\phi = 64 \left( \frac{4C_d A}{\pi} \right)^{0.5}$$

Donde:

$d_\phi$  y  $d_c$  = Diámetro del Estrangulador en 64 (avos) de pulgada.

Si existe flujo crítico a través del estrangulador, el diámetro se puede calcular con las mismas ecuaciones; pero en lugar del valor de  $\frac{P_2}{P_1}$  se usa el de  $\left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}$ .

Cuando se tiene flujo crítico a través del estrangulador, la presión corriente arriba (antes del estrangulador) es independiente de la presión que prevalece después del estrangulador (espacio anular).

## 2.12 VÁLVULA DE BOMBEO NEUMÁTICO OPERADA POR FLUIDO

Las válvulas son idénticas con la excepción de que la presión en la tubería de producción actúa sobre el área del asiento. Esta es una válvula con doble elemento de carga (resorte y domo cargado con gas) que proporcionan las correspondientes fuerzas que pueden usarse, y dependen del arreglo que se tenga del resorte y el domo.

1. Resorte sin carga en el domo
2. Carga en el domo sin resorte
3. Combinación de resorte y carga en el domo.

### 2.12.1 PRESIÓN DE APERTURA DE UNA VÁLVULA OPERADA POR FLUIDOS BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN

Cuando la válvula de fluidos es sensible a la presión en la tubería de producción, la presión para abrir la válvula está definida como la presión en la tubería de producción requerida para abrir la válvula a condiciones de operación. La Figura 2.23 muestra una válvula operando bajo condiciones de trabajo de presión; la presión para abrir puede ser analizada cuando está en la posición de cierre, a un instante antes de que la válvula se abra, para ese momento se tienen las siguientes ecuaciones:

$$F_c = F_a \quad \text{(Ecuación 1)}$$



$$F_c = P_{bt} A_b + S_t (A_b - A_v) \quad (\text{Ecuación 2})$$

$$F_a = P_o A_v + P_t (A_b - A_v) \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde:

$P_b$  = Presión dentro de los fuelles a 60 °F, lb/pg<sup>2</sup>

$P_{bt}$  = Presión dentro de los fuelles a temperaturas de operación lb/pg<sup>2</sup> man.

$A_b$  = Área total efectiva de los fuelles, pg<sup>2</sup>

$P_o$  = Presión de apertura de la válvula con efecto de la tubería de producción, lb/pg<sup>2</sup>

$P_{vo}$  = Presión de apertura de la válvula en un probador sin el efecto de la tubería de producción ( $P_t = 0$ ), lb/pg<sup>2</sup>

$P_t$  = Presión en la tubería de producción (opuesta a la válvula) justo antes de abrir (lb/pg<sup>2</sup>) man.

$A_v$  = Área del puerto de la válvula en pg<sup>2</sup>

$S_t$  = Tensión efectiva del resorte lb/pg<sup>2</sup>

Sustituyendo las ecuaciones anteriores en la ecuación 1:

$$P_{bt} A_b + S_t (A_b - A_v) = P_o A_v + P_t (A_b - A_v)$$

Despejando a  $P_t$  y ordenando con respecto a  $P_{bt}$  se tiene:

$$P_t = \frac{P_{bt} A_b + S_t (A_b - A_v) - P_o A_v}{A_b - A_v}$$

$$P_t = \frac{P_{bt}}{\frac{A_b - A_v}{A_b}} + S_t - \frac{P_o \frac{A_v}{A_b}}{\frac{A_b - A_v}{A_b}}$$

$$P_t = \frac{P_{bt}}{1 - \frac{A_v}{A_b}} + S_t - \frac{P_o \frac{A_v}{A_b}}{1 - \frac{A_v}{A_b}}$$

Recordando que  $R = A_v/A_b$

$$P_t = \frac{P_{bt}}{1 - R} + S_t - P_o \frac{R}{1 - R}$$

(Ecuación 4)

Con la ecuación 4, se puede calcular la presión en la tubería de producción necesaria para abrir la válvula operada por fluidos bajo condiciones de operación.

Se observa en la ecuación 4, una similitud con la ecuación de presión de apertura de una válvula desbalanceada con presión en domo y resorte bajo condiciones de operación; excepto que la  $P_o$  y  $P_t$  son remplazadas.

El término:  $P_o \left( \frac{R}{1-R} \right)$  en la ecuación anterior representa la presión en la tubería de revestimiento, la cual se resta de la presión en la tubería ( $P_t$ ); esto es, como la presión en la tubería de revestimiento se incrementa, la presión en la tubería de producción necesaria para abrir la válvula decrece.

El término  $P_o \left( \frac{R}{1-R} \right)$  es conocido como **efecto en la TR (C.E.)**.

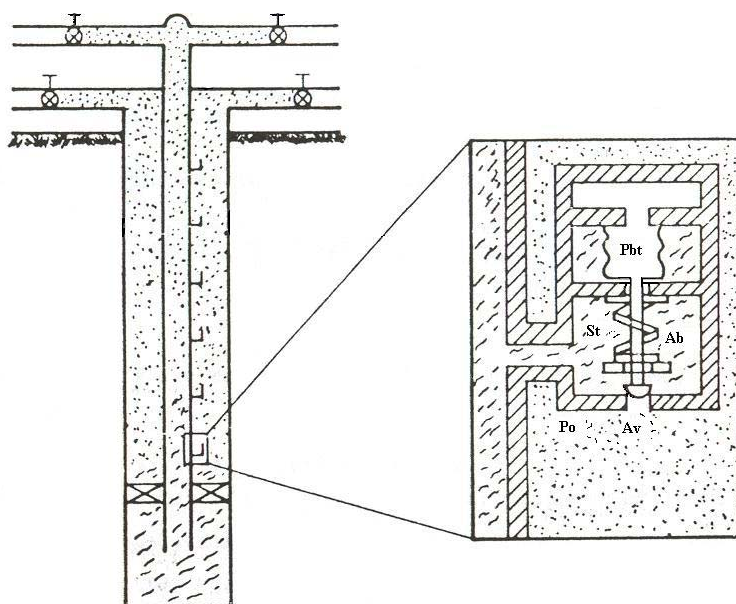
$$C.E. = P_o \left( \frac{R}{1-R} \right)$$

La relación  $\left( \frac{R}{1-R} \right)$  en una válvula operada por fluidos, es conocida como el factor de efecto en la tubería de revestimiento (**C.E.F.**), esto es:

$$C.E.F. = \left( \frac{R}{1-R} \right)$$

y el efecto de la TR (C.E.):

$$C.E. = P_o (C.E.F.)$$



**Fig. 2.23** *Válvula Operada por Fluidos Bajo Condiciones de Operación Cerrada*

### 2.12.2 PRESIÓN DE CIERRE DE UNA VÁLVULA OPERADA POR FLUIDOS BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN

La Figura 2.24 muestra una válvula operada por fluidos en la posición abierta, bajo condiciones de operación. Cuando la válvula está en la posición abierta la presión debajo de la válvula (esfera) es considerada como la presión en la tubería de producción y no la presión de la tubería de revestimiento, esto significa que pueden haber pequeñas caídas de presión en la tubería de revestimiento; entonces, la caída de presión en el orificio está en función del volumen del flujo de gas.

La siguiente ecuación de balance de fuerzas se establece para unos instantes antes de cerrar la válvula:

$$F_c = F_a \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde:

$$F_c = P_{bt} A_b + S_t (A_b - A_v) \quad (\text{Ecuación 2})$$

$$F_a = P_t A_v + P_t (A_b - A_v) \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$\text{ó } F_a = P_t A_b$$

Sustituyendo las ecuaciones anteriores:

$$P_t A_b = P_{bt} A_b + S_t (A_b - A_v)$$

Despejando  $P_t$ :

$$P_t = P_{bt} + S_t (1 - R)$$

Para determinar la presión en la tubería de producción a la cual la válvula se cierra, haciendo:

$$P_{vc} = P_t$$

$$P_{vc} = P_{bt} + S_t (1 - R)$$

Presión de prueba en el taller ( $P_{tro}$ )

Después de establecer las presiones de apertura y de cierre, las válvulas deben ser calibradas en el taller para las presiones correspondientes a las esperadas en el pozo, esto se conoce como una presión de prueba ( $P_{tro}$ ). Como no se tiene presión aplicada a la válvula por medio de la tubería de revestimiento, la presión  $P_o$  se puede hacer igual a cero en la ecuación de la presión de apertura y resulta:

$$P_t = \frac{P_{bt}}{1 - R} + S_t$$

La  $P_{bt}$  se corrige a la temperatura base de  $60^{\circ}F$  ( o para otra temperatura base), la ecuación anterior se usa para obtener las presiones de prueba en el taller:

$$P_{tro} = \frac{P_{bt} @ 60^{\circ}F}{1 - R} + St$$

Nótese que cuando la carga en el domo es cero  $P_{tro} = St$  (no es necesario corregir a  $St$  por temperatura)

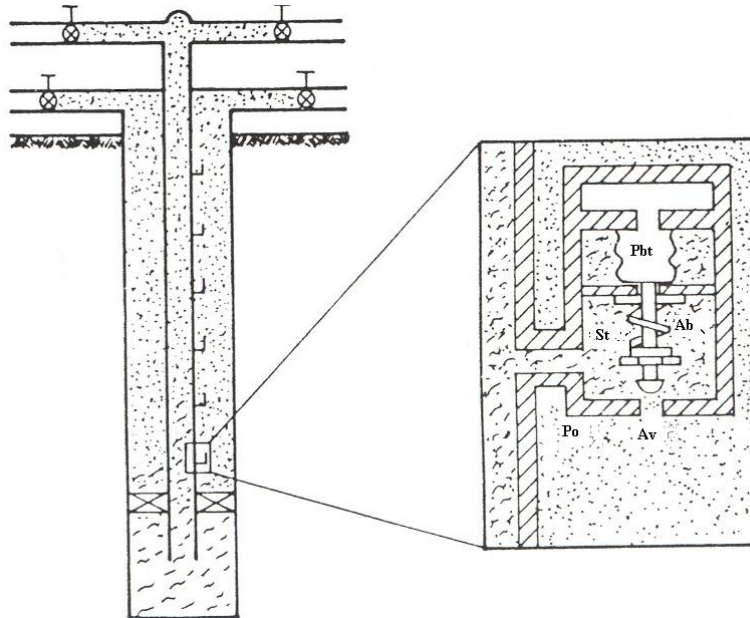


Fig. 2.24 Válvula Operada por Fluidos Bajo Condiciones de Operación Abierta

Esquema	Tipo de Flujo	Por tipo de Respuesta a la Apertura y al Cierre	Operadas por Tipo	Dispositivo	Por Introducción al Pozo
Clasificación de Válvulas de Bombeo Neumático	Flujo Continuo o Intermitente (Muchas Veces se utilizan las mismas Válvulas para Bombeo Neumático Intermitente con la diferencia que el tiempo de inyección no es constante como el Bombeo Neumático Continuo)	Balanceadas	Diferencial	Normalmente Abierta	Convencionales Recuperables
			Presión	Fuelle	Convencionales Recuperables
				Fuelle y Resorte	Convencionales Recuperables
			Fluido	Resorte	Convencionales Recuperables
				Carga en el Domo	Convencionales Recuperables
			Resorte y Carga en el Domo	Convencionales Recuperables	
	Desbalanceadas		Diferencial	Normalmente Abierta	Convencionales Recuperables
			Presión	Fuelle	Convencionales Recuperables
				Fuelle y Resorte	Convencionales Recuperables
			Fluido	Resorte	Convencionales Recuperables
				Carga en el Domo	Convencionales Recuperables
			Resorte y Carga en el Domo	Convencionales Recuperables	

---

---

**3**

**EQUIPO SUPERFICIAL**

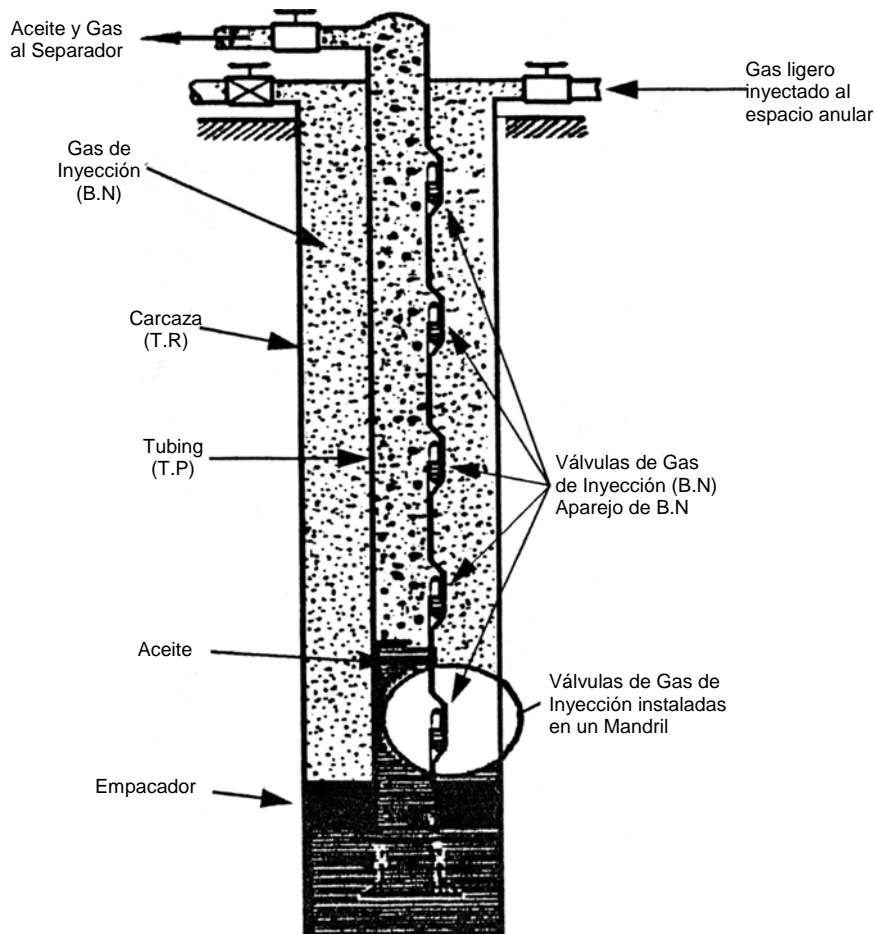
El sistema artificial de Bombeo Neumático fue diseñado para continuar con la explotación de un pozo cuando éste ha agotado su recurso natural para subir su producción a la superficie.

Generalmente es el sistema artificial que se utiliza cuando el pozo deja de ser fluyente para continuar en su etapa secundaria de explotación.

Es uno de los sistemas artificiales de explotación que ha redituado grandes beneficios a la empresa, aunque debido a que su suministro para entrar en operación es gas a alta presión, se decidió no utilizarlo en pozos que se encuentren ubicados en áreas urbanas como medida de seguridad para la población.

El sistema de Bombeo Neumático consta fundamentalmente de 2 equipos:

- Equipo Superficial
- Equipo Subsuperficial



*Fig. 3.1 Diagrama del Gas de Inyección o B.N.*

## EQUIPO SUPERFICIAL

Es el conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular el suministro necesario para poner en operación el sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia lugares de almacenamiento y consta de:

- a) Árbol de válvulas.
- b) Conexiones superficiales.
- c) Línea de inyección de gas.

### 3.1 ÁRBOL DE VÁLVULAS

Es un conjunto de mecanismos de control y otros accesorios a fin de controlar la producción aportada por el pozo.

También es conocido como “Árbol de Navidad” y se compone de: cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, válvulas y estranguladores.

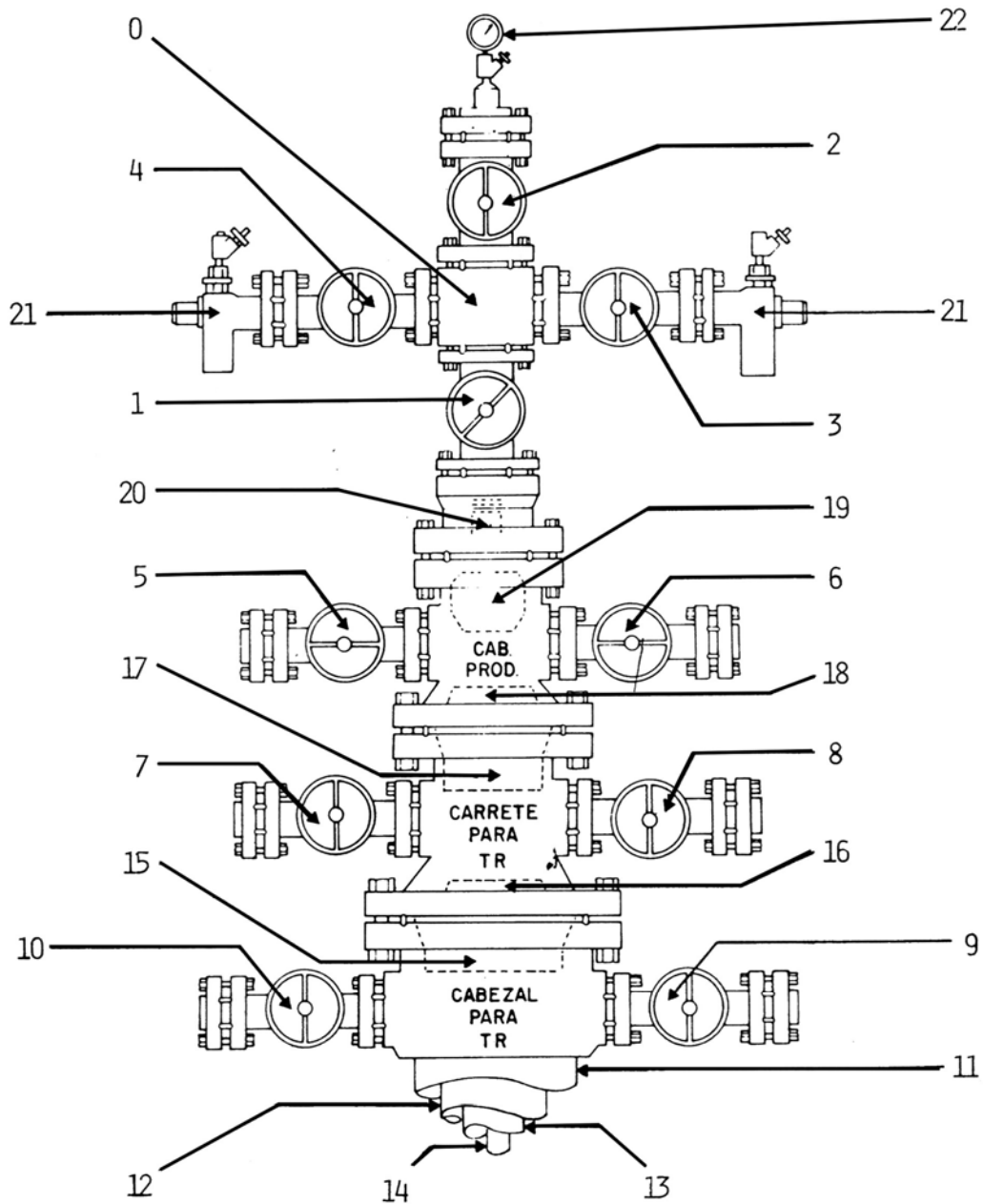
Su instalación es gradual, empezando por la primera unidad en la parte inferior del árbol y se va armando sobre el pozo conforme se introducen y cementan las diferentes tuberías de revestimiento, para finalmente instalar el múltiple (medio árbol de válvulas) que controlará los fluidos de la tubería de producción (T.P.), que es la última sarta que se introduce en el pozo.

El árbol de válvulas tiene como fin proveer:

- Bases dónde instalar el equipo de control superficial.
- Nidos donde se colocan las cuñas que soportan las diferentes tuberías de revestimiento así como los sellos secundarios.
- Conductos por dónde inyectar o conducir los fluidos del pozo, debidamente controlados por medio de válvulas de compuerta con sellos metal a metal.
- Un múltiple para control final del pozo.

Entre mayor sea la profundidad de un pozo, probablemente serán mayores las presiones de los fluidos que se encuentran en él, por lo tanto los componentes de un árbol de válvulas serán de una resistencia y capacidad mayor.

En los pozos petroleros se emplean diferentes marcas de árboles de válvulas con sus respectivos accesorios, los más utilizados son: Cameron, EPN y FIP; aunque en el campo se pueden encontrar otras marcas tales como: Atlas, Mack-Evoy, WKM, Fabrimex-Shaffer.



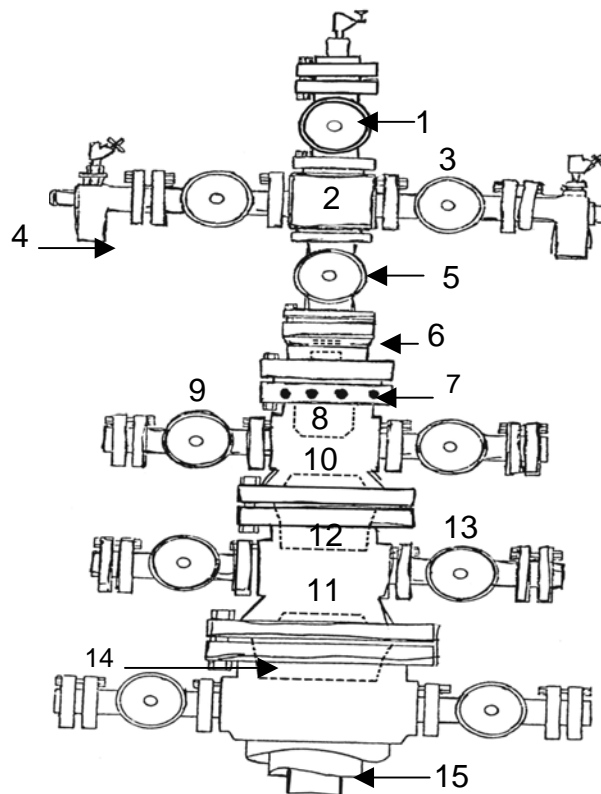
*Fig. 3.2 Árbol de Válvulas*

0. Cruz maestra (cruz de flujo).
1. Válvula maestra inferior.
2. Válvula maestra superior.
3. Válvula lateral derecha del medio árbol.
4. Válvula lateral izquierda del medio árbol.
5. Válvula lateral izquierda del cabezal de producción.
6. Válvula lateral derecha del cabezal de producción.
7. Válvula lateral izquierda del carrete de tubería de revestimiento.



8. Válvula lateral derecha del carrete de tubería de revestimiento.
9. Válvula lateral derecha del cabezal de tubería de revestimiento.
10. Válvula lateral izquierda del cabezal de tubería de revestimiento.
11. Tubería de revestimiento superficial.
12. Tubería de revestimiento intermedia.
13. Tubería de revestimiento de explotación (producción).
14. Tubería de producción.
15. Colgador envolvente (cuñas) para tubería de revestimiento.
16. Sellos secundarios para tubería de revestimiento.
17. Colgador envolvente (cuñas) para tubería de revestimiento.
18. Sellos secundarios para tubería de revestimiento.
19. Colgador envolvente para tubería de producción.
20. Cople colgador.
21. Bridas portaestranguladores.
22. Manómetro de presión.

### 3.2 PARTES CONSTITUTIVAS DE UN ÁRBOL DE VÁLVULAS:



*Fig. 3.3 Árbol de Válvulas*

**1. Válvula Superior.-** Se utiliza para tomar presión de tubería de producción, para diferentes operaciones sin interrumpir el flujo del pozo, colocar un lubricador para operaciones con línea de acero, circulación en inversa, introducción de tubería flexible, calibración de tubería de producción.

**2. Distribuidor de Flujo.-** Como su nombre lo indica distribuye los fluidos hacia uno u otro ramal de tubería de producción, hacia la línea de recolección.

**3. Válvulas Laterales Tubería de Producción.-** abiertas permitir o cerradas impedir el paso del fluido hacia la línea de recolección.

**4. Porta Estrangulador o cruceta.-** Para instalar un estrangulador fijo y en caso de tener válvula en la tapa, tomar presiones en tubería de producción.

**5. Válvula Maestra.-** Total control del pozo.

**6. Combinación o adaptador.-** permite acoplar (2) medias bridas de diferentes medidas, la de la válvula Maestra y la del cabezal de distribución de tubería de revestimiento de  $6\frac{5}{8}"\varnothing$ , en el interior se aloja la bola colgadora que suspende a la tubería de producción.

**7. Opresores de la bola colgadora.-** Sirven para centrar y fijar la bola colgadora.

**8. Asiento interior para bola colgadora.-** lugar donde se aloja la bola colgadora.

**9. Válvulas laterales de Tubería de Revestimiento de  $6\frac{5}{8}"\varnothing$ .-** Sirven para tomar presiones de la tubería de revestimiento  $6\frac{5}{8}"\varnothing$  y permitir o impedir el flujo de los fluidos en caso de que los hubiera, asimismo otro tipo de operaciones como registros de ecómetro, inyección de fluidos u otros productos al espacio anular.

**10. Cabezal de Tubería de Revestimiento  $6\frac{5}{8}"\varnothing$ .-** Permite instalar el medio árbol superior, también permite instalar el cabezal de tubería de revestimiento  $9\frac{5}{8}"\varnothing$ , las válvulas laterales de tubería de revestimiento  $6\frac{5}{8}"\varnothing$  y alojar la bola colgadora.

**11. Cabezal de Tubería de Revestimiento  $9\frac{5}{8}"\varnothing$ .-** Permite instalar el cabezal de tubería de revestimiento  $6\frac{5}{8}"$ , se acopla para suspender roscada la tubería de  $9\frac{5}{8}"\varnothing$ , instalar las válvulas laterales y en el asiento interior alojar la bola colgadora para tubería de revestimiento  $6\frac{5}{8}"\varnothing$ .

**12. Asiento Interior para bola Colgadora Tubería de Revestimiento  $6\frac{5}{8}"\varnothing$ .-** Es la parte del cabezal de tubería de revestimiento  $6\frac{5}{8}"\varnothing$ , que permite alojar la bola coladora de la cual va suspendida la tubería de revestimiento  $6\frac{5}{8}"\varnothing$ .

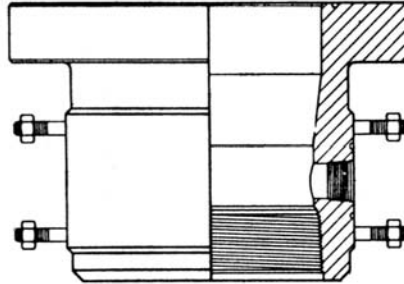
**13. Válvula Lateral Tubería de Revestimiento  $9\frac{5}{8}"\varnothing$ .-** Mecanismo que forma parte del árbol de válvulas que permite depresionar la tubería de revestimiento  $9\frac{5}{8}"\varnothing$ .

**14. Rosca para Tubería de Tubería de Revestimiento  $9\frac{5}{8}"\varnothing$ .-** Parte que permite roscar o acoplar la tubería de revestimiento  $9\frac{5}{8}"\varnothing$ .

**15. Tubería de Revestimiento  $9\frac{5}{8}"\varnothing$ .-** Es una de las 3 tuberías que componen la instalación subsuperficial lo cual bien cementada representa la base o seguridad del pozo.

### 3.3 COMPONENTES DEL ÁRBOL DE VÁLVULAS

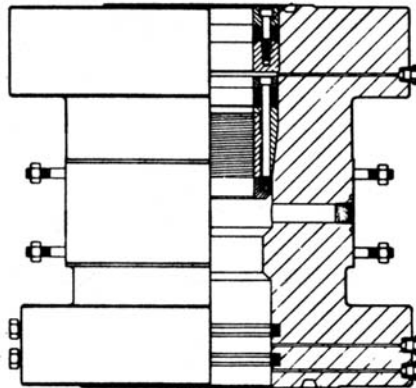
#### 3.3.1 CABEZAL DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO



*Fig. 3.4 Cabezal de Tubería de Revestimiento*

- Por medio de la rosca inferior sirve de enlace a la tubería de revestimiento superficial.
- En la brida superior recibe el conjunto de preventores, mientras se perfora a la profundidad donde se introducirá la siguiente tubería de revestimiento (intermedia o de explotación).
- Por el interior de la brida (tazón o nido) que puede ser recto o cónico, recibe un colgador (cuñas) de la tubería de revestimiento siguiente (intermedia o de explotación).
- Sirve de base para el carrete de la siguiente tubería de revestimiento.
- Las salidas laterales pueden ser de rosca para colocar nipples de salida, o de brida con ranura para anillo empacador API y orificios para birlos con tuercas.
- En las salidas laterales bridadas se encuentra una rosca interior que permite insertar y remover tapones ciegos o válvulas de contrapresión en el caso de sustituir una válvula de compuerta dañada.
- Los cabezales de tubería de revestimiento son de acero forjado y se surten en diferentes tamaños y presiones de trabajo.

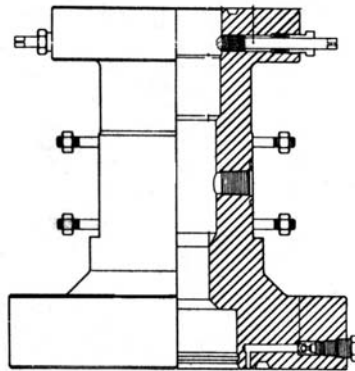
#### 3.3.2 CARRETE PARA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO



*Fig. 3.5 Carrete de Tubería de Revestimiento*

- En el interior de la brida inferior tiene una preparación para recibir la boca de la tubería de revestimiento intermedia y sus sellos secundarios.
- En el interior de la brida Superior (tazón o nido) recibe un colgador (cuñas) de la tubería de revestimiento de explotación.
- Estas dos bridas se unen a otras utilizando anillos empacadores API y birlos con tuercas.
- Las salidas laterales de los carretes de tubería de revestimiento son:
  - a) De espejo con ranura para anillo API y orificios roscados para birlos.
  - b) De brida con ranura para anillo API y orificios para birlos con tuercas.
- Tienen una rosca interior para insertar y remover un tapón ciego o válvula de contrapresión cuando se encuentra una válvula de compuerta dañada bajo condiciones de presión.
- Los carretes para tubería de revestimiento se surten en varios tamaños y para presiones de trabajos distintas.

### 3.3.3 CABEZAL DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN



*Fig. 3.6 Cabezal de Tubería de Producción Sencillo*

- Sirve de enlace entre un cabezal o carrete de tubería de revestimiento por su brida inferior y el medio árbol de válvulas o conjunto de preventores por su brida superior.
- En el interior de la brida inferior acepta un conjunto de sellos secundarios que circundan la tubería de revestimiento de explotación.
- Por el interior de la brida superior (nido o tazón) que puede ser cónico o recto, se aloja un colgador envolvente de tubería de producción o en su defecto aceptará una bola colgadora que suspende la tubería.
- Alrededor de la brida superior tiene tornillos de amarre (prisioneros o yugos) para mantener en posición de empaque a cualquiera de los colgadores mencionados.
- La brida inferior tiene orificios con tapones para inyectar empaque plástico, que activan los sellos secundarios y efectuar las pruebas de presión a los mismos.
- Se diseñan con bridas superior e inferior con ranuras para anillos empacadores API y orificios para birlos con tuercas, así como en las salidas laterales donde se instalan válvulas de compuerta con sellos metálicos para controlar los flujos en el espacio anular. Además en dichas salidas traen una preparación roscada de 1 ½" NPT, donde se inserta o remueve una válvula de contrapresión o tapón ciego en los casos de requerirse el cambio de una válvula de compuerta.

- Se fabrican en diferentes tamaños y con distintos rangos de presión de trabajo.
- Se construyen cabezales para terminación sencilla, doble, triple y cuádruple.
- Un Cabezal para terminación sencilla, por su diseño soportan un solo colgador para tubería de producción.

### 3.3.4 MEDIO ÁRBOL DE VÁLVULAS

- Sirve como elemento de conexión y empaque de las tuberías de producción a través de los cuales fluirán los hidrocarburos que produzcan las formaciones del pozo.
- Es el medio para controlar, a través de sus válvulas de compuerta, las direcciones de flujo de los fluidos que aporte el pozo, manteniendo con esto la seguridad en la superficie.

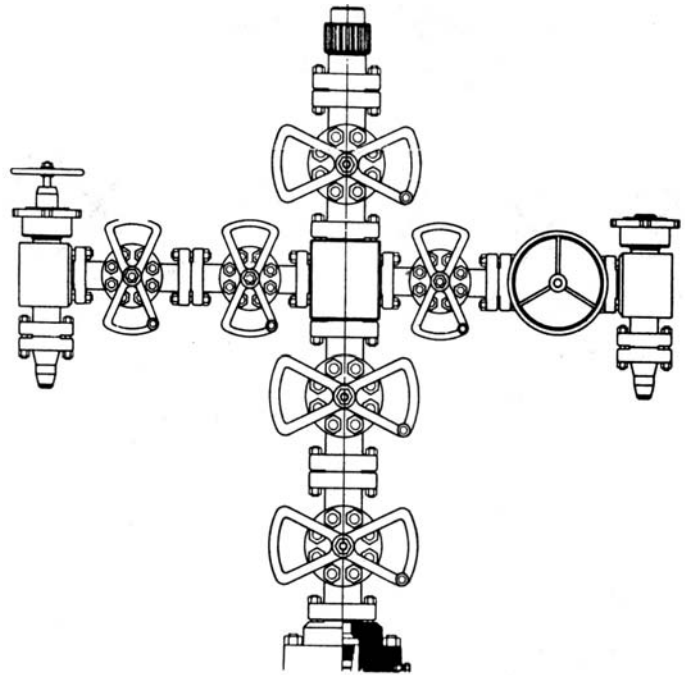
La construcción de los medios árboles de válvulas es para diferentes terminaciones: Sencilla, Doble, Triple y Cuádruple

En nuestros campos petroleros, los medios árboles más utilizados de acuerdo a las características del pozo son los de terminación sencilla, de las cuales se describirán los elementos que los componen.

#### 3.3.4.1 MEDIO ÁRBOL DE TERMINACIÓN SENCILLA

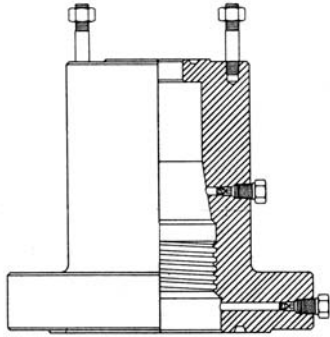
Se le llama medio árbol de terminación sencilla, porque de él cuelga una sola tubería de producción, se compone de las siguientes piezas:

1. Adaptador con cople colgador.
2. Cruz de flujo.
3. Válvulas de compuerta con sellos metálicos.
4. Portaestranguladores de flujo.



*Fig. 3.7 Medio Árbol de Válvulas Sencillo*

### 3.3.4.1.1 ADAPTADOR CON COPLE COLGADOR



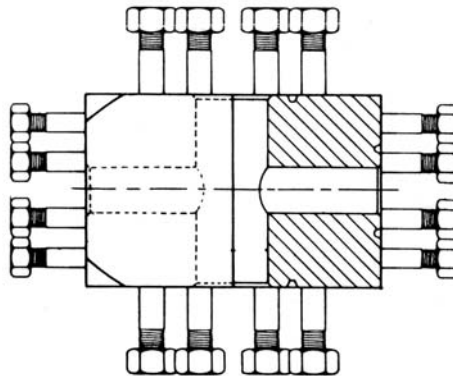
*Fig. 3.8 Adaptador*



*Fig. 3.9 Cople Colgador*

- Este adaptador es la base del medio árbol de válvulas
- Tiene en la porción inferior brida con ranura para anillo empacador API y orificios roscados para birlos con tuercas.
- En su porción superior, tiene espejo con ranura para anillo empacador API y orificios roscados para birlos con tuercas.
- El cople colgador es una pieza importante.
- Es el enlace entre la longitud de tubería de producción y el medio árbol de válvulas.
- En su exterior tiene una cuerda especial que se enrosca al interior del adaptador colgador.
- En su interior, en ambos extremos, tiene roscas para tuberías de producción.
- Todos los coples colgadores tienen una preparación donde se inserta y remueve una válvula de contrapresión en los casos que se desee.

### 3.3.4.1.2 CRUZ DE FLUJO

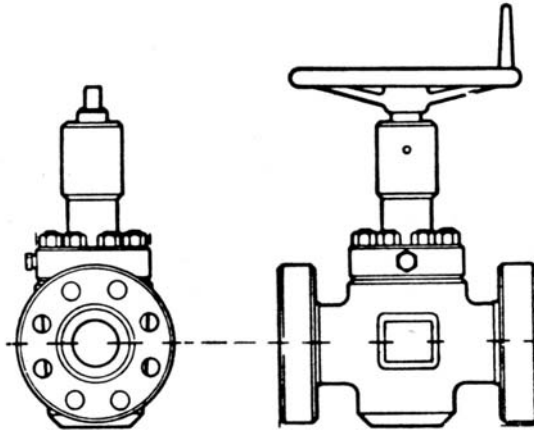


*Fig. 3.10 Cruz de Flujo*

- Otros nombres que se le dan son: cruz maestra o cuerpo del medio árbol.
- Su diseño presenta cuatro caras, que se enlazan con las válvulas de compuerta de sello metálico por medio de anillos empacadores API y birlos con tuercas.
- Las caras de la cruz de flujo tienen ranuras para anillos empacadores API, de acuerdo a la medida de las válvulas que se instalan.

- El diámetro interior del cuerpo es de paso completo, igual al que tienen las válvulas de compuerta.
- Permite cambiar o desviar la dirección del flujo de los fluidos que desaloje el pozo mediante la apertura o cierre de las válvulas.
- Dirige los fluidos que se requieran inyectar al pozo.

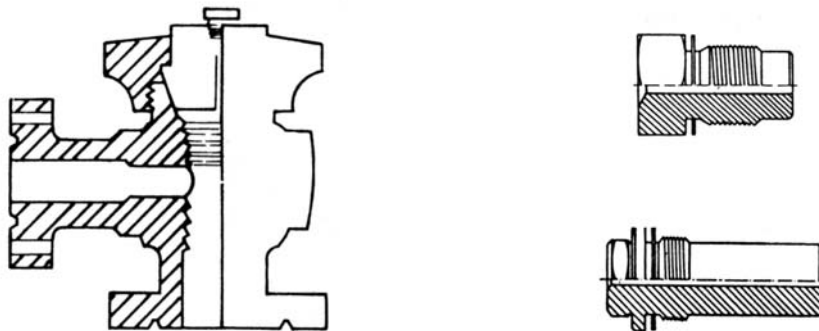
### 3.3.4.1.3 VÁLVULAS DE COMPUERTA



*Fig. 3.11 Válvulas de Compuerta Vistas de Perfil y Frontal*

- Los extremos de cada válvula son de brida con ranura para anillo empacador API y orificios para birlos.
- Las válvulas de compuerta que integran un árbol son: maestra inferior (abajo), maestra superior (arriba), sobre la cruz de flujo se encuentra la válvula de sondeo y a sus costados están situadas 1 ó 2 laterales. En algunos árboles se tendrán dos válvulas en cada rama de seguridad y trabajo del mismo.
- Existen diferentes diseños.
- Controlan la dirección del flujo de los fluidos.

### 3.3.4.1.4 PORTAESTRANGULADORES DE FLUJO



*Fig. 3.12 Portaestrangulador y Estranguladores Positivos*

- Están diseñados para alojar en su interior un estrangulador tipo positivo de diferentes medidas.
- A través de estas dos piezas controlan el paso de los fluidos que aporta el pozo a las diferentes presiones y rangos de gasto requeridos.
- Se instalan en las válvulas de compuerta laterales del medio árbol de válvulas por medio de anillo empacador API y birlos con tuercas.
- Para instalar y remover el estrangulador de su interior se desconecta la tuerca que tiene el portaestrangulador y con el uso de una llave de caja hexagonal, se efectúa el movimiento que se desee, ya sea enroscarlo o desenroscarlo.
- Se fabrican en diferentes medidas y rangos de presión de trabajo.

### 3.4 CLASES DE ÁRBOLES DE VÁLVULAS

#### 3.4.1 ÁRBOL DE VÁLVULAS INTEGRAL

Es aquel que sus componentes o partes, están integradas en un solo cuerpo, no son roscadas, son ensambladas a través de espárragos atornillados, son compactos (Figura 3.13).



*Fig. 3.13 Árbol de Válvulas Integral (Cameron)*

#### 3.4.2 ÁRBOL DE VÁLVULAS MACK-EVOY

Es aquel que sus componentes o partes están integradas mediante niples (tubería) de alta resistencia y válvulas roscadas (Figura 3.14).





*Fig. 3.14 Árbol de Válvulas Mack-Evov*

### 3.4.3 ÁRBOL DE VÁLVULAS CONVENCIONAL

Es aquel que sus componentes o partes están integradas, ensambladas mediante tornillos (espárragos) asientos y anillos (“O”ring) de sello y es el que más se utiliza. (Figura 3.15)



*Fig. 3.15 Árbol de Válvulas Convencional (FIP)*

### 3.5 MARCAS DE ÁRBOLES DE VÁLVULAS

#### 3.5.1 ÁRBOL DE VÁLVULAS CAMERON

Es aquel árbol que todos sus componentes o partes son del fabricante marca Cameron (Figura 3.13).

#### 3.5.2 ÁRBOL DE VÁLVULAS FIP

Es aquel árbol que todos sus componentes o partes son del fabricante marca FIP (Figura 3.15).

#### 3.5.3 ÁRBOL DE VÁLVULAS E.P.N.

Es aquel árbol que todos sus componentes o partes son del fabricante marca E.P.N.

#### 3.5.4 ÁRBOL DE VÁLVULAS MIXTO

Es aquel árbol que sus componentes o partes son de diferentes fabricantes, marcas y que por necesidades en el momento que se requiere se utilizan los materiales existentes (Figura. 3.16).



*Fig. 3.16 Árbol de Válvulas Mixto*

#### 3.5.5 ÁRBOL DE VÁLVULAS = MISSION

Capacidades: 3000, 5000, 10 000, 15 000 P.S.I.

### 3.6 CONEXIONES SUPERFICIALES DEL ÁRBOL DE VÁLVULAS

Las conexiones superficiales de un árbol de válvulas en un pozo explotado por el Sistema Artificial de Bombeo Neumático, son el conjunto de materiales, tubería, niples, codos, tuercas

unión, válvula de aguja  $\frac{1}{2}$ " $\varnothing$ , bridas, que se conectan ordenadamente de acuerdo a las necesidades requeridas y tienen la función de conducir los fluidos producidos por el pozo, a la línea de descarga del mismo, así también conducir el gas inyectado a presión al pozo y todas ellas deben ser para manejar presiones no menores de 1000 lb/pg<sup>2</sup>, válvula de flote, válvula de contrapresión, éstas pueden ser de 300 a 1000 lb/pg<sup>2</sup> (Figura 3.17).

### GARZA

Construida en tubería de 2"  $\varnothing$  grado N-80 provista de un dobléz a 180° el cual formará la parte superior y un segundo dobléz a 90° el cual orientará la línea en dirección al pozo, la función para la que fue diseñada es la de eliminar la turbulencia y el golpe de ariete.



*Fig. 3.17 Garza: Conexiones Superficiales de Descarga del Pozo*



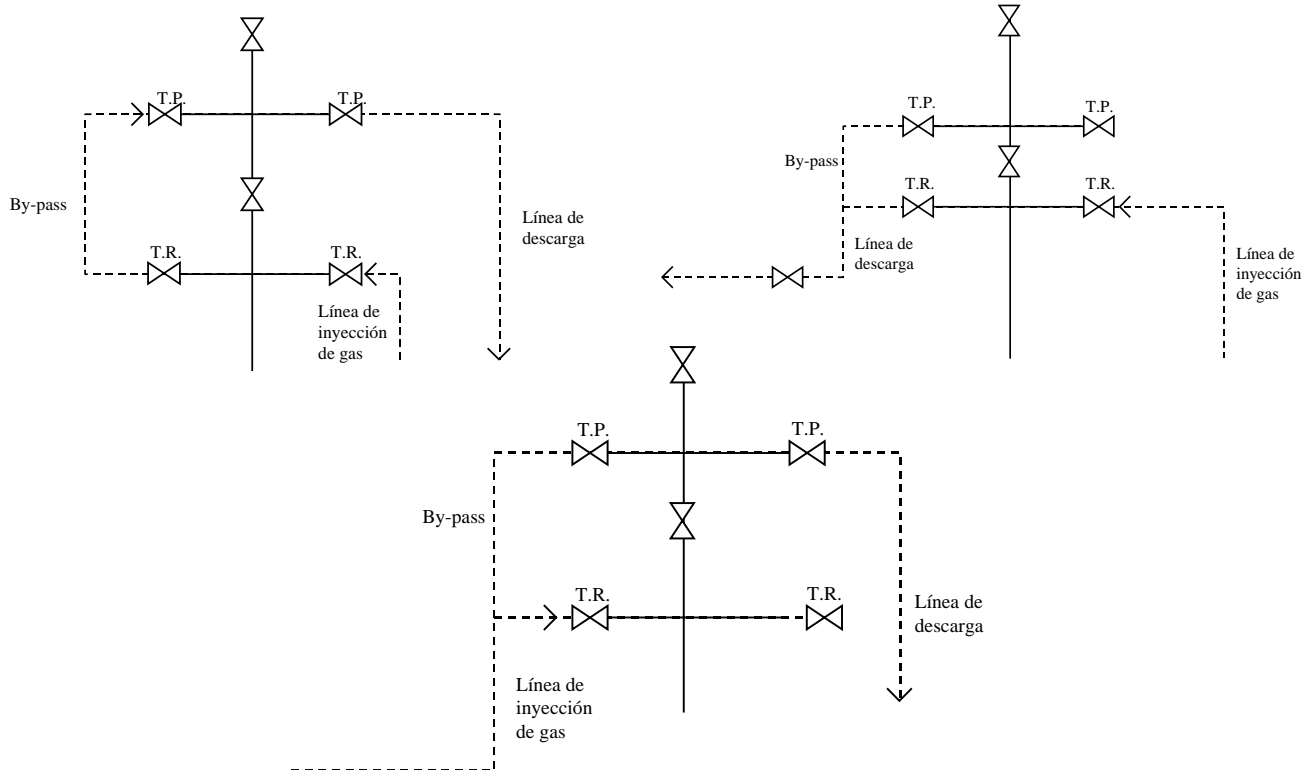
*Fig. 3.18 Conexiones Superficiales para Inyección de Gas*

Las conexiones superficiales en un árbol de válvulas de un pozo con sistema de Bombeo Neumático constan fundamentalmente de:

- Línea de inyección de gas.

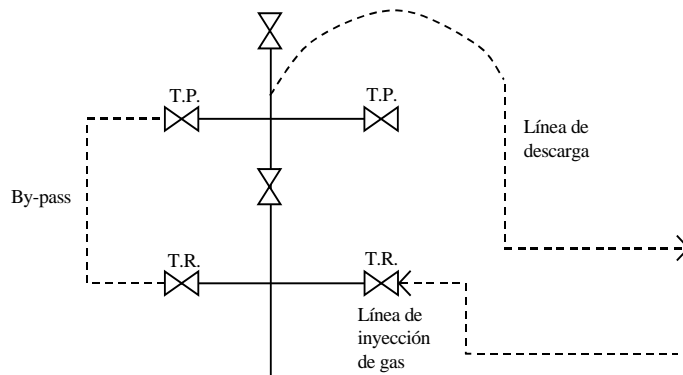
- Línea de descarga.
- By-pass

La distribución de estas conexiones en el árbol de válvulas varía de acuerdo a las necesidades y condiciones de cada pozo a fin de facilitar la instalación de las mismas, a continuación se proporcionan ejemplos de las 3 posibles instalaciones de conexiones superficiales en un pozo con Sistema de Bombeo Neumático.



**Fig. 3.19 Tres Diferentes Diagramas de Conexiones Superficiales**

En la actualidad algunos pozos con Sistema de Bombeo Neumático están provistos de una garza de 3" Ø en la descarga del pozo hacia la batería de separadores, con el fin de evitar pérdidas por los cambios de dirección del flujo. La garza está conectada a la cruceta de flujo adaptada por una brida de 2 ½" Ø para un anillo R-27 donde se alojará la válvula superior.



**Fig. 3.20 Diagrama de Conexiones Superficiales con Garza**

### 3.6.1 LÍNEA DE INYECCIÓN DE GAS

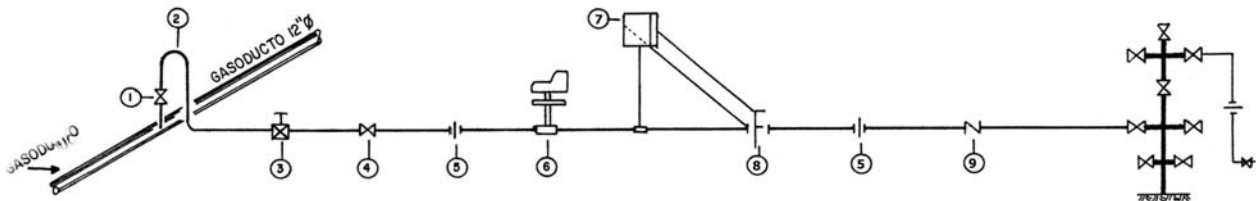
Es el conducto por medio del cual se transporta gas que sirve como suministro al Sistema Artificial de Bombeo Neumático.

Su función es la de controlar, regular, medir y conducir con seguridad la inyección de gas a presión del Bombeo Neumático requerido por un pozo petrolero explotado con este sistema artificial.

Iniciándose con la toma en el gasoducto de 12"  $\varnothing$  y continuando con una serie de conexiones y mecanismos cuya función es la de conducir, controlar, regular y medir en forma segura la inyección de gas requerida para la puesta en operación del sistema.

Las partes que la componen son:

1. Válvula de Control de 2"  $\varnothing$  - 2000 lb/pg<sup>2</sup>. Roscada o bridada
2. Garza de 2"  $\varnothing$  superior a 1000 lb/pg<sup>2</sup>.
3. Válvula de Control de 2"  $\varnothing$  - 2000 lb/pg<sup>2</sup>. Roscada.
4. Válvula de Aguja de 2"  $\varnothing$  - 3000 lb/pg<sup>2</sup>.
5. Tuerca Unión 2"  $\varnothing$  del tipo universal.
6. Interruptor de Inyección de Gas.
7. Aparato Registrador de Flujo.
8. Porta Placa (fitting).
9. Válvula de Retención 2"  $\varnothing$  tipo charnela.



*Fig. 3.21 Línea de Inyección de Gas*

Otros materiales que se requieren para conformarlo son niplería de alta resistencia, coples, tuercas unión, codos roscados y de alta resistencia.

### 3.6.2 LÍNEA DE DESCARGA

Es la tubería que parte del árbol de válvulas hacia la estación de separación, en ella se conduce la producción de fluidos como el aceite, gas, y no hidrocarburos como el agua, arenas, sales, etc. La disposición de la línea de descarga se puede observar en las Figuras 3.19 y 3.20. Toda tubería que conduce los fluidos de producción del pozo hacia la estación de separación se le denomina línea de descarga.



### 3.6.3 BY-PASS

Es una instalación superficial, que está colocada en un árbol de válvulas, es una conexión que apoya a las conexiones superficiales a la línea de descarga de un pozo, hacia la batería de separación.

Sirve para comunicar la rama de la tubería de revestimiento con la rama de la tubería de producción, también permite corregir algunas fallas que se presenten en el aparejo de válvulas de Bombeo Neumático, así mismo se utiliza para efectuar barridos en la línea de descarga de un pozo petrolero a trabajar.

El material que se utiliza, para armar el by-pass es: niples (tubería) 2"Ø, de alta resistencia (no menos de 1000 lb.), codos, tees, tuercas unión, de las mismas capacidades y la cantidad son: 4 niples, 2 codos y una tuerca unión.

Trabajar un pozo a través del by pass, es un procedimiento delicado, que requiere actuar con seguridad.

1. Verificar que las conexiones superficiales estén en buen estado y que reúnan las capacidades necesarias.
2. Verificar que la válvula de flote esté cerrada, esto cuando el by pass está integrado a las conexiones de la línea de descarga.
3. Abrir 100% la válvula de tubería de producción en el árbol.
4. Se procede a darle apertura a la válvula de tubería de revestimiento que está instalada en el árbol de válvulas.
5. Se regresa el movimiento punto por punto ya sea a la batería o a la presa metálica.



*Fig. 3.22 By Pass*

### 3.6.4 VÁLVULA DE FLOTE

Es la válvula que va instalada en las conexiones superficiales de un pozo petrolero y su función es la de aislar, controlar, regular los flujos entre la línea de descarga y el árbol de válvulas (conexiones superficiales).

Clases: de compuerta, de globo, macho

Capacidades: 300 lb, 1000 lb de trabajo.

Marcas: FIP, W.K.M., Walworth.



*Fig. 3.23 Válvula de Flote*

**Válvula de Control.** Es el mecanismo que inicia el control del gas de Bombeo Neumático inyectado al pozo que debe ser 1000 lb de capacidad de trabajo. Es de compuerta, y puede ser roscada o bridada, con un diámetro interior de 2"Ø y su trabajo será 100% abierta o 100% cerrada, las marcas más usuales son FIP, EPN.

### 3.7 VÁLVULAS DE CONTROL

Son mecanismos que se utilizan para controlar los flujos de fluidos o gases, en el caso del árbol de válvulas para pozos con Sistema de Bombeo Neumático, se utilizan válvulas de 2"Ø tanto para tuberías de producción como para tubería de revestimiento y de 2 ½"Ø para válvula maestra y maestra superior, con capacidad de trabajo de 3000 y 5000 lb/pg<sup>2</sup> bridadas.

Mientras que las válvulas que sirven de control en la línea de inyección de gas y en la línea de descarga son generalmente del tipo roscado y con capacidad de trabajo de 2000 lb/pg<sup>2</sup>.

Las válvulas que más se emplean comprenden dos grandes grupos que son:

- a) Válvulas de compuerta con sello metal en hule.
- b) Válvulas de compuerta con sello metal con metal.

De estos dos grupos, el que se utiliza para el control de fluidos en los diferentes sistemas de explotación, debido a las características de su diseño el cual le permite un sello hermético es el de sello metal con metal. Siendo las marcas de válvulas más utilizadas actualmente las siguientes:

- a) Cameron tipo "F".
- b) EPN-Gray tipos "C" y "D".
- c) FIP tipos "FL" y "FM".



**Fig. 3.24 Válvula Cameron**

**Fig.3.25 Válvula EPN-Gray**

**Fig. 3.26 Válvula FIP**

Válvulas para tubería de producción.- En un árbol de válvulas de un pozo con Sistema de Bombeo Neumático, se utilizan 2 válvulas para tubería de producción (lado derecho e izquierdo) las cuales son de 2"  $\varnothing$  con brida para anillo R-24, con capacidad de 3000, 5000 y 10,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Válvula superior. Su medida es de 2 1/2"  $\varnothing$  con brida para anillo R-27, las hay para diferentes capacidades de trabajo, 3000, 5000 y 10,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Una de las válvulas tubería de producción se utiliza para controlar el paso del fluido extraído del pozo a la línea de descarga y conducirlo a la batería de separadores y la otra válvula de tubería de producción se interconectará con la válvula de tubería de revestimiento para formar el by-pass.

Válvulas de tubería de revestimiento. Se localizan 2 válvulas para tubería de revestimiento (lado derecho y lado izquierdo) de 2"  $\varnothing$  bridas para anillo R-24 con capacidad de trabajo de 3000 y 5000 lb/pg<sup>2</sup>.



Una de estas válvulas se utilizará para formar el by-pass con la válvula de tubería de producción y la otra para la inyección de gas la cual está conectada a la línea del Bombeo Neumático

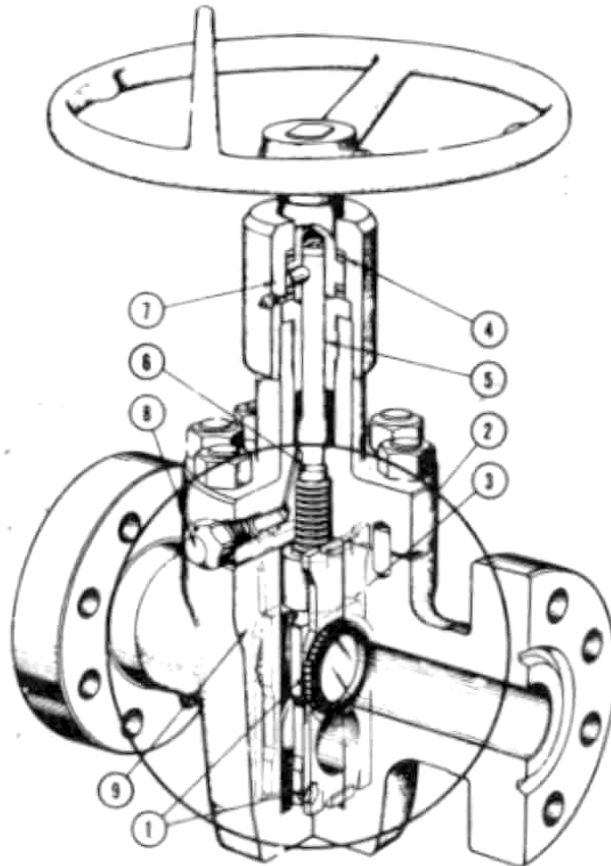
Válvula Maestra: Está localizada en el centro del árbol de válvulas, debido a esto tienen un control total del pozo; se utilizan en diámetro de 2 ½"Ø con brida para anillo R-27, con capacidad para manejar presiones de 3000, 5000 y 10000 lb/pg<sup>2</sup>.

### 3.7.1 VÁLVULAS CAMERON

Las válvulas Cameron que más se utilizan son las del tipo "F" (Figura 3.27). Esta válvula está constituida con doble asiento, de vástago no desplazable, lubricada y de conducto sin restricciones. Sus características y funciones principales son:

1. Asientos de rotación positiva: Esta característica le permite a la válvula ser más confiable cuando se utiliza para operaciones de control de flujos, ya que al cerrar, los fuertes gatillos con los que cuenta en su parte interna engranan con los dientes situados en el diámetro exterior de los anillos de asientos, haciendo girar éstos una fracción de vuelta, por lo que en cada operación de la válvula se remueve el aceite sobre dichos anillos, distribuyendo el soporte uniformemente en el mismo, mejorando su confiabilidad y aumentando su vida útil.
2. Ensamble de compuerta y asiento: Están diseñados de tal manera que pueden ser reemplazados con relativa facilidad y rapidez.
3. Compuerta sólida: Esta característica ayuda a evitar que entren sedimentos de la línea a la cavidad interna del cuerpo, así como también disminuye la posibilidad de que se atranque por presión atrapada cuando la presión arriba de ésta se purga.
4. Rodamientos de empuje: En la parte superior cuenta con dos rodamientos de empuje de agujas de alta capacidad de carga que absorben las cargas cuando la compuerta se abre o cierra, reduciendo el esfuerzo torsional a un mínimo.
5. Prensa estopa: El empaque del vástago es confinado a la caja de empaquetadura por un prensa estopa, esto indica que la cachucha de los rodamientos puede ser removida con seguridad aunque haya presión en la válvula, si es que fuera necesario cambiar los rodamientos o reemplazar el perno del vástago cuando éste se ha cortado.
6. Contra asiento: El vástago de la válvula cuenta con un hombro que asienta contra la parte superior interna de la brida del bonete, el cual sella la caja de la empaquetadura permitiendo cambiar el empaque del vástago aún estando la válvula bajo presión.
7. Perno cortable del vástago: Esta es una de las ventajas que proporciona este tipo de válvula, ya que este perno del vástago del adaptador está construido de tales dimensiones, que si al cerrar o abrir la válvula inadvertidamente llegáramos a aplicarle una alta sobrecarga torsional al volante, el perno se rompe antes de que se rompa el vástago u otras partes internas de la válvula.

8. Orificio para inyección de grasa (grasera): Este orificio está colocado en la brida del bonete y está equipado con una válvula de inyección de alta presión que tiene una bola retén para confinar la presión del cuerpo.
9. Cuerpo: El cuerpo del bonete y la válvula están contruidos de acero de aleación que satisface o excede los requerimientos de las normas API.



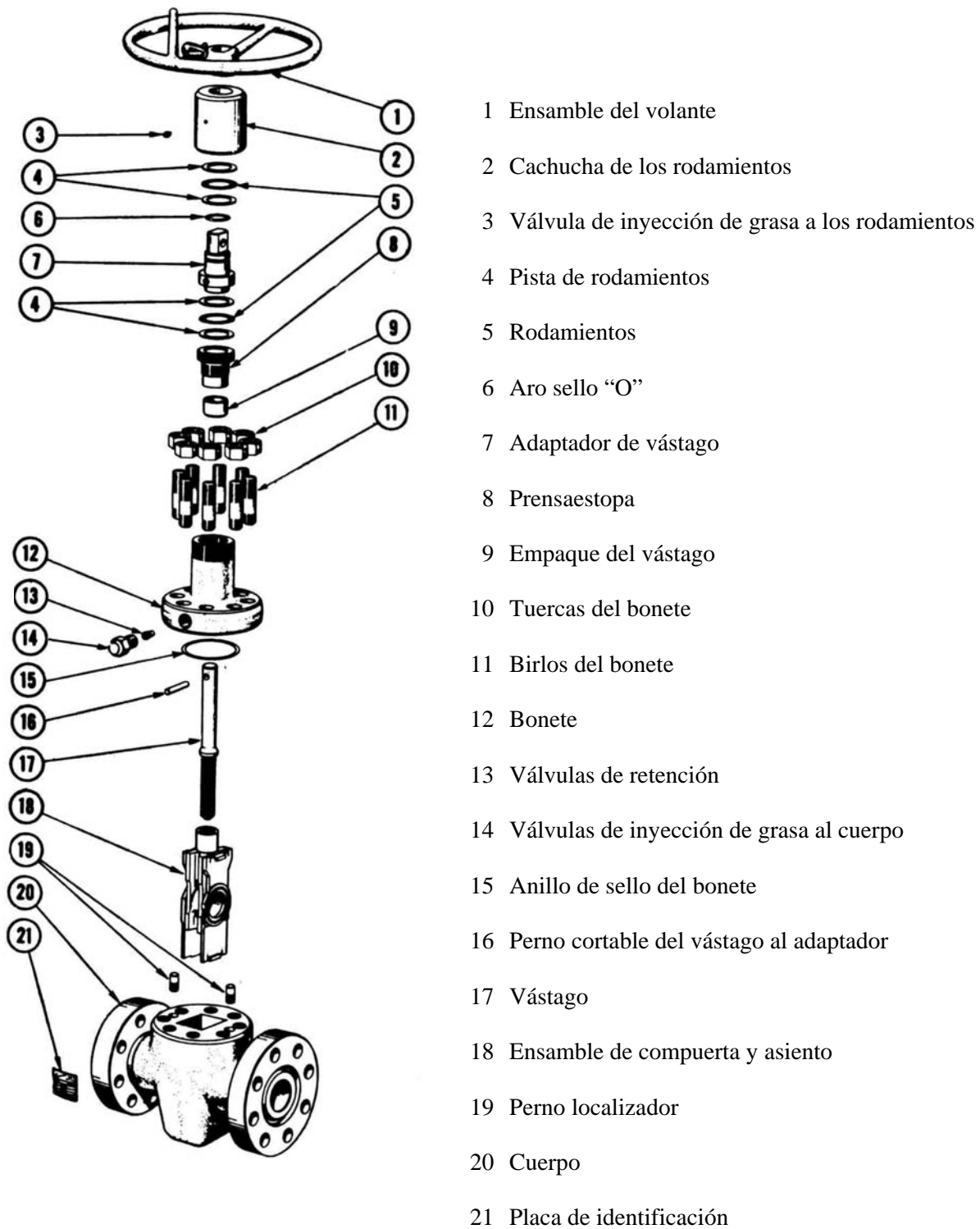
*Fig. 3.27 Válvula Cameron Tipo "F"*

## VALVULAS DE COMPUERTA CAMERON TIPO "F"

## E S P E C I F I C A C I O N E S

TAMAÑO NOMINAL	ORIFICIO DE PASO	PRESIÓN DE TRABAJO	PRESIÓN DE PRUEBA	NÚMERO BIRLOS	MEDIDA BIRLOS	TIPO DE ANILLO Y NÚMERO	NÚMERO DE VUELTAS
Pg	Pg	Kg/cm <sup>2</sup> lb/pg <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup> lb/pg <sup>2</sup>	BIRLOS	Pg		ABRIR - CERRAR
2	1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	140 - 2,000	282 - 4,000	8	<sup>5</sup> / <sub>8</sub> x 5	R o RX - 23	12 1/2
2	2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	140 - 2,000	282 - 4,000	8	<sup>5</sup> / <sub>8</sub> x 5	R o RX - 23	12 1/2
2 1/2	2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	140 - 2,000	282 - 4,000	8	<sup>3</sup> / <sub>4</sub> x 5 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	R o RX - 26	15 1/4
3	3 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	140 - 2,000	282 - 4,000	8	<sup>3</sup> / <sub>4</sub> x 5 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	R o RX - 31	18 1/4
2	1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	211 - 3,000	422 - 6,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 1/2	R o RX - 24	12 1/4
2	2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	211 - 3,000	422 - 6,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 1/2	R o RX - 24	12 1/4
2 1/2	2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	211 - 3,000	422 - 6,000	8	1 x 7 1/2	R o RX - 27	15 1/4
3	3 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	211 - 3,000	422 - 6,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 7 1/2	R o RX - 31	18 1/4
2	1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	352 - 5,000	703 - 10,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 1/2	R o RX - 24	12 1/2
2	2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	352 - 5,000	703 - 10,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 1/2	R o RX - 24	12 1/2
2 1/2	2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	352 - 5,000	703 - 10,000	8	1 x 7 1/2	R o RX - 27	15 1/4
3	3 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	352 - 5,000	703 - 10,000	8	<sup>1</sup> / <sub>8</sub> x 8	R o RX - 35	18 1/4
1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	<sup>3</sup> / <sub>4</sub> x 5 3/4	BX - 151	12 1/2
2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	<sup>3</sup> / <sub>4</sub> x 6 1/4	BX - 152	12 1/2
2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 7 1/4	BX - 153	15 1/4
3 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	3 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	1 x 8 1/2	BX - 154	18 1/4
1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	1,055 - 15,000	1,584 - 22,500	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 <sup>5</sup> / <sub>16</sub>	BX - 151	12 1/2
2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	1,055 - 15,000	1,584 - 22,500	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	BX - 152	12 1/2
2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	1,055 - 15,000	1,584 - 22,500	8	1 x 7 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	BX - 153	15

Tabla 3.1 Válvulas de Compuerta Cameron Tipo F: Especificaciones



*Fig. 3.28 Válvula Cameron Tipo "F"*

### 3.7.2 VÁLVULAS DE COMPUERTA EPN-GRAY

Otro tipo de válvulas de sello metal con metal, es el de compuerta EPN-GRAY (Figura 3.29), las cuales permiten el sello en ambas partes de la compuerta controlando efectivamente el flujo de los fluidos, sin que el vástago se desplace. Los modelos más utilizados son “C” y “D”. Estos modelos están diseñados para asegurar confiabilidad y larga vida aún bajo condiciones severas de presión y corrosión. La diferencia entre una y otra es la aleación del material con el cual se construyen. Soportan presiones de trabajo de 140 kg/cm<sup>2</sup> a 1055 kg/cm<sup>2</sup>. Sus características y funciones principales son:

1. El ensamblaje del bonete gray lock está diseñado para proporcionar una baja torsión de operación.
2. Los cojinetes se encuentran aislados de las presiones de trabajo que actúan sobre la empaquetadura del vástago, transmitiendo la carga a la tuerca porta valeros a través de la prensa empaque o prensa estopa.
3. Los ensamblajes de empaquetadura son de tipo anillo. Están diseñados para soportar altas temperaturas, presiones extremas y corrosión.
4. La empaquetadura se acciona por medio de la presión del fluido manejado, el sellado se puede complementar por medio de una inyección de sellador plástico a través de los orificios provistos en el bonete.
5. La válvula cuenta con un vástago no ascendente, el vástago abre o cierra la compuerta.
6. Tiene en la parte superior un asiento que proporciona un sello de metal con metal en caso de que la empaquetadura del vástago fallara.
7. La función del asiento es guiar la trayectoria del vástago, proporcionando al mismo tiempo un sello hermético y protegiendo los empaques del mismo.
8. El control del movimiento de la compuerta lo efectúa la placa de torsión; distribuyendo la carga torsional, eliminando así fallas del vástago.

## VALVULAS DE COMPUERTA EPN - GRAY

## E S P E C I F I C A C I O N E S

TAMAÑO NOMINAL	ORIFICIO DE PASO	PRESIÓN DE TRABAJO	PRESIÓN DE PRUEBA	NUMERO BIRLOS	MEDIDA BIRLOS	TIPO DE ANILLO Y NUMERO	NUMERO DE VUELTAS
Pg 1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	Pg 1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	Kg/cm <sup>2</sup> - 15,000 1,055 - 15,000	Kg/cm <sup>2</sup> - 22,500 1,584 - 22,500	8	Pg <sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 5/16	BX - 151	ABRIR - CERRAR 15
1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	<sup>3</sup> / <sub>4</sub> x 5 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	BX - 151	15
2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	352 - 5,000	703 - 10,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 1/2	R o RX - 24	15
2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	1 <sup>13</sup> / <sub>16</sub>	211 - 3,000	422 - 6,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 1/2	R o RX - 24	15
2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	211 - 3,000	422 - 6,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 1/2	R o RX - 24	15
2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	352 - 5,000	703 - 10,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 6 1/2	R o RX - 24	15
2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	<sup>3</sup> / <sub>4</sub> x 6 1/4	BX - 152	15
2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	211 - 3,000	422 - 6,000	8	1 x 7 1/2	R o RX - 27	18
2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>9</sup> / <sub>16</sub>	703 - 10,000	1,054 - 15,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 7 1/4	BX - 153	18
3 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	3 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	211 - 3,000	422 - 6,000	8	<sup>7</sup> / <sub>8</sub> x 7 1/2	R o RX - 31	22 1/2
3 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	3 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	352 - 5,000	703 - 10,000	8	1 <sup>1</sup> / <sub>8</sub> x 8	R o RX - 35	22 1/2
3 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	3 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	1 x 8 1/2	BX - 154	22 1/2

Tabla 3.2 Válvulas de Compuerta EPN-GRAY: Especificaciones

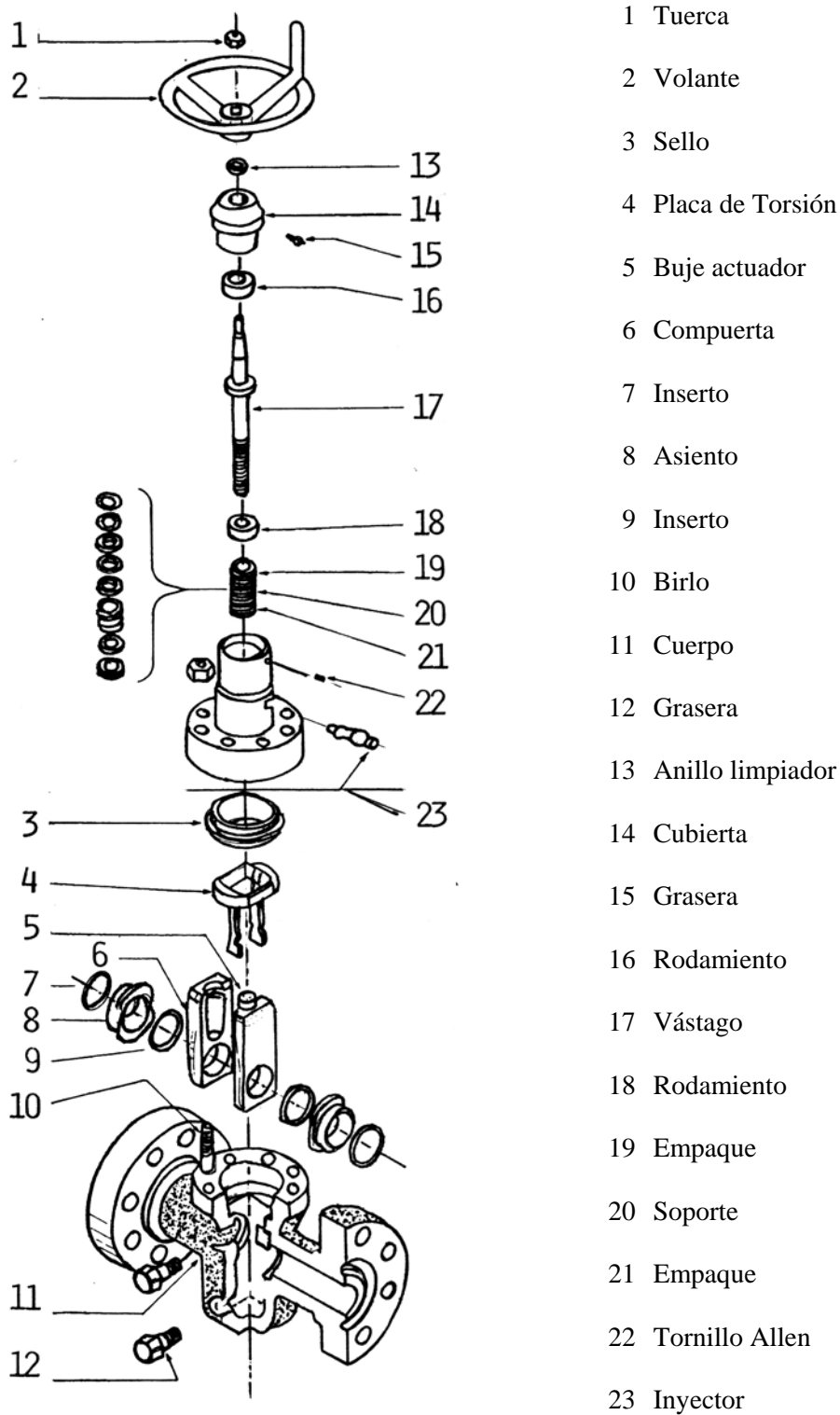


Fig. 3.29 Válvula de Compuerta Epn-Gray Tipos "C" y "D"

### 3.7.3 VÁLVULAS FIP

Estas válvulas se dividen en dos tipos la “FL” (Figura 3.30) y la “FM” (Figura 3.31) y difieren solamente en el tipo de bonete y la forma del cuerpo. La FL utiliza el bonete con tapa roscable al cuerpo, en cambio la FM usa el bonete atornillado al cuerpo por medio de 8 espárragos de acero cadminizados.

Están diseñadas para soportar rangos de presión de trabajo desde 140, 211 y 352 kg/cm<sup>2</sup>. Sus características y funciones principales son las siguientes:

- Estas válvulas están construidas con un cuerpo resistente a la corrosión y abrasión, éste tiene en su parte superior e inferior dos orificios de ½” Ø cuerda estándar, que sirven para conectar dos graseras, las cuales se utilizan para engrasar o purgar el cuerpo.
- En su interior consta de un vástago no desplazable construido de acero y revestido con bisulfato de molibdeno que actúa como lubricante seco e inhibidor de corrosión, este vástago opera al cerrar y abrir la válvula accionando la compuerta.
- La compuerta se compone de dos piezas, la cual emplea una acción de doble acuñaamiento para obtener una expansión paralela de los segmentos de la misma, esto proporciona un sello mecánico de metal a metal completamente hermético que no es afectado por las pulsaciones o vibraciones de la tubería.
- Para que el sello sea más efectivo, la válvula deberá abrirse o cerrarse completamente a fin de acuñar la compuerta y el segmento de ésta contra los asientos.
- En este tipo de válvulas se recomienda no regresar el volante cuando haya llegado a su tope al dar la última vuelta, ya sea al abrir o cerrar la válvula. Este método de operación evitará que la superficie de los sellos de la compuerta y los asientos se dañen, prolongando así, la duración de la válvula.



**VALVULAS DE PASO COMPLETO FIP**  
**E S P E C I F I C A C I O N E S**

TAMAÑO NOMINAL	ORIFICIO DE PASO	PRESIÓN DE TRABAJO	PRESIÓN DE PRUEBA	NÚMERO BIRLOS	MEDIDA BIRLOS*	TIPO DE ANILLO Y NÚMERO	NÚMERO DE VUELTAS
Pg	Pg	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>		Pg		ABRIR - CERRAR
2 1/16	2 1/16	140 - 2,000	282 - 4,000	8	5/8 x 4 1/2	R o R X - 23	13
2 1/16	2 1/16	211 - 3,000	422 - 6,000	8	7/8 x 6	R o R X - 24	13
2 1/16	2 1/16	352 - 5,000	703 - 10,000	8	7/8 x 6	R o R X - 24	13
2 9/16	2 9/16	140 - 2,000	282 - 4,000	8	3/4 x 5	R o R X - 26	15 1/2
2 9/16	2 9/16	211 - 3,000	422 - 6,000	8	1 x 6 1/2	R o R X - 27	15 1/2
2 9/16	2 9/16	352 - 5,000	703 - 10,000	8	1 x 6 1/2	R o R X - 27	15 1/2
3 1/8	3 3/16	140 - 2,000	282 - 4,000	8	3/4 x 5 1/4	R o R X - 31	20
3 1/8	3 3/16	211 - 3,000	422 - 6,000	8	7/8 x 6	R o R X - 31	20
3 1/8	3 3/16	352 - 5,000	703 - 10,000	8	1 1/8 x 7 1/4	R o R X - 35	20
1 13/16	1 13/16	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	3/4 x 5	B X - 151	14
1 13/16	1 13/16	1,055 - 15,000	1,584 - 22,500	8	7/8 x 5 1/2	B X - 151	14
2 1/16	2 1/16	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	3/4 x 5 1/4	B X - 152	12
2 1/16	2 1/16	1,055 - 15,000	1,584 - 22,500	8	7/8 x 6	B X - 152	12
3 1/16	3 1/16	703 - 10,000	1,055 - 15,000	8	1 x 6 3/4	B X - 154	17 1/2
3 1/16	3 1/16	1,055 - 15,000	1,584 - 22,500	8	1 1/8 x 7 1/2	B X - 154	17 1/2

*Tabla 3.3 Válvulas de Paso Completo FIP: Especificaciones*

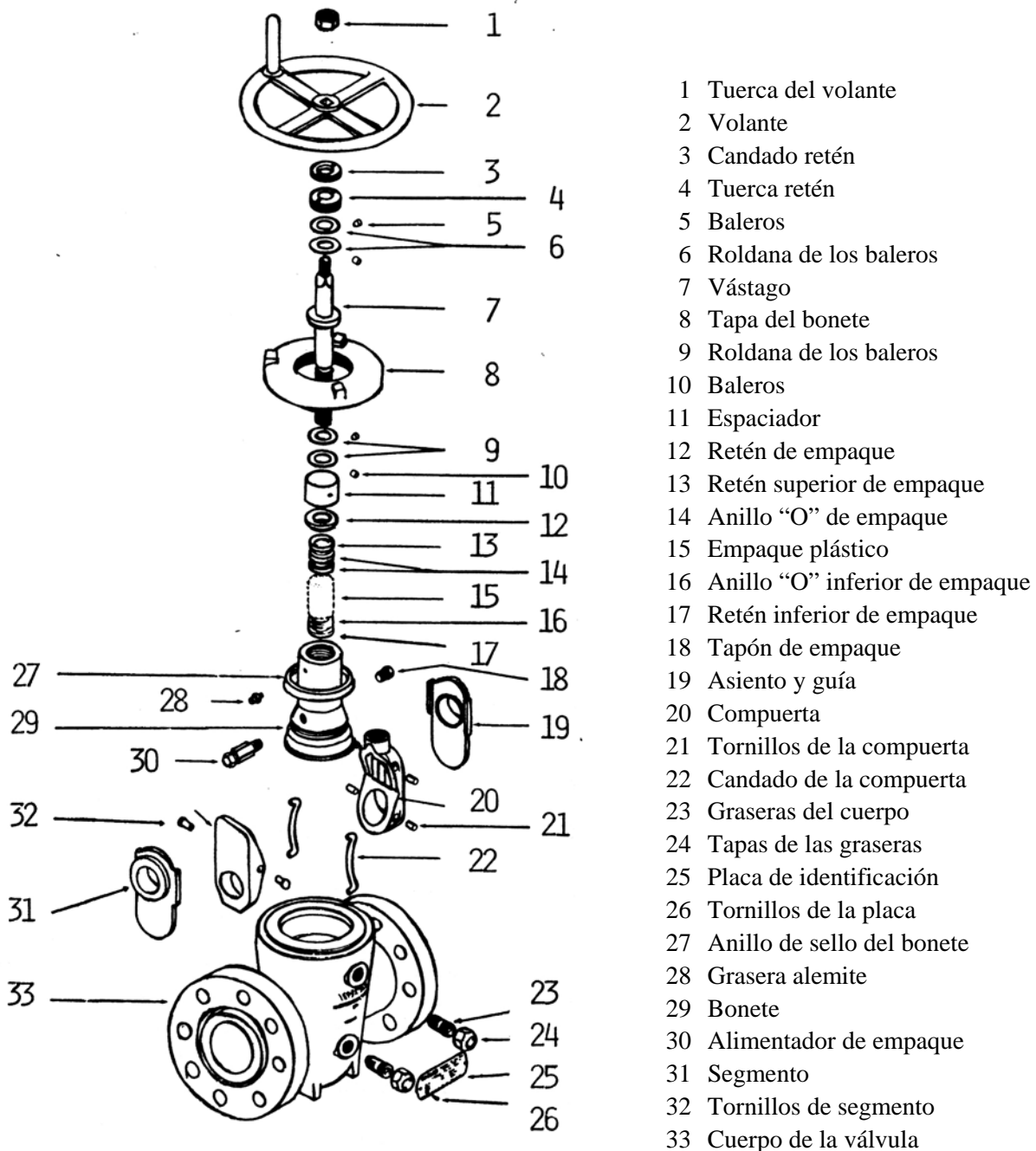
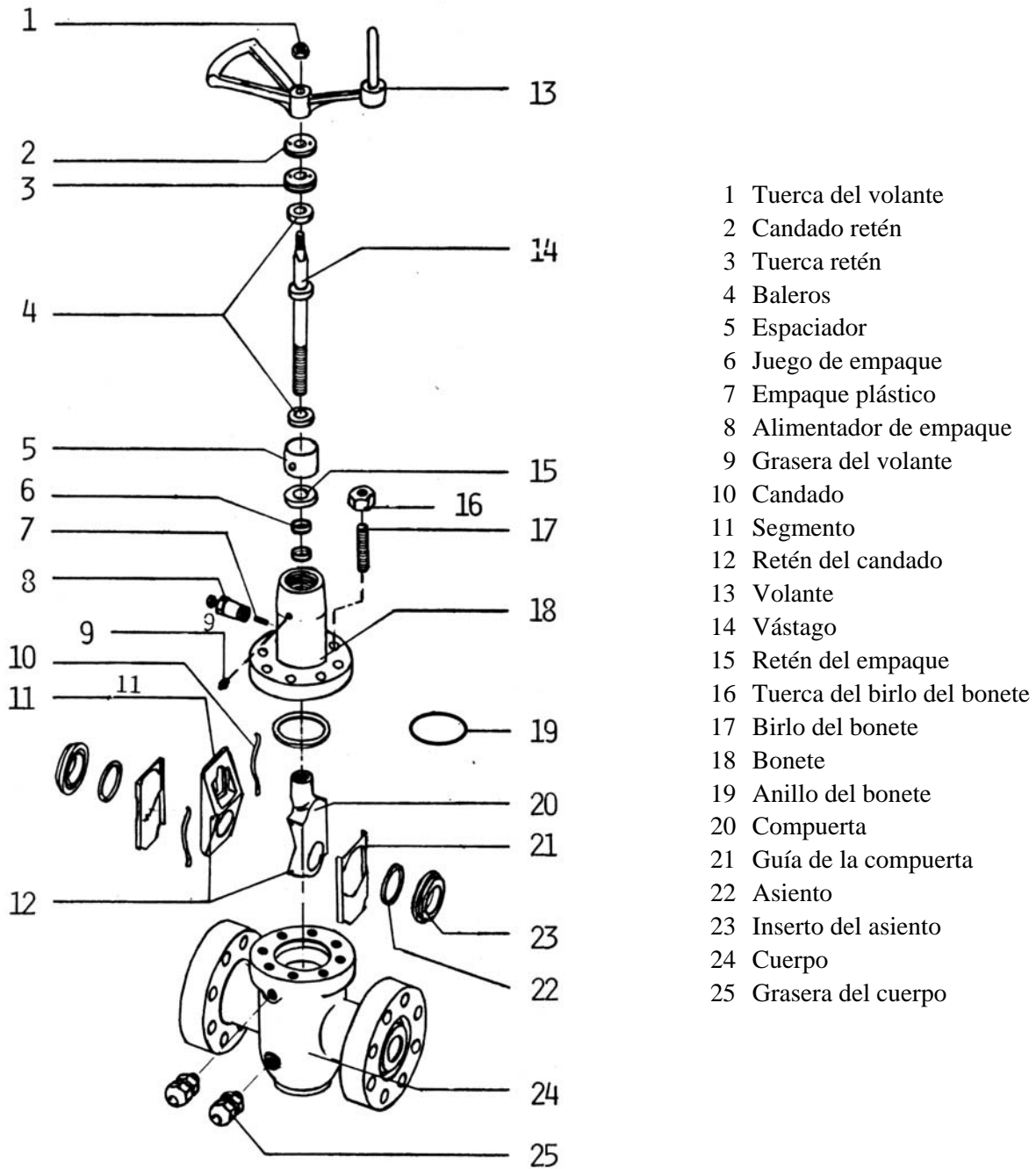


Fig. 3.30 Válvula Fip Tipo "FL"



*Fig. 3.31 Válvula Fip Tipo "FM"*

### 3.8 VÁLVULAS DE RETENCIÓN

Mecanismo de control, cuyo diseño permite el flujo de un fluido en una sola dirección impidiendo así el regreso del fluido cuando se presentan contrapresiones.

Las características de su construcción le permite manejar tanto líquidos como gases, debido a esto es ampliamente utilizado con los diferentes sistemas de explotación.

Es comúnmente conocido como check y aunque hay diferentes tipos de válvulas de retención en el mercado, el que se utiliza en el sistema de Bombeo Neumático debido a las características de su construcción es el de tipo charnela.

#### 3.8.1 CHECK

Es el mecanismo que va instalado en un trineo para inyección de Bombeo Neumático, en último lugar según el orden progresivo de acuerdo al sentido del flujo de gas inyectado.

Se le conoce también con el nombre de válvula de retención y su función es evitar el retroceso del fluido. También sirve como dispositivo de seguridad, ya que cuando ocurre una fuga en los componentes del trineo, evita el flujo de la tubería de revestimiento hacia el medio ambiente.

#### 3.8.2 VÁLVULA DE PISTÓN

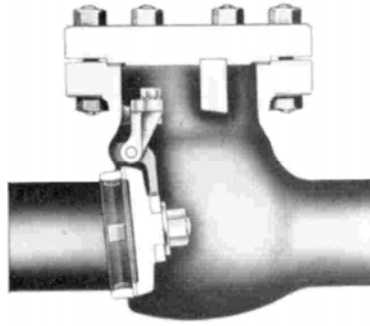
Son diseñadas básicamente en los cuerpos de las válvulas de globo por lo tanto producen una alta caída de presión de la línea, este diseño proporciona un cierre más hermético que cualquier otro tipo de válvula de retención, así como una rápida adaptabilidad a la velocidad de cierre, el empaque del cuerpo y la tapa están diseñados en forma espiral, para dar un sello positivo, eliminar los esfuerzos de la brida, asiento roscado renovable, pistón renovable con alta dureza, proporcionando una excelente resistencia al trabajo, corrosión y erosión.

#### 3.8.3 VÁLVULAS DE RETENCIÓN DE CHARNELA

Las válvulas de retención de charnela son fabricadas en acero fundido, tienen un área máxima permitiendo un paso completo y total de flujo. Constan esencialmente en su interior de un disco que oscila permitiendo el paso total del flujo, esto hace que la turbulencia se reduzca y que la fuerza de caída de presión sea mínima. Las partes que componen el montaje del disco están suspendidas por dos abrazaderas que se encuentran en el interior del cuerpo de la válvula, debido a la precisión de su ajuste, esta construcción permite tolerancia mínima entre las superficies de mayor desgaste, asegurando así mayor duración en las partes del movimiento.

Para revisar o separar las partes del disco, basta con retirar los tornillos que afianzan las partes al cuerpo.

El rango de presión que manejan varía desde  $10.55 \text{ kg/cm}^2$  ( $150 \text{ lb/pg}^2$ ) a  $42.18 \text{ kg/cm}^2$  ( $600 \text{ lb/pg}^2$ ) y de 2"  $\varnothing$  dependiendo del fabricante. Consulte la placa de especificaciones de cada válvula a fin de corroborar su rango de presión.



*Fig. 3.32 Válvula de Retención de Charnela*

### 3.9 VÁLVULA DE AGUJA

Mecanismo cuyo diseño permite controlar en forma adecuada una cantidad de fluido de un líquido o gas en diferentes etapas según sea la necesidad del requerimiento, tiene características de un diseño de torque bajo, para facilitar el ajuste aun bajo condiciones de manejo de alta presión.

La perilla tiene un indicador que proporciona el diámetro del orificio equivalente a la apertura de la válvula y además puede asegurarse en cualquier posición.

Su cuerpo es fabricado con fundición de hierro dúctil, de alta resistencia y empaques de teflón o vitón para trabajar a altas presiones.

Todas las partes internas generalmente son fabricadas en acero inoxidable lo que le permite controlar cualquier tipo de fluido.

Consta fundamentalmente del cuerpo, asiento y vástago.

Se fabrica con asientos de diferentes diámetros ( $\frac{1}{4}$ " ,  $\frac{1}{2}$ " ,  $\frac{3}{4}$ " y 1") a fin de que se cuente con la válvula adecuada para las condiciones de operación que presente cada pozo en particular.

A mayor diámetro de asiento mayor volumen de gas, a menor diámetro de asiento menor volumen.

Si se crea una restricción muy aguda se corre el peligro de que se congele debido a la expansión brusca del gas, obstruyendo el paso de éste generando como consecuencia la operación deficiente del sistema.

En el Sistema Artificial de Bombeo Neumático su instalación está localizada en la línea de inyección de gas. En instalaciones para flujo continuo, regula la inyección de gas al espacio anular del pozo y en instalaciones para flujo intermitente su función es la de controlar el paso del fluido en la línea de inyección de gas, para que el interruptor dosifique los periodos de inyección de gas requerido.

Las marcas que más se utilizan son:

- Camco
- Kim Ray



*Fig. 3.33 Válvula de Aguja Marca Kim Ray*

### 3.10 TUERCA UNIÓN

Es un accesorio por medio del cual se logra la unión de una línea, permitiendo un sello efectivo tanto para fluidos como para gas, consta de una conexión hembra y una conexión macho, la cual está provista de la tuerca de enlace y se instala en el sentido del flujo; el tipo que se utiliza en la línea de inyección de gas del Sistema de Bombeo Neumático es de 2" Ø universal.



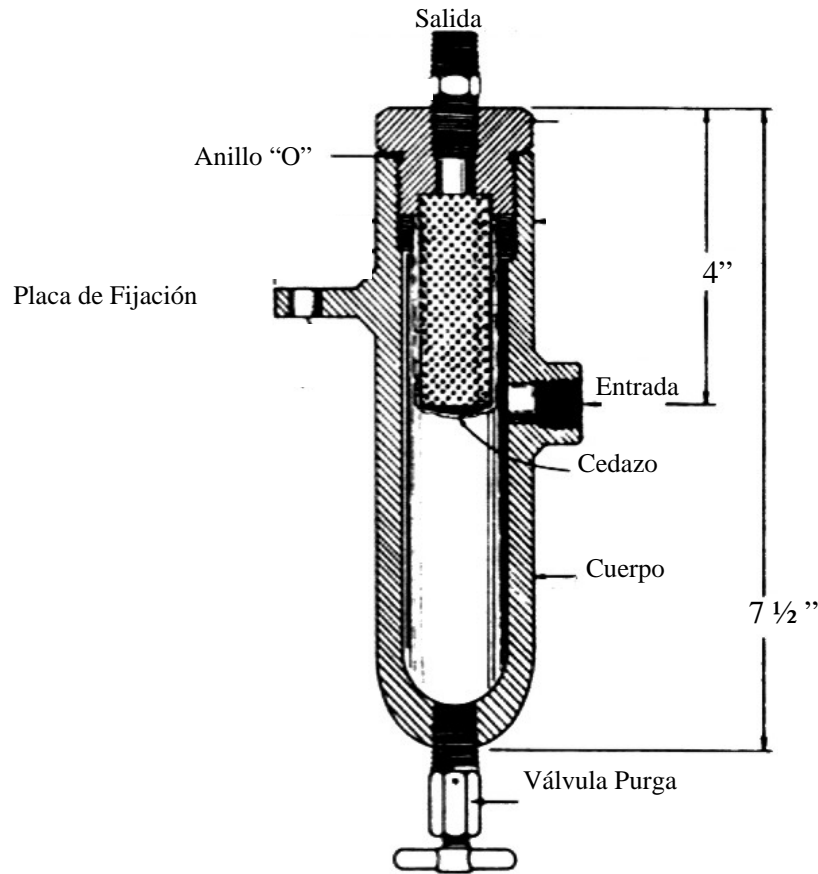
*Fig. 3.34 Tuerca Unión Tipo Universal*

### 3.11 FILTROS Y TRAMPA DE CONDENSADOS

Es el mecanismo instalado en tercer orden en un trineo, y su función es la de eliminar los líquidos y sólidos que van acompañando al gas de Bombeo Neumático a inyectarse en un pozo explotado por este sistema artificial.

Un filtro es un recipiente construido en hierro forjado y reforzado de  $1\frac{1}{2}''\varnothing \times 8''$  de longitud, provisto en su interior de un cedazo construido con malla metálica y en su exterior de una entrada y una salida de  $\frac{1}{4}''\varnothing$ ; tiene en su extremo inferior una purga. Su capacidad de trabajo debe ser de cuando menos  $1000\text{ lb/pg}^2$ .

Su función principal es la de eliminar cualquier tipo de partículas sólidas en suspensión al hacer pasar el gas a través de su materia filtrante, a fin de tener la certeza de que los mecanismos que se encuentran instalados posteriores a la ubicación del filtro dispongan para su suministro de gas limpio.



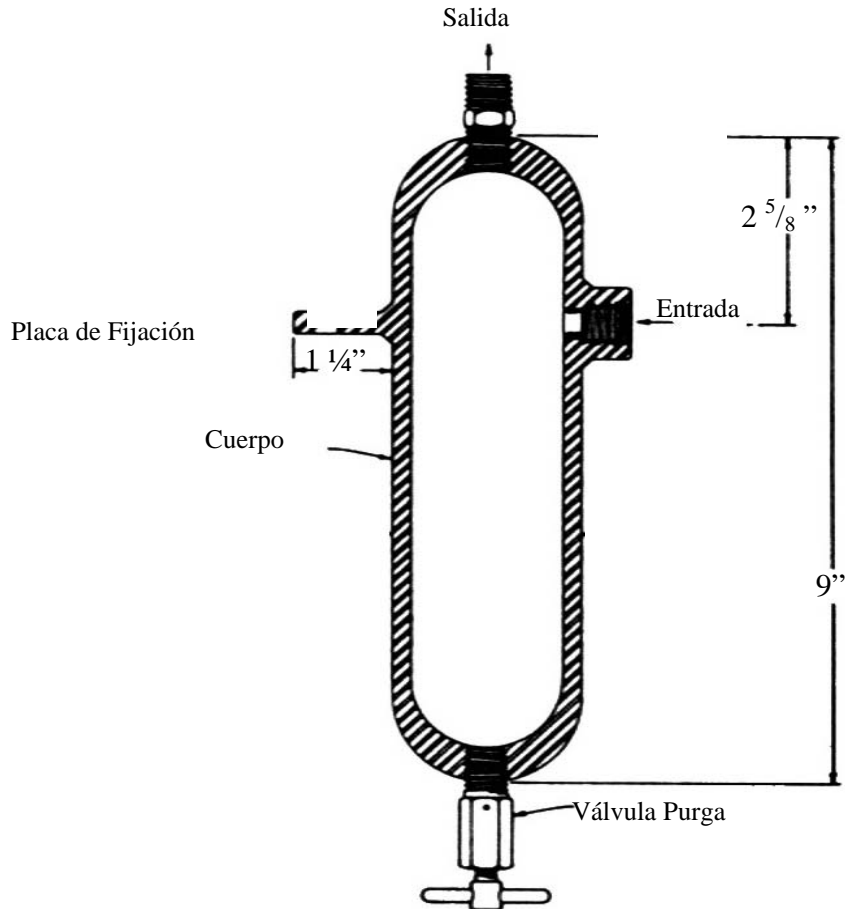
**Fig. 3.35 Filtro**

Debido a que el gas que se utiliza en el Sistema de Bombeo Neumático es un gas tratado, al transportarse por medio de gasoductos y líneas a altas velocidades, genera diferente cantidad de condensado en la línea por la cual es arrastrado y al entrar en contacto con el mecanismo pudiera modificar su buen funcionamiento.

Con la finalidad de tratar de impedir esto, es conveniente instalar antes del mecanismo unos recipientes de dimensiones similares a las de los filtros y al igual que éstos provistos de una entrada y una salida de  $\frac{1}{4}''\varnothing$  localizadas en el extremo superior del recipiente, de esta manera al entrar el gas

arrastrando el condensado, por gravedad el condensado caerá al fondo del recipiente y el gas en el extremo superior saldrá libre de éste.

Para poder retirar el condensado en el recipiente, éste está provisto en su parte inferior de una válvula de purga. A este tipo de recipiente es el que se le conoce como trampa de condensado.



*Fig. 3.36 Trampa de Condensado*

### 3.12 MEDIDORES DE FLUJO

Instrumentos o aparatos diseñados para efectuar medidas de movimientos o desplazamiento de los fluidos y aunque en el mercado se manejan de diferentes tipos para la aplicación del Sistema de Bombeo Neumático, se utilizan los medidores por caída de presión como lo es el porta orificios y el resultado de esta presión diferencial es medida y registrada por medio de un mecanismo conocido como registrador de flujo.

Se conoce como flujo o gasto a la cantidad de fluido que circula por unidad de tiempo, se mide en  $m^3/s$ ,  $m^3/día$ ,  $ft^3/s$ . y  $ft^3/día$ .



En el caso específico del sistema de Bombeo Neumático se utilizan las siguientes unidades:

m<sup>3</sup>/día para aceite y gas

Bls/día para aceite

pies<sup>3</sup>/día para gas

**PRINCIPIO DE OPERACIÓN.-** El principio de operación de los medidores de flujo por caída de presión se basa en la relación que existe entre la velocidad del fluido y la pérdida de presión, al pasar éste a través de una restricción en una tubería. Esta relación se define de la siguiente manera:

La caída de presión causada por la restricción (placa de orificio) es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido.

La restricción conocida como el elemento primario de medición hace que el fluido se contraiga, una vez que el flujo permanece constante, la velocidad de éste aumenta al pasar por la restricción y la presión estática disminuye al mismo tiempo según la ley de la conservación de la energía (teorema de Bernoulli).

La diferencia entre las presiones antes y después de la restricción, llamada comúnmente “diferencial”, representa un índice de la velocidad del fluido.

Como ya se describió en párrafos anteriores, el tipo de medidores de flujo que se utilizan en el Sistema de Bombeo Neumático son los medidores por caída de presión y constan de 2 elementos: **primario y secundario.**

Los medidores de orificio son dispositivos que registran la presión del flujo antes y después de una restricción de diámetro, ocasionada con toda intención en la tubería por la cual circula el fluido.

El principio de operación de estos medidores de orificio, está basado en la relación que existe entre la velocidad del flujo y la caída de presión, o de otra manera la pérdida de presión causada por restricciones del diámetro, es proporcional al cuadrado de la velocidad del flujo. La restricción conocida como elemento primario de medición hace que el flujo se contraiga y una vez que el flujo permanezca constante la velocidad de éste aumenta al paso por la restricción del diámetro de la tubería, se hace de acuerdo a ciertas limitaciones para que la presión diferencial resultante quede dentro del rango del registrador como elemento primario de uso. La placa de orificio es una pieza de metal, que tiene un orificio concéntrico con bisel de lado corriente abajo y va alojado en el fitting o porta placa.

El fitting está formado por un cuerpo de hierro fundido, a uno y otro lado de la placa se tienen salidas de ½"Ø para comunicar por medio de tuberías, con el instrumento registrador de presiones.

### 3.12.1 FITTING

El Fitting es el mecanismo instalado en un trineo, para inyección de gas de Bombeo Neumático, permite medir a través de una placa de cierto diámetro que va alojada en dicho mecanismo y que proporciona la información deseada, de los volúmenes de gas inyectados al pozo en tiempos determinados. Las placas con orificio más usuales son  $\frac{3}{4}"\varnothing$ ,  $1\frac{1}{4}"\varnothing$ .

Las marcas más usuales de Fittings son Daniel, Camco y Comercial.

### 3.12.2 PORTA ORIFICIO (elemento primario)

El elemento primario en los medidores de flujo para el Sistema de Bombeo Neumático, es el porta orificio debido a su sencillez, bajo costo y facilidad de instalación.

El elemento es una placa de 1.588 mm. ( $\frac{1}{16}"$ ) de espesor en las tuberías de hasta 10.16 cm. (4") de diámetro, las placas de 3.175 mm. ( $\frac{1}{8}"$ ) se usan en tuberías de 10.16 cm. (4") a 40.64 cm. (16") placas de 6.350 mm. ( $\frac{1}{4}"$ ) en tuberías de más de 40.64 con (16").

El lado de la placa correspondiente a la alta presión debe ser perpendicular al eje de la tubería y su borde torneado a escuadra para obtener mayores resultados.



*Fig. 3.37 Porta Orificio*

### 3.12.3 REGISTRADOR DE FLUJO (elemento secundario)

Es un mecanismo diseñado para registrar la presión y el volumen de gas que pasa a través de una línea, el elemento para su cálculo está formado por un aparato llamado unidad de presión diferencial, éste actúa convirtiendo los cambios de presión diferencial en movimiento mecánico.

La torsión del eje en el tubo de unidad de presión diferencial (U.P.D.) inducida por el brazo, se transmite al mecanismo de registro y éste al sistema de plumilla, el cual controla el recorrido de la pluma. Ésta transcribe sobre la rotación de la gráfica los cambios que sufre y las condiciones de flujo en el sistema.

Es el instrumento que va instalado en un trineo para inyección de gas neumático, lo componen una serie de mecanismos, que permite obtener la información graficada de las lecturas, valores y comportamiento de operación de un pozo petrolero con Aparejo de Bombeo Neumático.

Algunas partes del registrador de flujo son: Cuerpo, Fuelles, Bourdones, Plumillas, Reloj, etc.

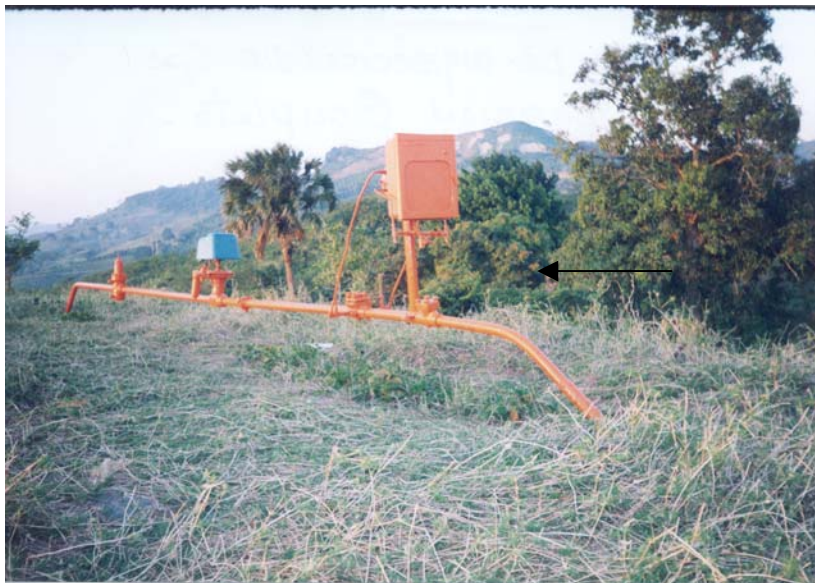
Los tipos más usuales son: Vical, Barton modelo 202.A, 208-E Bristol.

### *Registadores de presión diferencial*

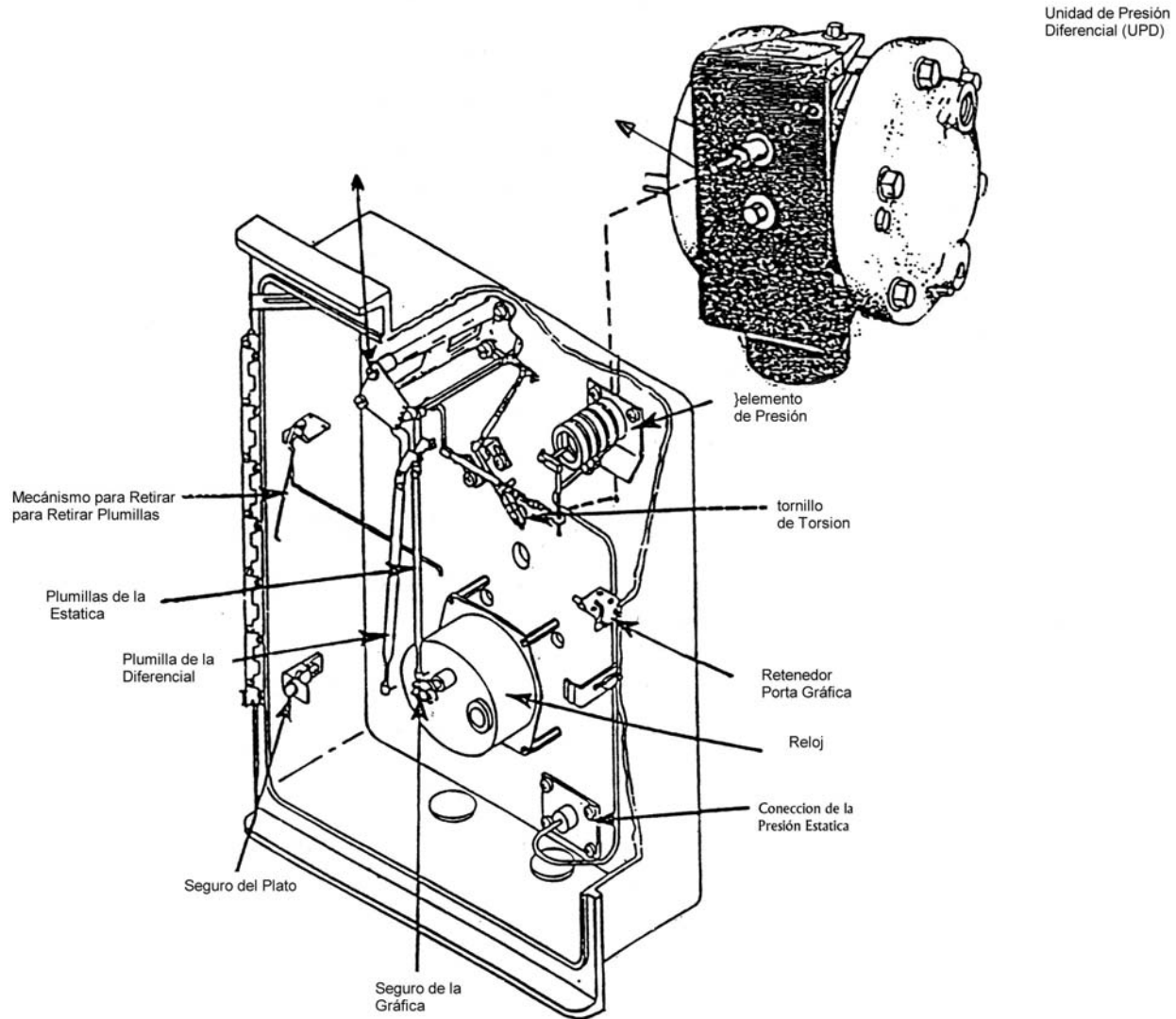
Las presiones estáticas y diferencial, son medidas y posteriormente convertidas en unidades de flujo por medio de un dispositivo de medición. Básicamente existen dos registradores de flujo de tipo diferencial, siendo ellos los de mercurio y los medidores con fuelles, y aunque el principio de su operación es el mismo, son diferentes en cuanto a su construcción.

Los más usados, son los de fuelles y constan principalmente de las siguientes partes: Elemento de presión, mecanismo de relojería, tubo helicoidal de bourdón, brazo de plumillas para lectura estática y diferencial, el mueble del aparato o caja y un manifold de válvulas.

Estos registradores están diseñados para montarse sobre un tubo soporte, debiendo quedar nivelado y asegurado para evitar las vibraciones (Figura 3.38).



**Fig. 3.38 Aparato Registrador de Flujo**



*Fig. 3.39 Registrador de Flujo*

### 3.13 REDUCTORES DE PRESIÓN

Mecanismos cuyo diseño les permiten manipular altas y bajas presiones, reduciéndolas hasta un valor que pueda ser manejado directamente por otro mecanismo, generalmente utilizándolo como suministro para ponerlo en operación.

Los tipos de reductores de presión utilizados en el armado de los interruptores de gas es Fisher 1301 F y el utilizado en el controlador automático OTIS Hi-Torc es el tipo 67 también de la marca Fisher.

#### 3.13.1 REDUCTOR DE PRESIÓN TIPO 1301-F

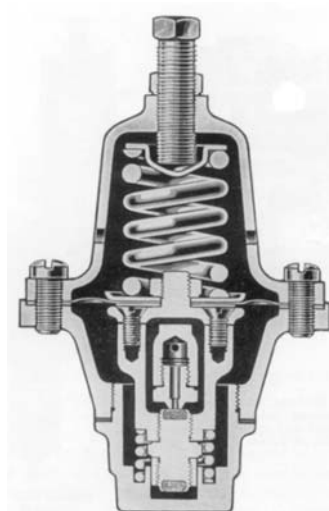
El tipo 1301 F es un regulador usado cuando una media o alta presión es manejada, esto se aplica para reducir la alta presión abajo del valor que puede ser satisfactoriamente manejable por

otro reductor de presión como lo es el de tipo 67, que es parte del controlador automático OTIS Hi-Torc.

El cuerpo, la tasa inferior y el bonete son de bronce forjado para máxima resistencia y no permitir la porosidad. El disco de la válvula macho de Mypon le otorga larga vida y absoluto sello al corte, el disco provisto de agujeros tiene 2 discos, de los cuales uno es para ser usado como sustituto en caso de emergencia.

El resorte dentro del reductor está fabricado en acero inoxidable, asegura un cierre ajustado con una presión de entrada hasta  $6000 \text{ lb/pg}^2$  y está provisto de una conexión de salida extra para la instalación de un manómetro, sus conexiones de entrada y salida son de  $\frac{1}{4}''\text{Ø}$ .

El tipo 1301 F maneja 3 resortes principales para manejar rangos de presiones reducidos de 75, 150 ó  $225 \text{ lb/pg}^2$ . El diafragma está construido con 2 laminados de acero inoxidable a fin de proporcionarle una larga vida.



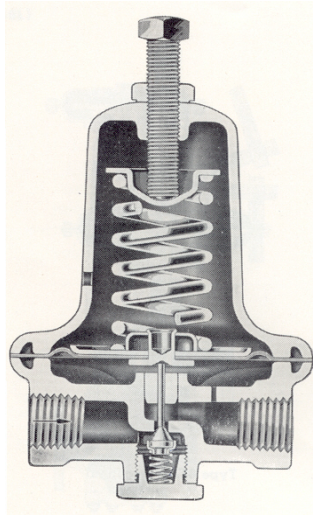
*Fig. 3.40 Corte del Reductor de Presión Tipo 1301 F*

### **3.13.2 REDUCTOR DE PRESIÓN TIPO 67**

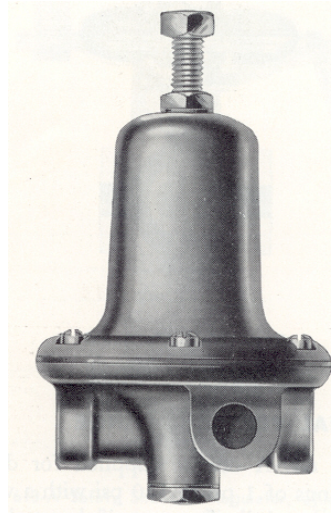
Está diseñado para controlar una presión de entrada variante y repartir una presión reducida constante, es parte integral del controlador mecánico OTIS Hi-Torc e independientemente de esto, tiene muchos usos en el manejo de aire o gas industrial.

Su cuerpo está construido en aluminio fundido, su caja de resorte está químicamente tratada y su acabado es un laqueado negro para resistir el clima y la corrosión, está provisto de sellos Buna vulcanizada y de espiga de bronce.

El diafragma está construido en Buna con cordón de nylon, su tornillo de ajuste es de cabeza cuadrada y sus conexiones de entrada y salida son de  $\frac{1}{4}''\text{Ø}$ .



*Fig. 3.41 Corte del Reductor de Presión Tipo 67*



*Fig. 3.42 Reductor de Presión Tipo 67*

---

**4**

**EQUIPO**  
**SUBSUPERFICIAL**

Es el conjunto de mecanismos que se alojan en el interior del pozo y que al ser puestos en operación contribuyen para que el pozo logre elevar su producción a la superficie, continuando de esta manera con su explotación.

En el sistema de Bombeo Neumático el equipo subsuperficial consta de:

- Tubería de producción.
- Válvulas de inyección de gas (Convencionales o Recuperables)
- Empacador.
- Válvula de Pie
- Accesorios: Camisa Deslizable, Niple Campana, de Asiento y Localizadores.

#### 4.1 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Esta tubería va alojada en el interior de la tubería de revestimiento, consta de tramos de tubería de  $2\frac{7}{8}$ "  $\varnothing$  ó  $2\frac{3}{8}$ "  $\varnothing$  con longitud de 7 a 11 m., provisto de conexión macho 8 hilos estándar en ambos extremos, unidos por medio de coples de  $2\frac{7}{8}$ "  $\varnothing$  ó  $2\frac{3}{8}$ " según sea el caso. En su extremo inferior va conectado un accesorio conocido como niple campana, el cual es del mismo diámetro de la tubería de producción en su extremo superior y de mayor diámetro en su extremo inferior; esta característica se considera útil y necesaria para que pueda pasar libremente hasta la zona de disparos.

En la superficie la tubería de producción está sostenida por un accesorio llamado colgador envolvente para tubería de producción (bola colgadora) y se aloja en el cabezal de tubería de producción localizado en el medio árbol de válvulas.

#### 4.2 VÁLVULAS DE INYECCIÓN DE GAS

Es una serie o conjunto de válvulas de Bombeo Neumático calibradas a determinada presión de cierre y apertura. Están instaladas a determinadas profundidades, distribuidas o espaciadas de acuerdo a un diseño. Están instaladas cada una en un tubo mandril y estos a su vez están conectados en la tubería de producción que normalmente es de  $2\frac{7}{8}$ " ó  $2\frac{3}{8}$ "  $\varnothing$ .

Mecanismos cuyo diseño permiten la inyección de un volumen regulado de gas de la tubería de revestimiento a la tubería de producción con la finalidad de extraer los fluidos aportados por el pozo, los cuales van alojados a distintas profundidades en la tubería de producción. Las válvulas de inyección de gas que se alojan en la parte externa de la tubería de producción se les conoce como convencionales, para recuperarlas es necesario recuperar toda la tubería de producción y las que se alojan en el interior de la tubería de producción en unos mandriles llamados "de bolsillo", los cuales van interconectados en la tubería de producción y se les conoce como recuperables, para recuperarlas no es necesario extraer la tubería de producción, sino que esto se lleva a cabo por medio de una unidad de línea de acero.

Las válvulas de inyección de gas constituyen un mecanismo fundamental en el Sistema de Bombeo Neumático. En el medio petrolero se manejan distintos tipos y modelos según se requiere de acuerdo a las características de un pozo.



### 4.3 CONOCIMIENTO DE VÁLVULAS DE INYECCIÓN DE GAS

Los componentes básicos de una válvula impulsada por gas se ilustran en la Figura 4.1. La distribución específica de los componentes puede variar ligeramente entre fabricantes, pero los modos operativos fundamentales son todos muy similares. El diseño más común es el de la válvula operada por presión (Figura 4.1), en esta configuración, la válvula abre en respuesta a la inyección de gas y a la presión proveniente de la tubería de producción, ayudando de esta manera a abrir la válvula y permitir el paso de gas acumulado en el espacio anular, a través de la válvula al interior de la tubería de producción, logrando con ello disminuir la densidad de la mezcla de los fluidos procedentes del pozo que se desplazan a través de la tubería de producción, reduciendo en consecuencia la contrapresión que se ejerce en el fondo del mismo, logrando así elevar la producción, del yacimiento a la superficie:

Las válvulas en el uso de puerto (asientos) de menor o mayor diámetro, dependen de la cantidad de volumen de gas que se requiera inyectar.

Los fuelles pueden ser del tipo recargable, con gas nitrógeno en el domo del fuelle o los del tipo sellado con apoyo de la fuerza adicional del resorte; este tipo de fuelles es utilizado en los diseños más antiguos de válvulas de inyección de gas y la razón era la de proporcionar un apoyo suplementario para los fuelles y así asegurar que la válvula permaneciera cerrada si los fuelles fallaban.

Los fuelles generalmente están fabricados en monel de 3 capas. Durante su proceso de fabricación, el fuelle se coloca en una cámara de presión hidrostática U, se sujeta a una presión externa de 4,000 lb.

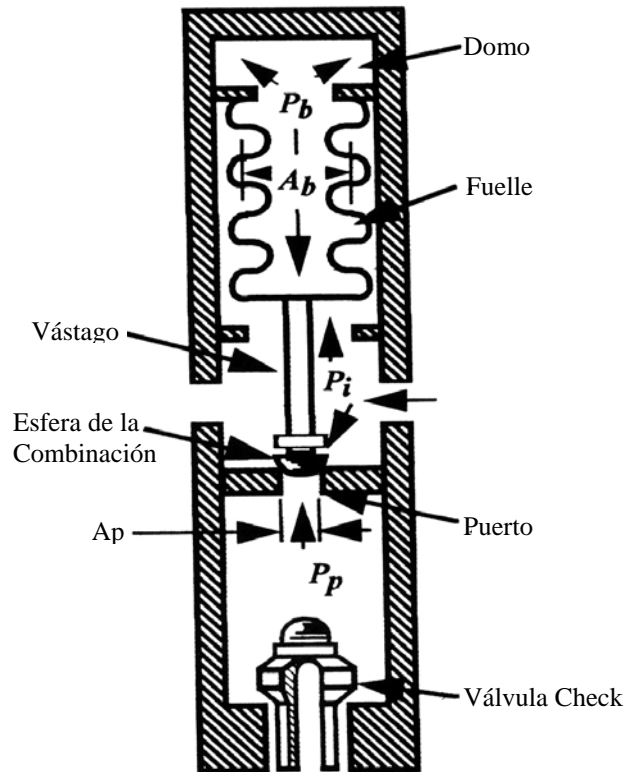
Este proceso especial hidráulico sujeta todas las convulsiones (ondulaciones, fruncimientos) del fuelle de la válvula, de modo que cada convulsión acepta una cantidad igual de esfuerzo durante la operación de la válvula.

Otra de las partes de las válvulas de inyección de gas fundamental para que este mecanismo cumpla el objetivo para el que fue diseñado, es el área del puerto (asiento) y la esfera (bola), que en conjunto conocemos como combinación. El diámetro de la esfera debe adecuarse al diámetro del asiento según sea el caso, a fin de obtener un sello hermético. La esfera así como el asiento están provistos de un injerto de carbono de tungsteno, debido a la dureza de este material se espera que sea capaz de resistir cualquier situación extrema de fluidos corrosivos en el interior del pozo.

El número de válvulas de inyección de gas requeridas en la instalación del Sistema de Bombeo Neumático en un pozo, varía de acuerdo, al tipo de válvula que se utiliza, así como a las características propias del pozo, distribuyéndose a diferentes profundidades hasta el punto donde se localiza su nivel dinámico: Al conjunto de estas válvulas de inyección de gas se le denomina “Aparejo de Bombeo Neumático”.

Cada válvula de inyección de gas requiere de una calibración específica, esta calibración se logra proporcionando a la válvula la presión, de cierre solicitada y de acuerdo a su amplitud

generará una presión de apertura esto en el caso de válvulas con resorte, en el caso de válvulas con carga de nitrógeno en el fuelle, se purga el domo hasta encontrar la apertura solicitada, enfriando previamente la válvula a 60° F.



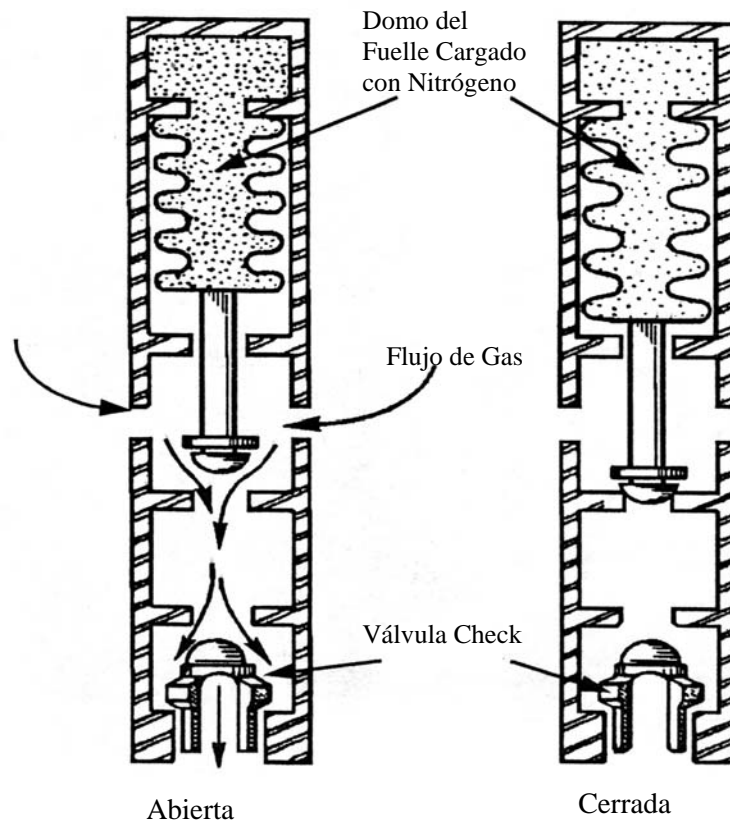
*Fig. 4.1 Válvula de Inyección de Gas*

Las válvulas operadas por presión, son válvulas que van a estar cerradas por la acción o fuerza comprimida en el fuelle y la fuerza adicional del resorte de ser éste el caso. Todas las válvulas van a estar calibradas a determinada presión de apertura dependiendo de la profundidad a la que se encuentran localizadas.

En el momento que se inicia la inyección de gas y se empieza acomodar en el espacio anular, al estar provista la válvula de inyección de gas de orificios en el extremo inferior de la sección piloto, el gas penetra al interior de la sección piloto, ejerciendo una presión sobre el área transversal del fuelle, esto aunado a la presión que se ejerce en la parte inferior de la esfera de la combinación, la cual proviene del interior de la tubería de producción (Efecto de T.P.), vence la presión que ejerce el fuelle y el resorte si es el caso, obligando a que el fuelle se contraiga, separando de esta manera la esfera del asiento, permitiendo el paso de gas a través de éste al interior de la tubería de producción, si se trata de una válvula de un solo elemento (sección Piloto); si se trata de una válvula de 2 elementos, el gas pasaría al segundo elemento (Sección Motriz) y de ahí al interior de la tubería de producción.

En el pozo una válvula operada por presión está expuesta a estas 2 fuerzas que controlan su operación: la presión de tubería de producción en el área del orificio y la presión de inyección en el

área del fuelle. La válvula está colocada físicamente entre las dos fuerzas de presión. Ambas presiones están operando la válvula.



**Fig. 4.2 Principio de Funcionamiento de la Válvula de Inyección de Gas**

#### 4.4 CLASIFICACIÓN DE VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO DE ACUERDO A LA INTRODUCCIÓN Y EXTRACCIÓN EN EL INTERIOR DEL POZO

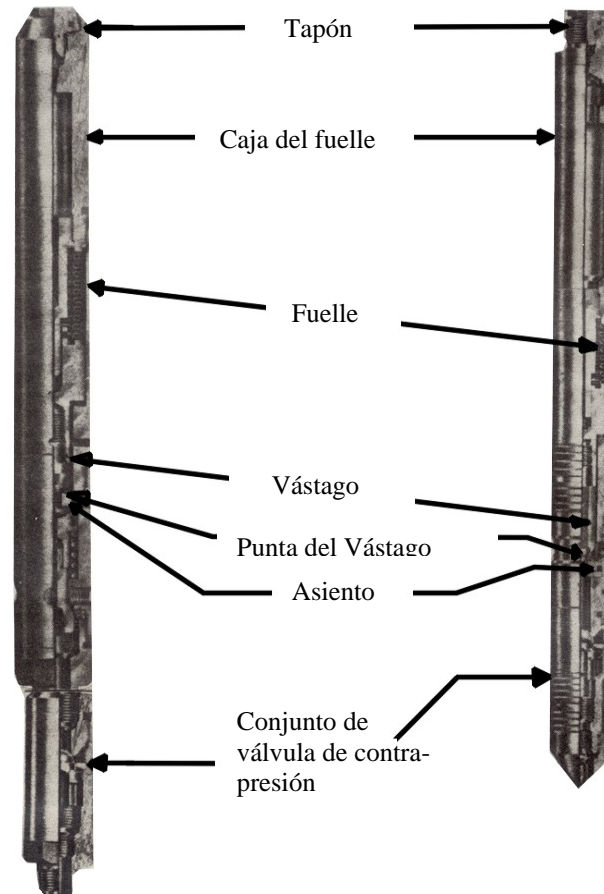
De acuerdo a su introducción y extracción en el interior del pozo, las válvulas de inyección de gas se clasifican en:

- Convencionales
- Recuperables

Tanto las válvulas operadas por presión del tipo convencional, como recuperables, son similares en construcción tal como se muestra en la Figura 4.3 y tienen características idénticas de operación.

**Válvula convencional.-** Es aquella que va instalada en un adaptador en el exterior de un mandril, del tipo convencional, el cual se introduce al pozo como parte de la tubería de producción, para recuperar las válvulas es necesario extraer la tubería de producción del pozo.

**Válvula recuperable.-** Es aquella que se localiza excéntricamente dentro del bolsillo de un mandril, el cual se introduce al pozo como parte de la tubería de producción del pozo y puede alojarse y recuperarse por los métodos de línea de acero, sin tener necesidad de extraerla con la tubería de producción del pozo.



**Fig. 4.3** *Válvula convencional y Válvula Recuperable con Línea de Acero, con su Válvula de contra-presión en cada caso*

Estas válvulas convencionales y recuperables pueden ser de dos tipos:

- a) Válvulas con carga de nitrógeno en el fuelle.
- b) Válvulas con resorte.

#### 4.4.1 VÁLVULAS CONVENCIONALES

Son aquellas que van instaladas en un adaptador en el exterior de un mandril del tipo convencional, el cual se introduce al pozo como parte de la tubería de producción y éstas pueden ser de resorte o de carga de nitrógeno en el fuelle. Para recuperar las válvulas es necesario extraer la tubería de producción del pozo.

Para ser instaladas o recuperadas del interior del pozo, se necesita la intervención del Equipo de Terminación y Reparación de Pozos (T. R. P.).

#### 4.4.1.1 VÁLVULAS CONVENCIONALES CON CARGA DE NITRÓGENO

Los tipos de válvulas convencionales que se utilizan tanto para flujo continuo como para flujo intermitente son los siguientes: Marca Camco: C.P. 3, C.P. 4, C.P.2, J-20 con carga de nitrógeno

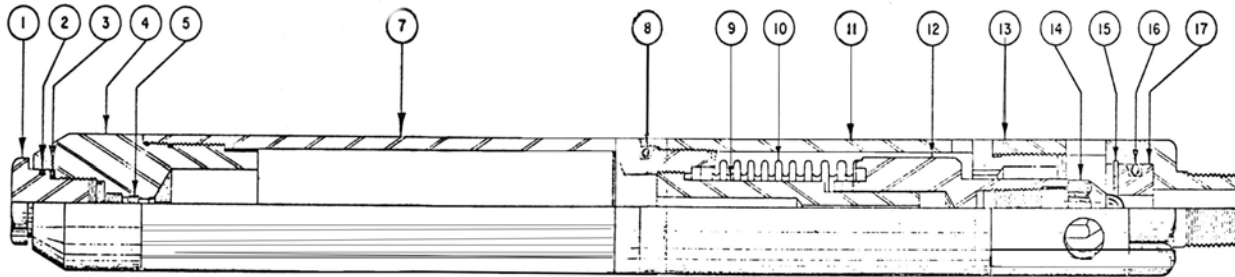
##### 4.4.1.1.1 PARA FLUJO CONTINUO:



*Fig. 4.4 CAMCO J-20 con Carga de Nitrógeno en el Fuelle*

La diferencia que existe entre estas válvulas y las de resorte es que están cargadas con nitrógeno en el domo del fuelle, y la sección motriz está integrada a la sección piloto, para efectuar su calibración, debido a la carga de nitrógeno en el domo del fuelle, es necesario una temperatura específica de 60 °F.

Una vez armada y calibrada la válvula, ésta se conecta a un mandril tipo C 2 7/8"Ø, provisto de una protección con un orificio de entrada donde se conecta el check de retención y a su vez la válvula de inyección de gas.



- |                           |                          |
|---------------------------|--------------------------|
| 1. Tapón de cola          | 9. Fuelle                |
| 2. Anillo de hule No.016  | 10. Caja del fuelle      |
| 3. Empaque de cobre       | 11. Adaptador del fuelle |
| 4. Caja del pivote        | 12. Caja del asiento     |
| 5. Pivote                 | 13. Vástago              |
| 6. Cámara del fuelle      | 14. Candado              |
| 7. Anillo de hule No. 215 | 15. Anillo de hule       |
| 8. Amortiguador           | 16. Asiento              |

*Fig. 4.5 Descripción de Válvula Camco Tipo J-20*

#### 4.4.1.2 MANDRILES PARA VÁLVULAS CONVENCIONALES

El tipo de mandril que utilizan las válvulas convencionales para flujo continuo y para flujo intermitente son los del tipo "CR" y "C", respectivamente. Recuerde que las válvulas para flujo continuo constan de un solo elemento (sección piloto) y las válvulas para flujo intermitente constan de 2 elementos (Sección Piloto y Sección Motriz); en algunos modelos de válvulas para flujo intermitente el segundo elemento se arma en el mandril, como es el caso de la válvula SV1-II INPAMEX, debido a esto es la diferencia entre los 2 tipos de mandriles.

El resto de las características de su diseño es similar:

- Rosca 8 hilos estándar en el extremo inferior.
- Cople de 2 7/8" Ø en el extremo superior.
- Cople soldado con orificio para permitir el paso de gas al interior del mandril.
- Protecciones para la válvula de inyección de gas.



*Fig. 4.6 Mandril Tipo CR*



*Fig. 4.7 Mandril Tipo C*

#### 4.4.2 VÁLVULAS RECUPERABLES

Son aquellas que se localizan excéntricamente dentro del bolsillo de un mandril, el cual se introduce al pozo como parte de la tubería de producción y pueden alojarse y recuperarse por los métodos de línea de acero, sin tener necesidad de extraer la tubería de producción del pozo.

Tipos de Válvulas Recuperables:

- De resorte y con carga de nitrógeno en el fuelle
- De Resorte:  
W.F. -14R = Marca Merla
- Con carga de nitrógeno en el fuelle  
R.P. 6, Marca Camco  
R 20, Marca Camco

Los tipos de válvulas recuperables que se utilizan para flujo continuo son las siguientes:

**4.4.2.1 PARA FLUJO CONTINUO:**



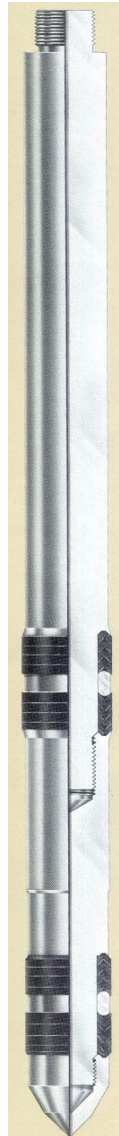
*Fig. 4.8 CAMCO R-20 con Carga de Nitrógeno en el Fuelle*

**4.4.2.2 VÁLVULAS RECUPERABLES DUMMY**

Las válvulas recuperables Dummy son un cuerpo sólido compuesto de dos unidades de sellos que trabajan en el nido de la válvula en el mandril de bolsillo, se utilizan para aislar la presión de la “TR” y la “TP” a fin de retener la comunicación de estas dos presiones:



Su diámetro es de 1 ½” por lo cual es compatible con los mandriles de bolsillo de tipo: M.M.(Figura 4.13), MMA (Figura 4.14) y MMG (Figura 4.15)., debido a esto el tipo de candado adecuado será: R(Figura 4.10), RA (Figura 4.11) o RK (Figura 4.12)



*Fig. 4.9 Válvula DUMMY*

#### **4.4.2.3 CANDADOS CON CUELLO DE PESCA**

Son accesorios para las válvulas recuperables cuyo diseño les permite, al estar conectados en el extremo superior de la válvula, alojar ésta en el interior del mandril de bolsillo y recuperarla, al estar provisto de 2 áreas específicas a fin de cumplir con este objetivo.

En el mercado existen diferentes tipos de candados, aunque los más utilizados son los siguientes:

R (Figura 4.10), RA (Figura 4.11), RK(Figura 4.12), TG

De éstos, los 2 primeros actualmente se utilizan con más frecuencia.

Los candados R y RA son instalados con una mínima fuerza; el sistema de seguro consiste en una leva cargada con un resorte, que se asegura en el nido del bolsillo de aseguramiento.

Cuando se está recuperando, un pasador de bronce es roto y el pasador de liberación es levantado, esto permite a la leva del candado girar libremente fuera del lugar normalmente. El candado RA es usado en todos los casos, excepto en el mandril TS, donde es usado el candado R.

El candado RA contiene dos sellos exteriores de goma tipo “O” ring y una nariz de leva más pequeña.



*Fig. 4.10 Candado tipo R*

*Fig. 4.11 Candado Tipo RA*

*Fig. 4.12 Candado Tipo RK*

#### **4.4.2.4 MANDRILES DE BOLSILLO PARA VÁLVULAS RECUPERABLES**

Las válvulas del tipo recuperable debido a su diseño requieren de un tipo de mandril el cual está provisto de un diseño que le permita alojar la válvula por el interior de la tubería de producción.

Los mandriles de bolsillo de la Cía. CAMCO serie KBM, MM y MMA han sido los de mayor utilización y posteriormente la Serie “G”, la cual ha sido diseñada mejorando las características de las series antes mencionadas.

Desde su fabricación los mandriles de bolsillo deben estar sometidos a 2 pruebas a fin de que cumplan con las normas API, así como un tratamiento térmico completo y una prueba hidrostática, debido a la tendencia de pozos más profundos en donde se manejan mayores presiones y ambientes más corrosivos.



**Fig. 4.13 Mandril Tipo MM**



**Fig. 4.14 Mandril Tipo MMA**



**Fig. 4.15 Mandril Tipo MMG**

## 4.5 EMPACADORES

El empacador es un dispositivo el cual va a bloquear el paso de fluidos al espacio anular o del espacio anular a la tubería de producción.

Otra característica es que aísla la tubería de producción de la de revestimiento incrementando la eficiencia de flujo; elimina la presión a la tubería de revestimiento arriba del empacador, manteniendo por consiguiente control absoluto de éste. Los fluidos corrosivos, arena, etc., fluyen únicamente por la tubería de producción, lo que mantiene en buenas condiciones la tubería de revestimiento. El empacador también da ventajas considerables, ya que aísla los intervalos productores, se pueden producir independientemente 2 o más de un mismo pozo: es posible programar la producción a fin de conservar el régimen de producción al máximo.

### 4.5.1 TIPOS DE EMPACADORES

**Empacador Recuperable.** Constan de un elemento de empaque el cual puede ser comprimido y de cierta manera forzarlo a expandirse hasta la tubería de revestimiento por la aplicación de peso sobre el elemento de sello con la tubería de producción.

**Empacadores Permanentes.** Constan de uno o más elementos de empaque y dos juegos de cuñas, y están contruidos en forma tal que pueden detener altas presiones diferenciales de arriba o de abajo sin que por esto ocurra desplazamientos. Además, la tubería de producción puede quedar con algo de peso sobre el empacador en tensión o en punto libre. Estos empacadores están fabricados de hierro fundido centrifugado y las cuñas son de acero de bajo carbón, con objeto de que se puedan moler fácilmente.

**Empacador Semipermanente.** Consta generalmente de un elemento de sello, un juego de cuñas y cono, algún tipo de dispositivo de fricción como fugas o block de arrastre y alguna forma de “J” o botón para “J”. Este empacador es introducido mediante la tubería de producción hasta la profundidad deseada y es anclado generalmente por rotación de la tubería de producción. Una vez anclado, tendrá la capacidad para soportar altas presiones diferenciales de abajo hacia arriba.

Debido a que estas altas presiones son transmitidas a través del elemento empaque, el cono y las cuñas, si no se ha usado ancla alguna, el total de la presión de abajo hacia arriba de este empacador dependerá del peso total de la tubería de producción aplicado éste, de la presión diferencial a ambos lados del empaque, y del área expuesta a esta presión diferencial.



**Fig. 4.16 Empacador Baker Lok-Set 6 <sup>5</sup>/<sub>8</sub>"Ø 24-28 lbs**

Los tipos de empacadores utilizados para la aplicación del Sistema de Bombeo Neumático son los del tipo semipermanente y actualmente los de más frecuente utilización son los siguientes:

- Baker lok-set
- Baker R3-doble ancla
- Baker R-ancla sencilla

## 4.5.2 CLASIFICACIÓN Y EQUIVALENCIA FUNCIONAL DE LOS EMPACADORES.

## EMPACADORES PARA TERMINACIÓN SENCILLA

ANCLAJE	FIJACIÓN	BAKER PROD. MOD.	BROWN	CAMCO
PERMANENTES	MECÁNICOS	CON LÍNEA O TP	415-01 "D"(P.O.) EPL(DB) PMXT	DGL, DG Y DM DGFBL
			415-03 DA EPAL (DBFBL)	
	HIDRÁULICOS	SOLO CON TP	413-01 F	EPT(DBT) PMXT
413-02 FA				
		495-31 K3		
		416-01 M		DGM
		409-03 S-2	EPL-SH (DB-SH)	HSP-1
				P-1 y P-2 PD-1 y PD-2

NOTA: Para los empacadores Brown, anteriores la nomenclatura entre paréntesis es la antigua.

SEMIPERMANENTE	MECÁNICOS	COMPRESIÓN O TENSIÓN	646-12	LOK-SET (A-2)	M-I, RS-18	
	HIDRÁULICOS	COMPRESIÓN	781-08 781-08	FH(A.D.) FH(A.D.)	H-IRSP (HUSKY) H-I (HUSKY) H-IR (HUSKY)	HRP-ISP HRP-I
RECUPERABLE	MECÁNICOS	COMPRESIÓN	635-21	MR-I (A.S.)	BW-2	IH-I BP-2, J C-3 KH-8 U
			636-21	MR-I (A.D.)	BW-1	
			TENSIÓN	641-01 642-01 420-03	M R-3 (A.S.) R-3 (A.D.) G	ANCHOR BY PASS BOLL WEEVIL (A.S.) BOLL WEEVIL (A.D.) CAM-LOCK (Compresión o tensión) 4-A PM (A.S.) 4-A- HD (A.D.) "EMJAY"
			739-01 739-02 739-03	A AC AD	CAM LOCK CAM LOCK CAM LOCK M-I	T
	HIDRÁULICOS	CON TP	781-08	F-I ó FH H	HS-16-I  HI-RSP IIS-8I	HRP-I HRP-I-SP

Po Paso libre  
Pl Paso obstruido

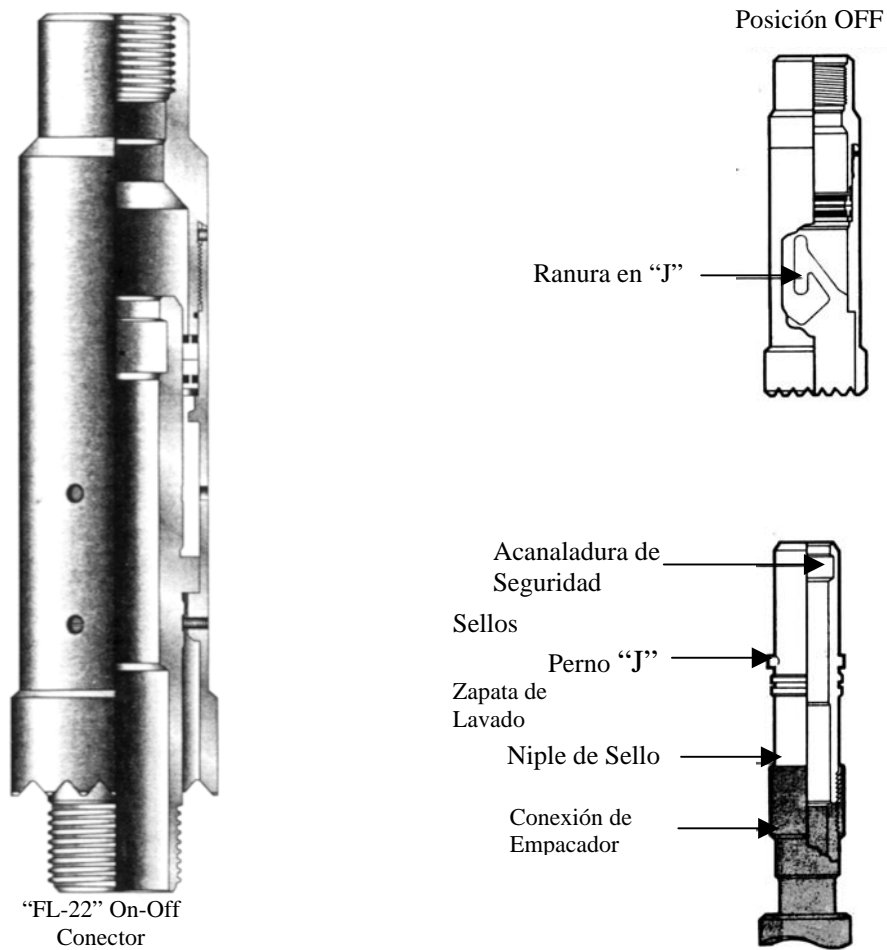
### 4.5.3 HERRAMIENTA SOLTADORA

Es aquella que tiene la característica de poder desconectarse del empacador previamente anclado en el momento en que se requiera.

- 1.- Permite sacar la tubería de producción sin desanclar el empacador.
- 2.- Es posible cambiar la tubería, repararla o bien instalar Aparejos de Bombeo Neumático o Mecánico sin mover el empacador.

El conector soltador puede ser instalado en la parte superior de cualquier empacador mecánico sin afectar el tipo de terminación.

Consta básicamente de un mandril pulido que se instala de preferencia en el mandril del empacador que se vaya a utilizar; lleva este mandril un par de pernos colocados a 180°. Por fuera de este mandril va instalada una camisa que está conectada a la tubería de producción y lleva en su parte interior un sistema de "J", que es donde se anclan los pernos del mandril de trabado a la izquierda y abertura automática.



*Fig. 4.17 Herramienta Soltadora*

Para desconectar la camisa basta con tener la tubería en su peso normal y dar media vuelta efectiva a la izquierda a la camisa, levantando lentamente la tubería. Su conexión es únicamente bajando la camisa hasta tener aproximadamente una tonelada de peso sobre el mandril, la conexión es automática.

## **4.6 ACCESORIOS SUBSUPERFICIALES**

- Niples Localizadores (Niple Multi-V)
- Válvula de Pie
- Camisa deslizable
- Niple campana
- Niple de asiento.

### **4.6.1 NIPLES LOCALIZADORES**

También conocido como Niple Multi-V, es un dispositivo complementario del empacador semipermanente; a lo largo de su cuerpo tiene distribuidos de 2 a 3 grupos de sellos en forma de V., de ahí su nombre. La finalidad de esta herramienta es la de evitar el paso de fluidos en las juntas de metal a metal.

### **4.6.2 VÁLVULA DE PIE**

Es un dispositivo que se conoce también como válvula de retención.

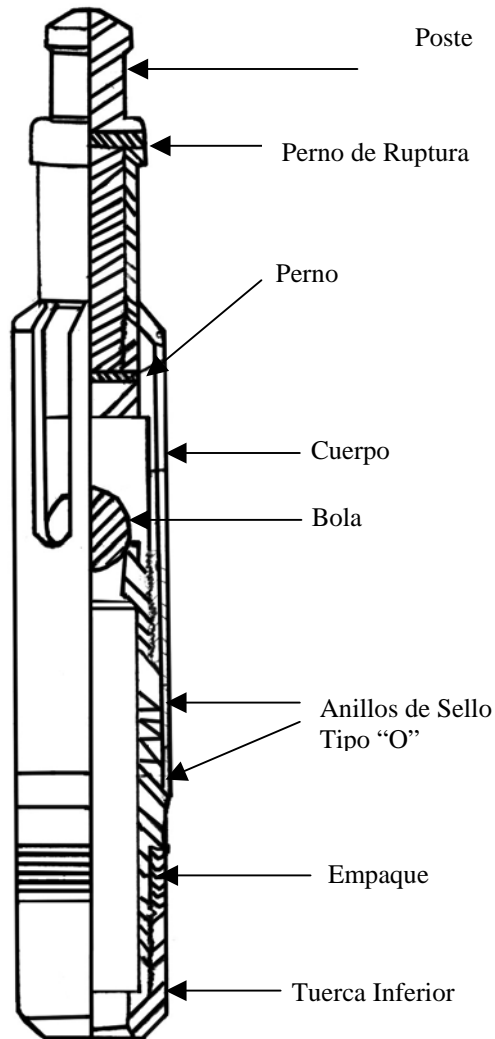
Este mecanismo va instalado en el fondo del pozo, es decir en la parte inferior de la tubería de producción, es necesario en pozos de baja recuperación o sea con mínima presión de fondo cuando se operen intermitentemente, sin ella, el fluido puede ser forzado hacia dentro de la formación en lugar de elevarse a la superficie.

En la mayoría de los pozos, la válvula de pie es benéfica, a menos que el paso de flujo a través de ella restrinja la aportación del pozo, estas válvulas de pie son generalmente fabricadas en ambos tipos, integrales y recuperables.

Las válvulas de pie recuperables están disponibles con la ventaja de poder igualar la presión a través de las mismas cuando sea necesario recuperarlas. Los puertos auxiliares que permiten dicha igualación de presión se abren mediante la línea de acero antes de ser recuperadas.

Estas válvulas pueden bajarse con la tubería de producción o posteriormente con cable de acero, la mayoría de las válvulas de pie cuentan con un dispositivo (niple de circulación) que permite igualar presiones antes de ser recuperadas con cable de acero. También se les conoce como: Válvulas de retención, porque permiten el paso del fluido a través de ellos en un solo sentido y van alojadas en un niple de asiento que se encuentra instalado en la parte inferior de la tubería de producción.

Cuando un pozo tiene alojada una válvula de pie, a esta instalación se le conoce como instalación cerrada, esta instalación se utiliza en pozos intermitentes, o que tienen baja presión de fondo.



*Fig. 4.18 Válvula de Pie*



---

---

**5**

**DISEÑO**

**DE**

**BOMBEO NEUMÁTICO**

**CONTINUO**

## 5.1 HISTORIA DE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

La presión de inyección del gas tiene un efecto muy decisivo sobre la eficiencia y operación de un pozo con Bombeo Neumático Continuo. La selección de una presión de inyección del gas que sea muy alta puede acarrear inversiones innecesarias en compresión y en otros equipos, mientras que las presiones que sean muy bajas pueden causar operaciones ineficientes de Bombeo Neumático y fracaso para explotar un pozo a su máximo potencial. En esta parte se discute el efecto de varios parámetros de producción sobre la selección de la presión de inyección de gas y se describen técnicas para predecir y evaluar estos efectos, a fin de determinar el sistema de operación más redituable en una instalación de Bombeo Neumático específico.

La función del gas de inyección en un pozo con Bombeo Neumático continuo es doble.

Primero, se debe aerear el fluido lo suficientemente para descargar la columna del pozo desde un punto de operación.

Segundo, debe reducir la densidad de la columna de fluido suficientemente para permitir que la presión del yacimiento empuje el fluido producido hasta la superficie.

La profundidad a la cual la válvula operante se localiza, depende de varios factores, pero principalmente es una función de la presión disponible del gas de inyección.

Para entender la situación actual con relación a las presiones del gas de inyección, es necesario examinar la historia del Bombeo Neumático.

En las primeras explotaciones (1865 a 1925), se construyeron estaciones de aire muy grandes; el aire era comprimido y se usaba para proporcionar el gas del bombeo artificial. Las primeras compresoras eran impulsadas por vapor, el cual se generaba en calderas que quemaban aceite crudo. Después, las compresoras se impulsaron con máquinas de combustión de aceite y, en algunas áreas, por motores eléctricos.

Estas primeras compresoras eran generalmente de una o dos etapas y como se fabricaban para una presión de succión muy baja (presión atmosférica), la presión de descarga resultante era realmente baja, generalmente del orden de pocas centenas de  $\text{lb/pg}^2$  de presión.

Por aquellos años, se disponía de muy poco equipo de Bombeo Neumático para su uso dentro del pozo. Así, la profundidad del bombeo estaba estrictamente en función de la profundidad a la cual la columna de fluidos producidos podía ser balanceada por una columna de aire. Esto significaba que con una presión en la superficie del gas de inyección de  $600 \text{ lb/pg}^2$ , un pozo podría ser descargado, y el gas inyectado aproximadamente de 1,500 a 2,000 pies de profundidad. Sin embargo, tal situación, en aquel tiempo, no presentaba demasiados problemas, ya que muchos de los pozos productores eran más bien someros, comparados con los actuales.

Durante la década de 1920, se comenzó en la industria petrolera a recolectar y vender el gas asociado con el aceite producido. La presión de operación para la mayoría de los sistemas de

transmisión de gas era frecuentemente de alrededor de 800 lb/pg<sup>2</sup> o menor. Por lo tanto, como un agregado natural a los sistemas de venta de gas, parte del gas natural comprimido se usaba para el bombeo neumático. Esto condujo al empleo de un gas con una presión más alta y con mejores propiedades del que se disponía en los sistemas antiguos de bombeo neumático con aire.

En la mayoría de los casos, aún actualmente, las presiones de inyección de Bombeo Neumático están todavía gobernadas por las presiones de los sistemas de venta de gas. Durante los últimos 50 años, se ha desarrollado equipo subsuperficial que permite inyectar el gas en los pozos a mayores profundidades con la presión disponible, pero básicamente la presión de inyección superficial ha permanecido dependiente de las presiones de los sistemas de venta de gas. Aun en donde se han descubierto grandes campos, con presiones más altas, la fuente para el bombeo neumático ha sido casi siempre localizada corriente debajo de las instalaciones de procesamiento que conducen hacia los sistemas de venta de gas.

La ineficiencia de tales Sistemas de Bombeo Neumático a baja presión, en pozos más profundos, estuvo enmascarada durante los primeros años del Bombeo Neumático por el bajo valor del gas y el bajo costo de la compresión del mismo. Además, la baja demanda de aceite alentó ritmos de producción muy bajos, que podían obtenerse con muy poca caída de presión en el pozo productor (Pws-Pwf). Hace aproximadamente doce o quince años, esta situación cambió y, repentinamente, muchos sistemas de bombeo neumático resultaron inadecuados para producir los altos gastos que se requerían.

## **5.2 OPERACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO NEUMÁTICO**

El éxito o el fracaso de cualquier instalación de Bombeo Neumático, radica casi exclusivamente en el personal que la maneja.

Aunque las válvulas de Bombeo Neumático se han perfeccionado al grado de que son por lo menos parcialmente automáticas, las instalaciones requieren estrecha vigilancia tanto en la etapa de descarga como durante el periodo de ajustes, hasta que la inyección de gas se ha regulado debidamente.

### **5.2.1 DESCARGA**

Una vez instaladas las válvulas de Bombeo Neumático, el paso siguiente es la descarga de los fluidos del pozo.

La finalidad de la operación es la de permitir que el gas llegue a la válvula de Bombeo Neumático de trabajo sin excesivas presiones iniciales, para conseguir la estabilización del régimen de producción.

Cuando en un pozo se instalan válvulas de Bombeo Neumático por primera vez, el espacio anular tal vez se encuentre lleno de fluido (generalmente fluido de control, agua natural, salmuera, lodo, etc.) que se ha usado para controlarlo. Según sea el sistema de producción que se elija, ya sea de flujo continuo o por etapas, el pozo debe descargarse continua o intermitentemente.

### 5.2.1.1 FLUJO CONTINUO

El hecho de que un pozo debe producir continuamente, no indica que no pueda descargarse intermitentemente. Casi siempre en la tubería de producción, se puede crear una caída de presión más baja por descarga intermitente, que por descarga continua.

Sin embargo, para producción continua los pozos suelen descargarse continuamente y para flujo intermitente se descargan por etapas.

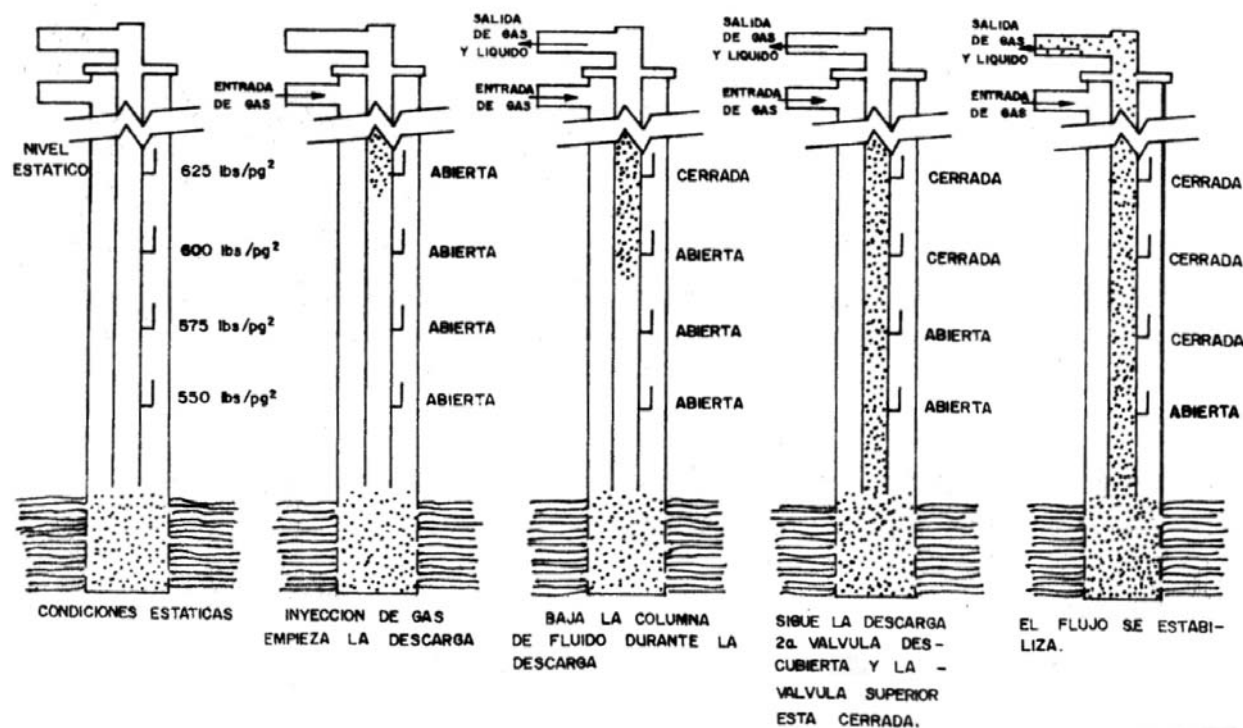


Fig. 5.1 Operación de Descarga Continua

La Figura 5.1 muestra una operación de descarga continua, se observa que el aparejo de producción tiene cuatro válvulas de Bombeo Neumático y que sus correspondientes presiones de operación son de 625, 600, 575, y 550 lb/pg<sup>2</sup>, suponiendo que para empezar el pozo está lleno de fluido de control hasta la superficie. Para descargarlo se siguen los pasos que indica el diagrama.

#### Paso 1

El gas se inyecta lentamente en el espacio anular a través de una válvula de aguja, inmediatamente el fluido de control empieza a salir por la tubería de producción.

La práctica común es la de descargar el fluido en una presa, hasta que empiece a salir gas a través de la primera válvula, o hasta que en la corriente aparezca el gas, es importante efectuar la operación lentamente para que los fluidos que pasan por las válvulas no las dañen.

## **Paso 2**

A medida que al espacio anular se le aplica gas continuamente, la presión en la tubería de revestimiento debe subir gradualmente para que el fluido siga ascendiendo por la tubería de producción, ya que dicho fluido sube en forma de U, del espacio anular a la tubería de producción.

## **Paso 3**

La válvula número 1 (de 625 lb/pg<sup>2</sup>) no tarda en quedar al descubierto, ya que el gas pasa a la tubería de producción, esto se observa en la superficie por el aumento instantáneo de la velocidad del flujo que sale por el extremo de la tubería de producción.

## **Paso 4**

La descarga del pozo es una mezcla de gas y líquidos. La presión en la tubería de revestimiento se estabiliza en 625 lb/pg<sup>2</sup>, que es la presión de operación de la válvula No. 1; para no desperdiciar gas, el flujo puede derivarse hacia los separadores de campo (batería de separación).

## **Paso 5**

La inyección del gas en el espacio anular hace que el nivel de líquido siga bajando hasta que la válvula No. 2 (600 lb/pg<sup>2</sup>) queda al descubierto debido a que el gradiente es aligerado considerablemente por el gas.

### **Por ejemplo:**

Si el fluido de control tiene un gradiente de 0.50 lb/pg<sup>2</sup>/ft, con la inyección de gas puede bajar a unas 0.10 lb/pg<sup>2</sup>/ft en la tubería de producción.

Si la distancia hasta la válvula No. 1 es de 1250 pies, el gradiente de presión a tal distancia cambia de  $1250 \times 0.5 = 625 \text{ lb/pg}^2$  a  $1250 \times 0.10 = 125 \text{ lb/pg}^2$ , o sea una diferencia de 500 lb/pg<sup>2</sup>.

La presión de la Tubería de Producción, cuando el gas empieza a pasar por la válvula No. 1 es de 50 lb/pg<sup>2</sup>, en la superficie, más  $(1250 \times 0.10) = 125$ , quedando entonces  $625 - 125 = 500 \text{ lb/pg}^2$ , para trabajar un pozo hasta la válvula No. 2. Así se determina también el espaciamiento de la válvula No. 2, el cual es de  $(500/0.50) = 1000$  pies. La válvula No. 2 se instala a  $(1000 + 1250) = 2250$  pies.

## **Paso 6**

Tan pronto la válvula No. 2 queda descubierta el gas entra en ella a 2,250 pies. La presión de la tubería de revestimiento bajará a 600 lb/pg<sup>2</sup>, ya que la válvula No. 2 funciona a 25 lb/pg<sup>2</sup>, menos que la válvula No. 1.

El gradiente de presión en la tubería de producción, baja a 0.10 lb/pg<sup>2</sup>/ft de la válvula No. 2 a la superficie, y la presión de la tubería de producción en el sitio de instalación de la válvula No. 2 es

de  $50 \text{ lb/pg}^2$  (en la superficie) más  $(2150 \times 0.10) = 50 + 215 = 265 \text{ lb/pg}^2$ , queda así una diferencia de  $600 - 265 = 335 \text{ lb/pg}^2$  para llegar hasta la válvula No. 3, a  $((335/0.5) + 2150) = 2820$  pies.

### **Paso 7**

El gas se inyecta continuamente hasta llegar a la válvula No. 3 y la operación se repite hasta llegar a la válvula No. 4.

Durante la descarga del pozo, la presión de fondo baja al punto en que los fluidos de la formación empiezan a entrar en el fondo de la Tubería de Producción.

En esos momentos la composición de los fluidos en la tubería de producción empieza a cambiar, transformándose en una mezcla de los fluidos que se están desplazando del espacio anular y los que salen de la formación, cuando tal cosa ocurre, la producción de descarga del pozo tiende a bajar, hasta que se llega a la válvula de operación (operante).

### **Paso 8**

Tan pronto se llega a la válvula No. 4 (a 3306 pies), la tubería de revestimiento se estabiliza a  $550 \text{ lb/pg}^2$ , de presión de operación en la superficie y el pozo entra en producción.

El método de descarga continua debe ser de operación ininterrumpida. Las válvulas se espacian de modo que el pozo se descarga por sí mismo, controlándose el gas en la superficie. Si por alguna razón el pozo no descarga, iníciase la inyección y descarga intermitente.

## **5.2.2 CONTROLES SUPERFICIALES**

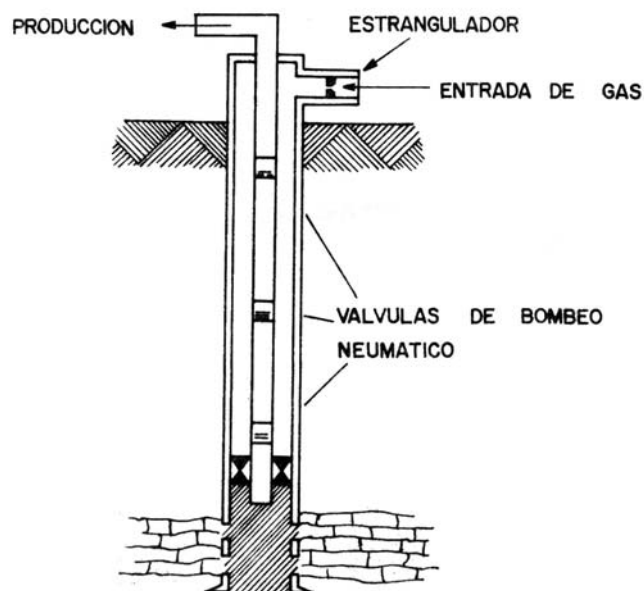
Muchos son los medios existentes para controlar la inyección de gas en los pozos, el tipo de instalación (intermitente o continua), determina en alto grado la clase de control requerido.

Hay casos también en los que las condiciones adversas (el congelamiento por ejemplo) influyen la elección de controles, a continuación se mencionan varios tipos de controles superficiales, tanto para instalaciones intermitentes como continuas.

El estrangulador: en flujo continuo, es el medio más sencillo y eficaz para controlar la instalación (Figura 5.2). El estrangulador se instala en la línea de inyección de gas y se elige un diámetro adecuado para que de paso a la tubería de revestimiento un volumen prescrito de gas.

Para determinar el tamaño preciso del estrangulador se requiere emplear una ecuación conveniente de acuerdo a las características del pozo. Los estranguladores variables simplifican la obtención del tamaño adecuado, pero son más propensos al congelamiento; para resolver ese problema, el estrangulador puede alejarse dentro de una camisa (chaqueta) a través de la cual se hace pasar la corriente caliente del gas. El único inconveniente de la camisa calefactora es la contrapresión adicional que puede ocasionar en la tubería de inyección de gas, a causa de sus curvas y restricciones.

Para alcanzar el mismo objetivo del estrangulador, a veces se instala una válvula de aguja. Ésta es muy parecida al estrangulador graduable y también tiene casi los mismos problemas.



*Fig. 5.2 Válvula de Aguja (Estrangulador)*

Los pozos de flujo intermitente que tienen válvulas desbalanceadas de Bombeo Neumático (pero de adecuada diferencia de presiones de apertura y cierre), también se pueden controlar con válvulas de aguja.

Este tipo de control, sin embargo, requiere máxima atención para determinar el tamaño marcado de estrangulador superficial. El régimen de inyección de gas debe cronometrarse para que coincida con las características de producción del pozo.

Por ejemplo, tal vez sea deseable activar un pozo cada 30 minutos, abrir las válvulas a  $750 \text{ lb/pg}^2$  y cerrarlas a  $700 \text{ lb/pg}^2$ . Eso significa que el estrangulador debe producir un incremento de presión en la tubería de revestimiento de  $50 \text{ lb/pg}^2$  (de  $700$  a  $750$ ), en media hora.

En la mayoría de los casos, el estrangulador es el indicado para pozos intermitentes en los que el suministro de gas es escaso y en los cuales conviene aprovechar el espacio anular para almacenarlo.

La válvula de aguja es un buen medio de control, pero debe tenerse extremo cuidado en la elección de las válvulas que tengan la requerida diferencia de presión de cierre y apertura, es decir, que den entrada al volumen adecuado de gas.

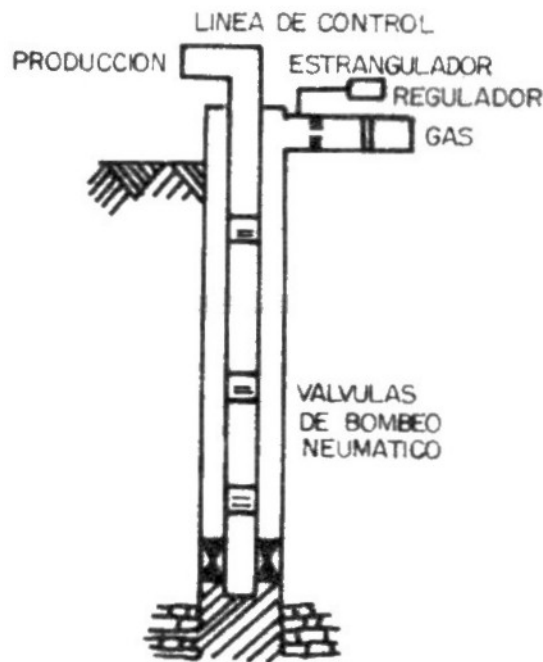
Si la diferencia es muy grande, el consumo de gas se incrementa notablemente y si es muy pequeña, el pozo se carga de líquido, ya que el gas no es suficiente para desalojarlo.

La válvula de aguja, por otra parte, puede agravar los problemas de congelamiento; para esta tarea, el dispositivo más apropiado suele ser una válvula intermitente de fuelle y entre éstas, la mejor es la que tiene gran diferencia entre las presiones de apertura y de cierre o que es marcadamente sensible a la presión en la tubería de producción.

Varios son los medios existentes para controlar la inyección de gas en los pozos de Bombeo Neumático, según se vio, el tipo de instalación determina en alto grado la forma requerida de control. El uso de reguladores conjuntamente a los estranguladores, es común en ambas clases de instalaciones, pero su aplicación difiere un tanto.

### 5.2.2.1 FLUJO CONTINUO

El regulador se puede colocar en paralelo con el estrangulador para compensar las presiones fluctuantes del gas de inyección (Figura 5.3), por ejemplo, si se trata de mantener  $700 \text{ lb/pg}^2$  en la tubería de revestimiento, lo conveniente es instalar un estrangulador de  $8/64$  de  $800 \text{ lb/pg}^2$  aunque haya bajado la presión del circuito anterior.



*Fig. 5.3 Regulador en Paralelo*

### 5.2.3 EL CONTROL DE TIEMPO

No se recomienda para flujo continuo, salvo en aquellos casos en los que la congelación impide el uso de estrangulador, instalando un control de tiempos para ciclos cortos y rápidos, el gas necesario de inyección a través de un asiento grande y se elimina la congelación.

En flujo intermitente, el control de tiempo es el medio más común de controlar la inyección de gas. En la superficie, el regulador se puede graduar casi a cualquier intervalo de inyección. La



graduación se hace mediante la simple remoción de pasadores o cambiando el número de revoluciones del cronómetro.

#### 5.2.4 INSTALACIONES NUEVAS

Durante la instalación de un Aparejo de Bombeo Neumático ya sea en un pozo recién terminado o durante el reacondicionamiento de uno antiguo, deben seguirse los siguientes pasos:

1. Antes de instalar las válvulas éstas se deben probar (calibrar) para cerciorarse de que abran a las presiones deseadas.
2. Es preciso que el pozo esté completamente limpio; para dejarlo listo, el fluido de control se debe circular varias veces (lavado de pozo). Si en el pozo han quedado materiales indeseables (cal blanda por ejemplo), las válvulas se tapan rápidamente y para destaparlas hay que sacar la tubería de producción.
3. Las válvulas se instalan en la tubería de producción, en las posiciones predeterminadas.
4. Una vez instalado el aparejo de producción con sus válvulas, es necesario desalojar el fluido de control del pozo. El modo de lograr ese objetivo, naturalmente, depende del tipo de terminación que se haya empleado en el pozo.

Un buen medio de hacerlo consiste en instalar una camisa de circulación de puerta lateral corrediza inmediatamente arriba del empacador en posición abierta. El empacador se fija y una vez puestos los nipples necesarios en el árbol de conexiones, se inicia la circulación. Si las válvulas son de flujo, el lodo se desaloja bombeando por la tubería de producción y evacuando por la tubería de revestimiento.

El lodo (Fluido de Control) suele desplazarse con aceite o con agua. Al comenzar el bombeo, la presión se debe incrementar una o dos veces para cerciorarse de que se cierren las válvulas de retención inversa de las válvulas de Bombeo Neumático. En ningún caso es permisible bombear por la tubería de revestimiento, a través de las válvulas de Bombeo Neumático.

5. Ya desalojado el fluido de control, el pozo se puede descargar con gas, para entonces, la camisa de circulación ya debe estar cerrada; a menos que se prefiera descargar primero el pozo. Si éste ha de funcionar en forma intermitente y se sabe de antemano que debe trabajar a base de la presión de fondo, la camisa de circulación abierta indica cuando se ha descargado totalmente la tubería de revestimiento.
6. Para descargar el pozo, el gas de inyección debe pasar en la superficie por un estrangulador pequeño para que la descarga sea efectiva.

A menos que se espere que el pozo sea fluyente, la tubería de producción se debe dejar totalmente abierta. Para iniciar la descarga el gas debe empezar a inyectarse lentamente. El régimen de inyección se puede graduar a medida que se observa la corriente de descarga. Esta suele ser igual a la capacidad máxima de la tubería de producción hasta que se llega a la primera válvula.

No es aconsejable aplicar inmediatamente toda la presión de las líneas sobre o hacia la tubería de revestimiento ya que así se impone presión diferencial adicional sobre todos los fuelles de las válvulas de Bombeo Neumático, y si éstos tienen pilotos tipo diferencial, la presión excesiva en la tubería de revestimiento los mantiene en posición de cerrados o pueden ser dañados.

7. Tanto los pozos intermitentes como los de flujo continuo se pueden descargar ininterrumpidamente hasta la próxima válvula (siempre que al comenzar el pozo haya estado lleno hasta la superficie).
8. Si el pozo se ha de descargar en forma intermitente después de que la descarga llega a la primera válvula se puede poner bajo ciclos de 5 a 10 minutos e inyectar amplio volumen de gas para que cada vez salga a la superficie un buen bache. A medida que se van alcanzando las válvulas situadas a más profundidad conviene aumentar la duración de los ciclos, el aumento en minutos es generalmente de 1.5 por la profundidad en pies y dividido por mil.
9. Terminada la descarga del pozo, si la camisa sigue abierta, se cierra con equipo de línea de acero y el pozo se pone a producción.

Hasta cierto punto, la mejor forma de regular el volumen de gas es el tanteo, aunque la experiencia y el análisis a fondo del diseño de la instalación es la manera correcta.

#### **5.2.4.1 REACONDICIONAMIENTO DE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO**

El reacondicionamiento de instalaciones de Bombeo Neumático se puede presentar varias veces durante la etapa de producción de los pozos, las causas más comunes son daños o defectos de las válvulas.

Por regla general, las instalaciones nuevas suelen funcionar sin contratiempos durante dos o tres años, al cabo de los cuales las válvulas en muchos casos siguen todavía en buenas condiciones. Aun así, sin importar en que condiciones se encuentren, es recomendable reemplazarlas dentro de un plazo prudente.

Si cada vez que se reacondiciona el pozo se sacan las válvulas usadas para examinarlas y probarlas, la demora puede costar mucho dinero, ya que el equipo y reparación debe permanecer preciso hasta que las válvulas se devuelvan del taller. Por eso en la mayoría de los casos resulta más práctico y económico colocar válvulas nuevas y éstas son garantía de funcionamiento sin contratiempos, al menos durante un largo tiempo.

El procedimiento de instalación depende de cómo se encuentre el pozo: lleno de lodo, de salmuera o vacío. Si el pozo se ha de controlar con lodo, sígase el procedimiento indicado para pozos recién perforados. Si ha de controlarse con fluidos tales como salmuera, lodo, etc., el procedimiento es el mismo, pero a partir del paso 6 arriba indicado. Y si el pozo ha de permanecer vacío, debe empezarse por el paso 8.

Si el pozo se ha de controlar con lodo o con fluido antes de sacar el aparejo de producción, el fluido se debe bombear por dicha tubería y extraerse por la tubería de revestimiento. Así se evita la acción corrosiva del fluido sobre las válvulas de Bombeo Neumático.

Si las válvulas se deben inspeccionar en la superficie una vez removidas del pozo, lávense con agua para remover la parte seca del lodo y demás materias extrañas. Dentro del pozo, una determinada válvula puede funcionar perfectamente, pero una vez sometida a la acción del lodo o del fluido de control tal vez falle sin estar dañada, simplemente porque puede haberse formado (disecado) materiales sólidos y en las piezas móviles.

Casi siempre lo indicado es enviar las válvulas usadas al taller de instrumentos para ser probadas y recalibradas si es necesario.

Si el reacondicionamiento del pozo requiere fracturamiento o acidificación, las instalaciones de Bombeo Neumático deben ser objeto de precauciones adicionales.

Por ejemplo, si bien el espacio anular tal vez sólo contenga gas, la presión resultante (proviene solo del gas) actúa sobre el empacador. Si éste es corriente, carente de cuñas, lo más probable es que se desprenda al aplicar presión en la superficie, sobre la tubería de producción.

En muchos casos los empacadores simples de producción se mueven con sólo llenar con líquido la tubería de producción. Equilibrando las fuerzas que tienden a mantener fijo el empacador, con las que tienden a moverlo hacia arriba, puede determinarse la presión que debe aplicarse en la superficie.

### **5.3 DISEÑO DE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**

Diversos factores intervienen en el diseño de instalaciones de Bombeo Neumático; uno de los primeros es que el pozo esté produciendo el flujo de manera continua o intermitente. Otro factor que influye es el conocimiento de cuál tipo de flujo es mejor, este límite presenta muchas dificultades para el diseño de la instalación.

Algunas de las válvulas de Bombeo Neumático pueden emplearse en ambos flujos, sin embargo, otras válvulas pueden ser usadas únicamente para uno u otro caso.

Las razones de emplear válvulas de Bombeo Neumático son:

- a) Descargar los fluidos del pozo e inyectar el gas en un punto óptimo de la tubería de producción.
- b) Crear la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) necesaria para que el pozo pueda producir el gasto deseado, controlando el gas de inyección en la superficie y el gas producido.

La localización de las válvulas de Bombeo Neumático en el punto óptimo está influenciada por:

- a) La presión del gas disponible para descargar el pozo.
- b) La densidad del fluido o gradiente de los fluidos en el pozo a un determinado tiempo de descarga.
- c) El comportamiento de afluencia al pozo durante el tiempo de descarga.
- d) La presión a boca del pozo (contrapresión entre el pozo y la central de recolección) que hace posible que los fluidos puedan ser producidos y descargados.
- e) El nivel de fluido en la tubería de revestimiento (Espacio Anular) ya sea que el pozo haya sido cargado con fluido de control o prescindido de él.
- f) La presión de fondo fluyendo y las características de los fluidos producidos del pozo.

Las instalaciones de Bombeo Neumático son flexibles, debido a que se pueden ajustar de tal manera que se obtenga la máxima producción en óptimas condiciones, considerando el abatimiento de la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ).

Al hacer esta consideración, es necesario instalar dos o tres válvulas de Bombeo Neumático adicionales por abajo del punto de inyección.

#### **5.4 DISEÑO DE APAREJO (DISTRIBUCIÓN DE VÁLVULAS)**

Es el conjunto de datos específicos necesarios para la programación de una instalación subsuperficial en un pozo petrolero.

El propósito del diseño de una instalación es determinar:

- Espaciamiento entre las válvulas
- Especificaciones de las válvulas
- Especificaciones del control de superficie
- Cantidad de gas necesario, aproximado

**Para la elaboración de un diseño de un aparejo de Bombeo Neumático es necesario conocer la siguiente información.**

#### Estado Mecánico

1. Profundidad total = Profundidad del pozo
2. Tamaño y peso de la tubería de revestimiento = Longitud y diámetro
3. Tamaño y cuerdas de la tubería de producción = Tramo x tramo
4. Profundidad de las perforaciones = Zona o área de los disparos.

5. Otras informaciones específicas tales como empacadores y demás accesorios.

### Especificaciones del Sistema del Bombeo Neumático

1. Presión disponible = Presión de línea en el gasoducto
2. Volumen, cantidad disponible = Pies<sup>3</sup> disponibles.
3. Gravedad específica (medio ambiente)

### Información del Pozo

1. Presión de fondo del pozo (estática)
2. Información del fluido
  - a) Gravedad API. y porcentaje de agua
  - b) Gradiente estático de presión
3. Nivel estático del fluido
4. Datos de producción m<sup>3</sup>/día
  - a) Producción estimada
  - b) Índice de productividad

## 5.5 DETERMINACIÓN DEL GASTO EN UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

Tal como sucede en los pozos fluyentes, las variables que afectan los gastos de producción en una instalación de Bombeo Neumático Continuo pueden clasificarse en dos grupos:

- Aquellas variables posibles de ser controladas y,
- Aquellas sobre las cuales se puede ejercer un pequeño control o el control es nulo

En el primer grupo se puede incluir el diámetro de la tubería de producción y su longitud, el diámetro de la tubería de descarga y su longitud, las restricciones superficiales y la presión disponible del gas de inyección.

El otro grupo incluye las propiedades de los fluidos, la presión promedio del yacimiento, etc.

Esto significa que el gasto que puede obtenerse está en función de todas estas variables. Para el caso de la variable bajo control, el diseñador debe manejarlas en un amplio rango con el fin de optimizar la operación de la instalación y por ende el gasto.

En la determinación del gasto posible en una instalación de Bombeo Neumático Continuo deberán considerarse dos gradientes de presión fluyendo, ya que el gas se inyecta a cierta profundidad, lo que ocasionará un incremento en la "Relación". A partir de esa profundidad hacia la superficie se logrará un gradiente más ligero al gradiente fluyendo natural. De esa forma, la relación gas total-líquido en la superficie será la suma de la relación gas inyectado-líquido y la relación gas de formación-líquido.

El método para determinar el gasto en una instalación de Bombeo Neumático Continuo se conoce como procedimiento gráfico presión – profundidad, y presión – gasto.

## 5.6 DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE INYECCIÓN ÓPTIMO EN UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

En el diseño de una instalación de Bombeo Neumático Continuo, primero debe localizarse el punto óptimo de inyección de la válvula operante.

A continuación, se describe un procedimiento general para los diferentes tipos de válvulas:

1. Graficar en papel con coordenadas rectangulares, la profundidad en el eje de las ordenadas, siendo igual a cero en la parte superior y presentando su valor máximo en el punto de referencia (empacador, intervalo medio productor).
2. En el eje de las abscisas graficar la presión, con cero en el origen hasta una presión máxima.
3. Trazar la presión estática ( $P_{ws}$ ) a la profundidad del intervalo medio productor.
4. A partir del Índice de Productividad (I.P.) “Comportamiento de Afluencia del Pozo” (Curva de IPR), calcular la  $P_{wf}$  correspondiente al gasto deseado e indicar este valor a la profundidad de referencia.
5. Partiendo de la  $P_{ws}$  prolongar la línea de gradiente estático hasta intersectar el eje de las ordenadas; este punto corresponde al **nivel estático** dentro del pozo.
6. Desde el punto de la Presión de Fondo Fluyendo ( $P_{wf}$ ), graficar el perfil de presión (**línea del gradiente fluyendo**) abajo del punto de inyección. El punto en el cual el gradiente intersecta al eje de las ordenadas es el **nivel dinámico**.
7. Señalar en el eje de las abscisas la presión máxima del gas de inyección (**presión de arranque**), la **presión disponible** y la **presión de operación**. La presión de operación generalmente se fija 100 lb/pg<sup>2</sup> debajo de la presión disponible, y ésta, 50 lb/pg<sup>2</sup> debajo de la presión de arranque.
8. Trazar la línea de **gradiente de gas** correspondiente a la **presión de operación** y a la **presión disponible** hasta intersectar la línea del gradiente fluyendo establecido en el paso 6.
9. Marcar el punto donde la presión de operación intersecta la línea de gradiente fluyendo como el **punto de balance** entre la presión en el espacio anular y la presión en la Tubería de Producción.
10. Partiendo del punto de balance y sobre la línea de gradiente fluyendo, determinar el **PUNTO DE INYECCIÓN DEL GAS** restando 100 lb/pg<sup>2</sup> del punto de balance.

11. Marcar la presión de flujo en la Tubería de Producción (Pwh) a la profundidad de cero. Esta presión es igual a cero si el pozo descarga al quemador y tiene un valor positivo si descarga al separador. Realmente este valor es desconocido y debe ser determinado en base a la presión del separador y a la caída de presión que ocurre a través de la línea de descarga.
12. Unir el punto de inyección y la presión de flujo en la cabeza del pozo, seleccionando la curva de gradiente de presión o bien la correlación de flujo multifásico correspondiente; esta curva será la del **gradiente de presión de flujo arriba del punto de inyección** y proporciona la relación gas-líquido total que se requiere para producir el pozo al gasto deseado. La relación gas-líquido inyectada es igual a la diferencia entre la relación gas-líquido total y la de los fluidos de la formación.

Si no se dispone de las curvas de gradiente o de correlaciones de flujo multifásico, el punto de inyección y la presión de flujo en la cabeza (Pwh) puede unirse con una recta para propósitos de “espaciamiento de válvulas”. También para propósito de espaciamiento de válvulas puede utilizarse el gradiente mínimo cuando se dispone de un volumen limitado de gas.

El punto de inyección de gas determinado con el procedimiento anterior es válido para un tiempo en particular, pero éste puede variar dependiendo de cómo varíe la presión del yacimiento y el índice de productividad.

## **5.7 PROCEDIMIENTO GRÁFICO PARA EL ESPACIAMIENTO DE LAS VÁLVULAS BALANCEADAS DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**

El espaciamiento de las válvulas en una instalación de Bombeo Neumático Continuo depende de los siguientes factores:

1. Tipo de válvula subsuperficial empleada.
2. Descarga del pozo a la presa o a la batería de separación.
3. Profundidad del nivel estático del fluido
4. Presión disponible para descargar el pozo (Presión extra o presión normal del gas de inyección).
5. Volumen disponible del gas de inyección durante la descarga del pozo (gradiente de descarga mínimo)

Después de determinar el punto de inyección, el espaciamiento de las válvulas balanceadas en una instalación de Bombeo Neumático se determina de la siguiente manera:

- a) Trazar la línea del **gradiente de fluido de control**, partiendo de la presión en la cabeza del pozo ( $P_{wh}$ ), esta presión es igual a cero, si el pozo descarga al quemador y tiene un valor positivo si el pozo descarga al separador.
- b) Extender esta línea anterior hasta intersectar la línea de presión disponible del gas de inyección; esta profundidad corresponde a la posición de la **primera válvula**.
- c) Desde el punto anterior, trazar una línea horizontal hasta intersectar la línea de gradiente de presión de flujo arriba del punto de inyección o a la línea de gradiente de descarga o a la línea de gradiente mínimo.
- d) Del punto de intersección anterior, trazar una paralela a la línea de gradiente del fluido de control hasta intersectar la línea de gradiente de presión disponible menos  $25 \text{ lb/pg}^2$ . Esta profundidad corresponde a la **segunda válvula**.
- e) Reducir la presión en  $25 \text{ lb/pg}^2$  del punto de intersección determinado en el paso anterior y trazar hacia abajo la línea de gradiente de presión del gas de inyección.
- f) Trazar una línea horizontal a la izquierda desde la posición de la válvula 2 hasta intersectar la línea de gradiente de flujo arriba del punto de inyección.
- g) Desde este punto, trazar una línea paralela al gradiente de fluido de control, hasta intersectar la nueva línea de gradiente de gas determinado en el paso (e); esta profundidad corresponde a la **tercera válvula**.
- h) Repetir el procedimiento descrito en los pasos e, f y g, hasta alcanzar el **punto de inyección del gas**.
- i) **Colocar una o dos válvulas abajo del punto de inyección**, previendo posibles reducciones en la presión media del yacimiento así como cambios en la productividad del pozo.
- j) Determinar el **diámetro del orificio**, empleando gráficas o la fórmula propuesta por el Ing. Francisco Garaicochea.
- k) Trazar la línea de **gradiente geotérmico** desde la temperatura de flujo en la superficie hasta la temperatura de flujo en el fondo del pozo.
- l) Determinar la temperatura correspondiente a la profundidad de colocación de cada válvula.
- m) Determinar la **Pso de cada válvula**, disminuyendo en  $25 \text{ lb/pg}^2$  la presión entre válvula y válvula, iniciando para la primera con un valor igual a  $25 \text{ lb/pg}^2$  abajo de la presión disponible del gas de inyección.
- n) Determinar la **presión de calibración en el taller** del domo a  $60^\circ\text{F}$ .



- o) Preparar una Tabla Final indicando:
- Número de Válvula
  - Profundidad
  - Temperatura
  - Pso (Presión Superficial)
  - Pvo (Presión de Apertura de la Válvula)
  - Presión del Domo, Pbt = Pd

## 5.8 PROCEDIMIENTO GRÁFICO PARA EL ESPACIAMIENTO DE LAS VÁLVULAS DESBALANCEADAS DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

Después de determinar el punto de inyección óptimo, mediante el procedimiento descrito anteriormente, el espaciamiento de las válvulas desbalanceadas se determina con el siguiente procedimiento.

1. Adicionar  $200 \text{ lb/pg}^2$  a la presión en la tubería de producción fluyendo en la cabeza del pozo y marcar este punto a la profundidad de cero. Trazar una línea recta desde éste punto, al correspondiente punto de inyección del gas, esta línea representa la **presión en la tubería de producción de diseño**.
2. Trazar la línea de gradiente del fluido de control, partiendo de una presión cero o de la presión fluyendo en la boca del pozo, ya sea que el pozo descargue al quemador o al separador, hasta intersectar la línea de gradiente que corresponde a la presión disponible del gas de inyección, este punto determina la profundidad de la **primera válvula**.
3. Trazar una línea horizontal, desde el punto determinado en el paso anterior, hasta intersectar la línea que corresponde a la presión en la tubería de producción de diseño.
4. Desde la intersección anterior, trazar una paralela a la línea de gradiente del fluido de control hasta intersectar la línea correspondiente a la presión de operación del gas de inyección. Este punto determina la profundidad de la **segunda válvula**.
5. Repetir el procedimiento anterior entre la presión en la tubería de producción de diseño y la presión de operación del gas de inyección hasta alcanzar el **punto de inyección**.
6. Trazar el **gradiente geotérmico (lineal)** entre la temperatura en la boca del pozo y la temperatura del fondo.
7. Determinar la **presión en la tubería de producción** de cada válvula a la profundidad correspondiente.
8. Tabular la presión en la tubería de producción de diseño y la presión fluyendo en la tubería de producción real para cada válvula a la profundidad correspondiente.

9. Fijar la presión superficial de apertura de la primera válvula 50 lb/pg<sup>2</sup> debajo de la presión disponible del gas de inyección.
10. Seleccionar las presiones superficiales de apertura del resto de las válvulas, dejando una diferencia de 10 lb/pg<sup>2</sup> entre válvula y válvula, en forma decreciente y partiendo de la presión superficial de apertura de la primera válvula.
11. Determinar la **presión de apertura de cada válvula (Pvo)** a la profundidad correspondiente, sumándole el peso de la columna de gas a cada válvula.
12. Utilizando la presión en la tubería de producción de diseño, la presión de apertura de cada válvula y el diámetro del orificio seleccionado, calcular la **presión de cierre frente a la válvula (Pvc)**, la cual es también la presión del domo (Pd = Pbt)
13. Determinar la **presión del domo de cada válvula a 60 u 80 [°F]**. Tabular estos resultados.
14. Calcular la **presión de apertura en el probador (taller)** para cada válvula de 60 °F utilizando la siguiente expresión:

$$P_{tro} = \frac{P_{bt} @ 60 [^{\circ}F]}{1 - R}$$

15. Determinar la **presión de apertura (Pvo)** de cada válvula a la profundidad correspondiente, utilizando la presión de flujo real en la tubería de producción:

$$P_{vo} = \frac{P_{bt} - P_t R}{1 - R}$$

16. Determinar la **presión superficial de apertura de cada válvula** bajo condiciones reales de operación; previendo de que no habrá interferencia entre válvulas.
17. Hacer cualquier ajuste necesario.
18. Preparar en forma tabulada todos los resultados.
  - a) Número de Válvula
  - b) Profundidad, pies
  - c) Presión en Tubería de Producción de Diseño (Pt diseño)
  - d) Presión en Tubería de Producción Fluyendo (Pt real)
  - e) Pso (diseño) Presión Superficial
  - f) Pvo (diseño) Presión de Apertura
  - g) Pd @ Tv Presión del Domo
  - h) Psc
  - i) Pd @ 60 °F
  - j) Ptro Presión de Apertura en el Probador (taller)
  - k) Pvo (real)
  - l) Pso (real)

El mismo procedimiento se sigue cuando las presiones de calibración de las válvulas se seleccionan en otra forma. Por ejemplo, se puede diseñar la instalación a una misma profundidad de cierre para todas las válvulas o disminuyendo la presión superficial de cierre en 10 lb/pg<sup>2</sup> entre válvula y válvula.

## 5.9 CÓMO AFECTA LA EFICIENCIA DEL BOMBEO NEUMÁTICO LA PRESIÓN DEL GAS INYECCIÓN

En un Sistema de Bombeo Neumático Continuo, el gas de inyección se usa para complementar al gas de la formación (Figura 5.4), el gas de estas dos fuentes se combina para reducir la densidad total de la columna de fluido producido. Un gas con baja presión, el cual debe ser inyectado arriba de la columna de fluido, puede afectar la densidad del fluido solamente arriba del punto en el que es inyectado (Figura 5.5). Por lo tanto, cuando se inyecta muy arriba de la formación, se requieren grandes volúmenes de gas para afectar la caída de presión en el yacimiento.

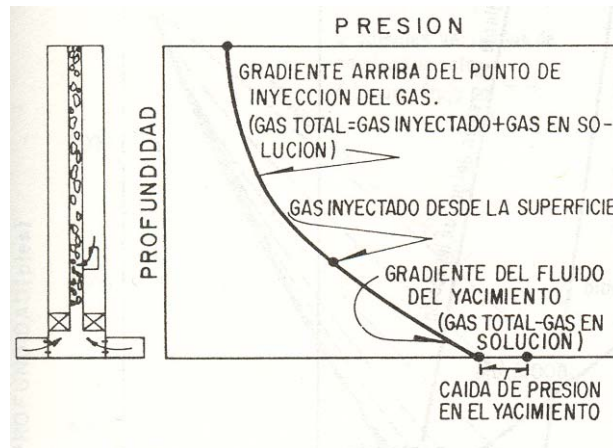


Fig. 5.4 Fuentes de Gas para Pozos con Bombeo Neumático Continuo

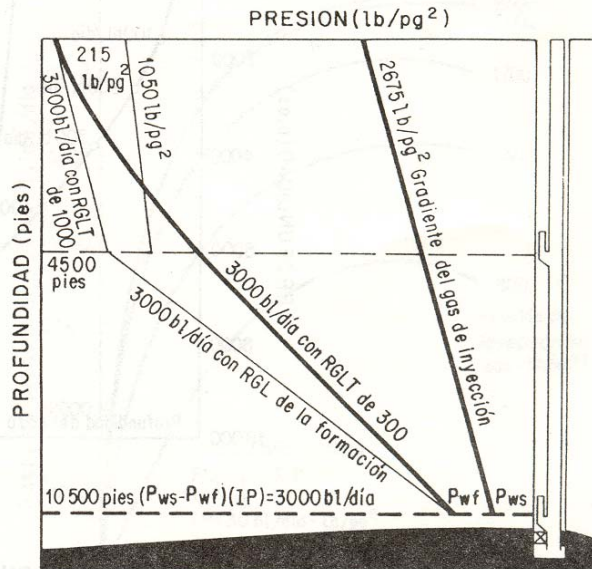


Fig. 5.5 Efecto de la Profundidad de la Inyección de Gas Sobre los Requerimientos del Gas de Inyección.

De la misma manera, un volumen de gas relativamente pequeño, inyectado cerca de la profundidad del yacimiento, puede tener un efecto decisivo en la densidad de la columna de fluido arriba de él y, por lo tanto, originar una caída de presión significativa en el yacimiento.

Hace muchos años, la compañía Shell Oil presentó un concepto de curva de equilibrio (Figura 5.6) para localizar la intercepción del gradiente del fluido de la formación con los gradientes de producción por Bombeo Neumático, para varios gastos, en un pozo, a un ritmo de inyección de gas dado. La curva de equilibrio producida (combinados estos puntos), demostró el efecto de las presiones de inyección en los gastos máximos de un pozo y proporcionó una manera manual de determinar la profundidad máxima de inyección del gas, para una presión dada del gas de inyección (Figura 5.7).

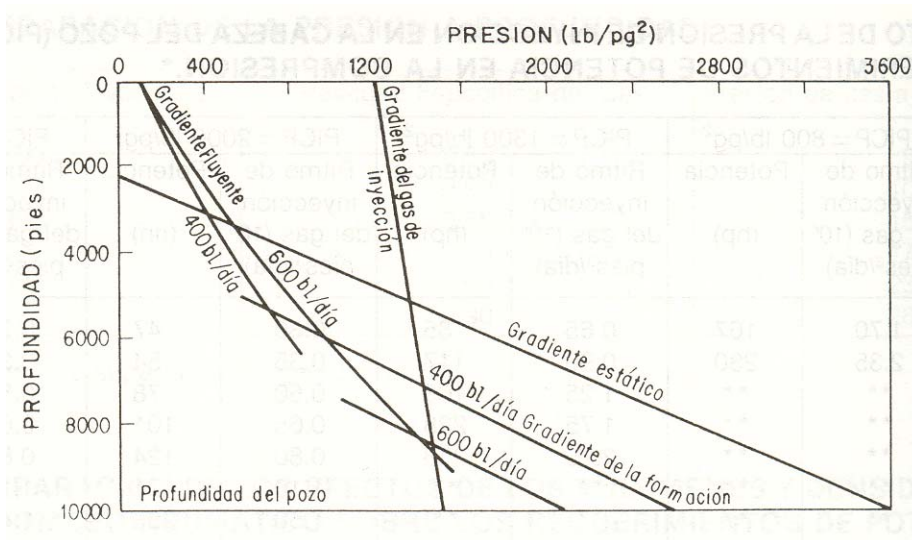


Fig. 5.6 Construcción de la Curva de Equilibrio según la Compañía Shell Oil. (Cortesía del API)

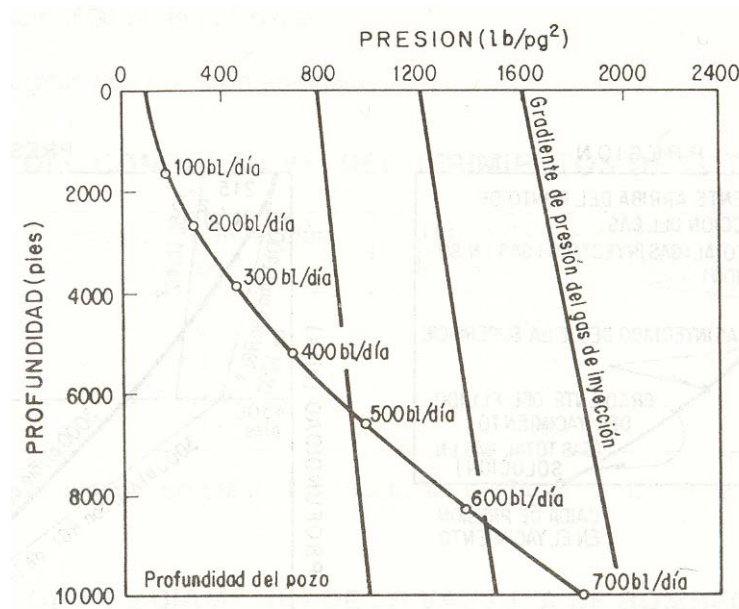


Fig. 5.7 Curva de Equilibrio Completa para una Condición de Pozo Específica (Cortesía del API)

En el ejemplo empleado para este concepto, se demostró que el uso de una presión de inyección mayor de  $1,600 \text{ lb/pg}^2$ , tendrá poco o ningún efecto sobre el ritmo de producción del pozo.

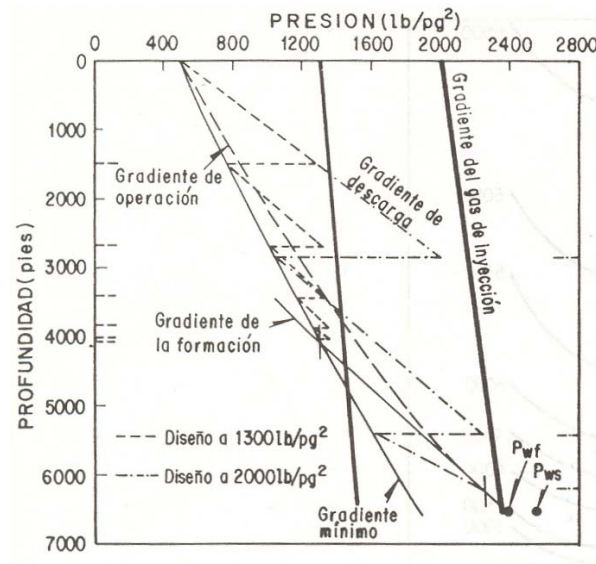
Este ejemplo es de mucha utilidad para demostrar el efecto del punto de inyección del gas en un pozo específico y los beneficios que pueden suceder cuando el gas se inyecta cerca del fondo en la mayoría de los pozos. Estos beneficios se pueden resumir en:

1. Mayor caída de presión en el yacimiento
2. Mayores ritmos de producción total de fluidos
3. Menos volumen de gas requerido
4. Menos equipo subsuperficial

La ventaja final se ilustra en la Figura 5.8. Usando una presión de inyección del gas que permita una profundidad de inyección cercana a la máxima, es que se descargará el pozo a mayor profundidad en comparación con presiones más bajas.

Además, la presión de inyección mayor, proporciona una diferencia de presión mayor entre la presión del gas inyectado y la presión en tubería de producción fluyente, permitiendo, por lo tanto, un espaciamiento mayor entre válvulas. De esta manera se requieren menos mandriles y válvulas. En este ejemplo sólo tres válvulas, en vez de seis, serían necesarias usando una presión de inyección del gas de  $2,000 \text{ lb/pg}^2$  en vez de  $1,300 \text{ lb/pg}^2$ , aunque como se discutirá más adelante, se deberán de realizar más cálculos y comparaciones para añadir a esta lista los dos beneficios más importantes:

- a) Menores requerimientos de potencia en la compresión y
- b) Mayores ahorros en las instalaciones



**Fig. 5.8 Efecto de la Presión de Inyección en la Cabeza del Pozo sobre los requerimientos y diseño del equipo subsuperficial.**

## 5.10 BASES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN MÁS EFICIENTE DEL GAS

Para asegurar el uso de la presión de inyección de gas más eficiente en la cabeza del pozo (PICP), se deberán cumplir varias condiciones en la mayoría de los pozos productores.

1. Se debe inyectar el gas a la corriente de fluido fluyente, cerca de la cima de la formación.
2. La presión de los fluidos producidos, a la profundidad del pozo, debe ser excedida con suficiente presión del gas de inyección, para así crear una presión diferencial (usualmente de 100 a 200 lb/pg<sup>2</sup>) suficiente para provocar el paso de la cantidad de gas requerida.

Como se podría esperar, para cumplir estas condiciones, la presión del gas de inyección requerida será mayor en pozos con grandes profundidades, altas presiones y altas productividades. Por ejemplo, considérese un pozo con las siguientes características mostradas en la Tabla 5.1.

Densidad del aceite, °API	35
Gravedad específica del gas de la formación	1.1
GOR de la formación, pie <sup>2</sup> /bl	600
Gravedad específica del agua	1.15
Presión de burbujeo, lb/pg <sup>2</sup>	1916
Temperatura de burbujeo, °F	215
Profundidad total vertical del pozo, pies	6,900
PI (de fluido total), bl/día – lb/pg <sup>2</sup>	30
Presión de fondo estática lb/pg <sup>2</sup>	2,500
Temperatura de fondo °F	210
Presión fluyente en la cabeza del pozo lb/pg <sup>2</sup>	250
Gradiente geotérmico °F/pie	2/100
Por ciento de agua, %	75
Tamaño de T.R. (OD), pg	9 5/8"
Tamaño de T.P. (OD), pg	4 1/2"
Gravedad específica del gas de inyección	0.65
Presión de succión del compresor, lb/pg <sup>2</sup>	200
Eficiencia total del compresor, %	72

**Tabla 5.1 Información Típica para el Diseño de Bombeo Neumático.**

Para producir 6,000 bl/día de fluido de este pozo, y cumpliendo todas las condiciones del diseño, se deberá inyectar el gas a 6900 pies, con una presión de inyección, a esa profundidad, de aproximadamente 2,400 lb/pg<sup>2</sup> (2,300 lb/pg<sup>2</sup> + 100 lb/pg<sup>2</sup> de presión diferencial). Este cálculo se presenta en la siguiente sección:

La caída de presión en el yacimiento requerida está dada por:

$$q/J_{tf} = \frac{6,000 \text{ bl de fluido/día}}{30 \text{ bl/día / lb/pg}^2} = 200 \text{ lb/pg}^2$$

Donde:

$q$  = Gasto de fluido

$J_{tf}$  = Índice de productividad total de fluido.

La presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) necesaria para producir los 6,000 barriles de fluido/día, está dada por:

$$P_{wf} = P_{ws} - (q / J_{tf}) = 2500 - 200 = 2300 \text{ lb/pg}^2$$

Donde:

$P_{wf}$  = Presión de Fondo Fluyendo

$P_{ws}$  = Presión de Fondo Estática

## 5.11 FACTORES IMPORTANTES QUE AFECTAN LA ELECCIÓN DE LA PRESIÓN DEL GAS DE INYECCIÓN MÁS ECONÓMICA

Hasta aquí, se han discutido solamente las condiciones básicas que se deben cumplir para asegurar la presión de inyección más eficiente del gas en un pozo dado. Varios factores pueden afectar la selección de la presión de inyección superficial más eficiente. Después de determinar la presión de inyección más eficiente, otros factores, incluyendo los económicos, se deben considerar para determinar si ésta es la presión óptima de inyección del gas para la instalación en su conjunto. Estos factores se discuten en los siguientes párrafos.

### 5.11.1 PUNTO DE BURBUJEO Y RELACIÓN DE SOLUBILIDAD GAS-ACEITE DEL ACEITE PRODUCIDO

La presión de saturación y la relación de solubilidad gas-aceite ( $R_s$ ) del aceite producido, determinan la cantidad de gas libre en la corriente de flujo a cualquier condición de presión y temperatura. En una columna vertical, éstos son probablemente los factores de mayor importancia en la determinación de la densidad promedio del fluido total en una localización dada de la corriente de flujo. Expresado de otra manera, la cantidad de gas libre es generalmente el factor más importante en la determinación del gradiente de presión fluyente del fluido.

En sistemas de aceite crudo saturado, se puede esperar que todo el gas inyectado permanezca en estado libre. En sistemas de crudo bajo-saturados, de bajo del punto de ebullición, la inyección de gas libre en la columna de fluido produce:

- 1) Un aumento en la presión de burbujeo de la mezcla y, por lo tanto, una disminución en la profundidad a la cual el gas libre está presente
- 2) Parte del gas libre se disuelve en el aceite crudo.

En crudos de muy bajo punto de ebullición, la inyección de gas podría causar que una gran parte del gas adicional se vuelva a disolver en el aceite; resultando, que exista muy poca o ninguna reducción en el abatimiento de presión, frente al yacimiento, a profundidades mayores de inyección.

### 5.11.2 PRODUCTIVIDAD DEL POZO

Los pozos con alta productividad, frecuentemente tendrán un abatimiento de presión en el yacimiento (muy pequeño) durante las operaciones normales de producción. Por lo tanto, se requiere un gas con alta presión para su inyección en la corriente de flujo a cualquier profundidad significativa en el pozo. Sin embargo, en este caso, la posibilidad de inyectar el gas a la profundidad total (PT) generalmente proporciona la máxima eficiencia y economía, ya que se requieren pequeñas cantidades de gas para reducir el gradiente de presión fluyente.

En ocasiones sólo uno o dos pozos en un campo poseen altas productividades, pero estos pozos generalmente tienen el potencial de ser los más redituables de todos los pozos en el campo. Este margen de beneficio económico debe reducirse a causa de una presión insuficiente del gas.

### 5.11.3 PORCENTAJE DE AGUA

Los pozos que producen altos volúmenes de agua necesitarán cantidades mayores de gas para complementar la cantidad relativamente pequeña de gas que produce el pozo con el aceite de la formación. Mientras más profundamente sea inyectado este gas en la corriente de flujo, mayor será el abatimiento de presión en el yacimiento.

### 5.11.4 ESPECIFICACIÓN POR PRESIÓN DEL EQUIPO

El equipo superficial para el Bombeo Neumático estará normalmente disponible de acuerdo a las siguientes clasificaciones. Clase 600 del ANSI (1,440 lb/pg<sup>2</sup>), Clase 900 del ANSI (2,160 lb/pg<sup>2</sup>) y clase 1500 del ANSI (3,600 lb/pg<sup>2</sup>).

La especificación por presión de estos equipos a 100 °F (38 °C) se muestra para cada clase entre paréntesis. Los costos serán proporcionalmente mayores cuando se seleccione equipo para una presión mayor. Por lo tanto, se optará por presiones de diseño máximas del sistema de 1,440 ó 2,160 lb/pg<sup>2</sup> cuando las presiones de operación más eficientes estén cerca de estos límites.

Un ejemplo de la aplicación de estas restricciones sería el uso de un equipo con especificación de 1,440 lb/pg<sup>2</sup> cuando una presión de inyección en la superficie de 1,500 a 1,550 lb/pg<sup>2</sup> sea la indicada. En este caso, la selección de una presión de inyección ligeramente menor podría ser la elección más económica.

### 5.11.5 CONTRAPRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO

La importancia de la contrapresión en la cabeza del pozo y las pérdidas de energía que resultan de las altas contrapresiones en las operaciones de Bombeo Neumático están bien documentadas. Sin embargo, la contrapresión en la cabeza del pozo también tiene un efecto importante en la selección de la presión de inyección del gas.



El efecto negativo de las altas contrapresiones en la cabeza del pozo es grandemente amplificada cuando se usa una baja presión de inyección del gas. Los pozos con altas contrapresiones en la cabeza y con baja presión de inyección requieren un espaciamiento de válvulas más reducido, lo cual provoca una inyección de gas somera. El espaciamiento reducido entre las válvulas es debido a la limitada diferencial de presión entre el gas inyectado y el fluido producido. Por otro lado, se pueden aceptar altas presiones en la cabeza del pozo que posea restricciones en el aparejo, siempre y cuando se use gas a alta presión.

### 5.11.6 CARACTERÍSTICAS DEL GAS INYECTADO

La determinación de las características de un gas de inyección apropiado requiere considerablemente más atención de la que se puede dar aquí. Por ejemplo, sólo un análisis cuidadoso puede determinar si un gas rico con una densidad relativa del orden de 0.90, será más económico para usarse en Bombeo Neumático que un gas pobre que tenga una densidad relativa de 0.65. La carga estática del gas más denso, proporciona una mayor presión de inyección en el fondo del pozo, que la del gas más ligero, para una presión de inyección en la superficie idéntica. Una comparación de presiones a 6,900 pies de profundidad vertical usando presiones de inyección del gas de 800, 1,300 y 2,000 lb/pg<sup>2</sup> para gases de 0.65 y 0.90 de densidad relativa, se muestra en la Tabla 5.2.

Presión de Inyección Superficial	Gravedad Específica del Gas	Presión de Gas a 6900 pies (lb/pg <sup>2</sup> )
800	0.65	920
	0.90	1020
1300	0.65	1520
	0.90	1710
2000	0.65	2360
	0.90	2680

\* Para una temperatura superficial del gas de 100 °F

**Tabla 5.2 Comparación de la Presión a Profundidad.\***

Sin embargo, la historia completa, desde un punto de vista económico, no está dada en la Tabla 5.2, ya que los requerimientos de compresión para cada caso también deben considerarse (Tabla 5.3). Usando las condiciones de pozo establecidas en la Tabla 5.1, el gas más denso requiere de una presión de superficie más baja, pero un volumen de inyección mayor, por barril de fluido bombeado, comparado con el gas más ligero.

Densidad Específica del Gas de Inyección	Presión de Inyección (lb/pg <sup>2</sup> )	Ritmo de Inyección del Gas (10 <sup>6</sup> pies <sup>3</sup> /día)	Requerimientos de Compresión (hp)
0.65	1300*	1.50	195
	2000	0.50	78
0.90	1100	1.70	200
	1725	0.59	80

\* Necesarios para producir 4500 bl de fluido/día

\*\* Inyección a la misma profundidad aproximadamente.

**Tabla 5.3 Comparación de los Efectos de los Volúmenes y Densidades del Gas en Bombeo Neumático sobre los Requerimientos de Potencia.\***

Por lo tanto, volúmenes menores del gas más ligero y una presión de superficie mayor requerirán en realidad menos potencia de compresión por barril de fluido producido, comparado con el gas más pesado.

Aun otros factores, tales como el procesamiento del gas, deberán ser considerados también antes de la elección final de una fuente de gas para el Bombeo Neumático.

### 5.11.7 DISEÑO DEL APAREJO DEL POZO

El diseño del aparejo del pozo, tal como el diámetro del conducto de producción vertical y de la línea de flujo horizontal, tendrá un efecto importante en la selección de la presión de inyección de gas más económica. La Tabla 5.4 muestra una comparación de eficiencia en Bombeo Neumático de dos casos:

1. Tubería de producción de 4 ½ pg. de D.E. (diámetro externo)
2. Sarta de producción de 5 ½ pg. de D.E.

En este ejemplo, la determinación tubular normal de 4 ½ pg es más eficiente que la sarta de 5 ½ pg para producir 5,000 bl/día de fluido, todo esto usando una presión de inyección del gas de 2,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Conducto (pg)	Presión de Inyección (lb/pg <sup>2</sup> )	Ritmo de Inyección del Gas (10 <sup>6</sup> pies/día)	Requerimientos de Compresión (hp)
4 1/2	1300	2.75	358
	2000	0.80	124
5 1/2	1300	3.70	481
	2000	1.00	155

\* Basado en un gasto de producción de 5000 bl de fluido/día y la información de la Tabla 5.1  
**Tabla 5.4 Diámetro del Conducto contra Requerimientos de Potencia.\***

### 5.11.8 TIPO DE EQUIPO PARA BOMBEO NEUMÁTICO

Aunque rara vez se considera, el tipo de equipo para Bombeo Neumático tendrá un efecto decisivo en los requerimientos de la presión de inyección del gas. La válvula para Bombeo Neumático con diámetro de 1 pg necesita una presión de inyección más alta en el fondo del pozo para realizar el mismo efecto de bombeo que el de una válvula de 1 ½ pg.

Esto es debido a su área reducida de fuelles y a la resultante relación mayor de área de orificio a área de fuelles, la cual reduce la presión de operación efectiva de la válvula. Por lo tanto, la válvula menor provocará el uso de más gas de inyección y más potencia en la compresión que la válvula de 1 ½ pg, para bombear gastos equivalentes, debido a que deben ser espaciadas más cerca entre sí y colocadas más arriba en el pozo. La tabla 5.5 esclarece este efecto en un pozo con gasto relativamente alto y con tubería de producción de 4 ½ pg.

Diámetro de la Válvula (pg)	Presión de Inyección (lb/pg <sup>2</sup> )	Ritmo de Inyección del Gas (10 <sup>6</sup> pies/día)	Requerimientos de Compresión (hp)
1	1300	1.7	220
	2000	0.6	95
1 1/2	1300	1.5	195
	2000	0.5	80

\* Necesarios para producir 4500 bl de fluido/día y basado en la información de la Tabla 5.1.

**Tabla 5.5 Comparación del Diámetro de la Válvula de Bombeo Neumático y los Requerimientos de Compresión.\***

### 5.11.9 CÁLCULO DEL EFECTO DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN DEL GAS EN LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

La selección y diseño del equipo de compresión y las instalaciones relacionadas con él, deben considerarse cuidadosamente en los sistemas de Bombeo Neumático, debido al alto costo inicial de la potencia de compresión y debido a que este costo usualmente representará la mayor parte del costo total del proyecto.

En la mayoría de los casos, la presión del gas de inyección requerida en la cabeza del pozo determinará la presión de descarga del compresor. Las presiones del gas de inyección muy altas aumentarán el requerimiento de la presión de descarga del compresor, lo que se traducirá en un aumento de la potencia del compresor requerida para un volumen dado de gas.

Sin embargo, si el sistema de bombeo está propiamente diseñado, la reducción correspondiente en los requerimientos del volumen del gas, debido a la eficiencia mejorada proporcionada por la mayor presión de inyección del gas, será tal que causará una reducción general en los requerimientos de potencia de compresión.

Una presión apropiada de inyección del gas repercutirá positivamente entre una buena eficiencia del pozo y el diseño del sistema de distribución de gas. El sistema de distribución consiste en todas las líneas de inyección de gas y equipo auxiliar usado para dirigir el gas descargado del compresor hacia los pozos bombeados neumáticamente. El dimensionamiento (diámetros) de las líneas de inyección de gas dependerá, en su mayor parte, de los requerimientos de gas, de las distancias, y de la disponibilidad de presión.

El costo de extracción por barril de fluido producido será una resultante, tanto de la presión de inyección de gas como de los requerimientos de volumen de gas.

Como se estableció previamente, los pozos con Bombeo Neumático en flujo continuo son más eficientes cuando el gas se inyecta cerca de la formación. Una presión de inyección del gas que sea capaz de bombear desde este punto, permitirá una operación muy eficiente, en términos del potencial de producción, de los requerimientos de compresión y del gas de inyección, y de los costos generales del Bombeo Neumático.

Para ilustrar la técnica de la selección de una presión de inyección del gas sobre las bases de los máximos gastos de producción y de los mínimos costos de bombeo, se hará referencia a dos elementos:

1. El volumen del gas de inyección como una función de la presión de inyección del gas y del gasto producido.
2. La potencia de compresión contra el gasto producido

### 5.11.10 VOLUMEN DE GAS

El gas total requerido, para un pozo con Bombeo Neumático Continuo, puede determinarse por técnicas de predicción del comportamiento del pozo. Los cálculos del comportamiento del pozo se obtienen al resolver simultáneamente las ecuaciones de afluencia y flujo por tubería de producción del pozo. La afluencia del pozo, o flujo de fluido desde el radio de drenaje hacia el pozo, puede ser simulado, considerando una caída de presión lineal (índice de productividad (IP) o por los métodos de la relación del comportamiento de afluencia (IPR)). Del mismo modo, el flujo de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, se predice por correlaciones empíricas como las presentadas por Orkiszewski, Ross, Hagedorn y Brown, Beggs y Brill. (Figura 5.9)

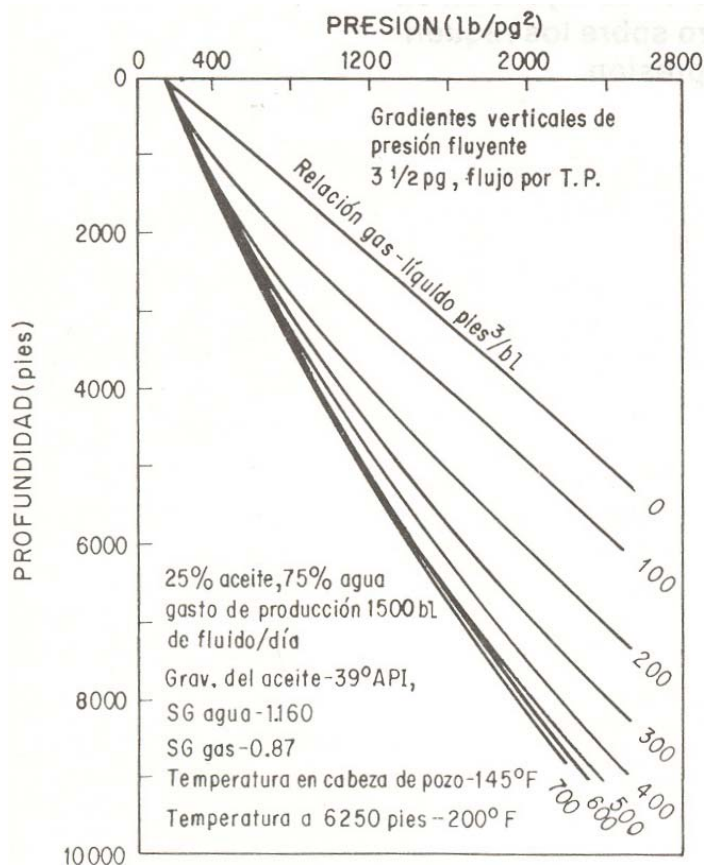


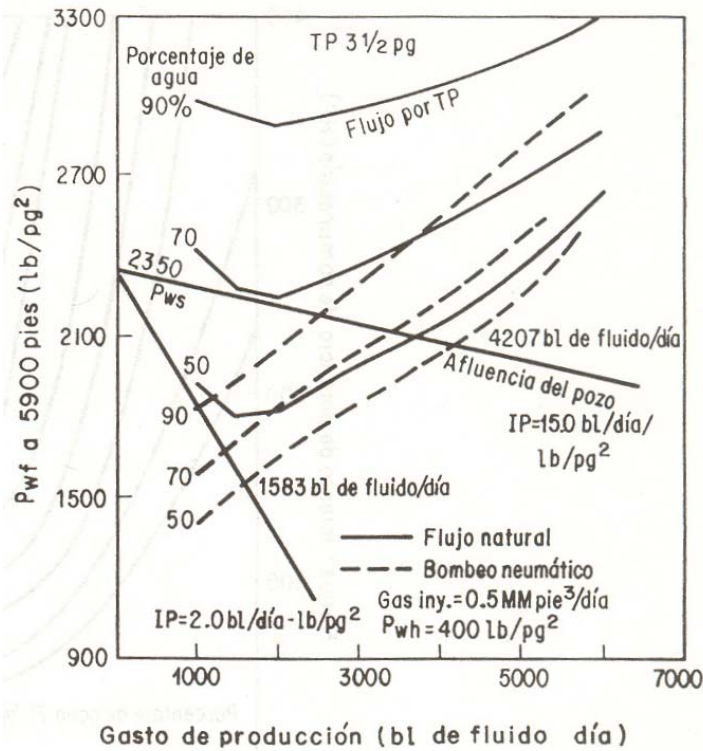
Fig. 5.9 Gradientes de Presión Fluyente Típicos

Los gradientes de presión, elaborados con estas correlaciones, se pueden usar para preparar predicciones de flujo en el pozo para varias condiciones de producción (Figura 5.10). Así, se puede predecir el potencial productor de un pozo con flujo natural o con Bombeo Neumático.

Para una Relación-Gas-Líquido total (RGL de la formación más Relación-Gas-Líquido inyectada) y una productividad dadas. Por ejemplo, las condiciones del pozo en la Figura 5.10, indican que un pozo con un IP de fluido total de 15 lbs/día/lb/pg<sup>2</sup> y con 50% de agua, tiene una capacidad de producir en flujo natural aproximadamente 3,700 bl/día y 4,200 bl/día con Bombeo Neumático.

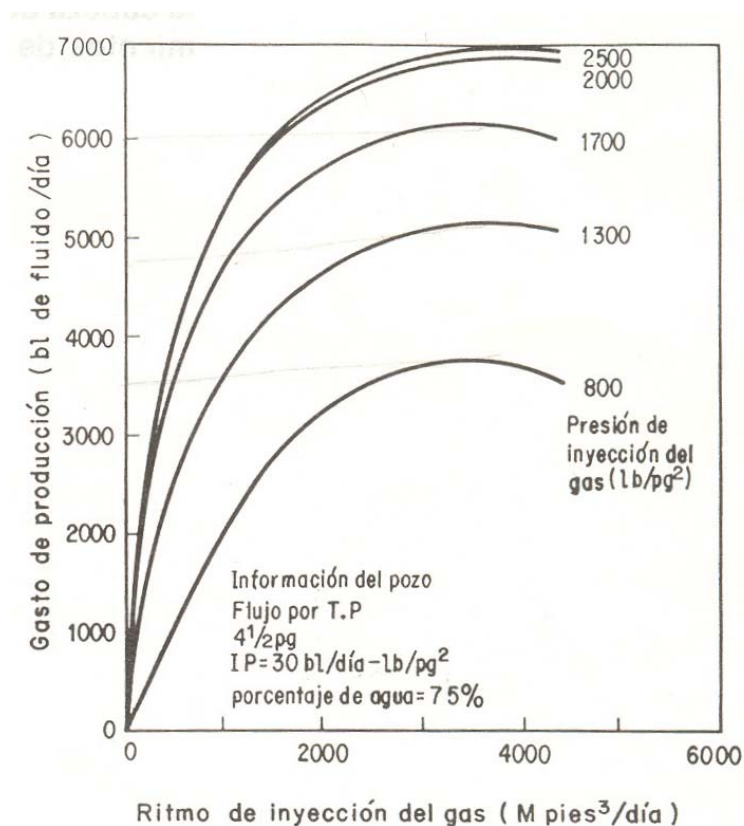
Por otro lado, el pozo podría no fluir naturalmente y requeriría del Bombeo Neumático para producir con porcentajes de agua que se aproximan al 70% (Se observa que para flujo natural las curvas de afluencia y de flujo por tubería de producción no se intersectan).

Todos estos cálculos se pueden realizar manualmente, si se tienen disponibles curvas de gradientes para cada condición. Sin embargo, el uso de una computadora reduce grandemente el tiempo involucrado y permite el análisis de muchos más casos.



**Fig. 5.10 Predicción del Comportamiento de un Pozo Típico**

La Figura 5.11 muestra algunos resultados obtenidos a partir de cálculos del comportamiento del pozo. En particular, se indican los efectos del ritmo de inyección de gas y la presión de inyección del gas sobre el comportamiento de un pozo con Bombeo Neumático. La Tabla 5.1 contiene los datos de entrada requeridos para este ejemplo.



**Fig. 5.11 Comportamiento de Bombeo Neumático**

Las presiones de inyección en la cabeza del pozo muestran un rango desde 800 hasta 2,500 lb/pg<sup>2</sup>. En este ejemplo una presión de inyección de 2,000 lb/pg<sup>2</sup> permite al gas ser inyectado cerca del fondo del pozo de tal modo que cualquier presión mayor no provocará un gasto de producción significativamente mayor.

Como se muestra en la Figura 5.11, es posible inyectar mucho más gas, provocándose una disminución en el gasto de producción. De modo que, existe un ritmo de inyección de gas que proporcionará un gasto máximo.

Usualmente, los volúmenes de gas se determinan con la mayor aproximación posible, de tal manera que la selección correcta de la compresora pueda realizarse. Para sistemas de compresoras centrífugas, un exceso de gas del 5% al 10% debe permitirse, para dar margen a cualquier variación.

### 5.11.11 POTENCIA REQUERIDA DE COMPRESIÓN

La Tabla 5.6 muestra la cantidad de gas de inyección y la potencia al freno (PF) de compresión, por pozo, requerida para obtener gastos de producción idénticos, usando cuatro presiones de inyección del gas superficiales típicas y una presión de succión común en la compresora (ver Tabla 5.1).

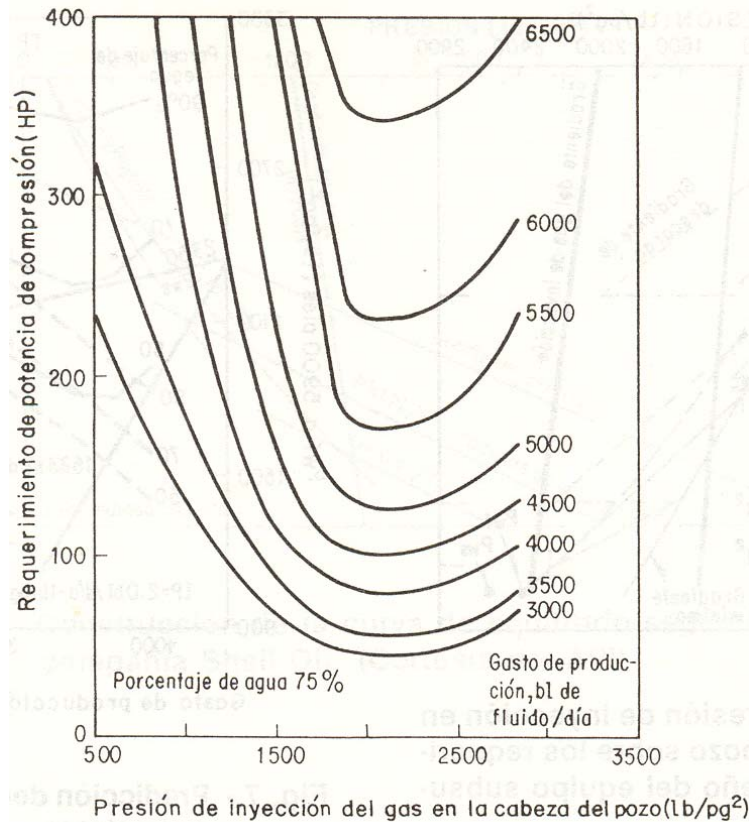
PICP: Presión de Inyección en la Cabeza del Pozo.

Gasto de Producción (bl de líquido/día)	PICP = 800 lb/pg <sup>2</sup>		PICP = 1300 lb/pg <sup>2</sup>		PICP = 2000 lb/pg <sup>2</sup>		PICP = 2500 lb/pg <sup>2</sup>	
	Ritmo de Inyección del gas (10 <sup>6</sup> pies <sup>3</sup> /día)	Potencia (hp)	Ritmo de Inyección del gas (10 <sup>6</sup> pies <sup>3</sup> /día)	Potencia (hp)	Ritmo de Inyección del gas (10 <sup>6</sup> pies <sup>3</sup> /día)	Potencia (hp)	Ritmo de Inyección del gas (10 <sup>6</sup> pies <sup>3</sup> /día)	Potencia (hp)
3000	1.70	167	0.65	85	0.30	47	0.30	51
3500	2.35	230	0.90	117	0.35	54	0.35	60
4000	**	**	1.25	163	0.50	78	0.50	85
4500	**	**	1.75	228	0.65	101	0.65	111
5000	**	**	2.75	358	0.80	124	0.80	136
5500	**	**	**	**	1.10	171	1.10	187
6000	**	**	**	**	1.50	233	1.45	247
6500	**	**	**	**	2.20	341	2.10	357
7000	**	**	**	**	**	**	4.00	680

\* Basado en un aumento de 100 lb/pg<sup>2</sup> arriba de la PICP para la presión de descarga del compresor.

\*\* Gasto no factible

**Tabla 5.6 Efecto de la Presión de Inyección en la Cabeza del Pozo (PICP) sobre los Requerimientos de Potencia en la Compresión.\***



**Fig. 5.12 Efectos de la Presión de Inyección en la Cabeza del Pozo sobre los Requerimientos de Compresión**

Como era de esperarse la potencia de compresión decrece mientras la presión de inyección aumenta, hasta que la presión de inyección permite la inyección cerca de la profundidad máxima. En este caso, mayores presiones de inyección requieren compresión adicional, sin que aumenten los beneficios de producción.

La Figura 5.12 ilustra la potencia de compresión por pozo contra presión de inyección del gas es la superficie y el concepto de gasto de producción. Una disminución significativa en requerimientos de potencia es posible empleando una presión de inyección de 2,000 lb/pg<sup>2</sup> en lugar de 1,300 lb/pg<sup>2</sup> o presiones menores. Para estas condiciones, los requerimientos de potencia por compresión son mínimos para todos los gastos de producción, usando una presión de inyección aproximada de 2,000 lb/pg<sup>2</sup>. A diferencia de una presión de inyección de 2,500 lb/pg<sup>2</sup>, una presión de 2,000 lb/pg<sup>2</sup> permite también el uso de un sistema de distribución con presión de diseño de 2,160 lb/pg<sup>2</sup>.

## **5.12 SOLUCIÓN ECONÓMICA PARA LA PRODUCCIÓN DE ACEITE Y LA DISTRIBUCIÓN DE GAS EN BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**

La distribución de gas a pozos productores, mediante bombeo neumático continuo repercute en los costos de producción, así como en el excesivo suministro de gas debido a sus altos precios y los costos de compresión. Por el contrario, una distribución ineficiente, en un campo con limitada disponibilidad de gas, también reduce las utilidades.

Para solucionar el problema del excesivo empleo de gas, se desarrolló una pendiente económica que relaciona la producción de líquido y el gasto de gas inyectado con los costos y las utilidades. Para resolver el problema de distribución de gas, en un campo con limitación de gas, se propone un procedimiento para distribuir en forma eficiente el gas disponible.

Para ilustrar el procedimiento propuesto se presenta como ejemplo un problema consistente de un campo con seis pozos.

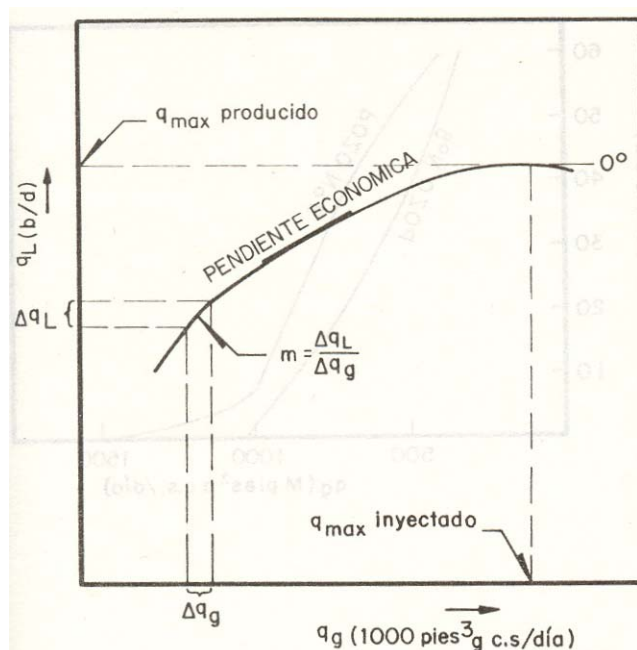
La actual situación de la energía y el incremento en los costos del Bombeo Neumático, están forzando a los ingenieros a considerar primero operaciones económicas en lugar de la máxima producción. Cuando el precio del aceite en el mercado se incrementa, es lógico que los ingenieros prefieran producir al máximo los pozos con Bombeo Neumático. En efecto, para optimizar el Bombeo Neumático Continuo, se tuvo que llegar a pensar en la inyección de gas hasta que se alcanzara la máxima producción.

Por otra parte, los precios del gas y los costos de compresión continúan incrementándose, forzando a los ingenieros a considerar cautelosamente la producción máxima. En vista de esta situación, se reconoció que un procedimiento para determinar el punto económico óptimo de producción, para un pozo o un grupo de pozos, tendría un alto potencial para mejorar el diseño del Bombeo Neumático.

El concepto de una pendiente económica ofrece una buena solución al problema. Esta pendiente relaciona los parámetros del pozo y del yacimiento con los costos y las utilidades.



El funcionamiento de un pozo con Bombeo Neumático Continuo puede ser descrito por una gráfica típica de requerimiento de gas (gasto de líquido contra Inyección de gas) como se muestra en la Figura 5.13.



**Fig. 5.13 Gráfica Típica de Requerimiento de Gas para un Pozo con Bombeo Neumático Continuo**

Cualquier punto de tangencia a la curva es único y describe una cierta situación. Por ejemplo, al punto de tangencia que ocurre a la pendiente de  $0^\circ$  indica la inyección de gas que proporcionará la producción máxima. Si esta pendiente coincide con la pendiente económica, la determinación del óptimo económico es evidente, ya que sólo existe un máximo. Sin embargo, la pendiente económica usualmente ocurre a una pendiente mayor de  $0^\circ$ , y así la obtención del punto óptimo económico puede volverse problemática. En efecto, los esfuerzos realizados al respecto, en el pasado, han conducido al establecimiento de procedimientos que son muy laboriosos y complejos.

#### **Líneas adelante se plantea un procedimiento que presenta:**

1. La formulación de una pendiente simple.
2. El uso de esta pendiente económica mediante un procedimiento simple para distribuir el gas, en el punto óptimo económico, para un pozo o un grupo de pozos (dada una situación ilimitada de gas), y
3. La determinación del requerimiento total de gas para un campo, simplificando también el cálculo y selección de las compresoras.

Otro aspecto importante de la distribución de gas, que merece atención, se presenta cuando el gas disponible es limitado. Por lo que también se presenta un método en el que se usa un procedimiento gráfico simple para distribuir eficientemente gas a los pozos en un campo que opera bajo una condición semejante.

### 5.12.1 FORMULACIÓN ECONÓMICA

La gráfica de requerimiento de gas (Figura 5.13) es indispensable en cualquier análisis que se haga para mejorar la distribución de gas en Bombeo Neumático Continuo, porque relaciona la producción de aceite con el gasto de inyección de gas. Esta relación, entre la producción de líquido y la inyección de gas, es el punto de partida de cualquier enfoque económico. Para obtener una pendiente económica, es necesario, por una parte, formular automáticamente una función del gas inyectado y la producción de líquido, y por otra, una función de los costos y las utilidades.

La base de esta formulación es el concepto de que la producción debe estar en un punto en el que las utilidades obtenidas, por un incremento en la recuperación de aceite, igualen o excedan el incremento en los costos, en los que se tiene que incurrir como resultado de la inyección adicional de gas, necesaria para obtener dicha producción adicional de aceite.

Esto último se puede expresar matemáticamente como sigue:

$$\Delta q_L f_o P \geq \Delta q_g C_g \quad (1)$$

Donde:

- $q_L$  = Líquido total
- $f_o$  = Fracción de aceite producido
- $P$  = Utilidad en dl/bl, calculada sin costos de compresión y otros gastos de Bombeo Neumático.
- $q_g$  = Gasto de gas en 1000 pies<sup>3</sup>/día
- $C_g$  = Costo de Bombeo Neumático dl/1000 pies<sup>3</sup> a c.s.

La expresión (1) puede también escribirse de la siguiente manera:

$$\Delta q_L f_o P = X \Delta q_g C_g \quad (2)$$

Donde X puede representarse por:

$$X = \frac{\Delta q_L f_o P}{\Delta q_g C_g} \quad (3)$$

$$X \geq 1$$

Donde:

Resulta rentable producir en cualquier punto donde  $X > 1$ , pero la operación no tendrá una economía óptima. Por otro lado, si  $X < 1$ , el incremento en el costo para el Bombeo Neumático excede al incremento en utilidades derivadas de la producción adicional. Esto significa que los costos adicionales proporcionan menos utilidades.

Sin embargo, cuando  $X = 1$ , el incremento en las utilidades es igual al incremento en los costos del Bombeo Neumático. Este es el límite económico. Por lo tanto, si  $X = 1$ , el punto

correspondiente a este valor, sobre la gráfica de requerimientos de gas (Figura 5.13) representa el punto más económico para producir los pozos.

En consecuencia el punto económico óptimo, en la ecuación (3) es:

$$\frac{\Delta q_L f_o P}{\Delta q_g C_g} = 1 \quad (4)$$

Reordenando la ecuación (4):

$$\frac{\Delta q_L}{\Delta q_g} = \frac{C_g}{f_o P} \quad (5)$$

La pendiente para cada punto, a lo largo de la curva de requerimiento de gas, está dada por:

$$m = \frac{\Delta q_L}{\Delta q_g} \quad (6)$$

Por lo tanto, el punto óptimo económico es:

$$m = \frac{C_g}{f_o P} \quad (7)$$

**Esta es la pendiente económica. A continuación se presenta el procedimiento para usar esta pendiente en la distribución de gas.**

### 5.12.2 DISTRIBUCIÓN DE GAS, DADA EN UNA SITUACIÓN ILIMITADA DE GAS

La distribución económica y eficiente de gas, cuando no se tiene una limitación de éste, es un grave problema. La optimización usualmente comprende la determinación de la cantidad de gas que se debe inyectar para obtener la producción máxima, desafortunadamente, se determina generalmente sin hacer consideraciones económicas.

Para solventar este problema, se desarrolló una pendiente económica (ecuación 7) que predice el punto económico para producir un pozo dada una curva de requerimiento de gas.

Se presenta aquí enseguida un método para utilizar esta pendiente en la distribución de gas en el punto óptimo económico. El procedimiento es ilustrado mediante la solución de un ejemplo para permitir su mejor entendimiento. Los datos del ejemplo están dados en la Tabla 5.7.

Gravedad Específica, °API	31.5
Diámetro Interior. Tubería de Producción	2.992
Diámetro Exterior. Tubería de Revestimiento	7.0
Diámetro Interior. Línea de Descarga	4.0
Utilidades sobre el Aceite, \$/bl	5

Costo de Bombeo Neumático, \$/M pies <sup>3</sup>	1
$\gamma_g$	0.60
Presión de Tubería de Revestimiento, lb/pg <sup>2</sup>	800
Presión en Separador, lb/pg <sup>2</sup>	85
El Gas de formación es despreciable.	

Pozo	Pr (lb/pg <sup>2</sup> )	J (bl/día / lb/pg <sup>2</sup> )	Th (°F)	Longitud de la línea de descarga (pies)	Profundidad de los disparos (pies)	f <sub>w</sub>	Tbh
1 <sup>**</sup>	958	7	85	10230	3065	0.62	112
2 <sup>**</sup>	958	7	85	10230	3065	0.62	112
3	885	6	85	13580	3040	0.60	110
4	883	5.5	85	4080	2980	0.79	114
5	974	6	85	6140	3050	0.84	118
6	1130	8	85	10100	3050	0.71	110

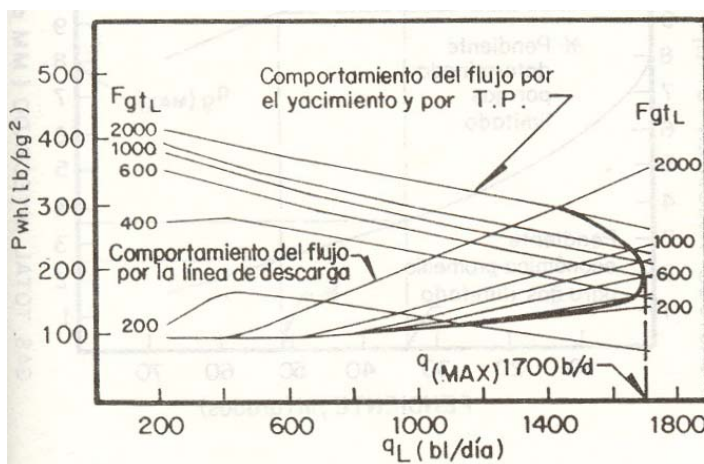
\* Todos los datos fueron obtenidos en las costas de Gabón, excepto las utilidades sobre el aceite y los costos del Bombeo Neumático, que fueron supuestos.

\*\* Problemas de viscosidad en ambos pozos; el pozo 2 exhibió la viscosidad más alta.

**Tabla 5.7 Datos Disponibles: Campo Ecolift.\***

Los siguientes pasos describen el procedimiento.

**PASO 1.** Realizar el análisis del sistema en cada pozo, para establecer el comportamiento del pozo bajo condiciones de Bombeo Neumático para diferentes relaciones gas-líquido ( $F_{gL}$ ). La Figura 5.14 es una gráfica simple, obtenida para el ejemplo. Para predecir el comportamiento en la tubería vertical, se utilizó una versión modificada de la correlación de Hagedorn y Brown, mientras que, para el comportamiento horizontal, se utilizó la correlación de Duckler.



**Fig. 5.14 Gráfica del Sistema del Pozo 1.**

**PASO 2.** Establecer la relación gasto de líquido a gas con valores de gastos determinados por la intersección del conocimiento de flujo por la tubería vertical y la horizontal para cada relación gas-líquido total ( $F_{gL}$ ). Por ejemplo, con  $F_{gL}$  600: 1 intersectan a 1,700 bl/día (Figura 5.14).

**El gasto de gas se calcula por:**

$$q_g = q_L (F_{gtL} - F_{gL})$$

Donde:

$F_{gL}$  = es la relación gas-líquido de la formación

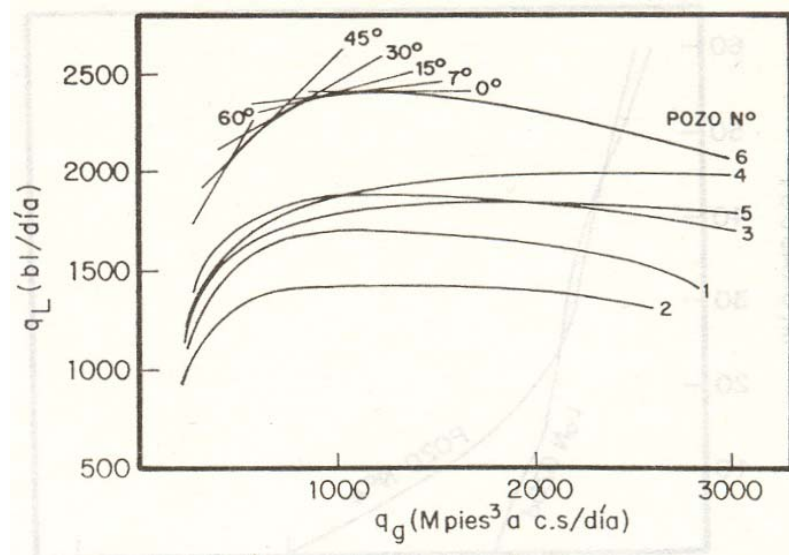
$$q_g = 1,700 (600-0) = 1.02 \text{ MM pies}^3/\text{día}$$

Para producir 1,700 bl/día, se deben inyectar 1.02 MM pies<sup>3</sup>/día. Las relaciones de gastos para todos los pozos del ejemplo están dados en la Tabla 5.8.

POZO 1		POZO 2		POZO 3		POZO 4		POZO 5		POZO 6	
$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$
1420	2.84	1310	2.62	1660	3.32	1950	3.90	1755	3.51	1850	3.70
1660	1.66	1420	1.42	1850	1.85	1990	1.99	1830	1.83	2250	2.25
1680	1.34	1430	1.14	1875	1.50	1960	1.57	1835	1.47	2310	1.85
1700	1.02	1415	0.85	1880	1.13	1900	1.14	1790	1.07	2380	1.43
1660	0.66	1330	0.53	1840	0.74	1750	0.70	1700	0.68	2390	0.96
1330	0.34	800	0.16	1330	0.27	1200	0.24	1120	0.22	1850	0.37

**Tabla 5.8 Gasto de Producción vs. Gasto de Inyección**

**PASO 3.** Establecer una curva de requerimiento de gas para cada pozo con valores obtenidos en el paso 2. Los resultados para el ejemplo están dados en la Figura 5.15.



**Fig. 5.15 Producción de Líquidos vs. Gas Inyectado para el Campo Eco-Lift.**

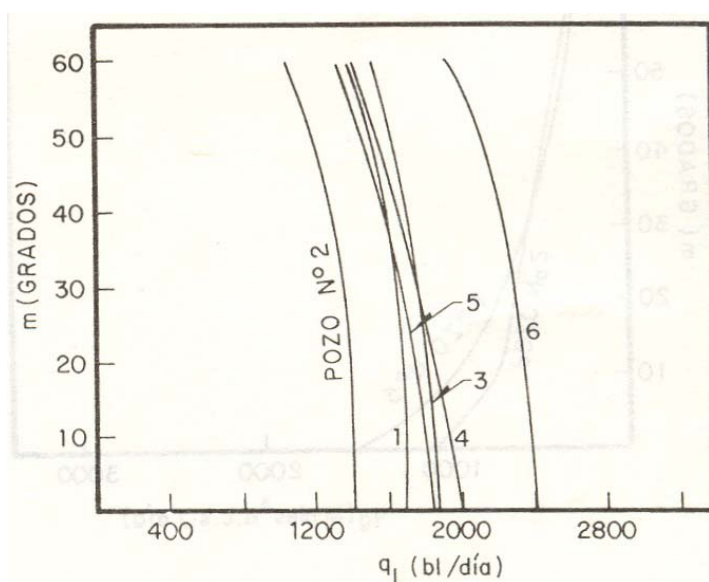
**PASO 4.** Dibujar pendientes de diferentes grados como tangentes a cada curva. Para el ejemplo, se presenta una muestra en la Figura 5.15.

**PASO 5.** Obtener valores de inyección de gas y líquido producto correspondientes a los puntos de tangencia para cada pendiente. En la Tabla 5.9 se dan los resultados obtenidos para el ejemplo.

PEND.	POZO 1		POZO 2		POZO 3		POZO 4		POZO 5		POZO 6	
	$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$	$q_L$	$q_g$
0	1700	1.02	1430	1.14	1800	1.13	1990	2.00	1835	1.47	2380	1.43
7	1695	0.96	1410	0.81	1860	0.85	1940	1.50	1805	1.14	2390	1.01
15	1685	0.94	1385	0.69	1850	0.79	1865	1.01	1750	0.83	2375	0.94
30	1660	0.66	1355	0.57	1760	0.60	1715	0.62	1650	0.58	2310	0.79
45	1520	0.48	1235	0.40	1650	0.45	1610	0.49	1550	0.45	2190	0.63
60	1320	0.34	1050	0.29	1520	0.35	1400	0.33	1385	0.32	1920	0.40

**Tabla 5.9 Relación Gasto / Pendiente**

**PASO 6.** Establecer una relación pendiente/gasto para cada pozo, usando los valores obtenidos en el Paso 5. Para el ejemplo, la Figura 5.16 es una gráfica de la pendiente contra gasto de líquido, mientras que las Figuras 5.17, 5.18 y 5.19 son gráficas de pendientes contra gastos de inyección de gas.



**Fig. 5.16 Campo Ecolift, pendientes vs. Producción de Líquido**

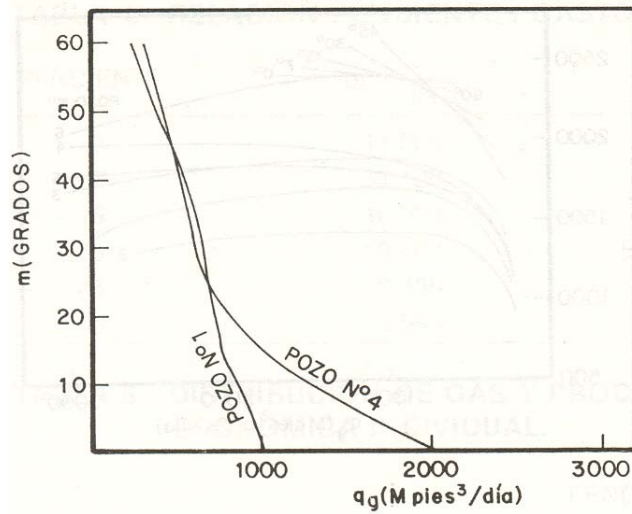


Fig. 5.17 Pendientes de los Pozos 1 y 4 vs. Gasto de Inyección de Gas.

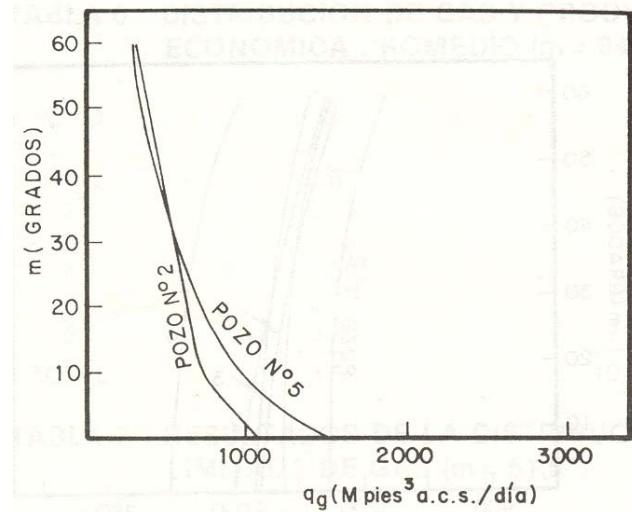


Fig. 5.18 Pendientes de los Pozos 2 y 5 vs. Gasto de Inyección de Gas.

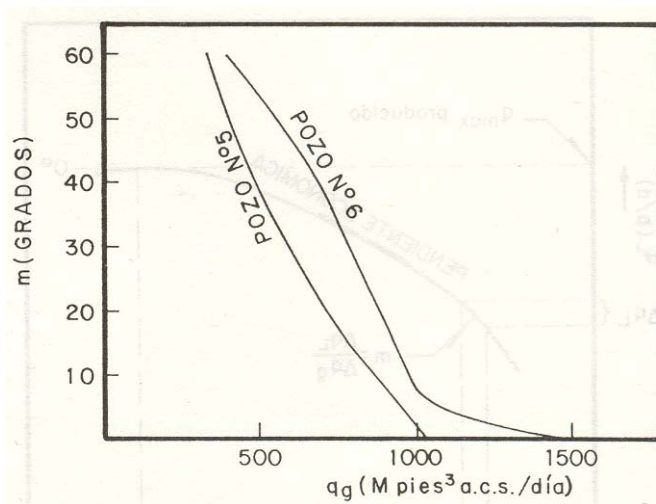


Fig. 5.19 Pendientes de los Pozos 5 y 6 vs. Gasto de Inyección de Gas.



**PASO 7.** Establecer una relación pendiente/gasto para el campo, totalizando los gastos asociados con cada pendiente y graficando los valores. Para el ejemplo, la Tabla 5.10 y la Figura 5.20(gráfica maestra) dan la relación de inyección total de gas y la producción total de líquido para cada pendiente. Por ejemplo, si se desea la producción máxima, la distribución es a una pendiente de 0° y por tanto se requerirán 8.2 MM pies<sup>3</sup> a c.s./día de gas de inyección.

PENDIENTE	q <sub>L</sub> bl/día	q <sub>g</sub> MM pies <sup>3</sup> /día
0	11200	8.19
7	11100	6.27
15	10900	5.20
30	10460	3.82
45	9755	2.90
60	8595	2.03

Tabla 5.10 Relación Pendiente / Gasto Total

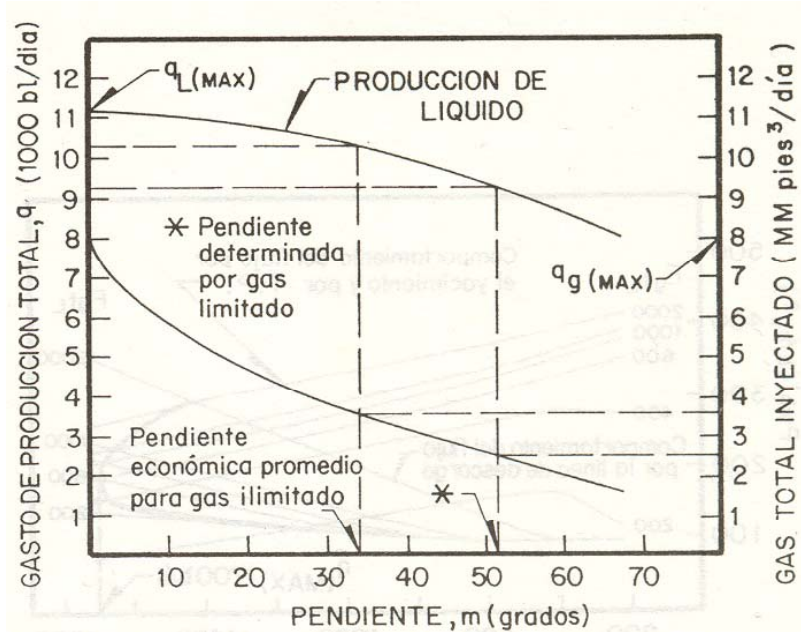


Fig. 5.20 Campo Ecolift, Gráfica Maestra.

**PASO 8.** Para cada pozo, calcular la pendiente económica usando la ecuación 7. En la Tabla 5.11 se enlistan estas pendientes para el ejemplo. Si se desea una pendiente económica promedio, se usa una fracción de agua promedio para determinar la fracción de aceite. Usando una fracción de agua promedio de 70%, la pendiente económica promedio para el campo está dada por:

$$\frac{\Delta q_L}{\Delta q_g} = m = \frac{C_g}{f_o P} = \frac{1}{1.5} = 0.667$$

Donde:  $\tan^{-1} 0.667 = 34^\circ$ . Por lo tanto, la pendiente económica es igual a 34°



POZO	$f_w$	PENDIENTE ECONÓMICA	$q_L$ bl/día	$q_g$ MM pies <sup>3</sup>
1	0.62	30.84	1642	0.65
2	0.62	30.84	1380	0.57
3	0.60	29.52	1760	0.60
4	0.79	48.45	1558	0.45
5	0.84	57.04	1424	0.34
6	0.71	38.44	2240	0.72
			<b>10004</b>	<b>3.33</b>

**Tabla 5.11 Distribución de Gas y Producción de Líquido usando Pendiente Económica Individual**

**PASO 9.** Para distribuir el volumen de gas a cada pozo, ajuste la pendiente económica individual de los pozos con su relación pendiente, gasto (Paso 6). Cuando se usa la pendiente económica promedio entrar en las figuras obtenidas en el Paso 6 con la pendiente económica promedio calculada. Los resultados para el ejemplo se presentan en las tablas 5.11 y 5.12.

POZO	$q_g$ (MM pies <sup>3</sup> )	$q_L$ (bl/día)
1	0.63	1630
2	0.53	1340
3	0.55	1740
4	0.59	1720
5	0.53	1650
6	0.75	2270
<b>TOTAL</b>	<b>3.58</b>	<b>10350</b>

**Tabla 5.12 Distribución de Gas y Producción de Líquido usando la Pendiente Económica Promedio ( $m = 34$  °)**

**PASO 10.** Obtener el volumen de gas de inyección total para el campo, al punto económico óptimo, sumando todos los gastos de inyección de gas asociados con la pendiente económica calculada. Para el ejemplo, estos volúmenes totales son 3.33 MM pies<sup>3</sup>/día usando la pendiente económica individual y 3.58 MM pies<sup>3</sup>/día para la pendiente económica promedio.

**DISCUSIÓN:** En el ejemplo, la inyección de 8.2 MM pies<sup>3</sup>/día de gas da por resultado una producción máxima del campo de 11,200 bl/día. Comparando estas cifras con las obtenidas usando la pendiente económica promedio (3.58 MM pies<sup>3</sup>/día, 10,358 bl/día), se puede hacer una interesante observación:

- Se requieren alrededor de 4.6 MM pies<sup>3</sup>/día de gas inyectado para producir los 850 bl/día adicionales para pasar de 10,350 a 11,200 bl/día.
- Otra observación importante se hace al comparar los valores totales obtenidos al usar la pendiente económica individual (10,004 bl/día, 3.33 MM pies<sup>3</sup>/día) con los valores totales obtenidos al usar la pendiente económica promedio (10,350 bl/día, 3.58 MM pies<sup>3</sup>/día).

Los gastos son muy semejantes. Sin embargo, para incrementar la precisión, se debe utilizar la pendiente económica individual.

### 5.12.3 DISTRIBUCIÓN DE GAS EN UNA SITUACIÓN LIMITADA DE GAS

Se presentó en la sección previa un procedimiento para distribuir gas a pozos en un punto óptimo económico. La hipótesis básica hecha es que el gas está disponible. Sin embargo, en realidad es común tener una disponibilidad limitada de gas, por lo que es necesario establecer un método lógico para repartir el gas disponible bajo esta situación.

Los siguientes pasos presentan un enfoque directo para distribuir gas a pozos en un campo con disponibilidad limitada de gas. Los datos son usados con una modificación a un volumen de gas disponible de 2.50 MM pies<sup>3</sup>/día como un ejemplo para ilustrar el procedimiento presentado.

**PASO 1.** Seguir los pasos del 1 al 8 para la situación ilimitada de gas.

**PASO 2.** Determinar el volumen de gas de inyección total al punto económico, ya sea entrando a la gráfica maestra (Figura 5.20) con la pendiente económica promedio, o sumando el gas de inyección para cada pozo usando las pendientes económicas individuales. Para el ejemplo, el gas total es 3.58 MM pies<sup>3</sup>/día (pendiente económica promedio) y 3.33 MM pies<sup>3</sup>/día (pendientes económicas individuales).

**PASO 3.** Comparar el volumen de gas disponible con el valor obtenido en el paso 2. Si el volumen de gas disponible es el mismo o mayor que el del paso 2, distribuir el gas a los pozos como se indica en el paso 9 para el caso de disponibilidad ilimitada de gas. Para el ejemplo, sin embargo, la disponibilidad de 2.5 MM pies<sup>3</sup>/día es menor que el valor del paso 2 (3.58 MM pies<sup>3</sup>/día pendiente económica promedio). Por lo tanto, no se puede distribuir el gas como se estipula en el paso 9.

**PASO 4.** Con el volumen de gas disponible, entrar a la gráfica maestra y determinar una pendiente. para el ejemplo se obtiene una pendiente de 51.5°

**PASO 5.** Usar la pendiente determinada en el paso anterior para distribuir gas a cada pozo mediante el uso de las Figuras 5.17, 5.18 y 5.19. En la Tabla 5.13 se resumen todos los resultados obtenidos para el ejemplo.

POZO	$q_g$ (MM pies <sup>3</sup> <sub>g</sub> a c.s./día)	$q_L$ (bl/día)
1	0.38	1440
2	0.35	1180
3	0.42	1610
4	0.41	1525
5	0.40	1490
6	0.54	2090
<b>TOTAL</b>	<b>2.50</b>	<b>9335</b>

**Tabla 5.13 Resultados de la Distribución de Gas para una Situación Limitada de Gas ( $m = 51.5^\circ$ )**

### Comentarios Generales

Para elaborar (Figura 5.14) un programa de distribución de gas, se necesitan los parámetros del índice de productividad  $J$  y la fracción de agua producida  $f_w$ . Se infiere entonces que la curva de requerimiento de gas para cada pozo (Figura 5.15); es representativa en estos parámetros.

El ejemplo resuelto es para un índice de productividad y una fracción de agua producida, por lo que si alguno de ellos cambia apreciablemente, se debe generar un nuevo juego de curvas para la nueva condición.

1. Se desarrolló una pendiente económica, dada por:

$$\frac{\Delta q_L}{\Delta q_g} = \frac{XC_g}{f_o P} = m$$

Donde:  $X = 1$ , en el punto económico óptimo.

2. Se presenta un procedimiento lógico para determinar el punto más económico para producir un pozo, o un grupo de pozos, con Bombeo Neumático Continuo.
3. Se presenta un método para distribuir el gas en forma económica y eficiente, bajo situaciones de limitación e ilimitación de gas.
4. Aplicando una técnica de ingeniería lógica, se puede ahora determinar el volumen de gas de inyección total requerido para un campo.

#### NOMENCLATURA:

$C_g$	=	Costo del Bombeo Neumático, dl/M pies <sup>3</sup>
$f_o$	=	Fracción de Aceite
$f_w$	=	fracción de Agua
$F_{gL}$	=	Razón Gas-Líquido de Formación, pies <sup>3</sup> /bl
$F_{gtL}$	=	Gas Total (gas de formación y gas inyectado)/gasto de líquido
$J$	=	Índice de Productividad bl/día/lb/pg <sup>2</sup>
$m$	=	Pendiente
$P_r$	=	Presión promedio del Yacimiento, lb/pg <sup>2</sup>
$P$	=	Utilidades por el aceite, sin gastos de compresión y otros de Bombeo Neumático, dl/bl
$q_g$	=	Gasto de Gas
$q_L$	=	Gasto del Líquido
$T_{bh}$	=	Temperatura en el Fondo del Pozo °F
$T_{wh}$	=	Temperatura en la Superficie °F
$X$	=	Constante Matemática
$\gamma_g$	=	Densidad Relativa del Gas

### 5.13 INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN MODIFICANDO EL EQUIPO SUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL

La producción de crudo de una plataforma de 20 pozos casi se duplicó luego de efectuar los cambios subsuperficiales en los pozos, sugeridos por un análisis crítico en el Sistema de Bombeo Neumático.

En un solo pozo la producción se incrementó de 620 a 2280 bl/día. El análisis que puede usarse en cualquier Sistema de Bombeo Neumático comprendió cinco pasos:

1. Determinar la temperatura y la presión de flujo.
2. Revisar el tamaño de la tubería de producción, para obtener el gasto máximo de flujo.
3. Verificar la presión de Bombeo Neumático, a fin de ver si es lo suficientemente alta para inyectar gas cerca del fondo de la tubería de producción.
4. Estudiar cuidadosamente la equidistancia (espaciamiento) de las válvulas de Bombeo Neumático.
5. Revisar todo el sistema para encontrar formas de reducir la presión en el cabezal.

De este análisis surgieron recomendaciones para efectuar ciertos cambios en el sistema de Bombeo Neumático de los pozos. Los cambios específicos efectuados en el pozo cuya producción aumentó de 620 bl/día a 2280 bl/día fueron:

- a) Se aumento la tubería de producción de 2 3/8" a 3 1/2".
- b) Se aumento la presión de trabajo de 900 a 1300 lb/pg<sup>2</sup>.
- c) Se redujo el espaciamiento entre las válvulas y su número se aumento de 8 a 14.
- d) Se retiró el cabezal todo lo que pudiera restringir el flujo.

Se añadió además, otro compresor y se modificó el sistema de distribución del gas, para aumentar así la presión de suministro en el cabezal.

Con evaluaciones y modificaciones de un sistema, la producción de los pozos de Bombeo Neumático puede aumentar, pues los puntos críticos de un sistema continuo son:

El tamaño de la tubería de producción, la presión de Bombeo Neumático, la disposición de las válvulas del pozo y la contrapresión en la superficie.

Al corregir cualquiera de esos factores mejora el sistema. Pero al mejorar todo el sistema es mucho más eficiente.

*La tubería de Producción* de reducido diámetro es uno de los errores más comunes en le sistema de Bombeo Neumático de flujo continuo y alto volumen.

En muchos casos se instala la tubería de producción de 2 3/8", en pozos que inicialmente son fuyentes. Cuando el Bombeo Neumático se hace necesario debido a la baja presión de fondo o al aumento de volumen de agua, se instalan válvulas para el Bombeo Neumático. En el caso indicado,

la tubería de producción de 2 3/8" resultó insuficiente y fue necesario instalar tubería de 3 1/2" y de hasta 4 1/2" para manejar el aumento del volumen de flujo.

*Los cabezales, las líneas de flujo y los separadores*, en muchos casos se diseñan para pozos fluyentes y no se cambian cuando se hace necesario el Bombeo Neumático. Sin embargo, el cabezal y otros accesorios en la superficie deben cambiarse a un tamaño que debe ser por lo menos igual o mayor que el de la tubería de producción.

Deben eliminarse todas las curvas de 90° y reemplazarse por curvas cerradas. Deben retirarse todas las restricciones al flujo, incluso estranguladores y válvulas tipo macho.

Para pérdidas de presión mínimas la línea de flujo debe ser, por lo menos, un tamaño más grande que el de la tubería de producción.

La tubería de fibra de vidrio en la actualidad es ampliamente usada en la industria petrolera. En el mismo tamaño nominal que la del acero, tiene mayor diámetro interior y menor coeficiente de fricción.

Al instalar un sistema de Bombeo Neumático se sobrecarga el colector del separador. No es raro encontrar hasta 10 pozos conectados a un colector de 4".

Se pueden eliminar pérdidas de presión de 5 a 15 lb/pg<sup>2</sup> instalando colectores de mayor diámetro y válvulas de apertura total. La contrapresión en el cabezal se puede reducir fácilmente entre 50 y 75 lb/pg<sup>2</sup> con solo efectuar los cambios indicados en el cabezal en el colector y reemplazando la línea de flujo.

La reducción de presión en el cabezal es una de las modificaciones más fáciles de llevar a cabo. Por ejemplo, una reducción de presión en la superficie de 40 lb/pg<sup>2</sup> permite un punto de inyección más bajo de 8575 pies a 8800 pies, lo que cambia de presión de fondo de 1790 a 1720 lb/pg<sup>2</sup>.

En proyectos de Bombeo Neumático es importante tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. En todos los casos posibles, deben usarse solamente válvulas que generen una mínima restricción interna, tales como las colocadas exteriormente a la tubería, de apertura completa.
2. Las válvulas de funcionamiento a presión se pueden controlar en la superficie y se puede regular la producción mediante el volumen de gas que se inyecte en la superficie. A medida que las condiciones de los fluidos proporcionados por la formación productora cambian, se modifica también el funcionamiento de las válvulas. Los pozos equipados con esas válvulas son generalmente más fáciles de limpiar, después de trabajos de reacondicionamiento y tratamientos químicos.
3. No debe pasarse por alto la posible necesidad de usar un gran número de válvulas. Antes de empezar un reacondicionamiento para reemplazar válvulas, se determina la

profundidad aproximada de funcionamiento, por medio de estudios de la presión y la temperatura de flujo.

Las válvulas arriba de esos valores deben espaciarse a intervalos de 200 a 300 pies hasta el tope del empacador.

Si el pozo llegara a necesitar más gas que una válvula puede dejar pasar, el gas adicional se puede inyectar a través de la válvula siguiente, 200 pies más arriba. Y si una válvula falla, la producción se puede extraer mediante la válvula siguiente, más arriba o más abajo.

4. El uso de válvulas de aguja del tamaño medio en el Bombeo Neumático, permite el eficiente manejo de pozos para los que no se conocen el índice de productividad ni la presión de fondo, al efectuar el diseño de las válvulas.

Con válvulas de ese tipo se obtiene una producción uniforme y continua en pozos de poca producción. Y si el pozo es de alto volumen de producción y requiere más gas del que una válvula puede dejar pasar, la siguiente válvula más arriba se abrirá para dejar pasar el gas adicional.

Si los pozos están equipados con válvulas de aguja grande y dejan de producir el volumen planeado, la producción puede tender a volverse intermitente, lo que reduce la productividad.

5. La instalación de válvulas de alta presión permite colocar la válvula operante a mayor profundidad, lo que hace que las otras estén también localizadas a mayor profundidad.

Deben colocarse un número mínimo de válvulas arriba de las de trabajo para conservar la presión de bombeo. Esto permite también colocar más válvulas cerca de la profundidad de operación.

El uso de las válvulas de alta presión hace que el pozo produzca a régimen más alto, pues se dispone de presión de gas más elevada y a mayor profundidad.

Deben tomarse precauciones para minimizar la caída de presión entre una válvula y la siguiente. Pueden usarse válvulas que requieran caída de presión en un sistema cuidadosamente diseñado.

*Los controles y las mediciones continuas del sistema*, deben efectuarse una vez que éste haya sido instalado. Cada pozo debe probarse 2 veces al mes para determinar su producción de crudo, agua y gas, el volumen de gas empleado y las presiones en las tuberías de revestimiento y producción.

A partir de esos datos se puede calcular otros factores importantes.

Mientras el pozo produzca satisfactoriamente, cada 6 meses deben efectuarse estudios sobre la temperatura y la presión del flujo. Antes de reacondicionar el pozo para instalar nuevas válvulas de Bombeo Neumático, se debe analizar, además del índice de productividad, a fin de tener datos para el espaciamiento adecuado de las nuevas válvulas.

Una semana después de instalar las nuevas válvulas debe repetirse el análisis, para evaluar la eficiencia de la nueva instalación.

Finalmente, debe evaluarse la eficiencia total del sistema, por lo menos una vez al año y cada vez que la producción decline significativamente.

## **5.14 SISTEMA DE COMPRESIÓN**

La selección del compresor adecuado para el diseño de un Sistema de Bombeo Neumático para operar por compresión de gas o aire, es considerando uno de los aspectos más importantes, tanto para el buen funcionamiento de las instalaciones como para la reducción de costos de capacidad y de mantenimiento.

### **5.14.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN**

Los sistemas de compresión pueden clasificarse en:

1. Sistema Abierto.- Es un sistema en el cual el gas que proviene de un sistema de baja presión se comprime a la presión requerida en los pozos de Bombeo Neumático y es retornado al sistema de baja presión para propósitos de venta, etc. No se hace esfuerzo alguno para la recirculación del gas.
2. Sistema Semicerrado.- Es básicamente el mismo que el abierto con la excepción de que el gas que proviene de los pozos se recircula de manera que puede ser recomprimido. Sin embargo, se dispone de gas ya comprimido para mantener el sistema cargado. En otras palabras, no se intenta recircular todo el gas. El suministro para las ventas a baja presión pueden hacerse tomando gas de los pozos.
3. Sistema Cerrado.- En este sistema el gas se recircula del compresor al pozo, de éste al separador y de nuevo al compresor. El gas efectúa un ciclo completo. Un sistema diseñado adecuadamente no requerirá de gas suministrado por otra fuente. Sin embargo, puede ser necesario tener gas comprimido adicional para cargar el sistema al principio de operación.

### **5.14.2 FACTORES QUE DEBEN CONSIDERARSE PARA LA COMPRESIÓN**

Para el diseño de cualquier sistema de compresión se deben de considerar los siguientes factores:

1. Número y localización de los pozos, batería, sistema de distribución, características del terreno, etc.
2. Diseño de las válvulas de Bombeo Neumático para cada pozo y tipo de flujo (continuo o intermitente)

3. Volumen de gas de inyección para cada pozo, con una estimación de la máxima demanda para el total de pozos en explotación.
4. Presión requerida del gas de inyección en la cabeza del pozo, la cual determina la presión de descarga del compresor.
5. Presión de operación de cada pozo para determinar la presión de succión del compresor.
6. Sistema de distribución del gas.
7. Sistema de recolección a baja presión.
8. Disponibilidad de gas comprimido para cargar el sistema.
9. Disponibilidad de gas de producción para su venta o distribución.
10. Evaluación del sistema bajo condiciones de formación de hidratos y congelamiento.
11. Capacidad del compresor.

Cada uno de los factores que intervienen en el diseño debe ser ampliamente analizado antes de proceder a poner en funcionamiento el sistema.

### **5.14.3 SELECCIÓN DEL COMPRESOR**

Los compresores, están disponibles en tamaños y características, tales que satisfacen prácticamente las necesidades de cualquier problema de Bombeo Neumático. Pueden ser del tipo directo o del tipo de transmisión. Se encuentran disponibles unidades “paquetes” montadas en patines que pueden ser desplazadas fácilmente de una localización a otra. La mayoría de los compresores utilizan el gas de inyección disponible como combustible. Una aproximación del consumo de combustible es 10 pies<sup>3</sup>/hr. Por “caballo de fuerza”.

Debe consultarse a un fabricante de compresores representativo antes de hacer la elección final.

#### **5.14.3.1 CAPACIDAD DEL COMPRESOR**

El siguiente procedimiento se adaptó de “Cálculos para Compresoras de Gas, Compañía Gardner-Denver”. Este procedimiento no toma en cuenta la súper compresibilidad (Sin embargo, generalmente su efecto sobre la capacidad es despreciable en la compresión de gases de campo normales). Cuando la súper compresibilidad produzca una diferencia notable en la eficiencia, debe ser tomada en consideración.

Cálculos para la compresión en una etapa.

**Paso 1.** Obtener las condiciones de operación del compresor:



- a) Presión de Succión (Manométrica o Absoluta).
- b) Temperatura de Succión (°F o °C).
- c) Presión de Descarga (Manométrica o Absoluta).
- d) Capacidad Requerida en pies<sup>3</sup>/día a una presión y temperatura dadas.
- e) Elevación.
- f) Presión Atmosférica a la Elevación (lb/pg<sup>2</sup> o pulgadas de mercurio absolutas).
- g) Características del Gas:
  - 1. Valor de K o N
  - 2. Densidad Relativa o Peso Molecular.
  - 3. Porcentaje de error de la mezcla de gas por unidad de volumen o de peso.

**Paso 2.** Determinar la relación de compresión (RC). Dividiendo la presión absoluta de descarga entre la presión absoluta de succión. Si RC es mayor de 6.0, debe usarse un compresor de 2 etapas.

**Paso 3.** Determinar la potencia requerida de bhp (potencia al freno) por MM pies<sup>3</sup>/día de gas. Esto se encuentra en base a las curvas de hp, Figuras 5.21 al 5.24, usando el valor de N obtenido en el paso 1 (g) y RC del paso 2. Para usar estas curvas de hp, la capacidad debes estar medida a 14.4 lb/pg<sup>2</sup>.

**Paso 4.** Calcular los bhp totales requeridos por el compresor. Multiplicar bhp requeridos por MM pies<sup>3</sup>/día (determinados en el paso 3) por la capacidad requerida expresada en MM pies<sup>3</sup>/día, medida a 14.4 lb/pg<sup>2</sup>. Para corregir la capacidad requerida a 14.4 lb/pg<sup>2</sup>, multiplicar la capacidad por la presión dada en lb/pg<sup>2</sup> (paso 1 (d)) y dividir entre 14.4 lb/pg<sup>2</sup>.

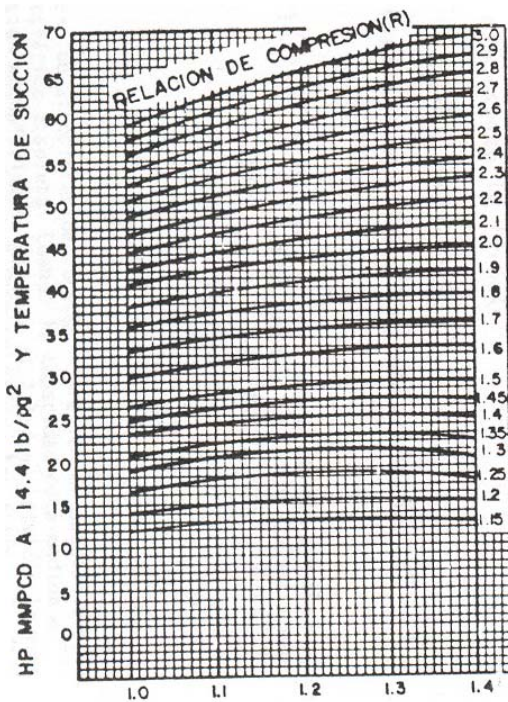


Fig. 5.21

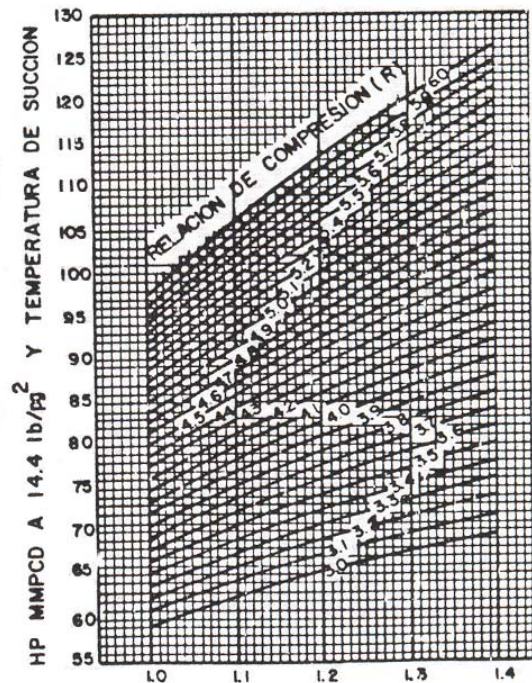


Fig. 5.22

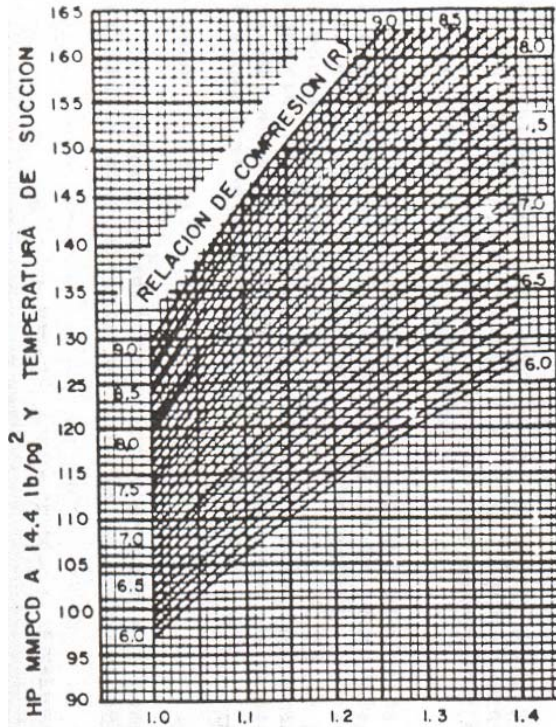


Fig. 5.23

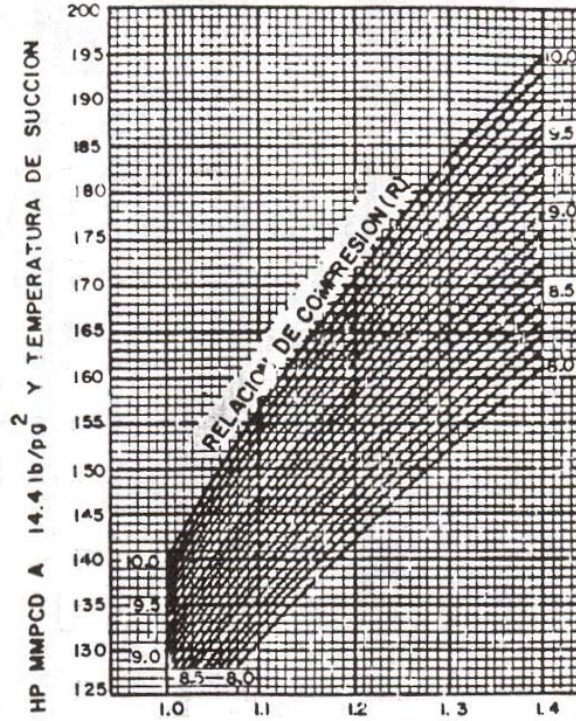


Fig. 5.24

Relación de Calores Específicos (n)=Cp/Cv

**Paso 5.** Seleccionar el tamaño de “armazón” adecuado para el compresor. Con los datos de éste y del cilindro hacer referencia al fabricante del compresor que muestre la máxima potencia permisible para el armazón en particular a la velocidad máxima total. La bhp total encontrada en el paso 4 debe ser menor que el rango del armazón seleccionado. Este variará un poco dependiendo del tiempo de compresor que se esté usando.

**Paso 6.** Estimar el desplazamiento requerido probable. Dividir la capacidad requerida (del paso 1 (d)) entre el número de atmósferas de succión\* y entre una eficiencia volumétrica media (generalmente 0.75). Si se establece la capacidad requerida a las condiciones estándar y la temperatura de succión (paso 1 (b)) es diferente de 60°F, multiplicar entonces la capacidad requerida por un factor de corrección por temperatura, el cual es la relación de la temperatura de succión entre la temperatura estándar (ambas en °R).

\* Número de atmósferas de succión = Presión de succión absoluta entre presión atmosférica absoluta. Cuando la capacidad está medida a 14.7 lb/pg<sup>2</sup>, y la presión atmosférica es menor a 14.7 lb/pg<sup>2</sup>, dividir la presión de succión absoluta entre 14.7 lb/pg<sup>2</sup> para obtener las atmósferas de succión corregidas.

**Paso 7.** Seleccionar el cilindro probable.- Usar los datos de cilindro y armazón utilizados para elegir el tamaño de armazón en el paso 5. Seleccionar el cilindro que tenga el desplazamiento justo requerido en la estimación (paso 6). Verificar y comparar las máximas presiones permisibles y la máxima presión diferencial del cilindro seleccionado contra las presiones de operación.

$$\text{Presión Diferencial de Operación} = \text{Presión de Descarga} - \text{Presión de Succión.}$$

No exceder las máximas presiones permisibles en ninguno de los casos. Un compresor representativo contará con ésta información.

**Paso 8.** Determinar la eficiencia volumétrica exacta. Este se encuentra usando la fórmula:

$$VE = \text{Constante} - \text{Espacio Inherente en el Cilindro. } (CR^{1/n} - 1)$$

Donde:

Constante = VE para un cilindro particular, corrigiendo para ineficiencias menores tales como llenado incompleto del cilindro durante la carrera de entrada.

Espacio Inherente en el Cilindro = Constante para cualquier cilindro expresado como porcentaje del volumen total.

Estos factores deben obtenerse del fabricante.

**Paso 9.** Determinar la capacidad del compresor:

- a) Capacidad Real.- Multiplicar el desplazamiento del cilindro seleccionado (paso 7) por la eficiencia volumétrica (paso 8) y por el número de atmósferas de succión (paso 6).
- b) Capacidad para reducir los HP. Multiplicar la capacidad real (Paso 9 (a)) por una corrección de presión.
  1. La corrección de presión, es la presión atmosférica absoluta dividida entre 14.4 lb/pg<sup>2</sup>.
  2. Si la capacidad está expresada en pies<sup>3</sup>/min., multiplicar por 1440 para obtener pies<sup>3</sup>/día.

Nota: La temperatura de entrada no afecta la potencia del compresor, en el paso 9 (b) no debe hacerse corrección por temperatura.

- c) Capacidad a las condiciones estándar de 14.7 lb/pg<sup>2</sup> y 60 °F. Multiplicar la capacidad real (paso 9 (a)) por una corrección por presión y una corrección por temperatura.
  1. La corrección por temperatura es 520 °R divididos entre la temperatura de succión en operación, expresada en °R.
  2. La corrección por presión es la temperatura atmosférica absoluta dividida entre 14.7 lb/pg<sup>2</sup> (generalmente el aire y el gas se miden a 14.7 lb/pg<sup>2</sup>, de manera que no se requiere la corrección por presión).

**Paso 10.** Calcular la potencia total bhp requerida. Multiplicar la capacidad (paso 9 (b)) expresada en MM pies<sup>3</sup>/día/bhp, determinada en el paso 3. Esta bhp no debe exceder el rango máximo de potencia del armazón elegido en el paso 5. Si la potencia total requerida en hp excede la potencia máxima del armazón, debe usarse entonces el siguiente tamaño mayor de armazón y repetir el procedimiento a partir del paso 5.

Resultados Finales:

El comportamiento total de operación del compresor ha sido determinado y generalmente se expresa en términos de:

Presión de Succión en  $\text{lb/pg}^2$  (absoluta o manométrica).

Temperatura de Succión en °F o °C.

Presión de Descarga en  $\text{lb/pg}^2$  (absoluta o manométrica).

Potencia del Compresor en bhp.

Velocidad del Compresor en rpm (revoluciones por minuto).



---

# 6

## **APLICACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**

## 6.1 APLICACIÓN No. 1

### 6.1.1 PROCEDIMIENTO GRÁFICO PARA VÁLVULAS BALANCEADAS

Calcular el espaciamento de válvulas y mostrar una tabla de resultados para una instalación de Bombeo Neumático Continuo con válvulas balanceadas, dados los siguientes datos:

<b>Datos:</b>	<b>Magnitud:</b>
Gasto de Aceite, $q_o$	800 bl/día
Índice de Productividad, $J = IP$	2 bl/día/lb/pg <sup>2</sup>
Presión Estática en el Fondo del Pozo, $P_{ws}$	2500 lb/pg <sup>2</sup>
Presión en la Cabeza del Pozo, $P_{wh}$	100 lb/pg <sup>2</sup>
Densidad del Aceite, $\rho_o$	35 °API
Temperatura Superficial	100 °F
Diámetro de la tubería de Producción, $f_{TP}$	2 3/8 pg D.E.
Profundidad Media del Intervalo Disparado	8000 pie
Temperatura en el Fondo del Pozo	200 °F
Densidad del Gas de Inyección, $\gamma_g$	0.65
Presión Superficial del Gas de Inyección	800 lb/pg <sup>2</sup>
Gradiente del Fluido de Control	0.45 lb/pg <sup>2</sup> /pie

El pozo esta totalmente lleno de fluido de control y descarga al separador. No hay producción de agua.

#### Solución:

a) Presión de fondo fluyendo:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \Rightarrow P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{IP}$$

$$P_{wf} = 2500 - \frac{800}{2} = 2100 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

b) Para calcular el gradiente estático y gradiente fluyendo abajo del punto de inyección, se emplea la Figura 6.1 del gradiente estático. Para una densidad de 35 °API y con 0 % de agua, se obtiene un gradiente de 0.368 [lb/pg<sup>2</sup>/pie] de la gráfica de gradientes.

$$\text{Nivel estático} = 8000 - \left( \frac{2500}{0.368} \right) = 1206.52 \text{ [pie]}$$

$$\text{Nivel dinámico} = 8000 - \left( \frac{2100}{0.368} \right) = 2293.48 \text{ [pie]}$$

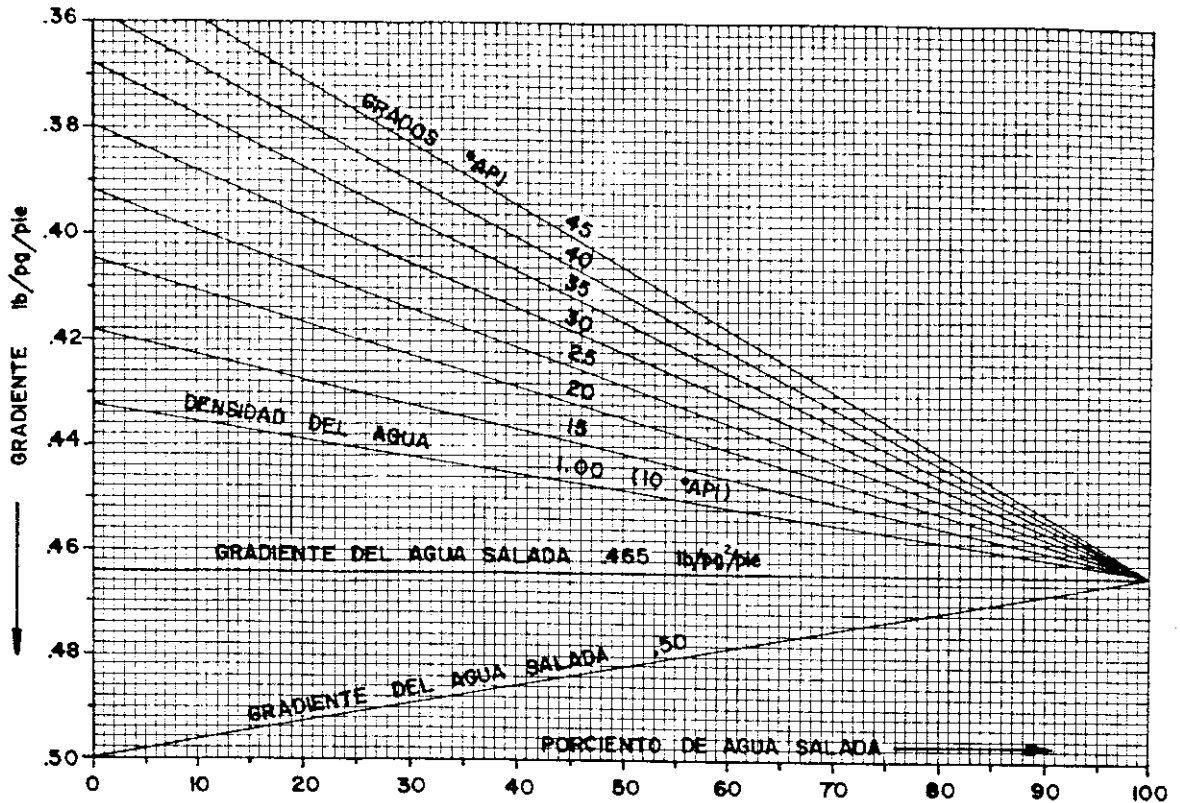


Fig. 6.1 Gradientes para mezclas de aceite-agua salada

- c) Para calcular los Gradientes de gas a la presión de operación y a la presión disponible se utiliza la Figura 6.2 para el cálculo del gradiente de la columna de gas:

De la Figura 6.2:

- Con  $800 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$  y con  $\gamma_g = 0.65$ , se tiene una  $\Delta P = 19 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$  por cada  $1000 \text{ [pie]}$  de profundidad

$$\bar{T}_{calculada} = \frac{100 + \left[ 70 + 1.6 \left( \frac{\text{profundidad}}{100} \right) \right]}{2} = \frac{100 + \left[ 70 + 1.6 \left( \frac{8000}{100} \right) \right]}{2} = 149 \text{ [}^\circ\text{F]}$$

$$\Delta P_{corregida} = (\Delta P_{leída}) \left( \frac{\bar{T}_{calculada} + 460}{\bar{T}_{real} + 460} \right) = (19) \left( \frac{149 + 460}{150 + 460} \right) = 18.97 \text{ [lb/pg}^2\text{]} \text{ por cada } 1000 \text{ [pie]} \text{ de profundidad}$$

- Con  $900 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$  y con  $\gamma_g = 0.65$ , se tiene una  $\Delta P = 21.2 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$  por cada  $1000 \text{ [pie]}$  de profundidad

$$\Delta P_{corregida} = (21.2) \left( \frac{149 + 460}{150 + 460} \right) = 21.17 \text{ [lb/pg}^2\text{]} \text{ por cada } 1000 \text{ [pie]} \text{ de profundidad}$$

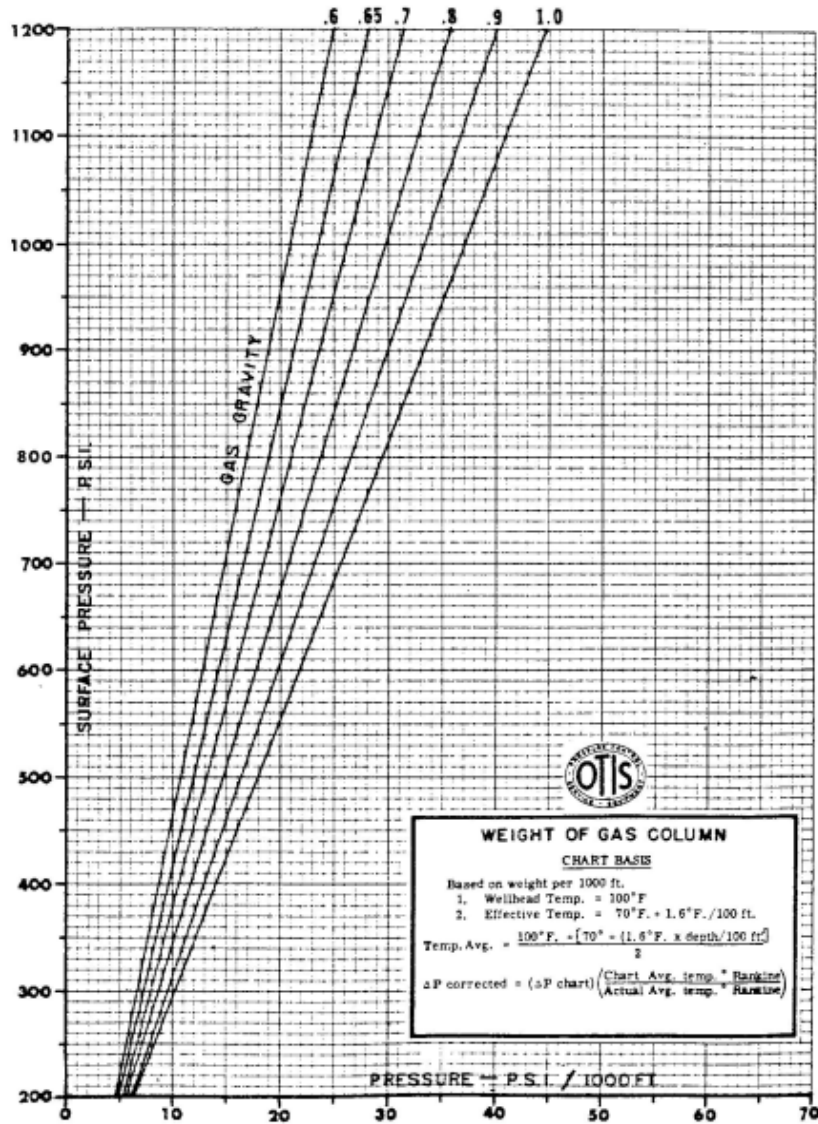


Fig. 6.2 Gradientes de la Columna de Gas

Entonces, las líneas de gradiente del gas son:

Profundidad (pie)	Pso (lb/pg <sup>2</sup> )	Pdisp (lb/pg <sup>2</sup> )
0	800	900
1000	818.97	921.17
2000	837.94	942.33
3000	856.91	963.50
4000	875.88	984.66
5000	894.84	1005.83
6000	913.81	1026.99
7000	932.78	1048.16
8000	951.75	1069.32



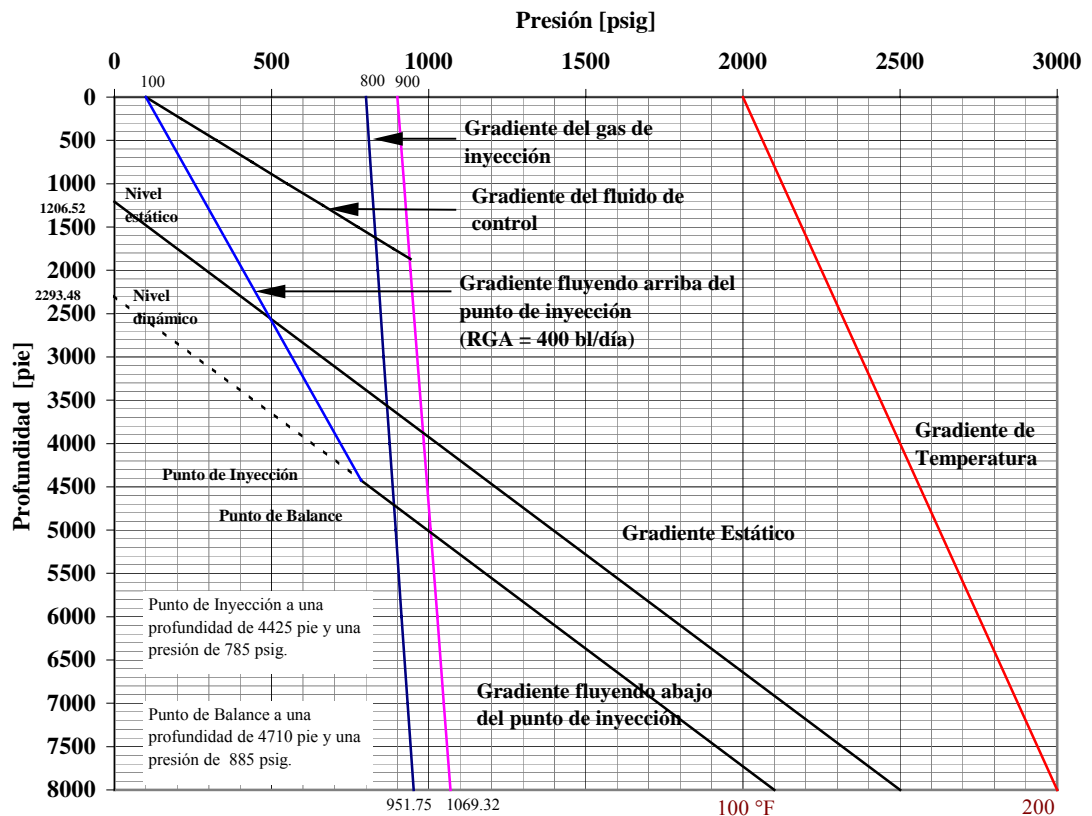
d) Línea de gradiente del fluido de control:

$$\text{grad}_{F_c} = 0.45 \text{ (lb/pg}^2\text{/pie)}$$

$$\text{Presión} = P_{wh} + (\text{grad}_{F_c})(\text{profundidad})$$

Profundidad (pie)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )
0	100
250	212.5
500	325.0
750	437.5
1000	550.0
1250	662.5
1500	775.0
1750	887.5
1870	941.5

e) Restándole 100 lb/pg<sup>2</sup> al punto de intersección del gradiente de operación con el gradiente fluyendo se obtiene el punto de inyección, el cual esta a una profundidad de 4425 pie.



f) Para trazar el gradiente fluyendo arriba del punto de inyección, se localiza en una hoja blanca transparente el punto de la Pwh y el de inyección con una presión y profundidad dada, entrando a las curvas de gradiente para tubería de producción de 1.995 pg. y un

gasto de aceite de 800 bl/día, estos dos puntos coinciden en la curva de RGLT = 400 pie<sup>3</sup>/bl. A diferentes presiones obtenemos el gradiente fluyendo:

Profundidad (pie)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )
0	100
750	200
2200	400
2800	500
3500	600
4300	775
4425	785

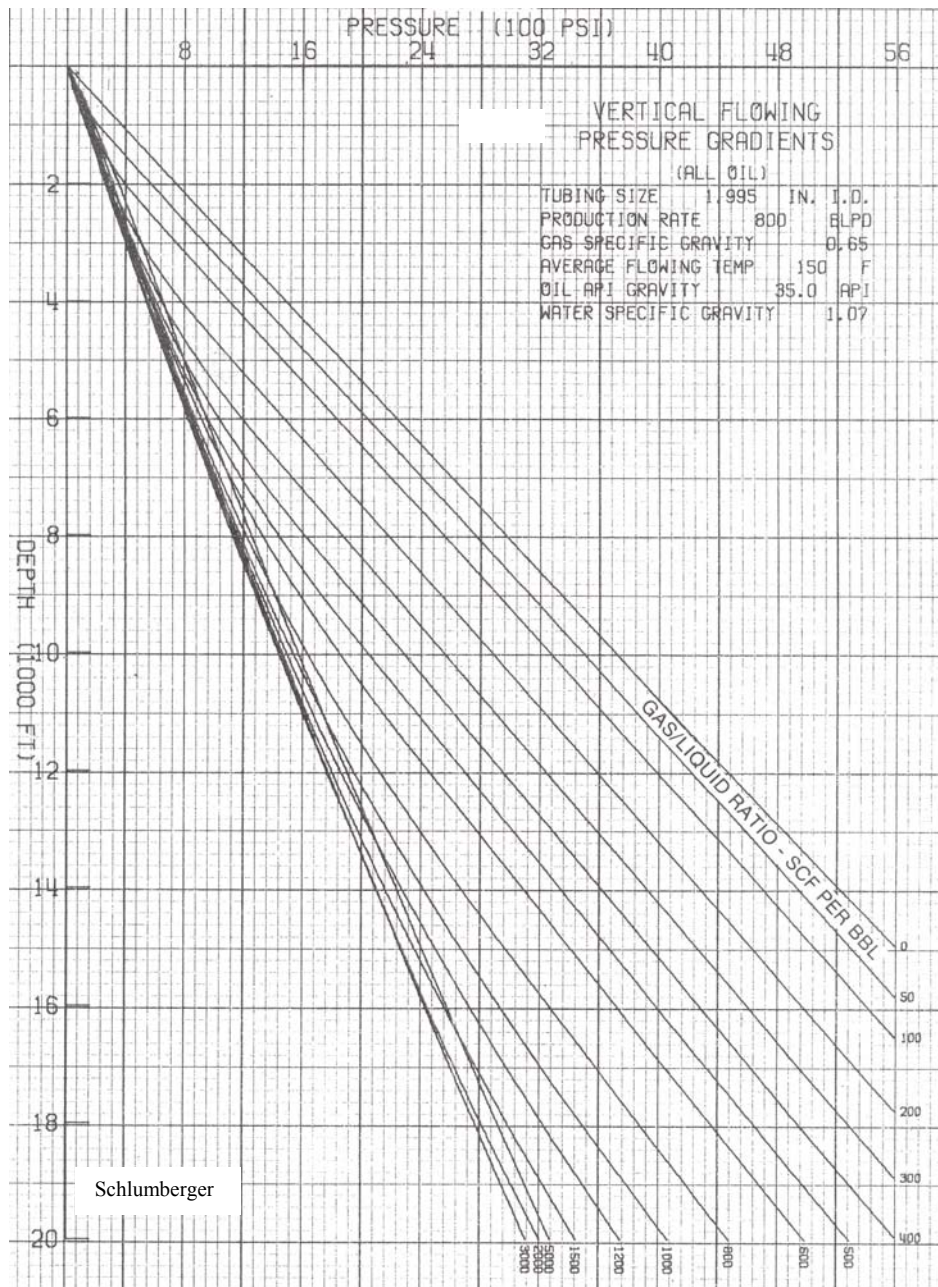


Fig. 6.3 Curva de Gradiente de Presión en Flujo Vertical

Factores de Corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno a 60 °F											
°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct
61	0.998	101	0.919	141	0.852	181	0.794	221	0.743	261	0.698
62	0.996	102	0.917	142	0.85	182	0.792	222	0.742	262	0.697
63	0.994	103	0.915	143	0.849	183	0.791	223	0.74	263	0.696
64	0.991	104	0.914	144	0.847	184	0.79	224	0.739	264	0.695
65	0.989	105	0.912	145	0.845	185	0.788	225	0.738	265	0.694
66	0.987	106	0.91	146	0.844	186	0.787	226	0.737	266	0.693
67	0.985	107	0.908	147	0.842	187	0.786	227	0.736	267	0.692
68	0.983	108	0.906	148	0.841	188	0.784	228	0.735	268	0.691
69	0.981	109	0.905	149	0.839	189	0.783	229	0.733	269	0.69
70	0.979	110	0.903	150	0.838	190	0.782	230	0.732	270	0.689
71	0.977	111	0.901	151	0.836	191	0.78	231	0.731	271	0.688
72	0.975	112	0.899	152	0.835	192	0.779	232	0.73	272	0.687
73	0.973	113	0.898	153	0.833	193	0.778	233	0.729	273	0.686
74	0.971	114	0.896	154	0.832	194	0.776	234	0.728	274	0.685
75	0.969	115	0.894	155	0.83	195	0.775	235	0.727	275	0.684
76	0.967	116	0.893	156	0.829	196	0.774	236	0.725	276	0.683
77	0.965	117	0.891	157	0.827	197	0.772	237	0.724	277	0.682
78	0.963	118	0.889	158	0.826	198	0.771	238	0.723	278	0.681
79	0.961	119	0.887	159	0.825	199	0.77	239	0.722	279	0.68
80	0.959	120	0.886	160	0.823	200	0.769	240	0.721	280	0.679
81	0.957	121	0.884	161	0.822	201	0.767	241	0.72	281	0.678
82	0.955	122	0.882	162	0.82	202	0.766	242	0.719	282	0.677
83	0.953	123	0.881	163	0.819	203	0.765	243	0.718	283	0.676
84	0.951	124	0.879	164	0.817	204	0.764	244	0.717	284	0.675
85	0.949	125	0.877	165	0.816	205	0.762	245	0.715	285	0.674
86	0.947	126	0.876	166	0.814	206	0.761	246	0.714	286	0.673
87	0.945	127	0.874	167	0.813	207	0.76	247	0.713	287	0.672
88	0.943	128	0.872	168	0.812	208	0.759	248	0.712	288	0.671
89	0.941	129	0.871	169	0.81	209	0.757	249	0.711	289	0.67
90	0.939	130	0.869	170	0.809	210	0.756	250	0.71	290	0.699
91	0.938	131	0.868	171	0.807	211	0.755	251	0.709	291	0.668
92	0.936	132	0.866	172	0.806	212	0.754	252	0.708	292	0.667
93	0.934	133	0.864	173	0.805	213	0.752	253	0.707	293	0.666
94	0.932	134	0.863	174	0.803	214	0.751	254	0.706	294	0.665
95	0.93	135	0.861	175	0.802	215	0.75	255	0.705	295	0.664
96	0.928	136	0.86	176	0.8	216	0.749	256	0.704	296	0.663
97	0.926	137	0.858	177	0.799	217	0.748	257	0.702	297	0.662
98	0.924	138	0.856	178	0.798	218	0.746	258	0.701	298	0.662
99	0.923	139	0.855	179	0.796	219	0.745	259	0.7	299	0.661
100	0.921	140	0.853	180	0.795	220	0.744	260	0.699	300	0.66

**Tabla 6.1 Factores de Corrección para domo cargado de Nitrógeno a 60 °F**

g) Presión de apertura de cada válvula a la profundidad correspondiente (Pvo) y presión de calibración del domo (Pbt = Pd):

Con ayuda de la Figura 6.2 para cada Presión de Operación para cada válvula se tiene:

Válvula 1:

- Con  $P_{so} = 875 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$  y con  $\gamma_g = 0.65$ , se tiene una  $\Delta P = 20.7 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$  por cada 1000 [pie] de profunda  $d$

$$\bar{T}_{calculada} = \frac{100 + \left[ 70 + 1.6 \left( \frac{1870}{100} \right) \right]}{2} = 99.96 \text{ [}^\circ\text{F]}$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{100 + 123.5}{2} = 111.75 \text{ [}^\circ\text{F]}$$

$$\Delta P_{corregida} = \left( \frac{20.7}{1000} \right) \left( \frac{99.96 + 460}{111.75 + 460} \right) (1870) = 37.91 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta P_{corregida} = 875 + 37.91 = 912.91 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$$

De la tabla 6.1,  $C_t = 0.8800$ , y como  $C_t = \frac{P_{bt} @ 60 \text{ [}^\circ\text{F]}}{P_{vo} @ 123.5 \text{ [}^\circ\text{F]}} \Rightarrow P_{bt} = (C_t)(P_{vo} @ 123.5 \text{ [}^\circ\text{F]})$

Entonces,  $P_{bt} = (0.8800)(912.91) = 803.36 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$

h) Cálculo del gasto de gas:

$q_{gi} = (RGA)q_o$  Suponiendo una RGA de inyección de 400 [pie<sup>3</sup>/bl].

$q_{gi} = (400) \cdot 800 = 320\,000 \text{ [pie}^3\text{/día]}$

Factor de corrección del gasto de gas de inyección:

$F_c = 0.0544(\gamma_g \cdot T)^{0.5} = 0.0544[0.65(155.5+460)]^{0.5} = 1.088102$

Entonces, el gasto de gas de inyección corregido es:

$q_{gic} = (320\,000)(1.088102) = 348192.638 \text{ [pie}^3\text{/día]}$

i) Diámetro del Orificio

Relación de calores específicos, con  $T_{PI} = 155.5 \text{ [}^\circ\text{F]}$  y  $\gamma_g = 0.65$ , se obtiene que  $k = 1.26$  (Figura 6.4)

$$C_d A = \frac{348192.638}{155\,500(920) \left\{ \frac{64.34(1.26)}{(0.65)(155.5 + 460)(1.26 - 1)} \left[ \left( \frac{785}{920} \right)^{\frac{2}{1.26}} - \left( \frac{785}{920} \right)^{\frac{1.26+1}{1.26}} \right] \right\}^{0.5}} = 0.01742206$$

$$\Rightarrow \phi = 64 \left[ \frac{4(0.01742206)}{\pi} \right]^{0.5}$$

$$\therefore \phi \cong \frac{10}{64} \text{ [pg]} \approx \frac{3}{16} \text{ [pg]}$$

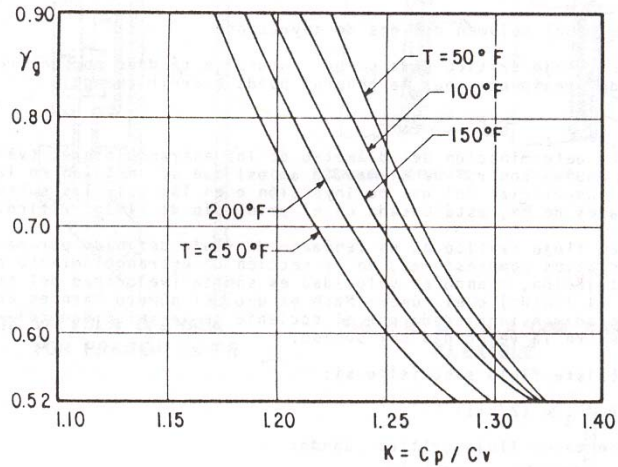
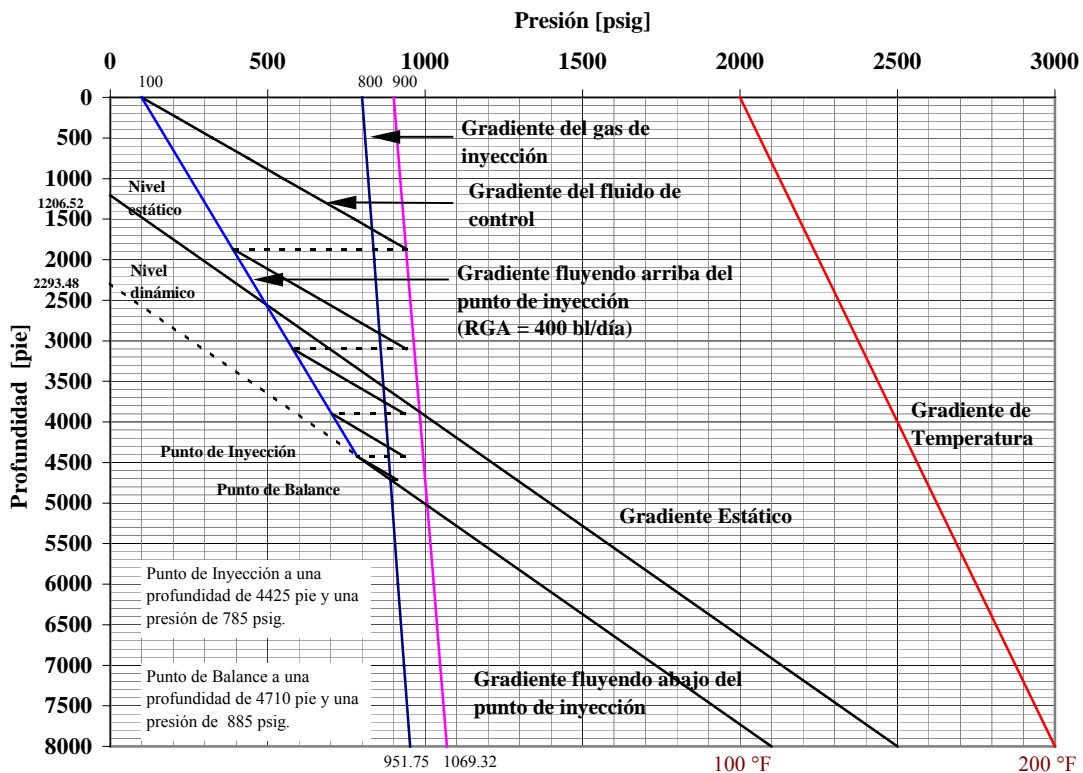


Fig. 6.4 Relación de Calores Específicos en Función de la Temperatura y la Densidad Relativa

j) RESULTADOS: Presiones (lb/pg<sup>2</sup>), Profundidad (pie), Temperaturas (°F).  
 $\Delta P$  (lb/pg<sup>2</sup> por cada 1000 ft),  $\Delta P_{\text{correg.}}$  (lb/pg<sup>2</sup>).

Válvula	Profundidad	Temperatura	T calculada	T real	Pso	$\Delta P$	$\Delta P_{\text{correg}}$	Pvo	Ct	Pbt
1	1870	123.5	99.96	111.75	875	20.7	37.91	912.91	0.88	803.36
2	3100	138.75	109.8	119.375	850	20	60.97	910.97	0.85525	779.11
3	3900	148.75	116.2	124.375	825	19.5	74.98	899.98	0.8395	755.53
4	4425	155.5	120.4	127.75	800	19	83.02	883.02	0.8295	732.46
5	4710	159	122.68	129.5	775	18.5	86.12	861.12	0.825	710.42



### 6.1.2 PROCEDIMIENTO GRÁFICO PARA VÁLVULAS DESBALANCEADAS

Los mismos datos de la aplicación anterior, pero en este se utilizarán Válvulas Desbalanceadas.

<b>Datos:</b>	<b>Magnitud:</b>
Gasto de Aceite, $q_o$	800 bl/día
Índice de Productividad, $J=IP$	2 bl/día/lb/pg <sup>2</sup>
Presión Estática en el Fondo del Pozo, $P_{ws}$	2500 lb/pg <sup>2</sup>
Presión en la Cabeza del Pozo, $P_{wh}$	100 lb/pg <sup>2</sup>
Densidad del Aceite, $\rho_o$	35 °API
Temperatura Superficial	100 °F
Diámetro de la tubería de Producción, $f_{TP}$	2 3/8 pg D.E.
Profundidad Media del Intervalo Disparado	8000 pie
Temperatura en el Fondo del Pozo	200 °F
Densidad del Gas de Inyección, $\gamma_g$	0.65
Presión Superficial del Gas de Inyección	800 lb/pg <sup>2</sup>
Gradiente del Fluido de Control	0.45 lb/pg <sup>2</sup> /pie

El pozo esta totalmente lleno de fluido de control y descarga al separador. No hay producción de agua.

#### Solución:

1. Cálculo de la presión de fondo fluyendo:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \Rightarrow P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{IP}$$

$$P_{wf} = 2500 - \frac{800}{2} = 2100 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$$

2. Cálculo del nivel dinámico:

$$\text{Nivel Dinámico} = \text{Profundidad} - \frac{P_{wf}}{\gamma_o \times 0.433} = 8000 - \frac{2100}{0.85 \times 0.433} = 2294.25 \text{ [pie]}$$

Uniendo el punto del nivel dinámico con el valor de la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ), se obtiene el gradiente natural (RGLN)

3. Con la presión de operación y la disponible se trazan los gradientes correspondientes.

Profundidad (pie)	Pso (lb/pg <sup>2</sup> )	Pdisp (lb/pg <sup>2</sup> )
0	800	900
1000	818.97	921.17
2000	837.94	942.33
3000	856.91	963.50
4000	875.88	984.66
5000	894.84	1005.83
6000	913.81	1026.99
7000	932.78	1048.16
8000	951.75	1069.32

4. Donde se interseca el gradiente de la presión de inyección ( $P_{so}$ ) con el gradiente de la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) se obtiene el punto de inyección a una profundidad de 4425 pie y una presión de 785 lb/pg<sup>2</sup>.
5. Con el valor de la presión en la cabeza del pozo de  $P_{wh} = 100$  lb/pg<sup>2</sup> y la presión del punto de inyección de 785 lb/pg<sup>2</sup>, se emplean las curvas de gradiente para una tubería de producción de 1.995 pg. y  $q_o = 800$  bl/día y 0% de agua, se obtiene una RGAT = 400 pie<sup>3</sup>/bl (Figura 6.3); a continuación se localizan los puntos a diferentes presiones para trazar la curva de la tubería de producción fluyendo real.

Profundidad (pie)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )
0	100
750	200
2200	400
2800	500
3500	600
4300	775
4425	785

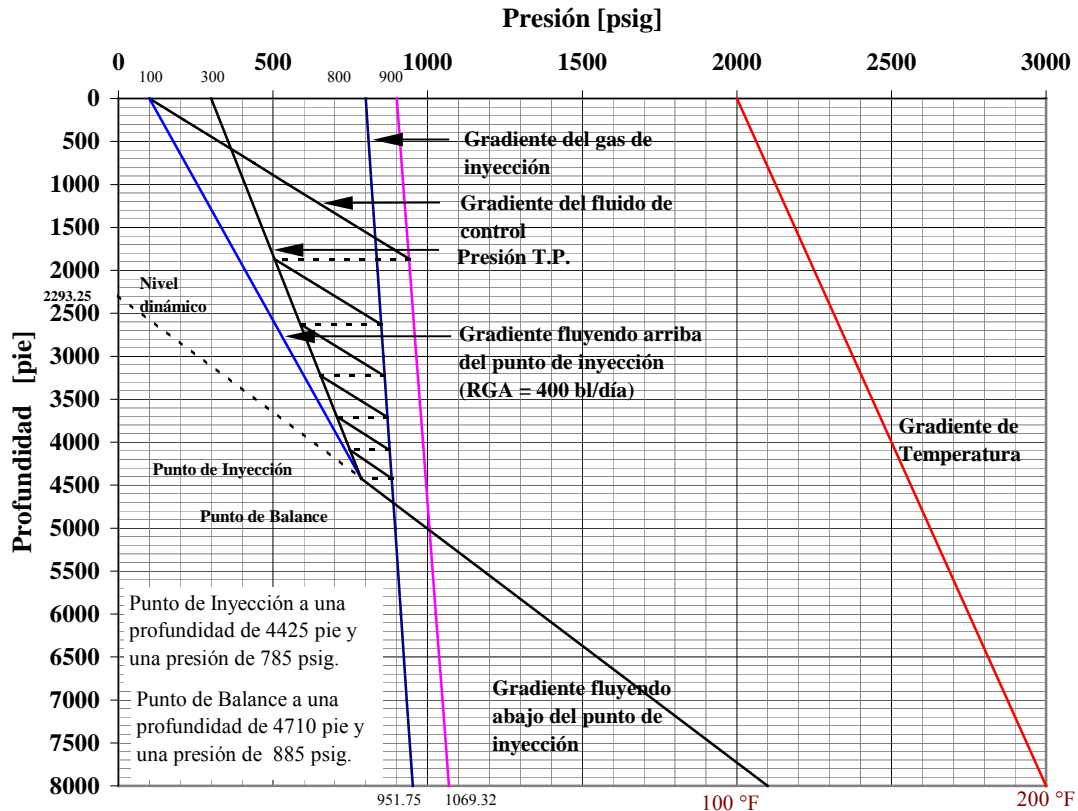
6. Al valor de la presión en la cabeza del pozo  $P_{wh} = 100$  lb/pg<sup>2</sup> se le adicionan 200 lb/pg<sup>2</sup> y este punto se une al de inyección, obteniéndose así, la curva de la presión en la tubería de producción de diseño.
7. Con el dato de gradiente de fluido de control = 0.45 lb/pg<sup>2</sup>/pie a diferentes profundidades, se obtiene el gradiente del fluido de control hasta intersectarse a la presión disponible, donde se localiza la profundidad de la 1ª válvula.

$$\text{grad}_{F_c} = 0.45 \text{ (lb/pg}^2\text{/pie)}$$

$$\text{Presión} = P_{wh} + (\text{grad}_{F_c})(\text{profundidad})$$

Profundidad (pie)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )
0	100
250	212.5
500	325.0
750	437.5
1000	550.0
1250	662.5
1500	775.0
1750	887.5
1870	941.5

8. Donde se interseca la horizontal de cada válvula con los gradientes de la tubería de producción de diseño y fluyendo real se obtienen las presiones correspondientes (columnas 10 y 11)



9. Con la temperatura en la boca del pozo y la del fondo se traza el gradiente de temperatura obteniendo la temperatura de cada válvula (columna 3).
10. La presión superficial de apertura (Pso) de la 1ª Válvula se obtiene restando 50 lb/pg<sup>2</sup> a la presión disponible, las válvulas subsecuentes se dejan a una diferencia de 10 lb/pg<sup>2</sup> entre una y otra. (Columna 6)
11. Para determinar la presión de apertura (Pvo) de cada válvula a la profundidad correspondiente (Pvo = Pso + ΔP<sub>correg.</sub>). (Columna 9)
12. Para calcular la presión del domo a la temperatura de la válvula que es igual a la presión de cierre frente a la válvula, se utiliza la expresión:

$$Pd = Pbt = Pvo(1 - R) + P_i(R)$$

Entrando a la siguiente expresión, con una presión corriente arriba de 890 lb/pg<sup>2</sup>, y presión corriente abajo 785 lb/pg<sup>2</sup>, ambos valores tomados del punto de inyección, y con el volumen de gas de 348192.638 pie<sup>3</sup>/día, se obtiene un diámetro de orificio de 10/64 pg. Con este diámetro deberán consultarse los catálogos del fabricante; en general son muy empleadas las válvulas CAMCO.

$$C_d A = \frac{q_g}{155500 P_1 \left\{ \frac{64.34 k}{\gamma_g (T + 460) (k - 1)} \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{(k+1)}{k}} \right] \right\}^{0.5}}$$



Utilizando una válvula CP-J20, con  $A_b = 0.7650$  y  $A_v = 0.0291$ ;  $R = A_v/A_b = 0.038$ , y  $(1-R)$  es igual a 0.962, para un orificio de 3/16, que es el más cercano a 10/64 pg.

De la sustitución de  $P_{vo}$  (columna 9) y  $P_t$  (columna 10), se obtiene  $P_{bt}$  a  $T_v$  (columna 12).

$$\text{Para la 1ª válvula: } P_{d_1} = P_{bt_1} = 886.63(0.962) + 505(0.038) = 872.11 [lb/pg^2]$$

13. Para obtener la presión superficial de cierre  $P_{sc}$ , se utiliza se utiliza la expresión.

$$P_{sc} = P_{bt} - \Delta P_{\text{correg.}} \quad (\text{columna 13})$$

$$P_{sc_1} = 872.11 - 36.63 = 835.48 [lb/pg^2]$$

14. Utilizando el factor de corrección por temperatura a 60 °F (Tabla 6.1) y multiplicando por la  $P_{bt}$  a  $T_v$ , se obtiene la presión del domo, para cada válvula a 60 °F.

$$P_{bt_1} = (P_{bt} \text{ a } T_v) C_t = 872.11 \times 0.88 = 767.46 [lb/pg^2]$$

15. Para calcular la presión de apertura en el probador ( $P_{tro}$ ) para cada válvula a 60 °F, se utiliza la siguiente expresión:

$$P_{tro} = \frac{P_{bt} @ 60^\circ F}{1 - R} \quad (\text{Columna 16})$$

$$P_{tro_1} = \frac{767.46}{1 - 0.038} = 797.81 [lb/pg^2]$$

16. Para determinar la presión de apertura de cada válvula a la profundidad correspondiente, utilizando la presión en la tubería de producción fluyendo real.

$$P_{vo_{real}} = \frac{P_{bt} - P_t R}{1 - R} \quad (\text{Columna 17})$$

donde,  $P_{bt} = P_{bt}$  a  $T_v$  y  $P_t =$  Presión en tubería de producción fluyendo ( $P_{t_{real}}$ ).

$$P_{vo_1} = \frac{872.11 - 390(0.038)}{1 - 0.038} = 891.18 [lb/pg^2]$$

17. Para determinar la presión superficial de apertura de cada válvula bajo condiciones reales de operación, se emplea la siguiente expresión:

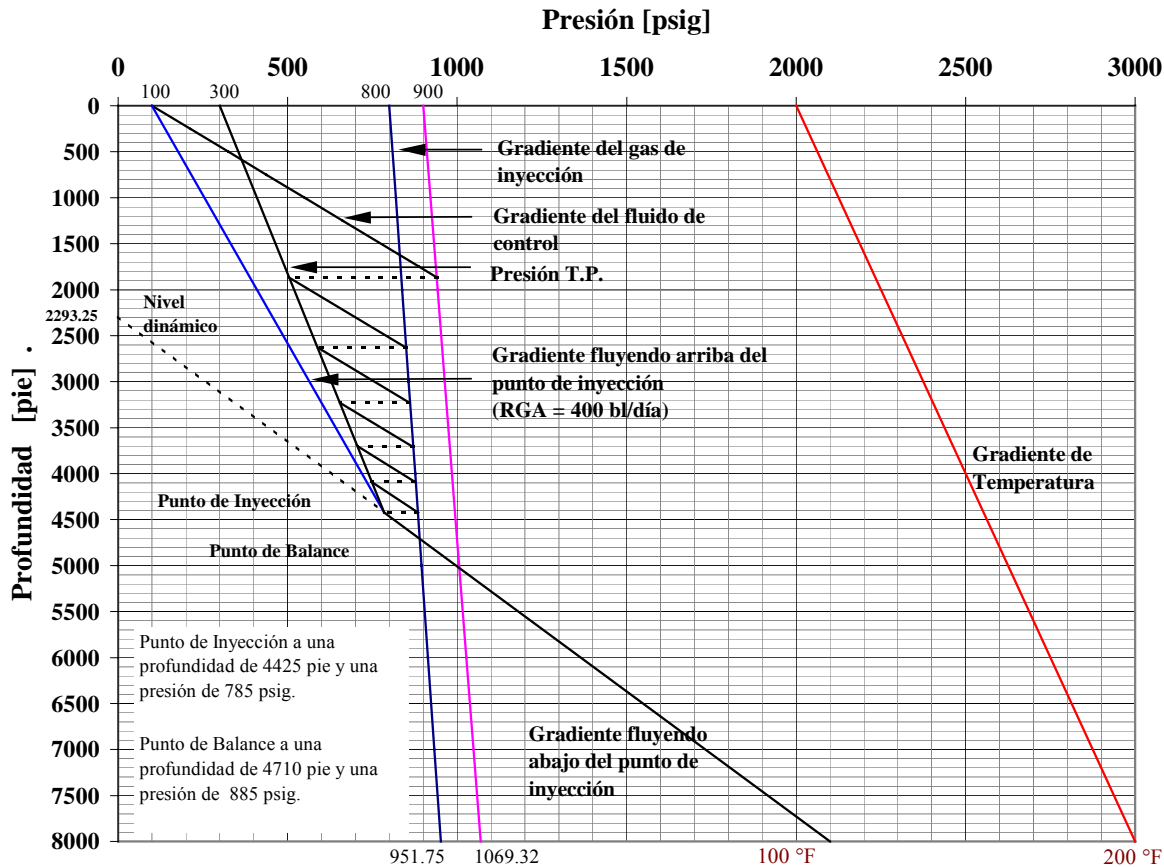
$$P_{so_{real}} = P_{vo_{real}} - \Delta P_{\text{correg.}} \quad (\text{Columna 18})$$

$$P_{so_1} = 891.18 - 36.63 = 854.55 [lb/pg^2]$$

**RESULTADOS:**

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Válvula	Profundidad (pie)	Temperatura (°F)	T calculada (°F)	T real (°F)	Pso diseño (lb/pg <sup>2</sup> )	ΔP (lb/pg <sup>2</sup> )1000 pie	ΔP correg. (lb/pg <sup>2</sup> )	Pvo diseño (lb/pg <sup>2</sup> )
1	1870	123.5	99.96	111.75	850	20	36.63	886.63
2	2630	133	106.04	116.5	840	19.8	51.13	891.13
3	3230	140.5	110.84	120.25	830	19.6	62.28	892.28
4	3710	146	114.68	123	820	19.4	70.95	890.95
5	4090	151	117.72	125.5	810	19.2	77.48	887.48
6	4425	155.5	120.4	127.75	800	19	83.02	883.02

10	11	12	13	14	15	16	17	18
Pt diseño (lb/pg <sup>2</sup> )	Pt real (lb/pg <sup>2</sup> )	Pbt a Tv (lb/pg <sup>2</sup> )	Psc (lb/pg <sup>2</sup> )	Ct	Pbt (lb/pg <sup>2</sup> )	Ptro (lb/pg <sup>2</sup> )	Pvo real (lb/pg <sup>2</sup> )	Pso real (lb/pg <sup>2</sup> )
505	390	872.11	835.48	0.88	767.46	797.81	891.18	854.55
590	505	879.67	828.55	0.864	760.04	790.09	894.49	843.36
655	600	883.26	820.97	0.8525	752.98	782.75	894.46	832.17
710	675	884.06	813.12	0.844	746.15	775.66	892.33	821.38
750	730	882.25	804.77	0.836	737.56	766.73	888.28	810.79
785	785	879.29	796.27	0.8295	729.38	758.22	883.02	800.00



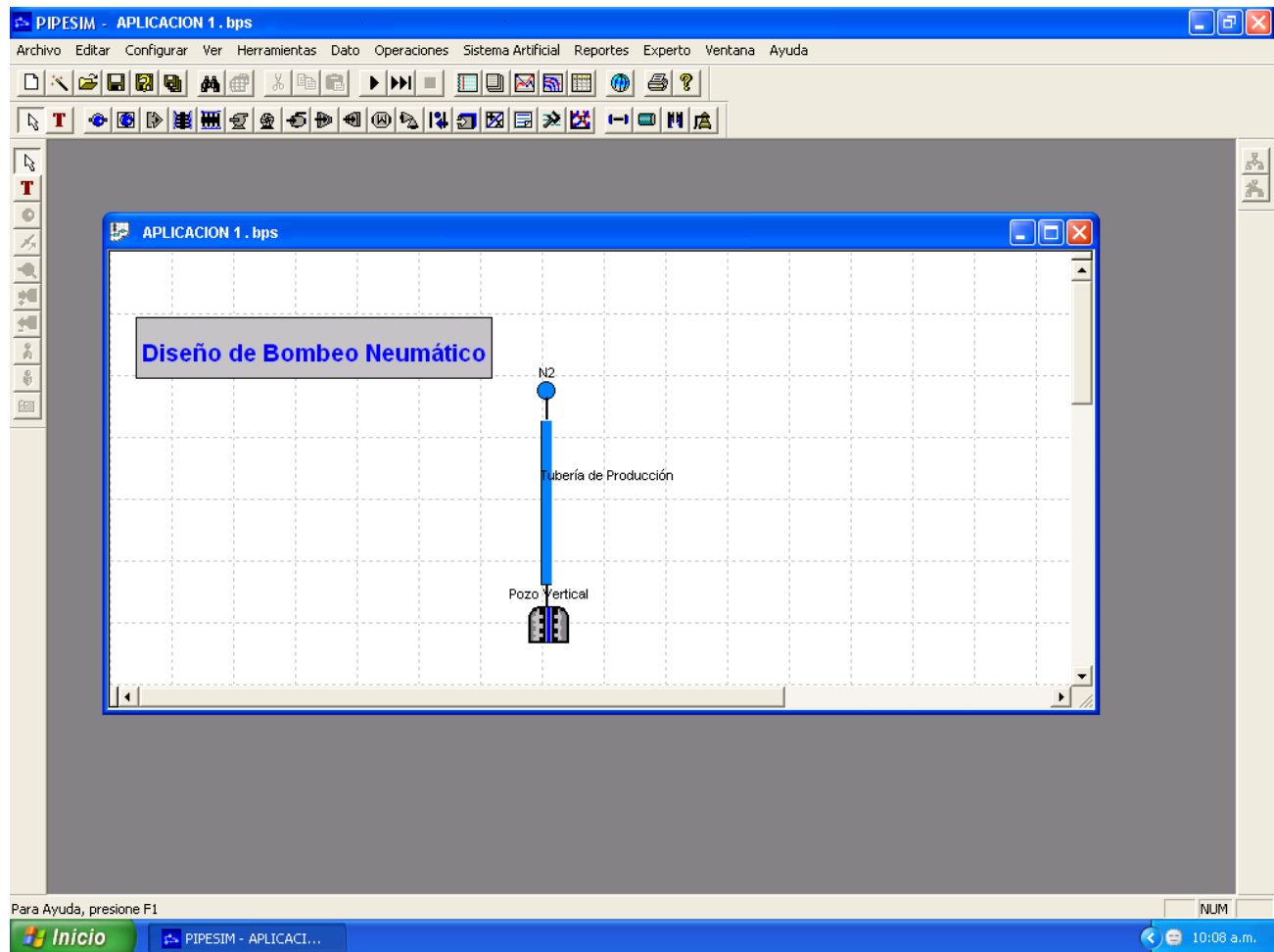
### 6.1.3 CÁLCULO CON SOFTWARE COMERCIAL: PIPESIM DE SCHLUMBERGER

Con el software de Schlumberger llamado PIPESIM se puede simular tres sistemas artificiales que son: Bombeo Neumático, Bombeo Electrocentrífugo y Bombeo Mecánico.

#### Procedimiento para la Simulación de Bombeo Neumático Continuo.

Primeramente se conocen todas las herramientas que tiene el software para la construcción de nuestro pozo.

1. **Abrir archivo nuevo y suministrar datos del proyecto.**
2. **Construir el aparejo de producción del pozo.** Una vez realizado, se procede a meter la información que se tenga de él, como puede ser presión estática, temperatura, presión de fondo fluyendo, gasto de aportación del pozo, profundidad, tuberías, etc.



Las siguientes imágenes muestran el procedimiento a seguir para el suministro de datos al programa. Con el botón secundario del mouse se hace clic en la parte del diagrama del pozo y se abre la parte donde se agregan los datos del pozo.

**Terminación Vertical - Pozo Vertical**

Propiedades: General

Datos de Yacimiento

Presión Estática: 2500 psig

Temperatura: 200 F

Modelo de Terminación

Tipo de Modelo: Vogel's Equation

Potencial Absoluto: 3006.6644 STB/d

Calcular Potencial Absoluto del Pozo

Coefficiente de Vogel: 0.8

q: 800 STB/d

Pwf: 2100 psig

Pws: 2500 psig

Calcular Potencial Absoluto

Aceptar Cancelar Ayuda

**Tubería de Producción - Tubería de Producción**

Propiedades: General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado

Tabla Resumen

Perfil de Desviación Perfil Geotérmico Configuración de la tubería Equipo de Fondo

	MD	TVD	Angulo
	ft	ft	( Deg )
1	0	0	0
2	8000	8000	
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

NOTA: Introducir el dato de referencia en la primera fila

Parámetros Dependientes

TVD

MD

Angulo

Calcular

Aceptar Cancelar Ayuda

Tubería de Producción - Tubería de Producción

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

Introducir TVDs  Introducir MDs

	MD	Temperatura Ambiente	Valor U
-	ft	F	Btu/hr/ft <sup>2</sup>
1	0	100	2
2	8000	200	2
3			2
4			2
5			2
6			2
7			2
8			2
9			2
10			2
11			2
12			2
13			2
14			2
15			2

Aceptar Cancelar Ayuda

Tubería de Producción - Tubería de Producción

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

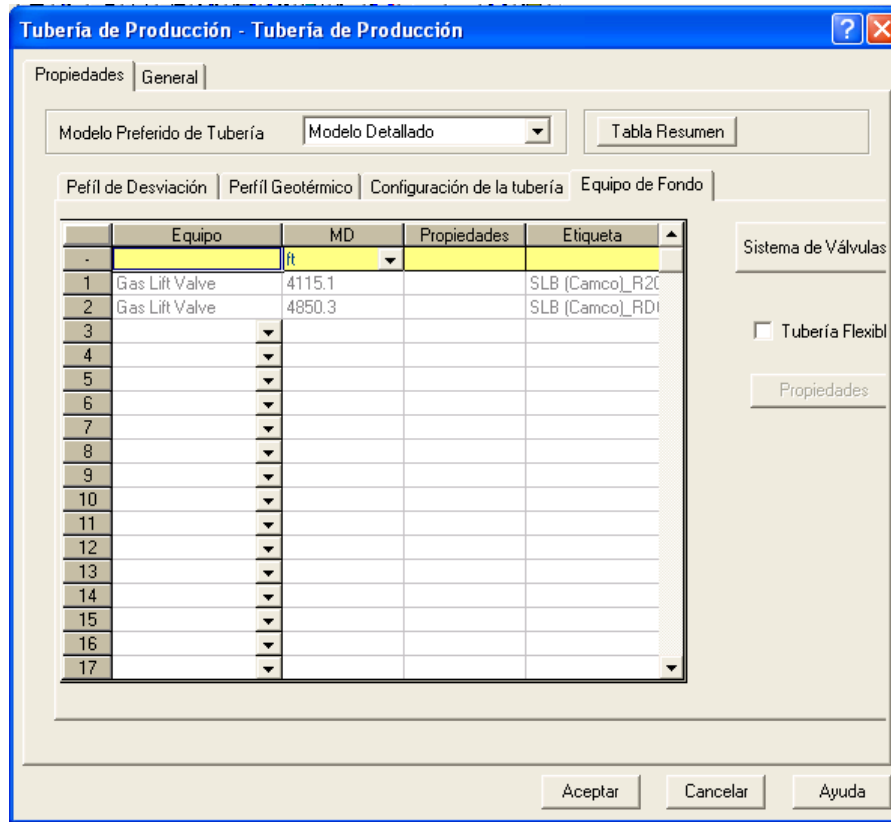
El primer nodo en la lista se refiere al tope de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de desviación  
Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa A la MD como está especificado en la columna MD

Secciones de la Tubería

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimiento	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	8000	1.375	0.5	0.001		Tubing	Tubing1
2	8000	4.89	0.5	0.001		Tubing	Casing1
3			0.5	0.001		Tubing	
4			0.5	0.001		Tubing	
5			0.5	0.001		Tubing	
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

Aceptar Cancelar Ayuda

En equipo de fondo como lo muestra la figura, se tiene una vez que el programa ya haya sido corrido, ya que la información de este, es la distribución y tipo de Válvulas de Bombeo Neumático.



En Configurar del Menú del programa se despliega la siguiente información:

- Datos del Proyecto (Nombre, Ingeniero, Compañía, Pozo, etc)
- Unidades (Inglesas, SI, o definidas por el usuario)
- **Black Oil (Información del Aceite)**
- Composicional (Con datos de Laboratorio)
- Archivo PVT (Información del aceite si se tiene del laboratorio)
- **Correlaciones de Flujo (Multifásico Verticales y Horizontales)**
- Opciones del Módulo de Cálculos
- Definir Reporte
- **Propiedades del Sistema de Bombeo Neumático-LAG**
- Propiedades de la Línea de Flujo (Tubería horizontal)
- Preferencias

De la configuración anterior, los enunciados en negrita son los esenciales para realizar la Simulación de Bombeo Neumático.

### 3. Propiedades Black Oil

- Propiedades del fluido

The screenshot shows the 'DEFAULT - Propiedades "Black Oil"' dialog box with the 'Propiedades "Black Oil"' tab selected. The interface includes the following elements:

- Buttons:** 'Importar...', 'Exportar', 'Aceptar', 'Cancelar', 'Ayuda'.
- Fields:** 'Nombre del Fluido' (default: 'default'), 'Comentario Opcional'.
- Propiedades a Condiciones Estándar:**
  - WCut: 0 %
  - GOR: 400 scf/STB
  - S.G. Gas: 0.84
  - S.G. Agua: 1.02
  - API: 35
- Calibración de datos en el Pb:** A text box containing the instruction: '(La opción de calibración avanzada ha sido seleccionada y los datos de calibración del Punto de Burbuja serán desplegados en la ventana "Calibración Avanzada")'.
- Conificación:** A checkbox for 'Permitir la Conificación' (unchecked) and a button for 'Tabla de Conificación...'.

- Datos de Viscosidad del Fluido (Opcional)

The screenshot shows the 'DEFAULT - Propiedades "Black Oil"' dialog box with the 'Datos de Viscosidad (Opcional)' tab selected. The interface includes the following elements:

- Viscosidad del Crudo Muerto:**
  - Correlación: Beggs & Robinson
  - Temperatura: 200 F, 60.0000 F
  - Viscosidad: 1.7854121 cP, 62.754861 cP
  - API = 35
- Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido:**
  - Límite de % de Agua: 60 %
  - Selected option: 'Fija igual a la Viscosidad del crudo a la del agua <= límite de agua , viscosidad del agua > límite de agua'
  - Other options: 'Relación de Volúmenes de las viscosidades del crudo y agua', 'Usa la Correlación de Woelflin a porcentajes del agua <= límite de agua , y fija igual a la viscosidad del agua > límite de agua'
- Viscosidad del Crudo Vivo:** Chew & Connally
- Viscosidad del Crudo Bajosaturado:** Vasquez & Beggs

- Calibración Avanzada de Datos (Opcional)

The screenshot shows the 'DEFAULT - Propiedades "Black Oil"' dialog box with the 'Calibración Avanzada de Datos (Opcional)' tab selected. The 'Calibración Punto Unico' radio button is chosen. The interface includes sections for 'Arriba de Pb', 'En Pb', and 'En o abajo de Pb', each with various input fields for pressure, temperature, and correlation coefficients. At the bottom, there are buttons for 'Generar Tablas', 'Gráfica de Datos PVT (Conds. Lab. RGA=Rs)...', 'Gráfica de Datos PVT (Conds. Yac.)...', 'Aceptar', 'Cancelar', and 'Ayuda'.

- Contaminantes del Crudo (Opcional): CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, CO

The screenshot shows the 'DEFAULT - Propiedades "Black Oil"' dialog box with the 'Contaminantes (Opcional)' tab selected. The 'Contaminantes como fracciones mole' section contains five rows of input fields for CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, and CO, each with a value of '0' and a range of '(Rango [0..1])'. At the bottom, there are buttons for 'Aceptar', 'Cancelar', and 'Ayuda'.



4. Correlaciones de Flujo Multifásico Vertical y Horizontal

**Dato Global**

Correlaciones de Flujo

Flujo Vertical (Multifásico)

Fuente: bja

Correlación: Orkiszewski

Factor de Fricción: 1      Factor de Colgamiento: 1

Flujo Horizontal (Multifásico)

Fuente: bja

Correlación: Beggs & Brill Revised

Factor de Fricción: 1      Factor de Colgamiento: 1

Ángulo de cambio Vertical-Horizontal de Correlación de Flujo

Ángulo de Cambio: 45 (0-90) grados de la horizontal      45 (0-90) desviación de la vertical

Monofásico

Correlación: Moody

Aceptar      Cancelar      Ayuda

5. Propiedades del Sistema de Bombeo Neumático-LAG

**Propiedades del Sistema de Bombeo Neumático (LAG)**

Propiedades del Sistema de Bombeo Neumático (LAG)

Presión de Operación de Inyección: 900      psig

Gasto de Inyección: 0.32      mmscf/d

Temperatura Superficial de Inyección: 100      F

DP Mínimo de Inyección en la Válvula: 100      psi

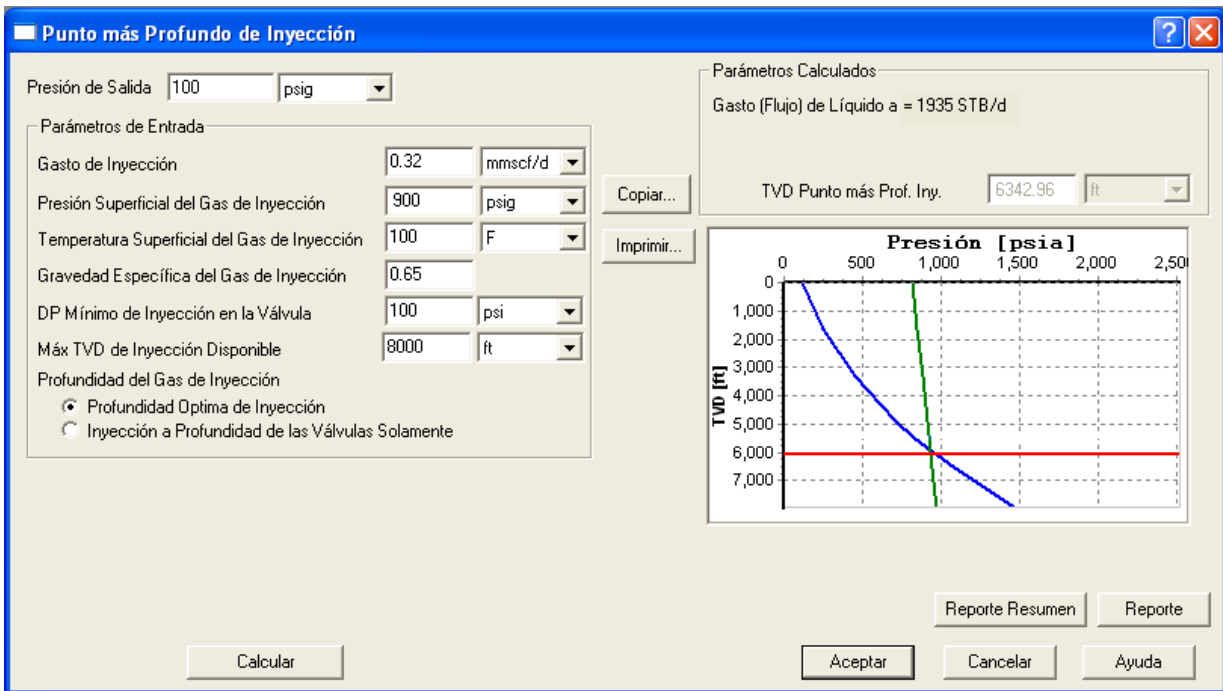
Gravedad Específica del Gas: 0.65

Aceptar      Cancelar      Ayuda

Una vez configurado todo se da clic en Sistema Artificial del Menú del Simulador PIPESIM y se elige Bombeo Neumático, allí se despliega lo siguiente:

- **Punto más profundo de Inyección**
- **Bracketing** (Prueba de inyección con diferentes gastos de producción, Punto máximo y mínimo de inyección)
- **Respuesta de Bombeo Neumático** (Análisis de Profundidad contra gasto de inyección de Bombeo Neumático y Recuperación de líquidos en superficie).
- **Diseño de Bombeo Neumático:** Lo que corresponde a Presiones de operación, de superficie, de la cabeza del pozo, de producción, de arranque, etc.
- **Diagnóstico de Bombeo Neumático:** En el nos permite observar que válvulas estarán abiertas y cuales cerradas a demás de indicar si existe algún problema en el diseño.

#### 6. Punto más Profundo de Inyección:



7. **Bracketing** no lo utilizo porque no tengo los datos de producción requeridos ya que esta prueba se hace con dos gastos uno mínimo y uno máximo, juntamente con los porcentajes de agua para cada gasto de producción.

### 8. Curvas de Respuesta de Bombeo Neumático:

**Curvas de Respuesta de BN - LAG**

Presión de Salida: 100 psig

DP de Inyección Mínima en la Válvula: 100 psi

Temperatura Superficial del Gas de Inyección: 100 F

Máx TVD de Inyección Disponible: 8000 ft

SG Gas de Inyección: 0.65

Profundidad del Gas de Inyección:  
 Profundidad Óptima de Inyección  
 Inyección a Profundidad de las Válvulas Solamente

Datos de Sensibilidad:  
 Objeto: Gas Lift Data  
 Variable: Injection Gas Surface Pres

	Valores
	Rango...
-	psig
1	800
2	900
3	1000
4	
5	
6	
7	

Gasto de Inyección:

	Valores
	Rango...
-	mmscf/d
1	0
2	0.1
3	0.2
4	0.3
5	0.5
6	0.7
7	1

Correr Modelo

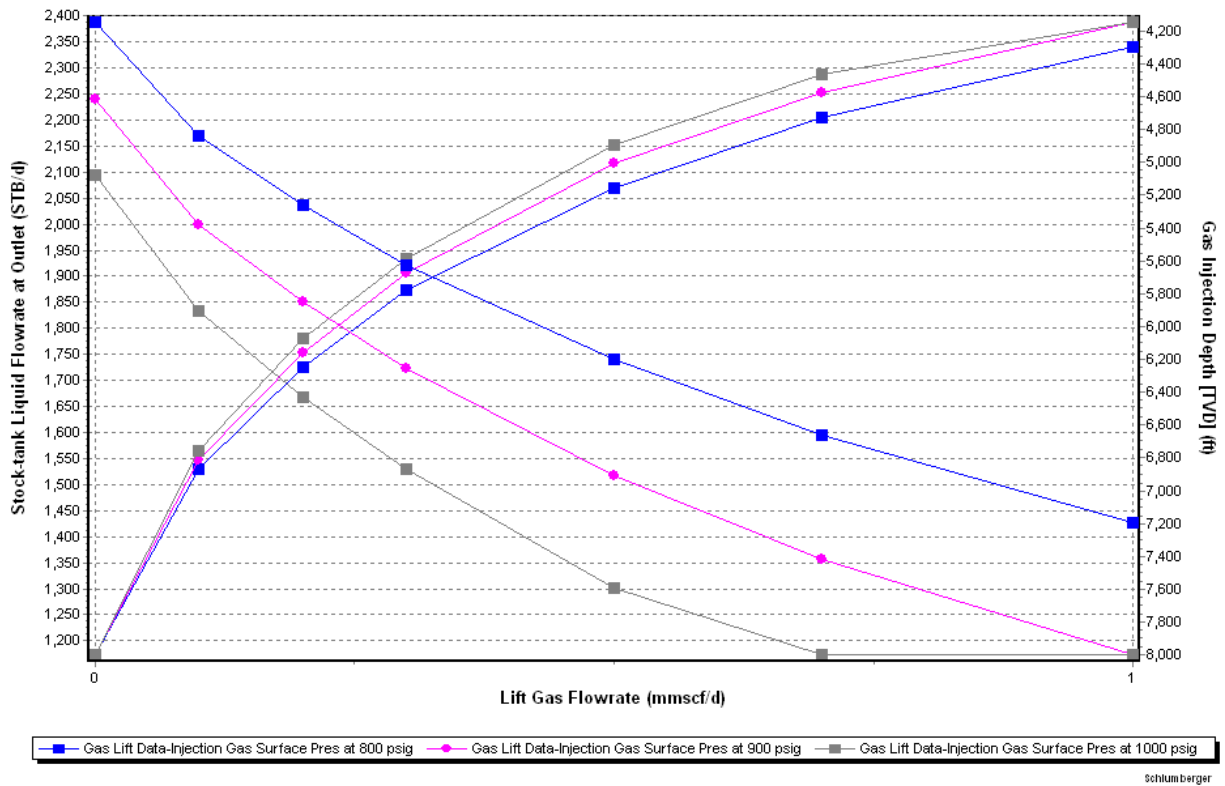
Gráficas de las Curvas del Sistema...

Reporte Resumen

Reporte

Aceptar Cancelar Ayuda

Al correr el modelo del Sistema de Bombeo Neumático se obtiene la siguiente gráfica:



Gasto de Bombeo Neumático (mmscf/d)	Gasto de líquido en el tanque (STB/d)	Profundidad de Inyección del gas [TVD] (ft)	Gasto de Bombeo Neumático (mmscf/d)	Gasto de líquido en el tanque (STB/d)	Profundidad de Inyección del gas [TVD] (ft)	Gasto de Bombeo Neumático (mmscf/d)	Gasto de líquido en el tanque (STB/d)	Profundidad de Inyección del gas [TVD] (ft)
<b>Inyección de gas desde superficie a una presión de 800 psig</b>			<b>Inyección de gas desde superficie a una presión de 900 psig</b>			<b>Inyección de gas desde superficie a una presión de 1000 psig</b>		
0	1171.9904	4142.7	0	1171.9904	4610.45	0	1171.9904	5080.83
0.1	1529.3144	4840.83	0.1	1547.5341	5380.16	0.1	1565.2338	5907.51
0.2	1727.0711	5259.21	0.2	1756.8806	5858.03	0.2	1781.6902	6432.03
0.3	1870.5987	5618.3	0.3	1909.898	6263.79	0.3	1939.1876	6881.84
0.5	2069.0354	6204.41	0.5	2115.7346	6911.77	0.5	2152.504	7590.04
0.7	2198.8332	6642.45	0.7	2253.4323	7420.47	0.7	2286.8617	7999
1	2339.1009	7191.06	1	2387.3101	7999	1	2385.8301	7999

En esta tabla se muestra que para una inyección del gas en superficie a una presión de 800 psig es posible llegar a una profundidad de 7191.06 ft si el gasto del Bombeo Neumático fuera de 1.0 mmscf/d. Para la aplicación que se realiza con una presión de operación de inyección de 800 psig y un gasto de 0.3 mmscf/d, muestra el programa que es posible llegar a una profundidad aproximada de 5618.3 pie. Mientras que para una presión de inyección disponible de 900 psig es mayor la profundidad a la cual podríamos llegar.

### 9. Diseño de Bombeo Neumático:

- Control del Diseño

The screenshot shows the 'Diseño de BN - LAG' software window. The 'Control del Diseño' tab is active. Key parameters include:

- Espaciamiento del Diseño:** New Spacing
- Método de Diseño:** IPO-Surface Close
- Filtro de Selección de Válvulas:** Fabricante: SLB (Camco), Tipo: IPO, Tamaño: 1.5, Series: R20.
- Profundidad de la Válvula Superior:** Asume Líquido hasta la Superficie (selected), Asume Líquido NO hasta la Superficie, and Pozo Absorve Fluido (checked).
- Temperatura de Descarga:** Válvula Superior: Unloading, Otras Válvulas: Unloading.
- Curva de Presión de Producción:** Modelo de Presión de Producción (selected), Curva de Equilibrio.
- TVD de Inyección Máx Disponible:** 8000 ft.

Buttons at the bottom include 'Realizar Diseño...', 'Aceptar', 'Cancelar', and 'Ayuda'.

- Parámetros de Diseño:

**Diseño de BN - LAG**

Control del Diseño | Parámetros de Diseño | Factores de Seguridad ((Tendencia de Diseño) | Datos del Proyecto

Presión de Arranque: 950 psig

Presión de Inyección Disponible: 900 psig

Presión de Descarga: 100 psig

Presión de Operación: 100 psig

Gasto (Flujo) de Gas de Inyección deseado: 0.32 mmscf/d

Temperatura Superficial del Gas de Inyección: 100 F

Gravedad Específica del Gas de Inyección: 0.65

Rango del Líquido de Descarga Mín: [ ] STB/d

Rango de Punto de Solución / Rango Fijo

Presión de Yacimiento

Rango del Líquido de Producción: 800 STB/d

Gradiente de Descarga: 0.45 psi/ft

Mínimo Espaciamento entre Válvulas: 222 ft

DP de Inyección Mín en la Válvula: 100 psi

Bracketing

Opciones de Bracketing

Máx TVD: 12010 ft

Espaciamento: 500 ft

Realizar Diseño...

Aceptar Cancelar Ayuda

- Factores de Seguridad: Caída de Presión de Cierre entre Válvulas: 25 psi,  $\Delta P$  a Profundidad de la Válvula: 50 psi, Colocar Orificio a la profundidad de la válvula operante (Económico)
- Datos del Proyecto: Proyecto, Compañía, Contacto en Compañía, Ingeniero de Diseño, Información Adicional del Modelo

### 10. Diagnóstico de Bombeo Neumático (LAG)

**Diagnóstico de Bombeo Neumático (LAG)**

Presión de Salida: 100 psig

Presión de Operación de Inyección: 900 psig

Gasto (Flujo) de Diseño de BN (LAG): 0.32 mmscf/d

Temperatura Superficial de Inyección: 100 F

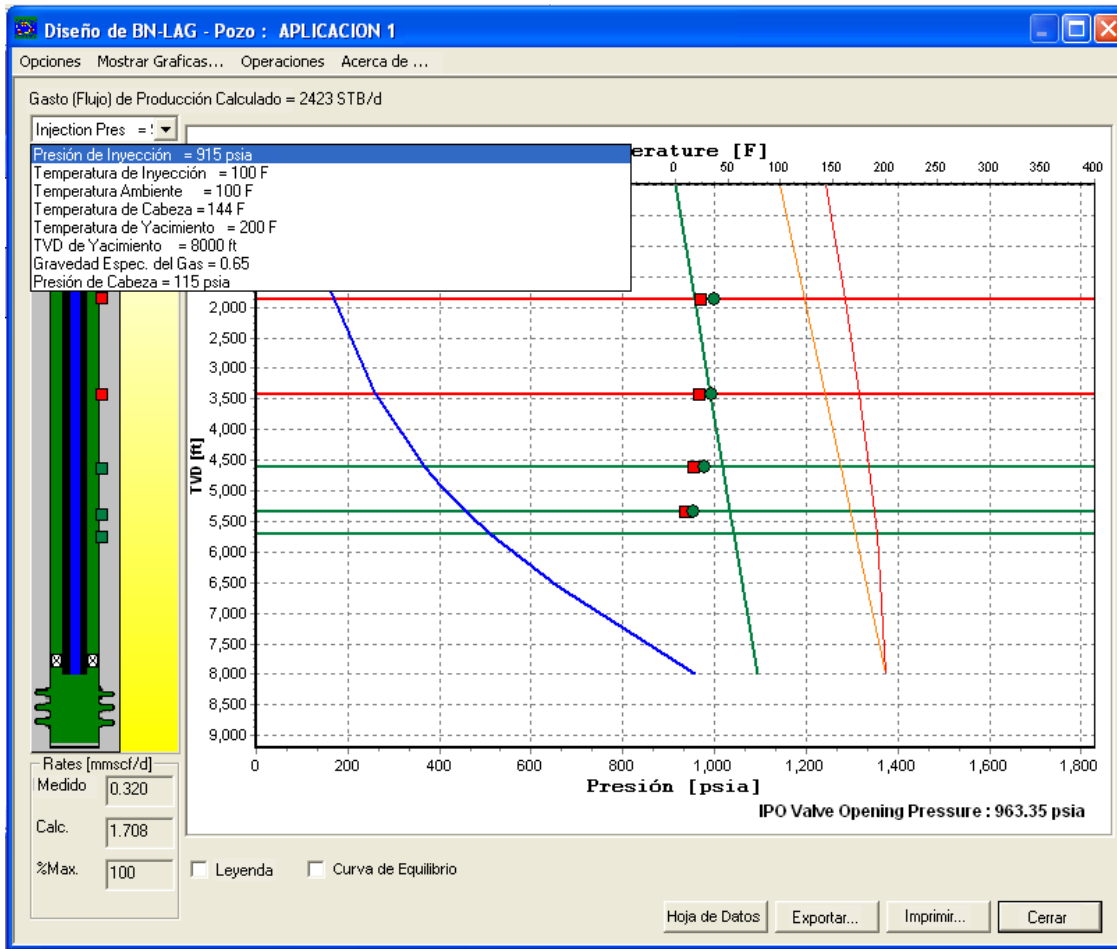
Gravedad Específica del Gas: 0.65

Aceptar

Cancelar

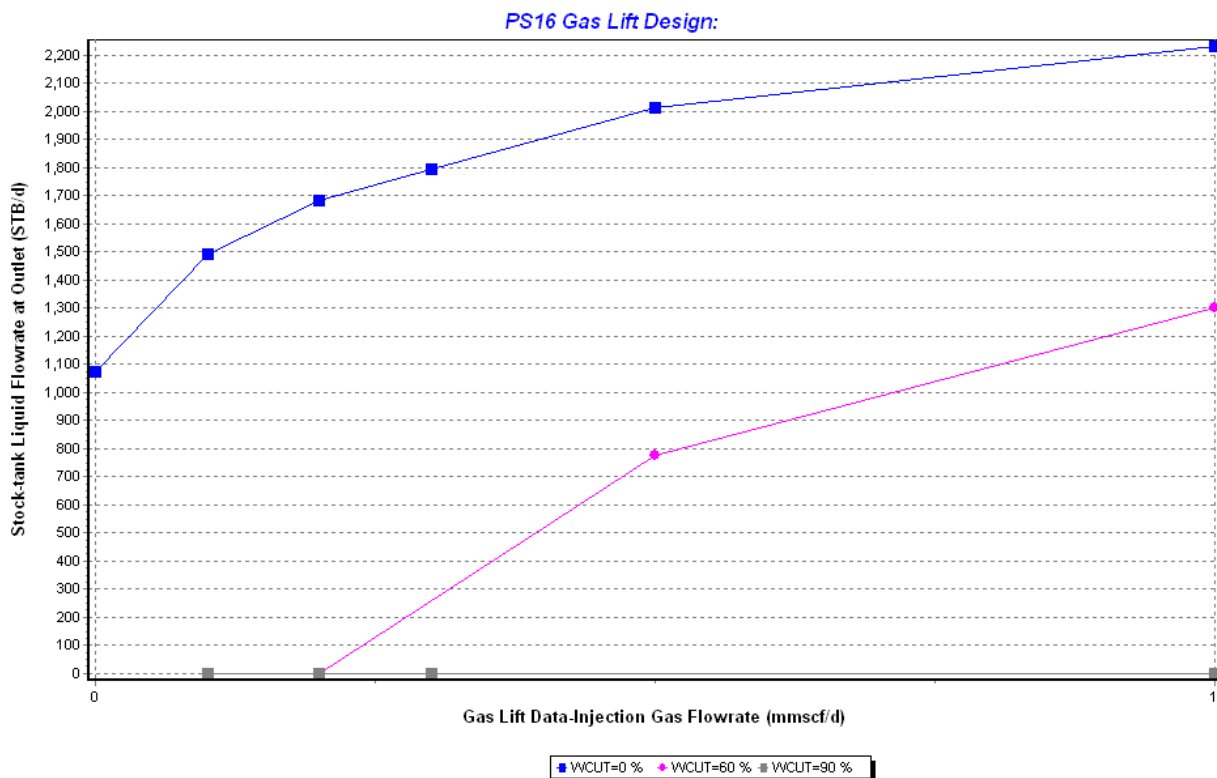
Ayuda

Correr Diagnóstico



TVD	Modelo	Tamaño del Orificio	Pturo	Estado	Gasto de Gas	Porcentaje de Apertura	Porcentaje Máximo del Gasto	Presión del Domo	Presión de Apertura	Presión de Producción	Presión de Inyección	Temperatura de Producción	Temperatura de Inyección
[ft]		[inches]	[psia]		[mmscf/d]	[%]	[%]	[psia]	[psia]	[psia]	[psia]	[F]	[F]
1879	SLB (Camco) R20 3/16	0.188	826.1	Cerrada	--	0.0	--	969.9	1001.2	169.0	956.6	162.3	150.5
3435	SLB (Camco) R20 3/16	0.188	803.4	Cerrada	--	0.0	--	965.9	993.4	262.4	991.1	175.9	168.7
4621	SLB (Camco) R20 3/16	0.188	781.5	Abierta	0.57597	100.0	100.0	954.5	977.6	366.2	961.5	185.2	179.6
5349	SLB (Camco) R20 3/16	0.188	759.4	Abierta	0.54831	100.0	100.0	936.1	954.7	460.1	919.8	190.7	185.9
5709	SLB (Camco) RDO 3/16	0.188	--	Abierta	0.58341	100.0	99.7	--	--	511.4	869.4	193.3	188.9

11. **Análisis del Sistema.** Se observa que para un porcentaje de 0% de agua la producción de hidrocarburos es buena, considerando el gasto de inyección de gas que se tiene en el proyecto. A simple vista se observa que para un porcentaje mayor de agua el proyecto no es recomendable dados los índices de porcentaje de agua y la recuperación de aceite que vendría siendo nula.



Schlumberger  
Created by EJA in House on 03/10/05 13:13:16

Gasto de Inyección de gas (mmscf/d)	Gasto de líquido en el tanque (STB/d)	Gasto de Inyección de gas (mmscf/d)	Gasto de líquido en el tanque (STB/d)	Gasto de Inyección de gas (mmscf/d)	Gasto de líquido en el tanque (STB/d)
WCUT=0 %	WCUT=0 %	WCUT=60 %	WCUT=60 %	WCUT=90 %	WCUT=90 %
0	1074.992	0	0	0	0
0.1	1492.515	0.1	0	0.1	0.0238
0.2	1683.2418	0.2	0.0465	0.2	0.0477
0.3	1796.5199	0.3	259.3183	0.3	0.0712
0.5	2014.7063	0.5	777.862	0.5	0.1198
1	2231.5527	1	1302.8582	1	0.2416

## 12. Reporte Final del Proyecto.

MÉTODO DE DISEÑO: IPO-Cerrado en Superficie



## Reporte del Diseño de Bombeo Neumático

### Datos de Entrada

#### Control del Diseño

Espaciamiento del Diseño	<i>New Spacing</i>	Método de Diseño	<i>IPO-Cerrado en Superficie</i>
Fabricante	<i>SLB (Camco)</i>	Temperatura de Válvulas	Válvula Superior <i>Unloading</i>
Curva de Presión de Producción	<i>Modelo de Presión de Producción</i>	Otras Válvulas	<i>Unloading</i>
TVD de Inyección Máx Disponible	<i>8000 ft</i>		

#### Parámetros de Diseño

Presión de Arranque	<i>950 psig</i>	Temperatura Superficial del Gas de Iny.	<i>100 °F</i>
Presión Disponible de Inyección	<i>900 psig</i>	Gas de Inyección S. G.	<i>0.65</i>
Presión de producción de descarga	<i>100 psig</i>	Gradiente de Descarga	<i>0.45 psi/ft</i>
Presión de producción de operación	<i>100 psig</i>	Min. Espaciamiento de Válvula	<i>222 ft</i>
Presión Estática del Yacimiento	<i>2500 psig</i>	ΔP de Inyección Mín. En la Válvula	<i>100 psi</i>
Gasto de Gas de Inyección deseado	<i>0.32 mmscf/d</i>		
Rango del Líquido de Producción	<i>800 STB/d</i>		

#### Sesgo del Diseño

Caída de Presión de Cierre entre Válvulas	<i>25 psi</i>
ΔP a la profundidad de la Válvula	<i>50 psi</i>
Factor de Transf. (% of Pinj - Pprod)	<i>0.00 %</i>
Colocar orificio a la profundidad de la Válvula	
Coeficiente de Descarga	<i>0.865</i>

O con Válvula en P.I. Compensando Ptro a la profundidad 25 psi

#### Datos del Modelo

Terminación <i>Vogel's Equation aofp</i>	<i>= 3006.7 STB/d</i>
RGA	<i>400 scf/STB</i>
Porcentaje de agua de agua	<i>0 %</i>
API	<i>35</i>
Correlación de Flujo	<i>Orkiszewski</i>

### Resultados del Diseño

St. Núm.	Válvula MD (ft)	Válvula TVD (ft)	Modelo de Válvula	Tamaño del Orificio (pg)	Ptro (@60 F) (psig)	Válvula Estrangulada (pg)
1	1878	1878	R20	3/16	811	
2	3435	3435	R20	3/16	788	
3	4621	4621	R20	3/16	766	
4	5349	5349	R20	3/16	744	
5	5708	5708	RDO ó R20	3/16	Orificio ó 697	



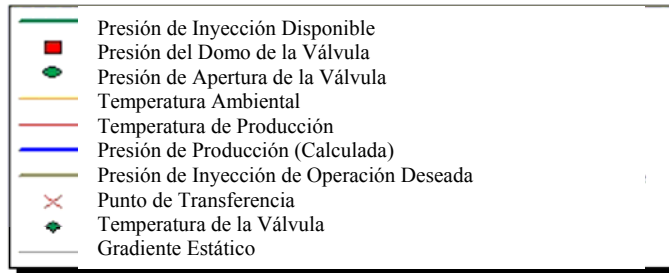
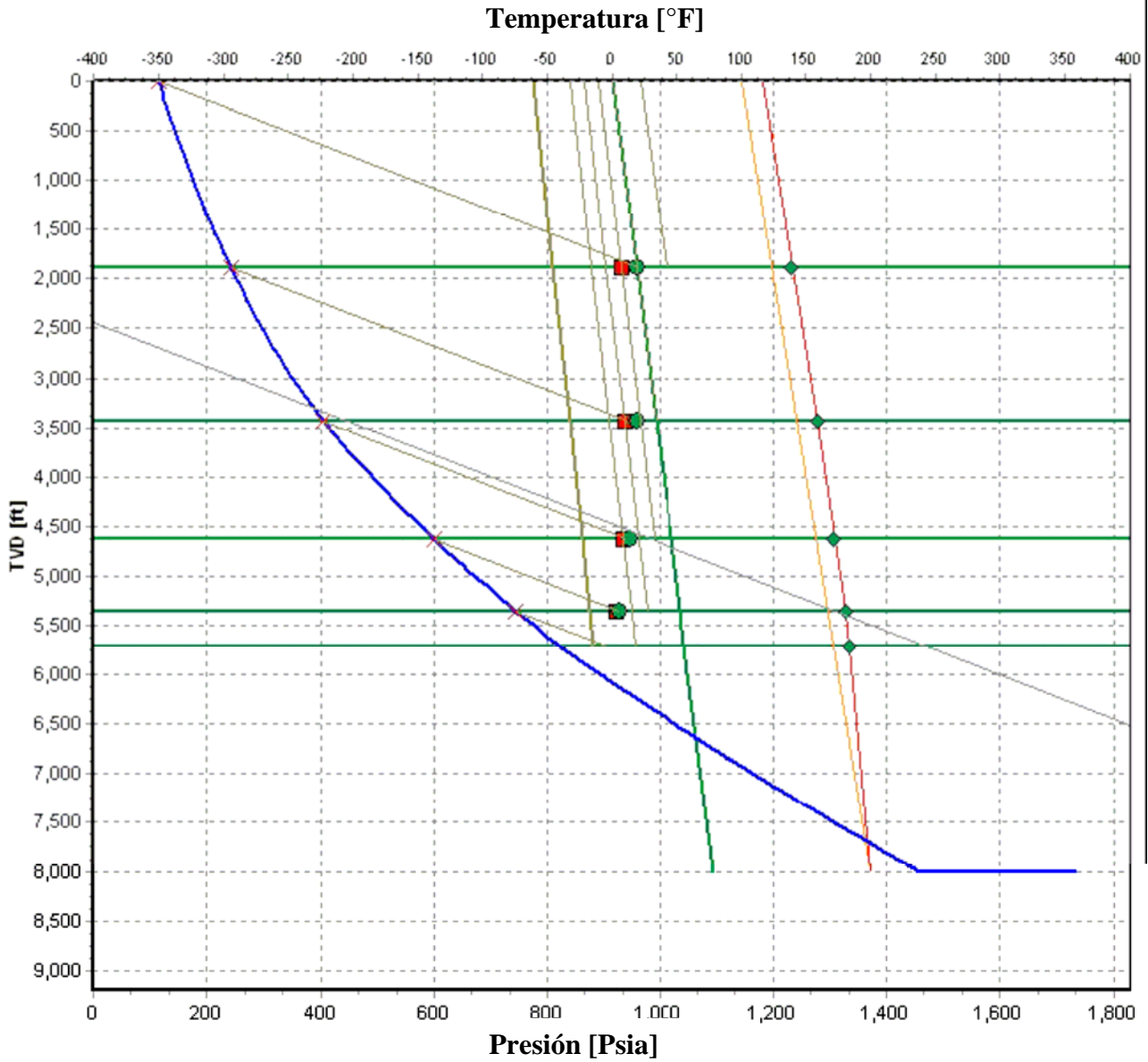
St. Núm.	Temperatura Válvula (°F)	Presión de Cierre en Superficie (psig)	Presión de Apertura en Superficie (psig)	Pdomo (psig)	Pprod. (psig)	Caída de presión de inyección entre válvulas (psi)
1	139	873	899	915	227	26
2	159	850	869	923	391	25
3	172	823	835	918	585	25
4	181	800	806	906	729	25
5	184	<b>747</b>	<b>749</b>	<b>852</b>	807	25

St. Núm.	Gasto de Descarga (STB/d)	Gasto de Gas Calculado (Descargado) (mmscf/d)	Máximo Gasto de Gas (mmscf/d)	Válvula CD
1	800	0.306	0.595	0.76
2	800	0.315	0.589	0.76
3	800	0.317	0.574	0.76
4	800	0.32	0.489	0.76
5	800	0.32	0.421	0.86

Presión de Inyección de Descarga Deseado (Superficie)	798	psig
Presión de Inyección de Operación Deseado (Superficie)	759	psig
<b>Con Válvula en el punto de Inyección la Presión de Inyección de Operación es</b>	<b>798</b>	<b>psig</b>
Gasto de Inyección de Gas Deseado	0.32	mmscf/d
Gasto de Producción Especificado	800	STB/d

### Observaciones

Tubería de Producción a 8000 ft MD, ID = 1.38 pg.  
 Tubería de Revestimiento a 8000 ft MD, ID = 4.89 pg.



MÉTODO DE DISEÑO: IPO-Pt Min/Max



## Reporte del Diseño de Bombeo Neumático

### Datos de Entrada

#### Control del Diseño

Espaciamiento del Diseño	<i>New Spacing</i>	Método de Diseño	<i>IPO-Pt Min/Max</i>
Fabricante	<i>SLB (Camco)</i>	Temperatura de Válvulas	Válvula Superior <i>Unloading</i>
Curva de Presión de Producción	<i>Modelo de Presión de Producción</i>		Otras Válvulas <i>Unloading</i>
TVD de Inyección Máx Disponible	<i>8000 ft</i>		

#### Parámetros de Diseño

Presión de Arranque	<i>950 psig</i>	Temperatura Superficial del Gas de Iny.	<i>100</i>	<i>°F</i>
Presión Disponible de Inyección	<i>900 psig</i>	Gas de Inyección S. G.	<i>0.65</i>	
Presión de producción de descarga	<i>100 psig</i>	Gradiente de Descarga	<i>0.45</i>	<i>psi/ft</i>
Presión de producción de operación	<i>100 psig</i>	Min. Espaciamiento de Válvula	<i>222</i>	<i>ft</i>
Presión Estática del Yacimiento	<i>2500 psig</i>	ΔP de Inyección Mín. En la Válvula	<i>100</i>	<i>psi</i>
Gasto de Gas de Inyección deseado	<i>0.32 mmscf/d</i>			
Rango del Líquido de Producción	<i>800 STB/d</i>			

#### Sesgo del Diseño

Caída de Presión de Cierre entre Válvulas	<i>25</i>	<i>psi</i>
ΔP a la profundidad de la Válvula	<i>50</i>	<i>psi</i>
Factor de Transf. (% of Pinj - Pprod)	<i>0.00</i>	<i>%</i>
Colocar orificio a la profundidad de la Válvula		
Coeficiente de Descarga	<i>0.865</i>	

#### Datos del Modelo

Terminación <i>Vogel's Equation aofp</i>	<i>= 3006.7 STB/d</i>
RGA	<i>400 scf/STB</i>
Porcentaje de agua de agua	<i>0 %</i>
API	<i>35</i>
Correlación de Flujo	<i>Orkiszewski</i>

O con Válvula en P.I. Compensando Ptro a la profundidad *25 psi*

### Resultados del Diseño

St. Núm.	Válvula MD (ft)	Válvula TVD (ft)	Modelo de Válvula	Tamaño del Orificio (pg)	Ptro (@60 F) (psig)	Válvula Estrangulada (pg)
<i>1</i>	<i>1878</i>	<i>1878</i>	<i>R20</i>	<i>3/16</i>	<i>811</i>	
<i>2</i>	<i>3434</i>	<i>3434</i>	<i>R20</i>	<i>3/16</i>	<i>788</i>	
<i>3</i>	<i>4605</i>	<i>4605</i>	<i>R20</i>	<i>3/16</i>	<i>766</i>	
<i>4</i>	<i>5304</i>	<i>5304</i>	<i>R20</i>	<i>3/16</i>	<i>744</i>	
<i>5</i>	<i>5633</i>	<i>5633</i>	<i>RDO ó R20</i>	<i>3/16</i>	<i>Orificio ó 696</i>	

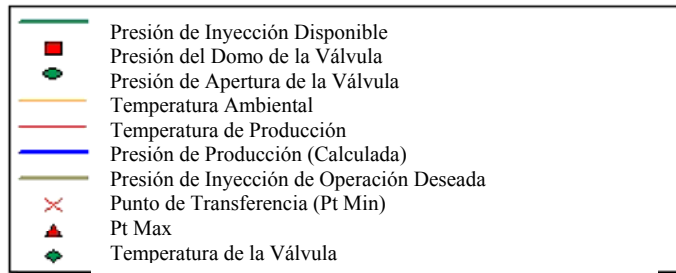
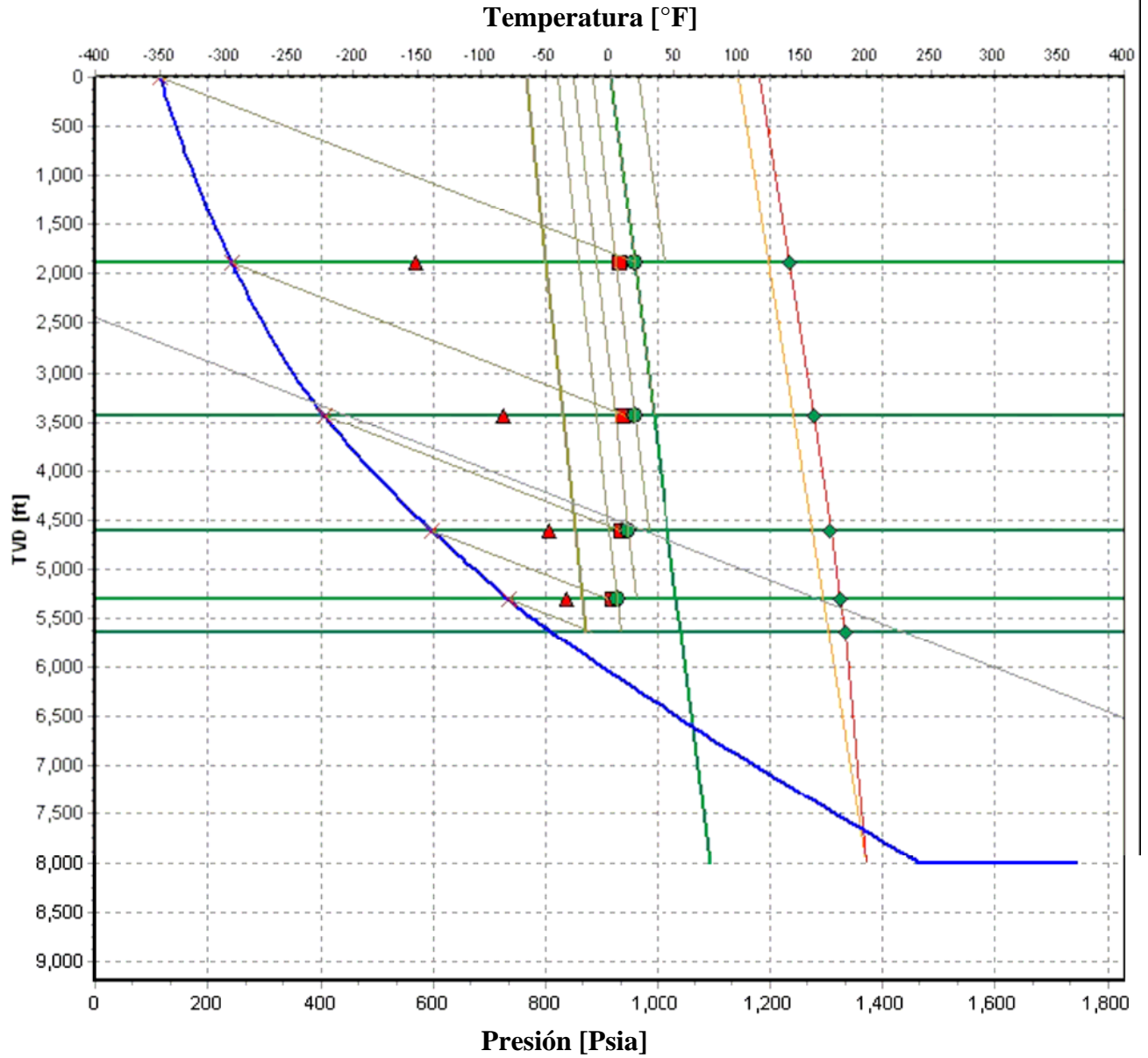
St. Núm.	Temperatura Válvula (°F)	Presión de Cierre en Superficie (psig)	Presión de Apertura en Superficie (psig)	Pdomo (psig)	Pprod. (psig)	Caída de presión de inyección entre válvulas (psi)
1	140	875	900	916	227	31
2	159	850	869	923	391	32
3	172	823	835	918	582	30
4	180	799	805	904	720	28
5	184	<b>748</b>	<b>750</b>	<b>852</b>	793	25

St. Núm.	Gasto de Descarga (STB/d)	Gasto de Gas Calculado (Descargado) (mmscf/d)	Máximo Gasto de Gas (mmscf/d)	Válvula CD	Pt min (psig)	Pt max (psig)
1	800	0.3	0.595	0.76	227	553
2	800	0.319	0.585	0.76	391	710
3	800	0.317	0.564	0.76	582	791
4	800	0.32	0.471	0.76	720	823
5	800	0.32	0.392	0.86	793	

Presión de Inyección de Descarga Deseado (Superficie) 777 psig  
 Presión de Inyección de Operación Deseado (Superficie) 751 psig  
**Con Válvula en el punto de Inyección la Presión de Inyección de Operación es 777 psig**  
 Gasto de Inyección de Gas Deseado 0.32 mmscf/d  
 Gasto de Producción Especificado 800 STB/d

## Observaciones

Tubería de Producción a 8000 ft MD, ID = 1.38 pg.  
 Tubería de Revestimiento a 8000 ft MD, ID = 4.89 pg.



MÉTODO DE DISEÑO: PPO-Design



## Reporte del Diseño de Bombeo Neumático

### Datos de Entrada

#### Control del Diseño

Espaciamiento del Diseño	<i>New Spacing</i>	Método de Diseño	<i>IPO-Pt Min/Max</i>
Fabricante	<i>SLB (Camco)</i>	Temperatura de Válvulas	Válvula Superior <i>Unloading</i>
Curva de Presión de Producción	<i>Modelo de Presión de Producción</i>	Otras Válvulas	<i>Unloading</i>
TVD de Inyección Máx Disponible	<i>8000 ft</i>	<i>Compensación en Superficie</i>	<i>20 psi</i>
		<i>Compensación en el Fondo</i>	<i>200 psi</i>

#### Parámetros de Diseño

Presión de Arranque	<i>950 psig</i>	Temperatura Superficial del Gas de Iny.	<i>100</i>	<i>°F</i>
Presión Disponible de Inyección	<i>900 psig</i>	Gas de Inyección S. G.	<i>0.65</i>	
Presión de producción de descarga	<i>100 psig</i>	Gradiente de Descarga	<i>0.45</i>	<i>psi/ft</i>
Presión de producción de operación	<i>100 psig</i>	Min. Espaciamiento de Válvula	<i>222</i>	<i>ft</i>
Presión Estática del Yacimiento	<i>2500 psig</i>	ΔP de Inyección Mín. En la Válvula	<i>100</i>	<i>psi</i>
Gasto de Gas de Inyección deseado	<i>0.32 mmscf/d</i>			
Rango del Líquido de Producción	<i>800 STB/d</i>			

#### Sesgo del Diseño

ΔP a la profundidad de la Válvula	<i>50</i>	<i>psi</i>
Colocar orificio a la profundidad de la Válvula		
Coeficiente de Descarga	<i>0.865</i>	
<b>O con Válvula en P.I. Compensando Ptro a la profundidad 25 psi</b>		

#### Datos del Modelo

Terminación <i>Vogel's Equation aofp</i>	<i>= 3006.7 STB/d</i>
RGA	<i>400 scf/STB</i>
Porcentaje de agua de agua	<i>0 %</i>
API	<i>35</i>
Correlación de Flujo	<i>Orkiszewski</i>

### Resultados del Diseño

St. Núm.	Válvula MD (ft)	Válvula TVD (ft)	Modelo de Válvula	Tamaño del Orificio (pg)	Ptro (@60 F) (psig)	Válvula Estrangulada (pg)
1	1878	1878	R25	3/16	405	
2	2925	2925	R25	3/16	487	
3	3787	3787	R25	3/16	535	
4	4496	4496	R25	3/16	586	
5	5080	5080	R25	3/16	627	
6	5561	5561	R25	3/16	727	
7	5812	5812	RDO ó <b>R25</b>	3/16	Orificio ó <b>652</b>	

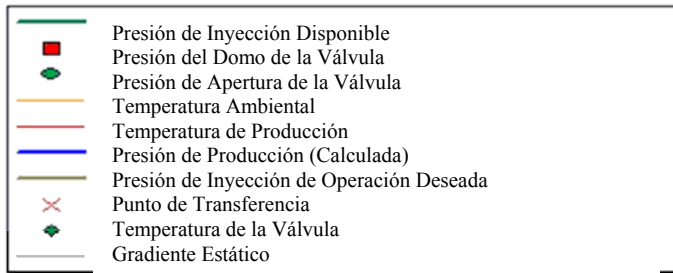
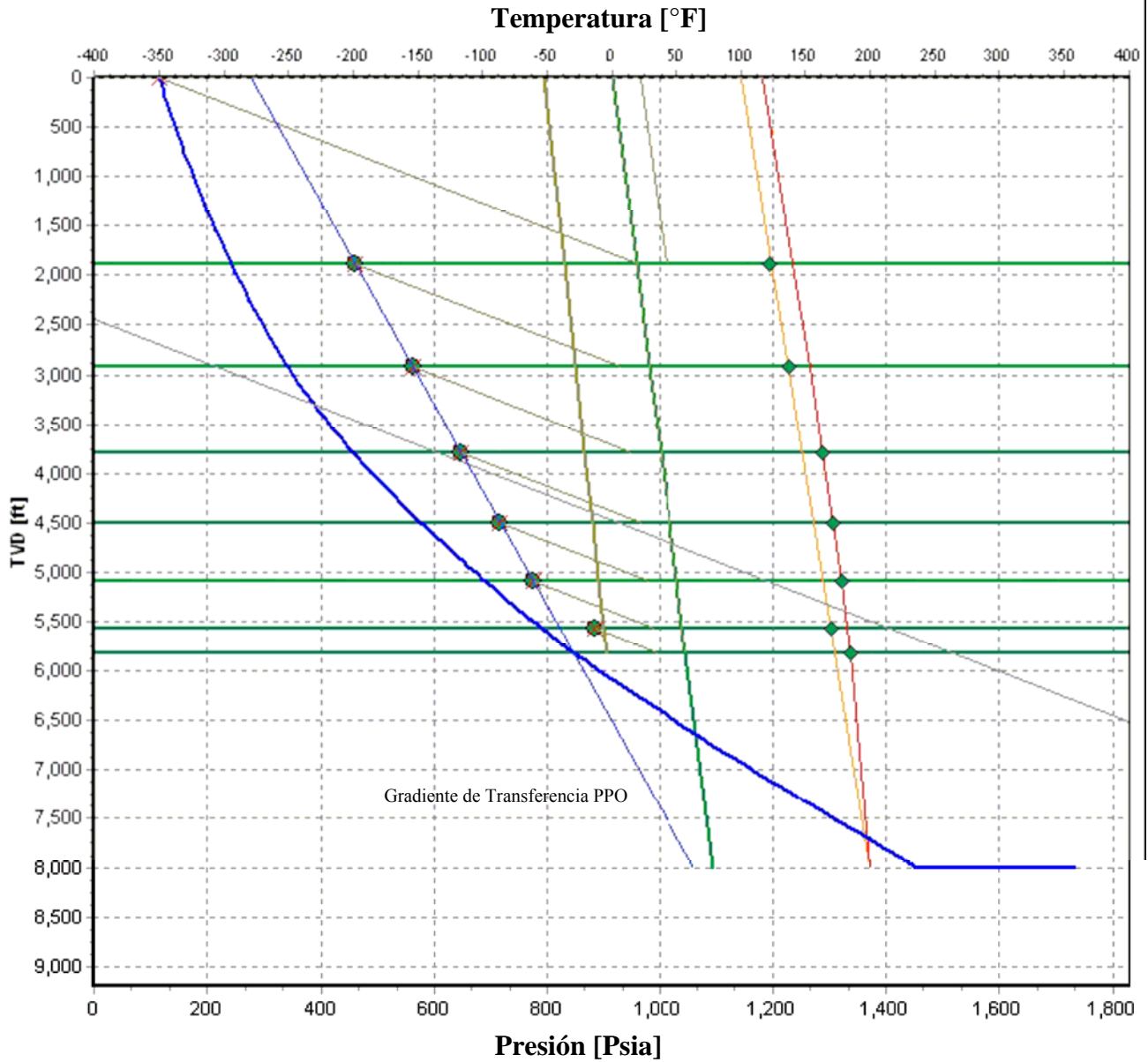
St. Núm.	Temperatura Válvula (°F)	Presión de Apertura en el Fondo (psig)	Presión en el Domo (psig)	Piny. (psig)	Pprod. (psig)
1	123	444	444	942	227
2	137	548	548	966	327
3	163	632	632	985	442
4	171	701	701	1001	562
5	178	759	759	1014	674
6	170	868	868	1025	774
7	185	<b>800</b>	<b>800</b>	1031	830

St. Núm.	Gasto de Descarga (STB/d)	Gasto de Gas Calculado (Descargado) (mmscf/d)	Máximo Gasto de Gas (mmscf/d)	Válvula CD
1	No hay flujo	No se Calculo	0.509	0.65
2	No hay flujo	No se Calculo	0.515	0.65
3	800	0.108	0.51	0.65
4	800	0.177	0.495	0.65
5	800	0.238	0.476	0.65
6	No hay flujo	No se Calculo	0.403	0.65
7	800	0.32	0.584	0.86

Presión de Inyección de Descarga Deseado (Superficie) 900 psig  
 Presión de Inyección de Operación Deseado (Superficie) 778 psig  
**Con Válvula en el punto de Inyección la Presión de Inyección de Operación es 900 psig**  
 Gasto de Inyección de Gas Deseado 0.32 mmscf/d  
 Gasto de Producción Especificado 800 STB/d

### Observaciones

Tubería de Producción a 8000 ft MD, ID = 1.38 pg.  
 Tubería de Revestimiento a 8000 ft MD, ID = 4.89 pg.





## 6.2 APLICACIÓN No. 2

### 6.2.1 DISEÑO GRÁFICO PARA VÁLVULAS DESBALANCEADAS

Diseñar la instalación de Bombeo Neumático Continuo considerando la siguiente información adicional:

Datos	Magnitud
Gasto de Aceite, $q_o$	2000 bl/día
Fracción de Agua	0 %
Presión Disponible de Inyección.	1000 lb/pg <sup>2</sup>
Presión de Operación, $P_{so}$	950 lb/pg <sup>2</sup>
Presión en la Cabeza del Pozo, $P_{wh}$	100 lb/pg <sup>2</sup>
Presión Estática en el Fondo del Pozo, $P_{ws}$	3000 lb/pg <sup>2</sup>
Densidad Relativa del Gas de Inyección, $\gamma_g$	0.65
Densidad Relativa del Aceite, $\gamma_o$	0.85
Densidad del Fluido de Control	0.85
Diámetro de la Tubería de Revestimiento, $f_{TR}$	6 5/8 pg
Diámetro de la Tubería de Producción, $f_{TP}$	2 7/8 pg
Profundidad del Empacador	7990 pie
Profundidad del Intervalo Disparado	8000 pie
Temperatura en la Cabeza del Pozo.	100 °F
Temperatura en el Fondo del Pozo.	228 °F
$\Delta P$ en la Válvula Operante	100 lb/pg <sup>2</sup>
Temperatura Calculada en el Taller	60 °F
Índice de Productividad, IP	2.5 bl/día/ lb/pg <sup>2</sup>
RGAN	200 pie <sup>3</sup> /bl

Se requiere un aumento en la producción de este pozo.

#### Solución:

- a) Con el índice de productividad, se obtiene la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) para un gasto de 2000 bl/día.

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{IP} = 3000 - \frac{2000}{2.5} = 2200 \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

- b) Nivel Dinámico y Gradiente Fluyendo Abajo del Punto de Inyección: Para una densidad relativa del aceite de 0.85 (aproximadamente 35 °API) y con 0% de agua, se obtiene un gradiente de 0.368 lb/pg<sup>2</sup>/pie. (Figura 6.1).

$$Nivel\ Dinámico = 8000 - \left( \frac{2200}{0.368} \right) = 2021.74 [pie]$$

c) Gradientes de gas a la presión de operación y a la presión disponible:

De la Figura 6.2 :

- Con 950 [lb / pg<sup>2</sup>] y con  $\gamma_g = 0.65$ , se tiene una  $\Delta P = 22.5$  [lb / pg<sup>2</sup>] por cada 1000 [pie] de profundidad  $d$

$$\bar{T}_{calculada} = \frac{100 + \left[ 70 + 1.6 \left( \frac{8000}{100} \right) \right]}{2} = 149 \text{ [}^\circ\text{F]}$$

$$\Delta P_{corregida} = (\Delta P_{teida}) \left( \frac{\bar{T}_{calculada} + 460}{\bar{T}_{real} + 460} \right) = (22.5) \left( \frac{149 + 460}{164 + 460} \right) = 21.96 \text{ [lb / pg}^2\text{]} \text{ por cada 1000 [pie] de profundidad } d$$

- Con 1000 [lb / pg<sup>2</sup>] y con  $\gamma_g = 0.65$ , se tiene una  $\Delta P = 23.5$  [lb / pg<sup>2</sup>] por cada 1000 [pie] de profundidad  $d$

$$\Delta P_{corregida} = (23.5) \left( \frac{149 + 460}{164 + 460} \right) = 22.94 \text{ [lb / pg}^2\text{]} \text{ por cada 1000 [pie] de profundidad } d$$

Entonces, las líneas de gradiente del gas pueden trazarse de la siguiente manera:

- Presión de Operación:

Para 0 (pie), P<sub>so</sub> = 950 (lb/pg<sup>2</sup>)

Para 8000 (pie), P<sub>so</sub> = 950 + (8\*21.96) = 1125.67 (lb/pg<sup>2</sup>)

- Presión Disponible:

Para 0 (pie), P<sub>disp</sub> = 1000 (lb/pg<sup>2</sup>)

Para 8000 (pie), P<sub>disp</sub> = 1000 + (8\*22.94) = 1183.48 (lb/pg<sup>2</sup>)

d) De la intersección del gradiente de presión de operación con el gradiente dinámico se obtiene el punto de balance, el cual se encuentra a una profundidad de 4880 pie y una presión de 1056.52 (lb/pg<sup>2</sup>).

Restando 100 (lb/pg<sup>2</sup>) al punto de balance sobre la línea de gradiente dinámico se obtiene el punto de inyección a 4600 pie con una presión de 956.52 (lb/pg<sup>2</sup>).

e) Línea de Gradiente del Fluido de Control:

$$\gamma_{Fc} = 0.85 \Rightarrow \rho_{Fc} = 0.85 \left[ \frac{g}{cm^3} \right] \left( \frac{30.48 \text{ [cm]}}{1 \text{ [pie]}} \right)^3 \left( \frac{1 \text{ [lb]}}{453.59237 \text{ [g]}} \right) \left( \frac{1 \text{ [pie]}}{12 \text{ [pg]}} \right)^2$$

$$\text{Entonces, } grad_{Fc} = 0.37 \left[ \frac{psi}{pie} \right]$$

$$\text{grad}_{F_c} = 0.37 \text{ (lb/pg}^2\text{/pie)}$$

$$\text{Presión} = P_{wh} + (\text{grad}_{F_c})(\text{profundidad})$$

Profundidad (pie)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )
0	100
250	192.5
500	285
750	377.5
1000	470
1250	562.5
1500	655
1750	747.5
1870	791.9
2000	840
2250	932.5
2500	1025
2600	1062

Mediante la gráfica se obtienen los siguientes resultados:

Válvula	Profundidad (Pie)	Temperatura (°F)	Pt diseño (lb/pg <sup>2</sup> )	Pt fluyendo (lb/pg <sup>2</sup> )	Pso diseño (lb/pg <sup>2</sup> )
1	2600	141.25	660.86	528.69	950
2	3560	157.5	800	720	940
3	4200	166.25	886.95	852.17	930
4	4600	173.13	956.52	956.52	920

f) Presión de Apertura de cada válvula a la profundidad correspondiente (P<sub>vo</sub>):

Válvula 1:

- Con  $P_{so} = 950 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$  y con  $\gamma_g = 0.65$ , se tiene una  $\Delta P = 22.5 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$  por cada 1000 [pie] de profundidad

$$\bar{T}_{calculada} = \frac{100 + \left[ 70 + 1.6 \left( \frac{2600}{100} \right) \right]}{2} = 105.8 \text{ [}^\circ\text{F]}$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{100 + 141.25}{2} = 120.6 \text{ [}^\circ\text{F]}$$

$$\Delta P_{corregida} = \left( \frac{22.5}{1000} \right) \left( \frac{105.8 + 460}{120.6 + 460} \right) (2600) = 57.01 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta P_{corregida} = 950 + 57.01 = 1007.01 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Válvula	Profundidad (pie)	Temperatura (°F)	T calculada (°F)	T real (°F)	Pso diseño (lb/pg <sup>2</sup> )	ΔP (lb/pg <sup>2</sup> ) <sup>1000</sup> / pie	ΔP correg. (lb/pg <sup>2</sup> )	Pvo diseño (lb/pg <sup>2</sup> )
1	2600	141.25	105.8	120.625	950	22.5	57.01	1007.01
2	3560	157.5	113.48	128.75	940	22	76.29	1016.29
3	4200	166.25	118.6	133.125	930	21.7	88.91	1018.91
4	4600	173.13	121.8	136.565	920	21.5	96.45	1016.45

g) Cálculo del Gasto de Gas:

$$q_{gi} = (RGAT - RGA) \cdot q_o \quad \text{Suponiendo una } RGAT = 350 \text{ [pie}^3/\text{bl]}$$

$$q_{gi} = (350 - 200) \cdot 2000 = 300\,000 \text{ [pie}^3/\text{día]}$$

Factor de Corrección del Gasto de Gas de Inyección:

$$F_c = 0.0544(\gamma_g \cdot T)^{0.5} = 0.0544 [0.65(173.13 + 460)]^{0.5} = 1.103575434$$

Entonces, el Gasto de Gas de Inyección Corregido es:

$$q_{gic} = (300000)(1.103575434) = 331072.6301 \text{ [pie}^3/\text{día]}$$

h) Diámetro del Orificio:

Relación de calores específicos, con  $T_{PI} = 173.13 \text{ [°F]}$  y  $\gamma_g = 0.65$ , se obtiene que  $k = 1.255$  (Figura 6.4).

$$C_d A = \frac{3310726301}{155500(1050) \left\{ \frac{64.34(1.255)}{(0.65)(173.13 + 460)(1.255 - 1)} \left[ \left( \frac{956.52}{1050} \right)^{\frac{2}{1.255}} - \left( \frac{956.52}{1050} \right)^{\frac{1.255+1}{1.255}} \right] \right\}^{0.5}} = 0.01817512$$

$$\Rightarrow \phi = 64 \left[ \frac{4(0.01817512)}{\pi} \right]^{0.5}$$

$$\therefore \phi \cong \frac{10}{64} [pg] \approx \frac{3}{16} [pg]$$

Haciendo uso de las tablas CAMCO, las válvulas que más se aproximan son las de AK sin resorte y el diámetro mencionado:

$$A_b = 0.3109 \quad \text{y} \quad A_v = 0.0291$$

$$\text{Entonces: } R = \frac{A_v}{A_b} = \frac{0.0291}{0.3109} \quad \therefore R = 0.09360$$

i) Con los resultados anteriores, puede continuarse con el cálculo de la presión del domo a la temperatura de cada válvula.

$$P_{bt} @ T_v = P_{vo} \text{ diseño} (1 - R) + (P_t \text{ diseño}) R$$

j) Para obtener la presión superficial de cierre (Psc), se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{sc} = P_{bt} @ T_v - \Delta P_{\text{corregida}}$$

k) Utilizando el factor de corrección por temperatura para cada válvula, se obtiene el valor de la presión de cierre a 60 (°C) (Tabla 6.1).

$$P_{bt} @ 60 [^{\circ}F] = P_{bt} @ T_v * C_t$$

l) Para calcular la presión de apertura en el taller para cada válvula @ 60 (°F). (Ptro) se utiliza la siguiente expresión:

$$P_{tro} = \frac{P_{bt} @ 60 [^{\circ}F]}{1 - R}$$

m) Para determinar la presión de apertura de cada válvula a la profundidad correspondiente, se hace mediante la ecuación:

$$P_{vo \text{ real}} = \frac{P_{bt} @ T_v - R P_{t \text{ fluyendo}}}{1 - R}$$

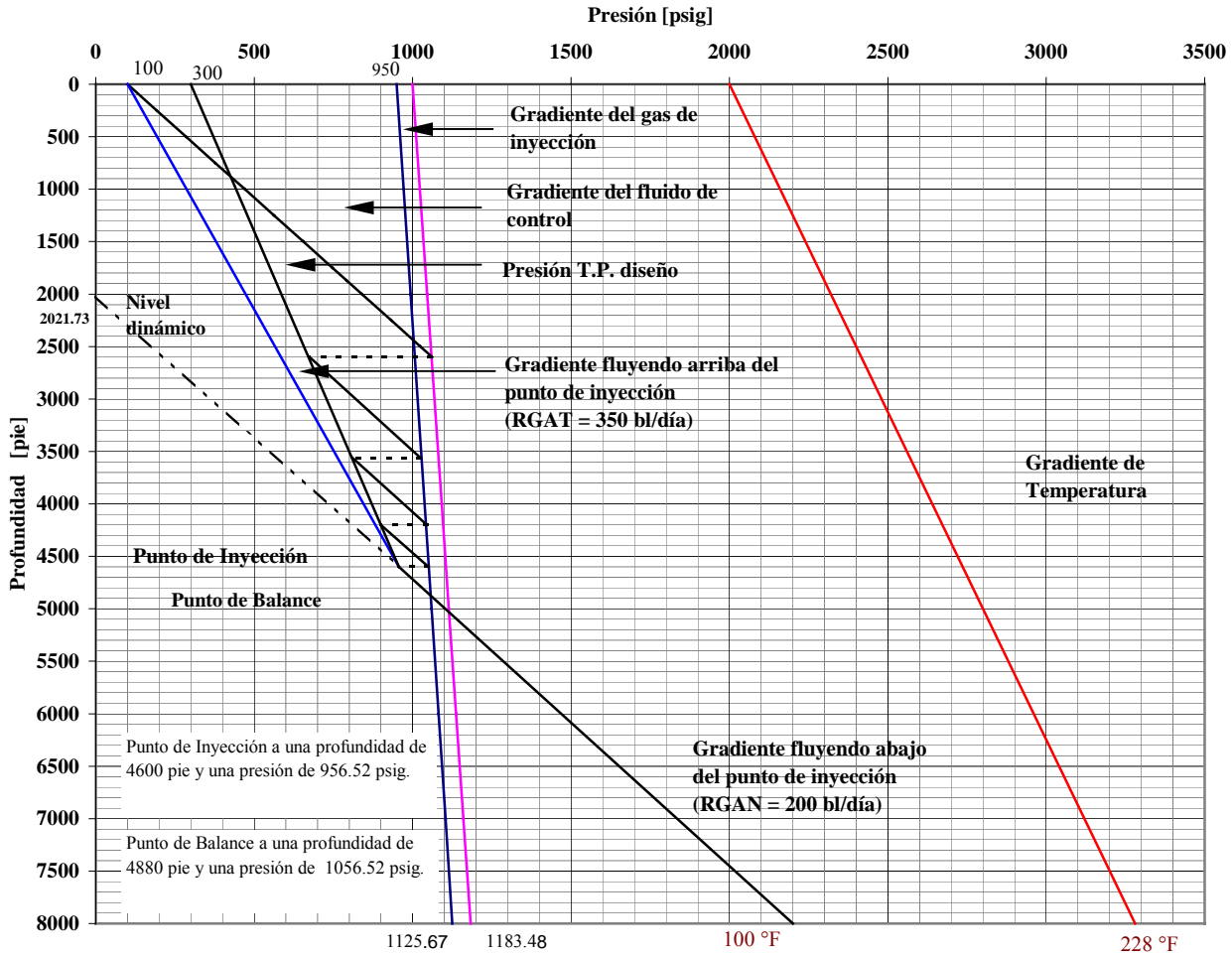
n) La presión superficial de apertura de cada válvula bajo condiciones reales de operación se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_{so \text{ real}} = P_{vo \text{ real}} - \Delta P_{\text{corregida}}$$

Resultados:

Válvula	Profundidad (pie)	Temperatura (°F)	T calculada (°F)	T real (°F)	Pso diseño (lb/pg <sup>2</sup> )	ΔP (lb/pg <sup>2</sup> )1000 pie	ΔP correg. (lb/pg <sup>2</sup> )	Pvo diseño (lb/pg <sup>2</sup> )
1	2600	141.25	105.8	120.625	950	22.5	57.01	1007.01
2	3560	157.5	113.48	128.75	940	22	76.29	1016.29
3	4200	166.25	118.6	133.125	930	21.7	88.91	1018.91
4	4600	173.13	121.8	136.565	920	21.5	96.45	1016.45

Pt diseño (lb/pg <sup>2</sup> )	Pt real (lb/pg <sup>2</sup> )	Pbt a Tv (lb/pg <sup>2</sup> )	Psc (lb/pg <sup>2</sup> )	Ct	Pbt (lb/pg <sup>2</sup> )	Ptro (lb/pg <sup>2</sup> )	Pvo real (lb/pg <sup>2</sup> )	Pso real (lb/pg <sup>2</sup> )
660.86	528.69	974.61	917.60	0.851	829.39	915.04	1020.65	963.65
800	720	996.04	919.76	0.8275	824.23	909.34	1024.55	948.26
886.95	852.17	1006.56	917.65	0.81375	819.09	903.67	1022.50	933.59
956.52	956.52	1010.84	914.39	0.8051	813.83	897.87	1016.45	920.00



**NOMENCLATURA:**

- Ab = Área efectiva del fuelle, (pg<sup>2</sup>)
- Av = Área del asiento de la válvula, (pg<sup>2</sup>)
- Pb = Presión interna del domo de la válvula a la temperatura base, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Pc = Presión en la TR requerida para abrir la válvula bajo condiciones de operación, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Pd = Pbt = Presión interna del domo de la válvula a la temperatura de operación, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Pg = Presión del gas de inyección en el espacio anular frente a la válvula, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Po = Presión de apertura de la válvula en el probador a la temperatura base, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Psc = Presión del gas de inyección en la superficie para cerrar la válvula, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Pso = Presión del gas de inyección en la superficie para abrir la válvula, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Pst = Presión equivalente causada por la fuerza del resorte aplicada sobre el área (Ab - Av), (lb/pg<sup>2</sup>)
- Pt = Presión en la TP frente a la válvula, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Ptro = Presión de apertura de la válvula en el taller, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Pvo = Presión del gas de inyección frente a la válvula en el momento de abrir, (lb/pg<sup>2</sup>)
- Pvc = Presión del gas de inyección frente a la válvula en el momento de cerrar, (lb/pg<sup>2</sup>)
- T = Temperatura base de calibración de las válvulas en el probador a 60 u 80 (°F)
- Tv = Temperatura de operación de la válvula dentro del pozo, (°R)
- Z = Factor de desviación del gas utilizado en el domo de la válvula @ Pb y T
- Zv = Factor de desviación del gas utilizado en el domo de la válvula @ Pbt y Tv

---

**7**

# **DIAGNÓSTICO DE FALLAS**

## 7.1 CALIBRACIÓN DE VÁLVULAS DEL APAREJO DE BOMBEO NEUMÁTICO

De acuerdo a un programa conocido como diseño, previamente analizado y calculado, seguir condiciones y características de un pozo petrolero explotado por el Sistema Artificial de Bombeo Neumático.

Se procede a la calibración de las válvulas que conformarán el aparejo de Bombeo Neumático a instalarse en dicho pozo.

En el banco de trabajo del taller de mecanismos, mantenimiento de equipo dinámico, se efectúa la calibración solicitada según diseño.

En este tipo de válvulas para efectuar su calibración se requiere del manejo de la presión del fuelle, aunado al brío del resorte, de tal manera que al comprimir el resorte por medio de la tuerca de calibración, originará un aumento en la calibración de la válvula o viceversa.

Se habilita el material necesario para dar cumplimiento al programa.

Sección motriz

Sección piloto

Mandriles tipo c  $2 \frac{7}{8}$ " $\varnothing$

Fuelle ya armado y determinado el rango de funcionamiento

Combinaciones Asiento - Bola o esfera

La combinación consta de esfera y asiento que al combinarse, el diámetro de la esfera con el ángulo de inclinación del asiento va a dar como resultado un pase de gas necesario para el tipo de área. Generalmente se utiliza  $\frac{5}{16}$ " diámetro de la esfera, 37° inclinación del asiento para alta presión  $\frac{3}{8}$ " diámetro de la esfera, 38° inclinación del asiento para baja presión,  $\frac{3}{8}$ " diámetro de la esfera, 45° de inclinación del asiento para presión intermedia.

Una de las funciones principales de estas combinaciones es la de proporcionar un sello hermético antes de vencer la presión a que está calibrada la válvula.

Esto se logra asentando el asiento y la esfera auxiliado por una pasta de diamante de 8 a 12 micrones.

Al conjunto de combinación más el rango del fuelle, se le conoce como arreglo. Hay arreglos para alta o baja presión.

Un arreglo para alta presión:  $\frac{5}{16}$ " esfera, 37° asiento, 023 rango del fuelle.

Un arreglo para baja presión sería:  $\frac{3}{8}$ " esfera, 45° asiento, 031 rango del fuelle

Un arreglo para intermedia o baja presión sería:  $\frac{3}{8}$ " $\varnothing$ , esfera 38° asiento, 028 rango del fuelle.



Una vez armado todo el material necesario se procede a la calibración, que consiste en buscar los valores de presión de apertura y presión de cierre, del conjunto de válvulas, según diseño.

Esto se efectúa en el banco de trabajo, a través de un simulador de tubería de revestimiento efectuando las pruebas necesarias, hasta lograr los valores programados que son:

- Cierre hermético
- Presión de apertura
- Presión de cierre

Estos valores se obtienen en los manómetros instalados previamente en el banco de pruebas.

El método de flujo continuo, requiere una inyección de gas en forma constante proporcional a los fluidos de la formación, por tanto es necesario una válvula reguladora de gas con pequeño puerto.

## **7.2 COMO SE INDUCE UN POZO DE BOMBEO NEUMÁTICO**

### **Manera de hacerlo:**

Cuando un pozo petrolero ha sido intervenido o reacondicionado por el personal del departamento de terminación y reparación de pozos (T.R.P.) y terminada la operación programada.

Solicitar al departamento de Operación de Pozos e Instalaciones, personal encargado para la inducción de dicho pozo.

El personal de Operación de Pozos e Instalaciones se presenta en la localización, recibiendo el pozo, anotando en su libreta la hora de entrega y procede al inicio de la operación de inducción.

Tomando todas las medidas necesarias de seguridad, verifica lo siguiente:

- Que las conexiones superficiales estén debidamente instaladas y probadas, sin fugas, que en batería el pozo a inducir esté alineado a producción General, esta operación se efectúa mediante la comunicación a través del radio transmisor.
- Cuando se trate de inducir a presa metálica, verificar que dicha presa tenga desgasificador y esté debidamente conectada al pozo, mediante conexiones superficiales, fijas y ancladas. Previamente la presa debe ser colocada en un lugar estratégico, de acuerdo a la instalación del equipo de reparación de pozos, para no correr riesgos.

Una vez satisfechas estas necesidades, se procede a:

1. Verificar o revisar que todas las válvulas del árbol, estén cerradas
2. Se abre la válvula de flote.

3. Se abre la válvula de Tubería de Producción en el árbol de válvulas, la que se encuentra instalada en el lado de la caída, conexiones superficiales, hacia la batería o hacia la presa metálica según el caso de que se trate.
4. Se abre la válvula maestra.
5. Se abre la válvula Tubería de Revestimiento que se encuentra instalada en el lado de la inyección de gas.

Una vez terminado con este proceso, que se conoce con el nombre de alinear un pozo a batería.

Se procede a instalar dos manómetros de la siguiente manera:

1. El primer manómetro se utiliza para tomar lecturas de presión de flujo, se instala en la válvula de  $\frac{1}{2}$ " $\varnothing$ , que se localiza en las conexiones superficiales del árbol de válvulas y que normalmente es de 42 kg/cm<sup>2</sup>, se abre la válvula de  $\frac{1}{2}$ " $\varnothing$  y el valor de la lectura que se obtenga en el área Poza Rica se le llama o se le conoce como contrapresión y será la presión que vencerá el pozo al estar fluyendo. O sea, la presión que existe, entre el pozo y la batería, a través de la línea de descarga.
2. El segundo manómetro, será el que se utilice para checar las operaciones y se instala en la válvula de  $\frac{1}{4}$ " $\varnothing$ , que se localiza en las conexiones del aparato registrador de flujo.

Se abre la válvula de  $\frac{1}{4}$ " $\varnothing$ , verificando que no haya ninguna fuga, el valor o lectura que obtengamos en el manómetro, será la presión que exista en el espacio anular que normalmente se encuentra vacío.

No hay que olvidar que el pozo se recibe controlado, es decir la tubería de producción está llena de fluido de control.

Se checa la presión en la línea, esta presión será la energía que se utilizará para inducir el pozo.

No olvidar que, cuando se probaron las conexiones superficiales, la línea de inyección fue sopleteada, para eliminar posibles sólidos o impurezas, que estuvieran dentro de la línea de inyección, y que en un momento dado pudieron introducirse al pozo a través del espacio anular (T.R.), y dañar las válvulas del Aparejo de Bombeo Neumático.

3. Prosiguiendo con la inducción.- Se llena el espacio anular.
  - Se abre la válvula de control de inyección de gas al pozo al 100% (válvula de compuerta).
  - Se abre lenta o gradualmente la válvula de aguja, inyectándole al pozo el volumen regulado de gas deseado hasta lograr la presión de calibración del Aparejo de Bombeo Neumático y así lograr la operación de la válvula de achique o primera operación.

Una vez logrado esto se toman todos los datos (valores) siguientes:

- Primera operación del aparejo
- Valor en manómetro
- Lecturas en gráfica
- Estática
- Diferencial
- Medida de la placa
- Presión máxima al estar fluyendo el pozo
- Presión mínima al dejar de fluir el pozo (contrapresión), checar la hora.

Cuando todo este proceso se haya cumplido, se considerará que el pozo ha sido inducido a la batería o a la presa metálica según el caso.

Se pasan todos estos datos y valores a la oficina al jefe inmediato, complementado con las muestras que se concentrarán al laboratorio para su análisis.

Una vez que consideremos que el Aparejo de Bombeo Neumático del pozo, está operando normal se procede a regular el volumen de gas inyectado que requiera el pozo. Según su aportación, se programa a medición en batería y se anota en bitácora del Equipo de Terminación y Reparación de Pozos (T.R.P.) que el pozo queda en observación, anotando todos los datos de operación del Aparejo de Bombeo Neumático; así como la hora.

### **7.3 COMO DEFINIR UN POZO DE BOMBEO NEUMÁTICO CON FALLA DE APAREJO**

Cuando un pozo de Bombeo Neumático presenta fallas en el aparejo subsuperficial, es necesario definirlo.

1. Para efectuar este proceso, es necesario conocer las causas probables, que originan este descontrol.
2. Así también conocer la instalación subsuperficial instalada en el pozo en mención (estado mecánico).

1-A. Las causas probables se conocen, mediante la interpretación de la gráfica, instalada en el aparato registrador de flujo, que está instalado en la línea de inyección de gas de Bombeo Neumático (trineo).

1-B. También normaremos un criterio, tomando el registro gráfico de presiones o lecturas manométricas, en el manómetro que está instalado en la válvula de  $\frac{1}{4}''\varnothing$ , instalada en el aparato registrador de flujo.

## 7.4 PROCEDIMIENTO PARA DEFINIR LA O LAS FALLAS DE UN APAREJO DE BOMBEO NEUMÁTICO

Con la interpretación de la gráfica sabremos cual es la falla que presenta el Aparejo de Bombeo Neumático y su probable causa.

El manómetro tiene una función importante pero su lectura es instantánea, a diferencia de la gráfica donde queda impreso el comportamiento de la falla.

1. En gráfica o manómetro cuando la caída de presión del espacio anular es lenta (contra reloj), la falla se considera en la válvula operante y puede ser por calzamiento, o descalibración (Figura 7.7).

Corrección: Se igualan las presiones de la tubería de revestimiento a tubería de producción por medio del By Pass, depresionando en forma brusca la presión de la tubería de producción tratando de limpiar la válvula operante.

2. Cuando la caída de presión en el espacio anular registrado en gráfica o manómetro, es rápida o franca, esta lectura se obtiene contra reloj. La falla se considerará por rotura de cople en tubería de producción o desprendimiento de la tubería de producción por rotura. (Figura 7.9)

Corrección: Hay que extraer la tubería de producción, revisarla, cambiar cople o tramo dañado.

3. Cuando el llenado del espacio anular es retardado, contra reloj, (el igualamiento de presiones entre tubería de revestimiento y tubería de producción no se logra en tiempo normal) se considerará que la falla es en el empacador ya que parte del volumen del gas inyectado, se pierde hacia la formación y más cuando ésta es débil.

Corrección: Hay que cambiar el empacador

4. Se toma un registro de nivel (ecómetro) para determinar la profundidad del nivel en el pozo (nivel dinámico).
5. Se recuperan las gráficas, tanto del aparato registrador como la del registro de ecómetro y se concentran a la oficina (jefatura) para su análisis.

Una vez que se cuenta con todo el condensado de información y que se haya determinado la probable falla de Aparejo de Bombeo Neumático, se solicita la reparación o reacondicionamiento del pozo en mención.

## 7.5 ANOMALÍAS QUE SE PUEDEN PRESENTAR DURANTE LA INDUCCIÓN Y COMO CORREGIRLAS

### 1. Fuga en conexiones superficiales.

Corrección: Cambio de partes dañadas, cambio de empaques, reapriete de nipples, codos, tees, tuercas unión, este trabajo lo realiza personal de mantenimiento equipo dinámico.

Se supervisa que todas las operaciones y maniobras se hagan con todas las medidas de seguridad. Que el personal porte el equipo de protección, también cuidando el medio ambiente (ecología) esto cuando sea necesario depresionar las conexiones, los fluidos sean captados en un depósito y concentrados en un lugar seguro.

### 2. Represionamiento:

Esto puede ser por varias razones

- Que la tubería de producción esté llena de fluido de control pesado.
- Por baja presión de línea de gas de inyección de Bombeo Neumático.
- Por la no apertura de la válvula de achique del Aparejo de Bombeo Neumático, esto puede ser por descalibración.
- Por alta contrapresión en la línea de descarga.

Corrección: Se procede a trabajar el pozo por medio del By Pass, actuando con seguridad.

Tratando de resortejar la válvula de achique y hacer sifón abriendo bruscamente la tubería de producción (válvula) hacia la línea de descarga o presa metálica.

Se efectúa un barrido en la línea de descarga esto se hace cuando se trate de alta contrapresión. También debe verificarse cuando se trate de este caso. Que todas las válvulas estén abiertas, así como revisar el funcionamiento del check en la llegada del pozo en mención en la batería.

Si una vez terminado con la ejecución de todas estas maniobras, aún continúa el pozo represionado, es decir con la tubería de producción llena, se procede a tratar de inducir con equipo de tubería flexible y circular los fluidos pesados hacia el exterior. Presa metálica y sustituirlos por fluidos de baja densidad es decir menos pesados.

La descalibración del Aparejo de Bombeo Neumático, puede ocurrir, por tratar de inducir en forma rápida, es decir abriendo bruscamente la válvula de control de inyección de gas a alta presión hacia el espacio anular.

## **7.6 ANOMALÍAS POR LAS CUALES DEJA DE FLUIR UN POZO DE BOMBEO NEUMÁTICO**

1. Por baja presión de gas en el circuito de Bombeo Neumático

Que es la presión disponible para la inyección y ésta no es suficiente para lograr la apertura de la válvula operante en el aparejo de bombeo neumático.

2. Que la tubería de producción se encuentre obturada por carbonato de calcio. Comúnmente se le conoce como Tubería de Producción Carbonatada.
3. Por descalibración del Aparejo de Bombeo Neumático.
4. Por falla en el piloto interruptor de ciclos, que se haya quedado cerrado o abierto.
5. Por un autocontrol, provocado por la invasión de agua.
6. Por baja recuperación del pozo, dejando descubierta la válvula operante.
7. Por alta contrapresión en la línea de descarga, por taponamiento de carbonato o por la caída de la charnela del check en la llegada a batería.
8. Falla en alguno de los mecanismos en la instalación subsuperficial, rotura de tubería de producción, rotura en el empacador.

## **7.7 ANOMALÍAS QUE SE PRESENTAN EN UN POZO DE BOMBEO NEUMÁTICO**

El primer signo de un mal funcionamiento del Sistema de Bombeo Neumático, ocurre generalmente cuando el personal encargado de la revisión de los pozos, descubre que la producción del pozo está por debajo de lo normal.

El principio básico para analizar y resolver los problemas, es saber que puede esperarse del pozo cuando el sistema está funcionando correctamente, así, cuando el comportamiento sea diferente, se podrán determinar las causas posibles que generan la anomalía en particular observada.

En muchos casos, sin ser el Bombeo Neumático una excepción, la observación de un sistema en acción requiere el uso de instrumentos de registros.

La información básica debe obtenerse, cuando la instalación está operando correctamente, para tener un punto de referencia y establecer comparaciones cuando el problema se presente.

Información:

1. Volumen de lo producido por el pozo durante un día Agua-Aceite-Gas.

2. Número de ciclos de inyección por día (volumen).
3. Periodo de inyección por ciclo o sea el tiempo durante el cual se inyecta gas en cada ciclo, cuando se utiliza un controlador accionado por un reloj.
4. Volumen de gas inyectado al pozo por día
5. Presión disponible para la inyección del gas (presión de línea)
6. Variaciones de las presiones superficiales en las tuberías de revestimiento y de producción durante el ciclo
7. Profundidad a la que se inyecta el gas a la tubería de producción (profundidad de la válvula operante).
8. Presión de fondo del pozo en condiciones estáticas fluyendo.
9. Gradiente de presión de los fluidos producidos.

**Para proceder a efectuar un análisis de la operación de una instalación para Bombeo Neumático se requiere conocer lo siguiente:**

- a) Tipo de instalación: esta información se obtiene del expediente del pozo.
- b) Diámetro de las tuberías de revestimiento: esta información se obtiene del expediente del pozo.
- c) Diámetro de la tubería de producción: se obtiene del expediente del pozo.
- d) Profundidad de la válvula operante: esta información se obtiene mediante registros de presión de fondo y presión de cierre superficial de la válvula operante así como con ecómetro.
- e) Características de la válvula operante: esta información se obtiene del expediente del pozo.
- f) Producción bruta del pozo por día: esta información se obtiene del reporte de medición en batería.
- g) Porcentaje de agua que produce por día: esta información se obtiene del reporte de medición en batería.
- h) Producción de gas producido por día: esta información se obtiene de la gráfica del aparato registrador de fluido instalado en batería.
- i) Volumen de gas inyectado por día: esta información se obtiene de la gráfica del aparato que se localiza en trineo de inyección del pozo.

- j) Presión de cierre de las válvulas a las profundidades de trabajo: esta información se obtiene del diseño de Aparejo de Bombeo Neumático.
- k) Presión de apertura de la válvula operante a la profundidad de trabajo: esta información se obtiene después de un cálculo especial después de conocer la presión manométrica.
- l) Presión superficial de cierre de la válvula operante: esta información se obtiene del registro gráfico de presiones o lectoras manométricas.
- m) Presión superficial de apertura de la válvula operante: esta información se obtiene del registro gráfico de presiones manométricas.
- n) Contrapresión superficial de la tubería de producción: esta información se obtiene del registro gráfico de presiones manométricas.
- ñ) Presión de descarga: esta información se obtiene del registro gráfico de presiones manométricas.
- o) Rapidez con que decrece la presión en la tubería de revestimiento: esta información se obtiene del registro gráfico de presiones o lecturas manométricas relacionadas, con el tiempo.
- p) Rapidez con que se incrementa la presión en la tubería de revestimiento: esta información se obtiene del registro gráfico de presiones o lecturas manométricas relacionadas con el tiempo.
- q) Rapidez con que se incrementa la presión en la tubería de producción: esta información se obtiene del registro gráfico de presiones o lecturas manométricas relacionadas con el tiempo.
- r) Rapidez con que decrece la presión en la tubería de producción: esta información se obtiene del registro gráfico de presiones o lecturas manométricas relacionadas con el tiempo.
- s) Tiempo requerido para que el fluido llegue a la superficie: esta información se obtiene mediante la identificación de la llegada del bache a superficie a través del sentido del tacto, el oído, o la vista.
- t) Número de ciclos inyectados por día: esta información se obtiene mediante el registro gráfico relacionados con el tiempo.
- u) Presión de fondo estático: esta información se obtiene mediante un registro de presión de fondo.
- v) Presión de pozo fluyendo: esta información se obtiene mediante un registro de presiones de fondo utilizando curvas de gradientes.



- w) Curva de incremento de la presión de fondo: esta información se obtiene mediante un registro de presión de fondo.
- x) Carga sobre la válvula operante: esta información se obtiene mediante un registro de presión de fondo.
- y) Presión disponible en la superficie para la inyección de gas: esta información se obtiene mediante la toma de presiones manométricas.

También se utilizan los registros de presiones de fondo, temperatura, y ecómetro, para identificar fugas en la tubería de producción.

Una vez que se cuenta con toda la información anterior, estaremos en posibilidad de identificar y definir si la instalación opera correctamente o no, así como de analizar su eficiencia.

Anomalías:

Las anomalías más frecuentes en un pozo explotado con el sistema artificial de Bombeo Neumático pueden ser las siguientes:

**Pozo Circulado, Pozo Descontrolado, con comunicación de Tubería de Revestimiento a Tubería de Producción.**

Las causas pueden ser varias:

- Descalibración de la válvula operante.
- Calzamiento de la válvula operante, esto puede ser por partículas de carbonato, sulfuros o algunos sólidos e impurezas del gas.

**Pozo Represionado:**

Esto puede ser por auto control del pozo por alto porcentaje de agua en su aportación.

Por carga pesada en la tubería de producción (T.P.) por el acumulamiento de sedimentos, asfaltos, parafinas, etc., por obstrucción en la tubería de producción (T.P.) por carbonato, conexiones superficiales obstruidas por carbonato de calcio, línea de descarga (L.D.) obstruida por carbonato, así como por desprendimiento o caída de la charnela en el check de llegada en batería.

El interruptor de ciclos que haya quedado cerrado o abierto, por varias causas, falla en el control del reloj por el acumulamiento de condensados, sulfuros en las conexiones del interruptor, falla en el disco de ciclaje.

Válvula de aguja obturada por congelamiento.

Pozo vaciándose, circulando gas de Tubería de Revestimiento a Tubería de Producción por rotura en la tubería de producción, por falla en la válvula operante que haya quedado abierta.

Por falla en el empacador, rotura en los hules, que no haya sello hermético.

Baja presión de línea en el circuito (gasoducto), fuga en las conexiones superficiales.

## 7.8 REVISIÓN DIARIA A UN POZO DE BOMBEO NEUMÁTICO: PUNTOS A REVISAR

En trineo los puntos más importantes son:

- Presión de línea, presión de apertura, presión de cierre: valores que se obtienen en las lecturas manométricas, tiempo de inyección, tiempo de espera en el caso de operar con interruptor, amplitud, etc.
- La línea del trineo debe tener sus bases de concreto y encontrarse anclada correctamente.
- Protección anticorrosiva en buen estado.
- En gráfica

Número de descargas por hora, diferencial, estática, volumen de gas inyectado instantáneo, en caso de operar con interruptor, con estos valores o lecturas nos damos cuenta del comportamiento del Aparejo de Bombeo Neumático del pozo.

En el árbol de válvulas: Presión de flujo, presión de contrapresión, muestreo.

## 7.9 ECÓMETROS O REGISTROS DE NIVEL DE LÍQUIDOS

Son gráficas que se obtienen para determinar el nivel dinámico de un pozo, es la profundidad o distancia a que se encuentre dicho nivel, tomado como referencia la superficie

Estos pueden ser a través de la tubería de producción o también pueden ser a través de la tubería de revestimiento a este último se le considera el más confiable.

Y consiste en accionar una pistola mecánica, cargada con nitrógeno o con gas del mismo pozo, esta detonación produce un ruido (sonido) que viaja a través de las tuberías según se trate y que se le conoce como (ECO) que al hacer contacto o chocar con el nivel, transmite una señal que se registra en la gráfica del aparato electrónico.

A estas dos clases de registro se les conoce como:

1. Registro Ecómetro por Implosión.
2. Registro Ecómetro por Explosión.

**Registro por Implosión:** Consiste en cargar la pistola con el mismo gas del pozo (presión) es decir aprovechar su propia energía.

**Registro por Explosión:** Consiste en cargar previamente con gas, que puede ser nitrógeno, a una presión determinada.

Tipos de Aparatos registradores:

1. Mecánico = (Solo Log) aparato con 2 plumillas.
2. Electrónico con una sola plumilla.



*Fig. 7.1 Aparato Ecómetro Electrónico  
Delta X*



*Fig. 7.2 Aparato Ecómetro Mecánico  
Solo Log*

## 7.10 INTERPRETACIÓN DE GRÁFICAS DE BOMBEO NEUMÁTICO. (ESTÁTICA Y DIFERENCIAL), FALLAS COMUNES

La interpretación de las gráficas de pozos explotados con el Sistema Artificial de Bombeo Neumático es muy importante.

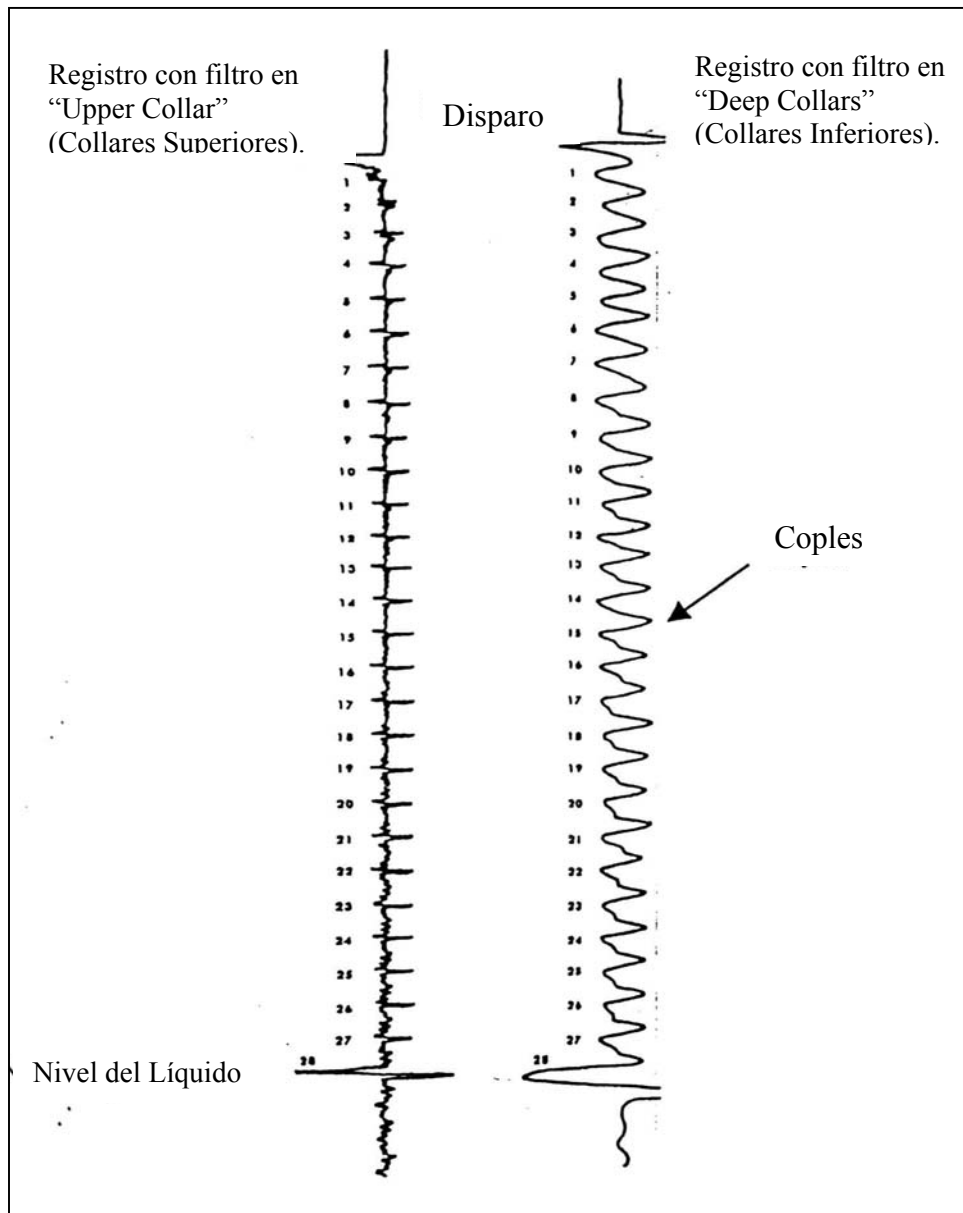
Su importancia radica en que si sabemos interpretar una gráfica conoceremos inmediatamente cual es la falla que presenta el Aparejo de Bombeo Neumático del pozo en cuestión.

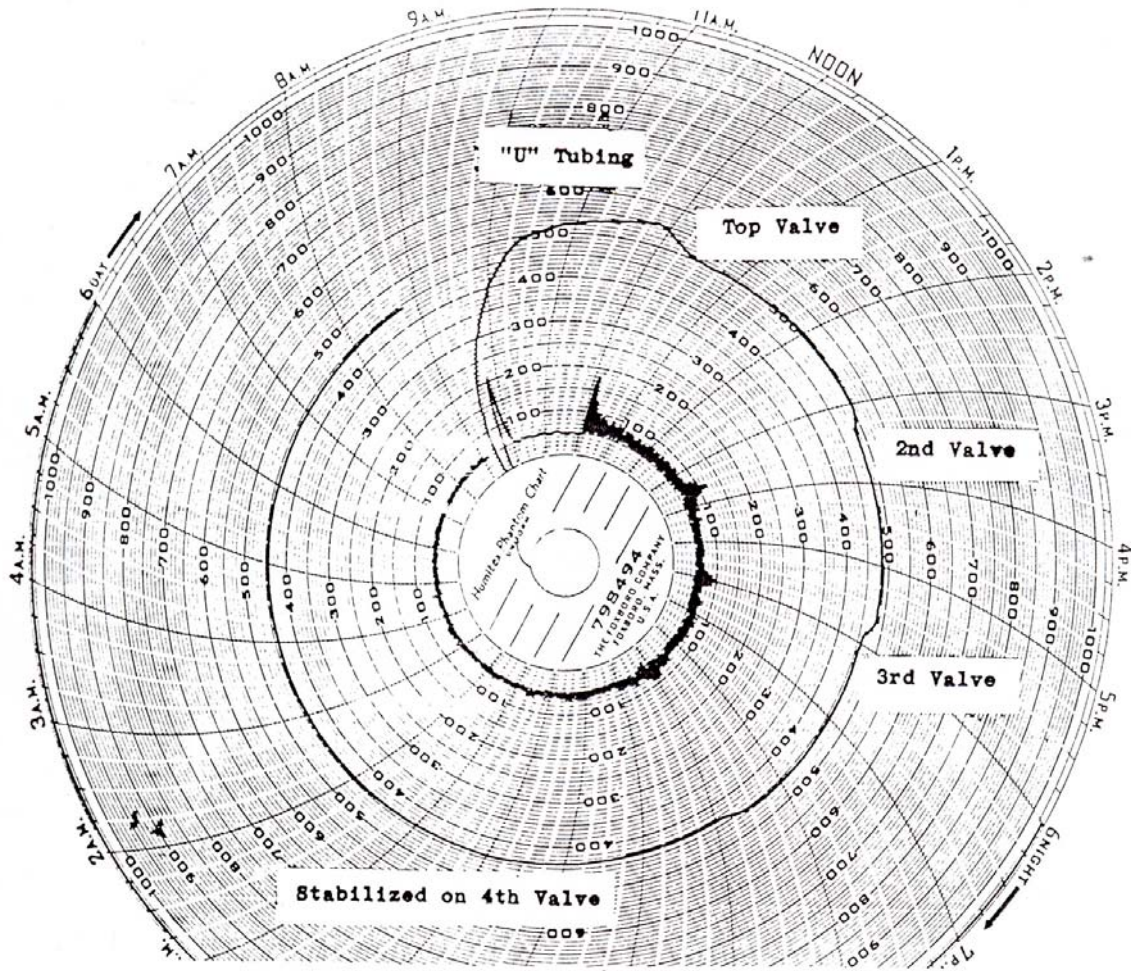
Dependiendo en gran parte de esta información, para solicitar la intervención que requiera dicho pozo.

- Conocer la interpretación en gráfica de la descalibración de la válvula operante, cuando la tubería de producción presenta probable fuga, presenta obturación por carbonato, pozo represionado, pozo circulado por pase sin control a través de la válvula operante (De tubería de revestimiento a tubería de producción) número de descargas, tiempo de espera, amplitud demasiado tiempo de inyección, puenteando por falta de gas, ya sea por falta de volumen o por baja presión de línea.

**Estática:** Es la lectura de la presión que permanece en el espacio anular del pozo, desde el cierre de la válvula operante, hasta la apertura de la motora y es la lectura que se localiza en la parte superior de la gráfica.

**Diferencial:** Es la diferencia de presiones que se crea antes y después de la placa con orificio y es la lectura en gráfica que normalmente está en la parte inferior de la gráfica, es decir dentro de la estática.





*Fig. 7.3 Descarga de un Pozo en Flujo Continuo.*

*Se observa la operación de las primeras válvulas hasta estabilizarse en la 4ª Válvula.*

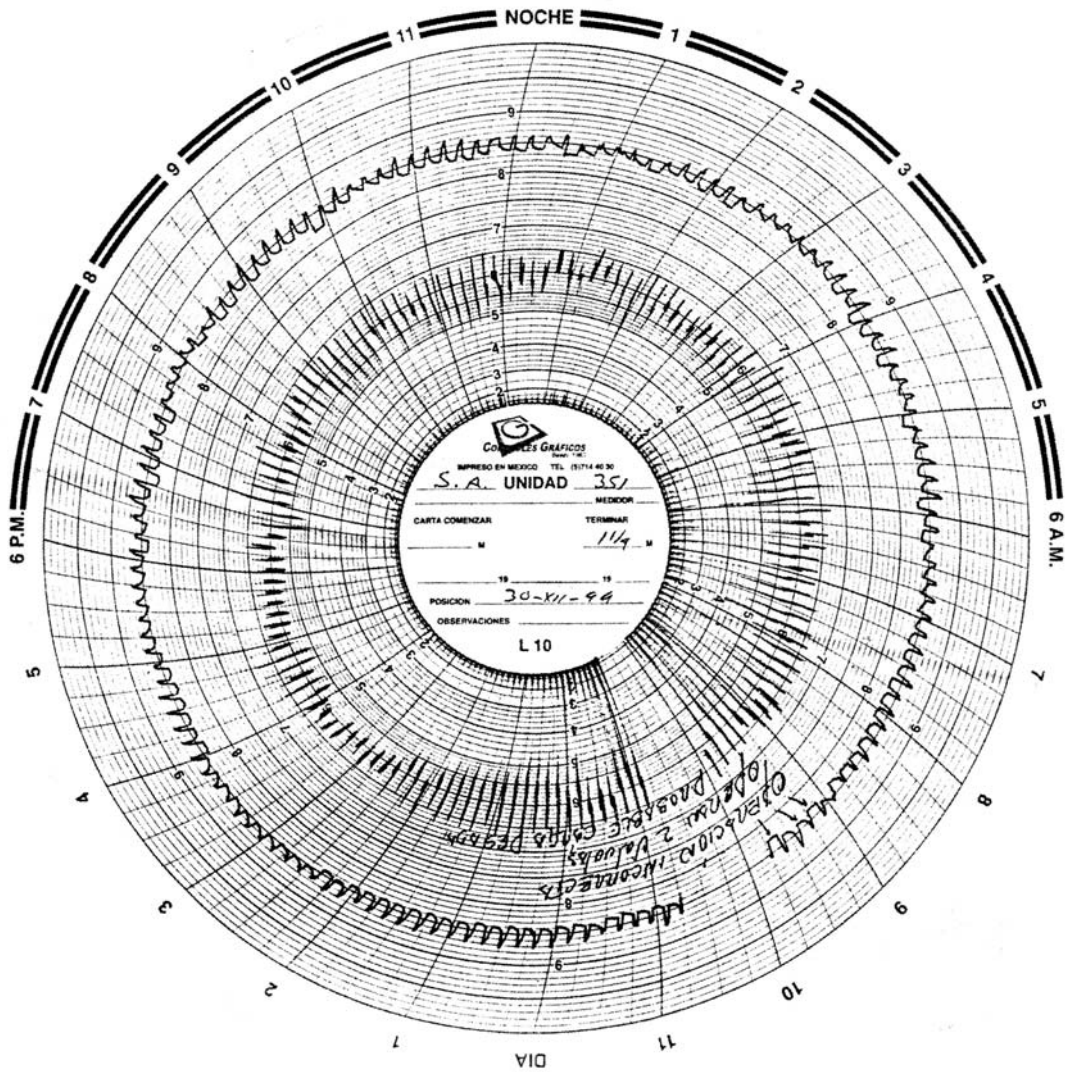


Fig. 7.4 Operación Incorrecta, Operan dos Válvulas



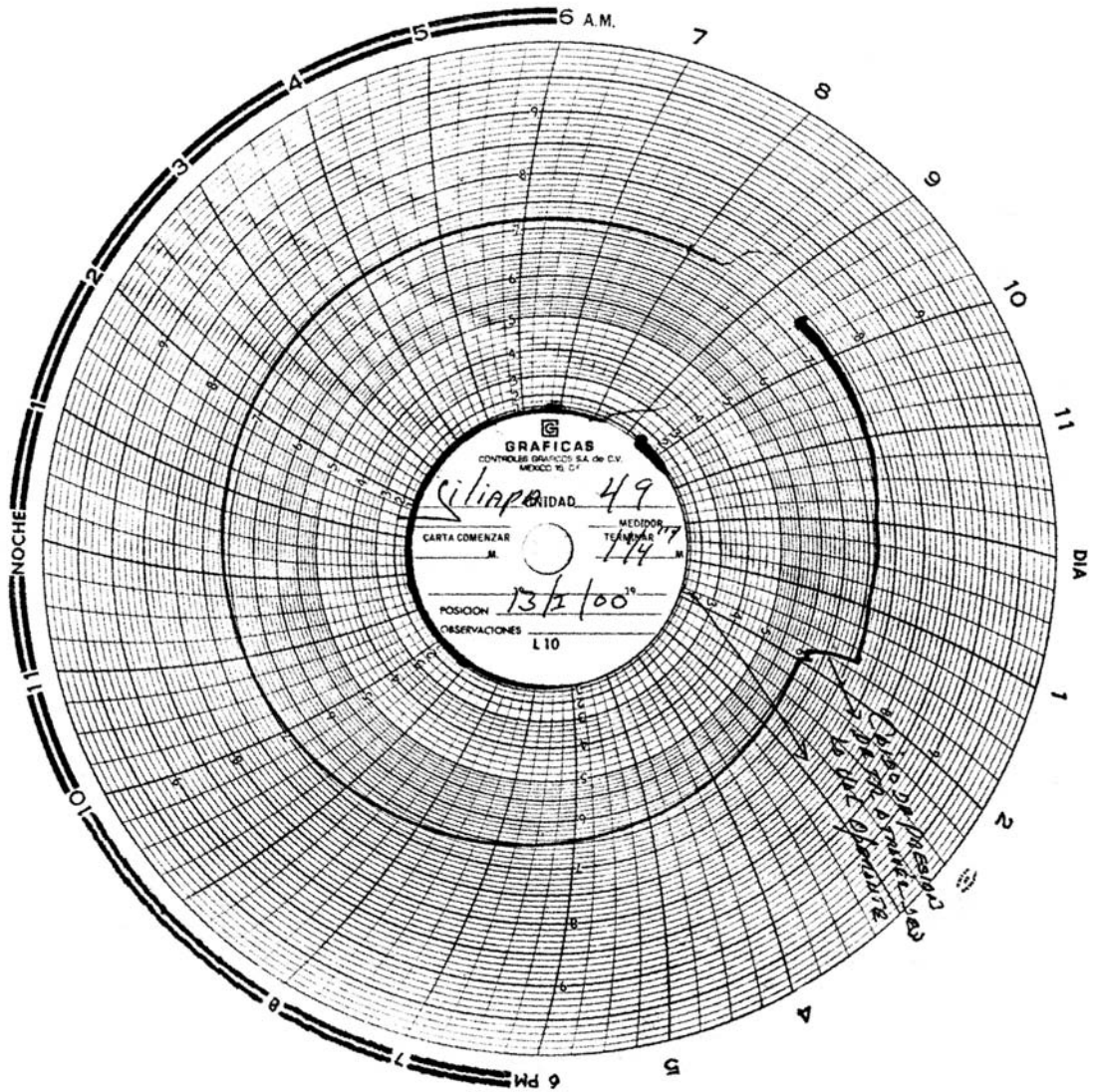


Fig. 7.5 Caída de Presión en Tubería de Revestimiento a través de la Válvula Operante

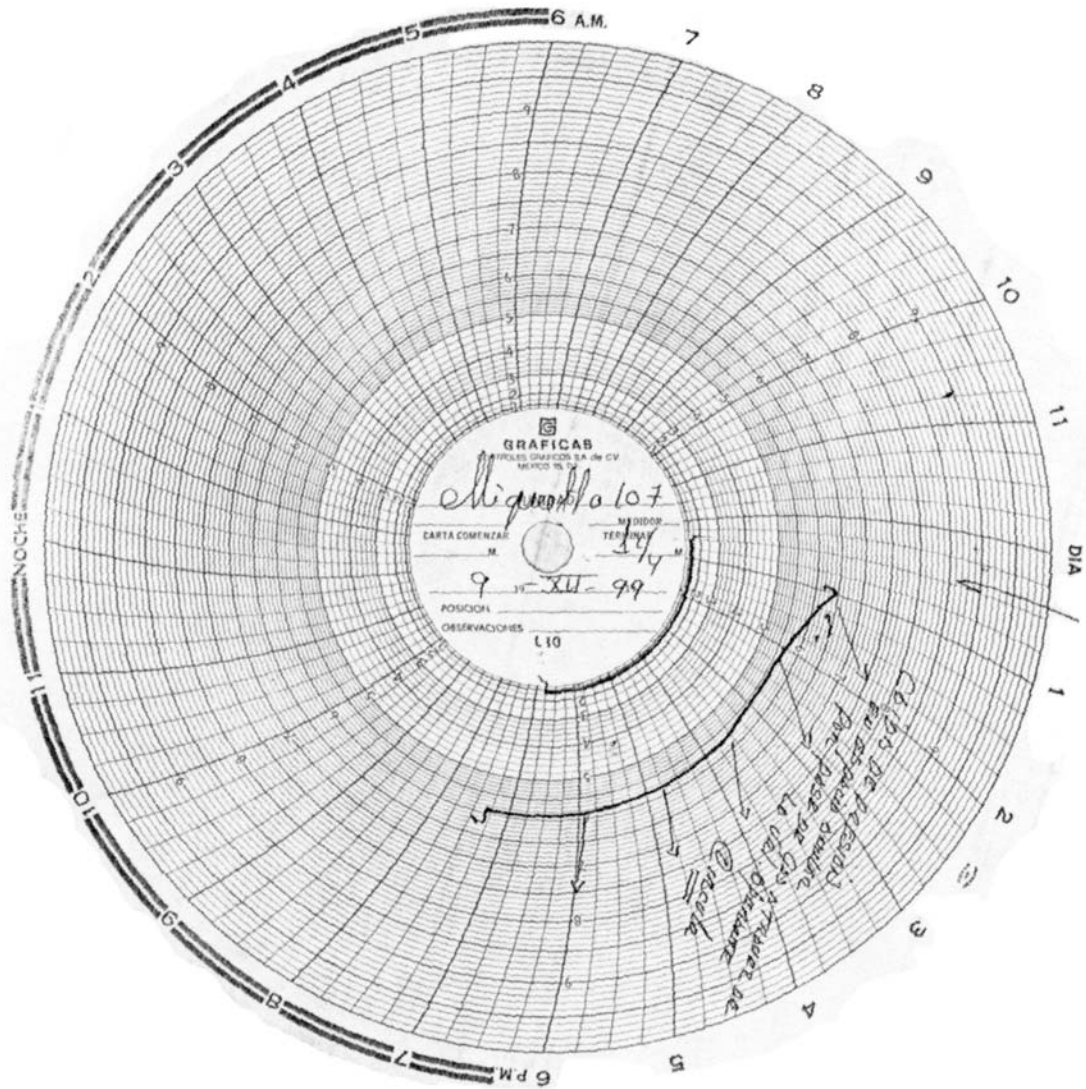
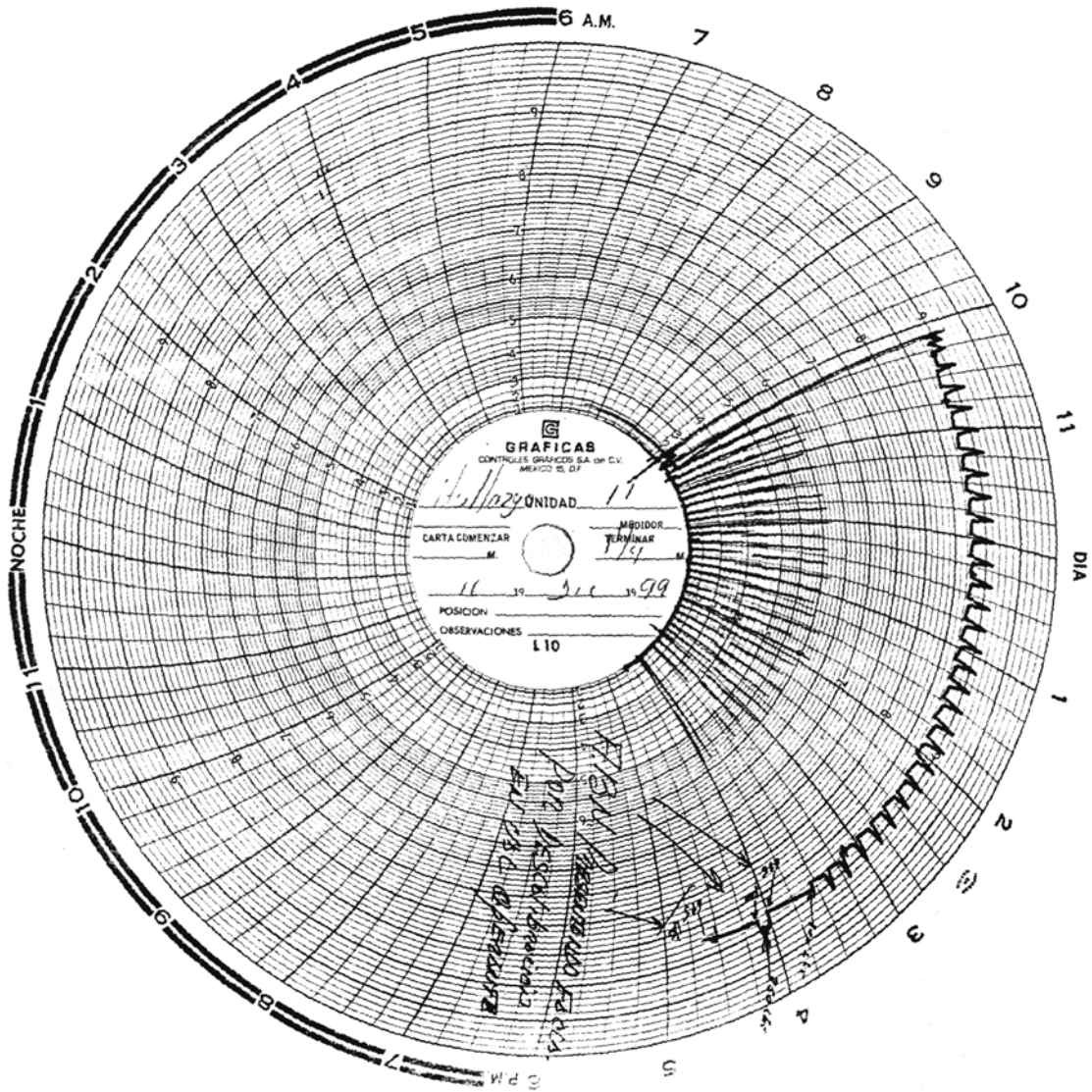
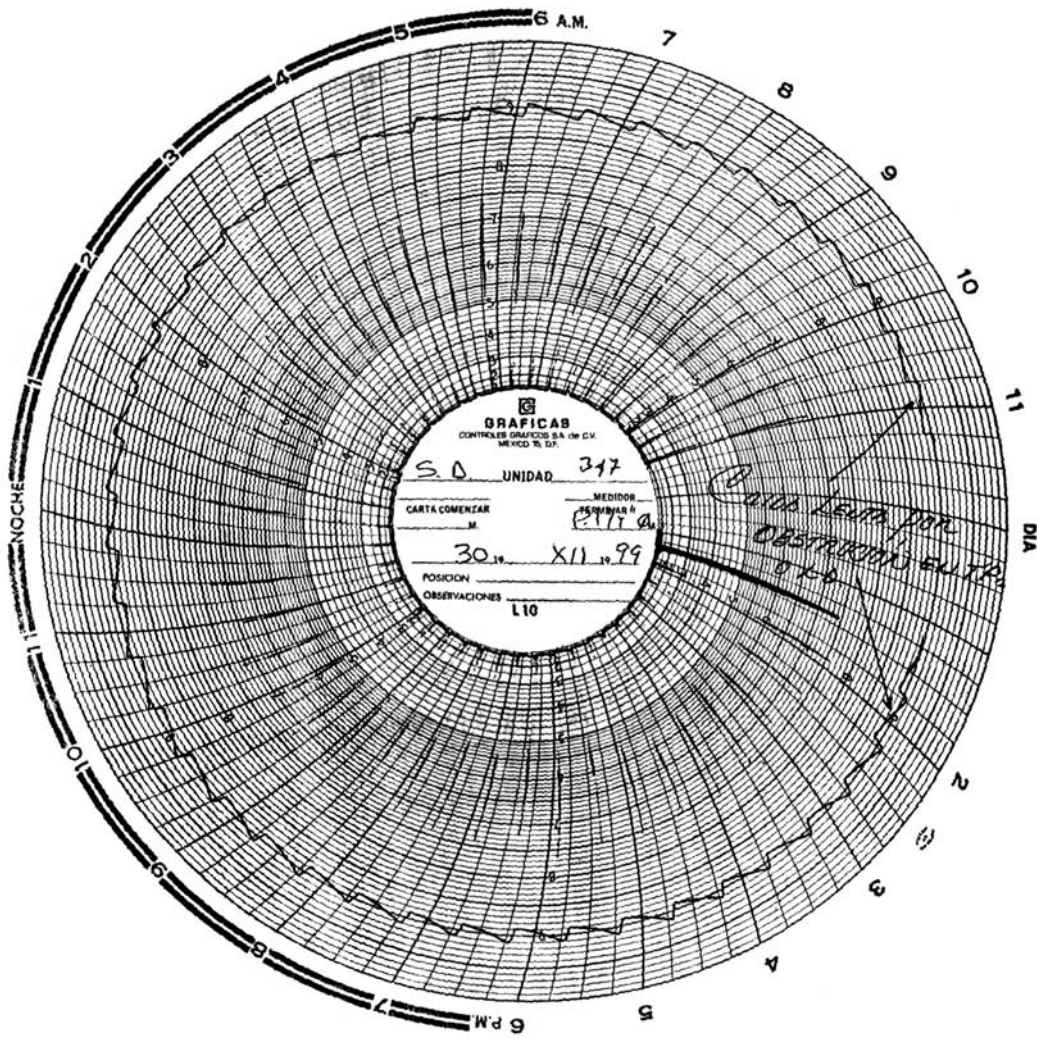


Fig. 7.6 Caída de Presión en Espacio Anular por Pase de Gas, a través de la Válvula operante

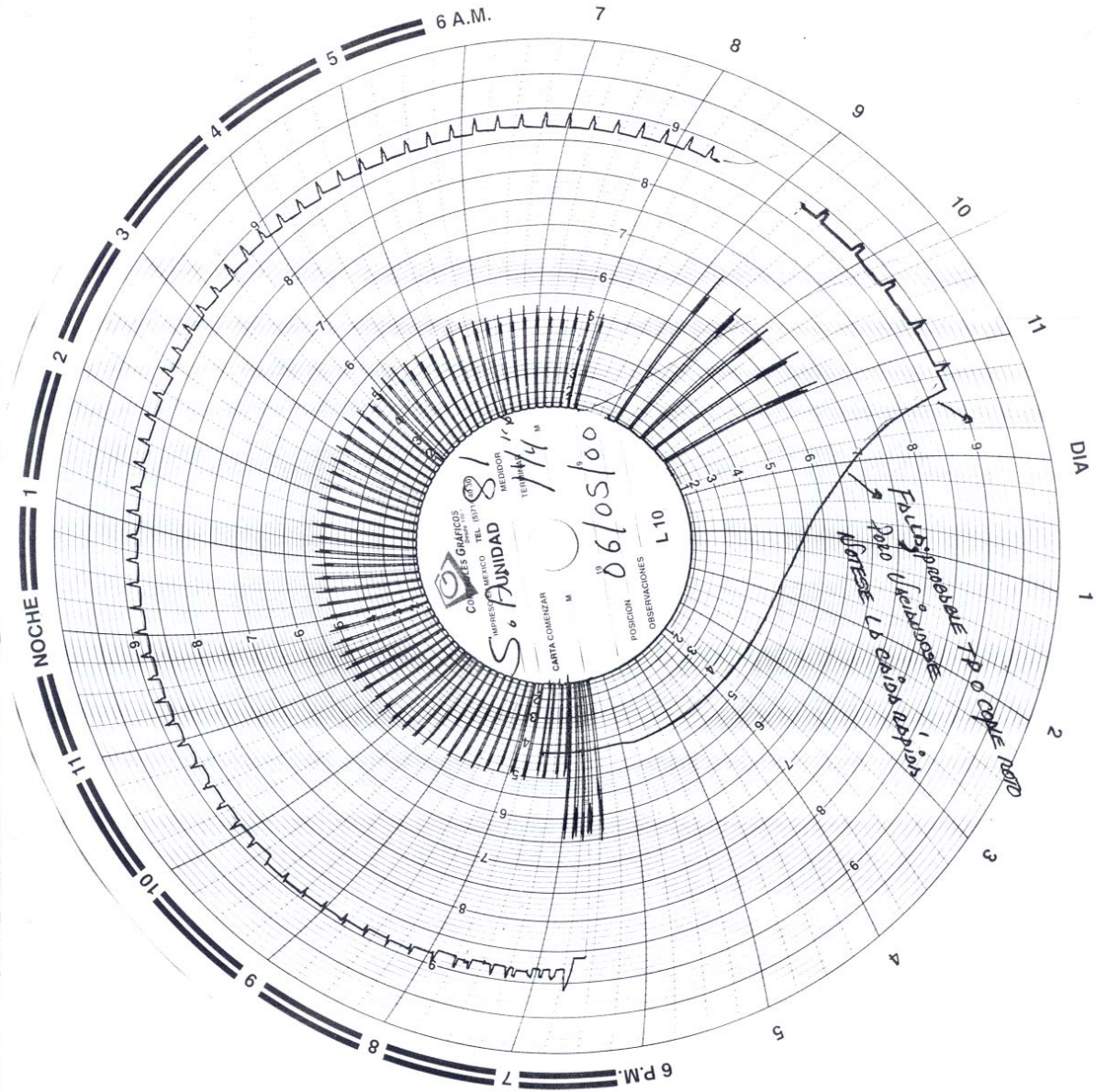




*Fig. 7.7 Aparejo de Bombeo Neumático Presenta Falla por Descalibración de la Válvula Operante*



*Fig. 7.8 Caída lenta por Probable Obstrucción en Tubería de Producción o Línea de Descarga*



**Fig. 7.9** *Falla por Rotura de Cople en Tubería de Producción Pozo Vaciándose, Nótese la Caída Rápida*



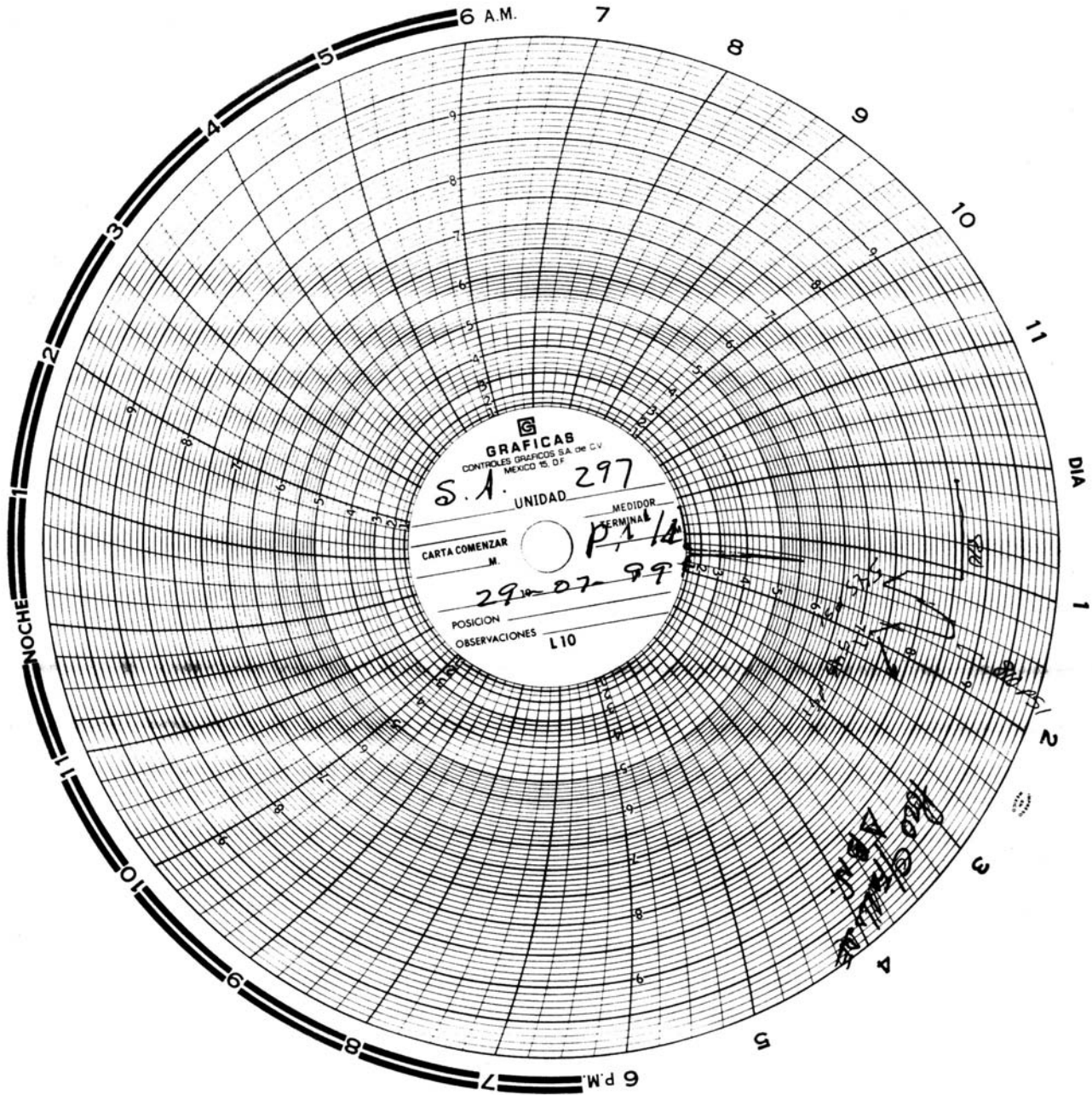


Fig. 7.14 Pozo con Falla de Aparejo de Bombeo Neumático

## 7.11 CÁLCULO DE VOLUMEN DE GAS INYECTADO MEDIANTE LA GRÁFICA

Es la operación que se efectúa tomando los valores de la gráfica, mediante un cálculo, para conocer la cantidad (volumen) de gas inyectado a un pozo por día.

**Volumen de gas inyectado intermitente fórmula para calcular el volumen de gas inyectado al espacio anular.**

$$\begin{array}{r}
 V = (P.E. \times P.D. \times K \times D.D. \times T.I.) \div M.D. \\
 \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \\
 V = (7.15 \times 6.15 \times 345.6 \times 84 \times 3.5) \div 1440 = 3102.6 \text{ m}^3/\text{día}
 \end{array}$$

V	=	Volumen de Gas Inyectado
P.E.	=	Promedio de Lectura Estática
P.D.	=	Promedio de Lectura Diferencial
K	=	Constante o Factor de la Placa
D.D.	=	Descargas por Día del Orificio de la Placa
T.I.	=	Tiempo de Inyección
M.D.	=	Minutos por Día

**Fórmula para calcular el volumen de gas en m<sup>3</sup>/día que se maneja en un flujo constante o regulado.**

Esta fórmula se aplica para calcular gráficas de gas inyectado a pozos de Bombeo Neumático Inyección Regulada.

Gas total de una batería  
 Gas enviado al quemador  
 Gas enviado a compresoras

$$\begin{array}{r}
 V = P.E. \times P.D. \times K \\
 \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \\
 V = 8.3 \times 2.5 \times 345.6 = 7171 \text{ m}^3/\text{Día}
 \end{array}$$

V	=	Volumen de gas
P.E.	=	Promedio de lectura estática
P.D.	=	Promedio de lectura diferencial
K	=	Constante o factor de la placa

## 7.12 REGULACIÓN DEL VOLUMEN DE INYECCIÓN Y NÚMERO DE DESCARGAS

En el Sistema Neumático Intermitente y Continuo, es necesario conocer el momento adecuado, cuando se debe efectuar el ajuste o regulación del volumen de gas inyectado.

Una vez descargado el pozo, el volumen de gas inyectado debe ajustarse para obtener la producción deseada, gastando una cantidad de gas mínima. Para lograr lo anterior, se hacen las siguientes recomendaciones:

1. Antes de iniciar un periodo de inyección de gas, asegúrese que la presión en la tubería de producción ha declinado hasta su presión mínima estabilizada.
2. El periodo de inyección de gas debe ser suficientemente grande para abrir la válvula de Bombeo Neumático y suspenderse antes de que la columna de fluido llegue a la superficie.
3. El periodo de inyección de gas debe ajustarse para que la columna de fluido viaje a una velocidad de 300 a 450 m/min.
4. Cada columna de fluido descargada debe de ser de un barril de fluido por cada pulgada que tenga de diámetro la tubería de producción.
5. En el registrador de presiones de dos plumillas, la máxima presión superficial de descarga en la tubería de producción debe ser cercana a la mitad de la presión superficial de la tubería de revestimiento.

Deberá afinarse el ajuste del pozo para lograr operar con alta eficiencia, para lo cual es necesario efectuar varias pruebas del pozo.

Antes de probar el pozo, éste deberá estar estabilizado a un ciclaje determinado y dicho ajuste no debe modificarse durante la prueba.

Número de descargas o frecuencia de ciclos. Esta programación estará basada en la producción esperada del pozo.

Si tomamos en cuenta que por cada descarga deberá traer un barril por cada pulgada que tenga de diámetro la tubería de producción.

**Ejemplo:** *Con tubería de producción de 2"Ø y 24 ciclos/día, deberá de producir 48 bls (día de fluido).*

*Use esta regla práctica para determinar la frecuencia de los ciclos a programar en el pozo de que se trate.*

### 7.12.1 FORMULAS Y CÁLCULOS SOBRE LAS GRÁFICAS DE INYECCIÓN DE GAS

**Fórmula para calcular la presión manométrica considerando la lectura estática en un Registrador de Flujo (R.F.)**

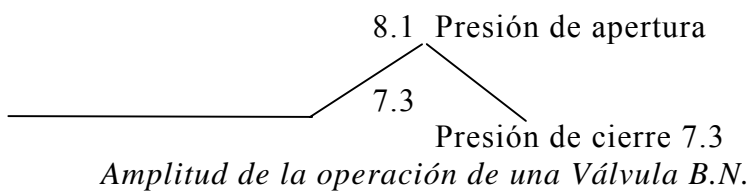
P.M.	=	$\frac{L.E.^2 \times RB}{F.C.}$	-	P.A.	=	PSI
------	---	---------------------------------	---	------	---	-----

- P.M. = Presión manométrica
- L.E.<sup>2</sup> = Lectura estática al cuadrado
- RB = Rango del Bourdón
- F.C. = Factor constante (100)
- P.A. = Presión atmosférica (14.7)

**Ejemplo:**

$$P.M. = [(8.1 \times 8.1 \times 1000) \div 100] - 14.7 = 641.4 \text{ PSI P.M.}$$

$$P.M. = [(7.3 \times 7.3 \times 1000) \div 100] - 14.7 = 518.2 \text{ PSI P.M.}$$



**Fórmula para calcular la lectura estática en gráfica, compensación que se da al Registrador de Flujo equivalente a la Presión Atmosférica del lugar donde funcionará el aparato.**

$L.E.C. = \sqrt{\frac{(P.M. + P.A.) \times F.C.}{RB}}$
--

- L.E.C = Lectura estática por compensación
- P.M. = Presión manométrica
- P.A. = Presión atmosférica
- RB = Rango del Bourdón

**Ejemplo:**

$$RF = 100'' \text{ H}_2\text{O}'' + 100 \text{ PSI}$$

$$RF = 400 \times 10000 \text{ PSI} \qquad L.E.C = \sqrt{\frac{[(0.0 + 14.7)100]}{10000}} = \sqrt{0.147} = 0.38$$

$$RF = 100 \text{ H}_2\text{O}'' \times 100 \text{ PSI}$$

$$L.E.C. = \sqrt{\frac{[(0.0 + 14.7)100]}{100}} = \sqrt{14.7} = 3.83$$

$$RF = 200'' \text{ H}_2\text{O}'' \times 1000 \text{ PSI}$$

$$L.E.C. = \sqrt{\frac{[(0.0 + 14.7)100]}{1000}} = \sqrt{1.47} = 1.21$$

**Fórmula para calcular la lectura diferencial considerando un determinado gasto en pulgadas de agua (H<sub>2</sub>O'') dentro del rango del Registrador de Flujo.**

$$L.D. = \sqrt{\frac{H_2O'' \times F.C.}{R.A.}}$$

- LD<sup>2</sup> = Lectura diferencial al cuadrado
- H<sub>2</sub>O'' = Pulgadas agua
- F.C. = Factor constante
- R.A. = Rango del aparato

**Ejemplo:**

$$RF = 200 \text{ H}_2\text{O}'' \times 1000 \text{ PSI}$$

$$Q = 69.62 \text{ H}_2\text{O}''$$

$$L.D. = \sqrt{(69.62 \times 100) \div 200} = \sqrt{34.81} = 5.9$$

**Fórmula para calcular la presión diferencial considerando la lectura diferencial en gráfica del Registrador de Flujo.**

$$P.D. = \frac{L.D.^2 \times R.A.}{F.C.} \times F.C.L. = P.S.I$$

- P.D. = Presión diferencial
- L.D.<sup>2</sup> = Lectura diferencial al cuadrado
- R.A. = Rango del aparato
- F.C.L. = Factor de conversión de H<sub>2</sub>O a lbs/plg = (0.3606)
- F.C. = Factor constante

**Ejemplos:**

R.F.	=	200	x	1000	P.S.I.
		Lectura estática		8.0	
		Lectura diferencial		3.8	

$$P.D. = [(3.8 \times 3.8 \times 200) \div 100] \times 0.03606 = 1.04$$



R.F.	=	50	x	100	P.S.I.
		Lectura estática		7.8	
		Lectura diferencial		3.2	
P.D.	[(3.2	x	3.2	x	50) ÷ 100] x 0.03606 = 0.18

**Volumen que se maneja en pulgadas de agua.**

**Fórmula para calcular el volumen del caudal que se maneja equivalente a H<sub>2</sub>O" considerando la lectura diferencial en gráfica.**

$$V.C. = \frac{L.D.^2 \times R.A.}{F.C.} = H_2O''$$

V.C.	=	Volumen del caudal en (H <sub>2</sub> O")
L.D. <sup>2</sup>	=	Lectura diferencial al cuadrado
R.A.	=	Rango del aparato (H <sub>2</sub> O")
F.C.	=	Factor constante (100)

**Ejemplo:**

50	H <sub>2</sub> O"	x	100	P.S.I.					
L.E.	8.0								
L.D.	5.9								
V.C.	=	(L.D.	x	L.D.	x	R.A.)	÷	F.C.	
		↓		↓		↓		↓	
V.C.	=	(5.9	x	5.9	x	50)	÷	100	= 17.40 H <sub>2</sub> O"

**Compensación por presión atmosférica.**

**La lectura estática por compensación que se da al Registrador de Flujo. será de acuerdo al rango del Bourdón considerando las lecturas siguientes:**

Rango del Bourdón	Lectura estática
P.S.I.	
50	5.42
100	3.83
150	3.13
200	2.71
200	2.71
300	2.21
400	1.91
500	1.71
800	1.35
1000	1.21
2000	0.85
2500	0.76
3000	0.70
5000	0.54
10000	0.38

Al verificar la calibración del registrador de flujo la cámara de fuelles estará depresionada y la lectura diferencial será de 0.0.

**Lectura Estática**

**Fórmula para calcular la lectura estática en gráfica considerando la presión manométrica.**

$$L.E. = \sqrt{\frac{(P.M. + P.A.) F.C.}{RB}}$$

- L.E. = Lectura estática
- P.M. = Presión manométrica
- P.A. = Presión atmosférica
- F.C. = Factor constante (100)
- RB = Rango del Bourdón

**Ejemplo:**

- R.F. = 100 H<sub>2</sub>O" x 1000 P.S.I.
- P.M. = 674.20 P.S.I.
- L.D. = 3.6
- L.E. = 8.3

$$L.E. = \sqrt{\frac{(674.20 + 14.7)100}{1000}} = \sqrt{68.89} = 8.3 \text{ P.S.I.}$$

**Ejemplo:**

- R.F. 200 H<sub>2</sub>O" x 1000 P.S.I.
- P.M. = 49.0 Kg/cm<sup>2</sup>

$$L.E. = \sqrt{\frac{[(P.M. + P.A. \text{ kg/cm}^2 \times F.C.) \div R.B. \text{ kg/cm}^2]}{1000}}$$

$$L.E. = \sqrt{\frac{[(49.0 + 1.033) \times 100] \div 70.3}{1000}} = \sqrt{71.17} = 8.4 \text{ kg/cm}^2$$

**La R.G.A. de un pozo se obtiene de la siguiente manera:  
Se divide la producción de gas m<sup>3</sup>/día entre la producción m<sup>3</sup>/día de aceite limpio.**

**Ejemplo:**

- 620 m<sup>3</sup>/día gas
- 12 m<sup>3</sup>/día aceite limpio

R.G.A. = 620 ÷ 12 = 51.6 m<sup>3</sup> de gas por cada uno de aceite

R.G.A. = 51.6 m<sup>3</sup> de gas por cada uno de aceite

---

---

# CONCLUSIONES

El Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático es uno de los principales en uso en lo que se refiere a producción de hidrocarburos.

Es importante en el Bombeo Neumático la optimización de la inyección de gas dentro del pozo para que así se obtenga una mayor producción de hidrocarburos con una mínima inversión.

El Bombeo Neumático Continuo por cuestiones de economía no es muy recomendable en pozos que todavía tienen la energía suficiente para producir sin la inyección de gas.

En la puesta en marcha de un sistema artificial de producción se debe observar que lo que se diseñó, se este desempeñando bien en la realidad ya que algunas veces falla el diseño y se tienen que hacer correcciones; en campo a base de observación, experiencia y pericia se corrigen las anomalías que pudiera tener el Bombeo Neumático.

Además de hacer las correcciones pertinentes se debe de cuantificar la producción antes y después de la puesta en marcha del sistema artificial de producción ya que de ahí dependerá si lo que pronosticamos en producción es lo correcto o estamos muy desviados en la predicción de la producción que se tendría con dicho sistema artificial.

También el conocimiento del equipo de Bombeo Neumático debe ser a la perfección ya que si llegara a fallar en campo, lo ideal será que se corrijan inmediatamente las fallas para no interrumpir la producción.

Con los conocimientos que se tienen sobre el diseño de la distribución de válvulas en el Sistema de Bombeo Neumático es importante no excederse en el número de válvulas y no minimizar este, ya que de ahí dependerá su eficiencia. Como en todo estudio se deben considerar las propiedades de los fluidos en la tubería de producción para mejorar las condiciones flujo y así obtener mejores resultados.

El mismo tipo de análisis mostrado aquí se puede realizar para un amplio rango de condiciones del yacimiento y la operación en la superficie.

En la mayoría de los casos, la presión de inyección óptima permanecerá relativamente constante a través de la vida de un campo, aun cuando puedan cambiar otras características de producción. Afortunadamente todas las características de producción de un pozo se pueden simular en los cálculos de Bombeo Neumático, y el uso de modernos programas de cómputo como el PIPESIM de Schlumberger, con unidades para graficar, hacen tales cálculos relativamente simples.

Debido a esto, no hay necesidad actualmente de adivinar las condiciones de operación óptimas de Bombeo Neumático. Del mismo modo, no es necesario limitar el beneficio económico de un sistema debido a un diseño inadecuado de cualquier parte del sistema.

En la selección de presiones de inyección de gas, un sistema que permite la inyección de gas a la máxima profundidad generalmente será el sistema más eficiente. Con las mayores profundidades de los yacimientos y de las presiones de formación encontradas hoy en día, esto involucrará a menudo presiones relativamente altas del gas (1,300 a 2,000 lb/pg<sup>2</sup>).

En tales casos, las ventajas de usar gas a alta presión, sobre gas a baja presión, fácilmente compensan con creces cualquier desventaja que pudiera resultar de una presión mayor. Algunas ventajas de usar gas a presiones más altas, en lugar de gas a presiones bajas, son:

1. Gastos de producción mayores
2. Menores volúmenes de gas de inyección
3. Requerimientos menores de potencia en la compresión
4. Líneas de distribución de gas con menores diámetros
5. Menos equipo de fondo

Algunas desventajas son:

1. Sistemas de distribución de gas con mayores especificaciones (líneas y conexiones).
2. Una integridad más crítica de la Tubería de Revestimiento.

Con lo dicho anteriormente se debe tomar en cuenta la operación de apertura y cierre de las Válvulas de Bombeo Neumático, contrapresión y presión de flujo en tuberías, muestreo de datos obtenidos del campo (fluido, presiones, etc.), lectura diferencial, lectura estática, tiempo de inyección (flujo intermitente) y presión en línea de inyección y descarga. Todo esto para dejarlo en condiciones óptimas de operación.

Se debe supervisar el pozo de Bombeo Neumático que es la acción o procedimiento de visitar una instalación de un pozo petrolero, para verificar la operación correcta de los equipos instalados, tanto superficial como subsuperficial y programar la operación requerida, para así obtener la producción de crudo deseada.

El mantenimiento del equipo se debe considerar en un intervalo de tiempo de producción ya que si no se atiende, es probable que nuestros costos se eleven, además de que la eficiencia del sistema disminuya considerablemente.

Como una conclusión final se puede establecer, con poca equivocación, que la presión de inyección del gas que origine la potencia de compresión más baja por barril de fluido bombeado proporcionará la condición de producción más económica y la Operación de Bombeo Neumático Más Eficiente.



---

---

# **GLOSARIO**

<b>Abrasión</b>	.- Es el desgaste de la superficie de un cuerpo provocado por las partículas de otro cuerpo generalmente más duro llamado abrasivo. El roce directo de un cuerpo con otro, después de haberse igualado ambas superficies, sólo causa un desgaste ligero de las mismas.
<b>Accesorio</b>	.- Pieza o conjunto mecánico que se instala en un mecanismo para aumentar su rendimiento o hacer que éste sea más regular en su funcionamiento.
<b>Aforo</b>	.- Medición de líquido en un tanque.
<b>Agua Libre</b>	.- Es el porcentaje de agua que mecánicamente puede separarse de la emulsión (muestra).
<b>Agua Total</b>	.- Es el volumen total de agua presente en una emulsión de petróleo.
<b>Almacenar</b>	.- Periodo en el cual se va a retener la producción de los yacimientos en un área determinada.
<b>Amplitud</b>	.- Distancia entre el cierre y la apertura de una válvula operada por gas.
<b>Aparejos</b>	.- Conjunto de mecanismos subsuperficiales utilizados en la aplicación de un sistema artificial para continuar con la explotación del yacimiento.
<b>Apertura</b>	.- Presión de calibración a la cual abre una válvula operante.
<b>Ayudante</b>	.- Tramo de tubo de fierro de diferente longitud y diámetro.
<b>Barrilete</b>	.- Depósito por el cual pasa el gas de hulla al salir de los hornos de destilación y en el que, al enfriarse, desprende aguas amoniacaes y la mayor parte del alquitrán que contiene, donde se aloja el émbolo mecánico.
<b>Bitácora</b>	.- Libreta de anotaciones, reportes de eventos.
<b>Boca Liner</b>	.- Es la diferencia de diámetros de tuberías de revestimiento.
<b>Bombeo Neumático (B.N.)</b>	.- Nombre que se le da al gas enviado por Complejo Procesador de Gas o Compresoras.
<b>Calcáreo</b>	.- Una roca que contiene cal. Las rocas calcáreas se designan con el nombre genérico de caliza, que están principalmente compuestas de carbonato de calcio.
<b>Charnela</b>	.- Nombre que se le da a la tapa del barrilete.
<b>Check</b>	.- Válvula de retención.
<b>Cierre hermético</b>	.- Presión de calibración cierre total; sin pase de una válvula operada por gas.
<b>Colapsos</b>	.- Deformaciones que presentan las piezas tubulares huecas por apriete excesivo o golpes.
<b>Compactación</b>	.- Dícese de las materias poco porosas, de textura apretada.
<b>Condensados</b>	.- Líquidos derivados del gas, azufre y ácido sulfúrico que se acumulan en los gasoductos.
<b>Conexión Hembra</b>	.- Es el acoplamiento mediante roscas interiores.
<b>Conexión Macho</b>	.- Es el acoplamiento mediante roscas exteriores.
<b>Corrosión</b>	.- Es la destrucción progresiva de un metal mediante una acción química, generalmente de ácidos o por el fenómeno de electrólisis entre 2 metales de potencial eléctrico diferente, que se hallan en contacto con presencia de humedad.
<b>Densidad</b>	.- Es la relación entre la masa y el volumen de una sustancia.
<b>Densidad Relativa</b>	.- Es la relación entre el peso de un volumen dado de un producto y el peso de un volumen igual de agua.
<b>Derecho de Vía</b>	.- Es el nombre que se le da al terreno donde van alojadas las tuberías de los gasoductos.
<b>Diablo</b>	.- Émbolo mecánico, mecanismo que se utiliza en la limpieza de ductos.
<b>Dispositivo</b>	.- Modo particular de disponer de las distintas piezas de un mecanismo para que cumplan una función determinada.
<b>Ducto</b>	.- Es una línea de recolección para transporte de gas.
<b>Ecómetro</b>	.- Es un instrumento cuyo principio está basado en la acústica y nos permite



	determinar la profundidad del líquido en un pozo.
<b>Émbolo</b>	.- Mecanismo de forma cilíndrica que se ajusta y corre con movimiento de vaivén en el interior de un cilindro de motor de un cuerpo de bomba, etc., y que según los casos, transforma en energía mecánica la presión de un gas. (Máquina de vapor, motor de explosión).
<b>Émbolo Mecánico</b>	.- Nombre que se le da a un mecanismo que sirve para hacer limpieza y tomar video de los gasoductos.
<b>Empaquetadura</b>	.- Guarnición de algún tipo de sellante para evitar el escape de fluidos por las juntas.
<b>Emulsión</b>	.- Es la mezcla líquida de dos sustancias no miscibles una de las cuales se haya dispersa en la otra en forma de gotas. Agua en el aceite.
<b>Energía</b>	.- Es todo aquello que puede producir un trabajo.
<b>Erosión</b>	.- Acción de un fluido u otra sustancia que desgasta alguna superficie.
<b>Espacio Anular</b>	.- Es la diferencia existente entre el diámetro exterior de tubería de producción y el diámetro interior de la tubería de revestimiento.
<b>Explotación</b>	.- Sacar provecho de las riquezas naturales.
<b>Física</b>	.- Es la ciencia que estudia las leyes que tienden a modificar su estado o su movimiento sin cambiar su naturaleza.
<b>Fluido</b>	.- Son los cuerpos cuyas moléculas por falta de cohesión pueden deslizarse unas sobre otras (líquidos) o moverse sueltas (gases), por cuya razón dichos cuerpos no tienen forma propia y adoptan la del recipiente que los contiene.
<b>Flujo</b>	.- Movimiento de los fluidos.
<b>Formación</b>	.- Es el conjunto de capas geológicas que son afines por datar de la misma época o por haberse formado con condiciones idénticas.
<b>Fractura</b>	.- Ruptura de una roca consecutiva a un esfuerzo.
<b>Fuerza</b>	.- Causa capaz de producir un movimiento u otras alteraciones de los sistemas físicos, considerando su punto de aplicación sobre el cual se ejerce su acción, la dirección de esta acción de la cual la fuerza tiende a mover el punto material.
<b>Garza</b>	.- Nombre común que se le da al control, de los pozos por la línea después de la válvula de 2"Ø en forma ondulada.
<b>Gas</b>	.- Uno de los tres estados de la materia en la cual, está por hallarse sus moléculas separadas unas de otras, carece de forma y llena todo el volumen del recipiente que la contiene.
<b>Gasoducto</b>	.- Tubería de gran diámetro que sirve para transportar el gas natural desde el sitio donde se extrae o se produce, hasta los centros de utilización, distribución o transformación.
<b>Gradiente</b>	.- Aumento o disminución de una magnitud física cuando se pasa de un punto a otro del espacio.
<b>Guarismos</b>	.- Cada uno de los signos o cifras arábigas que expresan una cantidad. Poste de señalamiento del kilometraje de cualquier línea.
<b>Hidrocarburo</b>	.- Carburo de hidrógeno, las combinaciones del carbono con el hidrógeno son muy variadas e importantes, ciertos hidrocarburos son gaseosos, como el metano; otros son líquidos como el benceno.
<b>Intervalo</b>	.- Espacio o área de explotación.
<b>Línea de Descarga</b>	.- Son las conexiones de tubería necesarias desde el árbol del pozo a la batería de separadores por donde se va a conducir la producción del pozo.
<b>Magma</b>	.- Masa de materia en fusión que al solidificarse da origen a una roca.
<b>Materia</b>	.- Es todo lo que ocupa un lugar en el espacio.
<b>Mecánica</b>	.- Ciencia que trata de las fuerzas y sus acciones, relativa a las leyes del movimiento y del equilibrio que se efectúa por medio de mecanismos, por oposición a lo manual.

<b>Newton</b>	.-	Unidad de medida de las fuerzas cuyo símbolo es N, equivalente a la fuerza necesaria para que un cuerpo cuya masa es de 1 Kg., adquiera una aceleración de 1 m/s.
<b>Nivel dinámico</b>	.-	Es el nivel de recuperación por la presión del yacimiento.
<b>Parafina</b>	.-	Material sólido o semisólido derivado de destilados o residuos, se emplea para distintos propósitos, incluyendo velas y encerados.
<b>Partículas No Naturales</b>	.-	Son todas aquellas que han sido creadas por el hombre (plásticos, estopas, etc.).
<b>Patrullaje de Plantilla</b>	.-	Línea de desfogue, es la línea de descarga del gas o condensados.
<b>Permeabilidad</b>	.-	Facilidad de movimiento de los fluidos en la roca generadora.
<b>Permeabilidad de la Formación</b>	.-	Es la intercomunicación mediante pequeños conductos, de las formaciones petrolíferas.
<b>Petróleo</b>	.-	Nombre genérico para el hidrocarburo incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural. El nombre se deriva del latín "Oleum" presente en forma natural en rocas (petra).
<b>Petroquímico</b>	.-	Producto químico derivado del petróleo o gas natural, ejemplo: etileno, benceno, etc.
<b>Pico Diario</b>	.-	El volumen máximo de gas entregado en un día cualquiera, durante un periodo determinado (usualmente un año).
<b>Pie Cúbico</b>	.-	La cantidad de gas requerido para llenar un volumen de un pie cúbico. Unidad de medición aplicado al volumen de gas producido o consumido
<b>Pilón</b>	.-	Plomada que se utiliza en la cinta metálica.
<b>Piloto</b>	.-	Dispositivo que se utiliza para proteger la flama en un quemador.
<b>Piloto</b>	.-	Mecanismo que se utiliza para programar la inyección de gas por ciclos.
<b>Pistola de Aire o Gas Comprimido</b>	.-	Cámara desde la cual el aire o gas comprimido es liberado para producir ondas de choque en la tierra. La pistola de aire comprimido es la técnica más comúnmente usada en topografía sísmica en el mar y en los registros de nivel (ecómetros).
<b>Plataforma</b>	.-	Estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perforan los pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.
<b>Plataforma Continental</b>	.-	La orilla de un continente que yace en mares poco profundos (menos de 200 metros de profundidad).
<b>Poder Calorífico</b>	.-	La cantidad de calor producido por la combustión completa de un combustible. Puede ser medido, seco o saturado con vapor de agua y neto o bruto (bruto significa que el agua producida durante la combustión ha sido condensado en líquido liberando así su calor latente, neto significa que el agua permanece como vapor) la convención general es llamarle seco o bruto.
<b>Polietileno</b>	.-	Polímero formado por la unión de moléculas de etileno, es uno de los plásticos más importantes.
<b>Polímero</b>	.-	Compuesto complejo en el cual las moléculas individuales (monómeros) se unen químicamente en cadenas largas (ejemplo plásticos).
<b>Polipropileno</b>	.-	Polímero formado uniendo moléculas de propileno.
<b>Porcentaje de agua</b>	.-	Es la cantidad de agua mezclada con el aceite.
<b>Potencia</b>	.-	Fuerza o conjunto de fuerzas capaces de producir trabajo u otros efectos.
<b>Pozo</b>	.-	Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas. Agujero que comunica lo existente en el subsuelo con la superficie (presión).
<b>Pozo de Aforo</b>	.-	Es un pozo que se perfora como parte de un programa para determinar el tamaño y la producción de un campo de aceite o gas.

<b>Pozo de Exploración o Prueba</b>	.- Pozo exploratorio perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.
<b>Pozo de Gas</b>	.- Un agujero hecho en la tierra con el objeto de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.
<b>Pozo Desviado</b>	.- Un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada) para cubrir un área mayor de un yacimiento de aceite o gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.
<b>Pozo Fluyente</b>	.- Es aquel que mediante los recursos propios del yacimiento, logra subir en forma natural su producción a la superficie.
<b>Pozo Seco</b>	.- Un pozo que no tuvo éxito; perforado sin haber encontrado cantidades comerciales de aceite o gas.
<b>Precio de Playa</b>	.- Precio que se aplica al gas al llegar a tierra, cuando el agua y los hidrocarburos líquidos han sido removidos.
<b>Presión</b>	.- Es la fuerza que se ejerce sobre un cuerpo.
<b>Presión Absoluta</b>	.- Es la presión manométrica más la presión atmosférica.
<b>Presión Atmosférica</b>	.- Es el peso de la atmósfera sobre la tierra. A nivel del mar ésta es aproximadamente a 1.013 Bar, 101.300 N/m <sup>2</sup> , 14.7 lb/pg <sup>2</sup> ó 30 pg de mercurio.
<b>Presión Crítica</b>	.- Es la presión mínima requerida para licuar un gas a su temperatura crítica.
<b>Presión de Fondo</b>	.- Es la presión natural que se encuentra en el fondo del pozo, normalmente inferior a la presión de yacimiento.
<b>Presión de Pateo</b>	.- Nombre que se le da a la presión para impulsar el diablo desde una trampa de envío.
<b>Presión de Recibo</b>	.- Nombre que se le da al gas que llega con el diablo a una trampa de recibo.
<b>Presión de yacimiento</b>	.- Es la presión acumulada en el yacimiento en su forma original.
<b>Presión Manométrica</b>	.- Es la presión que registra un dispositivo de medición normal, dicho dispositivo mide la presión en exceso de la atmosférica.
<b>Procesamiento del Gas</b>	.- La separación del aceite y el gas y la remoción de impurezas y líquidos del gas natural.
<b>Producción</b>	.- Es la aportación de un yacimiento ya sea por medios naturales o artificiales.
<b>Producto de Distalación</b>	.- Descripción aplicada a un producto obtenido del petróleo crudo mediante destilación y sin conversión química.
<b>Productos Blancos</b>	.- Gasolina, nafta, kerossina y gasóleo, es decir productos del extremo alto del proceso de destilación.
<b>Productos Negros</b>	.- Aceites, diesel, aceites combustibles, tales como producto del extremo bajo o pesado del proceso de destilación.
<b>Promedio Diario de Despacho</b>	.- Volumen de gas entregado durante un periodo de tiempo, dividido por el número de días que comprende dicho periodo.
<b>Propano</b>	.- Hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural, consistente en 3 átomos de carbono y 8 de hidrógeno gaseoso en condiciones normales, se emplea como combustible automotriz, para cocinas y para calefacción a presión atmosférica el propano se licua a -42 °C.
<b>Protección Catódica</b>	.- Es un método empleado para minimizar la corrosión electroquímica de estructuras tales como plataformas de perforación, tuberías y tanques de almacenamiento.
<b>Prueba Hidrostática</b>	.- Nombre que se da a la prueba que se hace a una línea de conducción echa con agua.
<b>Punto de Escurrimiento</b>	.- Temperatura debajo de la cual un aceite tiende a solidificarse y a no fluir libremente.
<b>Punto de Toma</b>	.- Cámara desde la cual el aire o gas comprimido es librado para producir ondas de

		choque en la tierra, la pistola de aire comprimido es la técnica más comúnmente usada en topografía sísmica en el mar y en los registros de nivel (ecómetros).
<b>Ramales</b>	.-	Líneas que se derivan hacia los pozos.
<b>Reducción Botella</b>	.-	Es una pieza con 2 diámetros distintos y conexión (rosca) en sus extremos.
<b>Refinación</b>	.-	La refinación de los hidrocarburos brutos se hace para tres fines: 1° Separar sus numerosos constituyentes naturales 2° Aumentar la proporción de alguno de ellos 3° Mejorar dichos productos naturales o convertirlos en otros productos diferentes. Lo anterior se logra mediante la separación de las impurezas por simple decantación o procedimiento de desalación química o electrostática.
<b>Relación Gas-Aceite (R.G.A.)</b>	.-	Es la cantidad de gas producido por cada barril de aceite.
<b>Rodamientos</b>	.-	Dispositivo anular interpuesto entre una pieza y otra de un mecanismo, debido al cual el rozamiento entre ambos se reduce a una rodadura de bolas o de rodillos.
<b>Sedimento</b>	.-	Lodo contenido en el aceite bruto que se posa en el fondo de los grandes depósitos en que se almacena el mismo.
<b>Sedimento</b>	.-	Material sólido presente en el aceite crudo. Arenas, tierras, etc.
<b>Seno de agua</b>	.-	Dejar el pozo lleno de agua en la Tubería de Producción.
<b>Seno de diesel</b>	.-	Dejar el pozo lleno de diesel por la Tubería de Producción.
<b>Seno del Pozo</b>	.-	Es el llenado del volumen total de la tubería de producción por medio de un fluido.
<b>Sistema Inglés</b>	.-	La unidad que maneja es el pie, equivalente a 12" y cada pulgada en el sistema métrico decimal es igual a 2.54 cm. La forma de utilizar la pulgada es en fracciones, siendo la más usual hasta sesenta y cuatroavos, es decir, la división de la pulgada en 64 partes.
<b>Sistema Métrico Decimal</b>	.-	Es un conjunto de medidas que tiene por base el metro, el cual está dividido en 10 partes conocidas como decímetros (dm), cada decímetro se divide en 10 partes conocidas como centímetros (cm) y cada centímetro, se divide en 10 partes llamadas milímetros (mm). A estas divisiones se llaman submúltiplos, debido a que son unidades menores que el metro.
<b>Sulfuro</b>	.-	Combinación del azufre con otro cuerpo o una sal que resulta de combinar el ácido sulfúrico con una base.
<b>Tanque</b>	.-	Dispositivo mecánico que se utiliza para almacenar temporalmente los líquidos.
<b>Tensión</b>	.-	Estado del cuerpo afectado por fuerzas que le impiden contraerse.
<b>Tubería de Producción (T.P)</b>	.-	Es la conexión de tramos de tubería, de un diámetro específico, que se aloja en el interior del pozo hasta la superficie para conducir su producción a la misma a través de la tubería de revestimiento.
<b>Tubería de Revestimiento (T.R)</b>	.-	Es la conexión de tramos de tubería de diámetros mayores que van alojados en el interior del pozo con la finalidad de proteger las paredes del mismo.
<b>Válvula de Pateo</b>	.-	Nombre que se le da a la válvula que sirve para impulsar el émbolo mecánico o diablo.
<b>Viscosidad</b>	.-	Es la resistencia que opone un líquido al deslizarse sobre si mismo.
<b>Volumen</b>	.-	Espacio ocupado por un cuerpo.
<b>Yacimiento</b>	.-	Es un cuerpo de roca donde se acumula el hidrocarburo sus características: porosidad, permeabilidad, continuidad permiten que sea explotado.
<b>Zona de disparos</b>	.-	Es la vía de comunicación entre el pozo y el yacimiento.

---

---

# **BIBLIOGRAFÍA**

- **Manual de Control de Pozos Tomo I:** Gerencia de Terminación y Reparación de Pozos.
- **Manual de Bombeo Neumático.** Cía. Camco México. Traducción Herald H. Winkler y Sidney S. Smith.
- **Catálogo de Válvulas Hancock.** Edición Manning Maxwell y More de México, S.A.
- **Catálogo de Fábrica de Implementos Petroleros, S.A.**
- **Manual de Bombeo Neumático de Pozos Petroleros.** Subdirección de Capacitación I. M. P.
- **Manual Gas Lift Seminar.** Dr. Michael R. Wells.
- **Catálogo Gas Lift Equipment and Systems.** Compañía Otis.
- **Física General Serie Schaum.** Carel W. Vander Merwe.
- **Manual de Reparación de Pozos Nivel 3.** Gerencia de Terminación y Reparación de Pozos.
- **Manual de Bombeo Neumático.** Instituto Mexicano del Petróleo
- **Apuntes de Bombeo Neumático** Departamento de Ingeniería de Diseño de Petróleos Mexicanos
- **Producción de Pozos 1.** Universidad Nacional Autónoma de México, M.I. José Ángel Gómez Cabrera.
- **Procedimientos de Operación de Ingeniería Petrolera,** Gerencia de Desarrollo de Campos, Petróleos Mexicanos
- **Temas Selectos Sobre Bombeo Neumático Continuo.** Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.
- **Determining the most Profitable Gas Injection Pressure for a Gas Lift Installation.** Blann, J. R. and Williams, J. D. Copyright 1984 Society of Petroleum Engineers. JPT (August 1984) 1305-1311.
- **Economic Approach to Oil Production and Gas Allocation in Continuous Gas Lift.** Kanu, E. P.; Mach, J; Brown, D. E. Copyright 1981 Society of Petroleum Engineers. JPT(October 1981) 1887-1892.

- **Overview of Artificial Lift Systems.** Kermit E. Brown, SPE, U. of Tulsa. SPE Num. 9979.
- **The Technology of Artificial Lift Methods, PennWell Books, Tulsa(1979) II.B.** Kermit E. Brown.
- **Artificial Lift Selection and Management.** Mauricio G. Prado. The University of Tulsa.
- **New Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods,** SPE 24834-1992. Artificial Lift Methods Attribute Tables. Clegg, J. D., Bucaram, S. M., Hein , N. W. Jr.