



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

BOMBEO NEUMÁTICO DUAL

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

EDER JOVANY VALLADARES ARMIJO

DIRECTOR DE TESIS

M.I FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA



MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Agradezco y dedico esta tesis a Dios porque nunca dejaste que perdiera la fe y aún en los momentos más difíciles me has bendecido. A los médicos Neurocirujanos que me ayudaron en el momento más difícil de mi vida, sin su ayuda esto no hubiera sido posible. A la Dra. Verónica Vidríales y Dra. Violeta Araoz por el trato tan humano y por enseñarme ese gran amor hacia la vida.

A mi familia, porque ellos guiaron mi camino. A mi madre porque me enseñaste que el amor es el mejor compañero de nuestras vidas, tú creaste todo lo que soy y me has enseñado a vivir otra vez. A mi padre quien ha sabido apoyarme en todo momento y darme las fuerzas para superarme cada día más. A hermano Miguel que me ha enseñado una hermosa manera de existir y de sonreír. A mi hermano Ivan por haberme preparado en todo momento y mostrarme todo ese cariño. A mi hermana Yessica por haber confiado siempre en mí y estar cuando la necesite. A mis Padrinos Eulogio Torres y Manuela Armijo por todos los consejos, el amor y el apoyo incondicional. A mi primo Luis Enrique por apoyarme en todo momento. Que Dios los bendiga.

Mis más sinceros agradecimientos al M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda mi profesor y director de tesis por haber confiado en mi persona, por la paciencia, el ánimo que me brindo y por la dirección de este trabajo.

A mis sinodales:

Al Ingeniero Manuel Villamar Viguera por sus lecciones y consejos a lo largo de mi carrera que me han ayudado a elegir mi camino.

Al Ingeniero Mario Becerra Zepeda por sus conocimientos brindados y el apoyo otorgado a lo largo de este trabajo.

Al Ingeniero Manuel Enriquez Poy por enseñarme que el pensamiento jamás se detiene y ser un ejemplo de esfuerzo y dedicación.

Al Ingeniero Hector Erick Gallardo Ferrera por las lecciones aprendidas, enseñarme que el esfuerzo siempre trae una buena recompensa, por su amistad y por ser un ejemplo a seguir.

A todos mis amigos con los que compartí momentos inolvidables, por ser ese sostén durante todo este proceso y por esa amistad sincera y desinteresada.

Al Dr. Néstor Martínez Romero por sus lecciones y consejos; por enseñarme que la vida nos brinda muchas alternativas para salir adelante y es tarea nuestra elegir el mejor camino.

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme brindado tanto y haber sido mi hogar durante estos años, en ella encontré una identidad y amor por la superación, ha sido un honor pertenecer a la UNAM.

CONTENIDO

Pag.

1. CAPÍTULO I Fundamentos y Aplicaciones del Bombeo Neumático	1
1.1. Sistemas Artificiales de Producción ¹	1
1.1.1. Bombeo Mecánico ⁸	2
1.1.2. Bombeo de Cavidades Progresivas ⁸	4
1.1.3. Émbolo Viajero ⁸	6
1.1.4. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido ⁸	7
1.1.5. Bombeo Hidráulico Tipo Pistón y tipo Jet ⁸	10
1.1.6. Sistemas Combinados	12
1.2. Principios Básicos del Bombeo Neumático ²	13
1.2.1. Principio de Operación del Bombeo Neumático ¹	14
1.2.2. Tipos de Bombeo Neumático ⁷	16
1.2.3. Características del Bombeo Neumático	18
1.2.4. Limitaciones del Bombeo Neumático	18
1.3. Instalaciones de Bombeo Neumático ⁷	20
1.3.1. Instalación Abierta	21
1.3.2. Instalación Semicerrada	21
1.3.3. Instalación Cerrada	22
1.3.4. Instalaciones con Cámara de Acumulación	23
1.3.5. Instalaciones Macaroni	25
1.3.6. Instalaciones Duales ⁸	27
1.4. Principales consideraciones de diseño de una instalación de Bombeo Neumático ⁷	28
1.4.1. Comportamiento del Yacimiento ²	29
1.4.2. Comportamiento del Pozo	33
1.4.3. Consideraciones para el diseño del pozo	35
1.4.4. Consideraciones sobre las instalaciones superficiales	36
1.4.5. Válvulas de Bombeo Neumático ^{7,2}	44
1.5. Aplicabilidad del Bombeo Neumático ^{7,8}	47
1.5.1. Aplicabilidad del Bombeo Neumático Continuo	47
1.5.2. Aplicabilidad del Bombeo Neumático Intermitente	53
1.6. Diseño de una instalación de bombeo neumático	61

(1) Bibliografía al final de cada capítulo

	Pag.
1.6.1. Economía	61
1.6.2. Consideraciones de Diseño del Bombeo Neumático.....	63
2. CAPÍTULO II Bombeo Neumático Dual.....	67
2.1. Terminaciones. ¹	67
2.1.1. Tipos de Terminaciones ^{4, 1}	68
2.1.2. Terminaciones Duales ⁶	69
2.2. Razones para implementar un pozo con BN Dual. ⁸	72
2.2.1. Bajo costo en la perforación	72
2.2.2. Espacio superficial insuficiente.....	74
2.2.3. Pozos con terminaciones multilaterales.	75
2.3. Panorama del Bombeo Neumático Dual ^{8, 7}	75
2.3.1. Objetivos del Bombeo Neumático Dual ^{8, 3}	76
2.4. Pozos que son candidatos para el BND	77
2.4.1. Aspectos Económicos	77
2.4.2. Aspectos Operativos	78
2.4.3. Requerimientos de un pozo con BND	80
2.4.4. Pozos que no son buenos candidatos para BND	80
2.5. Ejecución recomendada ⁸	81
2.5.1. Diseño del BND	82
2.5.2. Operación del BND.....	84
2.6. Funcionamiento del BND	85
2.6.1. Instalación ⁹	86
2.6.2. Descarga	89
2.6.3. Puesta a producción.....	91
2.6.4. Operación.....	92
2.7. Pruebas a las instalaciones de BND ⁹	96
2.7.1. Registro de presión/temperatura	96
2.7.2. Nivel de fluidos	98
2.7.3. Pruebas de pozos.....	100
3. CAPÍTULO III Metodología de Diseño del Bombeo Neumático Dual	105
3.1. Tipos de instalaciones ^{2, 3, 4}	105
3.1.1. Instalación con tuberías paralelas	105
3.1.2. Instalación con tuberías concéntricas.....	107
3.1.3. Instalaciones para zonas ampliamente separadas.....	108

	Pag.
3.2. Espaciamiento entre los mandriles¹	112
3.2.1. Tipos de válvulas	116
3.2.2. Procedimiento de diseño ¹	119
3.3. Diseño de la descarga del pozo¹	126
3.3.1. Válvulas OPC y Válvulas OPT ¹	128
3.4. Válvula Operante	131
3.5. Opciones de diseño del BND^{2,1}	134
3.5.1. Ambas zonas con inyección continua.....	135
3.5.2. Una zona con inyección continua y la otra con inyección intermitente .	137
3.5.3. Ambas zonas con inyección intermitente	140
4. CAPÍTULO IV Automatización y Accesorios Especiales	150
4.1. Equipo Especial¹	150
4.1.1. Empacador Dual ²³	151
4.1.2. Árbol de válvulas y colgador dual ⁴	155
4.1.3. Mandriles con oreja deflectora ⁵	157
4.1.4. Válvulas recuperables	157
4.1.5. Niples	158
4.1.6. Dispositivos de circulación.....	158
4.2. Automatización⁶	159
4.2.1. Principales parámetros de medición ⁸	164
4.2.2. Sistema de monitoreo ^{8 9 11 12}	167
4.2.3. Sistema de control ^{8 9 11 12 14 15}	175
4.2.4. Sistema de respuesta ^{10 13}	185
5. CAPÍTULO V Diagnóstico y Solución de Problemas	196
5.1. Técnicas de diagnóstico	199
5.1.1. Comparación del comportamiento ^{1,4}	199
5.1.2. Mediciones del comportamiento	200
5.1.3. Modelos calibrados.....	204
5.2. Comunicación entre ambas zonas^{1,3}	206
5.3. Problemas frecuentes presentes en el BND¹	209
5.3.1. Presión de inyección	209
5.3.2. Volumen de gas.....	210
5.3.3. Otros problemas típicos ^{1,2}	210
6. Capítulo VI Aplicación del Bombeo Neumático Dual	220

	Pag.
6.1. Bombeo Neumático Dual en el campo Handil Indonesia ^{1, 2, 3}.....	220
6.2. Otras aplicaciones del Bombeo Neumático Dual ⁴.....	225
6.2.1. Bombeo Neumático Dual en pozos con entrada de agua.	225
Conclusiones y Recomendaciones	242
Bibliografía General.....	246

LISTA DE FIGURAS

Capítulo I

Figura 1-1 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción.....	2
Figura 1-2 Sistema de Bombeo Mecánico	4
Figura 1-3 Bombeo de Cavidades Progresivas.....	5
Figura 1-4 Equipo de fondo para BN	7
Figura 1-5 Esquema de un sistema BEC.....	7
Figura 1-6 Sistema completo del Bombeo Hidráulico	12
Figura 1-7 Esquema del sistema completo de BN	14
Figura 1-8 Principio de operación del BN	15
Figura 1-9 Bombeo Neumático Continuo.....	16
Figura 1-10 Bombeo Neumático Intermitente	17
Figura 1-11 Tipos básicos de instalaciones de BN	23
Figura 1-12 Esquema de cámara de acumulación de doble empacador.....	25
Figura 1-13 Instalación Macaroni múltiple	26
Figura 1-14 Instalación Dual con tuberías paralelas	27
Figura 1-15 Sistema Integral de Producción.....	28
Figura 1-16 Sección transversal de un compresor centrífugo.....	42
Figura 1-17 Elementos de un típico compresor recíprocante	43
Figura 1-18 Envolvente operativa del compresor.....	44
Figura 1-19 Efecto de la inyección del gas sobre el gradiente de flujo.....	48
Figura 1-20 Estimación del gasto óptimo de inyección	49
Figura 1-21 Curva de rendimiento del BN.....	50
Figura 1-22 Requerimientos de presión para arrancar el pozo	51
Figura 1-23 Inyección adicional cuando el pozo está fluyendo	51
Figura 1-24 Función de válvulas y mandriles de BN.....	52
Figura 1-25 Secuencia de operación de elevación intermitente.....	54
Figura 1-26 Esquema del émbolo viajero	58

Capítulo II

Figura 2-1 Métodos de terminación superior.....	68
Figura 2-2 Típica terminación dual	69
Figura 2-3 Personal necesario para una buena operación de BND	81
Figura 2-4 Instalación intermitente dual con cámara de elevación.....	82
Figura 2-5 Procedimiento para verificar el espaciamiento de los mandriles.....	84
Figura 2-6 Profundidad máxima de inyección	99

Capítulo III

Figura 3-1 Instalación con tuberías paralelas	104
Figura 3-2 Instalación dual concéntrica en un pozo dual	105
Figura 3-3 Instalación dual para dos zonas ampliamente separadas.....	107
Figura 3-4 Instalación con empacadores para zonas ampliamente separadas ...	108
Figura 3-5 Instalación con dos empacadores y tubería de inyección	109
Figura 3-6 Válvula operada por presión en el Tubing	114
Figura 3-7 Válvula operada por presión en el Casing	115
Figura 3-8 Carta de capacidad del estrangulador	134
Figura 3-9 Registro de la presión del Casing de una instalación dual.....	136
Figura 3-10 Carta de registrador de tres plumas para una instalación dual	137
Figura 3-11 Regulador de presión	138
Figura 3-12 Carta de registrador de presión de tres plumas de un pozo.....	140
Figura 3-13 Piloto de control de tiempo de inyección.....	141

Capítulo IV

Figura 4-1 Instalación dual con empacador hidráulico recuperable	149
Figura 4-2 Empacador hidráulico dual RDH, Halliburton.....	149
Figura 4-3 Corrida del empacado dual.....	150
Figura 4-4 Anclaje del empacador dual	151
Figura 4-5 Recuperación del empacador dual	152
Figura 4-6 Árbol de válvulas dual	153
Figura 4-7 Colgador dual.....	153
Figura 4-8 Mandril con oreja deflectora	154
Figura 4-9 Válvula ficticia, Weatherford	154
Figura 4-10 Niple	155
Figura 4-11 Niple perforado.....	156
Figura 4-12 Instalación de BNI con dispositivos automatizados.....	160
Figura 4-13 Principales parámetros de medición	161
Figura 4-14 Red de BND	163
Figura 4-15 Monitoreo del BND	166
Figura 4-16 Telemetría en la operación del BND.....	171
Figura 4-17 Diagrama de la función de un dispositivo de control.....	173
Figura 4-18 Sistema de Control.....	174
Figura 4-19 Áreas de trabajo	175
Figura 4-20 Estructura de organización para un sistema automatizado.....	176
Figura 4-21 Supervisión de sistemas de control	179
Figura 4-22 Telemetría en el control del BND.....	180
Figura 4-23 Telemetrix	181
Figura 4-24 Dispositivos de control.....	181
Figura 4-25 Sensor de presión o flujo.....	183

Figura 4-26 Diagrama de instrumentación en superficie.....	183
Figura 4-27 Diagrama de proceso de información	184
Figura 4-28 Diagrama automatizado	185
Figura 4-29 Gráficas comparativas sistema tradicional vs sistema automatizado	186

Capítulo V

Figura 5-1 Curva de IPR.....	197
Figura 5-2 Registro de presión de flujo	198
Figura 5-3 Curva de respuesta del BN.....	198
Figura 5-4 Comparación de las curvas de respuesta del BN	201
Figura 5-5 Fluctuaciones causadas por falla en válvula.....	209
Figura 5-6 Presión de inyección	210
Figura 5-7 Grafica de presión ocasionada por inadecuado tamaño de puerto	210
Figura 5-8 Inadecuado gasto de inyección de gas.....	211
Figura 5-9 Comparación de la presión de inyección de gas.....	212

Capítulo VI

Figura 6-1 Ubicación del campo Handil en Indonesia	217
Figura 6-2 Producción máxima de aceite para un BND intermitente.....	223
Figura 6-3 Efecto de conificación de agua en el gasto de aceite	224
Figura 6-4 Efecto del BND en el pozo	224
Figura 6-5 Rango de producción en el pozo con entrada de agua.....	225
Figura 6-6 Rango de operación del pozo con respecto a la entrada de agua	225
Figura 6-7 Gasto de terminación superior con caídas de presión	226
Figura 6-8 IP de la terminación superior vs corte de agua	227
Figura 6-9 Esquema de la terminación con BND	227
Figura 6-10 Geometría del BND	228
Figura 6-11 Comportamiento del gasto de agua de la terminación inferior	229
Figura 6-12 Gasto de aceite vs gasto de gas para varios cortes de agua.....	229
Figura 6-13 Máximos gastos disponibles para la terminación superior	230
Figura 6-14 Máximo gasto de producción disponible	231

LISTA DE TABLAS

Capítulo I

Tabla 1 Capacidad de la tubería en función de su diámetro	26
---	----

Capítulo III

Tabla 2 Características necesarias para describir el pozo	119
Tabla 3 Características a considerar para el diseño del BN.....	120

Capítulo V

Tabla 4 Información necesaria para el diagnóstico de problemas.....	194
Tabla 5 Métodos para detectar problemas de comunicación	120

Capítulo VI

Tabla 6 Datos del pozo.....	218
Tabla 7 Resultados de diseño del Bombeo Neumático Dual	220
Tabla 8 Gasto de fluidos para el pozo con entrada de agua.....	232
Tabla 9 Eficiencia del BND continuo en el pozo con entrada de agua	234

INTRODUCCIÓN

El potencial petrolero es el sostén de la economía de México, sin embargo muchos de sus yacimientos se encuentran en etapa de declinación, por ello es necesario que la industria petrolera desarrolle técnicas de explotación y administración adecuadas para el mantenimiento e incremento de la producción de hidrocarburos. La cantidad de pozos con flujo natural es cada vez más escasa. Nuevos descubrimientos implican desarrollo de nuevas tecnologías y recursos humanos altamente capacitados para la aplicación de métodos de explotación más complejos.

La implementación de sistemas artificiales de producción es un método utilizado para el mejoramiento de la producción de hidrocarburos, además de los métodos de mantenimiento de la presión del yacimiento o métodos de recuperación mejorada.

Un sistema artificial de producción es la infraestructura adicional al pozo como fuente externa de energía aplicada, con el fin de elevar la producción desde el fondo del pozo hasta la superficie, con el objetivo de optimizar técnica y económicamente la producción.

Un sistema artificial de producción puede ser utilizado antes de que el pozo produzca por debajo de los niveles establecidos, en muchos casos es necesario contar con una plataforma de producción, esto quiere decir que la producción de hidrocarburos debe mantenerse por encima de un valor establecido. La decisión sobre cuál es el sistema artificial de producción adecuado para ser instalado en un pozo o grupo de pozos debe basarse en un análisis técnico económico ya que es una gran inversión de capital y por supuesto tomar en cuenta la experiencia sobre el comportamiento de dicho sistema artificial de producción en otros campos.

Esta tesis parte de la necesidad de nuevas metodologías de aplicación y configuración de los sistemas artificiales de producción para mantener o incrementar la producción de hidrocarburos de la industria petrolera nacional. El Bombeo Neumático es un sistema artificial de producción altamente utilizado en los campos petroleros mexicanos por su alto grado de flexibilidad operativa y excelente desempeño en el levantamiento de hidrocarburos.

Este trabajo de tesis describe las características del Bombeo Neumático Dual para su eficiente instalación, selección y operación, con el objetivo de contribuir en el incremento de la producción de hidrocarburos. Se hace un análisis detallado del propósito de producir un pozo con Bombeo Neumático Dual y de las características con las que deben cumplir los pozos candidatos para su implementación.

El primer capítulo describe el principio de operación del Bombeo Neumático partiendo de sus principales tipos de instalaciones, ya que debemos conocer a detalle sus características operativas, aplicabilidad y diseño del Bombeo Neumático. Al inicio del capítulo se incluye la descripción de los sistemas artificiales de producción.

En el segundo capítulo se desarrolla un análisis del propósito de las terminaciones duales, partiendo de ello se describe el principio de operación del Bombeo Neumático Dual señalando las principales razones de su implementación, tomando en cuenta las características que deben tener los pozos candidatos a ser producidos por Bombeo Neumático Dual. Se hacen recomendaciones para su correcta aplicación y algunas pruebas necesarias para verificar su óptimo desempeño.

La correcta operación del Bombeo Neumático Dual debe partir de un buen diseño de su operación y es necesario contar con una metodología definida que se desarrolla en el tercer capítulo. Se hace una descripción de los tipos de instalaciones utilizadas en el Bombeo Neumático Dual dependiendo de las características del pozo candidato y de la distancia que haya entre los intervalos productores. Al finalizar se describen los tres tipos de configuraciones de diseño, el primero es la inyección continua en ambos intervalos productores, la segunda, inyección continua en una zona e inyección intermitente en la otra y por último la inyección intermitente en ambas zonas.

En el cuarto capítulo se hace una descripción de los accesorios especiales que se utilizan en la instalación y operación del Bombeo Neumático Dual a diferencia del bombeo convencional. Es importante la implementación de un sistema automatizado para el monitoreo y posterior control del Bombeo Neumático Dual para asegurarnos de mantener la producción dentro de los parámetros establecidos por los ingenieros de producción.

Todos los sistemas artificiales de producción requieren de un adecuado monitoreo para realizar un diagnóstico correcto de los problemas de operación. En el quinto capítulo se describen las principales técnicas de diagnóstico de problemas en el comportamiento del Bombeo Neumático Dual. Si los encargados

de la operación del Bombeo Neumático Dual no pueden reconocer las fallas, tampoco podrán corregirlas. En el sexto capítulo se muestra la experiencia en la implementación del Bombeo Neumático Dual en Indonesia. Otra posible aplicación del Bombeo Neumático Dual es para pozos que presentan una fuerte conificación de agua, la implementación del Bombeo Neumático Dual ayuda a resolver dicho problema produciendo un aceite libre de agua.

Al final de esta tesis se presentan las conclusiones que describen al Bombeo Neumático Dual como un sistema artificial de producción que puede contribuir en el incremento de la producción de hidrocarburos, a pesar de ser poco utilizado a nivel mundial, muestra una gran oportunidad a los nuevos retos de la industria petrolera nacional para mantener el nivel de producción adecuado.





CAPÍTULO

1

FUNDAMENTOS Y APLICACIONES DEL BOMBEO NEUMÁTICO

1. CAPÍTULO I Fundamentos y Aplicaciones del Bombeo Neumático

1.1. Sistemas Artificiales de Producción ¹

En la actualidad un gran número de pozos inician su producción ayudados por algún tipo de sistema artificial de producción. Un sistema artificial es un elemento adicional a la infraestructura del pozo que le adiciona la energía necesaria para levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, optimizando técnicamente la producción al menor costo posible.

Un sistema artificial no necesariamente se instala en un pozo cuando éste deja de producir, además puede utilizarse mucho antes de que ocurra lo anterior, simplemente con el objetivo de producir un gasto mayor al que el pozo pueda aportar sin ayuda.

El propósito de todos los sistemas artificiales de producción es mantener una baja presión de fondo para que la formación pueda tener un mayor aporte de fluidos. El mantenimiento de la presión de fondo requerida es la base para el diseño de cualquier instalación de levantamiento artificial, si una caída de presión determinada puede ser mantenida, entonces el pozo producirá el volumen de fluidos deseado. Esto se puede cumplir independientemente del tipo de sistema instalado.

En operaciones de Bombeo Neumático el gas puede inyectarse de manera continua o intermitente. En el caso de flujo continuo, la presión de fondo permanecerá constante para un conjunto particular de condiciones; mientras que para un flujo intermitente la presión de fondo variará con el tiempo de operación particular de un ciclo de producción. En este último caso un promedio ponderado de la presión de fondo debe ser determinado por un ciclo y por la producción de un día. Existen diversos tipos de sistemas artificiales de producción, una clasificación de ellos puede observarse en la **Figura 1-1**.

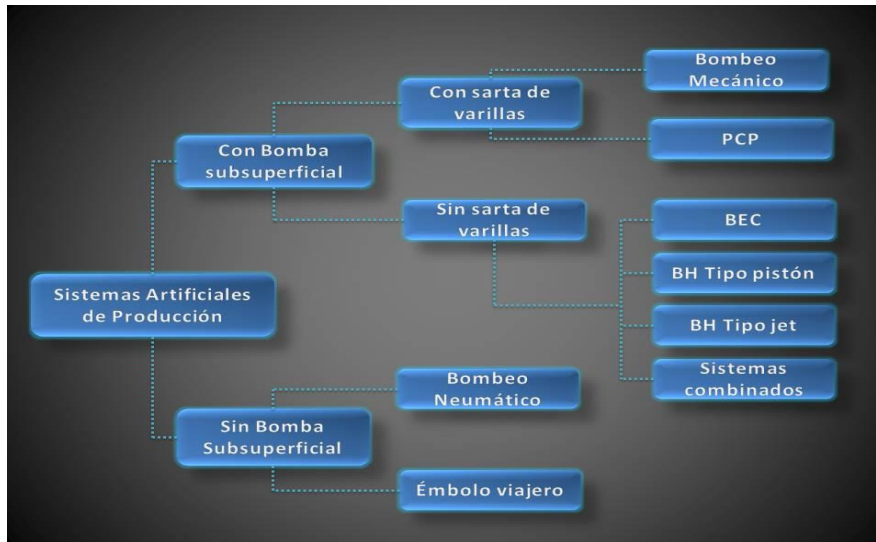


Figura. 1-1 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción

1.1.1. Bombeo Mecánico ⁸

El Bombeo Mecánico consta de tres componentes principales:

- Unidad de Bombeo Mecánico
- Motor
- Sarta de varillas
- Bomba de fondo (reciprocante)

El principio fundamental de este sistema es extraer los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie por medio de un movimiento ascendente-descendente. La unidad de bombeo mecánico es accionada por un motor (eléctrico o de combustión interna), dicha unidad es la encargada de transmitir la energía proporcionada por el motor a la sarta de varillas, convirtiendo el movimiento oscilatorio de la flecha del motor en un movimiento reciprocante, además de mantener la verticalidad de la varilla pulida. Un esquema general puede observarse en la **Figura 1-2**.

Existen diversos tipos de unidades de bombeo superficial, ya que en ocasiones la unidad de bombeo convencional resulta poco adecuada al espacio o a las especificaciones requeridas. Estas unidades son:

BIMBA: Es la unidad de bombeo convencional, este tipo de unidad cuenta con elemento mecánico llamado reductor de engranes, este hace girar las manivelas que a su vez hacen girar al balancín.

Unidad Hidroneumática de Bombeo Reciprocante: Estas unidades son también conocidas como unidad TIEBEN, estas presentan un mejor desempeño que las unidades convencionales. Esta unidad tiene un sistema hidráulico para realizar el movimiento ascendente-descendente y un sistema de balanceo hidroneumático, como su nombre lo indica tiene una serie de tanques de nitrógeno (acumuladores) para contrabalancear la unidad para soportar el peso de las varillas tanto en el movimiento ascendente (bomba llena) como descendente (bomba vacía).

Unidades de Bombeo de carrera larga: También conocida como ROTAFLEX, esta unidad tiene una banda flexible que conecta las varillas a la caja de contrapeso para realizar el movimiento reciprocante. La unidad ROTAFLEX puede ser instalada en pozos desviados, con producción de crudos medianos o pesados, con alta temperatura de fondo y en pozos someros con alta capacidad de producción.

Este tipo de sistema es ampliamente utilizado en México principalmente en campos maduros por sus características de producción. En la Región de Pozo Rica se tiene un gran número de estas unidades de bombeo, debido a que el bombeo mecánico no presenta riesgos mayores para su operación en zonas urbanas, esta es una de sus principales ventajas y debido a ello su gran aplicación en México.

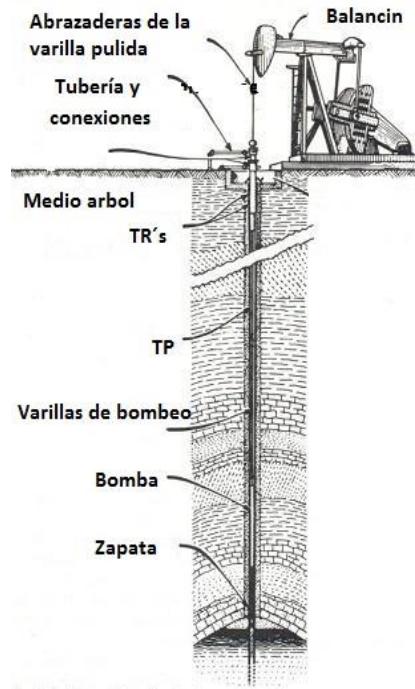


Figura. 1-2 Sistema de Bombeo Mecánico.

1.1.2. Bombeo de Cavidades Progresivas ⁸

El Bombeo de Cavidades Progresivas consiste en un bomba helicoidal constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una de ellas gira y está en contacto permanente dentro de la otra que es fija, este movimiento genera un engranaje helicoidal. Está constituida por:

- **Rotor:** Es una pieza metálica encargada de hacer el movimiento helicoidal, es accionada con el movimiento radial de la varilla de bombeo.
- **Estator:** Es la parte externa, está constituida por una camisa de acero revestida internamente con un elastómero, moldeado de tal forma que al girar el rotor se genere un engranaje helicoidal con entre estos componentes, el paso del estator debe ser el doble que el del rotor.

El rotor y el estator no son concéntricos, el movimiento del rotor es combinado, primero tiene un movimiento rotacional sobre su propio eje y otro

rotacional alrededor del eje del estator. La geometría del sistema está diseñada de tal forma que se generan una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Al momento de que el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde la succión hasta la descarga de la bomba. Se considera como un bombeo de desplazamiento positivo ya que las cavidades están selladas hidráulicamente.

El Bombeo de Cavidades Progresivas está en continua aplicación en la industria petrolera y usualmente se usa para levantar crudos viscosos con alta concentración de arena y puede tolerar altos porcentajes de gas libre. A pesar de su alta eficiencia el Bombeo de Cavidades Progresivas tiene algunas desventajas en comparación con otros métodos, la más significativa se refiere con su capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con componentes aromáticos. En la **Figura 1-3** se muestran los componentes que conforman dicho sistema.

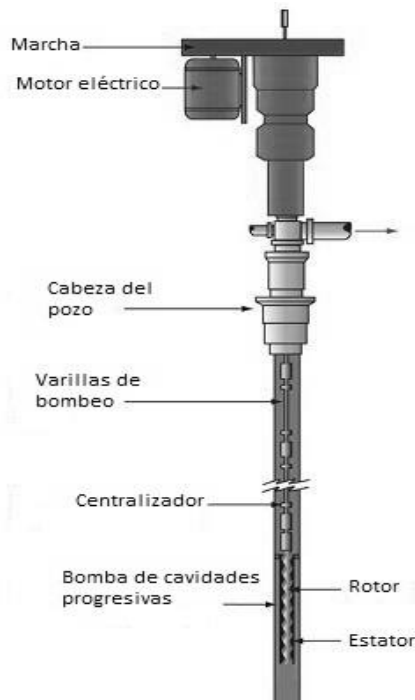


Figura. 1-3 Bombeo de Cavidades Progresivas

1.1.3. Émbolo Viajero ⁸

El método del émbolo viajero utiliza un pistón que se desplaza de manera cíclica por toda la longitud de la sarta de producción desde el tope localizado en el fondo hasta el cabezal de producción. Generalmente el émbolo viajero se clasifica como un método separado, podría no entrar en la categoría de sistemas artificiales debido a que en la definición de sistema artificial se menciona que estos sistemas proporcionan energía adicional al pozo. Sin embargo en este trabajo se tomará como parte de ellos debido a que en combinación de otros elementos puede llegar a mantener la producción de un pozo. Algunas de sus aplicaciones más comunes son:

- En uso en pozos de aceite con altas RGA (Relación gas-aceite) para mantener la producción de manera cíclica.
- Usado en un pozo de aceite o gas para mantener la tubería de producción limpia de parafina, incrustaciones, etc.
- Usado en conjunto con bombeo neumático intermitente para reducir la caída de líquido al fondo.
- Usado en pozos de gas para descargar el líquido acumulado en el fondo del pozo.

Cuando el émbolo es usado en operaciones de bombeo neumático intermitente es una forma independiente de dicho método y se observa su equipo de fondo en la **Figura 1-4**. Al introducir el émbolo, este genera una interfaz sólida entre el gas y el líquido. La presión del gas inyectado debajo del émbolo debe ser mayor que la presión ejercida por la carga del líquido por encima del émbolo, al realizar este recorrido el émbolo hace una especie de barrido minimizando la caída de líquido y minimiza el efecto de penetración de gas en el centro del bache de líquido, su aplicación en el bombeo neumático intermitente hace más eficiente el levantamiento.

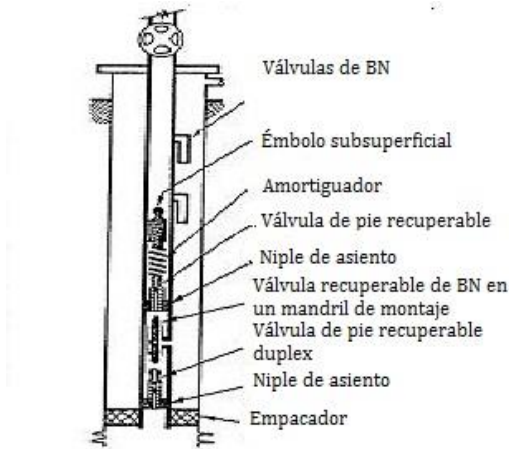


Figura. 1-4 Equipo de fondo para BN con émbolo de elevación

1.1.4. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido ⁸

El Bombeo Electrocentrífugo es un sistema artificial altamente eficiente para la producción de crudos ligeros y medianos aunque su aplicación en crudos pesados es cada vez más popular.

Sus componentes principales son:

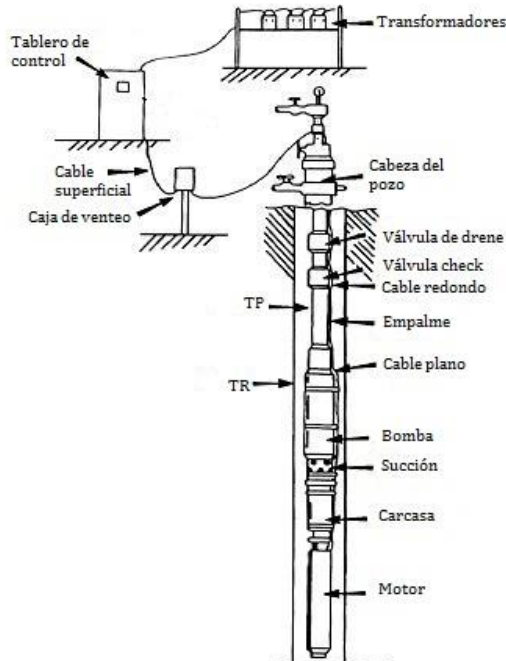


Figura. 1-5 Esquema de un sistema BEC.

Equipo superficial

- *Bola colgadora*
- *Cabezal*
- *Bonete*
- *Medio árbol de válvulas*
- *Penetrador*
- *Caja de venteo*
- *Trasformador*
- *Variador de frecuencia*

Equipo subsuperficial

- *Cable de potencia*
- *Bomba*
- *Intake*
- *Separador de gas*
- *Protector*
- *Mufa*
- *Motor eléctrico*
- *Sensor*
- *Guía*

Tiene como principio fundamental levantar el fluido producido desde fondo del pozo hasta la superficie por medio de una bomba centrífuga la cual debe estar completamente sumergida en el fluido a producir. La potencia requerida por la bomba centrífuga es suministrada por un motor eléctrico (inducción) ubicado en el fondo del pozo, la corriente necesaria para el funcionamiento del motor eléctrico es suministrada desde la superficie donde se encuentra un transformador al cual se encuentra conectado el cable de potencia para transmitir la corriente desde el transformador hasta el motor eléctrico, cabe mencionar que entre el cable del motor y el transformador se instala una caja de venteo liberar a la atmósfera todo el gas proveniente del pozo que podría filtrarse en el cable de potencia y evitar alguna falla en el transformador. Un esquema general se muestra en la **Figura 1-5**.

El BEC es un sistema fácil de automatizar, además de que está compuesto por equipos complejos y de alto costo, es por ello que se requiere para su buen funcionamiento de herramientas efectivas para su análisis, supervisión y control. Es por ello que en superficie a menudo se coloque un variador de frecuencia para mejorar las condiciones de arranque del motor o para operar la bomba a mayor velocidad y así incrementar el gasto de producción.

Este sistema posee la capacidad de manejar grandes volúmenes desde 150 hasta 100,000 BPD a profundidades mayores a 4,000 m, además de que nos puede proporcionar las condiciones de presión y temperatura en el pozo gracias a las señales transmitidas por el sensor de presión y temperatura ubicado en el fondo del pozo.

Aunque el BEC es uno de los sistemas más eficientes, como todos los demás sistemas artificiales presenta desventajas que restringen su aplicación. Las principales desventajas son:

- Inversión inicial muy alta
- Alto consumo de potencia
- No es rentable en pozos de baja producción

- Tanto el motor como la bomba es susceptible a constantes fallas
- Sensible a la producción de gas y arena
- El cable de potencia representa un porcentaje importante de la inversión inicial
- Es sensible a altas temperaturas

1.1.5. Bombeo Hidráulico Tipo Pistón y tipo Jet ⁸

El objetivo del bombeo hidráulico como de cualquier otro sistema artificial de producción, es adicionar energía al pozo por medio de una fuente externa para ayudar a conducir los fluidos desde el fondo del pozo de una manera económica y eficiente. En la **Figura 1-6** se observa un esquema general del Bombeo Hidráulico donde se observa sus principales componentes.

El bombeo hidráulico tipo pistón consiste en un motor y una reciprocante, la descarga de la bomba está conectada al pozo, dicho equipo transmite potencia mediante acción hidráulica a una unidad instalada en el pozo, esta unidad puede estar en el fondo del pozo o a una determinada profundidad dentro de este. El fluido motriz que es inyectado (agua o aceite) acciona este equipo subsuperficial, este equipo consiste principalmente en una bomba y un motor que impulsan el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie manteniendo estos fluidos a una presión adecuada para llegar a las instalaciones superficiales.

El bombeo hidráulico tipo jet a diferencia del tipo pistón no ocupa partes móviles y su principio de operación consta en una transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. Las bombas jet operan bajo el principio Venturi, el fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz, esta reducción de la presión hace que el fluido producido entre en la cámara y se mezcle con el fluido motriz, al seguir el recorrido el fluido, dentro del difusor la energía en forma de alta velocidad

se convierte en un incremento de la presión suficiente para bombear el gasto de la mezcla (fluido motriz con aceite de formación).

El fluido motriz es un elemento esencial de este sistema, este fluido debe de cumplir con características muy particulares para que tenga un buen desempeño. La función principal del fluido motriz es la de proporcionar la energía necesaria para accionar el motor de la unidad de producción además de lubricar todas las partes del sistema.

Las características principales del fluido motriz son las siguientes:

- Baja viscosidad: De este parámetro depende las características de la bomba a utilizar, ya que entre más viscoso sea el fluido mayor presión de descarga de la bomba, por lo que se recomienda que el fluido tenga la menos viscosidad posible.
- Limpio: Es importante que el fluido esté libre de impurezas para evitar problemas de corrosión o abrasión del equipo con el que este en contacto.
- Alto poder de lubricación: Esto es debido a que el fluido estará en contacto con las partes móviles del sistema.

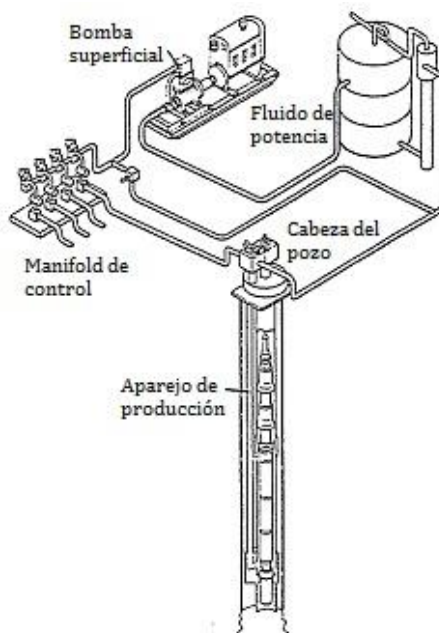


Figura. 1-6 Sistema completo del Bombeo Hidráulico

El bombeo hidráulico tiene grandes beneficios que amplían su rango de aplicación.

- La bomba subsuperficial se puede recuperar fácilmente. Para recuperar la bomba solo basta con invertir el sentido del flujo a fin de desanclarla de su asiento.
- Flexibilidad con los gastos de producción. La instalación de este tipo de bombeo es ideal cuando se tienen pozos a gran profundidad, baja presión y bajas relaciones gas líquido, grandes volúmenes a producir (hasta 5,000 BPD).
- Puede operar en pozos desviados. Debido a que no tiene varillas que puedan atorarse o partes móviles que atascarse, es un sistema artificial adecuado para operar en este tipo de pozos.
- Fácil adición de inhibidores. Debido al estricto control del fluido motriz, pueden agregarse a este todo tipo de inhibidores.

1.1.6. Sistemas Combinados

Debido a la constante evolución de la industria petrolera y la complejidad de sus proyectos ha sido necesaria en algunos casos la implementación de sistemas combinados para ajustarse mejor a las necesidades de producción de los pozos. Lo anterior se hace con el fin de mejorar el desempeño del levantamiento, que con la implementación de un único sistema no podría tenerse. Existen diversas combinaciones de sistemas, esto se hace con un cuidadoso diseño para que logre mejorarse realmente el rendimiento del levantamiento. Cuando se hace una combinación de sistemas se busca que cada uno de ellos trabaje con la mayor eficiencia operativa y que se reduzcan gastos de operación.

Una de las más utilizadas es la combinación de Bombeo Electrocentrífugo con Bombeo Neumático. Los mayores beneficios que se pueden obtener al combinar estos sistemas es que se reducen los costos de compresión para el BN y se tiene un menor requerimiento de energía para el BEC. Este puede utilizarse en

pozos con bajas presiones y un buen aporte de fluidos, la bomba centrífuga se coloca cerca de la cara de los disparos y el aparejo de BN se coloca por encima de la bomba a una profundidad donde la presión de descarga del BEC sea la óptima para el levantamiento por gas. Cuando se tiene una combinación BEC-BN la variación de la producción puede controlarse con un aumento en las tasas de inyección de BN o con un movimiento más rápido de la bomba centrífuga. La combinación de estas prácticas puede aumentar el ciclo de vida del equipo empleado y si alguno de los dos llegase a fallar podrá seguir produciéndose pero con un gasto de producción menor.

1.2. Principios Básicos del Bombeo Neumático ²

El transporte de los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie es un trabajo que el ingeniero de producción requiere hacer. La energía necesaria para transportar dichos fluidos puede estar contenida en el yacimiento, sin embargo, si la energía del yacimiento es insuficiente para obtener el gasto deseado, la energía del yacimiento puede ser complementada por una fuente externa. Este es el principio fundamental de todos los sistemas artificiales de producción.

El Bombeo Neumático consiste en la inyección continua o intermitente de gas a presión en la parte inferior de la tubería de producción para mantener o aumentar el potencial de flujo del pozo. El gas inyectado por el espacio anular se mezcla en la tubería de producción con los fluidos provenientes del yacimiento, disminuyendo el gradiente de flujo, permitiendo a los pozos operar a una menor presión de fondo, manteniendo o aumentando la producción.

En el Bombeo Neumático el trabajo para aumentar el gasto de producción inicia en la superficie, donde se encuentra un compresor de gas, que trasmite al pozo una corriente de gas a alta presión para que se eleven los fluidos desde el punto de inyección (preferentemente los más profundo posible) hasta la superficie. El BN es un sistema que puede ser empleado para un campo o grupo de pozos, un esquema completo se muestra en la **Figura 1-7**.

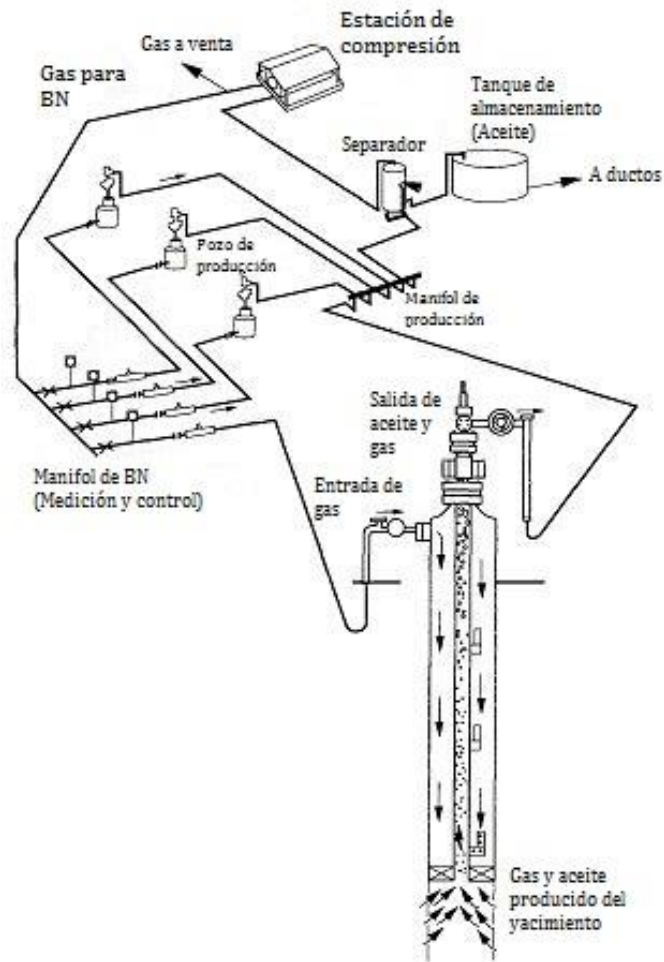


Figura. 1-7 Esquema del sistema completo de BN.

1.2.1. Principio de Operación del Bombeo Neumático ¹

Como se ha mencionado anteriormente el BN consiste en inyectar gas a alta presión en el fondo del pozo para descargar los fluidos a la superficie. Para que lo anterior pueda ocurrir el gas cumple tres importantes funciones que se representan en la **Figura 1-8**:

Disminuye la densidad del fluido: Al entrar en contacto el gas a alta presión con los fluidos provenientes del yacimiento, la columna de líquido se gasifica incrementando el volumen aparente de la columna y resultando en una disminución de la densidad de la columna de fluido.

Expansión del gas: Al hacer el recorrido dentro de la tubería de producción el gas aumenta su volumen (se expande) debido a que hay una reducción de la presión conforme disminuye la profundidad.

Desplazamiento de líquido: Cuando las burbujas son lo suficientemente grandes como para ocupar todo el diámetro interno de la tubería de producción, se crea una interfaz de líquido-gas formando baches de líquido que son desplazados por la corriente ascendente de gas subyacente.

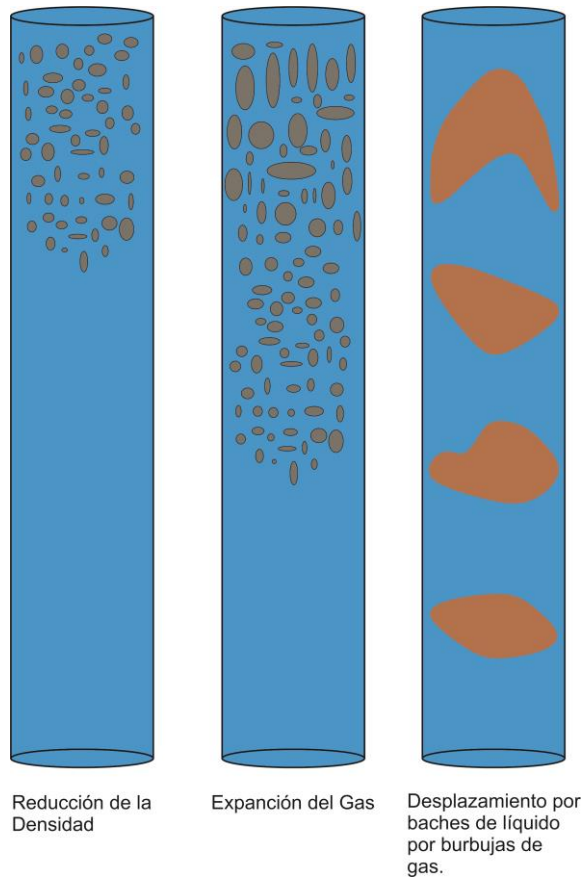


Figura. 1-8 Principio de operación del BN

1.2.2. Tipos de Bombeo Neumático ⁷

El Bombeo Neumático tiene dos formas básicas de operación.

Bombeo Neumático Continuo

En el BN Continuo se inyecta continuamente gas al pozo para gasificar la corriente de líquido, con el objetivo de aligerar la columna de líquido dentro del pozo, e incrementando la caída de presión en la cara de la formación. Esto resulta en un aumento de la RGL del pozo. Este método solo es aplicable a pozos que tienen una menor que la RGL natural óptima y una presión en el yacimiento lo suficientemente alta como para mantener el gasto deseado aun cuando la RGL se incremente. La **Figura 1-9** muestra un esquema típico de un pozo operando con BN continuo.

Dado que la presión de inyección de gas es normalmente mucho más baja que la presión del yacimiento estática, las válvulas de BN se instalan en el aparejo para permitir que el pozo quede progresivamente descargado, estableciendo así la profundidad de inyección operativa tan profunda como sea posible. El diseño del aparejo del BN se refiere a la posición y el funcionamiento de las válvulas seleccionadas, teniendo en cuenta las condiciones de operación previstas.

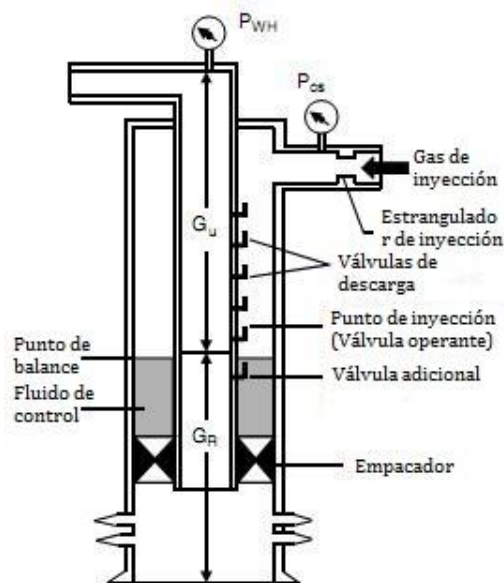


Figura. 1-9 Bombeo Neumático Continuo

Bombeo Neumático Intermitente

El BN Intermitente es aquel donde se inyecta gas bajo la columna de líquido acumulada en el fondo del pozo, para desplazar el bache de líquido hacia la superficie (**Figura 1-10**). Dicha operación se repite tan pronto como un bache de líquido suficientemente grande se ha acumulado otra vez en el fondo del pozo. Las limitaciones del bombeo intermitente están relacionadas principalmente con el tiempo de ciclo, que se puede determinar entre la producción de los baches sucesivos y el volumen de líquido que puede ser eficientemente levantado como un bache, el gas tiende a expandirse dentro del bache, y parte del líquido cae de nuevo al fondo del pozo formando parte de un nuevo bache que posteriormente será descargado en el siguiente ciclo. Los parámetros que controlan la operación principalmente son: el desempeño del flujo, la longitud y diámetro de la tubería, la presión del gas, el gasto de inyección del gas y la longitud, peso y viscosidad del bache de líquido. Una alternativa para evitar la caída del líquido hacia el fondo del pozo es colocar un émbolo que sirva de interfaz entre el gas y el bache de líquido. A esta alternativa se le conoce como embolo viajero o embolo intermitente de elevación asistida. El émbolo puede ser una alternativa atractiva para los pozos que ya no son eficientes con BN Continuo o Intermitente.

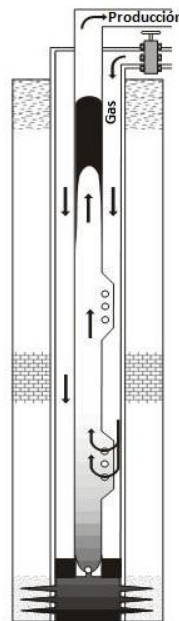


Figura. 1-10 Bombeo Neumático Intermitente

1.2.3. Características del Bombeo Neumático

A continuación se menciona la aplicabilidad general que tiene el BN así como las condiciones típicas de funcionamiento de dicho sistema. También se mencionan las ventajas y desventajas de dicho sistema artificial de producción.

1.2.4. Limitaciones del Bombeo Neumático

A pesar de su flexibilidad operacional el BN, al momento de compararlo con otros sistemas de levantamiento artificial salta a la vista una serie de limitaciones presentes en este sistema.

- Para su operación se requiere una fuente adecuada y constante de gas a lo largo de la vida del proyecto. Por otra parte si la fuente de gas es deficiente (baja presión, gas húmedo, corrosivo, etc.) es necesario hacer un acondicionamiento del gas y el aumento en la inversión es significativo al instalar una planta de acondicionamiento de gas para solucionar dicho problema.
- Cuando el levantamiento continuo no es capaz de reducir la presión de admisión, como resultado, el bombeo no puede llegar a presiones bajas de fondo del pozo. Esto dará lugar a una mayor contrapresión en el sistema, limitando así el potencial de producción del pozo, incluso afectando la recuperación final de hidrocarburos. Dicho problema se hace más evidente al aumentar la profundidad y la presión del yacimiento.

Las principales ventajas y desventajas presentes en el bombeo neumático son:

Ventajas

- El BN puede operar sobre una amplia gama de condiciones de producción, puede ser diseñado para elevar miles de barriles por día o menos de un barril por día.

- Puede manejar cantidades significativas de sólidos (por ejemplo, arena).
- El BN tiene una capacidad inherente a la manipulación del gas, un inconveniente grave con muchas otras formas de levantamiento artificial.
- La misma instalación de BN puede ser diseñado para elevar fluidos a una profundidad cercana a la superficie en una etapa inicial y elevar fluidos a una profundidad cercana a la total cuando el pozo ya no tiene suficiente energía.
- Las instalaciones pueden ser diseñadas para ser discretas.
- Es accesible para monitorear, intervenir y reparar el pozo.
- Puede ser aplicado para cualquier configuración del pozo (desviado, horizontal, dual).
- La fuente de energía se localiza en superficie, por lo tanto los componentes del subsuelo son baratos y de fácil remplazo con cable de acero (con excepción de pozos submarinos).
- Los costos de operación son relativamente bajos y están en función directa de los costos de combustible y del sistema de monitoreo de las instalaciones.

Desventajas

- La inversión inicial puede ser significativa debido a los altos costos de compresión, pero pueden reducirse con la implementación de una planta de distribución central y los beneficios de requerimientos de compresión (de ventas, re-inyección).
- El BN no siempre está fácilmente disponible, debido a la escasez de gas de inyección. Sin embargo, el aire y gases “exhaustos” pueden utilizarse en algunos casos.
- La distancia entre los pozos puede limitar la selección del BN, ya que se requerirá una fuente de mayor presión para mantener la presión de operación de cada pozo.
- El BN puede causar emulsiones y crudo viscoso, los cuales son difíciles de levantar de manera eficiente.

- Es difícil diseñar una instalación de bombeo neumático para la zona inferior en una instalación dual si esta zona está muchos metros (mil metros o más) por debajo de la zona superior y tiene una presión de fondo muy baja, en especial por el tamaño reducido del revestimiento de la zona inferior.
- Las tuberías deben soportar presiones elevadas (sobre todo al momento de la inyección).
- Formación de hidratos y congelamiento de las líneas de inyección.
- Puede ser peligrosa su implementación en zonas urbanas, debido a que se manejan líneas de alta presión.

1.3. Instalaciones de Bombeo Neumático ⁷

El diseño de cualquier sistema artificial de producción no debe ser realizado en forma aislada del resto del sistema de producción. El aumento en los costos de desarrollo, los de operación y capital, junto con la necesidad de conservar gas asociado y no asociado, dictan la necesidad de tener un sistema integrado.

Tipos de Instalaciones de Bombeo Neumático

En el bombeo neumático podemos tener diferentes tipos de instalaciones, incluso en pozos vecinos puede haber una diferencia sustancial en la instalación del aparejo aunque ambos sean producidos por bombeo neumático. En general el tipo de instalación se basa principalmente en si el pozo será producido mediante inyección continua o intermitente, esto dará también la pauta para la selección del tipo de válvulas de inyección de gas, una diferencia entre las válvulas, es que las de bombeo intermitente al momento de abrir inyectan una gran cantidad de gas en un lapso de tiempo relativamente corto para lograr elevar el bache de líquido hasta la superficie.

El tipo de instalación está fuertemente influenciada por las características mecánicas (tipo de terminación) y de producción (producción de arena y/o agua,

conificación de gas, etc.). Es necesario determinar cómo variarán las condiciones de producción con respecto al tiempo, esto debe incluir un análisis del comportamiento de la presión de fondo y del índice de productividad. En la **Figura 1-11** se muestran los tres tipos básicos de instalaciones de BN.

1.3.1. Instalación Abierta

En este tipo de instalación, la tubería de producción está colgada al cabezal sin empacador. Esto quiere decir que hay una comunicación entre el espacio anular y el fondo de la tubería de producción. Esta instalación preferentemente debe ser implementada en pozos con buenas características de producción, que tengas un nivel alto de fluidos y permitan la formación de un sello líquido, generalmente se recomienda únicamente para pozos con bombeo neumático continuo. Una razón para restringir el uso de este tipo de instalación es la presión variable en la línea superficial, esta variación de presión ocasionara un movimiento en el nivel del fluido del espacio anular y pudiendo dejar expuestas las válvulas situadas debajo del punto de inyección a una erosión severa con el fluido.

Otra desventaja es que cada vez que el pozo necesite ser cerrada, al momento de reabrirlo hay que descargarlo y reacondicionarlo nuevamente debido a que mientras estuvo cerrado hubo un aumento en el nivel de fluido en el espacio anular. Al momento de descargarlo, dicho fluido debe ser descargado por el espacio anular sometiendo nuevamente a las válvulas a una erosión adicional. Debido a los múltiples problemas encontrados, no es recomendable una instalación abierta, salvo en casos donde no sea posible colocar un empacador.

1.3.2. Instalación Semicerrada

Esta instalación es similar a la instalación abierta, la diferencia es que se agrega un empacador de producción para sellar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Esta instalación puede ser implementada en pozos con bombeo continuo o intermitente y no disminuir su

eficiencia. Una de las ventajas es que una vez que el pozo ha sido descargado no hay manera de que el fluido regrese al espacio anular ya que todas las válvulas tienen dispositivos check para evitar el retorno del flujo, a su vez, se evitará que cualquier flujo abandone la tubería de producción.

Otra ventaja de una instalación Semicerrada es que al momento de hacer una intervención al pozo y que en dicha operación sea necesario un incremento en la presión en el fondo del pozo, la tubería de revestimiento no estaría expuesta a la presión de dicha operación y podríamos evitar algún daño a la infraestructura superior del pozo.

1.3.3. Instalación Cerrada

Este tipo de instalación es similar a una instalación Semicerrada, excepto que se coloca una válvula de pie en la tubería de producción. Aunque la válvula de pie se coloca normalmente en el fondo del pozo, esta también puede colocarse inmediatamente debajo de la válvula operante. Esta válvula de pie evita que la presión del gas (cuando se inyecta dentro de la tubería de producción) actúe sobre la cara de la formación, estas válvulas son por lo general colocadas en pozos con baja presión de fondo, en el cual el fluido puede ser fácilmente forzado a entrar a la formación. En instalaciones de bombeo intermitente también es recomendable usarlas debido a la rápida entrada del gas cuando la válvula operante está en posición abierta. Posiblemente el uso de una válvula de pie pueda aumentar la producción diaria de un pozo con bombeo neumático intermitente.

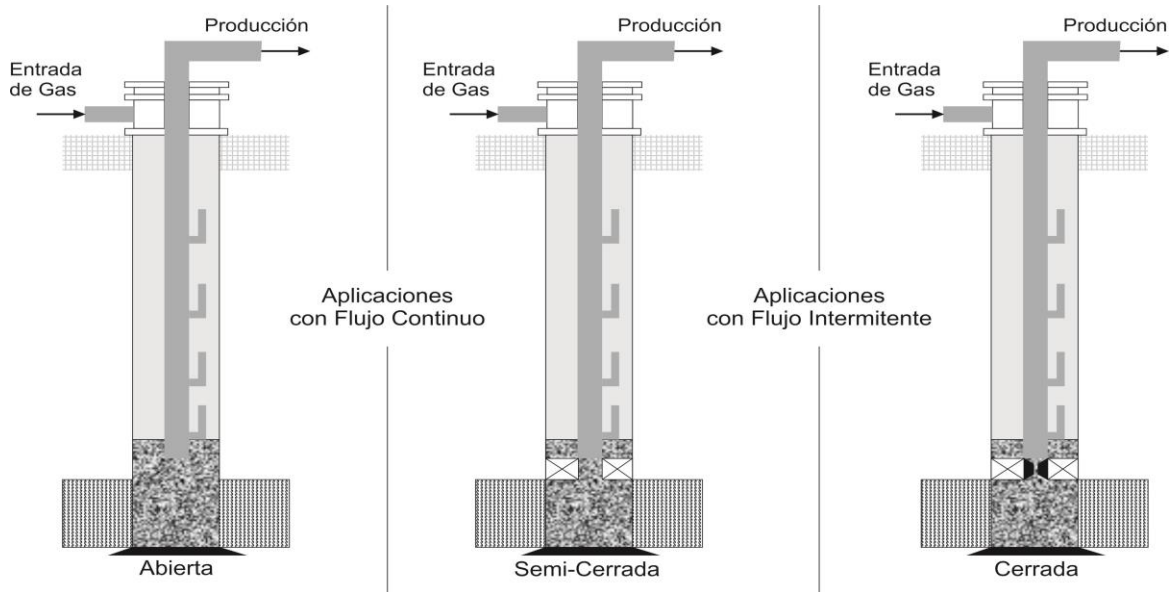


Figura. 1-11 Tipos básicos de instalaciones de BN.

1.3.4. Instalaciones con Cámara de Acumulación

Las instalaciones con cámara de acumulación son una variante de la instalación cerrada y son una alternativa viable para proyectos de bombeo neumático. A menudo una instalación con cámara incrementa la producción de aceite. La cámara es una instalación ideal para implementarse en pozos con baja presión de fondo y en pozos con un alto IP.

Un pozo podrá producir grandes volúmenes de líquido si se logra una alta caída de presión en la cara de la formación. La cámara utiliza el volumen del revestimiento para almacenar fluidos. Con la implementación de una cámara es posible incrementar de manera sustancial la producción de un pozo en comparación de una instalación de bombeo intermitente convencional. En la actualidad hay una gran variedad de instalaciones de bombeo neumático con cámara, sin embargo la más común es la estándar con doble empacador (**Figura 1-12**), para un análisis más profundo de este tipo de instalaciones.

Estándar con doble empacador

Este tipo de cámara se instala para asegurar un volumen de almacenamiento constante y de gran volumen de fluidos con una mínima contrapresión en la cara de la formación. El siguiente procedimiento ilustra la secuencia típica de operación de una cámara, suponiendo que el ciclo inicia con una carga de fluido que es levantado a la superficie.

- Se incrementa la presión de fondo fluyendo, impulsando a los fluidos a entrar al niple perforado a través de la válvula de pie y posteriormente entra a la cámara para ser elevado a través de la tubería de producción.
- Los puertos de purga están abiertos, permitiendo que el gas en solución escape de la cámara para entrar a la tubería de producción, estos puertos se encuentran en la parte superior de la cámara. Estos puertos son de gran importancia y deben de tener un área suficiente para permitir que el gas pueda escapar libremente, de lo contrario este gas se comprimiría en la parte superior de la cámara y restringiendo con ello la entrada de líquidos al interior de la cámara.
- La cámara continúa llenándose de fluido hasta que una carga suficiente de líquido se ha acumulado.
- Cuando el gas a presión es inyectado en el interior de la tubería a través de la válvula operante, la cual está situada en la parte superior del líquido almacenado en la cámara. La presión adicional resultante cierra los puertos de purga y la válvula de pie para impedir un retorno de los fluidos.
- Una vez que el bache de líquido ha sido llevado a la superficie, entonces los puertos de purga y la válvula de pie reabren y permiten la entrada de fluidos para seguir con la siguiente descarga.
- El ciclo se repite.

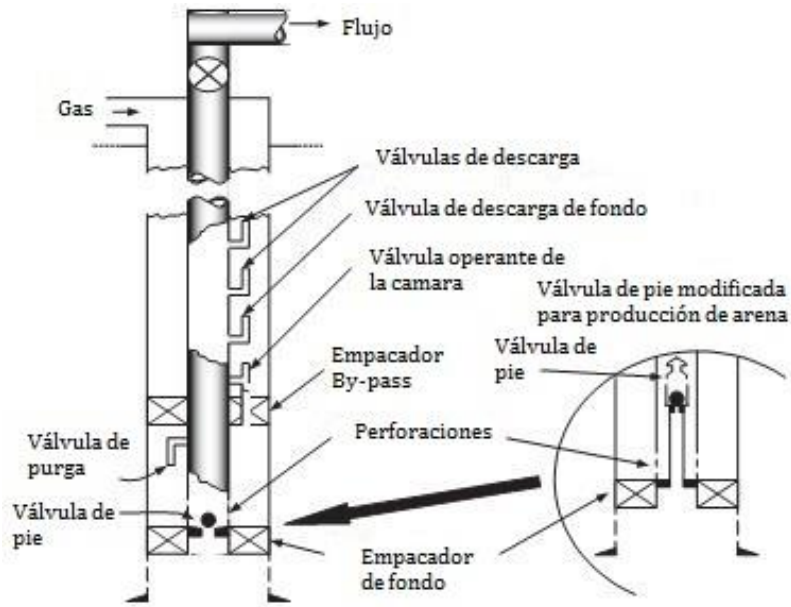


Figura. 1-12 Esquema de cámara de acumulación de doble empacador

1.3.5. Instalaciones Macaroni

Comúnmente en años recientes se han venido implementando terminaciones esbeltas y son una variante de la instalación cerrada. Normalmente se utilizan en este tipo de terminaciones diámetros de tubería de revestimiento de $2\frac{3}{4} - 3\frac{1}{2}$ pg. de diámetro, una vez que se ha seleccionado un revestimiento de ese diámetro una tubería más pequeña debe utilizarse para producir, por lo general se ocupan diámetros que van de $1 - 1\frac{1}{2}$ pg., estas se pueden utilizar para producir artificialmente. A estas tuberías más pequeñas se les conoce como tuberías “Macaroni”. Las tuberías macaroni pueden ser empleadas para terminaciones duales, en especial para bombeo neumático dual. Si la capacidad de producción no excede el tamaño de la tubería Macaroni, entonces esta puede ser una alternativa viable para terminaciones duales con bombeo neumático. Las tuberías Macaroni al ser de un diámetro reducido influyen directamente en la capacidad de producción.

Tabla 1 Capacidad de la tubería en función a su diámetro

D.I Nominal del Tubing (in)	Producción máxima bruta del BN (BPD)
3/4	150-200
1	250-300
1 1/4	450-500
1 1/2	850-900

Estos volúmenes solamente aplican para pozos con un alto nivel de fluido y en una instalación de flujo continuo. Para volúmenes pequeños se debe utilizar una instalación de flujo intermitente. Una terminación múltiple se representa en la **Figura 1-13**, en dicha terminación se hace uso de tuberías Macaroni para conducir la producción y donde un intervalo es producido por BN.

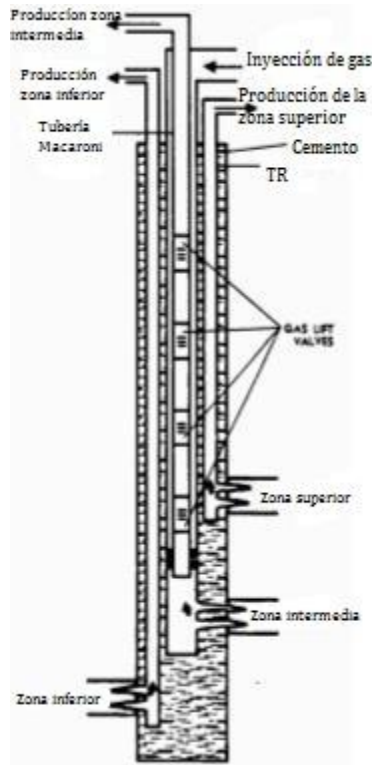


Figura. 1-13 Instalación Macaroni múltiple

1.3.6. Instalaciones Duales ⁸

La industria petrolera está en constante evolución y esto implica que los retos a enfrentar son cada vez de mayor complejidad y riesgo, por ello han surgido una variedad de soluciones a dichos problemas. Las instalaciones duales son cada vez más necesarias ya que se adaptan de mejor manera a los problemas modernos y son variante de la instalación cerrada. Una instalación dual consiste en producir dos zonas a diferentes profundidades de manera totalmente independiente en el mismo pozo. Para lograr lo anterior, es necesario instalar dos sargas de producción paralelas cada una a la profundidad correspondiente de cada intervalo a producir. Estas instalaciones nos brindan soluciones rápidas y sencillas. Por ejemplo es posible producir las dos zonas al mismo tiempo independientemente del tipo de flujo (intermitente o continuo) que se tenga en cada sarga de producción compartiendo el mismo espacio anular y por ende el mismo suministro de gas **Figura 1-14**. En el siguiente capítulo se entrará en detalle.

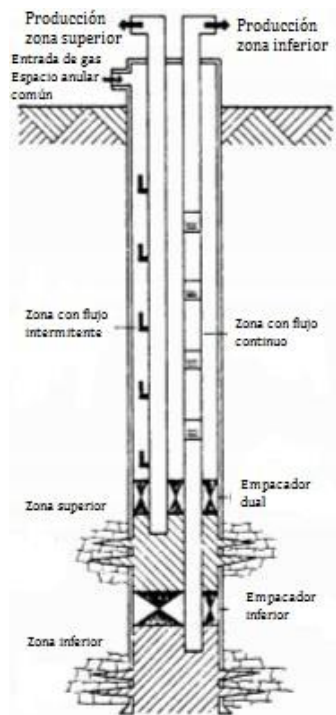


Figura. 1-14 Instalación Dual con tuberías paralelas

Cuando analizamos cualquier sistema de BN, es esencial que todos los procesos se hagan de una forma integrada, esto conducirá a un enfoque coherente para mejorar el diseño del sistema, esto dará lugar a una aproximación consistente haciendo coincidir el comportamiento del yacimiento con el desempeño del pozo en varios escenarios de producción.

Se examinarán los principales factores que se toman en cuenta en el diseño o evaluación de un sistema de BN. El sistema integral se compone de tres partes fundamentales: Yacimiento, pozo e instalaciones superficiales. La **Figura 1-15** muestra las partes fundamentales de un Sistema Integral de Producción.

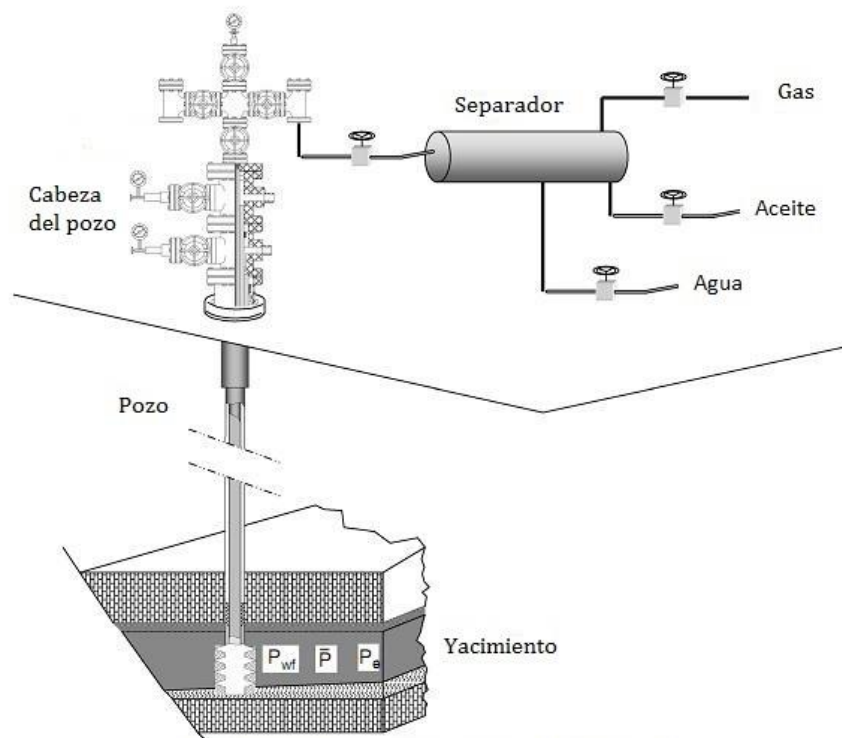


Figura. 1-15 Sistema Integral de Producción

1.4. Principales consideraciones de diseño de una instalación de Bombeo Neumático ⁷

Existen diversos factores que deben considerarse en el diseño de una instalación de BN con el fin de igualar el rendimiento del yacimiento (capacidad de aportación) con la capacidad de producción del pozo utilizando BN como sistema

artificial. Es por ello que el encargado de su diseño debe tener bien definidos los diferentes procesos físicos implicados en el sistema y cómo interactúan.

1.4.1. Comportamiento del Yacimiento ²

Mecanismos de Empuje y Propiedades de los Fluidos

El comportamiento del yacimiento (mecanismos de empuje, Índice de productividad y propiedades de los fluidos), usualmente presenta una gran incertidumbre asociada con el diseño de un sistema artificial. Estos parámetros cambian con el tiempo por lo tanto una caracterización adecuada del yacimiento y de los fluidos que están contenidos en él, son elementos necesarios para evaluar el rendimiento del sistema y el efecto que tendrá este al momento de su instalación.

Par disminuir esta incertidumbre los sistemas son diseñados para una amplia gama de condiciones de operación, con una evidente holgura económica, lo anterior pone en evidencia la necesidad que se tiene para hacer una recolección de datos confiables y en el tiempo que estos sean requeridos.

En algunos campos la implementación de sistemas artificiales requiere de algunos años más para su desarrollo. Retrasos en la instalación no solo limitan los gastos de capital, sino que también que se realice un mejor diseño de los sistemas y que se tomen mejores decisiones debido a que se tiene una mayor cantidad de datos disponibles, esto es porque se tiene un mayor historia de producción. Una ventaja del BN es que el equipo subsuperficial puede ser instalado con la terminación original del pozo a un costo relativamente pequeño, aunque posteriormente se tenga que hacer un reacondicionamiento.

El comportamiento de los yacimientos está regido por los diversos factores, entre ellos se encuentra los mecanismos de empuje. La producción primaria está fuertemente influenciada por el o la combinación de empujes presentes en el yacimiento a la hora de su explotación, es por ello que al momento de seleccionar

el sistema artificial a implementar es necesario conocer el mecanismo de empuje presente y la variación en el comportamiento del yacimiento. A continuación se mencionan algunos.

Empuje por gas disuelto

En este tipo de empuje puede presentarse en yacimientos saturados o en yacimientos bajosaturados. Cuando un yacimiento presenta este tipo de empuje es considerado como yacimiento cerrado y el volumen del yacimiento es considerado constante. Para yacimientos bajosaturados el flujo dentro del yacimiento será de una sola fase debido a que la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de saturación, la liberación del gas disuelto se lleva a cabo en un punto del recorrido en la tubería vertical (en el pozo) donde se alcance dicha presión de saturación. Un yacimiento de este tipo está caracterizado por la rápida disminución de la presión ya que el único mecanismo de producción es por la expansión del aceite (liberación del gas disuelto). El IP es poco confiable para presiones de fondo extremadamente bajas, el gasto de producción no aumenta linealmente con un incremento en la caída de presión. Después de la presión de saturación la RGL comienza a aumentar, alcanzando un punto máximo para luego disminuir hasta la fase final de producción.

Este es el mecanismo de empuje menos eficiente y la recuperación máxima que puede alcanzarse con él oscila entre 20 y 40 por ciento del aceite total original en el yacimiento hablando de la recuperación primaria, sin incluir a los YNF (Yacimientos Naturalmente Fracturados), donde entran los sistemas artificiales de producción.

El bombeo neumático es un método adecuado para implementarse en pozos cuyo yacimiento presenta empuje por gas disuelto. Una instalación de bombeo neumático tiene mucha flexibilidad operativa y puede ser diseñada para elevar fluidos desde una profundidad cercana a la superficie hasta la profundidad total, otra ventaja es que el bombeo neumático no es afectado por los cambios en

la RGL, en muchos casos esto es benevolente con el sistema disminuyendo el requerimiento de gas de inyección.

Empuje por casquete de gas

En yacimientos saturados donde se tiene una capa superior de gas (casquete de gas), debido a que el aceite contenido en él ya no puede disolver más gas. Este casquete de gas es una fuente de energía adicional para la producción de aceite. El gasto de producción en yacimientos con este tipo de empuje debe ser controlado cuidadosamente para evitar la conificación de la capa de gas debido a una excesiva caída de presión entre el yacimiento y el pozo. Entre el 30 y el 75 por ciento del aceite total que originalmente estaba en el yacimiento puede recuperarse con este mecanismo de empuje en la etapa de recuperación primaria, sin incluir a los YNF.

Empuje por entrada de agua

En yacimientos con empuje por entrada de agua la presión se mantiene casi constante por el remplazamiento del aceite que se produce por una cantidad equivalente de agua proveniente del acuífero que empuja el frente de aceite, siempre y cuando el acuífero asociado al yacimiento tenga un tamaño considerable y exista una buena comunicación entre ellos, manteniendo poca pérdida en la presión de fondo durante la vida productiva del pozo. Debido a lo anterior se considera que el volumen del yacimiento disminuye por dicho proceso.

La recuperación primaria en yacimientos con empuje por entrada de agua puede llegar a ser hasta del 85 por ciento del aceite original en el yacimiento y representa el mecanismo más eficiente en el proceso de producción, sin incluir a los YNF. Generalmente en este tipo de yacimientos se tienen grandes volúmenes de producción y el bombeo neumático precisamente es uno de los mejores sistemas artificiales para manejar altos gastos, por lo que es altamente recomendable para implementarlo en dichos yacimientos.

Empujes combinados

Como sabemos los yacimientos presentan una combinación de empujes durante su vida productiva, esto es por la propia naturaleza del sistema, aunque no necesariamente se presenten todos los mecanismos de empuje como tal. Se puede hacer más eficiente a un mecanismo de empuje con una adecuada ubicación de los pozos, por ejemplo un yacimiento con empuje por casquete de gas, es recomendable colocar los pozos alejados del contacto gas-aceite para prevenir la conificación. Cuando los mecanismos de empuje naturales se vuelven ineficientes, tomando en cuenta el factor económico que es imprescindible, puede implementarse un mecanismo artificial para obtener aceite adicional, que es el caso de la recuperación secundaria para mantener o mejorar las condiciones de producción.

Producción de Gas Asociado

La producción de gas asociado en el pozo es una función de diversos factores (Caída de presión, punto de burbuja y de la relación gas líquido natural), además de que es un parámetro importante en el diseño del BN. La determinación de la cantidad de gas libre probable que se produce es crucial para determinar el gradiente de presión de flujo, que está directamente relacionado con el volumen óptimo de inyección.

Como se ha mencionado anteriormente, el BN ofrece una gran flexibilidad operativa, un sistema artificial de producción puede emplearse durante toda la vida de un campo, independientemente de mecanismo de empuje y de la composición cambiante del fluido. Sin embargo en algunos casos es poco probable que un sistema artificial, incluso el BN pueda aprovechar el potencial de producción temprana y aun así funcionar de manera eficiente después de la rápida declinación de la presión y de la irrupción del gas. Bajo estas circunstancias una combinación de sistemas artificiales combinados puede ser considerada, a su vez para casos donde se tenga duda sobre el desempeño y flexibilidad del BN, este debe ser un criterio que no debe pasarse por alto.

1.4.2. Comportamiento del Pozo

Afluencia

En pozos de alto índice de productividad (IP), donde pequeños cambios en la caída de presión tienen un gran efecto sobre la producción, se pueden obtener ingresos significativos maximizando la profundidad de inyección del gas, El deterioro natural del flujo con el tiempo es algo que se debe considerar en el diseño inicial del sistema, especialmente en zonas donde el costo de la inversión es alto. En función de la disminución prevista de la presión (o el inicio de la producción de agua), el aparejo de BN debe estar diseñado para satisfacer una amplia gama de condiciones de funcionamiento. Cuando existe una gran incertidumbre, una sucesión de mandriles puede ser considerada. Deben evitarse escenarios pesimistas o diseños comprometidos, ya que ello podría dar lugar a diseños innecesariamente complicados y poco óptimos. Al momento de diseñar un aparejo de BN se debe hacer un esfuerzo significativo para determinar la afluencia del yacimiento al pozo (flujo de entrada) antes de instalar el BN para reducir la incertidumbre.

Comportamiento del flujo vertical

El tamaño de la tubería es muy importante en el diseño del BN con el fin de operar al máximo gasto estable. Una tubería demasiado pequeña dará lugar a excesivas pérdidas de presión por fricción, sin embargo una tubería demasiado grande dará lugar a un flujo inestable o cabeceo debido al colgamiento del líquido, especialmente si la productividad del pozo comienza a declinar. Esto sólo se puede corregir (en parte) por el aumento del volumen del gas inyectado. Para ayudar a optimizar el diseño de la tubería, nos apoyaríamos en correlaciones de flujo multifásico vertical, junto con datos de calidad de las propiedades PVT del fluido.

Un incremento en el corte de agua puede resultar en una reducción del IP debido a la permeabilidad relativa al agua. Esto también aumentara la densidad del fluido producido, y simultáneamente una reducción de la Relación-Gas-Líquido en detrimento de la elevación vertical, a su vez pudiendo formar emulsiones problemáticas disminuyendo así la eficiencia del levantamiento.

Debe hacerse un estudio que integre el cambio de las condiciones del pozo con respecto al tiempo, por ejemplo al presentarse la irrupción del agua o la disminución del IP, esto debe planearse para que la terminación del pozo sea la adecuada para dichas condiciones. La contrapresión que se tendrá en la boca del pozo es otro parámetro primordial para determinar la caída de presión y mejorar la eficiencia del sistema de BN que culminara con un incremento en la recuperación de hidrocarburos. Una mayor contrapresión también resulta en un espaciamiento menor en las válvulas y una profundidad menor en la inyección.

Emulsiones

Las emulsiones son comunes en las operaciones de BN, y pueden resultar en un aumento significativo de la viscosidad del fluido producido con efectos adversos en el rendimiento del sistema de levantamiento artificial. Las emulsiones se forman en el punto de inyección de gas. El comportamiento de la emulsión y su efecto sobre la productividad del pozo puede variar mucho de pozo a pozo, como resultado de la variación del corte de agua y patrón de flujo en el pozo. Las emulsiones pueden ser eliminadas con éxito o reducidas significativamente, mediante la adición de desmulsificantes a la corriente de gas de inyección, de igual forma la recolección de datos es esencial para verificar que se ha reducido o eliminado tal efecto.

1.4.3. Consideraciones para el diseño del pozo

Hay muchos aspectos importantes en el BN que tienen influencia directa en el diseño del pozo:

- El tamaño del revestimiento de producción, se seleccionará de acuerdo con el potencial deseado del pozo y con el tamaño del equipo subsuperficial (mandriles de BN y de la válvula de seguridad subsuperficial). El revestimiento de producción debe ser lo suficientemente grande para alojar la terminación prevista.
- El pozo y la terminación deben estar configurados para facilitar las operaciones a través de la tubería. Herramientas operadas con líneas de acero son utilizadas para mantener la producción y monitorear el comportamiento del pozo (por ejemplo, un registro de producción).
- Hay una serie de condiciones de operación en el BN que pueden resultar en represionamientos en el revestimiento de producción (como resultado de una intervención humana, una fuga o un fallo en el equipo de superficie), la resistencia al colapso y a la presión interna de la tubería de producción, y el diseño de la cementación primaria, se deben considerar cuidadosamente durante la fase del diseño.
- Hay que señalar que durante la puesta en marcha de las operaciones de producción, el revestimiento puede estar expuesto a la presión total del gas inyectado en la parte superior de una columna llena de fluido de terminación, por lo tanto el revestimiento de producción y la tubería de producción deben tener consecuentemente un cuidadoso diseño.
- La calidad del revestimiento está relacionada directamente con la producción deseada. No es recomendable utilizar el BN para gastos de producción extremadamente altos cuando se tenga un revestimiento de mala calidad, ya que en algunos casos sería incosteable reparar el revestimiento. Una alternativa sería revestir con una tubería de menor diámetro (una especie de forro) y aún permitir el funcionamiento eficiente del BN.

1.4.4. Consideraciones sobre las instalaciones superficiales

Es importante tener una mínima contrapresión en el pozo para conservar la energía del sistema. Las tuberías de producción de DI pequeños, estranguladores de producción y altas presiones de separación, pueden dar lugar a importantes “cuellos de botella” de la producción, y por lo tanto deben evitarse.

El volumen de gas de inyección y la presión son dos consideraciones muy importantes (en relación con el diseño de la sarta de BN y de la selección del compresor) que desempeñan un papel importante en el diseño del sistema de BN, además de las instalaciones que controlan el flujo y ayudan a su medición.

Cabezal del Pozo

Esta parte es fundamental para el bombeo neumático ya que ahí es donde el gas inicia su recorrido dentro del pozo, es importante que la boca del pozo deba estar ajustada para impedir un avance excesivo del gas de inyección cuando la velocidad de avance del bache es poca, esto es para operaciones de bombeo neumático intermitente. En operaciones de bombeo continuo, cuando existen grandes requerimientos de gas en tuberías de alta presión y un alto gasto de producción. Se recomienda también que todos los accesorios innecesarios en el cabezal o cercanos a él, sean eliminados, sin embargo si en algún caso una instalación de bombeo intermitente necesita ser estrangulada para controlar la inyección de gas, es preferible que se coloque dicho estrangulador lo más lejano posible de la cabeza del pozo, preferentemente que este sea operado desde la batería o estación de compresión.

Línea de descarga

Este conducto es el encargado de llevar la mezcla (fluidos del yacimiento más la corriente de gas inyectado) a las instalaciones de proceso para su separación y distribución. Este conducto debe mantenerse libre de depósitos de parafina y otros compuestos, para mantener el área adecuada de flujo y la producción adecuada. No es recomendable tener una línea de flujo para muchos

pozos, si existen algunos pozos de flujo intermitente o pozos de muy alta presión, esto nos provocaría excesiva contrapresión en el sistema.

Volumen de gas de inyección

Es el volumen total de gas requerido para el campo o grupo de pozos, determinado mediante la suma de las necesidades individuales de cada pozo. Es posible inyectar una gran cantidad de gas en un solo pozo. La producción aumentará como una función del volumen inyectado, hasta que se alcanza un punto de producción máxima (el óptimo técnico). La inyección de cantidades adicionales de gas más allá de ese punto ocasionara una reducción en la productividad del pozo debido a las pérdidas de presión por fricción. Esto es más evidente en sartas muy largas de producción. La determinación de la forma de la curva de rendimiento del BN, es un factor importante, donde se estima la capacidad de compresión, o en los campos existentes donde está limitada la disponibilidad de gas. El comportamiento de la curva del BN también es importante a la hora de optimizar la distribución del BN. El suministro del gas debe ser el adecuado, este volumen de inyección debe ser el que proporcione la RGL óptima para obtener una mínima presión de fondo y con ello la máxima recuperación posible.

Presión del separador

También es un parámetro fundamental para el diseño del sistema de BN. Tiene un gran impacto en el diseño del aparejo (número de válvulas), el desempeño del pozo (profundidad de inyección), la presión de operación del sistema (presión de descarga del compresor), y obviamente el material y las especificaciones del equipo, todo ello tendrá un impacto directo en los costos. La selección de una presión de operación alta del BN puede ocasionar gastos innecesarios en la compresión, mientras que las presiones demasiado bajas, pueden causar pérdida del potencial de producción y producción diferida.

Los beneficios potenciales de mayores presiones de inyección son los siguientes:

- Altos gastos de producción debido a un aumento en la caída de presión como un resultado de una inyección más profunda.
- En general, si se lleva a cabo una inyección lo más profundo posible, menor cantidad de gas se requiere. Es más eficiente inyectar a mayor profundidad con una relación gas líquido de inyección (RGLI), que inyectar más superficialmente con una RGLI alta. De hecho varios autores afirman que “la presión de inyección que resulta en una baja potencia de compresión por unidad de volumen levantado por lo general proporciona las condiciones de producción más económicas y un funcionamiento más eficiente”.
- Menos equipo de fondo (mandriles y válvulas) tiene una mayor fiabilidad y reduce las intervenciones. El rendimiento del equipo es una consideración clave en un entorno donde los costos de intervención son altos (por ejemplo en pozos costa fuera).

La desventaja más evidente asociada con una alta presión de inyección, es que la alta presión de inyección tiene un alto costo.

Registadores de presión

Estos aparatos son imprescindibles en cualquier instalación dentro de la industria petrolera, incluyendo las operaciones de bombeo neumático. Mediante ellos podemos observar el comportamiento de la presión en la descarga del pozo durante en todo momento de la operación. Para los ingenieros es de suma importancia un registro continuo de la presión en el espacio anular y en la boca del pozo, con un análisis del comportamiento de la presión podemos darnos cuenta de que es lo que está ocurriendo en el pozo, si hay algún problema o si todo está operando de manera correcta. Nos puede ayudar a detectar problemas de congelamiento en la línea, cierre o mal funcionamiento de una válvula, baja presión en la línea de inyección, etc.

Calidad del gas de BN

Una operación exitosa de BN depende de una fuente fiable de gas de BN a alta presión. Al evaluar la viabilidad de las instalaciones de BN es necesaria revisar una serie de importantes características.

- Un gas rico (denso) proporciona una mayor caída de presión y por lo tanto permite una profundidad mayor de inyección para una determinada presión de inyección en superficie en comparación con un gas más pobre (menos denso). Sin embargo fracciones más pesadas (GNL) pueden volver a entrar en solución con el fluido producido. En casos donde la profundidad de inyección aumente, las ganancias disminuirán debido a los costos altos de compresión; en el caso donde se requieran menores volúmenes de gas a inyectar a una mayor presión de inyección, estos pueden requerir menos caballos de fuerza de compresión por unidad de fluido producido.
- El agua en un sistema de BN puede dar lugar a problemas de corrosión, golpes de líquido e hidratos. Si la formación de hidratos se espera en el sistema de distribución de BN o las tasas de corrosión esperadas salen del rango, entonces será necesario hacer una deshidratación del gas. Para ello es posible adicionar glicol u otros sistemas de deshidratación de gas ya que esta es una condición para aplicaciones de BN. El agua libre puede ser removida por depuradores por los cuales pasa la corriente de gas. En casos donde la deshidratación no es factible económicamente, los hidratos pueden ser removidos por la inyección de productos químicos y calentamiento localizado en el equipo donde se presenta dicho problema.
- Además de ser peligroso, el gas con ácido sulfhídrico (H_2S) puede causar grandes problemas de funcionamiento ya que ocasiona corrosión dañando los equipos, por ejemplo causando una excesiva corrosión en el compresor y la contaminación del combustible. En dichos casos el gas puede ser

endulzado, o hacer un diseño del material adecuado para el sistema de BN, lo que conlleva a un significativo costo adicional.

- El suministro de gas también debe estar libre de sólidos. El gas a lo largo de su trayectoria puede pasar por áreas muy pequeñas en las válvulas las cuales pueden ser fácilmente obstruidas. Se debe impedir que se acumule en el sistema residuos como: óxido, sal o residuos químicos, es por ello que al manejar un equipo de deshidratación es necesario considerar las consecuencias de arrastre de sólidos de los productos químicos de la deshidratación. Es evidente que la calidad de gas es un factor importante que influye en el pozo y en el diseño de sus instalaciones, y tendrá un impacto significativo en los costos generales del proyecto.

Selección de compresor ⁵

La selección del compresor depende de muchos factores tales como: la presión de descarga requerida para la inyección del BN, la capacidad, el entorno en el cual puede operar, dimensiones y por supuesto de los costos. Una discusión más profunda sobre la selección del compresor puede encontrarse en el manual de BN Camco. Se considera únicamente un análisis de los criterios básicos para la selección del compresor.

El principal problema con la selección del compresor es la diferencia que hay entre la presión de descarga para arrancar el pozo, y la que se requiere para que se tenga una operación continua en el punto más profundo de la inyección. La diferencia entre la presión de arranque y la presión de operación en muchos casos es tan grande que un solo compresor no puede funcionar eficientemente en ambas condiciones. Debido a esto se han realizado proyectos para minimizar este problema, mediante la provisión de un volumen por separado, volumen bajo, sistema móvil de alta presión para arrancar el pozo y con el sistema de distribución principal la distribución de la presión de operación más baja. Sin embargo esta operación hace una solución menos rentable, ya que los aspectos

prácticos del funcionamiento de dicho sistema son muy superiores a los previstos originalmente. El uso de compresores a boca de pozo para arrancarlo o líneas de alta presión por separado puede hacer menos rentable un proyecto, sin embargo podría haber excepciones.

Tamaño del compresor

Para calcular la demanda del compresor, la RGLI (Relación gas líquido de inyección) requerida para cada pozo como una función de la vida del pozo y se deben estimar las condiciones de operación. Se debe determinar los requerimientos máximos de gas del pozo con el fin de determinar el volumen de gas de BN. Los factores de seguridad que son utilizados normalmente son de un 10%-15%, también debe tenerse otra máquina que proporcione una reserva de gas para cualquier paro o contingencia de la maquina principal. La presión de inyección de gas en la cabeza del pozo determinara la presión de descarga del compresor. A su vez la presión del separador determina la presión de succión del compresor. La demanda del compresor puede estimarse de la siguiente manera:

$$\frac{Potencia[kW]}{etapas} = \left(\frac{c}{E}\right) \left(\frac{1}{m}\right) (Q)(T_s) \left(z_a \left[\left(\frac{P_d}{P_s}\right)^m - 1 \right] \right) \dots \dots \dots ec. 1.1$$

Donde:

- c= Constante de conversión
- E=Factor de eficiencia (fracción)
- Q= Volumen de gas
- T_s=Temperatura absoluta de succión
- Z_a= Factor de compresibilidad promedio $\frac{(Z_s+Z_d)}{2}$
- Z_s= Z a condiciones de succión
- Z_d= Z a condiciones de descarga
- P_d/P_s=Relación de compresión (presiones absolutas)
- $m = \frac{0.25}{k}$
- $k = \frac{cp}{cv}$
- 1.25 < k < 1.27

De lo anterior puede observarse que los requerimientos de potencia aumentan en proporción directa al aumentar el rendimiento del gas y disminuye cuando aumenta la relación de compresión, debido al exponente “m”. Se puede decir desde un punto de vista energético que, es generalmente más eficaz inyectar lo más profundo posible (alta presión) con una relación gas líquido de inyección inferior que al inyectar superficialmente (baja presión) con una RGLI superior para obtener el mismo gasto de inyección.

Tipos de compresores

Compresores Centrífugos: Estos compresores son ampliamente usados en operaciones de BN a nivel mundial (**Figura 1-16**). Son de tamaño compacto, simplicidad y facilidad en su mantenimiento. Dependiendo de la disponibilidad de las condiciones específicas de funcionamiento es hasta un 99% en su flexibilidad operativa.

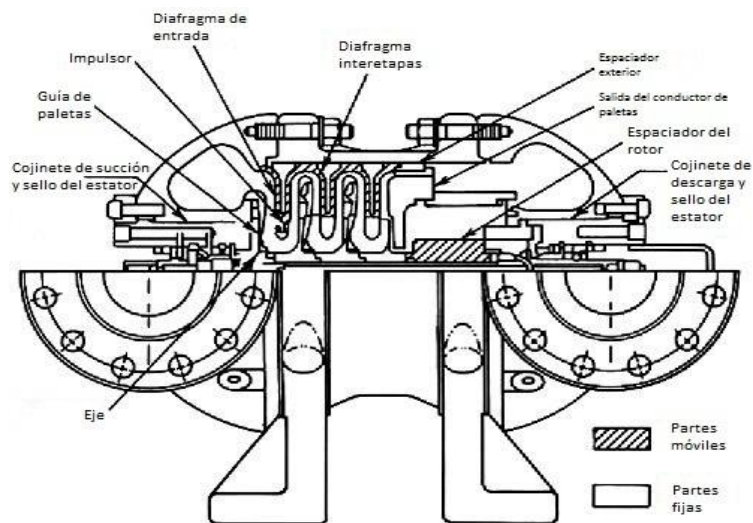


Figura. 1-16 Sección transversal de un compresor centrífugo.

Compresores Reciprocantes: Este tipo de compresor es el más utilizado en operaciones de producción. Cabe señalar que este tipo de compresor es adecuado para una amplia gama de aplicaciones y capaz de lograr relaciones de compresión muy altas. Sin embargo estos compresores se limitan a velocidades de flujo relativamente bajas. En cuanto a su rendimiento, este puede ser

aumentado mediante la conexión de cilindros en paralelo. Las partes principales de un típico compresor recíprocante se observan a continuación en la **Figura 1-17**.

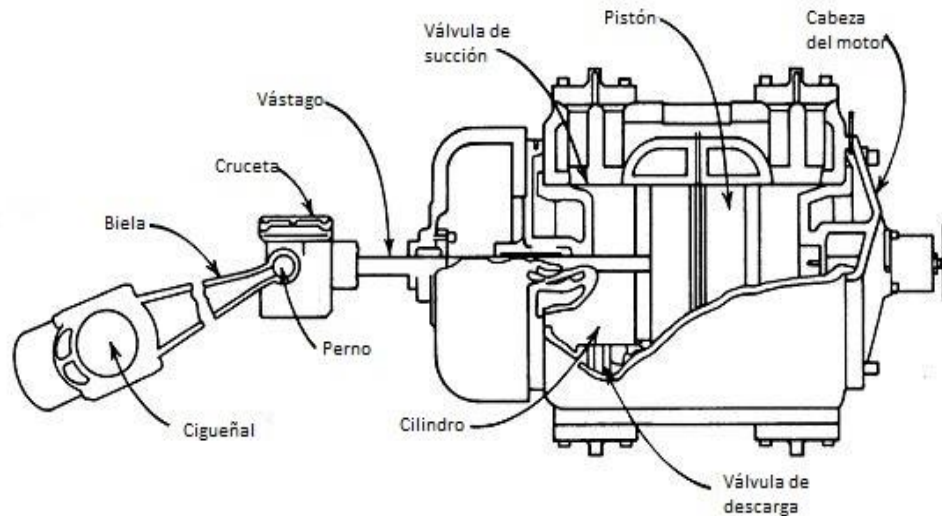


Figura. 1-17 Elementos de un típico compresor recíprocante.

Las máquinas que utilizan pistón son flexibles en su funcionamiento y capaz de tolerar grandes variaciones en las condiciones de funcionamiento. En cuanto al costo inicial de este tipo de equipos es menor en comparación con las máquinas centrífugas. Se presenta en la **Figura 1-18** las condiciones de sobrefuncionamiento de los compresores recíprocantes y centrífugas así como sus limitaciones de presión.

En los casos en que la condición de funcionamiento cae en la zona de transición, se debe tener un estudio más detallado para identificar los requerimientos de campo y su sensibilidad para futuras condiciones de funcionamiento. La selección y las especificaciones detalladas del compresor es responsabilidad directa del ingeniero a cargo, para ello el ingeniero debe conocer y consultar a los proveedores adecuados.

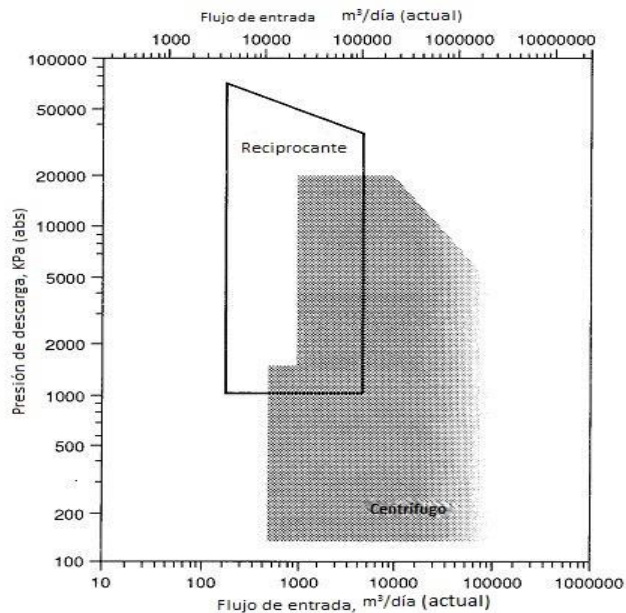


Figura. 1-18 Envoltura operativa del compresor.

1.4.5. Válvulas de Bombeo Neumático ^{7,2}

Uno de los componentes principales del bombeo neumático son las válvulas subsuperficiales de inyección de gas a presión.

Estas válvulas tienen dos propósitos principales:

- 1) Descargar el pozo a una profundidad de inyección requerida (punto de inyección) para arrancar el pozo con la presión disponible de gas.
- 2) Levantar el gasto de producción a partir de la profundidad del punto de inyección con la presión disponible de operación.

Ventajas

- Las válvulas están diseñadas para una inyección controlada del gas, además de proporcionar la flexibilidad necesaria permitiendo cambiar la profundidad del punto de inyección y un aumento en el gasto de producción dejando pasar mayor cantidad de gas hacia la tubería de producción.

- Cierta tipo de válvulas de bombeo neumático están diseñadas para la inyección controlada en una operación de bombeo continuo o intermitente. Esto se requiere para terminaciones duales cuando las dos zonas necesitan ser elevadas simultáneamente con una fuente única de gas de inyección. Cada válvula dosifica la cantidad de gas que necesita respectivamente cada intervalo productor.
- La implementación de las válvulas de inyección de gas evitan un descenso excesivo de la presión en la tubería de producción entre cada ciclo de inyección, cuando se trata de una instalación de bombeo intermitente, si esto no se cumpliera, entonces habría una reducción excesiva en la presión y nos afectarían los efectos de la contrapresión.
- En operaciones de bombeo neumático intermitente, un volumen del gas de inyección que se queda almacenado en el espacio anular sirve para la amplitud (diferencia entre la presión de apertura y cierre de la válvula)
- Las válvulas nos ayudan a descargar un pozo (desplazamiento del fluido de terminación o fluido de control). Cuando un pozo ha sido reparado usualmente se tiene en su interior un fluido de limpieza o fluido de control, entonces las válvulas son accionadas para inyectar gas a presión e ir descargando gradualmente el fluido del pozo y remplazarlo por gas y aumentar la caída de presión entre el fondo del pozo y la cara de la formación.
- Las válvulas de inyección, mandriles están diseñados para evitar agujeros en el tubo y proporcionar un sello hermético para evitar fugas o entrada de fluidos en lugares no deseados, además de evitar un efecto de choro en la entrada del gas por entrar en un agujero en el que no se puede controlar el flujo.

Acondicionamiento del pozo antes de la descarga

El acondicionamiento del pozo es necesario para tener un correcto funcionamiento del aparejo de bombeo neumático, cuando un pozo se encuentra lleno con fluido de control, este debe ser previamente limpiado para eliminar los

residuos de arcilla que pueden alojarse en el asiento de la válvula e impedir el libre funcionamiento de esta durante la operación de descarga. Si se tienen válvulas operadas por presión en la tubería de revestimiento y se tiene el espacio anular lleno de lodo, entonces no es recomendable circular en inverso porque el flujo será a través de las válvulas.

Precauciones que deben tomarse en operaciones de descarga

Al arrancar una instalación de bombeo neumático, se deben tener todos los demás componentes del sistema previamente instalados y probados. Cuando se hace una línea nueva para la inyección de gas, esta debe ser probada previamente con presión para verificar que no tenga fugas y que pueda resistir la presión de operación para evitar futuros problemas. Al momento de realizar la prueba se debe de remover todo residuo de soldadura para evitar la obstrucción de alguna válvula u otro elemento con escoria antes de conectar la línea al pozo.

Además de probar la línea de inyección, es necesario hacer una prueba a todo el sistema (válvulas, conexiones, válvulas de seguridad, etc.) incluyendo las instaladas en la batería para recibir el pozo, también se debe determinar si el pozo puede fluir libremente después de la descarga o si se hizo en la línea de descarga.

Una vez probada toda la instalación, se debe tener cuidado a la hora de inyectar el gas a presión hacia el pozo, puede ocurrir un daño en los asientos de las válvulas del aparejo si se aplica toda la presión durante la operación. Por ello es necesario incrementar la presión gradualmente para reducir el gasto del flujo al pasar por la válvula.

Descarga y operación de las válvulas de bombeo neumático

Las válvulas superiores que se instalan a lo largo de la tubería de producción hasta el punto de inyección deseado se llaman válvulas de descarga. La válvula operante es la válvula más profunda que se abre en cada ciclo en una instalación intermitente o que se mantiene continuamente inyectando gas al

interior de la tubería de producción en una instalación de bombeo neumático continuo. Las válvulas de descarga no se utilizan después de que el casing se llena de gas a menos que la presión de la tubería a la profundidad de la válvula operante se vuelva mayor que la presión en el casing. En ocasiones la mayoría de los pozos se vuelven a cargar si se suspende la inyección de gas o disminuye el volumen de gas de inyección. Cuando el pozo se carga, las válvulas de descarga se emplean nuevamente para desplazar este líquido que se encuentra en el interior de la tubería por encima de cada una de estas válvulas, permitiendo levantar todo el líquido desde la profundidad de la válvula operante hasta la superficie.

1.5. Aplicabilidad del Bombeo Neumático^{7, 8}

El BN tiene dos formas básicas de operación, el BN Continuo y BN Intermitente. A continuación se explica el principio de funcionamiento de cada una de ellas.

1.5.1. Aplicabilidad del Bombeo Neumático Continuo

Al implementar el BN Continuo en un pozo el ingeniero encargado de la producción busca las condiciones óptimas de operación, dichas condiciones se logran inyectando el gas a presión en la parte inferior del aparejo de producción, de este modo la columna de líquido que se encuentra en la tubería de producción al gasificarse se aligera provocando una reducción en la presión de fondo (**Figura 1-19**). Un aumento en la RGLI (Relación gas-líquido de inyección) disminuye de manera significativa el peso de la columna de líquido, sin embargo la velocidad del flujo se incrementa y esto provoca un aumento en la fricción, disminuyendo así la eficiencia de la recuperación. El incremento en la componente de fricción es siempre proporcional a la longitud de la tubería por la que se mueven los fluidos (de gran importancia en pozos desviados), mientras que la reducción en peso de

la columna es una función de la distancia vertical. Obviamente en pozos que tienen secciones horizontales, el beneficio del BN Continuo se limita a la parte no horizontal de los pozos, en pozos con una distancia vertical corta (casi horizontal), los beneficios del bombeo pueden verse reducidos.

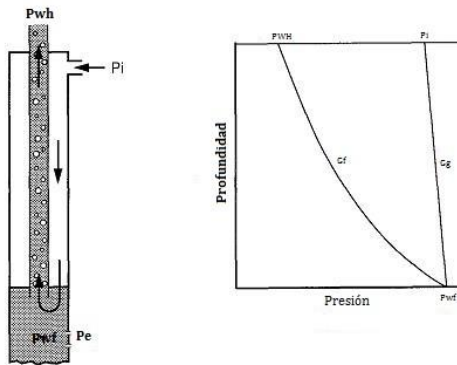


Figura. 1-19 Efecto de la inyección del gas sobre el gradiente de flujo.

Para determinar los gastos posibles que se pueden obtener con el BN Continuo, es necesario determinar la “Relación de Comportamiento de Afluencia” (IPR) del pozo y compáralo con las curvas de mínima presión de admisión para la tubería de producción seleccionada, esto se hace de la misma forma que para un pozo fluyente.

Requerimientos de gas de inyección

Debido a que el volumen de gas de inyección se incrementa, llegara un punto en el que los beneficios derivados del aligeramiento de la columna se verán disminuidos por los efectos derivados de la fricción, tanto en la tubería de producción como en la línea de descarga. El aumento en el gasto de bombeo tendrá pocos beneficios en la producción del pozo, y si el gasto de inyección se incrementa aún más el pozo comenzará a producir una menor cantidad del líquido. Este fenómeno puede observarse comparando la curva de comportamiento de afluencia con curvas de presión de tuberías a diversos gastos de inyección, como se muestra en la **Figura 1-20**.

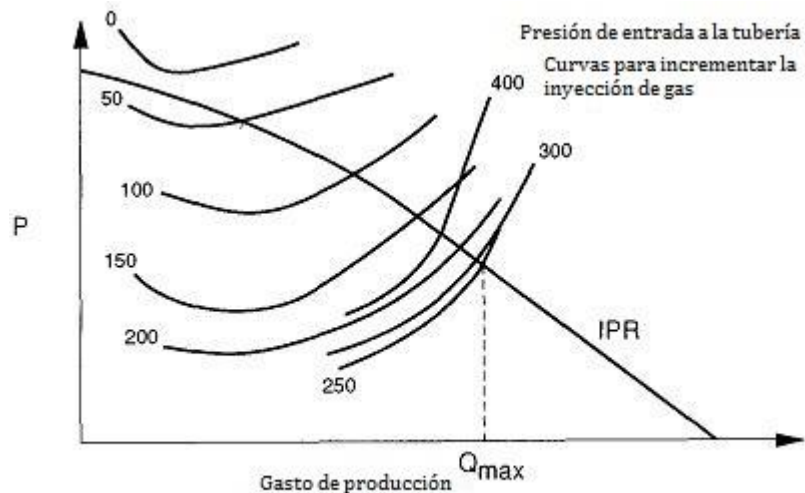


Figura. 1-20 Estimación del gasto óptimo de inyección.

Con un aumento en el gasto de inyección la curva de comportamiento de afluencia representada anteriormente con una gráfica de P vs Q hasta un gasto máximo establecido. Nuevos incrementos en el gasto de inyección de gas se observan en la gráfica hasta llegar a un punto donde se observa que aunque inyectemos más gas la elevación óptima se ha rebasado.

Si las intercepciones de la curva de comportamiento de afluencia y la IPR se trazan ahora en función del gasto de producción del pozo contra el gasto de elevación del gas de inyección, se puede obtener la curva de comportamiento del gas de elevación del pozo.

La forma de la siguiente curva (**Figura 1-21**) ilustra de forma clara la respuesta del pozo a mayores volúmenes de inyección de gas, esta curva es un principio fundamental para el diseño y funcionamiento del BN Continuo.

Esta curva tiene una forma muy característica que muestra los beneficios de la elevación en una mayor productividad a bajos gastos de inyección, y también ilustra el fenómeno de “sobre inyección” donde poco o ningún beneficio se deriva volúmenes cada vez mayores de gas de inyección, que en casos extremos puede llegar a ocasionar una reducción en la productividad del pozo.

En la práctica el diseño del BN Continuo se basa en el establecimiento de un gasto económico de gas de inyección que está basado en muchos factores. Esto representa el punto en el cual el incremental en los ingresos obtenidos por el aumento del gasto de recuperación, compensado por el costo del incremento del suministro de gas de inyección. Intuitivamente se puede ver que este volumen será menor que el valor técnicamente óptimo. En un campo donde la capacidad de compresión se ha establecido previamente, el volumen de gas de inyección disponible puede ser situado en la curva de rendimiento, esto dará una idea de la posible restricción supuesta por el potencial del pozo, debido a una falta de gas de inyección.



Figura. 1-21 Curva de rendimiento del BN.

Requerimientos de Presión del Gas de Inyección

La presión de operación del gas de inyección requerida en la cabeza del pozo se puede calcular a partir de la presión mínima de admisión encontrada en la **Figura 1-21**.

- Restando la componente de peso de la columna de gas.
- Sumando la pérdida de presión debido a la fricción entre el gas y la tubería (normalmente es pequeña).
- Sumando la caída de presión en la válvula operante u en el orificio por el que pasa el gas.

La presión de la tubería que se utiliza para el cálculo, es la presión esperada, definida por la intersección de la curva de presión de admisión de la tubería apropiada con el IPR. Puesto que la inyección de gas en el fondo es a través de un orificio, la diferencial de presión necesaria para dar paso al gasto de gas requerido (generalmente del orden de 100 lb/pg²), debe ser añadida.

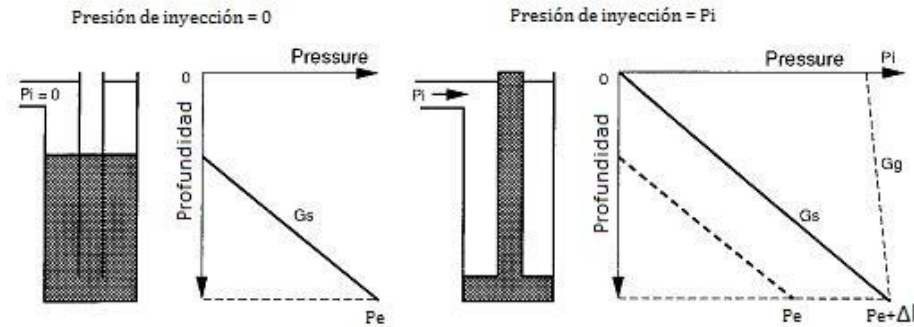


Figura. 1-22 Requerimientos de presión para arrancar el pozo.

La presión de inyección requerida en superficie en la cabeza del pozo para lograr la descarga depende del perfil de presión del pozo. El pozo puede estar lleno de fluido de control o aceite muerto, o puede ser que este fluya a un gasto inferior al gasto obtenible con el BN. La **Figura 1-22** muestra un pozo muerto y el incremento de presión necesaria para arrancarlo y en la **Figura 1-23** se observa la presión necesaria para mantener el pozo en condiciones de flujo.

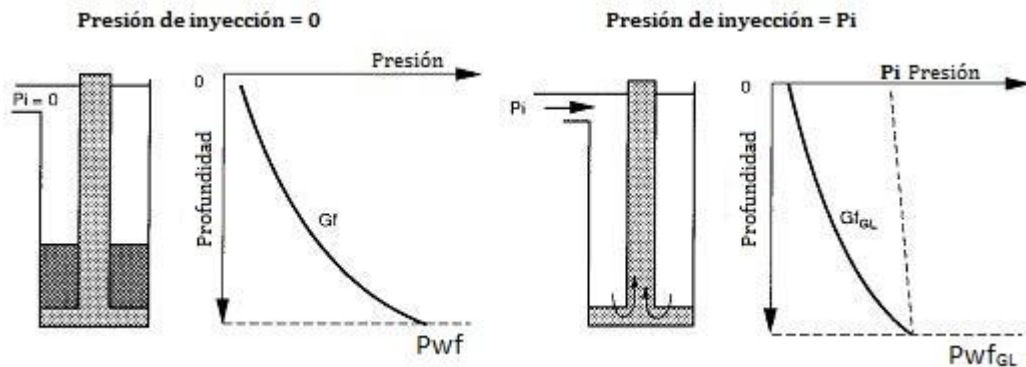


Figura. 1-23 Inyección adicional cuando el pozo está fluyendo.

Después de que la inyección de gas se ha establecido, la presión de fondo fluente (P_{wf}) y la presión de inyección en superficie requerida, disminuirá hasta

que la presión de admisión mínima correspondiente al gasto de gas de inyección se alcance. Si solamente está disponible la presión mínima, la interface liquido gas en el espacio anular solo puede ser desplazada hasta una profundidad donde se encuentra la intersección entre el gradiente de inyección de gas con el gradiente del fluido que se encuentre en el interior (d_1 y d_2 en la **Figura 1-24**).

Si al gas se le permite entrar a la sarta de producción por encima de este nivel, la RGL aumentara y la presión de inyección en el punto de inyección disminuirá, en consecuencia a lo anterior la interface liquido-gas se mueve hacia abajo hasta llegar a un equilibrio. Entonces será posible inyectar gas a esta nueva profundidad estableciendo una comunicación entre el espacio anular y la sarta de producción. Esta es la función de las válvulas y mandriles de bombeo neumático.

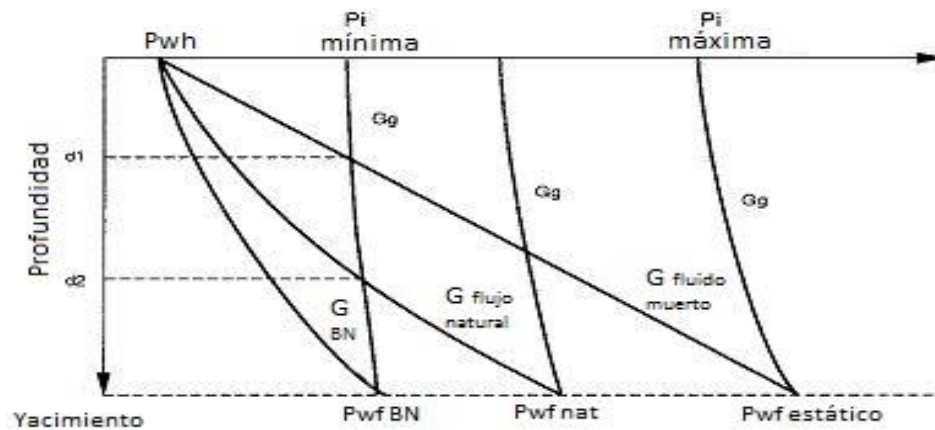


Figura. 1-24 Función de válvulas y mandriles de B.N.

En un pozo donde se coloquen a la profundidad adecuada las válvulas, este requerirá una menor presión de arranque. El nivel de fluido puede ser descargado progresivamente hasta llegara al punto más profundo de inyección (profundidad de diseño). Lo anterior determina la presión de inyección mínima requerida para la descarga y para la operación de levantamiento artificial.

Limitaciones de la presión de inyección

Cuando no se tenga disponible la cantidad de gas necesaria requerida para la inyección en el fondo del pozo, entonces es necesaria que se estime una nueva

profundidad a la que se pueda inyectar y sobre todo el gasto de producción que obtendremos con la inyección en el nuevo punto. Cuando se tiene este problema hay que tomar en cuenta los siguientes factores de los que depende.

- Presión de inyección en la superficie (P_{is}).
- Presión en la cabeza del pozo (P_{wh}).
- Composición del fluido del yacimiento y la RGLN (Relación gas-líquido natural).
- El gasto de inyección de gas.
- El diámetro, longitud y el grado de inclinación de la tubería de producción
- La presión estática del yacimiento (P_e) y la temperatura.
- El IPR del pozo.

La determinación de la profundidad máxima de inyección y su correspondiente gasto de producción debe hacerse con un análisis minucioso de los parámetros anteriores con ayuda de programas de cómputo especializados. La profundidad de inyección y el gasto se pueden obtener calculando la intersección del gradiente de inyección del gas con la curva del pozo.

1.5.2. Aplicabilidad del Bombeo Neumático Intermitente

Las instalaciones de bombeo neumático intermitente son bastante comunes en campos con poca capacidad de aporte de fluidos (bajo índice de productividad) o en pozos donde la inyección continua de gas provoca un flujo inestable. El bombeo neumático intermitente tiene la característica que se ha detenido deliberadamente el bombeo continuo para que los fluidos puedan acumularse en el fondo del pozo y hasta formar un bache lo suficientemente grande para ser desplazado hasta la superficie. En cada ciclo de inyección, una cantidad controlada de gas se inyecta en el fondo (debajo del bache acumulado) con el fin de desplazarlo a la superficie. Una de las variaciones de este método que a menudo resulta ser más eficiente, es con la utilización de un embolo

mecánico para formar una interface entre el gas/líquido que sirve de sello para evitar que se mezclen los fluidos, este método en particular puede ser más eficiente en pozos desviados.

Secuencia de funcionamiento

La secuencia de funcionamiento o el ciclo después de la descarga de un sistema de BN intermitente utilizando válvulas operantes en el casing. En la **Figura 1-25** se observa los fluidos acumulándose en el pozo, después de un tiempo determinado el gas a presión es inyectado en el espacio anular formado entre el tubing y el casing, incrementando la presión en el casing lo suficientemente para abrir la válvula operante y el resto de las válvulas que solo se necesitan para la descarga del pozo deben permanecer cerradas.

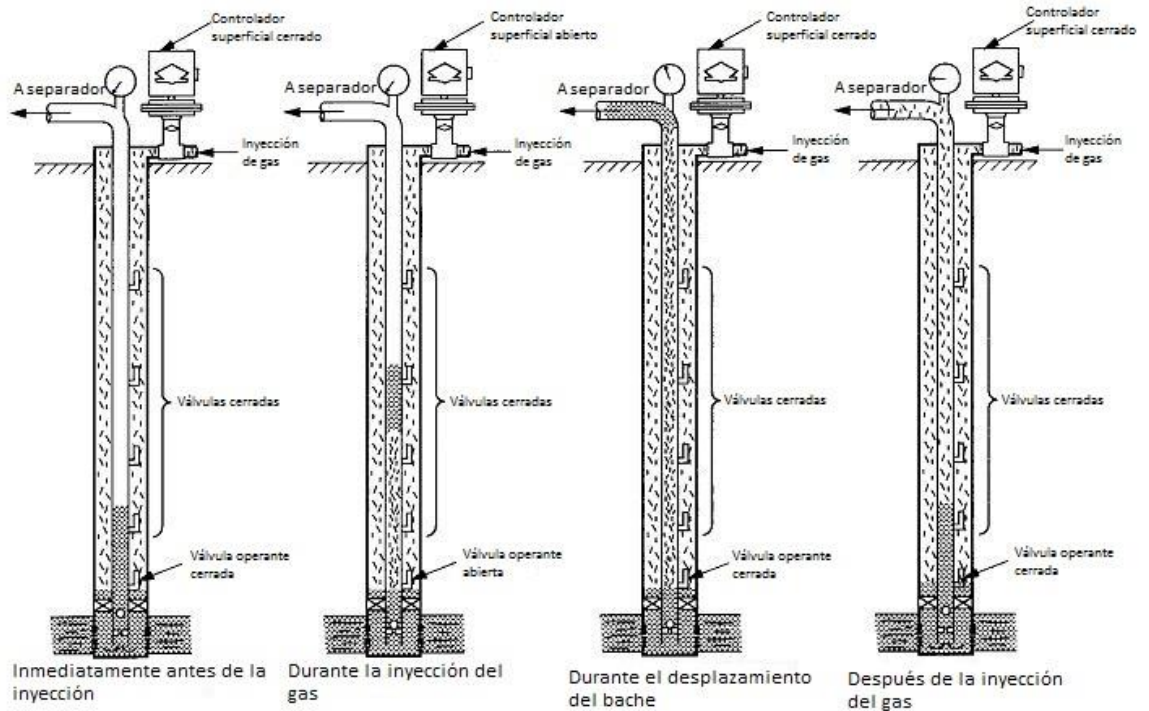


Figura. 1-25 Secuencia de operación de elevación intermitente.

El gas se inyecta a una gran velocidad creando una burbuja de gas que se expande en el interior de la tubería de producción creando un efecto de pistón

empujando el bache del líquido a la superficie, si se utiliza una válvula de pie, esta es una instalación cerrada. En la siguiente etapa del ciclo, cuando el bache ha llegado a la superficie, en ese momento la válvula operante ya se ha cerrada para continuar con la acumulación dentro del tubing el siguiente bache a desplazar. En estas instalaciones se deben tomar en cuenta varios factores.

- El gas debe inyectarse rápidamente en el pozo, ya que si no es así este tiende a colarse entre la columna de líquido, se recomienda utilizar válvulas de rápida respuesta en estas instalaciones.
- Para lograr disminuir lo menos posible la presión de fondo, es necesario colocar la válvula operante lo más profundo posible.
- La contrapresión en superficie debe minimizarse para reducir el retorno del líquido (caída al fondo del pozo) y reducir el consumo de gas.
- Es recomendable en algunos casos que se coloque una válvula de pie por debajo del punto de inyección, esto para impedir cualquier influjo en dirección contraria o en algunos casos donde la presión de inyección es tan alta que podría entrar al yacimiento, esta válvula también permitirá la producción una vez que la presión ha sido purgada de la tubería (descarga del líquido).
- Para minimizar el uso de gas, sólo se debe inyectar suficiente gas a presión debajo del bache de líquido para desplazarlo ya que este se expande y ayuda al bache a salir del pozo. Al abatirse la presión en la tubería de producción habrá un incremental en la caída presión entre la cara de la formación y el fondo del pozo.

Aplicabilidad del BN Intermitente

El bombeo neumático intermitente se aplica en yacimientos cuya presión ya no es lo suficientemente grande para levantar los fluidos hasta la superficie. Aunque por lo general se aplica en pozos con bajos gastos de producción (menos de 200 BPD). También existen otros factores por lo que es necesario aplicar el bombeo neumático intermitente y no solo necesariamente con los anteriormente mencionados.

- Inadecuada caída de presión o flujo inestable por la inyección continua de gas.
- Puede utilizarse cuando hay una deposición continua de parafina en la tubería de producción, esto puede mitigarse con la utilización de un embolo para facilitar la limpieza del interior de la tubería.
- En campos donde se encuentra la infraestructura del bombeo neumático o sea que se implementó anteriormente el bombeo neumático continuo como sistema artificial de producción y las características de producción ya no son las adecuadas para mantener un flujo continuo, es más factible hacer la conversión a bombeo neumático intermitente que implementar otro tipo de sistema artificial.
- La disponibilidad del gas es reducida y los pozos son incapaces de mantener un flujo continuo estable con el gasto de inyección económicamente óptimo.

La implementación del BN intermitente aumentará progresivamente en función del tiempo de producción de los campos, ya que estos declinarán su capacidad de producción y el bombeo neumático intermitente jugará un papel fundamental en la producción artificial a nivel mundial.

Tipos de diseño del bombeo neumático intermitente

El bombeo neumático intermitente también puede tener distintas configuraciones dependiendo de las características de producción del pozo, no solo dependiendo del tiempo de ciclo de la inyección del gas, sino también de la problemática que se puede presentar en el pozo y no basta con la inyección intermitente de gas al pozo. El bombeo neumático intermitente puede dividirse en tres categorías: **Elevación convencional intermitente de gas**, **Embolo intermitente de elevación asistida** y **Bombeo neumático intermitente con cámara de acumulación** (visto anteriormente).

Bombeo Neumático Intermitente Convencional

Este tipo de bombeo requiere que se acumule un bache de líquido lo suficientemente grande para desplazar en cada ciclo de inyección, por lo que la frecuencia de cada ciclo es baja debido a la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento al pozo. Un aproximado de 3 a 5 barriles se producen con una frecuencia de ciclo de 1 a 4 veces por hora, esto obviamente depende de la capacidad de producción del pozo y de las condiciones de operación, en algunas regiones este tiempo de ciclo se determina por la experiencia que tienen los operarios del conocimiento de la zona, aunque no necesariamente debería de ser así. Este sistema como los demás tienen deficiencias, esto ocurre cuando parte del bache del líquido cae al fondo, se estima que cerca del 10% del volumen original del bache cae por cada 1000 pies de profundidad del pozo. El volumen del bache del líquido y la producción instantánea son factores que deben ser considerados en el diseño de las instalaciones de producción o en el caso de instalaciones ya existentes se deben tomar en cuenta un reacondicionamiento de estas para que sean adecuadas para manejar la cantidad adecuada de líquido y gas.

Otra característica de este método es que la RGLI es mucho mayor que en las instalaciones de bombeo neumático continuo, ya que en esta se inyecta una gran cantidad de gas en un tiempo bastante corto. El bombeo intermitente es una gran alternativa sin embargo podemos elegir otra para mejorar su eficiencia o que se apegue más a las necesidades de producción requeridas.

Bombeo Neumático Intermitente con Émbolo de Elevación Asistida

Aunque el bombeo neumático intermitente tiene un buen rendimiento, es usual que a este se le adicione un embolo para mejorar su rendimiento para eliminar el líquido remanente que queda en la tubería de producción y para impedir que este caiga de nuevo al fondo del pozo. Con la disponibilidad de controladores de flujo programable para instalaciones de bombeo neumático intermitente se ha mejorado su eficiencia, debido a la utilización del émbolo la

producción esperada en este tipo de instalaciones es baja y el tiempo de ciclo se reduce para minimizar la acumulación de fluidos en la tubería. El tiempo de ciclo también está relacionado con el tiempo en que el émbolo tarda en hacer todo el recorrido y en caer de nuevo al fondo para elevar el siguiente bache. En la **Figura 1-26** se observa un esquema de una instalación de BN con émbolo de elevación asistida.

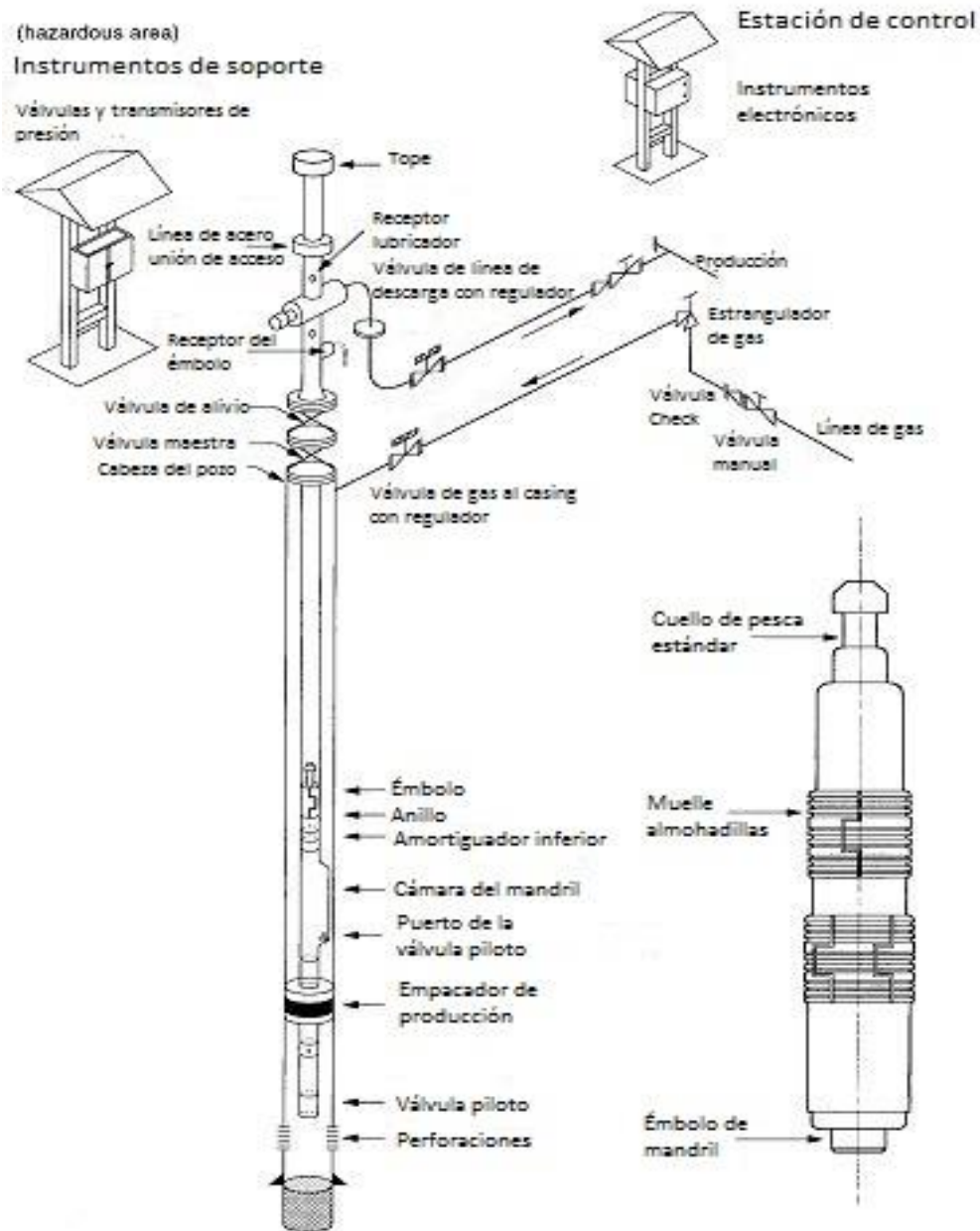


Figura. 1-26 Esquema del émbolo viajero

Principales componentes del bombeo neumático intermitente con émbolo de elevación asistida Figura 1-26.

Las instalaciones de bombeo neumático tienen equipos especiales, los principales se mencionan a continuación.

Equipo en la cabeza del pozo

Un lubricador en superficie el cual incluye un amortiguador, el embolo y un sensor receptor del embolo instalado en la parte superior. El lubricador está equipado con una unión rápida para el fácil acceso de equipos con línea de acero.

Línea de flujo y equipo de la línea de bombeo neumático

Una válvula de accionamiento de bola, un medidor de gas que puede ser de placa de orificio o de cono en V y un estrangulador ajustable o válvula de aguja en algunos casos. En la línea de flujo también se puede instalar una válvula de bola y los actuadores (válvula de diafragma) pueden ser operadas neumática o eléctricamente.

Equipo de control

Se utiliza un control lógico programable PLC para controlar el ciclo de inyección y a la vez como un sistema de seguridad al interrumpir el flujo en cualquier anomalía de operación o algún accidente. Estos controladores se programan según las condiciones operativas, por ejemplo para pozos con bajo RGL o terminaciones sin empacador.

Equipo subsuperficial

En el equipo subsuperficial podemos encontrar el émbolo, tope del émbolo, válvula de pie y la válvula de inyección de gas. Estos componentes pueden ser recuperables con línea de acero. Cabe señalar que los émbolos operan en instalaciones donde las válvulas de seguridad subsuperficiales están completamente abiertas para permitir el paso de este elemento. Lo anterior podría tomarse como un riesgo sin embargo el buen diseño de las instalaciones y el

conocimiento de los equipos puede ser una medida de mitigación para cualquier problemática posible o existente.

Fuente de alimentación

La fuente de alimentación de energía al sistema puede ser cualquier dispositivo que asegure una alimentación ininterrumpida, segura y eficiente de energía al sistema. Podemos utilizar generadores termoeléctricos, turbinas de gas o incluso paneles solares. Siempre es conveniente tener un equipo de respaldo en dado caso de que uno llegase a fallar o necesite algún tipo de mantenimiento, por lo general en las instalaciones siempre se tiene una motobomba y un motor eléctrico como equipo de respaldo o viceversa.

Algunas de las ventajas del embolo intermitente de elevación asistida son:

- Bajo requerimiento total de gas, solo se necesita la energía mínima teórica necesaria para elevar el fluido.
- Bajos costos de mantenimiento en comparación con otros sistemas artificiales de producción.
- Bajos costos de capital en comparación con el bombeo mecánico, suponiendo que ya exista infraestructura de bombeo neumático. El costo de capital también es independiente de la profundidad del pozo.
- Se puede lograr una máxima caída de presión.
- Puede utilizarse en pozos propensos a la presencia de cera.
- No ocupa un lugar muy amplio ya que es de perfil bajo.

Las principales desventajas o limitaciones son las siguientes:

- Requiere de una infraestructura pre-existente de bombeo neumático, ya que sería poco factible construir una nueva infraestructura para instalarse, en ese caso podría optarse por otro tipo de sistema artificial.
- El embolo podría atascarse en pozos con alto porcentaje de producción de arena o excesiva producción de cera.

- El tiempo de ciclo y por lo tanto el gasto de producción está limitado por el tiempo de la caída del embolo. Esto limita al sistema tasas de producción bajas.
- Como es de esperarse, la complejidad en la mecánica del pozo es mayor a comparación del bombeo neumático intermitente convencional.

1.6. Diseño de una instalación de bombeo neumático

El diseño de una instalación de bombeo neumático debe tener la versatilidad necesaria para adaptarse a las condiciones en las que se encuentra el pozo y el yacimiento. Esta versatilidad permitirá satisfacer las condiciones de operación presentes y las condiciones esperadas en un futuro. Cada aparejo de bombeo neumático es diferente, por la naturaleza misma de las condiciones de producción de cada pozo, por ello varia el tipo de válvula de inyección, su espaciamento, el tamaño de la tubería de producción y el equipo superficial.

1.6.1. Economía

En todo proyecto es necesario hacer un análisis económico de las variables que intervienen directamente en el desarrollo, ejecución y término del proyecto. Una de las consideraciones primordiales en la selección de un sistema artificial de producción para un pozo o una serie de pozos, es que el sistema seleccionado pueda alcanzar la producción deseada con los menores costos de producción por barril de aceite. También se deben tomar en cuenta las características de producción presentes y una estimación de las futuras esto para no sobredimensionar el proyecto, algunas veces se hacen instalaciones demasiado grandes que solo son necesarias por un periodo de tiempo relativamente corto de la vida del proyecto, esto debido al natural proceso de declinación de la producción. Por ejemplo si se construye una planta de compresión demasiado grande, cuando el proyecto vaya a la baja, este equipo representara un gasto

innecesario. Es por ello que con las nuevas prácticas de la Administración Integral de Yacimientos, es recomendable llevar a cabo una plataforma de producción bien planificada para evitar este tipo de gastos innecesarios y evitar que las instalaciones queden sobradas en algún momento de la vida del proyecto.

Los costos de operación y mantenimiento es otro factor importante, ya que entre menores sean los costos de operación y mantenimiento se incrementa la rentabilidad de un proyecto aunado al potencial de producción que pueda extraerse por medio de él. El costo inicial de los equipos del bombeo neumático son menores que para otros sistemas artificiales, si se tiene disponibilidad de gas a alta presión para inyectar al pozo, dando a este sistema mayor competitividad al compararlo con otros sistemas, incluso cuando hay que construir una estación de compresión.

En la actualidad en cada vez más campos se están implementando proyectos de mantenimiento de presión a través de la reinyección del gas producido. Lo anterior está a favor del bombeo neumático porque ya se encuentra instalada una estación de compresión y el equipo adicional para instalar bombeo neumático en los pozos tiene un valor relativamente bajo en comparación de que se implementara otro tipo de sistema artificial. Además es menor la producción diferida que ocasionaría una intervención en un aparejo de bombeo neumático por presencia de parafina o producción de arena que para un bombeo Electrocentrífugo por mencionar alguno.

El bombeo neumático puede ser cambiado de continuo a intermitente sin ningún problema, puede soportar una alta RGL y pozos con producciones de arena pueden ser levantados sin ninguna dificultad. Como se ha mencionado anteriormente los costos de compresión suelen ser los más representativos del costo total de bombeo neumático, pero en la actualidad esto se ha disminuido con la adquisición de compresores montados en patines para la inyección de gas a presión. El valor de rescate del equipo es alto y la facilidad de transporte de estas unidades para su traslado a otro lugar de la instalación es una buena inversión.

1.6.2. Consideraciones de Diseño del Bombeo Neumático

Al determinar la viabilidad de un proyecto de BN o al revisar el rendimiento de una instalación de BN, el ingeniero de producción debe entender plenamente las siguientes consideraciones.

- El éxito de cualquier sistema de BN depende de una fuente adecuada y fiable de gas, este gas debe ser de calidad durante todo el proyecto de BN.
- El punto de inyección del gas se debe localizar tan cerca como sea posible de la parte superior del intervalo productor para maximizar la eficiencia del levantamiento.
- Se deben buscar las condiciones favorables de inyección para lograr que el levantamiento sea lo más estable posible.
- Dichos sistemas de bombeo deben operar con una contrapresión mínima en la boca de pozo.
- Las terminaciones deben estar diseñadas para un solo punto de inyección
- La disponibilidad del gas de inyección debe ser optimizada para que el sistema opere de manera continua en la configuración más rentable (por ejemplo minimizar el tiempo de inactividad del compresor).
- En todos los diseños de BN se deben tener en cuenta las condiciones de operación presentes y futuras para evitar costos por producción diferida al modificar la configuración de la red de BN.
- Se deben evitar hipótesis de diseño demasiado conservadoras, los factores de diseño deben reflejar la disponibilidad y calidad de los datos de diseño, es por ello que es de gran importancia la correcta recolección de datos.
- El monitoreo y control deben ser considerados como una parte integral en cualquier sistema de BN. Datos de buena calidad son un requisito previo para un eficiente diseño. La capacidad de controlar la distribución de gas es esencial para un funcionamiento eficiente del BN.
- Los sistemas de BN deben estar diseñados con todos los modos de operación que se tengan en mente (por ejemplo, al arranque y al paro) para tener una buena flexibilidad operativa.

BIBLIOGRAFÍA

1. Felipe de Jesús Lucero Aranda; "**Presentaciones de la clase Sistemas Artificiales de Producción**"; Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. 2010.
2. Winkler y S.S. Smith; "**Gas Lift Manual**"; CAMCO Inc.1962.
3. Kermit E. Brown; "**Overview of Artificial Lift Systems**"; U. of Tulsa, SPE 9979. 1982.
4. T.E.W.Nind; "**Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros**",1987.
5. Boyund Guo, William C. Lyons y Ali Ghalambor; "**Petroleum Production Engineering A Computer-Assited Approach**"; Primera edición. 2007.
6. Garaicochea Petrirena Francisco y Huicochea Bernal César; "**Transporte de Hidrocarburos**"; Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991.
7. "**Artificial Lift Manual – Gas Lift Design**"; Shell, 1993.
8. Kermit E. Brown; "**The Technology of Artificial Lift Methods Vol 2a**"; University of Tulsa.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción.....	1
Figura 1-2 Sistema de Bombeo Mecánico	8
Figura 1-3 Bombeo de Cavidades Progresivas.....	8
Figura 1-4 Equipo de fondo para BN	3
Figura 1-5 Esquema de un sistema BEC.....	8
Figura 1-6 Sistema completo del Bombeo Hidráulico	7
Figura 1-7 Esquema del sistema completo de BN	7
Figura 1-8 Principio de operación del BN	1
Figura 1-9 Bombeo Neumático Continuo.....	5
Figura 1-10 Bombeo Neumático Intermitente	2
Figura 1-11 Tipos básicos de instalaciones de BN	7
Figura 1-12 Esquema de cámara de acumulación de doble empacador.....	7
Figura 1-13 Instalación Macaroni múltiple	3
Figura 1-14 Instalación Dual con tuberías paralelas	3
Figura 1-15 Sistema Integral de Producción.....	5
Figura 1-16 Sección transversal de un compresor centrífugo	5
Figura 1-17 Elementos de un típico compresor recíprocante	5
Figura 1-18 Envoltorio operativo del compresor.....	7
Figura 1-19 Efecto de la inyección del gas sobre el gradiente de flujo.....	7
Figura 1-20 Estimación del gasto óptimo de inyección	7
Figura 1-21 Curva de rendimiento del BN.....	7
Figura 1-22 Requerimientos de presión para arrancar el pozo	7
Figura 1-23 Inyección adicional cuando el pozo está fluyendo	7
Figura 1-24 Función de válvulas y mandriles de BN.....	7
Figura 1-25 Secuencia de operación de elevación intermitente.....	8
Figura 1-26 Esquema del émbolo viajero	8

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Capacidad de la tubería en función de su diámetro	8
---	---



CAPÍTULO

2

BOMBEO NEUMÁTICO DUAL

2. CAPÍTULO II Bombeo Neumático Dual

2.1. Terminaciones. ¹

El objetivo de las terminaciones es transportar los fluidos provenientes del yacimiento hasta la superficie, son la interfaz entre la cara del yacimiento y el conducto para llevar la producción a superficie. El encargado de diseñar la terminación es aquel que a partir de un pozo que ha terminado su etapa de perforación, convierte este pozo en un productor seguro y eficiente o en un adecuado conducto de inyección, según sea el caso.

Al hablar de terminaciones no necesariamente estamos hablando de diseños complicados que involucran una gran cantidad de elementos. En muchos lugares por las condiciones, es posible producir incluso sin tuberías de explotación (en agujero descubierto). Sin embargo a medida que la producción mundial va en declive, es necesario aventurarnos en zonas más hostiles, teniendo como resultado terminaciones más complejas.

En el diseño de una Terminación existe una mezcla de varias disciplinas tales como: Física, Química, Matemáticas, Geología, Ingeniería de materiales, etc. Es imperante que los encargados de dicha tarea equilibren lo teórico con lo práctico. El mejor diseño proveerá la operación más rentable de un pozo petrolero a lo largo de su vida útil.

Algunos de los factores que determinan el diseño de la terminación de un pozo son:

- Gasto de producción requerido
- Reservas de zonas a terminar
- Mecanismos de producción de la zona a terminar
- Control de arena
- Futuras reparaciones
- Consideraciones para instalar un SAP
- Inversión requerida.

2.1.1. Tipos de Terminaciones ^{4.1}

Los pozos pueden ser productores o inyectores. Las terminaciones pueden producir, aceite, gas o agua, pero también pueden inyectar gas hidrocarburo, agua, vapor y productos de desecho como CO₂, azufre, recortes, etc. Se puede cumplir con más de un objetivo de forma simultánea, por ejemplo, se puede inyectar agua por la TP y producir aceite por el espacio anular.

Las terminaciones se pueden dividir en: La terminación en el yacimiento (la conexión entre el yacimiento y el fondo del pozo) y la terminación superior (la conexión de la terminación del yacimiento con las conexiones superficiales)

Figura 2-1.

Los factores importantes en la terminación del yacimiento son:

- Trayectoria del pozo e inclinación
- Agujero abierto vs agujero entubado
- Equipo de control de arena
- Estimulación (apuntalante o ácida)
- Una o varias zonas (mezcladas o selectiva)

Los factores importantes en la terminación superior son:

- El tipo de SAP a implementar (BN, BEC, etc.)
- Tamaño de la tubería
- Terminación sencilla o dual
- Tubería aislada o no (empacador)

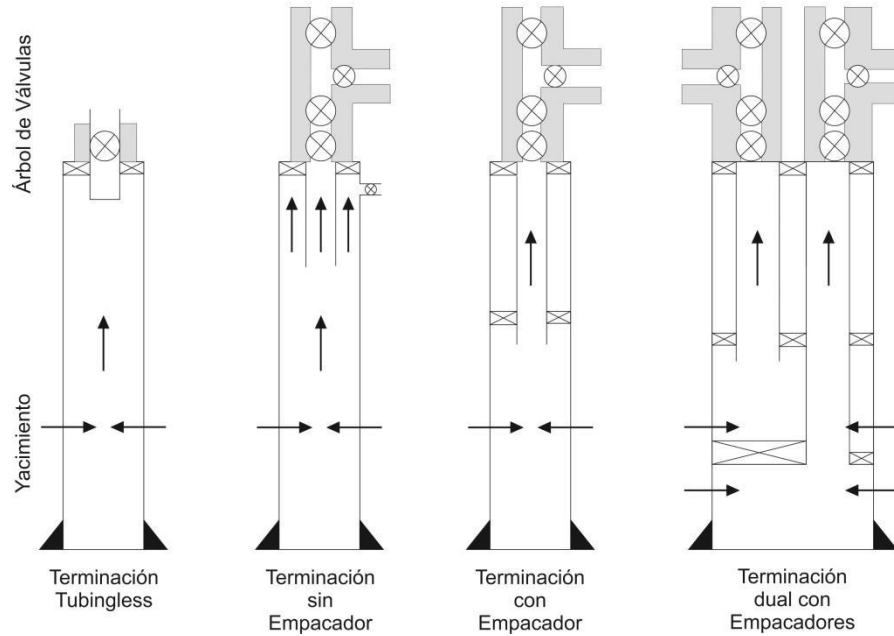


Figura. 2-1 Métodos de terminación superior

Cada tipo de terminación tiene ventajas e inconvenientes, es necesario mencionar que el diseño de la terminación no puede ser tratada de manera aislada, ya que cada elemento tiene injerencia sobre el otro. El alcance de este trabajo no profundiza en el tema de las terminaciones inferiores, un análisis mas detallado podrá encontrarse en la Referencia 1.

2.1.2. Terminaciones Duales ⁶

Las terminaciones duales son más comunes en secuencias de yacimientos apilados. Una terminación dual es aquella que ha sido diseñada de tal manera que permite la producción simultánea de dos zonas productoras en un mismo pozo, sin que se mezclen los fluidos dentro del pozo de ambas zonas. A pesar de su evidente complejidad, es una alternativa viable y es utilizado en un gran número de pozos en el mundo. Una terminación dual típica se muestra en la **Figura 2-2**.

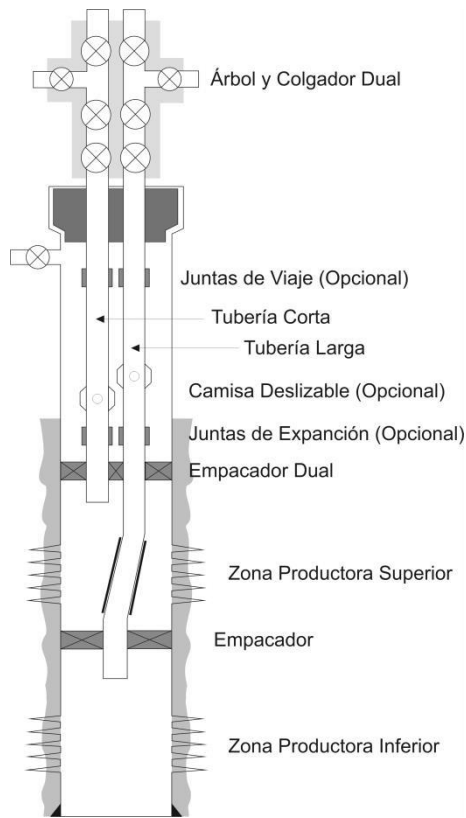


Figura. 2-2 Típica terminación dual

Este tipo de terminaciones se pueden utilizar en la producción independiente o inyección en caso de que sea requerido. Esto puede ser por un número de razones:

- Fluidos incompatibles
- Diferentes regímenes de presión, pudiendo ocasionar un severo flujo cruzado.
- Aseguramiento de las reservas, un intervalo puede “matar” la producción de otro al irrumpir el agua.
- Requerimientos regulatorios, por ejemplo impuestos diferentes para cada intervalo.
- Pozos multipropósito, cuando en un mismo se combina la inyección a un intervalo con la producción de otro.

Los intervalos típicos de la T.P son de $3\frac{1}{2}$ pg o $2\frac{7}{8}$ pg en T.R de $9\frac{5}{8}$ pg, dos sargas de $3\frac{1}{2}$ pg tienen apromixadamente la misma capacidad de flujo que una sarta de $4\frac{1}{2}$ pg, haciendo terminaciones duales adecuadas para pozos con flujo moderado. La complejidad de las terminaciones duales es su principal inconveniente.

- Es complicado integrar equipo de control de arena en la terminación del yacimiento.
- Difícil disparar el intervalo superior. Entre las opciones se incluyen pistolas orientadas a traves de la tubería corta.
- Podrían presentarse problemas con los empacadores duales, estos podrían requerir juntas de expansión para reducir las cargas en dicho elemento., por lo general se pude liberar este tipo de empacador con un jalón, pero puede presentar fugas en casos de inyección o altas presiones.
- Las tuberías de pequeño diámetro pueden curvarse, ocasionar fuertes tensiones y dificultades con el acceso a través de la tubería. Muchos paquetes de análisis de cargas no pueden analizar correctamente las cargas térmicas o interacciones complejas entre ambas tuberías.
- Limitado acceso al intervalo superior.
- Complejidad con los SAP.
- Complejos pasos de instalación.

En la terminación ambas sargas suelen instalarse al mismo tiempo. Las conexiones se hacen de forma alternada, con una doble mesa de rotaria y elevadores dobles. Equipos tales como válvulas de seguridad se deben escalonar para su ajuste. Una junta de viaje puede utilizarse en la parte superior de la terminación (a menudo en una sola sarta) para ayuda a salir. La junta de viaje es ajustable, ayudando así a la conexión de las tuberías al colgador. Algunos diseños permiten un funcionamiento independiente y la recuperación de cada sarta. Esto requiere un colgador de tubería dividido y con una separación adecuada. Se requieren conexiones para ayudar al movimiento de una sarta más allá de la otra.

2.2. Razones para implementar un pozo con BN Dual. ⁸

En algunos casos se han considerado a los pozos duales como: Difíciles, problemáticos e ineficientes, sin embargo existen razones suficientes para que estos puedan verse como una manera factible de producir. Algunas de las razones por las cuales existen los pozos duales son:

2.2.1. Bajo costo en la perforación

En las zonas productoras mundiales dadas las características geológicas, podría encontrarse dos o mas yacimientos “apilados”. Una de las principales razones por las que existen las terminaciones duales es la economía. Con terminaciones múltiples podríamos producir dos o mas intervalos en un mismo pozo, esto reduciría de manera significativa los costos de perforar más pozos para producir individualmente cada intervalo. Además de reducir los costos de perforación, es necesario mencionar que con un solo pozo también se reducirían los costos de reparación y producción.

Algunas políticas de las empresas petroleras es producir las reservas lo más pronto posible para que la TIR (Tasa Interna de Retorno) sea cada vez mayor, sin embargo lo anterior también tiene el riesgo de que un pozo que produce multiples intervalos es más difícil de intervenir y pondría en riesgo una gran cantidad de producción. Este tipo de pozos son muy tentadores económicamente y debe tenerse un cuidadoso diseño y evaluación ya que sin ello los beneficios económicos no podrían lograrse.

Cuando se tienen múltiples zonas productoras tenemos dos opciones a elegir, la primera seria producir individualmente cada yacimiento con el mismo pozo. El procedimiento seria: primero perforar lo más profundo posible hasta llegar al último intervalo y producirlo hasta alcanzar su limite económico, después producir el intervalo inmediatamente superior y hacerlo de la misma manera que el anterior hasta explotar el ultimo intervalo. Este procedimiento tiene la desventaja

de que el VPN (Valor Presente Neto) se ve afectado ya que la ganancia derivada de la producción se llevara mucho más tiempo. Otra opción que tendríamos es la perforación de un pozo en cada yacimiento. Este enfoque debería de tener una muy buena justificación, ya que los costos de perforación, terminación y mantenimiento son altos. Seria factible solo en zonas donde los gastos de producción sean tales que puedan hacer rentable tal inversión, aunque la ventaja de hacer ésto es que los ingresos derivados de la producción se verían en un tiempo relativamente más corto.

Al hablar de producir múltiples yacimientos con un solo pozo salta a la vista la pregunta de ¿Por qué no mezclar la producción de todos los yacimientos? , esto debe tomarse con debida reserva ya que existen problemas potenciales con la pregunta anterior. Algunos de ellos son:

- **Regulaciones gubernamentales:** En algunos casos la capacidad de aporte de fluidos de cada zona es muy diferente y puede ocasionar flujo cruzado. Lo anterior es un problema grave al momento de hacer la medición de la producción de cada yacimiento. Como sabemos en la industria petrolera es indispensable hacer una medición y monitoreo minucioso de la producción para evaluar un proyecto desde el punto de vista técnico-económico.
- **Diferencias en las propiedades de los fluidos y la presión de cada yacimiento:** En algunos casos las propiedades de los fluidos y las presiones cambian enormemente de un yacimiento a otro. Esto podría hacer difícil de mezclar la producción de las zonas, ya que ocasionaría serios problemas operativos. En casos especiales podría ocurrir que tanta es la diferencia entre las presiones que podría ocasionar zonas ladronas.
- **Derechos sobre los hidrocarburos:** En México el único organismo facultado para la producción de hidrocarburos es Petróleos Mexicanos, sin embargo en otros países como es el caso de E.U los derechos sobre los hidrocarburos pueden estar en manos de particulares. Debido a ello es

esencial hacer buenas mediciones de la producción de cada zona en el caso de que cada yacimiento tenga un propietario.

- **Diferencias entre las profundidades del pozo:** En algunos casos las profundidades de las distintas zonas puede variar de manera considerable (más de 300 m). Esto puede ocasionar problemas al momento de levantar la producción de la zona inferior. O en otro caso, la presión que ejerce la producción de la zona inferior puede impedir la producción de la zona superior.

Algunas prácticas recomendadas y como se ha hecho en México, se utiliza una tubería de diámetro grande que tiene camisas deslizables en cada intervalo aislado por empacadores. Sin embargo al haber un intervalo con fluidos que sean incompatibles con la producción de los demás, dicho intervalo debe cerrarse.

2.2.2. Espacio superficial insuficiente

En casos donde se tiene una restringida zona para llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos, (alta densidad de población) o en espacios restringidos, tal es el caso de las plataformas marinas, el bombeo neumático dual puede ser una alternativa viable para producir simultáneamente dos yacimientos con el mismo pozo. En el primer caso si no podemos perforar pozos porque es un área protegida, entonces podemos invertir en la perforación de un solo pozo produciendo múltiples yacimientos. En el segundo caso, como es bien sabido la renta de plataformas petroleras es una inversión considerable y por ende tenemos que producir las reservas en el menor tiempo posible. Con lo anterior la viabilidad de los pozos con terminaciones duales es cada vez más evidente.

2.2.3. Pozos con terminaciones multilaterales.

En la actualidad va en aumento la perforación de pozos multilaterales, y en ocasiones a pesar de ser una ingeniosa y novedosa forma de explotar los yacimientos, suele tener algunas complicaciones a la hora de producir debido a que un pozo multilateral por lo general puede ponerse en contacto con partes muy diferentes y existe problemas al momento de mezclar la producción de las múltiples zonas. Es por ello que un pozo multilateral con terminaciones duales puede ayudar a mejorar su desempeño.

2.3. Panorama del Bombeo Neumático Dual^{8,7}

El bombeo neumático es uno de los sistemas artificiales más usados alrededor del mundo, es posible usarlo en pozos que producen pocos barriles por día hasta pozos que producen miles de barriles por día. Para ningún tipo de sistema artificial hay un gasto óptimo de producción preestablecido, esto se deriva principalmente de las características del yacimiento, profundidad, la terminación y las instalaciones superficiales. En la implementación de un SAP puede haber varias formas de implementarlo sin cambiar su principio de operación. Una de las formas de implementar el BN es con una terminación dual (BN Dual).

Se le llama Bombeo Neumático Dual (BND) cuando existen dos zonas que necesitan ser levantadas simultáneamente de manera independiente por la inyección continua o intermitente de gas, compartiendo una misma fuente de inyección de gas. Debido a que el BND esta en desarrollo pocos casos han sido reportados en la literatura. En algunos casos se concluye que para un buen diseño y desempeño del BND es necesario contar con datos precisos del yacimiento y del pozo. En otros casos se menciona que lo más importante es un preciso diseño de la válvula operante, pero el verdadero desafío que hay es determinar la cantidad de gas que requiere cada zona y hacer el diseño tal que esto se cumpla.

En el BND es necesario determinar la profundidad de inyección para ambos aparejos de producción, a pesar de que las válvulas se encuentran cerca una de la otra, es necesario diseñarlas individualmente.

2.3.1. Objetivos del Bombeo Neumático Dual ^{8,3}

El BND también tiene objetivos específicos para llevarse a cabo, en ellos radica su importancia y de ellos depende si es o no factible su implementación.

Inyectar en ambos aparejos simultáneamente

Como se mencionó en la definición de BND la inyección simultánea con la misma fuente de gas en ambos lados de la terminación es uno de los objetivos del bombeo. Cuando el gas entra por el espacio anular para posteriormente entrar en la válvula operante en cada sarta respectivamente una de las zonas roba todo o la mayoría del gas inyectado ocasionando un levantamiento ineficiente o en casos extremos la inoperancia de la otra zona. Por ello uno de los principales retos a la hora de diseñar este tipo de bombeo es mitigar dicha problemática.

Inyectar lo más profundo posible en ambos lados

En general en operación de BN se busca el punto de inyección lo más profundo posible, esto para hacer más eficiente el levantamiento. Sin embargo existe una problemática con este objetivo en pozos con BND en los que existe un único punto de inyección, este se tratara más adelante.

Inyectar lo más estable posible

En operaciones de BN convencional (una zona) es muy importante mantener la estabilidad de la inyección durante toda la vida productiva del pozo. Sin embargo cuando hablamos de BND esto puede tener mayores repercusiones. Si por algún motivo una zona presenta inestabilidad, la inestabilidad de la presión de inyección en esa zona provocará el mismo efecto en la otra zona.

Inyectar a un gasto óptimo

Cuando se ha logrado una inyección lo más estable posible lo siguiente es lograr que el gasto del gas inyectado al pozo sea el adecuado para evitar que el gas se canalice y tener una recuperación ineficiente.

2.4. Pozos que son candidatos para el BND

Como se ha mencionado a lo largo de este documento, los pozos con BND deben ser cuidadosamente diseñados y seleccionados para evitar un mal funcionamiento o gastos innecesarios. Como es de imaginarse un pozo con terminación dual es más difícil de diseñar y operar que un pozo sencillo, en un pozo con una terminación dual intervienen diversos factores que deben ser considerados para determinar si es o no factible la implementación de BND en dicho pozo. La economía del proyecto es uno de los factores que nunca deben dejarse de lado, es por ello que se requiere un análisis detallado para hacer un balance entre la inversión y la producción esperada para hacer rentable dicha operación.

Aunque un pozo tenga una terminación dual, no es motivo para implementar el BND sin un previo análisis de sus características. Algunos pozos no son unos buenos candidatos para implementar el BND por sus características mecánicas o de su capacidad de aporte.

2.4.1. Aspectos Económicos

Siempre que tenga en cuenta implementar BND en un pozo, no puede apartarse de la mente de quién analiza dicha posibilidad, el término “economía”. Siempre que un pozo produce dos intervalos simultáneamente es evidente que parámetros económicos están involucrados y que ese es el modo más rentable de producir bajo ciertas condiciones.

Operaciones de perforación y terminación: En muchos casos resulta correcta la afirmación de que es más económico perforar y terminar un pozo dual que perforar dos pozos por separado con su gasto correspondiente de terminación (salvo en casos especiales). Lo anterior es de gran importancia para sustentar la viabilidad de un pozo dual.

Acelerar la producción de múltiples yacimientos: Cuando se tiene un pozo con una terminación dual y las dos zonas se pueden producir simultáneamente sin ningún problema y se espera buena producción. La ventaja de producir lo más pronto posible las reservas, desde un punto de vista meramente económico, es el interés de los ingresos provenientes de la producción, caso contrario de la producción diferida. Por ejemplo, si se tuviera un volumen constante y conocido de reservas en un yacimiento, este volumen original no cambiaría si se producen más rápido las reservas y al final de la explotación el ingreso podría ser el mismo, sin embargo el interés generado por la producción acelerada de nuestra reserva sería el objetivo.

Limitado espacio superficial: Anteriormente se señalaba este problema, sin embargo es necesario agruparlo dentro de los aspectos económicos. Hablando del poco espacio disponible en una plataforma para perforar varios pozos, una solución podría ser la renta de plataformas con mayor capacidad o un número mayor de ellas, sin embargo esto superaría el presupuesto disponible y evidentemente sería una solución poco factible.

2.4.2. Aspectos Operativos

Los aspectos operativos siempre están presentes a la hora de decidir que SAP implementar en un determinado pozo o grupo de pozos. Es necesario prever el procedimiento operativo para llevar a cabo el objetivo y los posibles puntos críticos. A partir de ello es posible determinar si el pozo cumple con las características necesarias para ser considerado como un candidato aceptable.

Finalmente seleccionaremos sólo los pozos donde hay una fuerte probabilidad de éxito en dicha operación.

Expectativas de larga vida: Si las zonas productoras tienen buena expectativa de vida fluyente con las menos intervenciones posibles, puede que sea un argumento sólido para ser considerado como candidato. En caso contrario sería difícilmente considerado para un pozo dual ya que las constantes intervenciones pueden resultar en costos excesivos y por ende disminuyendo la rentabilidad de su producción.

Diseños favorables para su implementación: El estado mecánico del pozo influye directamente en su capacidad de producción (diámetro de tubería de producción, profundidad, mandriles, etc.). Cuando se menciona que un pozo tiene una terminación favorable para implementar el BND hablamos de:

- **Tamaño del revestimiento:** Algunos autores mencionan que el tamaño mínimo recomendado de la TR de un pozo candidato es de 7 in para que este sea considerado. En cuanto mayor sea el tamaño de la TR esta podrá alojar mandriles de mayor tamaño y a su vez estos alojar válvulas de mayor diámetro en comparación a pozos esbeltos.
- **Distancia vertical entre los yacimientos:** La profundidad es un factor que tiene influencia con respecto a la presión del gas necesaria para elevar los fluidos. A su vez cuando se tiene un único punto de inyección esta distancia vertical entre los yacimientos es un factor determinante para la eficiencia del levantamiento. Se recomienda que la distancia vertical entre los intervalos no exceda los 1000 ft, esto puede ser que sea más fácil para un buen desempeño del BND.
- **Presión del yacimiento:** Si la diferencia de presión entre ambos yacimientos no es muy grande (menor a 500 lb/pg²) puede ser considerado el BND. En pozos donde la diferencia entre la presión de los yacimientos es

demasiado grande puede no ser una buena opción, ya que la presión de inyección del gas en el fondo sería muy diferente para cada sarta y como el BND consiste en elevar dos intervalos simultáneamente con una misma fuente de gas, esto podrá ocasionar problemas operativos.

- **Productividad de cada zona:** Si la productividad de cada zona no es muy diferente esto podría hacer más sencilla la operación, es decir, si la diferencia de productividad es inferior a 1 bpd/psi.

2.4.3. Requerimientos de un pozo con BND

Para que un pozo sea aceptado como candidato se deben cumplir las siguientes condiciones.

Suficiente cantidad de gas: Esto debe cumplirse tanto para pozos duales como para pozos sencillos. Es importante garantizar el suministro de gas a alta presión para llevar a cabo el bombeo, tomando en cuenta la demanda de cada zona, determinado en el diseño.

Suficiente presión de inyección: De igual forma que el punto anterior, esto debe cumplirse para pozos sencillos como para pozos duales. Para que el BND sea una alternativa aceptable se debe contar con una capacidad de compresión tal que garantice la presión de inyección requerida para el pozo, en caso de ser profundos, esta aumenta su importancia.

2.4.4. Pozos que no son buenos candidatos para BND

Solo un grupo reducido de pozos puede cumplir con las características necesarias para que se implemente el BND en él. A continuación se mencionaran algunas características de pozos que no son buenos candidatos o que sería riesgosa su implementación.

Zonas muy apartadas: A pesar de que las características mecánicas del pozo sean las ideales, es posible que la distancia vertical entre los yacimientos a producir sea tan grande que la zona más profunda sea elevada ineficazmente debido a que se inyecta a la altura del primer empacador. Además la presión de cada yacimiento podría ser tan diferente que ocasione serios problemas operativos.

Baja RGL de formación: Es difícil cuando se tiene un yacimiento donde la RGL es baja ya que esto determina que la mayor parte del gas para levantar los fluidos debe ser inyectado, esto se acentúa más cuando la RGL de la zona inferior es baja.

Tamaño reducido de la TR: Como se ha mencionado anteriormente, el tamaño mínimo del revestimiento debe ser de 7 in para alojar en su interior dos TP paralelas. Además de introducir las tuberías, es necesario que aloje de manera eficiente a los mandriles que contengan las válvulas del tamaño adecuado para la eficiente inyección del gas.

Pozos demasiado profundos: Usualmente en pozos demasiado profundos los diámetros de la tubería de explotación son reducidos, recordemos que entre mayor sea la profundidad del pozo, menor será el diámetro de la tubería de explotación. Para pozos profundos es difícil implementar BND debido a que es necesario tener un diámetro de tubería de revestimiento lo suficientemente grande como para alojar dos sartas paralelas (en ocasiones tres si el diseño así lo determina), además de otros equipos auxiliares para su funcionamiento.

2.5. Ejecución recomendada ⁸

Es BND es un SAP que está en etapa de desarrollo y en México aún no se han reportado casos de su implementación en alguna de las Regiones. Es por ello que se necesita tener un panorama adecuado de cómo se podría ayudar al desarrollo del potencial petrolero nacional con la implementación del BND.

Personal para operación del BND

El personal es un recurso indispensable, él es el encargado de realizar las actividades críticas y de ellos depende fuertemente el buen desempeño de las operaciones. Algunos de los principales involucrados se resumen en la **Figura 2-3**.

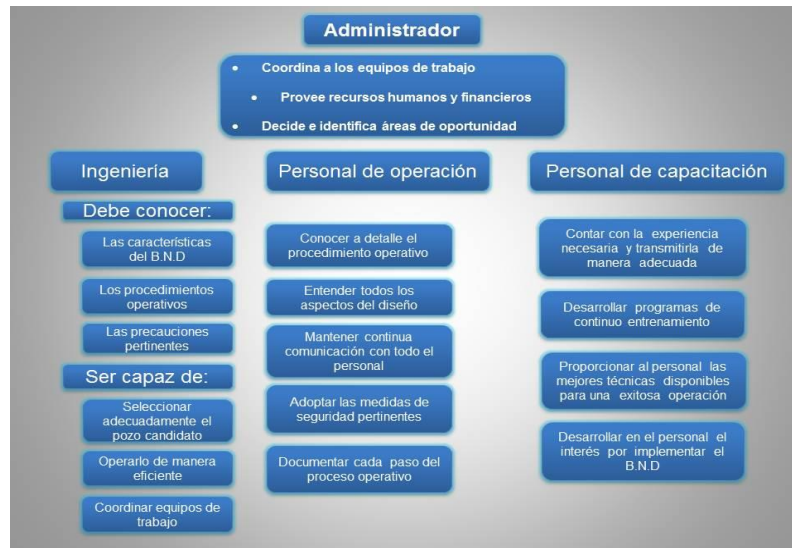


Figura. 2-3 Personal necesario para una buena operación de BND

2.5.1. Diseño del BND

En el diseño es necesario tomar en cuenta una serie de importantes factores que afectan el desempeño del bombeo. De igual forma se muestra una serie de recomendaciones operativas para mejorar el rendimiento.

Espaciado de los mandriles:

Utilizar un espaciado conservador, entre más cercanos estén los mandriles unos de otros para descargar eficientemente el pozo, independientemente del tipo de válvulas que sean utilizadas. Esto también ayudará al correcto funcionamiento del bombeo a pesar de la presión del yacimiento y de su productividad.

Utilizar el mismo número de mandriles en ambas zonas.

El espaciamiento de los mandriles de la zona superior debe estar por encima de los mandriles de la zona inferior.

Cuando una zona es mucho más profunda que otra

Cuando una zona es mucho más profunda que la otra, y la tubería es lo suficientemente larga, es conveniente insertar una tubería adicional dentro del empacador dual, esta funcionaria como un revestimiento secundario, generando que el gas se inyecte lo más profundo posible en la zona inferior, con la nueva configuración se produce con una tubería Macaroni (mencionada en el capítulo anterior), véase un esquema en la **Figura 2-4**. En el caso de que la tubería no sea lo suficientemente grande como para meter una tubería adicional la única alternativa posible es sólo diseñar mandriles hasta la profundidad del empacador de la primera zona. Los diseños complicados deben ser evitados ya que esto podría generar problemas adicionales.

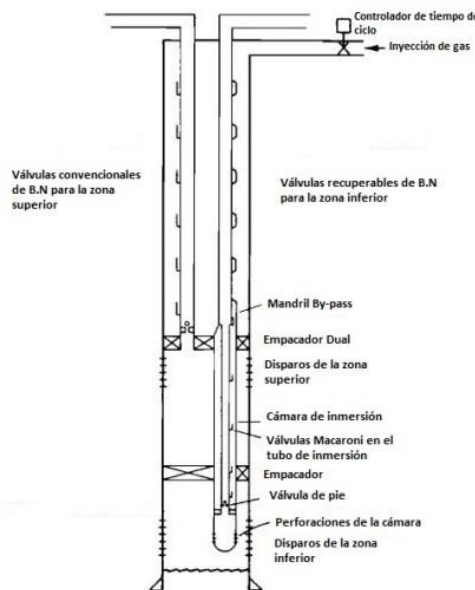


Figura. 2-4 Instalación intermitente dual con cámara de elevación para la zona inferior cuando ambas zonas están alejadas

Válvulas

Si la profundidad esperada se conoce, entonces es recomendable utilizar válvulas OPC para la descarga.

Si la profundidad esperada no se conoce y puede ser necesario para la descarga, entonces es recomendable el uso de válvulas OPT para la descarga.

Válvula operante u orificio

Si la profundidad de elevación no es conocida y no se puede predecir, entonces puede operarse por medio de una de las válvulas de descarga. O si la profundidad de elevación es conocida y se desea flexibilidad en el gasto de inyección, el diseño puede operar a través de un orificio.

Cabe mencionar que cada instalación es diferente, es por ello que no se hace énfasis en un solo tipo de válvula o equipo. Es necesario hacer una discusión sobre los procedimientos y equipos a utilizar, en muchos casos la experiencia podrá dar pauta a utilizar uno u otro.

2.5.2. Operación del BND

Equipo de instalación

Una actividad crítica es la instalación de las sargas de producción, se recomienda que se introduzcan al pozo al mismo tiempo. En caso de que no puedan introducirse juntas, entonces la sarga más larga tiene que introducirse primero. Se recomienda que siempre este presente un experto en este tipo de actividades así como un experto en la instalación de empacadores para estar seguros de que hayan sido colocados correctamente.

Operación con línea de acero

En pozos duales generalmente se tiene una mayor cantidad de herramientas dentro del pozo, algunas de ellas pueden ser operadas por línea de acero para facilitar su manipulación. Equipos como válvulas retirables o tapones para evitar el flujo cruzado, anclar o desanclar un empacador, son algunos ejemplos de equipos que pueden ser manipulados por medio de línea de acero.

Sin embargo el acceso a estos equipos puede ser un poco más complejo en comparación con pozos sencillos.

Descarga y arranque del pozo

El procedimiento de descarga de un pozo dual se hace de la misma forma que un pozo sencillo. Sin embargo se recomienda que en un pozo con BND la operación de descarga se haga por medio de la sarta más larga, ya que en ella se encuentran los mandriles a una mayor profundidad, esto para hacer más eficiente la descarga del pozo.

En cuanto al procedimiento de arranque del pozo, es recomendable iniciar con la producción de la zona más atractiva, luego de conseguir un flujo estable, hacer lo propio con la otra zona. A menudo puede ocurrir que al dar inicio a la segunda zona, la primera trate de robar todo el gas inyectado, este efecto puede ser minimizado con la previa instalación de pequeños estranguladores en las válvulas de descarga, si se utilizan válvulas OPC.

Al momento de arrancar a producción ambas zonas, es necesario tratar de mantener la producción de manera estable y continua, para así evitar futuras operaciones de arranque en una o en ambas zonas. Es necesario inyectar lo más profundo posible y mantener esta inyección estable, sobre todo en el momento en el que se realice alguna prueba de pozo. Se pueden implementar sistemas de control automático para controlar el gasto del gas así como la presión.

2.6. Funcionamiento del BND

En general para instalar y operar cualquier tipo de SAP se necesita de un procedimiento adecuado para operar el pozo con éxito. El funcionamiento del BND tiene una complejidad mayor y nos representa un desafío para su futura implementación en México. Debido a la escasa experiencia que se tiene en nuestro país es necesario seguir una serie de recomendaciones establecidas por

el American Petroleum Institute (API por sus siglas en Ingles) para su funcionamiento.

2.6.1. Instalación ⁹

Opciones para correr la sarta de producción.

Según el API en su documento publicado “*API Recommended practice 19G9 First Edition*” menciona una serie de recomendaciones para correr la sarta de producción en el pozo. Cuando se trata de una instalación dual, se recomienda introducir las dos tuberías al mismo tiempo, sin embargo una serie de condiciones se deben de cumplir.

- Se debe contar con un deslizador dual, para introducir ambas tuberías
- Debe haber un elevador dual, para levantar ambas tuberías simultáneamente.
- Debe haber suficiente espacio libre en el espacio anular para que ambas tuberías junto con sus mandriles de BN puedan introducirse simultáneamente.
- Los dos conjuntos de mandriles deben ser capaces de pasar uno al lado del otro, si es que una de las tuberías quedo anclada ya en el empacador dual y la otra necesita seguir su recorrido.
- Normalmente la tubería larga debe ser apilada primero que la tubería corta en el piso de perforación.
- El empacador dual debe ser corrido en la tubería larga.
- La tubería corta debe ser anclada en el empacador dual una vez que esta ha llegado a la profundidad deseada.

Esta serie de pasos deben seguirse cuando ambas tuberías se van a correr simultáneamente en el pozo. Sin embargo si por algún motivo lo anterior no puede ocurrir entonces se recomienda seguir el siguiente procedimiento.

- Se debe correr primero la tubería más larga.

- Debe haber espacio suficiente para que la tubería larga junto con sus mandriles pueda pasar sin dañar el equipo de la tubería larga que ya está en su lugar.
- El empacador dual debe introducirse con la tubería larga.
- La tubería corta debe ser anclada en el empacador dual una vez que esta ha llegado a la profundidad deseada.

Se recomienda que si se encuentran problemas para introducir la segunda tubería (tubería corta) es necesario mantener en tensión la primera tubería para evitar que esta se pandee y que interfiera al introducir la tubería corta. Otra cuestión operativa necesaria es que la tubería corta debe mantenerse en rotación mientras esta se está metiendo al pozo y tener cuidado con el peso que cargamos sobre el empacador, esto podría resultar en esfuerzos innecesarios tanto en el empacador como en la tubería misma. Si la tubería se pandea puede dificultar futuras intervenciones con línea de acero y tener en cuenta que el peso de la tubería sobre el empacador no debe exceder la presión necesaria para lograr un cierre hermético con la presión diferencial máxima.

Interferencia entre los mandriles

Se debe comprobar que no haya interferencia entre los mandriles de ambas tuberías. La distancia entre los mandriles es importante, como se sabe el espacio es un factor importante para correr ambas sartas. Si por algún motivo los mandriles llegasen a coincidir en profundidad, entonces se debe modificar la profundidad de dicho mandril de la tubería corta para ser colocado por encima del mandril de la tubería larga. Un método sencillo de visualizar este problema puede ser trazando las profundidades de cada mandril en papel utilizando coordenadas rectangulares. De este modo se puede hacer una comparación de las profundidades de los mandriles de cada sarta y si llegase a presentarse una interferencia se ajusta inmediatamente las profundidades. Es recomendable que este procedimiento se siga en tiempo real y auxiliándonos de otros equipos para corroborar la profundidad de los mandriles. Véase la **Figura 2-5**.

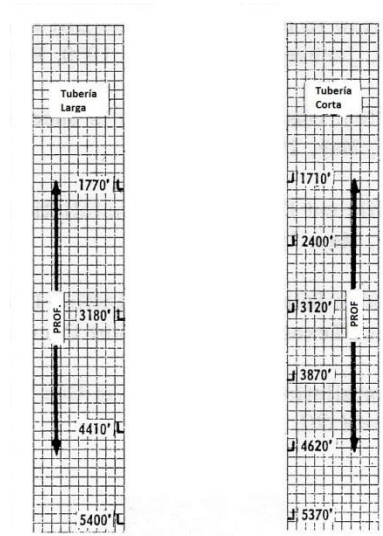


Figura. 2-5 Procedimiento gráfico para verificar el espaciamiento de los mandriles en instalaciones con tuberías paralelas

En la tubería larga generalmente habrá dos empacadores. El primer empacador (el más profundo) se instala justo por encima de la zona inferior y el empacador dual se ancla por encima de la zona superficial. En algunos casos puede ser necesario instalar empacadores adicionales, si alguna zona intermedia necesita ser aislada, ya sea por una posterior producción o si se trata de alguna zona potencialmente peligrosa para la integridad del pozo.

Prueba de empacadores

La respectiva prueba de los empacadores es crucial para lograr una eficiente operación del BN en una terminación dual. Una fuga en el empacador representaría una comunicación entre las dos zonas de producción a través de las válvulas de BN. El procedimiento de prueba depende de si la terminación se hizo con válvulas ficticias o reales. Según la API, se recomienda que se mantenga una presión de 1500 lb/pg² en el casing para comprobar si hay fugas en el revestimiento, las sargas de producción o en el empacador. Si la presión no se puede mantener 30 minutos sin fugas, entonces la fuga debe ser reparada antes de iniciar con el BN. Los procedimientos de prueba serán descritos según el tipo de válvula empleado.

Válvulas ficticias: Son válvulas que tienen cuerpo sólido para hacer pruebas y el casing puede ser represionado hasta la presión necesaria requerida y mantenerla durante 30 minutos.

Válvulas reales: Algunos dispositivos de taponamiento se deben de colocar en el fondo de las sargas de producción por debajo de todas las válvulas de BN. Dichas tuberías son represionadas hasta una presión predeterminada, estos dispositivos pueden desactivar los mecanismos de las válvulas sensibles a la presión. De esta manera se mantendrá la presión en ambas tuberías y se pueda hacer una prueba sin interferencia debida a las válvulas de BN. El dispositivo colocado en la válvula puede ser posteriormente removido con línea de acero una vez que la prueba ha terminado.

2.6.2. Descarga

En el capítulo anterior se describió el proceso de descarga de un pozo con BN sin embargo cuando se trata de una terminación dual, es necesario hacer consideraciones adicionales para su correcta descarga. La descarga de un pozo consiste en desplazar el fluido de terminación alojado en el espacio anular hasta la profundidad donde se realizara la posterior inyección del gas de levantamiento. El proceso de descarga no necesariamente puede ser después de que el pozo ha sido perforado, en algunos casos a los pozos se les hace un acondicionamiento para operar mejor bajo ciertas condiciones. En el caso de pozos donde el BND se ha elegido como SAP se puede hacer este trabajo de distintas formas.

Descargar por la zona más profunda: En la mayoría de los casos el mandril más profundo se localiza en la tubería por donde se produce la zona más profunda, en este caso es lógico utilizar esta sarga para descargar el pozo de la misma forma que se realizara para un pozo normal. Cabe mencionar que si el diseño así lo requiere y el mandril más profundo se localiza en la tubería más corta, entonces por dicha tubería se procedería a realizar la descarga.

Descargar por la zona con menor presión de fondo: En algunos casos la distancia entre los mandriles puede ser tal que se dificulte la descarga del pozo. En estos casos es necesario descargar por la zona con menor presión de fondo para facilitar la operación.

En proceso de descarga no se trata únicamente de desplazar el fluido contenido en el espacio anular. Se requieren además de instrumentos confiables para controlar y asegurar que se produzca correcta y completamente la descarga. Debemos tener preparados en superficie todos los elementos de medición y control, la línea de flujo debe estar completamente libre para permitir el desalojo del fluido, así como el sistema de inyección de gas debe estar debidamente probado para recibir toda la presión de arranque (en algunos casos suele ser mucho mayor que la de operación).

Aumentar lentamente la presión de inyección

Debido a la sensibilidad de los mecanismos de las válvulas y los materiales de los que están construidas las tuberías es necesario aumentar gradualmente la presión de inyección. La presión de inyección se debe aumentar de 0 lb/pg² hasta 400 lb/pg², en incrementos de no más de 50 lb/pg² cada 10 minutos. Cuando la presión recomendada se ha alcanzado, se puede aumentar hasta la presión de inyección de diseño a un ritmo de 100 lb/pg² cada 10 minutos. Sin embargo el ritmo de inyección debe mantenerse bajo hasta que la válvula de descarga superior ha sido descubierta y comienza la inyección de gas a través de ella. Otra importante razón para mantener un ritmo bajo de inyección es que las válvulas están diseñadas para que pasa a través de ellas gas, sin embargo en la descarga del pozo, el líquido en el espacio anular es forzado a salir a través de las válvulas y un flujo alto de líquido a través de ellas podría dañarlas.

Cabe señalar que el gasto de inyección de gas se incrementa solamente hasta el gasto de diseño para el lado del pozo dual que está siendo utilizado para descargar el pozo y no hasta el gasto total requerido para la operación del pozo (para operar ambos lados). Otro efecto que se evita es una reducción excesiva de

la presión en la tubería de producción pudiendo ocasionar una gran caída de presión en la cara de la formación productora. Se debe monitorear en tiempo real la presión de inyección de gas, la presión de producción y el gasto del gas de elevación durante la descarga. Si algún problema llegase a presentarse con la descarga, entonces podemos tomar rápidamente la decisión de cerrar la sarta donde estábamos descargando y proceder a descargar por la otra sarta. Inmediatamente después de terminar la descarga se tiene que identificar la causal de la incorrecta descarga del pozo por la otra sarta.

2.6.3. Puesta a producción

El proceso de arranque a producción del pozo es diferente que el proceso de descarga. A diferencia del de descarga este se refiere a restablecer el proceso de producción después de que el pozo inicia o ha sido sacado de producción ya sea por una intervención, o el pozo dejó de fluir por baja presión. Cuando el pozo se restablece a producción después de un tiempo improductivo no es necesario desalojar ningún fluido del espacio anular ya que las válvulas después del proceso de descarga impiden que el líquido retorne hacia él o a menos que haya alguna fuga. Si el pozo ha dejado de producir por un tiempo considerable, el nivel del fluido de producción podría elevarse dentro de la tubería hasta un punto donde la presión en el fondo de dicha columna es igual que la presión estática del yacimiento. En algunos casos, principalmente en los pozos más profundos tanta es la presión que ejerce esta columna, que puede llegar a exceder la presión de gas (espacio anular) y el gas no puede ser inyectado inmediatamente a la profundidad de operación deseada.

Antes de restablecer la producción es necesario saber si ambas zonas serán puestas a producción o que zona conviene restablecer primero.

Cuando es necesario restablecer ambas zonas a producción

Cuando se debe restablecer ambas zonas, es necesario comenzar con la zona que tenga mejor producción, iniciando esta desde el punto óptimo de inyección lo más profundo posible. El verdadero reto surge cuando se inicia el procedimiento para la segunda zona, el gasto del gas debe aumentarse para abastecer ambas zonas. El problema surge cuando el gas adicional para la segunda zona comienza a inyectarse a la primera zona (incluso por las válvulas de descarga) y genera inestabilidad en la segunda zona.

Ambas zonas al mismo tiempo: Cuando esto ocurre es necesario inyectar el volumen total de gas para levantar ambas zonas. Esto no es recomendable (sólo que sea la única opción) porque una de las dos zonas podría robar toda la cantidad de gas y para restablecer la otra tendríamos que realizar de nuevo toda la operación o puede que nunca sea posible trabajar con eficiencia ambas zonas a la profundidad de operación deseada.

Primero una zona y después otra: Esto es lo más recomendado porque se tiene un monitoreo minucioso de la cantidad de gas que va a cada zona y el ritmo de inyección necesario para cada zona. Una vez estabilizada la primera zona es mucho más fácil poner a producir la segunda zona con la mayor eficiencia posible.

2.6.4. Operación

Cuando las actividades de descarga y puesta a producción del pozo han sido realizadas exitosamente, es entonces cuando empieza el reto de mantener el mayor tiempo posible la producción de ambas zonas, es la consecuencia de un buen diseño, un continuo monitoreo y con la adopción de las mejores prácticas recomendadas.

Sería recomendable contar en todo momento con un especialista en operación de BND para auxiliar a los encargados de operación cuando se

presente cualquier anomalía. Sin embargo en México son escasos los especialistas en este tema, en ningún momento podemos suponer que operar un pozo de BND es igual que operar un pozo sencillo, nada debe ser pasado por alto ya que comprometeríamos la producción de ambas zonas.

Mantener las dos zonas lo más estable posible y con un funcionamiento óptimo

Para que esto pueda cumplirse es necesario tener en cuenta factores como:

Profundidad de elevación

Para optimizar el levantamiento es necesario que ambas zonas sean elevadas lo más profundo posible, teniendo en cuenta la presión del yacimiento que producen, la productividad del yacimiento, el gradiente de fluido, la integridad física del material del equipo, etc. Si una zona no está siendo elevada a la profundidad requerida entonces se debe de hacer un ajuste, ya sea adicionar mayor número de válvulas (debajo de la operante) o rediseñar todo el aparejo.

Estabilidad

Cuando un pozo está produciendo con estabilidad podemos decir que está produciendo es su estado más rentable posible, porque de ese modo nos genera la mayor cantidad de ganancia con las menores intervenciones posibles. Siempre buscamos que un pozo produzca a un gasto e inyección estable y una presión de producción estable, todo esto depende del trabajo que hagamos.

Gasto óptimo de inyección

Tanto técnica como económicamente inyectar el gasto óptimo esencial. Sin embargo cuando se trata de un pozo dual esto podría ser particularmente complicado (esto se tratará en el capítulo de diseño), tenemos que hacer un gran esfuerzo para inyectar al ritmo necesario. La correcta selección del compresor puede tener un gran efecto en ello.

Inyectar la cantidad correcta de gas

Para inyectar la cantidad correcta de gas primero debemos conocer la cantidad necesaria para cada zona, el ritmo de inyección adecuado y como lograremos que esto se mantenga. En algunas ocasiones hay discrepancias entre la gente de operación y la de diseño, si bien sabemos que en ocasiones es muy difícil reproducir en algún Software las condiciones reales del sistema, con apoyo de la experiencia de la gente de campo podemos ajustar estos modelos. Para inyectar la cantidad correcta debemos de:

Conocer el gasto de inyección correcto

Claramente, el primer paso para inyectar la cantidad correcta de gas, es conocer la cantidad necesaria requerida para levantar las dos zonas simultáneamente de forma eficiente. Esta cantidad depende del diseño propuesto, el programa operativo, el tipo de válvulas que estemos utilizando.

Regular y controlar el gasto de la cantidad correcta de gas

Una vez que conozcamos el gasto de gas necesario, debemos de contar con el equipo que será capaz de controlar dicho flujo de gas. El equipo de control estará fuertemente influenciado por el tipo de instalación que tengamos (continua o intermitente) dentro del pozo. Sin embargo a lo largo de la línea de inyección (desde el compresor hasta la boca del pozo) es necesario instalar válvulas de regulación de flujo, de seguridad, etc. Este equipo es de suma importancia ya que cambios en la presión pueden ocasionar serios problemas corriente arriba o abajo del dispositivo de control, los dispositivos de regulación como su nombre lo indica, deben regular cualquier tipo de perturbación del flujo.

- **Control manual:** Estos dispositivos pueden ser estranguladores de diámetro fijo o algún tipo válvula. Con estos dispositivos se fija el gasto de inyección lo más cercano posible al óptimo cuando la presión del sistema se mantiene estable. Probablemente no se pueda mantener este gasto cuando un tipo de perturbación se presente en el sistema, pero durante el

funcionamiento normal del sistema el gasto se mantendrá cercano al óptimo.

- **Control semiautomático:** Se le llama sistema de control semiautomático cuando se tiene un dispositivo que el operario puede manipular manualmente su apertura o cierre para regular la cantidad de gas que pasa a través de él incluso cuando hay trastornos en el sistema. La implementación de un estrangulador de diámetro variable puede ser un tipo de sistema semiautomático.
- **Control automático:** Cuando se tiene un sistema automático, puede ser que la operación sea más confiable y eficiente, se tendrán sistemas de autorregulación, al momento de presentarse un problema, el sistema automáticamente intentará regular la presión para restablecer la estabilidad. Sin embargo este tipo de sistemas son susceptibles a fallos con la fuente de alimentación de energía, o algún problema en la calibración del dispositivo podría resultar en una mala operación aunado el costo de estos.

Inyectar a la presión correcta

Parte fundamental del diseño es establecer una presión adecuada de operación, determinar la presión correcta es solo una parte de la tarea, se necesita un esfuerzo colectivo, entre él que diseña y él que opera. Para mantener la presión de sistema el operario se ayuda de dispositivos de control, a su vez debe haber un equilibrio entre el flujo de gas que sale del sistema y el que entra al pozo con el gas en el sistema proveniente de todas las fuentes de gas disponibles.

2.7. Pruebas a las instalaciones de BND ⁹

Como todo SAP el BND debe cumplir una serie de pruebas para tener seguridad de su correcto funcionamiento. Se recomienda tener un registrador de presión de tres plumas para monitorear la presión tanto del casing como de las dos zonas productoras. Este instrumento nos indicará si la instalación dual está funcionando de manera correcta o nos indicara si hay algún problema en una parte de la instalación. Cuando se realiza algún tipo de prueba en este tipo de instalaciones primero deben probarse las dos zonas simultáneamente, luego cada zona debe ser probada de forma independiente manteniendo la otra zona cerrada. Finalmente debe hacerse un análisis del funcionamiento colectivo contra el funcionamiento de cada zona, ahí podremos observar que tan bien o mal opera cada zona con respecto del funcionamiento en conjunto.

2.7.1. Registro de presión/temperatura

Los registros de presión y temperatura son herramientas muy poderosas que nos pueden ayudar a decidir de forma precisa sobre algún problema asociado con la producción del pozo, aunque algunas veces se pueden llegar a encontrar dificultades para correr estos registros, es importante que cuando se tenga la posibilidad se considere tomarlos. En México algunos operarios prefieren tomar la menor cantidad de registros posible cuando el pozo está produciendo, por miedo a perder la herramienta o el mismo pozo. Sin embargo cuando el pozo llegase a ser cerrado por algún motivo es el momento idóneo para correr un registro aunque aparentemente el pozo no lo requiera; debemos tener en cuenta que entre mayor información precisa tengamos del pozo menor será la incertidumbre que tengamos de las condiciones en las que se encuentra el pozo.

Un registro de presión/temperatura fluyendo nos puede indicar la profundidad de inyección del gas en la zona donde se esté tomando, pudiendo también identificar posibles fugas en las válvulas. Un registro de la Pwf puede

determinar la productividad del pozo mediante la medición de la caída de presión en la cara de los disparos.

Registro de presión estática de fondo (SBHP por sus siglas en ingles). Este registro es muy fácil de tomar. Para tomar dicho registro primero el pozo debe cerrarse por un periodo de tiempo determinado (hasta que se estabilice), se introduce el dispositivo de medición hasta la profundidad a la que se encuentran los disparos y se mantiene ahí un determinado tiempo, después se recupera la sonda y se determina el gradiente de fluido en el pozo, se recomienda que se detenga la sonda por lo menos cada 100 m verticales para tener suficientes datos, con esto también puede determinarse si hay algún contacto agua/aceite en el fondo del pozo.

Registro de presión de fondo fluyendo (FBHP por sus siglas en ingles). Este tipo de registro requiere mayor cuidado. Puede llegar a complicarse cuando se carece del equipo adecuado para introducirlo al pozo, el flujo puede dificultar la entrada del dispositivo al pozo. Una alternativa es cerrar el pozo para poder introducir la sonda, inmediatamente ponerlo a producir y esperar a que el flujo se estabilice para comenzar con la toma de datos, es recomendable hacer las mediciones por debajo de cada mandril para evitar que una entrada de gas repentina pueda alterar la medición o impulsar la sonda a la boca del pozo; aunado a esto si se toma por encima de un mandril el gas ocasionaría un aligeramiento del gradiente de presión y ocasionaría picos en el registro de temperatura (enfriamiento repentino).

Una vez que se han tomado los registros pertinentes, los datos obtenidos a través de ellos deben ser usados para verificar el desempeño del sistema y es necesario que estemos plenamente conscientes de lo que podemos obtener con estos datos.

Productividad del pozo.

Como sabemos la productividad del pozo puede ser descrita primeramente a partir de la línea recta IP o la IPR cuando el pozo está produciendo por debajo

de la presión de burbuja. La presión estática es una de las variables que intervienen para determinar el índice de productividad de un pozo. Es necesario cuando se esté tomando este valor, que el pozo este cerrado por un periodo de tiempo lo suficientemente largo para que el pozo pueda estabilizarse y así poder medir un valor representativo de la presión de fondo estática. Cuando se requiera un análisis más profundo, entonces debemos aprovechar que el pozo está cerrado para obtener la mayor información posible. Pueden hacerse pruebas de pozos para determinar el valor de la permeabilidad y daño del pozo, con estos valores podemos correlacionar de mejor manera el gasto que producen pozos que operan por bajo el punto de burbuja y con un valor conocido del daño el pozo puede considerarse para algún tipo de estimulación.

Diagnóstico y solución de problemas.

Registros de flujo pueden implementarse con herramientas de registro continuo para identificar plenamente los puntos de inyección de gas y la localización de fugas en las válvulas incluso en la tubería misma. Puede adicionarse un localizador para proporcionar precisión en la ubicación de cualquier fuga. Al observar el punto donde pueda ocurrir flujo cruzado puede hacerse una recalibración en las válvulas para eliminar este problema o en el peor de los casos remplazar dicho elemento de la sarta. Al final de todo debemos entender plenamente que un registro en condiciones de flujo no debe ser utilizado para determinar problemas propios del BN y un registro de diagnóstico no debe utilizarse para el comportamiento de afluencia del pozo, cada uno tiene una tarea específica y es importante puntualizar para lo que nos sirve cada uno.

2.7.2. Nivel de fluidos

Cuando un pozo está diseñado con una instalación abierta (sin empacador de producción) el nivel de fluido se puede indicar para medir la presión estática del pozo cuando este no está bombeando. En operaciones que involucran BND es

común encontrar uno o más empacadores de producción y el nivel de fluido no vislumbra mucha utilidad, sin embargo puede proporcionar información muy valiosa.

Profundidad máxima a la que el pozo se ha descargado

El nivel de fluido nos puede indicar si hay fugas en el pozo (comunicación entre la sarta y el espacio anular) o si el pozo no ha sido descargado correctamente. El nivel máximo del fluido en el espacio anular representa la máxima profundidad a la que el gas puede ser inyectado (**Figura 2-6**) y como así lo esperamos y así debería de ser, este debería coincidir con la profundidad del último mandril (válvula operante) para verificar que no existen fugas y que el pozo ha sido descargado correctamente. Algunos diseños contemplan un mandril más o los que sean necesarios por debajo del punto de inyección previendo condiciones futuras de operación.

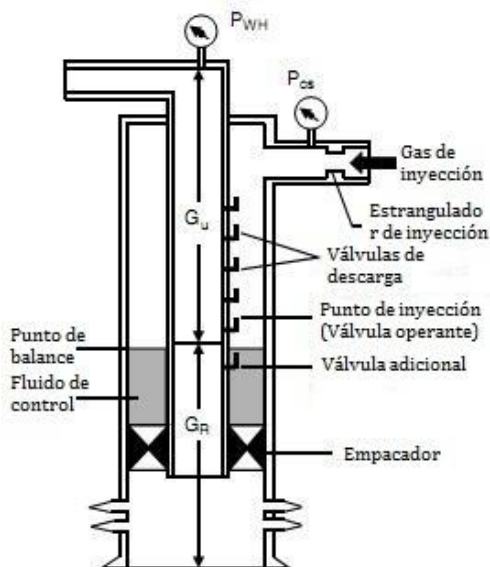


Figura. 2-6 Profundidad máxima de inyección

Comprobación de fugas

Cuando el nivel del fluido dentro del espacio anular no está a la profundidad del punto de inyección entonces puede que haya una fuga, el nivel al que se encuentra el fluido no representa el punto de fuga, solo nos da una idea de la

cantidad de fluido que ha entrado, como sabemos el fluido se aloja en el fondo del pozo. Para determinar el punto de fuga es necesario un análisis de la onda de presión sonora transmitida por un dispositivo que se corre a lo largo del pozo.

2.7.3. Pruebas de pozos

Cuando los dos lados ya se han puesto a producir (a diferencia de las pruebas preliminares) es difícil que un pozo dual se cierre para ser probado. Lo normal es que cuando se tenga ese tipo de situación, un lado del pozo es probado mientras el otro lado está produciendo, esto no solo reduce las intervenciones a cada zona al mínimo, sino también proporciona información sobre cómo produce normalmente cada zona.

Un caso especial es cuando se tiene forzosamente que cerrar el lado que no está siendo probado, cuando es necesario un estudio detallado de la productividad de cada zona. Cuando esto ocurre entonces todo el gas que está siendo inyectado entra por la zona que está siendo probada y si hay mediciones precisas de la cantidad correcta de gas que se está inyectando y el gas total producido; entonces el gas de formación puede ser calculado restando la inyección de gas al total de gas producido, de ahí la importancia de todos los puntos anteriores. Cuando hay buena información sobre la productividad de cada zona y cuando el modelo de presión ha sido calibrado para ambas zonas, entonces puede predecirse el comportamiento del pozo, bajo varias condiciones de funcionamiento. El diseño actual puede ser evaluado y mejorado, pero sobre todo se puede justificar con datos confiables la inversión necesaria para lograr mejores condiciones de producción.

Otro tipo de prueba es probar los dos pozos al mismo tiempo, esto puede justificarse cuando es necesario conocer si la suma de la producción individual de cada zona es igual a la producción junta de las dos zonas cuando estas están alineadas al mismo cabezal y de ahí al mismo separador de prueba en la batería.

Es algo que no puede pasarse por alto, aunque los pozos se vayan a producir por diferentes líneas es necesario juntar su producción para corroborar lo anterior.

Uso de CO₂ como trazador

El CO₂ puede ser una manera sencilla y barata de evaluar el rendimiento de una instalación de BND. Se inyecta un bache no muy grande de CO₂ en la corriente de inyección de gas, entonces el tiempo entre el momento en que el CO₂ se inyecta y este vuelve a la superficie es medido. Al conocer el gasto de inyección del gas, la presión, la temperatura y el tamaño del espacio anular, se puede determinar la profundidad de inyección, además de detectar si existe un múltiple punto de inyección.

Al medir el tiempo de recorrido del bache de CO₂ se podría medir la profundidad de inyección para ambas zonas. Si el pozo está en condiciones normales de operación, entonces estas profundidades deberían ser casi las mismas; si estas profundidades varían en demasía, entonces esto es indicativo de que existe una fuga o un múltiple punto de inyección. Si esto ocurre puede que sea muy difícil saber con precisión la profundidad de la fuga o el otro punto de inyección, sin embargo nos hace evidente de que algún problema está ocurriendo. Aunque debe reconocerse la dificultad cuando existe un multipunto de inyección en un pozo con BND porque el gasto del gas en el espacio anular debajo del primer punto de inyección no se conoce y aún peor en pozos duales donde parte de gas entra a la primera zona y la parte restante a la otra zona.

BIBLIOGRAFÍA

1. Bellarby, Jonathan; "**Well Completion Design**"; Primera edición. 2009.
2. Lambie D.A. and Walton R.O.; "**Gas Lift in Multiple-completed Wells**"; SPE 68107, Shell Oil Company, Midland, Texas. 1968.
3. Jerry B. Davis and Kermit E. Brown; "**Attacking Those Troublesome Dual Gas Lift Installations**"; SPE 4067, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers 1972.
4. "**Guía de Terminación y Mantenimiento de Pozos**"; Subgerencia de Terminación y Mantenimiento de Pozos. PEMEX.
5. J.Zaba, Henry Schaefer y George E. O Neal; "**Producing Dually Completed Wells**"; Stan Oil and Gas Company, SPE 56-026.
6. G.H Tausch, John W. Kenneday; "**Permanent-type Dual Completions**"; Humble Oil and Refining; SPE 56208.
7. D.A. Lambie, R.O. Walton; "**Gas Lift in Multiple-completed Wells**"; Shell Oil Company, SPE 68107. 1968.
8. "**Design, Operation and Troubleshooting of Dual Gas-lift Wells**"; Practicas recomendadas por el American Petroleum Institute. Primera edición 2010.
9. Winkler y S.S. Smith; "**Gas Lift Manual**"; CAMCO Inc.1962.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 Métodos de terminación superior.....	1
Figura 2-2 Típica terminación dual	1
Figura 2-3 Personal necesario para una buena operación de BND	8
Figura 2-4 Instalación intermitente dual con cámara de elevación.....	3
Figura 2-5 Procedimiento gráfico para verificar el espaciamiento de los mandriles	9
Figura 2-6 Profundidad máxima de inyección	1



CAPÍTULO

3

METODOLOGÍA DE DISEÑO DEL BOMBEO NEUMÁTICO DUAL

3. CAPÍTULO III Metodología de Diseño del Bombeo Neumático Dual

Las instalaciones duales son por mucho las más comunes de las terminaciones múltiples. Sin embargo el funcionamiento de muchas de estas instalaciones ha sido deficiente. En algunos casos la causa de ello puede ser un equipo inadecuado o un diseño erróneo. En parte esto se debe a información errónea de las zonas, así como a un mal procedimiento en el diseño de las válvulas. Todo buen diseño parte de información confiable y suficiente.

En la actualidad podemos encontrar diferentes configuraciones de las sargas para BN en terminaciones duales. Las más comúnmente empleadas son las instalaciones con tuberías paralelas y las instalaciones con tuberías concéntricas.

3.1. Tipos de instalaciones ^{2, 3, 4}

3.1.1. Instalación con tuberías paralelas

La seguridad y la versatilidad en su funcionamiento han hecho que las instalaciones con tuberías paralelas sean las más utilizadas en los últimos años. Estas terminaciones tienen la ventaja por su configuración, que cada tubería puede ser recuperada por separado al realizarse algún trabajo de reparación o reacondicionamiento. Usualmente la tubería larga es la encargada de introducir o recuperar el empacador dual, la tubería superior se encuentra anclada por carga sobre el empacador y esta puede ser recuperada sin desanclar el empacador. Usualmente se usan cuellos cónicos en el extremo inferior de la tubería de producción superior, para facilitar su colocación y recuperación, se coloca un niple por encima del empacador dual en cada sarga para suspender la extensión de tubería. Este tipo de instalación es usual en pozos duales fluyentes sin embargo, el BN tiene la gran ventaja que los mandriles se pueden introducir aun cuando el

pozo es fluyente para su futura implementación. En la **Figura 3-1** se observa una configuración básica del BND utilizando tuberías paralelas.

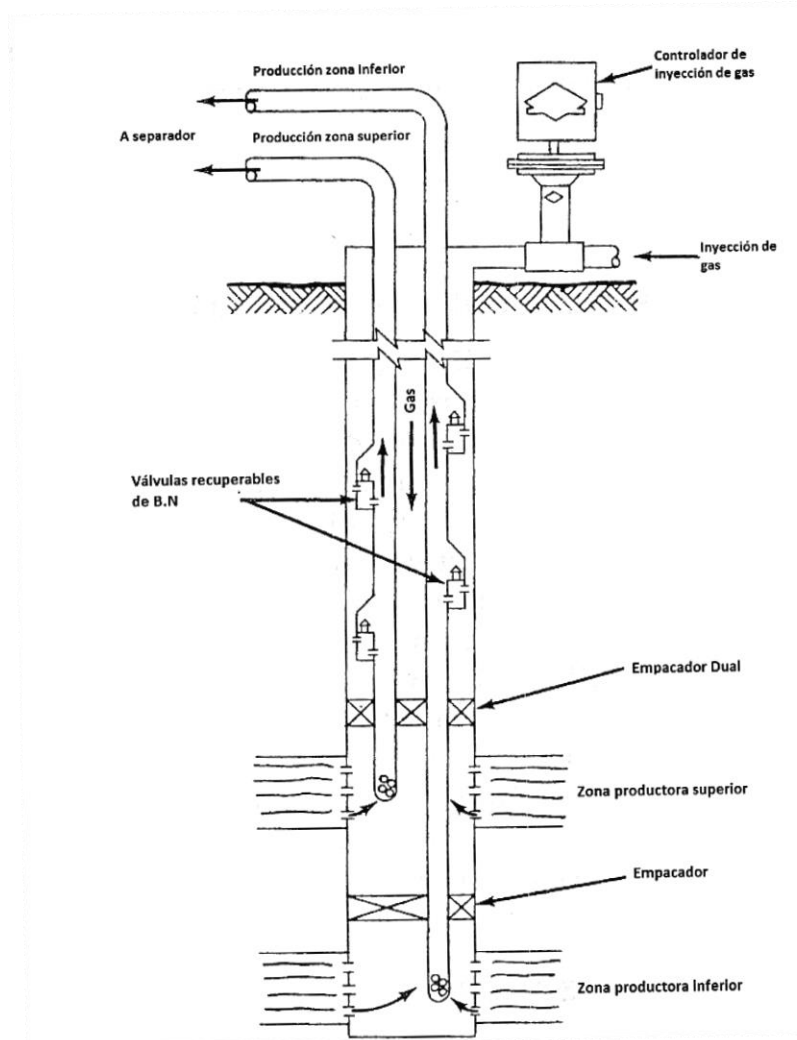


Figura. 3-1 Instalación con tuberías paralelas ⁴

Este tipo de instalaciones se realizan en pozos que cuenten con el suficiente espacio para introducir las dos sartas y los mandriles, la medida recomendada para las tuberías de producción es de 2 3/8 pg o mayor, ya que la capacidad de la producción está influenciada también por el tamaño de la tubería de producción. En esta tesis se centrara en el diseño de terminaciones duales con Bombeo Neumático Dual.

3.1.2. Instalación con tuberías concéntricas

Este tipo de instalaciones fueron muy populares al principio del desarrollo del BND. Sin embargo con la aparición de las instalaciones con tuberías paralelas, estas disminuyeron su aplicación y se ha dejado este tipo de instalaciones casi obsoletas. Una configuración típica de estas, es la introducción de una tubería Macaroni dentro de otra tubería para la inyección de gas a la profundidad del intervalo de interés. La **Figura 3-2** muestra una típica instalación concéntrica en un pozo dual.

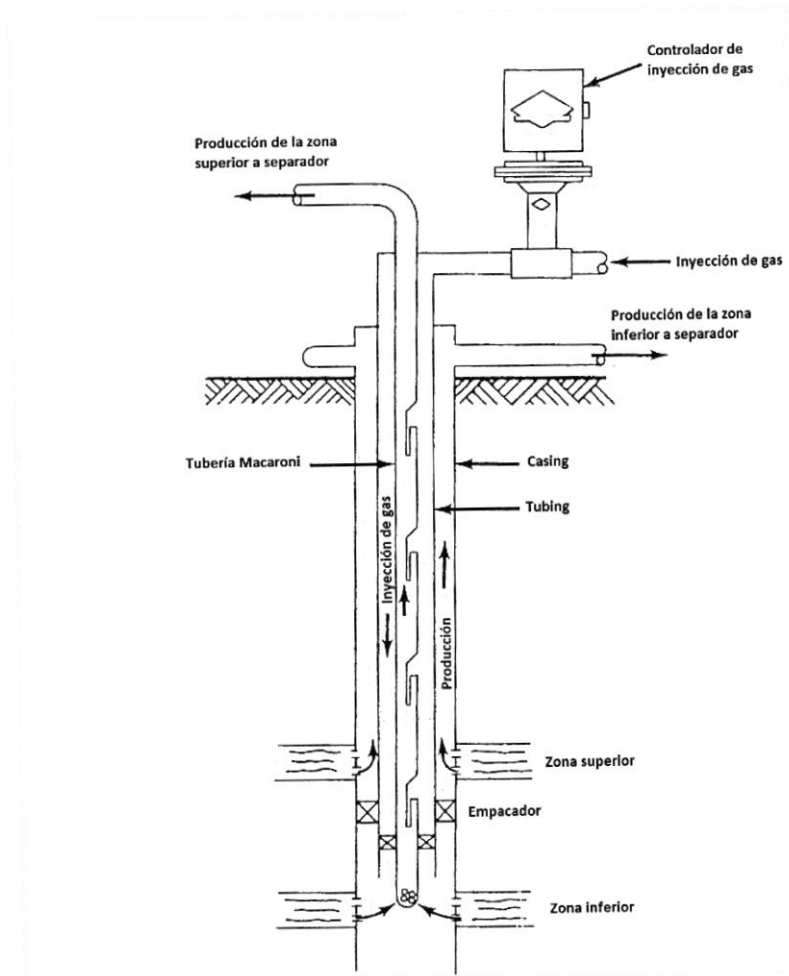


Figura. 3-2 Instalación dual concéntrica en un pozo dual ⁴

3.1.3. Instalaciones para zonas ampliamente separadas

Cuando las zonas de interés están muy alejadas una de la otra, es posible que el levantamiento tenga serios problemas (ineficiente). Debido a que el punto de inyección de ambas zonas se encuentra justo por encima del empacador dual, la zona inferior (mucho más profunda) no tiene un levantamiento eficiente. Debido a dicha problemática a lo largo de los años se ha tratado de solucionar este problema con otro tipo de configuración en la instalación del equipo. Como usualmente los ingenieros se han topado con este problema, se han reportado tres principales configuraciones posibles, cada uno con sus posibles desventajas (operativas o económicas), sin embargo es cuestión del encargado de diseñar la instalación la elección de la mejor configuración.

Utilizando una tubería Macaroni

En general cuando existe una distancia considerable entre las dos zonas a producir (una distancia mayor a 1000 pies o 300 m) las cosas comienzan a complicarse un poco. En un principio se colocaba un tubo de inmersión de menor diámetro como complemento de la tubería de producción, esta tubería iba desde el empacador dual hasta un poco más abajo del empacador permanente, en ella se colocaban las válvulas de BN de menor diámetro, ya que en adición a lo anterior también se colocaba una tubería corta, esta tubería servía como un segundo casing, formando una cámara a lo largo del espacio entre los dos empacadores, haciendo posible que el gas inyectado por espacio anular llegara hasta la profundidad del segundo intervalo para mejorar su levantamiento (**Figura 3-3**). Sin embargo este tipo de operación no fue totalmente satisfactoria debido al pequeño espacio anular generado con las nuevas tuberías que generalmente eran de 1.5 pg x 2.5 pg y el pequeño tamaño de las válvulas a utilizar.

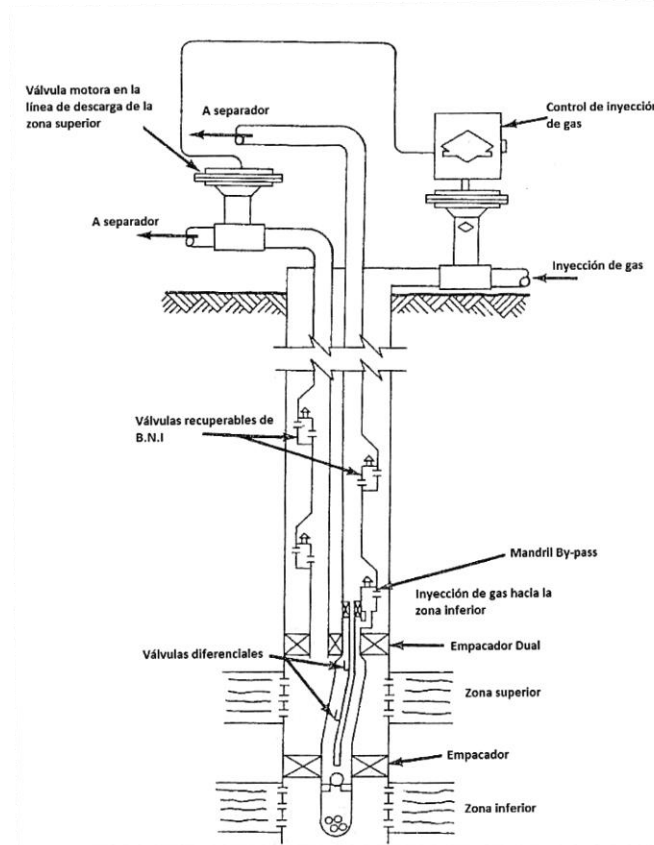


Figura. 3-3 Instalación dual para dos zonas ampliamente separadas ⁴

Utilizando tres empacadores y una tubería de inyección

En la década de los 60's se comenzó a implementar este tipo de configuraciones, a diferencia de la anterior, esta consideraba un único espacio anular por donde se inyectaría el gas a presión. El equipo constaba de la instalación de un empacador permanente sencillo justo por encima del intervalo inferior, el empacador dual se colocaba justo por debajo del intervalo superior y un empacador tripe encima de la zona superior. El empacador tripe servía para que en el tercer orificio se colocara una tubería de conexión, que a su vez se conectaba con el segundo orificio del empacador dual, para así permitir una interconexión entre ambos empacadores para permitir la inyección en la zona inferior, tal y como se muestra en la **Figura 3-4**. Mediante esta innovación se permitió seguir utilizando válvulas y tuberías de tamaño convencional por debajo

de la zona superior. Esto hizo que mejorara el levantamiento y podría pensarse en el costo adicional que genera utilizar un empacador triple, pero esto se puede mitigar con la eliminación de la cámara de elevación (las dos tuberías) y las válvulas pequeñas. Con esta instalación también es posible la inyección en lo profundo de la zona inferior sin embargo más adelante se mencionara la problemática en cuanto a la presión entre las válvulas de ambas zonas.

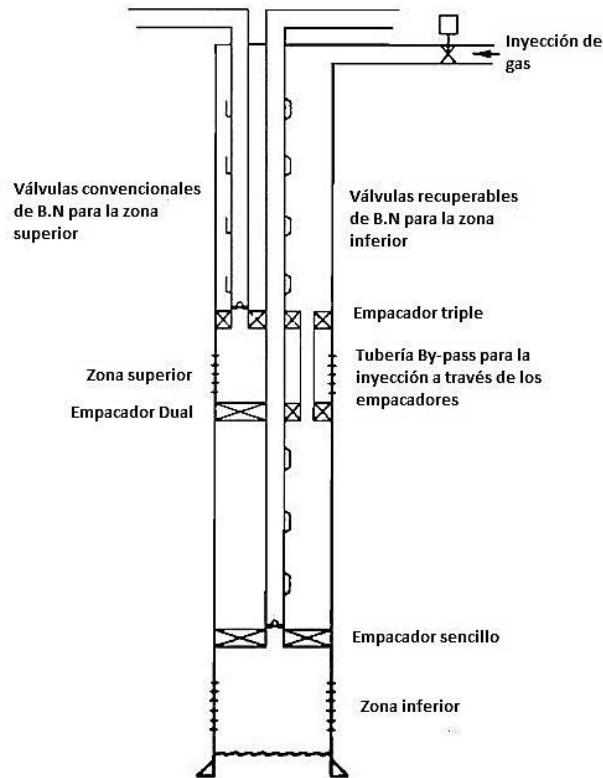


Figura. 3-4 Instalación con tres empacadores para zonas ampliamente separadas ³

Con dos empacadores y tubería de inyección

Una instalación muy similar a la anterior, la diferencia está en que esta solo ocupa dos empacadores (un triple y un sencillo). La tubería de inyección se instala desde el empacador triple y se acopla a la sarta larga, los mandriles están interconectados a las dos tuberías para permitir el paso del gas de una tubería hacia la otra. A diferencia de la instalación anterior, esta aísla completamente el gas desde el primer empacador hasta su recorrido hacia la sarta más larga. La

Figura 3-5 muestra un esquema de esta instalación.

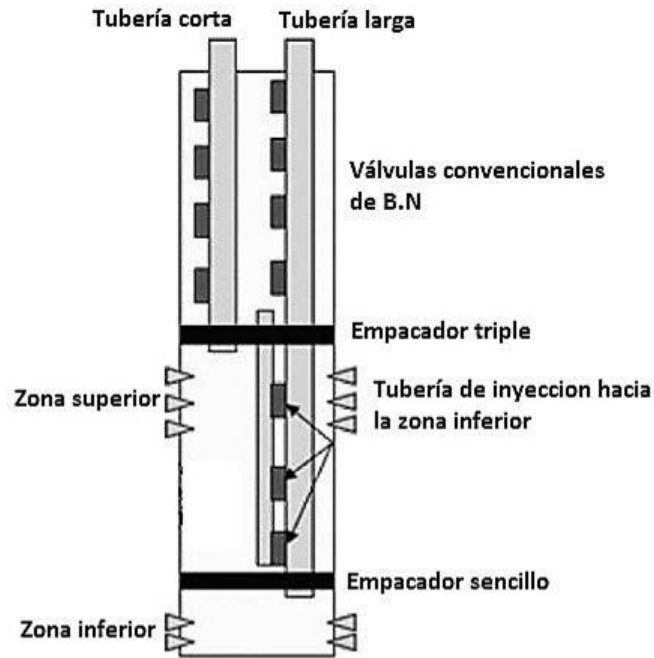


Figura. 3-5 Instalación con dos empacadores y tubería de inyección ¹

Como hemos visto la implementación del BND tiene grandes contrastes y es posible que adaptemos su configuración según sea el caso. Aunque tiene muchas formas de poder aplicarse, dista mucho de ser sencillo, sin embargo los retos que nos exigen las nuevas prácticas en cuanto a la producción artificial de aceite indican que debemos seguir innovando e imaginando la mejor manera de producir los hidrocarburos. Con las instalaciones anteriores para zonas muy alejadas entre sí, podemos concluir que si tenemos tuberías de diámetro considerable, podría ser viable la implementación de la cámara de inmersión y en el caso contrario podemos (aunque se complica un poco más el diseño) pensar en colocar la tubería de inyección para mejorar el levantamiento.

3.2. Espaciamiento entre los mandriles¹

El espaciamiento entre los mandriles, es un factor crítico para un buen diseño del bombeo, de esto depende fuertemente la forma en la que el pozo será descargado y dictara la profundidad de operación a la que se inyectará el gas. El objetivo del espaciamiento de los mandriles dista mucho de buscar ahorrar el mayor número de mandriles en el pozo, más bien tiene que ver con buscar la mejor manera de descargar el pozo y que ambas zonas trabajen a la profundidad de operación adecuada. Antes de realizar el diseño debemos tener en cuenta bajo qué circunstancias se hará, si se dará mayor importancia a una zona en específico por características muy particulares e inmediatamente tomar en cuenta factores como las presiones y el gradiente de fluido.

Con base en los requerimientos de la zona más profunda

Como se ha mencionada en muchos casos el mandril más profundo se coloca en la sarta de la zona inferior (la más profunda) para permitir que el pozo sea descargado por la sarta de la zona inferior. Usualmente se coloca el mandril más profundo en esa sarta para mejorar el levantamiento de esa zona. Los mandriles de la sarta más corta usualmente se colocan algunos metros por encima de la otra sarta, para evitar interferencia entre ellos.

Con base en los requerimientos de la mejor zona

En algunos casos el BND se implementa cuando una zona inferior es poco atractiva si se piensa en perforar un pozo para explotar exclusivamente esa zona. Sin embargo, puede perforarse un pozo que penetre ambas zonas y las produzca simultáneamente, con ello se hace rentable la explotación de la zona no tan atractiva. Como es de esperarse en este caso, el diseño se hace con base en la explotación de la zona más atractiva, con ello se buscara una menor distancia entre los mandriles de la zona superior, esta cercanía puede llegar a ser muy importante cuando se busca levantar a la profundidad óptima para un pozo de alta productividad. En algunos casos si el diseño tiene un grado de incertidumbre

mayor, es probable que se instalen mandriles por debajo del mandril de diseño inferior.

Con base en las necesidades de cada zona

Otra opción es que cada sarta se diseñe para las condiciones individuales. Esta condición no es recomendable porque los requerimientos específicos de cada zona no se conocen al momento cuando debe ser diseñado el espaciamiento de los mandriles, recordemos que el BND debe diseñarse en conjunto tomando en cuenta las necesidades individuales de cada zona pero sin dejar de lado como afectaría el diseño de una a la otra zona, ya que comparten la misma fuente de inyección de gas.

Tomando en cuenta lo anterior siempre es recomendable que se coloque una serie de mandriles (los necesarios entre la válvula operante y el empacador dual), se recomienda que se coloquen a una distancia vertical uniforme entre 90 m y 150 m. Con esto se asegura que, si la presión del pozo o la productividad del mismo disminuye con el tiempo, será posible inyectar gas lo más profundo posible. Una vez que se hayan tomado las consideraciones sobre la mejor zona a explotar, es necesario tener en cuenta los siguientes factores.

Las presiones

El manejo de diferentes valores de presión es normal en un pozo desde el procedimiento de descarga hasta su estabilización en la producción. Es esencial tener una idea clara de las presiones que se manejaran en cada etapa.

- La presión de inyección cuando se comienza a desplazar el fluido de terminación. Esta es la presión máxima que puede ser suministrada en la cabeza del pozo, la misma que es usada para comenzar el desplazamiento del fluido de terminación en el espacio anular, en esta etapa no es fundamental el gasto de inyección de gas, sino la presión de inyección.
- El factor de seguridad recomendado es manejar en un intervalo de 0 lb/pg² a 50 lb/pg² para reducir la presión de arranque para el diseño de una

descarga segura. Este factor de seguridad se utilizara para asegurar que habrá una presión suficiente para iniciar el proceso de descarga.

- La presión de operación de inyección es la presión que el compresor y todo el sistema está diseñado para trabajar durante la vida productiva del pozo. La presión de inyección es usada cuando el gas de inyección comienza a entrar en la primera válvula después de que el fluido de terminación ha sido desplazado hasta esa profundidad.
- Reducción de la presión para cada mandril en profundidad. Esta es la cantidad en la que se reduce la presión en el casing para cada mandril en la profundidad del pozo. Esta caída de presión se requiere para asegurar que las válvulas superiores se cerraran cuando las válvulas inferiores operen. Un valor común para esta reducción de la presión es de 30 lb/pg² cuando se usaran válvulas operadas por presión en el casing de 1.5 pg. Sin embargo en ocasiones esta caída de presión se requiere cuando se utilizaran válvulas operadas por presión en el casing, es usual que lo anterior no se requiera cuando serán utilizadas válvulas operadas por presión en el tubing.
- La presión de producción, es la presión que se necesita para que el líquido producido del yacimiento fluya desde el fondo del pozo hasta las instalaciones superficiales de la manera más eficiente.
- Al igual que para la presión de inyección es recomendable considerar un factor de seguridad para la presión de producción y este igualmente puede estar entre 0 lb/pg² y 50 lb/pg², para aumentar la presión de producción y hacer una descarga segura. Este factor además es utilizado para asegurar que habrá una presión suficiente para producir el fluido del pozo durante el proceso de descarga.

Gradiente del fluido ⁶

Dentro del pozo interactúan fluidos con diferentes propiedades, con esto es necesario tener en cuenta en que momento interactúan entre si y como lograr un buen desplazamiento. En el proceso de descarga hay que tomar en cuenta el gradiente de cada uno de estos fluidos.

- El gradiente del fluido de terminación es el gradiente de presión que ejerce dicho fluido (en libras por pulgada cuadrada por cada pie) en el espacio anular. Por supuesto este gradiente estará gobernado por la densidad del tipo de fluido de terminación, para conocer más sobre las características del fluido de terminación se puede consultar Guía de Terminación de Pozos Pemex.
- El gradiente del gas de inyección, es el gradiente de presión que ejerce el gas (en libras por pulgada cuadrada por cada pie). De igual forma este gradiente es una función de la densidad del gas de inyección, la presión a la que se está inyectando dicho gas, la temperatura en la boca del pozo y la temperatura en la profundidad del pozo.

Además de los anteriores factores, otros deben ser también tomados en cuenta al momento de diseñar el espaciamiento de los mandriles para la descarga correcta del pozo.

- Es común pero a veces no siempre es considerado un factor de seguridad para la profundidad del mandril. Este factor de seguridad es la cantidad en la que se reduce la profundidad calculada de cada mandril para asegurar el proceso de descarga entre cada mandril, este factor puede ser de 0 m a 15 m normalmente según sea el caso.
- El espaciamiento mínimo de los mandriles es la distancia mínima que puede haber entre los mandriles, esta distancia es una distancia vertical, un típico recomendado esta entre 90 m y 150 m.

- Es imperante saber la correcta profundidad del empacador, tanto en metros verticales (para cálculos de presiones) como en metros desarrollados para un correcto proceso de descarga.

3.2.1. Tipos de válvulas

El tipo de válvula más adecuada para la inyección del gas probablemente no se conozca cuando el diseño del espaciamiento de los mandriles ya se ha realizado, por lo tanto se necesita un diseño conservador del tipo de válvula que más se ajustara al espaciamiento de los mandriles. Como sabemos diferentes tipos de válvulas pueden ser usados para la inyección de gas, cuando se tienen diferentes necesidades en el pozo, se puede seleccionar diferentes tipos de válvulas según sus características.

Válvulas operadas por la presión del Tubing

Como su nombre lo indica la apertura y el cierre de este tipo de válvulas es determinado por la presión de la tubería de producción. Por lo general cuando este tipo de válvulas son empleadas se busca que sea menor el espaciamiento entre los mandriles. Cuando una válvula operada por presión en el tubing, la presión del casing es mayor que la presión de la tubería a la profundidad de la válvula. De esta forma el aumento total en presión opuesto al fuelle después de que la válvula abre, es mucho mayor que el de una válvula operada por presión en el casing (**Figura 3-6**).

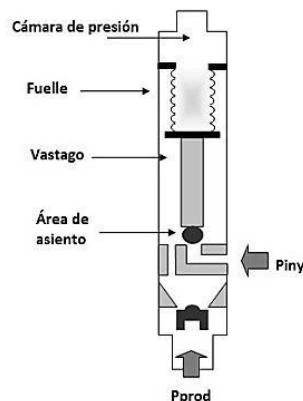


Figura. 3-6 Válvula operada por presión en el Tubing⁵

Válvulas operadas por presión en el Casing

Este tipo de válvulas generalmente son predominantemente sensibles a la presión de inyección (presión en el Casing), de este modo quiere decir que la fuerza necesaria para abrir o cerrar la válvula proviene de la presión de inyección del gas. Bajo condiciones de operación predominan tres presiones sobre el fuelle de la válvula: presión de inyección, presión de producción y la presión ejercida por el elemento de carga (**Figura 3-7**).

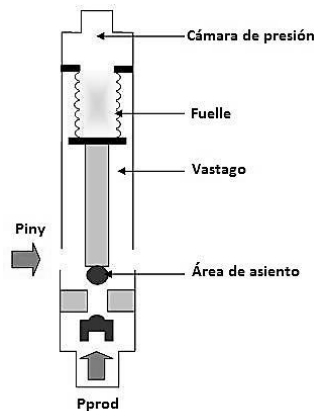


Figura. 3-7 Válvula operada por presión en el Casing ⁵

Válvulas balanceadas operadas por presión en el Casing

Este tipo de válvulas están influenciadas por la presión en el casing y en el tubing. La presión que inicia con la apertura de estas válvulas es la presión proveniente del casing y en menor medida (aunque también fuertemente) de la presión del tubing.

En ocasiones válvulas diferenciales son utilizadas, estas son usualmente diseñadas con dos orificios. Esas válvulas abren con una baja diferencial de presión entre la presión de inyección y la presión de producción y cierran al presentarse una alta diferencial de presión. Por lo general estas son diseñadas

con una línea paralela de la presión de producción a la línea de diseño de la presión de inyección. Para este tipo de válvulas la presión diferencial máxima típica es de aproximadamente 500 lb/pg², la presión diferencial normal es de aproximadamente 250 lb/pg² y se recomienda una distancia entre ellas de aproximadamente 150 m.

Válvulas operadas superficialmente

Aunque este tipo de válvulas no se utiliza con frecuencia en México es importante mencionarlas por si algún diseño requiere de su implementación. La apertura y cierre de estas válvulas se controla desde la superficie mediante la transmisión de una señal eléctrica o hidráulica a la válvula para abrir o cerrarla. Una desventaja de utilizar este tipo de válvulas es que es posible que se tengan que colocar válvulas adicionales de otro tipo, por si en algún momento el mecanismo de accionamiento de superficie falla.

Válvula a la profundidad de operación

Las características de la válvula operante se presentaran más adelante. Sin embargo sabemos que aunque es probable que la válvula operante tenga características muy específicas en cuanto a su diseño, esto no debe afectar el diseño del espaciamiento de los mandriles de ningún modo. Como se mencionó anteriormente, el espaciamiento de los mandriles se diseña antes de conocer las características de las válvulas de BN.

3.2.2. Procedimiento de diseño¹

Método de la línea de diseño

Este método consiste en utilizar una línea recta de la presión de producción de diseño. Los pasos para construirla son los siguientes:

Punto superior: El punto superior de la línea de diseño está situado en un punto igual a la siguiente expresión:

$$P_t + 0.2(P_c + P_t)$$

Donde:

P_t Es la presión de diseño en la cabeza del tubing

P_c Es la presión de diseño en la cabeza del casing

Punto inferior: El punto inferior de la línea está ubicado en un punto igual a *P_c* (a la profundidad correspondiente) menos 200 lb/pg².

Las ventajas de este método son:

Simplicidad: Tanto la presión de inyección de diseño y la presión de producción de diseño son líneas rectas.

Flexibilidad: La fórmula usada para los puntos superior e inferior puede ser fácilmente modificada para colocarse más a la derecha o a la izquierda según lo requiera el diseño o así lo queramos. Un ejemplo de ello, si se desea colocar los mandriles más juntos en la parte superior, entonces mover la parte superior de la línea de producción de diseño a la derecha, la expresión podría quedar de la siguiente forma:

$$P_t + 0.4(P_c + P_t)$$

Pero si lo que se desea es que los mandriles inferiores queden más juntos, entonces mover la parte inferior de la línea recta hacia la derecha. Por ejemplo, una posición igual a P_c (en profundidad) menos 100 lb/pg^2 , podría ser utilizado.

Procedimiento para el espaciado entre los mandriles

Se describirá el diseño del espaciado entre los mandriles cuando las zonas no están muy lejanas entre sí. El diseño del espaciado de los mandriles por lo general se realiza antes y por separado del diseño de las válvulas de BN. Esto porque a menudo cuando un pozo ha sido terminado o se le ha hecho una reparación mayor, se colocan los mandriles en la sarta aunque no necesariamente después de ello se inicie con las operaciones del BN. A diferencia de los mandriles las válvulas se diseñan cuando el pozo iniciará con el BN.

I.- Para implementar cualquier SAP es necesario contar con la mayor cantidad de datos que describan al pozo y al yacimiento que este produce. En el primer capítulo se hizo hincapié con la recopilación suficiente de datos de calidad, para hacer el mejor diseño del BN. Entonces contar con la mayor cantidad de datos del pozo se convierte en el punto inicial para diseñar el espaciado de los mandriles. En la siguiente tabla se mencionan algunas de las características necesarias para describir el pozo.

Tabla 2 Características necesarias para describir el pozo ¹

Parámetro del pozo	Unidad [USC]	Parámetro del pozo	Unidad [USC]
Profundidad del pozo	[pies]		
Temperatura superficial	[°F]	Presión de yacimiento estática de la zona superior	[pies]
Tamaño del Casing	[pg]	Temperatura del yacimiento de la zona superior	[°F]
Tamaño del Tubing (de ambas zonas)	[pg]	Temperatura de flujo en superficie de la zona superior	[°F]
Profundidad de la zona inferior	[pies]	Presión de arranque en el Casing	[lb/pg ²]
Profundidad del empacador de la zona inferior	[pies]	Presión de operación en el Casing	[lb/pg ²]
Presión de yacimiento estática de la zona inferior	[lb/pg ²]	Presión mínima estable en el Tubing	[lb/pg ²]
Temperatura del yacimiento de la zona inferior	[°F]	Gravedad específica del fluido de terminación	[1]
Temperatura de flujo en superficie de la zona inferior	[°F]	Gradiente del fluido de terminación	[psi/pie]
Profundidad de la zona superior	[pies]	Gravedad específica del gas inyectado	[1]
Profundidad del empacador dual	[pies]	Gradiente del gas inyectado	[psi/pie]

II.- De igual forma debemos tener algunas suposiciones sobre el diseño de los mandriles, tales suposiciones se muestran en la siguiente tabla.

- Se recomienda usar un espaciado para válvulas de operación por presión en el tubing, lo que conlleva a un diseño del espaciado conservador (los mandriles se encuentran más cercanos entre sí), caso que no podría ocurrir con un diseño para válvulas operadas por presión en el casing.

- El espaciamiento tendrá prioridad en los requerimientos de la tubería larga.
- Para el espaciamiento de los mandriles de la tubería corta, se toma una distancia de 15.2 m (50 pies) para colocarlos por encima de los mandriles de la tubería larga, para evitar interferencia entre ellos. Esto quiere decir que se realizará el procedimiento de diseño para el espaciamiento de los mandriles de la tubería larga y únicamente se restaran 50 pies para colocar los mandriles de la tubería corta.
- Usar el método de la “línea recta” (mencionado anteriormente). Esto proporcionara un diseño conservador que hace más fácil descarga el pozo.
- Contemplar en el diseño que los mandriles inferiores se ubiquen justo por encima del empacador dual. Tratar de colocar el mandril inferior no con una distancia no mayor a 100 pies del empacador dual.

En cuanto a las características que debemos considerar para el diseño, se muestran en la tabla:

Tabla 3 Características a considerar para el diseño del BN ¹

Características del BN.	Unidades [USC]
Mandriles de BN	
Válvulas de BN	[pg]
Factor de seguridad de la presión de arranque	[lb/pg ²]
Factor de seguridad de la profundidad de arranque	[pies]
Factor de seguridad de la presión del Tubing	[lb/pg ²]
Caída de presión de inyección entre las válvulas	[lb/pg ²]
Espaciamiento mínimo de los mandriles	[pies]

III.- El tercer paso del diseño precisamente es diseñar el espaciamiento para la tubería larga (recomendado).

Línea de diseño de la presión del Casing

Al comenzar el diseño debemos dibujar la línea de diseño del gradiente de presión de arranque en el casing. El trazo inicia desde la presión de arranque en superficie, menos el factor de seguridad de la presión de arranque, mencionado en la tabla anterior (50 lb/pg² es el valor recomendado por el API) usando el gradiente del gas inyectado para crear la línea.

Línea de referencia de la presión en el Tubing

Dibujar la línea de referencia de la presión en el tubing. Dibujarla desde la presión en el tubing en superficie, más el factor de seguridad de la presión en el tubing (50 lb/pg² valor recomendado), más un valor igual a 0.2 veces la presión de arranque en la inyección, menos su factor de seguridad, menos la presión en el tubing, más su factor de seguridad. Dibujarlo en un valor igual a la presión en el casing a la profundidad de la zona de interés (profundidad del empacador dual), menos 200 lb/pg². En la siguiente ecuación.

$$P_{ts} = P_t + (P_{tSF}) \dots \dots \dots \text{ec. 3.1}$$

Donde:

P_{ts}=presión del tubing en la superficie

P_{tSF}=factor de seguridad de la presión en el tubing

$$P_{cs} = P_c - (P_{cSF}) \dots \dots \dots \text{ec. 3.2}$$

Donde:

P_{cs}=presión del casing en la superficie

P_{cSF}=factor de seguridad de la presión en el casing

Dibujar la línea desde el punto igual a la siguiente expresión:

$$(P_{ts} + (0.2)(P_{cs} - P_{ts}))$$

Hasta P_c a la profundidad del empacador de la tubería corta (empacador dual) menos 200 lb/pg².

Línea del gradiente de descarga

Dibujar la línea del gradiente de descarga. Dibujarla desde P_{ts} a la superficie usando el gradiente del fluido de terminación.

Intersección de las líneas de diseño

Debemos encontrar la intersección (se debe prolongar la línea) entre la línea del gradiente de descarga y la línea de diseño de la presión en el casing.

Profundidad del primer mandril

Para encontrar la profundidad del primer mandril, solo es necesario localizar la intersección anteriormente encontrada y restar el factor de seguridad de la profundidad de arranque.

Línea de diseño de reducción de presión en el casing.

Dibujar una línea paralela a la presión de diseño del casing, esta línea representa la reducción de la presión entre las válvulas de inyección, convirtiéndose en la nueva línea de diseño de presión en el casing. Esta línea es compensada de la línea original por la caída de presión entre las válvulas (usualmente se maneja 30 lb/pg²).

Siguiente línea del gradiente de descarga

Dibujar la siguiente línea del gradiente de descarga desde la profundidad del mandril superior que se intersecta con la línea de diseño de la presión en el tubing, a partir de este punto dibujar una línea paralela a la primer línea del gradiente de descarga.

Profundidad del siguiente mandril.

Con la línea anteriormente trazada encontrar la intersección de esta línea con la nueva línea de presión de diseño en el casing, este punto representa la profundidad del siguiente mandril. Debemos continuar con el proceso, hasta llegar a la profundidad del empacador dual o hasta llegar a la separación mínima de los mandriles (300 pies).

Mandriles extra

Como se ha manejado a lo largo del documento, en caso de ser posible, agregar más mandriles entre el último mandril y el empacador dual. En general esto se hace para que en caso de ser necesario pudiéramos tener un punto de inyección más profundo disponible. En caso de ser posible agregar más mandriles, debemos tener en cuenta el espaciamiento mínimo permisible entre los mandriles, por lo general se maneja que un mandril se debe acercar al empacado dual máximo a 30.5 m (100 pies).

3.3. Diseño de la descarga del pozo¹

Se presenta el diseño para la descarga del pozo utilizando válvulas operadas por presión en el tubing. En dicho procedimiento se tomara en cuenta el espaciamento de los mandriles de la tubería larga.

Profundidad de las perforaciones

El diseño inicia trazando una línea recta horizontal a la profundidad vertical real (PVR) del punto medio de las perforaciones. Como se trata de BND, entonces esta línea se trazara a la profundidad de la zona más profunda y no a la profundidad del empacador dual.

Línea del gradiente de inyección de gas

Dibuje la línea de gradiente del gas de inyección para la presión de arranque y la presión de operación, de la superficie hasta la profundidad de las perforaciones. Estas serán dos líneas rectas paralelas. La línea de la presión de arranque sólo se utiliza para localizar el primer mandril en el espaciamento y es dibujada en este caso para referencia únicamente, no se utilizara en los cálculos.

Línea del gradiente de la presión de flujo

Dibujar la línea del gradiente de la presión de flujo para el gasto de producción determinado y la RGL de inyección dada.

Transferencia de presión para cada válvula

Encontrar el punto de transferencia para cada válvula (**PT** pressure transfer por sus siglas en ingles). Esto se hace gráficamente utilizando la pendiente de la recta del gradiente del fluido de terminación. El primer punto de transferencia será dibujado iniciando en la intersección de la segunda válvula el gradiente de presión de operación. Trazar la línea hacia arriba hasta que se interseque a la profundidad del primer mandril. La presión en la intersección es el punto de transferencia de

presión de la primera válvula. Realizar el mismo procedimiento para las válvulas restantes en el pozo. La válvula del fondo no tendrá un punto de transferencia.

Factor de seguridad

Para asegurar que todas las válvulas sean capaces de transferir lo más profundo antes de cerrar, un factor de seguridad se resta del punto de transferencia de presión para determinar la presión de cierre de la válvula. Usualmente 344.7 Pa (50 lb/pg²) es un valor usado para el factor de seguridad.

PVC (*Pressure Valve Close*) $PVC = PT - 50 \text{ lb/pg}^2 \dots\dots\dots\text{ec 3.3}$

Tamaño del puerto de la válvula

Seleccionar el tamaño del puerto de la válvula. Si las pruebas de rendimiento de las válvulas están disponibles, estas pueden ser utilizadas para encontrar el tamaño del puerto necesario. Una vez que el tamaño del puerto de la válvula ha sido seleccionado, el factor R se obtiene del fabricante de la válvula.

Banco de pruebas de la presión de apertura

Calcular la presión de apertura de prueba para cada válvula de descarga.

PTRO (*Test Rack Opening Pressure*) $PTRO = \frac{PVC}{1-R} \dots\dots\dots\text{ec. 3.4}$

Presión de apertura a la profundidad

Calcular la presión de apertura (a la profundidad de la válvula) de cada válvula de descarga.

$$OP = \frac{PVC - (P_c)(R)}{1-R} \dots\dots\dots\text{ec. 3.5}$$

La presión de apertura debe ser cuidadosamente determinada a la profundidad de cada válvula y tomando en cuenta correcciones por temperatura,

tomando en cuenta la presión en superficie y la gravedad específica del gas de inyección.

Válvula u orificio a la profundidad de operación

Seleccionar una válvula u orificio para su uso a la profundidad de operación.

3.3.1. Válvulas OPC y Válvulas OPT ¹

La selección de la válvula correcta para operaciones de BND dista mucho de ser sencilla por la posible incompatibilidad de las presiones de flujo de cada zona, la fuente única de inyección de gas y otros factores que afectan la selección de estos importantes dispositivos. Anteriormente hemos revisado en qué consisten las válvulas OPC y las válvulas OPT, sin embargo es necesario ahondar en las características más específicas que nos puedan ayudar con mayor claridad en cuando utilizar una u otra. La lógica nos podría llevar a utilizar válvulas OPT, dado que hay dos zonas diferentes en el pozo y tiene más sentido dejar que la presión de la producción de cada zona controle su funcionamiento.

Uso y problemática de las válvulas OPT

Estas válvulas son menos sensibles a los cambios o trastornos en la presión de inyección, esto podría ser una ventaja en pozos duales. Las válvulas OPT no pueden auto ajustarse, una vez que se ajustan, se abren y cierran a valores específicos de inyección y de presión de producción. Esto significa que los cambios de presión de producción debidos a los cambios en la productividad del pozo, una válvula de descarga superior puede ser capaz de abrir a una alta presión de producción.

Si se utiliza un resorte en lugar de nitrógeno para proporcionar fuerza de cierre, la válvula no será sensible a la temperatura en el pozo, aunque esta no es una ventaja contra las válvulas OPC, ya que estas también pueden utilizar un resorte en lugar de nitrógeno.

Uso y problemática de las válvulas OPC

Sabemos que uno de los propósitos principales de las válvulas es el proceso de descarga, si este fuera el único, sería muy probable utilizarlas ya que son muy bien conocidas, además si en el pozo ambos lados pueden ser descargados hasta el fondo y operados desde la parte inferior, esta sería nuestra mejor opción. La razón para que otro tipo de válvulas a menudo sean recomendadas puede ser porque alguno o ambos lados del pozo dual probablemente no serán levantados desde el punto más profundo. Así cuando pozo dual no será operado desde el punto más profundo puede ser utilizada otro tipo de válvula que puede abrir según lo demande la presión en el tubing con independencia de la presión en el espacio anular.

En conclusión, si un pozo puede ser descargado en su totalidad y puede operar en el punto más profundo las válvulas OPC deben considerarse como la primera opción, en contraste con esto, si es muy poco probable que ambos lados del pozo operen desde la profundidad deseada y si la profundidad real de operación no se conoce, entonces las válvulas OPC probablemente no sea la mejor opción.

Con las válvulas OPC hay una necesidad de tener una caída de presión de inyección de válvula a válvula para cerrar las válvulas superiores. La presión de inyección en este tipo de válvulas determina desde la apertura de la primera válvula hasta la fuerza de cierre. En consecuencia para los tipos de válvulas que no requieren esta caída de presión, requieren un espaciamiento menor entre los mandriles.

Aunque hemos visto las diferencias entre ambos tipos de válvulas, es posible que el operario analice la posibilidad de colocar ambos tipos de válvulas en la misma sarta. Los mandriles superiores pueden tener válvulas OPC, ya que estos mandriles se encuentran a mayor separación que los mandriles más profundos y es menos probable que el pozo pueda operar. En los mandriles más profundos se pueden colocar válvulas OPT.

Uso y problemáticas de las válvulas diferenciales ¹

Las válvulas diferenciales tienen una característica muy particular, estas tienen dos puertos y asientos, están diseñadas para abrir a partir de una diferencial de presión y cerrar a una presión diferencial superior, por lo tanto reabren a una presión diferencial menor. Se deben tener en cuenta una serie de consideraciones para su uso:

- Estas válvulas se abren y cierran a una presión diferencial y carecen de fuelle de gas nitrógeno, por lo tanto no son sensibles a la temperatura.
- No son sensibles a los cambios en la presión del casing (presión de inyección), siempre y cuando la presión en el casing no sea lo suficientemente baja como para reducir la presión diferencial al punto donde las válvulas superiores puedan volver a reabrir.
- Requieren una menor separación entre los mandriles. La máxima presión diferencial entre estas válvulas antes de cerrar, es de aproximadamente 2447 KPa (500 lb/pg²), la presión diferencial normal es de 1724 KPa (250 lb/pg²). Para que esto ocurra, se necesita una distancia máxima de aproximadamente 152.4 m (500 pies) de espacio entre los mandriles.
- Cuando se diseñe con este tipo de válvulas, utilizar una línea de diseño de descarga paralela a la presión en el casing. Estas válvulas funcionan con una presión diferencial fija, una línea de diseño de presión de inyección constante en el casing se puede usar. Así las válvulas de descarga superiores cierran cuando se reduce la presión de producción, incrementando así la presión diferencial.
- En las nuevas válvulas diferenciales la presión diferencial de reapertura es menor que la presión diferencial de cierre. Esto porque hay dos puertos en

la válvula, uno de los cuales controla la reapertura de la válvula cuando está cerrada y el otro el cierre de la válvula cuando esta está abierta.

3.4. Válvula Operante

La válvula operante es aquella que se encuentra en continua o intermitente inyección en el pozo, aunque no siempre la válvula operante resulta ser la válvula más profunda. El análisis correcto de las características de esta válvula es fundamental para una correcta inyección del gas hacia la tubería de producción, esta debe ser capaz de regular la cantidad de gas que pasa a través de ella y trabajar a una presión adecuada para lograr una buena operación. Es posible que la válvula operante sea una válvula de descarga común, un orificio, una tobera Venturi, o una válvula especial, esta válvula se localiza a la profundidad de inyección. El uso de cada una de ellas depende del diseño a emplear y de las características de operación deseadas.

Válvula de descarga

Una válvula de descarga puede ser implementada como válvula operante cuando no se conoce con seguridad la profundidad real de inyección y no se puede predecir con exactitud. Esto puede ser cierto cuando se hace el diseño en pozos que han sido recién terminados y no se conoce con exactitud sus características, aunado a ello la presión del yacimiento, la productividad del pozo y las propiedades de los fluidos están fuertemente sujetos a cambios.

En este caso puede ser necesario operar desde una válvula de descarga, puede que su operación se lleve a cabo por mucho tiempo o que esta sea remplazada por otro tipo de válvulas cuando la profundidad real de inyección ha sido determinada.

Además la implementación de válvulas de descarga para la inyección del gas, es a menudo necesaria para operaciones de bombeo intermitente multipunto

(se explicara a detalle más adelante). En este caso la presión de inyección del casing no es lo suficiente para permitir que el gasto de inyección de gas deseado sea inyectado a la profundidad adecuada, es por ello que en estos casos podría ser factible operar con válvulas de descarga para permitir un levantamiento eficiente. La inyección de algo de gas en una válvula superficial puede aligerar el gradiente de presión en la tubería lo suficiente para permitir que más gas sea inyectado a través de una válvula a mayor profundidad. Para el caso de BND es recomendable utilizar válvulas operadas por presión en el tubing o válvulas balanceadas operadas por la presión en el casing. El propósito de esto es que la profundidad del levantamiento estará gobernada por las condiciones de producción del pozo. Sin embargo si válvulas operadas por presión en el casing son utilizadas, la válvula operante dependerá de un cambio en la presión del casing (inyección) y no en las condiciones de producción de cada intervalo. Recordemos que el correcto funcionamiento del BND está fuertemente ligado a la correcta selección de las válvulas para tener un flujo estable.

Orificio

Un orificio se puede utilizar como puerto para la inyección de gas a la profundidad de operación, en caso que la profundidad de inyección sea conocida. El tamaño del orificio debe ser cuidadosamente seleccionado para permitir la inyección de la cantidad correcta de gas, y permitir un funcionamiento flexible en la operación (cambios en el gasto de inyección de gas), pero debemos tener cuidado en que este orificio no sea lo suficientemente grande como para permitir que el pozo opere en condiciones inestables, cuando se inyecta a través de un orificio se recomienda instalar una válvula de retención para evitar que el flujo de la tubería de producción pase al espacio anular, en caso de que la presión de que la presión en el tubing sea mayor que en el espacio anular.

Los operarios en algunos casos suelen preferir los orificios por su versatilidad y que siempre se encuentra totalmente abierto e incorporar una gama de velocidades sin limitación alguna más que la anteriormente mencionada, siempre y cuando el flujo a través del orificio no esté en el intervalo crítico. El flujo

crítico puede producirse cuando la presión corriente abajo del orificio (presión en el tubing) es inferior, aproximadamente 60% a la presión corriente arriba del orificio (presión en el casing). Así el gasto de inyección se puede ajustar para optimizar el rendimiento del pozo. Debemos comprender que el orificio nos permite cierto grado de flexibilidad operativa pero no hay que olvidar que la presión máxima de operación ya está establecida, así que no podemos elevar tanto la presión de inyección como para causar que una válvula superior abra, esto nos podría causar muchos problemas si este no es el objetivo.

Venturi

Una tobera Venturi es un orificio con un diseño cónico para aumentar la velocidad del flujo que atraviesa por él. Este tipo de diseño se localiza en el puerto de la válvula. Si los gastos de inyección de uno o ambos lados son bien conocidas entonces es factible el uso de este tipo de dispositivos.

El diseño del Venturi ocasiona que el flujo crítico se produzca cuando la presión corriente abajo del puerto es menor que aproximadamente 92% de la presión corriente arriba; esto significa que, mientras el rango de flujo crítico se pueda mantener, el gasto de inyección del gas puede ser mantenido en un valor conocido y constante. Esto sería fabuloso para operaciones de BND.

El gasto de inyección de cada zona puede ser diseñada y mantenida, siempre y cuando la presión corriente arriba (en el casing) se pueda mantener, además de que la presión corriente abajo (en el tubing) se pueda mantener por debajo del 92% de la presión corriente arriba. Una diferencia con un orificio convencional (anteriormente mencionado), el Venturi no puede proporcionar flexibilidad operativa en el gasto de inyección del gas, por lo que no puede ser ajustado según las condiciones dadas para optimizar el comportamiento del pozo. En conclusión podemos decir que el gasto de inyección deseado lo debemos determinar correctamente ya que el Venturi será diseñado exclusivamente para dicha condición.

Válvulas convencionales

Si las condiciones de operación así lo dictan, el uso de válvulas operadas por presión en el casing o en tubing, son de las más utilizadas como válvula operante. Este tipo de válvulas están diseñadas para trabajar con una presión menor que las válvulas de descarga. Una diferencia sustancial entre este tipo de válvulas con las opciones anteriores, es que estas normalmente se encuentran totalmente abiertas para la inyección, ya sea continua o intermitente, y a diferencia de las otras, si se redujera la presión por alguna razón, este tipo de válvulas puede cerrar para impedir el flujo en cualquier dirección.

3.5. Opciones de diseño del BND ^{2,1}

Recordando que las instalaciones de BND son aquellas donde ambas zonas de un pozo con una terminación dual deben ser levantadas compartiendo la misma fuente de inyección de gas. Esto se acentúa ya que en ocasiones se puede confundir con bombeo neumático dual cuando solo a una zona se le inyecta gas y la otra fluye independientemente en un pozo dual, o más comúnmente instalar una tercer tubería que inyecte de forma independiente a una zona, ese tipo de operaciones no pertenecen al BND.

Los diferentes diseños de una instalación de BND se dividen en tres categorías basadas en las características de inyección requeridas por ambas zonas. Estas son:

- Ambas zonas con inyección continua***
- Una zona con inyección continua y otra con inyección intermitente***
- Ambas zonas con inyección intermitente***

A continuación se describirá cada uno de los diseños anteriores así como sus principales componentes para su correcto funcionamiento. En muchos casos la diferencia entre una instalación dual exitosa y una deficiente radica en el equipo de superficie utilizado y en el volumen de gas. Los controladores de flujo son dispositivos de suma importancia para las operaciones de BN en general, aunque se encuentra una gran variedad de estos en el mercado, siempre es importante contar con asesoría del fabricante para su correcta selección.

3.5.1. Ambas zonas con inyección continua

Dadas anteriormente las características de las válvulas OPT y válvulas OPC es recomendable que cuando se trata de inyección continua en ambas tuberías sean utilizadas válvulas OPC. La válvula operante para levantar una zona necesita ser estrangulada, el tamaño del estrangulador se basa en el requerimiento de gas para levantar dicha zona y por lo menos 100 a 120 lb/pg² de presión diferencial a través del estrangulador. Una alta presión diferencial permite que haya menores fluctuaciones en la presión del casing y la presión en el tubing a la profundidad de la válvula se mantiene sin un cambio apreciable en la presión del gas que pasa a través del estrangulador. La **Figura 3-8** muestra una carta representando el volumen de gas que atraviesa el estrangulador contra la presión diferencial para varios tamaños de estranguladores.

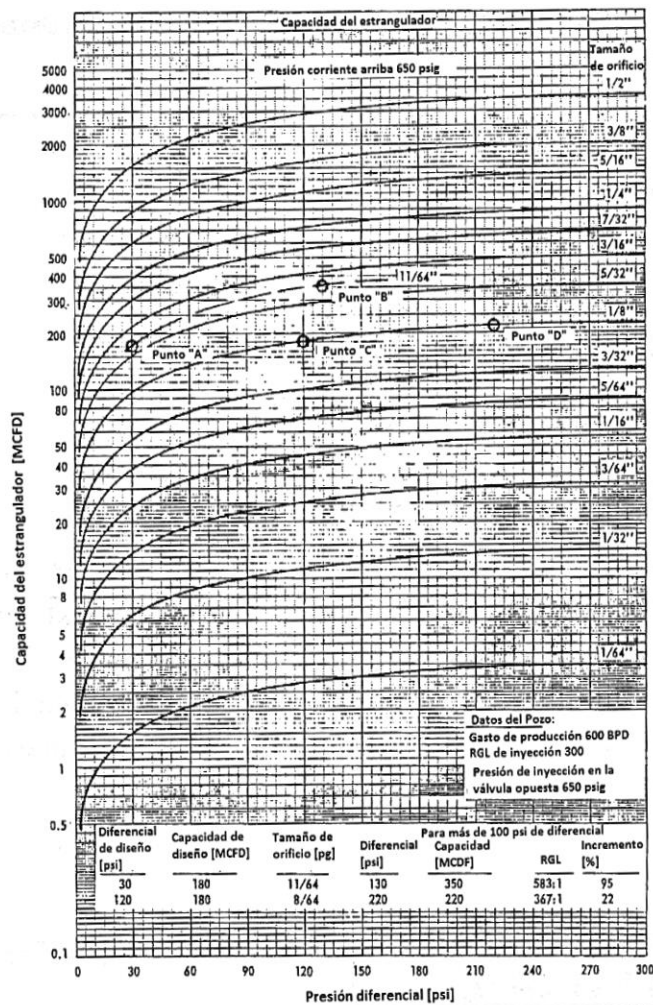


Figura. 3-8 Carta de capacidad del estrangulador para ilustrar la relación de volumen de inyección de gas contra la presión diferencial para diferentes tamaños de orificios ⁴

A medida que la diferencial incrementa, la capacidad del estrangulador decrece para una presión corriente arriba a corriente abajo. Es innecesario estrangular la válvula operante de la otra zona. La presión de inyección y el volumen para levantar la esta zona es controlado desde la superficie sin afectar sensiblemente el volumen de gas a través del orificio fijo en la válvula operante para la otra zona. Con esta metodología se tiene la ventaja de que no es necesario calcular la cantidad de gas para ambas zonas y asegura una rápida transferencia de fluido a través de las válvulas al descargar el pozo. Cabe

mencionar que las válvulas sin estrangulador deben ser empleadas para elevar la zona que requiere ser levantada desde un punto más profundo. El tamaño del estrangulador para la otra zona debe ser basado en la presión de operación para levantar la zona que es levantada con válvulas que no tienen estrangulador. Para controlar la presión de inyección se puede utilizar un estrangulador o una válvula ajustable, siempre y cuando la presión no tenga grandes fluctuaciones que puedan ocasionar un problema, si ese es el caso entonces, es recomendable colocar un regulador reductor de presión corriente arriba del estrangulador o válvula para mantener constante la presión corriente arriba y asegurar el paso constante del gas de inyección.

3.5.2. Una zona con inyección continua y la otra con inyección intermitente

Cuando un pozo se tiene un pozo con producción dual, independientemente del SAP empleado, a menudo las condiciones de producción de cada zona varían sustancialmente. Recordando que a veces el BND se emplea para hacer rentable un yacimiento que no tiene una capacidad de aporte de fluidos tan importante. De este modo, en lo que al BND se refiere, es posible que la zona más prolífica necesite de inyección continua para ser levantada eficientemente y la zona menos prolífica requiera una inyección intermitente debido a su baja capacidad de aporte de fluidos. En este caso es necesario determinar una selección adecuada de las válvulas de BN y del dispositivo que controlara la inyección del gas.

Ambas sartas operadas por válvulas OPC

Una de las opciones para este tipo de operación es la selección de válvulas OPC. El uso de estas válvulas puede ayudarnos a controlar mejor la elevación intermitente. La válvula operante para la tubería de la zona de elevación intermitente debe tener una presión de cierre en superficie mayor que la presión necesaria para levantar la zona de flujo continuo. Las válvulas con un tamaño de puerto grande son recomendadas y con estas válvulas la presión de cierre debe

de ir disminuyendo ligeramente con la profundidad, con este diseño podemos mantener relativamente constante la presión de operación para la zona intermitente.

La presión de operación para la zona con flujo continuo puede establecerse aun sin conocer la profundidad de la válvula operante de la zona intermitente, aunque la válvula operante para la zona de flujo continuo debe ser estrangulada, a fin de que la variación de la presión de inyección de gas para el funcionamiento intermitente no afecte la inyección de gas a través de la operación continua. Cuando una instalación ha sido correctamente diseñada se apreciara un registro de la presión inyección de forma similar a la **Figura 3-9**.

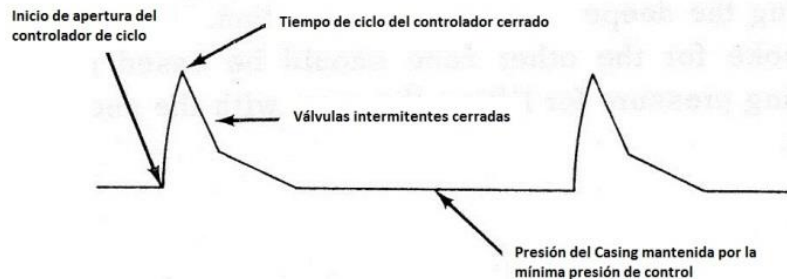


Figura. 3-9 Registro de la presión del Casing de una instalación dual cuando una zona esta produciendo con flujo continuo y la otra con flujo intermitente ⁴

Una sarta operada por válvulas OPC y la otra operada por válvulas OPT

Para que este diseño pueda ser empleado las válvulas OPT cerraran sin una caída de presión en el casing, como se observa en la **Figura 3-10**. Si estas válvulas no se cierran sin una disminución significativa en la presión del casing, entonces la zona con flujo continuo posiblemente dejara de funcionar durante el tiempo que las válvulas OPT estén abiertas. La presión de funcionamiento de las válvulas OPT debe estar basada en la presión de operación para la zona con flujo continuo.

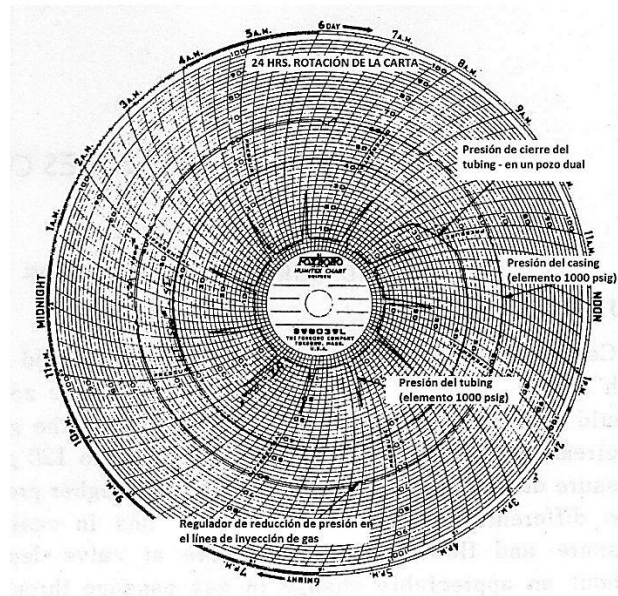


Figura. 3-10 Carta de registrador de tres plumas para una instalación dual con una zona cerrada y otra siendo levantada con BN con válvulas operadas por presión en el Tubing⁴

Control de la inyección

Como habíamos mencionado, el control superficial de la inyección del gas es importante para una correcta operación. A continuación se recomienda su uso para cada tipo de configuración.

Ambas sartas operadas por válvulas OPC

Para un buen desempeño se recomienda una válvula piloto que controle el tiempo de ciclo. Esta válvula la podemos encontrar en general en operaciones de elevación intermitente en México, gracias a su flexibilidad y fácil manejo. Aunque la mayoría de ellas cuenta con un dispositivo electrónico el cual el operario programa, según el tiempo de recuperación del pozo, para inyectar en un tiempo relativamente corto la cantidad adecuada de gas. Un esquema general de este tipo de válvulas se presenta en la **Figura 3-11**.

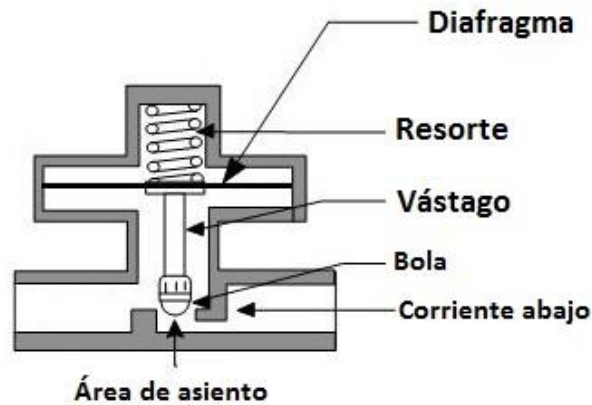


Figura. 3-11 Regulador de presión⁵

Este tipo de controlador no tiene ningún problema al ser instalado en operaciones donde las válvulas de ambas sarta son operadas por presión en el casing.

Una sarta operada por válvulas OPC y la otra operada por válvulas OPT

De manera similar al caso anterior, un regulador de presión es usado para regular la presión del casing, sin embargo no es recomendado instalar un estrangulador en la línea de inyección de gas, debido a que la presión en el casing se reducirá cada vez que las válvulas OPT abran, lo que probablemente interrumpirá la operación de elevación continua.

3.5.3. Ambas zonas con inyección intermitente

Una sarta operada con válvulas OPC y la otra con válvulas OPT

Esta técnica fija la presión de operación para las válvulas OPT, estas válvulas deben ser utilizadas para levantar la zona de menor capacidad, es posible que las válvulas OPT no puedan cerrar en una instalación intermitente de alta capacidad y alta contrapresión, sin una disminución apreciable en la presión del casing. Con válvulas OPC para la zona de mayor capacidad, la frecuencia del ciclo puede ser controlada desde la superficie para obtener el máximo gasto deseado de esa zona.

Ambas sartas operadas con válvulas OPC

Esto a menudo es aplicable para zonas con baja Pwf, que posiblemente no funcionarían correctamente con válvulas OPT. Su operación debe ser tal que, la línea de descarga de una zona debe ser detenida mientras la otra zona produce. La presión de funcionamiento se establece para una zona más alta que para la otra, esto, para prevenir que no aumente la presión en la tubería que no está siendo levantada. Es recomendado que se utilice una válvula de mayor presión de apertura para la zona con el menor número de ciclos de inyección por día, he instalar una válvula motora en la línea de descarga para la otra zona, el tubing de la otra zona represionará cada ciclo cuando la válvula operante se abre. Mientras que la zona con mayor número de ciclos de inyección (menor presión de apertura de la válvula) está siendo levantada, la válvula operante para la otra zona nunca abre y esta tubería no se llena con gas. Sin embargo la capacidad de producción se limita debido a que solo una zona está siendo levantada por vez.

Ambas sartas operadas por válvulas OPT

Para pozos que tienen un bajo nivel de fluido, las válvulas OPC se pueden usar para descargar la zona superior del pozo para ambas sartas por encima de dicho nivel y válvulas OPT utilizadas también para pozos con baja Pwf, la cual soportara una columna de fluido capaz de abrir la válvula inferior.

Control de la inyección

Una sarta operada con válvulas OPC y la otra con válvulas OPT

Si las válvulas OPT requieren una disminución de la presión en el casing para cerrar, entonces es recomendado instalar una válvula piloto de control de presión para operar la zona que opere con las válvulas OPC e instalar un Bypass al controlador con un regulador de presión y estrangulador para operar la zona operada por efecto de la presión en el tubing. Si las válvulas OPT no cierran sin una disminución en la presión del casing, se recomienda una válvula piloto de dos brazos para las válvulas OPC, uno de los brazos de la válvula piloto controla el

ciclo de frecuencia de inyección de gas y el tiempo de inyección del gas para las válvulas OPC y el otro brazo cierra la válvula motora en la línea de descarga de la instalación operada por la presión en el tubing mientras la zona operada por presión en el casing está siendo levantada. De igual forma se necesita un Bypass al controlador para suministrar gas a la zona operada por presión en el tubing cuando el controlado está cerrado y seguir con el proceso. La **Figura 3-12** muestra el comportamiento de la presión de un pozo con BND cuando ambas zonas son operadas con flujo intermitente.

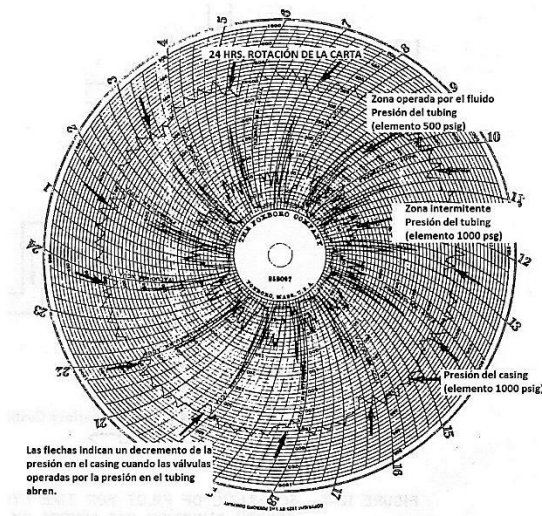


Figura. 3-12 Carta de registrador de presión de tres plumas de un pozo dual con ambas zonas con flujo intermitente⁴

Ambas sartas operadas con válvulas OPC

Para el correcto funcionamiento de la inyección de gas, es necesario contar con un sistema de control múltiple. Si la instalación está diseñada para trabajar con la presión de funcionamiento mayormente para una zona que para la otra, y las válvulas de la zona de baja presión pueden abrir sin que las válvulas de la otra zona abran, entonces es necesario tener un sistema de control de tres brazos. Dos brazos controlan el volumen de inyección de gas para cada zona y el otro se encarga de cerrar la línea de descarga para la zona con las válvulas que trabajen a menor presión, cuando las válvulas de mayor presión estén abiertas.

Una configuración más complicada es cuando la presión de operación para ambas zonas es aproximadamente la misma, esto requiere un sistema de cuatro brazos, como se observa en la siguiente **Figura 3-13** donde se presenta un esquema de un sistema de control de inyección para un pozo dual con un cierre alternado de las líneas de descarga e inyección entre ambas zonas. Se debe instalar una válvula motora en la línea de descarga para cada zona y se requiere un brazo para controlar cada válvula motora. Un brazo cierra la línea de descarga de una zona, mientras que la otra zona está siendo levantada. Como es de esperarse la desventaja de este esquema es que la producción tiene que hacerse de manera intercalada.

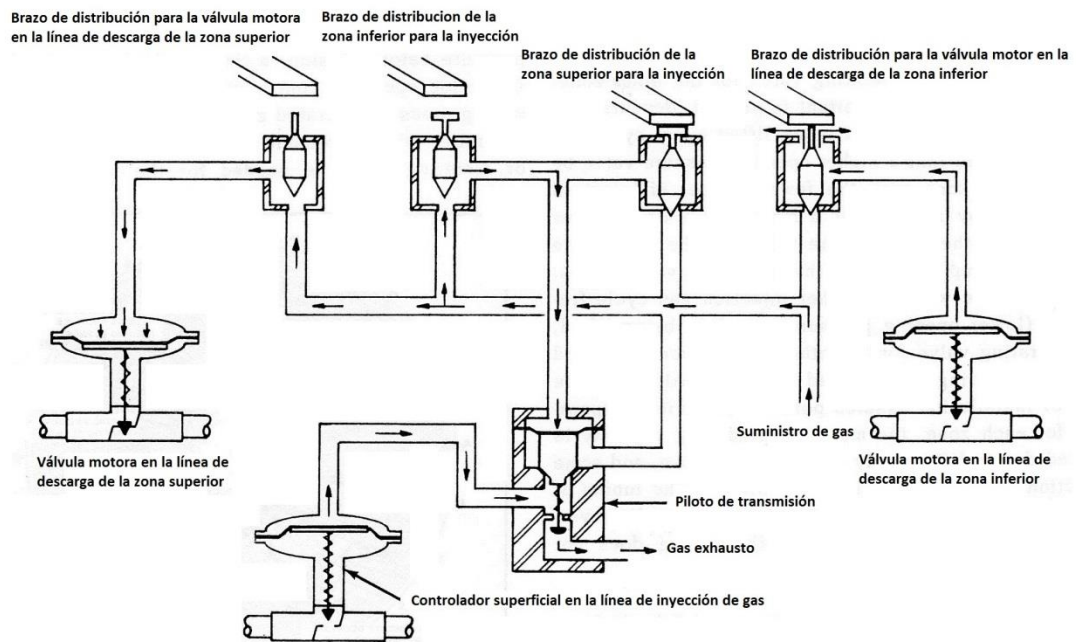
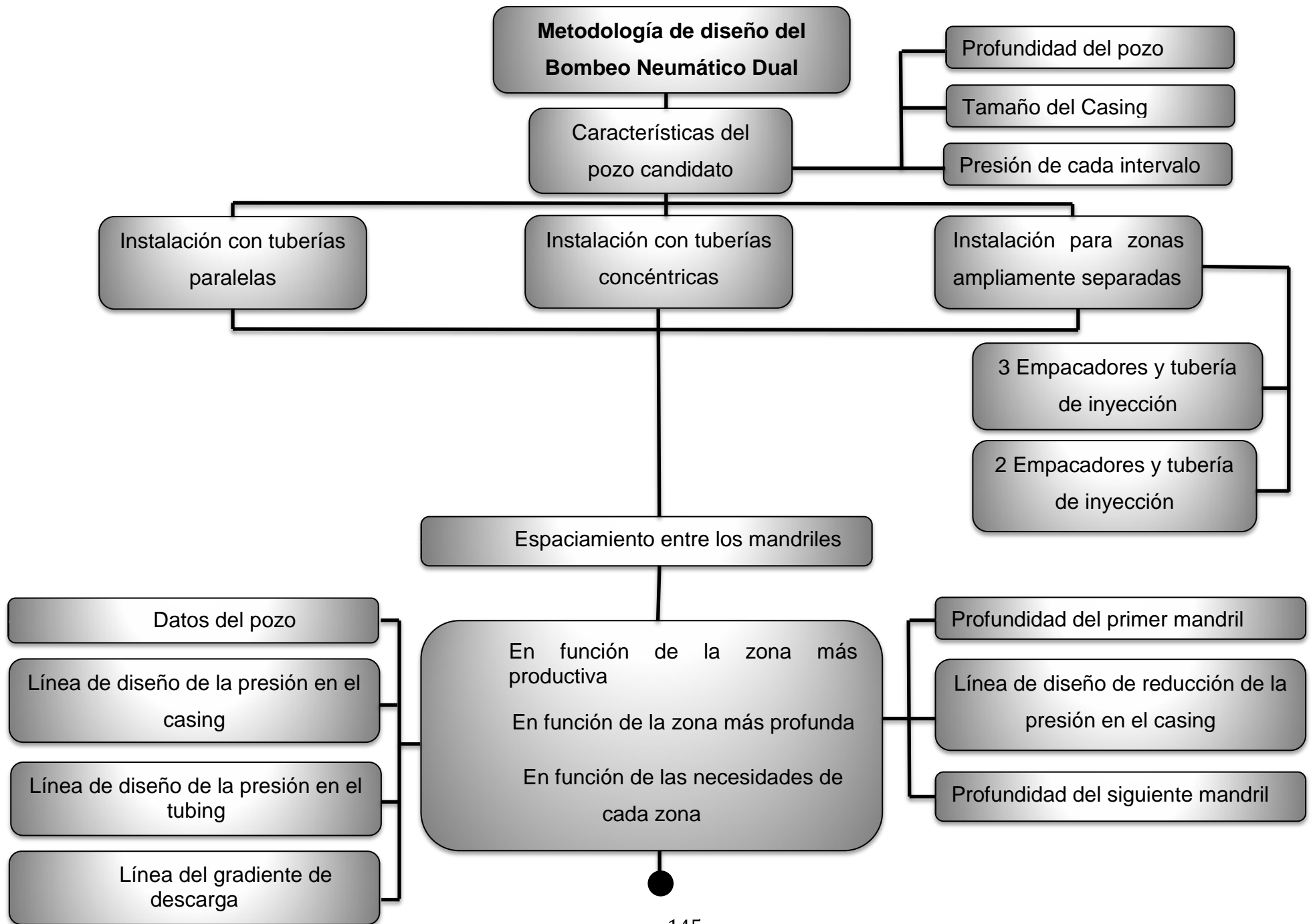
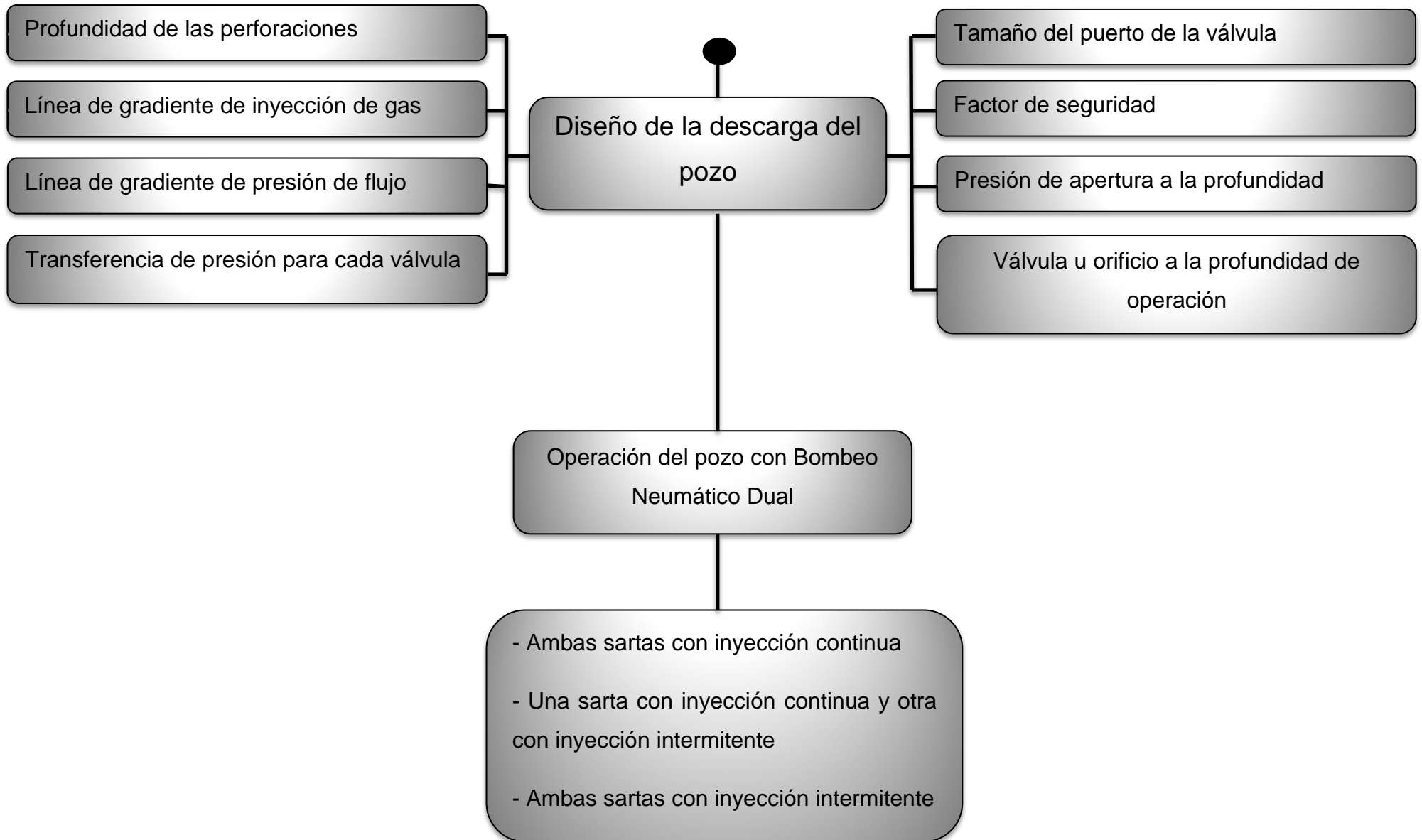


Figura. 3-13 Piloto de control de tiempo de inyección donde se representa el levantamiento de la zona inferior con la zona superior cerrada⁴

Ambas sartas operadas por válvulas OPT⁴

Cuando tenemos ambas zonas operando con válvulas OPT puede ser que solo se requiera una válvula de medición o una válvula de medición en la línea de inyección, siempre y cuando las válvulas OPT sean capaces de cerrar con la presión total del casing (sin ninguna disminución como es usual). Sin embargo si es necesario acelerar la frecuencia de ciclo que la que normalmente puede operar en ambas zonas, entonces se requerirá una disminución en la presión del casing antes de que las válvulas OPT cierren, entonces se puede utilizar para su funcionamiento una válvula motora que corte la inyección de gas en un determinado tiempo previamente establecido y con esto se producirá una disminución en la presión del casing.





BIBLIOGRAFÍA

1. “**Design, Operation and Troubleshooting of Dual Gas-lift Wells**”; Practicas recomendadas por el American Petroleum Institute. Primera edición 2010.
2. Jerry B. Davis and Kermit E. Brown; “**Attacking Those Troublesome Dual Gas Lift Installations**”; SPE 4067, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers 1972.
3. Lambie D.A. and Walton R.O; “**Gas Lift in Multiple-completed Wells**”; SPE 68107, Shell Oil Company, Midland ,Texas. 1968.
4. Herald W. Winkler; “**Gas Lift Manual**”; Camco Inc. 1962.
5. Alí Antonio, Hernández Guitian, Sharon Imelda y María Tinoco; “**Manual del curso de levantamiento por gas avanzado**”; PDVSA. Primera edición. Los Teques 2001.
6. “**Guía de Terminación y Mantenimiento de Pozos**”; Subgerencia de Terminación y Mantenimiento de Pozos. PEMEX.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3-1 Instalación con tuberías paralelas	4
Figura 3-2 Instalación dual concéntrica en un pozo dual	4
Figura 3-3 Instalación dual para dos zonas ampliamente separadas.....	4
Figura 3-4 Instalación con tres empacadores para zonas ampliamente separadas 3	
Figura 3-5 Instalación con dos empacadores y tubería de inyección	1
Figura 3-6 Válvula operada por presión en el Tubing	5
Figura 3-7 Válvula operada por presión en el Casing	5
Figura 3-8 Carta de capacidad del estrangulador	4
Figura 3-9 Registro de la presión del Casing de una instalación dual.....	4
Figura 3-10 Carta de registrador de tres plumas para una instalación dual	4
Figura 3-11 Regulador de presión	5
Figura 3-12 Carta de registrador de presión de tres plumas de un pozo.....	4
Figura 3-13 Piloto de control de tiempo de inyección.....	4

LISTA DE TABLAS

Tabla 2 Características necesarias para describir el pozo	1
Tabla 3 Características a considerar para el diseño del BN.....	1



CAPÍTULO

4

**AUTOMATIZACIÓN
Y
ACCESORIOS ESPECIALES
EN EL
BOMBEO NEUMÁTICO DUAL**

4. CAPÍTULO IV Automatización y Accesorios Especiales

El Bombeo Neumático Dual (BND) eficientemente aplicado tiene un trasfondo en su cuidadosa selección y adecuado diseño; sin embargo también fuertemente influenciado en su eficiente operación apoyada de los equipos necesarios, un riguroso monitoreo y control. En este capítulo se hablará de las características de los sistemas de automatización y equipos especiales requeridos para su correcta operación.

4.1. Equipo Especial ¹

En general cualquier operación que se vaya a realizar en un pozo petrolero debe ser cuidadosamente diseñada; sin embargo en muchas ocasiones es escasa la información disponible para hacer el mejor diseño. En muchos casos se hacen diseños muy modestos o utilizando equipo que puede ser fácilmente recuperado en dado el caso de que no resultara ser el más indicado. Al hablar de equipo recuperable puede tratarse de casi cualquier componente de la infraestructura del pozo. Un ejemplo de ello, puede ser el caso anteriormente tratado, sobre las pruebas que se realizan a una instalación de BND, la utilización de válvulas de prueba recuperables para darnos una idea del comportamiento de la inyección de gas en una o ambas zonas del pozo. El equipo recuperable suele ser entonces una atractiva alternativa para los casos donde el grado de incertidumbre de la información así lo requiera, pudiendo disminuir fuertemente la inversión en el equipo.

Un pozo puede estar inicialmente equipado con equipo recuperable (inmediatamente después de su terminación) y en un futuro (al instalar un SAP) se puede recuperar fácilmente este equipo para cuando se tenga suficiente información para realizar un diseño adecuado y definitivo. En algunos casos se prevé desde el desarrollo del campo el tipo de SAP que se utilizará para la etapa

cuando la presión del campo decline, entonces puede ser posible que los nuevos pozos se terminen con mandriles y válvulas recuperables para disminuir los costos de reparación de pozos.

4.1.1. Empacador Dual²³

El empacador es quizá el accesorio más importante a lo largo de la sarta de producción. Este es uno de los accesorios de fondo más utilizadas, su función principal es la de aislar la tubería de producción del espacio anular para tener control de la producción. El empacador contiene elementos que lo fijan a la pared interna de la tubería de revestimiento dándole sustento a la sarta de producción. El empacador se ancla con unas cuñas, además de poseer elementos sellantes, estos empacadores se pueden clasificar según su método de asentamiento y su posibilidad de recuperación en superficie.

Para operaciones concernientes al BND, el empacador dual suele montarse en la tubería larga para que esta se mantenga en tensión al introducir la tubería corta. En el mercado podemos encontrar empacadores en los cuales ambas tuberías pueden ser desmontadas, se recomienda que el empacador no necesite de rotación de la sarta para poder ser liberada. Se considera que un empacador dual de tipo hidráulico recuperable sea utilizado para este tipo de operación. En la **Figura 4-1** se observa una terminación dual utilizando un empacador hidráulico recuperable dual.

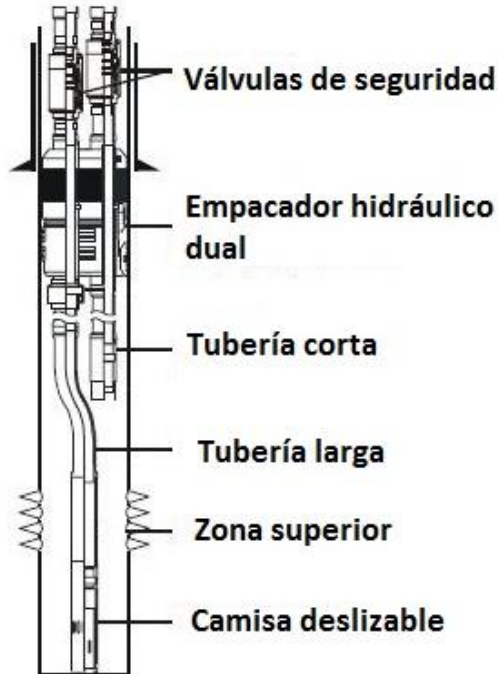


Figura. 4-1 Instalación dual con empacador hidráulico recuperable

Un empacador hidráulico es aquel cuyo mecanismo de asentamiento se activa mediante la aplicación de presión diferencial sobre la tubería de producción, esto significa que no necesitan de la manipulación de la tubería de producción (**Figura 4-2**). Sin embargo necesitan de algún tipo de bloqueo en la tubería que permita el incremento de la presión promedio ocasionando el movimiento de sus pistones para anclar sus cuñas a las paredes de la tubería de revestimiento.



Figura. 4-2 Empacador hidráulico dual RDH, Halliburton ³

Observaciones para implementarlos

- Fáciles de asentar y recuperar.
- No se requiere manipulación de la tubería para su asentamiento.
- Para pozos con profundidades moderadas.
- Soporta hasta 7500 lb/pg² de presión diferencial.
- Buenos para temperaturas hasta de 300 F.
- Pozos desviados.
- Existen modelos duales.
- Requieren mínimo de 2500 lb/pg² aplicadas en la tubería para su asentamiento.
- Requieren de algún mecanismo para taponar la tubería para su asentamiento.

Instalación del empacador dual ³

Corrida en el pozo: El empacador dual se introduce en la tubería larga (recomendado), aunque tiene la ventaja de poder correr ambas tuberías simultáneamente si así lo dictan las condiciones. Debe ser situado en la profundidad deseada (justo por encima de la zona superior) (**Figura 4-3**).

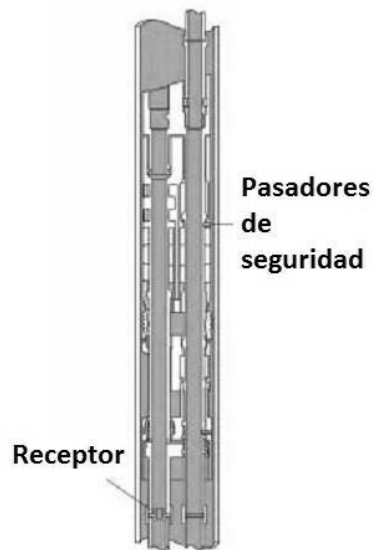


Figura. 4-3 Corrida del empacado dual ³

Asentamiento: Se deja caer una esfera en el asiento o con línea de acero se acciona un tapón para sellar la tubería en la que se está corriendo por debajo del empacador. Entonces se aplica presión hidráulica al cilindro para obligar al pistón a accionar el mecanismo de ajustarse a través de la tubería. Cuando la presión hidráulica entra en el cilindro y el pistón obliga a la expansión de las cuñas y presión diferencial por debajo de los elementos de sello del empacador permiten accionar los mecanismos superiores de sujeción (**Figura 4-4**).

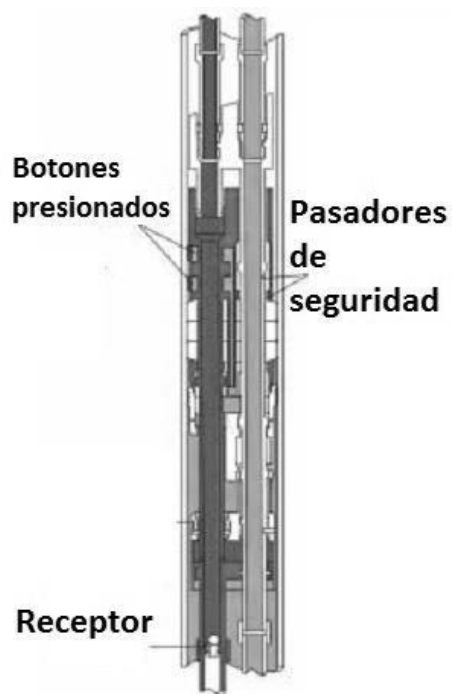


Figura. 4-4 Anclaje del empacador dual³

Recuperarlo: Después de liberar la tubería corta debemos circular por encima del empacador y retirar la tubería corta. Cuando se tira de la tubería corta se liberan los pines de la tubería larga, después de eso el empacador puede ser recuperado (**Figura 4-5**).

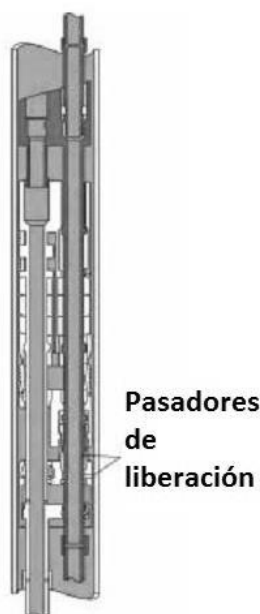


Figura. 4-5 Recuperación del empacador dual ³

4.1.2. Árbol de válvulas y colgador dual ⁴

Para operar una instalación de BND es necesario utilizar un árbol de válvulas dual, para permitir la producción de dos zonas de forma simultánea e independiente. El árbol de válvulas es el conjunto de válvulas instaladas por encima del cabezal del pozo. El árbol debe ser capaz de permitir el paso de los mandriles de ambas sargas de producción. Para terminaciones duales el árbol de válvulas casi siempre suele ser de bloque sólido (**Figura 4-6**), mientras que para terminaciones sencillas el árbol está compuesto por elementos que son bridados uno a otro.

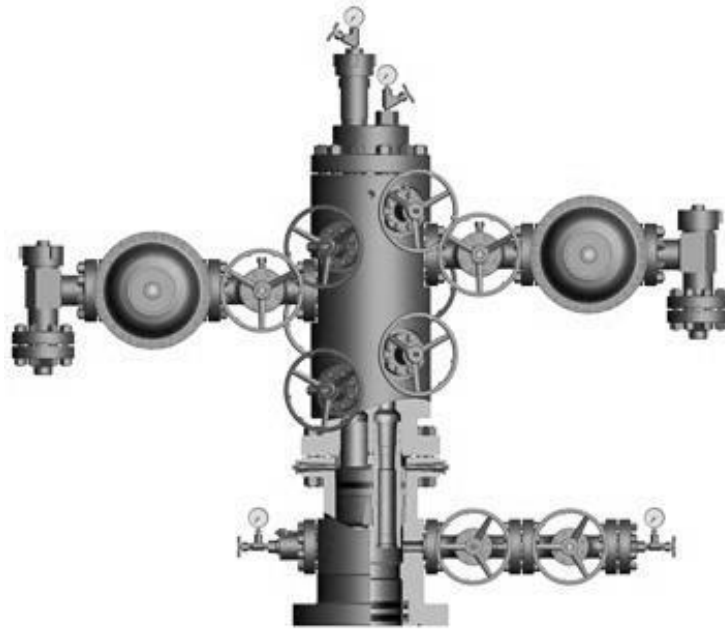


Figura. 4-6 Árbol de válvulas dual

De igual forma se debe contar con un colgador dual que soporte ambas tuberías y proporcione un sello hermético en el espacio anular. Este accesorio se enrosca en la parte superior de ambas tuberías, a través del él debe pasar una línea hidráulica para accionar la válvula de seguridad controlada desde la superficie, en el caso de una terminación dual pasan dos líneas hidráulicas. En la **Figura 4-7** se observa un colgador dual, accesorio indispensable para el BND.

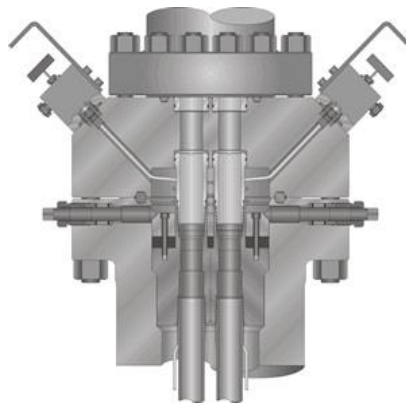


Figura. 4-7 Colgador dual

4.1.3. Mandriles con oreja deflectora ⁵

Mandriles con deflector para su recuperación son usualmente utilizados en instalaciones duales con tuberías paralelas. Estos mandriles están diseñados para pasar junto con otros mandriles mientras se está corriendo la segunda tubería, teniendo un deflector por encima y por debajo de las válvulas de BN. En algunas instalaciones una tubería tiene mandriles recuperables y la otra tiene mandriles con deflector. Si el empacador dual es diseñado para que solo una sarta sea recuperable, entonces los mandriles con deflector deberán instalarse en la sarta desmontable. La **Figura 4-8** muestra un esquema del mandril con oreja deflectora.

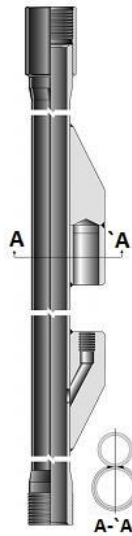


Figura. 4-8 Mandril con oreja deflectora ⁵



Figura. 4-9 Válvula ficticia, Weatherford

4.1.4. Válvulas recuperables

En ocasiones cuando un pozo se ha terminado, es usual instalar el aparejo de BND (cuando se ha elegido como SAP a emplearse). Sin embargo dicho aparejo puede ser montado con equipo recuperable, tal es el caso de válvulas “ficticias”.

Las válvulas ficticias son válvulas que tienen un cuerpo sólido en el que se encuentran dos unidades de sellos que actúan sobre el interior del mandril de

bolsillo. Estas válvulas son usualmente utilizadas para aislar la presión entre el casing y el tubing hasta que las válvulas de BN se requieran. Otra aplicación de este tipo de válvulas es para la presurización de la tubería en diversos procedimientos. La **Figura 4-9** representa una válvula ficticia de 1 pg de diámetro.

4.1.5. Niples

Los Niples de asiento usualmente se instalan en la tubería para proporcionar un medio de fijación y sello a los dispositivos de control subsuperficial y herramientas permanentes para operaciones de reparación y terminación de pozos **Figura 4-10**. Cuando se hace una terminación dual con tuberías paralelas, es posible instalarlos con un tapón ciego en uno de sus extremos para probar la tubería en la que han sido instalados, para aislar una zona con el fin de que la tubería se pueda extraer sin tener que matar esa zona o como para la instalación de empacadores hidráulicos. Los Niples tienen muchas aplicaciones para todo tipo de operación.



Figura. 4-10 Niple ³

4.1.6. Dispositivos de circulación

Camisas deslizables o una válvula de circulación es recomendable que sea instalada entre empacadores y por encima del empacador dual. Estos dispositivos deben ser instalados con la finalidad de limpiar el pozo, matar la zona donde se encuentran instalados o algún tratamiento necesario, en el caso del dispositivo instalado por encima del empacador dual, este puede ser un niple perforado para

permitir la limpieza del espacio anular superior . La **Figura 4-11** muestra un niple perforado utilizado como dispositivo de circulación. Estos dispositivos pueden ser accionados por medio de operaciones con línea de acero.

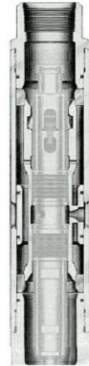


Figura. 4-11 Niple perforado ⁵

4.2. Automatización ⁶

La automatización es el uso de sistemas o elementos computarizados o electromecánicos para controlar la operación de maquinarias o dispositivos que controlan la operación de algún proceso industrial, los procesos automatizados sustituyen en muchos casos a operadores humanos. La automatización es mucho más amplia que un sistema de control, ya que la automatización incluye toda la instrumentación (sensores, transmisores, receptores, sistemas de control y recolección de datos de campo) además de tener un software en tiempo real para que el operario tenga la certeza de la correcta operación del sistema.

Las ventajas de contar con procesos automatizados es el incremento de la productividad del proceso realizado, reducción del trabajo y rápida respuesta de los dispositivos para controlar alguna falla en el sistema. Sin embargo la desventaja es el requerimiento de un gran capital para su implementación.

Objetivos de la Automatización:

- Mejorar la productividad de la empresa, reduciendo los costos de la producción y mejorando la calidad de la misma.
- Mejorar las condiciones de trabajo del personal, suprimiendo los trabajos penosos e incrementando la seguridad.
- Realizar las operaciones imposibles de controlar intelectual o manualmente.
- Mejorar la disponibilidad de los productos, pudiendo proveer las cantidades necesarias en el momento preciso.
- Simplificar el mantenimiento de forma que el operario no requiera grandes conocimientos para la manipulación del proceso productivo.
- Integrar la gestión y producción.
- Generar proyectos de procesos en los cuales se maximicen los estándares de productividad y se preserve la integridad de las personas que operan.
- La capacidad de procurar la mantención y optimización de los procesos que utilicen la tecnología de automatización.
- Utilizar criterios de programación para crear y optimizar procesos automatizados.

La tecnología programada está basada fundamentalmente en los avances en el campo de los microprocesadores. Los ordenadores como parte de mando de un automatismo presenta la ventaja de ser altamente flexible a modificaciones en el proceso de producción. En la actualidad la industria busca con la automatización un máximo rendimiento en su producción al menor costo posible. Por lo tanto la automatización debe ser eficaz y económica para la optimización de los recursos disponibles.

La automatización de cualquier SAP nos ayudará a mejorar la eficiencia del sistema y tener un mejor control de su producción. A menudo se piensa que el BND es muy difícil de automatizar debido a los muchos problemas derivados de su mala operación. Sin embargo es posible seguir una serie de recomendaciones para su automatización y potencialmente puede derivar en una larga eficiente operación y hacer rentable su inversión.

En la automatización de los sistemas se pueden transferir grandes cantidades de datos, estos sistemas convierten datos en bruto en información real en el momento adecuado.

Algunos problemas frecuentes en operaciones de BN son:

- Baja o alta presión de inyección de gas
- Fugas en tuberías
- Múltiples puntos de inyección
- Inestabilidad

El problema de la inestabilidad podría ser diagnosticado monitoreando la presión en el la cabeza del tubing y casing (THP, CHP) y la producción de líquido en la cabeza del pozo. Normalmente este problema se resuelve mediante el aumento de la inyección de gas o hacer un nuevo diseño de la válvula operante, sin embargo varias soluciones se podrían utilizar para mejorar el comportamiento del BND sin intervención del pozo; estas soluciones son el objetivo principal de este tipo de tecnología. La reducción de los problemas de inyección de gas se puede lograr mediante la adquisición de los parámetros de operación apropiados y el uso de esos datos para aumentar la eficiencia de la producción. La transformación de datos en información puede alcanzarse más rápida y eficientemente con los procesos de trabajo automatizados.

Los principales objetivos de la implementación de sistemas de producción automatizados son:

- Proporcionar un sistema de control interactivo que ayudara al operador en la gestión de los pozos de BND
- Aumentar la comprensión de las cuestiones operacionales que afectan al BND
- Desarrollar la capacidad de optimizar la producción tanto con la automatización y la intervención manual

La automatización del BND funciona con los datos de producción en superficie (presiones, temperaturas, tipos de fluidos, estrangulamiento, corte de agua, RGA y un modelo en real realizado por un software de análisis nodal) y lleva a cabo las siguientes actividades:

- Visualiza los parámetros operacionales en tiempo real de los pozos operados por BND.
- Visualiza los datos en tiempo real de un solo pozo.
- Activa un diagnóstico de comportamiento del pozo el cual incluye una comparación con las condiciones de diseño y las condiciones de producción presentes.
- Activa la funcionalidad de optimización del BND.

La automatización del BND tiene el objetivo principal de monitorear y hacer mediciones de los parámetros clave del pozo tales como: la presión de inyección, presión de producción, gasto de producción, etc. Este monitoreo y medición se hacen con el objetivo de analizar el comportamiento del sistema y poder así identificar fallas o zonas susceptibles, pero también podemos tener el control del bombeo de cada pozo con el fin de obtener el comportamiento individual óptimo. Es de suma importancia que los operarios del bombeo conozcan todos los equipos auxiliares para su automatización para que puedan hacer un uso efectivo de ellos.

La **Figura 4-12** muestra un diagrama de una instalación de bombeo neumático intermitente con ayuda de tecnología automatizada. La optimización de la producción en instalaciones de BN permite incrementar la producción de aceite mediante la detección electrónica del nivel de fluidos en el interior del pozo, esto con el fin de reducir los tiempos de espera improductivos derivados del desconocimiento de la velocidad de crecimiento del bache. Este proceso se realiza con la automatización de válvulas y monitoreo vía telemetría de las condiciones de operación del pozo, dichas condiciones de operación son controlados por un servidor central ubicado en las instalaciones de monitoreo.

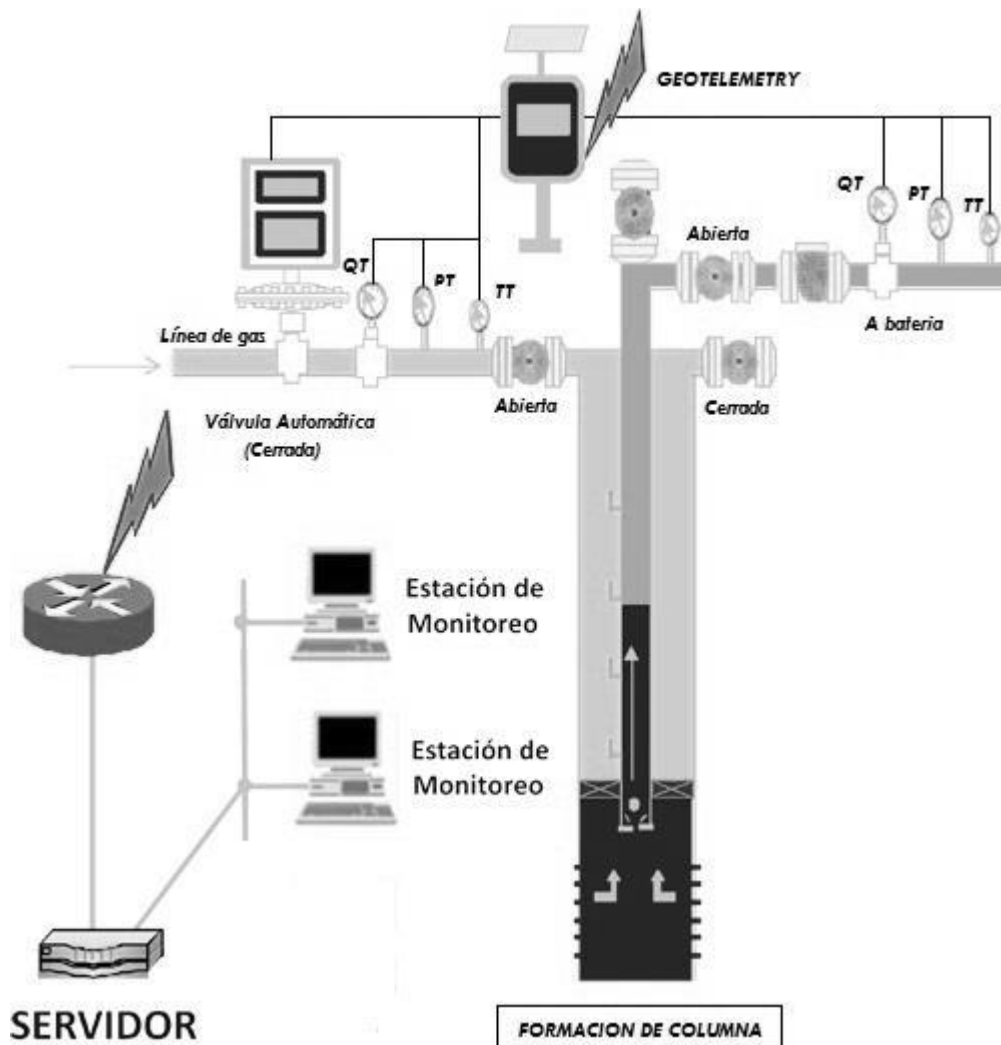


Figura. 4-12 Instalación de B.N.I con dispositivos automatizados

4.2.1. Principales parámetros de medición ⁸

Para la automatización del BND las siguientes variables deben ser medidas en cada pozo. Recordemos que para cualquier variable que pueda ser controlada, debe primero ser medida con precisión. **La Figura 4-13** muestra un esquema de los parámetros a medir en una instalación de BN.

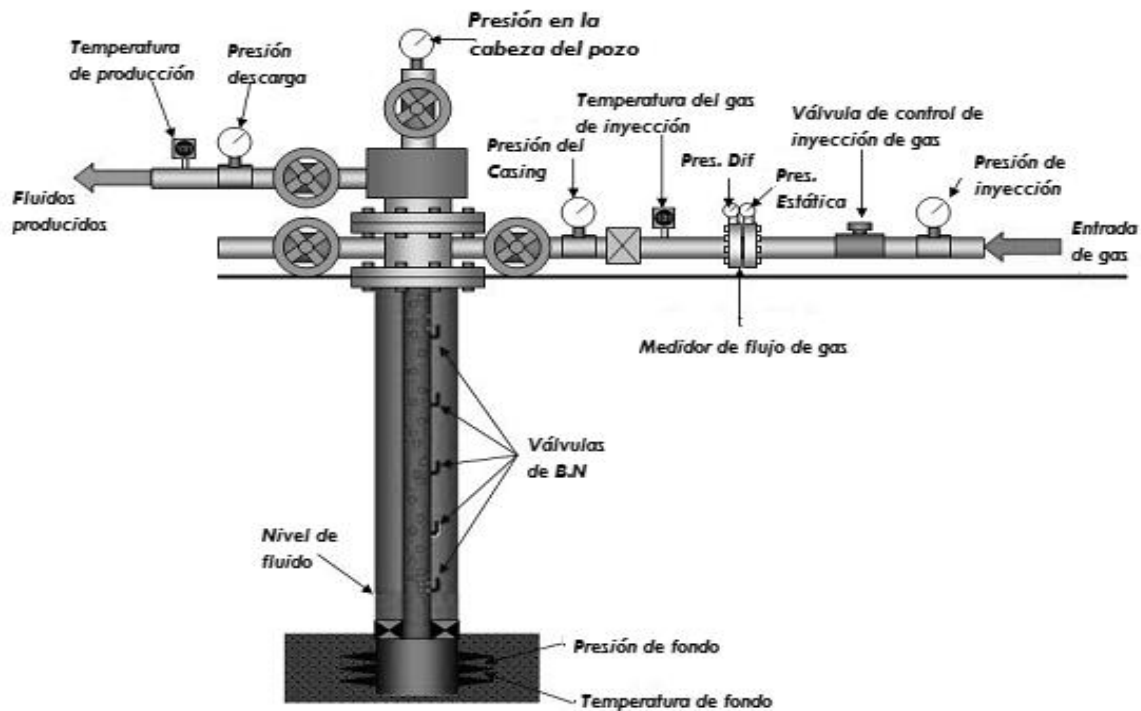


Figura. 4-13 Principales parámetros de medición

Gasto de inyección: El gasto de inyección de gas deber ser medido para que pueda ser controlado. La inyección del gas puede ser controlada desde la superficie o de manera independiente para cada zona, sin embargo el gasto de entrada del gas de inyección rigurosamente debe ser medida desde la superficie a través de una placa de orificio o directamente desde el manifold de inyección de gas.

Presión de inyección: La medición de la presión de inyección es necesaria para analizar el rendimiento de cada zona del pozo. Esta presión de inyección en superficie puede usarse para calcular la presión en el pozo a la profundidad de cada mandril para cada lado del pozo.

Presión de producción: Conocer la presión de producción para cada zona del pozo es necesario para el análisis. En medida de lo posible debe ser medida en la cabeza del pozo arriba de cualquier obstrucción.

Temperatura de inyección: En algunos la presión de inyección no puede ser determinada con la precisión requerida, por ello es necesario hacer una serie de mediciones de temperatura. Una medida de la temperatura se puede utilizar para corregir las mediciones en todos los pozos del manifold.

Gasto de producción: Esta medida es fundamental, su medición debe ser tal que sea lo más precisa posible a un costo razonable. Un método común para ello es con la presión diferencial que se mide en un dispositivo de caída de presión, este dispositivo puede ser un estrangulador. Con ayuda de la presión de producción y el gasto de inyección de gas, se puede estimar el gasto de producción de líquido y del gas.

Presión en la línea de descarga: La presión en la línea de descarga nos puede indicar alguna obstrucción a lo largo de la línea, recordemos que en muchos casos en México se producen crudos altamente cerosos pudiendo con el tiempo ocasionar grandes depósitos de ceras en el interior de la línea ocasionando problemas operativos.

Gasto total de gas de inyección disponible: Este gas es el total que tenemos disponible para inyectar hacia los pozos para operaciones de BN. Sin embargo esta medición se compone de varias mediciones, por ejemplo el gas que proporcionan varios compresores al sistema y descontar el total de gas que se utiliza como combustible para algunos equipos o el que se ventea en el quemador.

La **Figura 4-14** muestra un esquema de las principales áreas de medición a considerar para la operación del BND, el número representa cada área del sistema de BND.

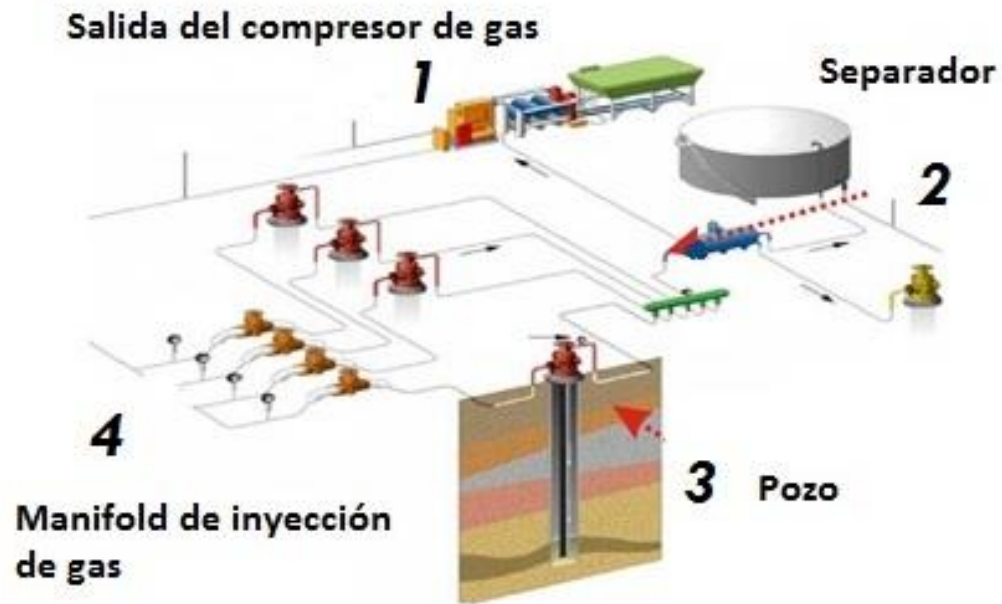


Figura. 4-14 Red de BND

1 A la salida del compresor de gas y entrada a la red de inyección de gas de BND.

- Presión de entrada de gas.
- Volumen de entrada de gas
- Temperatura de gas.

2 A nivel del separador.

- Presión de entrada del separador
- Temperatura de entrada al separador
- Volumen de gas y petróleo

- Presión del separador
- Temperatura del separador
- Presión de salida del separador
- Temperatura de salida del separador

3 A nivel del pozo.

- Presión en cabezal del pozo
- Temperatura en la cabeza del pozo
- Presión a la salida del pozo.
- Temperatura a la salida del pozo.

4 A nivel de Manifold de inyección de gas.

- Presión de entrada del gas al pozo.
- Volumen de entrada de gas al pozo.
- Presión de salida del gas hacia el pozo.
- Temperatura del gas.
- Datos de las válvulas automáticas.

4.2.2. Sistema de monitoreo ^{8 9 11 12}

El monitoreo es una actividad continua que usa la recolección sistemática de datos sobre indicadores específicos, para guiar a los responsables, operarios e implementadores de estrategias para el desarrollo del proyecto o sistema analizado. El monitoreo se lleva a cabo con información recolectada de los parámetros que indican el comportamiento del sistema de producción.

El monitoreo se efectúa para evaluar el comportamiento de un sistema de producción tal cual se muestra en la **Figura 4-15** donde se instala un equipo que monitorea continuamente las condiciones de producción del pozo. La evaluación es el diagnóstico sistemático y objetivo de un sistema, esta evaluación incluye el

análisis de aspectos como el diseño, implementación y los resultados obtenidos. En la implementación del SAP es necesario la implementación de un monitoreo de la operación de dicho sistema. En el BND deben ser monitoreados aspectos como la presión de inyección de gas para tener un eficiente levantamiento de la columna de fluido dentro del pozo, por ende su objetivo es determinar la relevancia y cumplimiento de los objetivos planteados.

El monitoreo es el proceso de observación de las condiciones de producción para verificar su correcto funcionamiento y sus objetivos son:

- Clarifica los objetivos del programa.
- Relaciona las actividades y sus recursos con los objetivos.
- Traduce los objetivos en indicadores de desempeño y establece metas específicas.
- Establece una rutina de recolección de datos basada en estos indicadores y compara los resultados actuales con las metas establecidas.
- Reporta los progresos a las personas a cargo y los alerta sobre los problemas que se van presentando.

Debido a que el monitoreo va de la mano con la evaluación es preciso establecer los roles que conlleva la evaluación de un sistema.

La evaluación es la apreciación del correcto funcionamiento de proceso:

- Analiza las razones por la que los resultados planeados fueron o no alcanzados.
- Diagnostica las contribuciones específicas de las actividades a los resultados.
- Examina el proceso de evaluación.
- Explora los resultados no esperados.

- Proporciona lecciones, resultados significativos obtenidos y ofrece recomendaciones para su mejoramiento.



Figura. 4-15 Monitoreo del BND

El monitoreo del comportamiento de un sistema es un aspecto fundamental para verificar que se están cumpliendo los objetivos planteados y para incrementar la seguridad del personal que labora. Es preciso que la industria petrolera incorpore en mayor medida sistemas automatizados que contengan un adecuado monitoreo de las condiciones para que estas puedan ser adecuadamente evaluadas, además de que el monitoreo es una poderosa herramienta que puede ser usada para mejorar la capacidad de operación. Si los encargados de la operación del BND no pueden reconocer las fallas, tampoco podrán corregirlas.

El continuo monitoreo es una tarea que debe llevarse día a día para tener datos del comportamiento de la producción del pozo con respecto a los datos de inyección de gas y analizar lo que está sucediendo dentro del pozo. En cualquier momento el pozo puede dejar de producir al gasto establecido y ocasionarnos problemas de producción diferida y que el gas inyectado sea desperdiciado dada las características de producción. El continuo monitoreo es esencial para evitar o corregir estos problemas, dado que el pozo debe ser operado de la forma en que fue diseñado para ser operado. Cualquier elemento supervisado requiere de la instalación de un dispositivo, el cual debe ser calibrado, mantenido y revisado periódicamente.

El proceso de producción en instalaciones petroleras a menudo requiere de controladores electrónicos que tengan la capacidad de operar el pozo eficientemente. Sin embargo al momento de plantear la instalación de algún dispositivo en el pozo, primero debe hacerse una discusión sobre cuál será la mejora que este dispositivo producirá en el sistema.

En muchos casos la supervisión del proceso de producción ha necesitado que el personal operativo haga viajes continuos para verificar que los procesos realmente están funcionando correctamente y esto ha llevado a una pérdida de tiempo, ya que los operarios podrían descuidar otras áreas de interés. La telemetría es una solución viable, el uso de la telemetría se ha convertido en un método para mantener el control de pozos.

Un tipo de telemetría fiable para el control automático del pozo es aquel que contiene un dispositivo inteligente el cual tiene cargado en su sistema las condiciones bajo las cuales debe de operar el pozo, estas condiciones son cargadas al sistema por el Ingeniero de operación de la red de BND. El dispositivo contara con un diagrama de flujo, para que con los datos de entrada se comparen con los datos de la producción y así realizar las correcciones pertinentes en el proceso de producción o inyección de gas según sea el caso.

El sistema de telemetría es una unidad fiable y sólida que no se ve afectada por las condiciones de cualquier tipo de clima, además de estar alimentados con sistemas independientes de energía.

Aunque el sistema de telemetría es un gasto necesario en muchos casos, es preciso hacer una selección de los pozos que no deben prescindir de dicho sistema:

1. Ubicaciones extremas donde a los operarios les sea difícil acceder (terrenos complicados, una distancia muy larga o rígidas restricciones de la normativa para las zonas protegidas).
2. El pozo se encuentra en condiciones inestables de flujo y los comportamientos erráticos son impredecibles.
3. El personal de producción está descuidando áreas estratégicas al realizar la supervisión de los pozos.
4. El personal no está suficientemente capacitado para corregir los problemas en el pozo.
5. El pozo constantemente disminuye su flujo (por incrustaciones de parafina).
6. El ingeniero encargado de la producción del BND está realizando proyectos paralelos y no puede hacer los ajustes necesarios para obtener resultados óptimos.

Además de las condiciones anteriores, un sistema de telemetría puede ayudar al personal encargado a ajustar y operar los pozos de mejor manera. El personal de oficinas centrales puede ver las condiciones de operación de cada pozo y observar los resultados de los nuevos parámetros.

El controlador de telemetría es un dispositivo necesario para que el ingeniero de operación del BND observe la producción individual de cada pozo y así controlarla. El uso de este dispositivo asegurara que el pozo operara a una tasa de producción o inyección de gas óptima.

El controlador tiene en el pozo un transductor de presión para el revestimiento, tuberías de inyección y líneas de descarga (dos líneas de descarga debido a que es una terminación dual). Los transductores de presión no son solo para leer la presión, son parte del proceso de toma de decisiones en cuándo, dónde y cómo se abra la válvula de la producción del pozo.

La respuesta inmediata a cualquier anomalía en la operación del sistema de BND puede salvar un sistema de producción de daños graves, evitar un derrame o una lesión.

Los registradores gráficos y válvulas de control manual, aunque el uso de estos no implica un sistema automático, también son de gran importancia para el continuo monitoreo y seguridad de la instalación, sin embargo la problemática que ha ocurrido en muchas regiones del país con el uso de estos equipos es que el tiempo de respuesta es muy prolongado debido al tiempo necesario para analizar los gráficos y el traslado de los operarios al lugar del percance. Sin embargo gracias a la automatización, muchos registradores de presión son sustituidos por gráficos de tendencias almacenados en un sistema computarizado donde se encuentra toda la historia de producción del pozo, es conveniente verificar la tasa de muestreo para obtener las curvas de tendencias adecuadas, con un tiempo de muestreo demasiado prolongado se perdería demasiada información valiosa sobre el comportamiento real del pozo. El uso de equipos de control manual es recomendable en casos donde se tiene el personal suficiente para realizar este trabajo en los tiempos adecuados.

En la actualidad hay un gran número de proveedores de todo tipo de controladores electrónicos. Es tarea del ingeniero a cargo seleccionar el tipo de controlador adecuado a las necesidades del sistema para evitar la compra de costosos equipos que pueden ser innecesarios a las necesidades presentes. La ventaja del uso de equipos electrónicos es que la medición de cualquier parámetro se puede transmitir de manera casi instantánea a un sistema informático para su análisis. En el BND algunos parámetros de ajuste al gasto de inyección pueden ser precargados a un controlador de flujo, de modo que la velocidad de inyección deseada pueda ser mantenida. Sin embargo cuando el problema no es directamente en el pozo, sino proviene de algún equipo externo, por ejemplo del paro de algún compresor, entonces deberán de entrar en acción equipos de

auxilio adicional como válvulas que cierren algunos pozos para evitar inestabilidad en los requerimientos de gas de cada pozo.

La mano de obra aun cuando se tiene una instalación automatizada es imprescindible, ya sea para obtener algunas mediciones o la supervisión y ajuste de los equipos.

Los equipos de automatización de la producción realizan la medición de todos los parámetros varias veces por minuto, la razón de ello puede ser que si las mediciones se realizaran con mayor tiempo una de la otra, podría ser posible que no identificáramos algunos fenómenos dentro del pozo. La adquisición de datos puede ser también usada para la calibración de los modelos según los datos obtenidos de los modelos teóricos. Si los valores medidos coinciden con los modelos, entonces el modelo es correcto, si esto no ocurre, entonces se debe verificar el modelo con el departamento de diseño.

Los sistemas de Telemetría tienen la ventaja de proveer al usuario información en tiempo real del comportamiento de las operaciones y de los

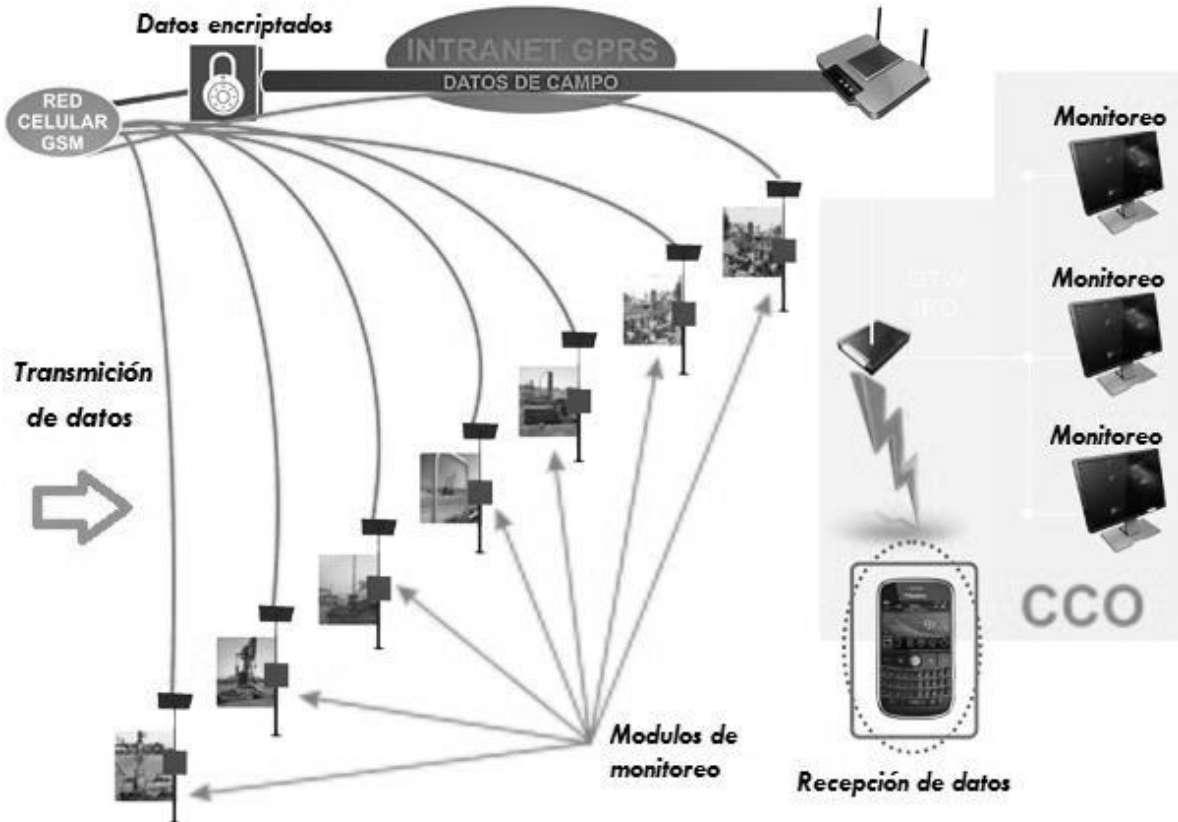


Figura. 4-16 Telemetría en la operación del BND

procesos del sistema de producción del BND. Este sistema de Telemetría incluso puede ser administrado desde telefonía celular, en la **Figura 4-16** se observa que los módulos de monitoreo envían datos hacia los dispositivos de monitoreo para en análisis de las condiciones de producción. Estos dispositivos son utilizados con el objetivo de tener mayor seguridad, ahorro y tener información estratégica oportuna. Estos sistemas son flexibles y permiten llegar a punto vitales en los procesos obteniendo datos para tener un control sobre elementos de difícil acceso y que por lo general no están bajo supervisión continua.

4.2.3. Sistema de control ^{8 9 11 12 14 15}

El concepto de control es muy amplio ya que puede abarcar desde un simple interruptor de encendido hasta el complejo de sistemas de computadoras que supervisan el funcionamiento de una refinería. El control es el manejo de las magnitudes o parámetros de un sistema de producción para mantener las condiciones óptimas del proceso.

El objetivo de un sistema de control es gobernar la respuesta del sistema controlado sin que deba intervenir directamente un operario sobre los elementos de salida. El operario manipula solamente las magnitudes de salida deseadas de ese sistema y el sistema de control se encarga de gobernarlas por medio de los accionamientos o actuadores correspondientes. El sistema de control opera con señales y con ellas los actuadores o dispositivos de control son los que controlan los parámetros del sistema controlado. En consecuencia podemos decir que el sistema de control es un conversor que ejecuta las órdenes dadas a través de los dispositivos, sin embargo en algún momento es indispensable que el operador verifique que el proceso está funcionando de manera correcta, caso que deberá cambiar si no se está cumpliendo el objetivo, tendrá que cambiar las consignas o recalibrar el sistema.

El control ha desempeñado una función vital en el avance de la optimización de los procesos. Cuando se analiza un sistema de control se debe conocer de algunos términos como:

Variable controlada: Es el parámetro deseado que se mide y se controla. Un ejemplo de ello puede ser la cantidad de gas que se inyecta a un pozo con bombeo neumático, es preciso que se controle dicha cantidad de gas de inyección para tener un correcto levantamiento.

Variable manipulada: Es el rango que se modifica para obtener un valor deseado.

Planta: Se llama planta a cualquier objeto físico que se va a controlar.

Perturbación: Es una señal que tiende a afectar adversamente el valor de la salida de un sistema.

La **Figura 4-17** muestra un diagrama de un dispositivo de control. Para lograr un adecuado control de algún proceso es necesario realizar una medición de las condiciones de entrada y salida del sistema para verificar la correcta operación del sistema.

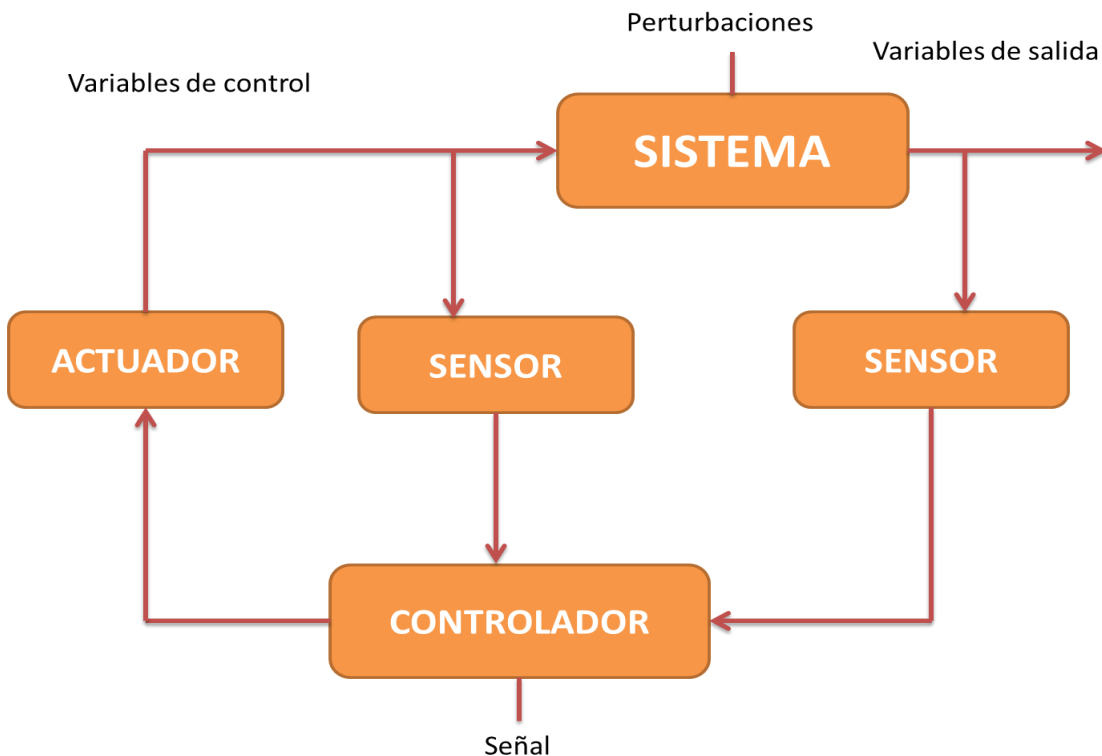


Figura. 4-17 Diagrama de la función de un dispositivo de control

Para una correcta automatización, después de identificar los parámetros a medir, es necesario controlarlos; el control del gasto de inyección puede realizarse desde el manifold de inyección de gas o directamente desde la cabeza de cada pozo, de tal forma que el gasto de gas sea tal que pueda ser capaz de levantar las dos zonas del pozo.

El personal de operación es fundamental para el éxito de un sistema de producción de BND. Los procesos automatizados ayuda a que el número de

horas-hombre aplicado a la ejecución del proceso de producción del BND se puede reducir a un mínimo.

Hay cinco grandes áreas de trabajo que participan en la aplicación de un sistema de control automático, estos son los siguientes:

1. Trabajo de modernización e instalación en el campo.
2. Sistema de fabricación de telemetría.
3. Fabricación del sistema informático.
4. Desarrollo de sistemas de comunicaciones.
5. Programación para el desarrollo del sistema.

Cada una de estas áreas es de igual importancia para la correcta instalación de un sistema automático de control en un sistema de BND un sistema de organización se observa en la **Figura 4-18**. Sin embargo dos objetivos se deben alcanzar antes de la exitosa operación del sistema.

1. Capacitación del personal encargado de mantener y operar el sistema automatizado.
2. Desarrollo de una mentalidad de orgullo de la propiedad del sistema.

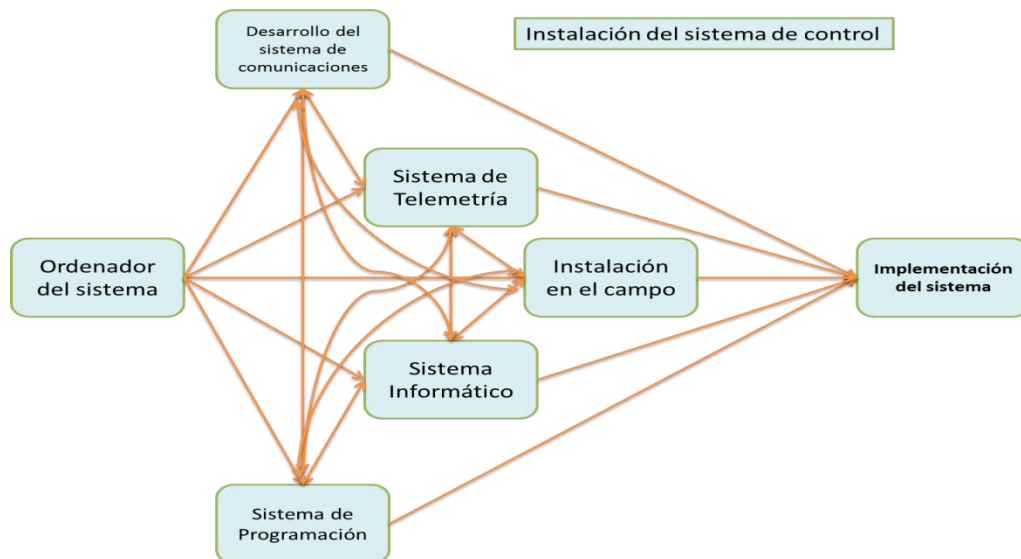


Figura. 4-18 Sistema de Control

El éxito del sistema de control automático es directamente proporcional a la medida en que el operador está implicado en el estudio, instalación y desarrollo del sistema.

Se requiere de una considerable participación de tres sub-organizaciones, en la **Figura 4-19** se observa un diagrama de organización de trabajo partiendo de tres áreas importantes:

1. Operaciones de producción.
2. Operaciones administrativas.
3. Personal de ingeniería.

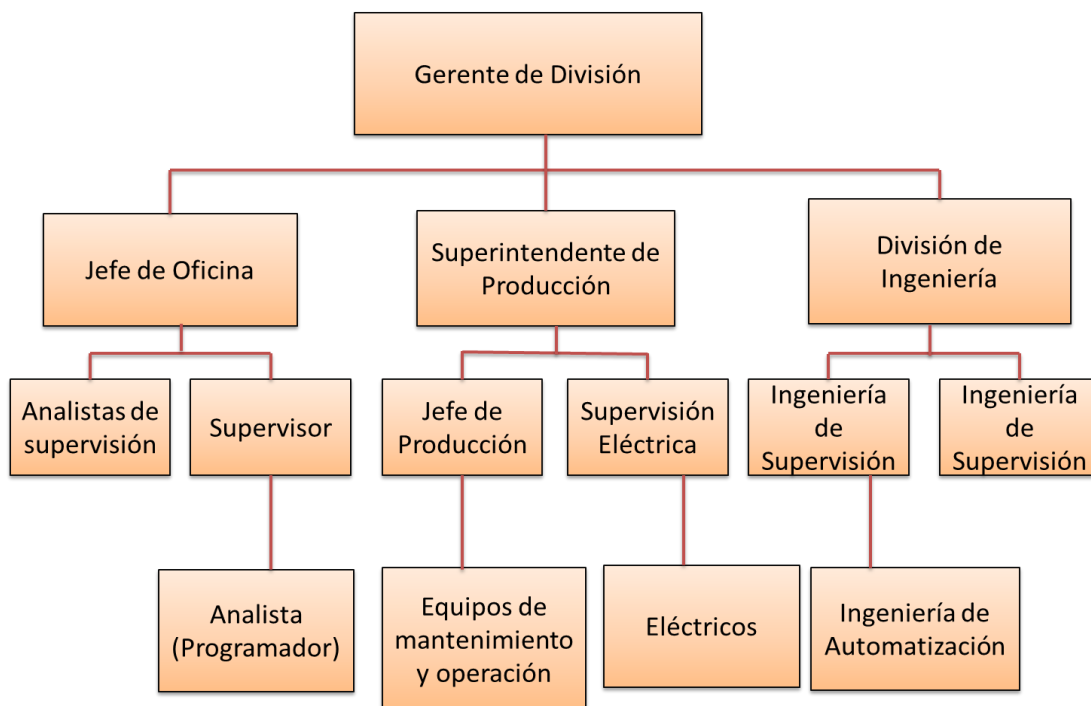


Figura. 4-19 Áreas de trabajo

Las responsabilidades de las cinco grandes áreas de trabajo se asignan de la siguiente manera:

	Área de trabajo	Asignación
1	Instalación y modernización del campo	Personal de operación
2	Fabricación del sistema de telemetría	Ingeniero de sistemas
3	Fabricación del sistema informático	Ingeniero de sistemas
4	Desarrollo de sistemas comunicacionales	Ingeniero de sistemas
5	Programadores para el desarrollo del sistema	Programador

El ingeniero en sistemas debe asumir el puesto de líder de equipo para coordinar las actividades en cada una de las áreas de trabajo como se muestra en la **Figura 4-20** la organización de trabajo para un sistema automatizado.

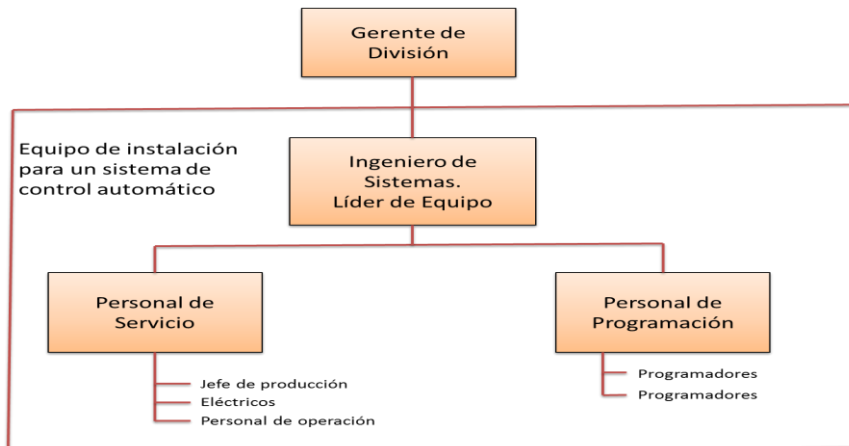


Figura. 4-20 Estructura de organización para un sistema automatizado.

Los sistemas de inyección deben ser continuamente supervisados por sensores instalados en las líneas de inyección de gas para el BND para asegurar que el volumen adecuado y la presión de operación son los adecuados.

El sistema de telemetría debe de ser cuidadosamente probado para verificar la correcta comunicación hombre-dispositivo de monitoreo.

1. Planificar las necesidades de comunicación para el sistema de telemetría, incluidas las especificaciones de operación de cada equipo.
2. Supervisar y coordinar la instalación de circuitos de comunicación.
3. Supervisar y coordinar la fabricación de equipos de comunicación Hombre-máquina.
4. Análisis de todos los circuitos de comunicación de respuesta de frecuencia antes de la instalación del sistema.

La excelente comunicación Hombre-dispositivo de monitoreo es un ingrediente necesario para el éxito de un sistema de control automático para operaciones de BND. Las instalaciones de comunicación telefónica es una de las más utilizadas en la industria petrolera.

El éxito de la adaptación a un sistema de control automático depende en gran medida de la actitud y la aceptación del sistema automático por parte del personal de operación. Al implementar un sistema automatizado es necesario llevar a cabo un periodo de formación para el personal de operación.

Etapas 1

1. Presentar las fases de automatización.
2. Presentar el sistema de control de la operación
3. Revisión de los componentes individuales de hardware en el campo.
Identificar cada tipo de dispositivo con un color específico para facilitar a los trabajadores la asimilación del sistema automático.

4. Explicar el funcionamiento de telemetría.
5. Discutir los objetivos y beneficios de la implementación del sistema.
6. Hacer hincapié en la necesidad del cambio y la importancia que tiene el personal para el éxito global de la operación.

Etapa 2

1. Presentar una filosofía de las operaciones con el sistema automático.
2. Describir el nuevo puesto de cada miembro del equipo de operación de campo.
3. Revisar a detalle el funcionamiento, mantenimiento de los componentes del sistema automático.

Etapa 3

1. Revisar el correcto funcionamiento de cada componente después de la fase de instalación.
2. Revisar las instrucciones de desmontaje y procedimientos de reparación. Los procedimientos de seguridad de las funciones del sistema automático se deben revisar a fondo.
3. Se debe de proporcionar una capacitación técnica al personal operativo, se recomienda un programa de estudios que abarque los siguientes rubros.
 - Descripción del sistema.
 - Teoría de funcionamiento.
 - Funcionamiento de la unidad de terminal remota.
 - Requisitos de mantenimiento preventivo.
 - Técnicas de diagnóstico de averías del sistema.

El resultado final de la implementación de un equipo automatizado es la operación y organización funcional como se muestra en la **Figura 4-21**.

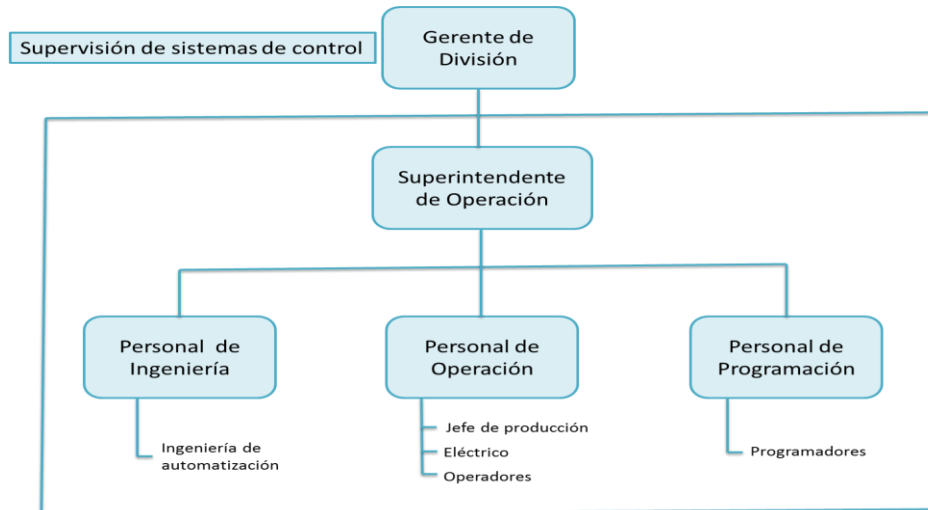


Figura. 4-21 Supervisión de sistemas de control

El sistema de control debe mantener lo más estable posible el gasto de gas, en casos donde un pozo necesite un ajuste en el gasto de inyección de gas, entonces este ajuste debe hacerse directamente para ese pozo. En cada pozo puede ser opcional instalar sistemas de control tales como:

Control de la presión de inyección: Cuando el gasto de inyección de gas se mantiene en un valor específico, entonces la presión de inyección puede cambiar. La presión de inyección cambiara cuando la presión en el sistema de distribución cambie o las condiciones mismas en el pozo cambien. Como sabemos la presión de inyección del gas es muy importante para el correcto funcionamiento de las válvulas de BN, se recomienda que se trate de mantener la presión de inyección. Usualmente se controla el gasto de inyección dentro de un determinado rango para mantener la presión de inyección dentro de valores máximos y mínimos prescritos. Si el control del gasto de inyección ocasiona un exceso en la

presión de inyección entonces se debe desestimar el valor del gasto de inyección para así poder mantener en el rango adecuado el valor de la presión de inyección.

Control del compresor y sistema de distribución: Es recomendable tener sistemas de control en el compresor para mejorar su funcionamiento y prevenir accidentes; usualmente se utilizan sistemas de recirculación para evitar un represionamiento en la descarga del compresor si algún paro más adelante en el sistema llegase a ocurrir. En el sistema de distribución de gas puede colocarse patines de medición para verificar tanto la cantidad de gas que pasa a través de él, así como la presión de inyección, cualquier anomalía en la presión puede identificar problema en alguna línea de inyección. El uso de válvulas automáticas de cierre es fundamental para seguridad del personal y del sistema de inyección.

Para el sistema de control la Telemetría también es un elemento importante. La Telemetría nos permite proveer al encargado del análisis del sistema de producción de información en tiempo real del comportamiento de las operaciones y procesos del sistema de producción. Este desarrollo está orientado a la transmisión de datos, monitoreo, comunicación, control de equipos de medición por medios inalámbricos. La **Figura 4-22** muestra una estación de monitoreo y control de las condiciones de producción de un pozo.



Figura. 4-22 Telemetría en el control del BND

En la actualidad hay diversos sistemas de control para instalaciones de BND, un sistema adecuado para realizar el monitoreo y control de las condiciones de operación de una instalación con BND es Telemetry **Figura 4-23**. Está diseñado para la adquisición de datos de diferentes sensores y transmitir estos datos a través de un radio-modem hacia una antena en una estación central donde se visualizan las variables monitoreadas y se llevan a cabo las rutinas de control.

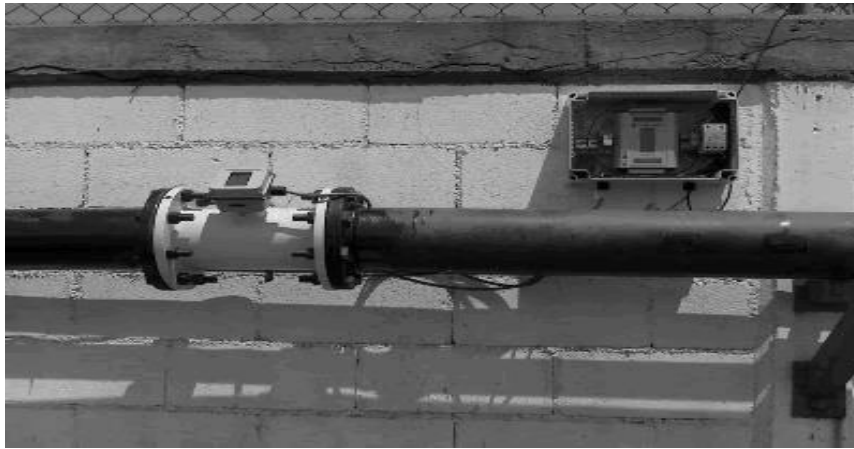


Figura. 4-23 Telemetry

Telemetry posee la capacidad para reportar sus variables operativas más relevantes a través de un enlace de Telemetría, se alimenta por un panel solar **Figura 4-24**.

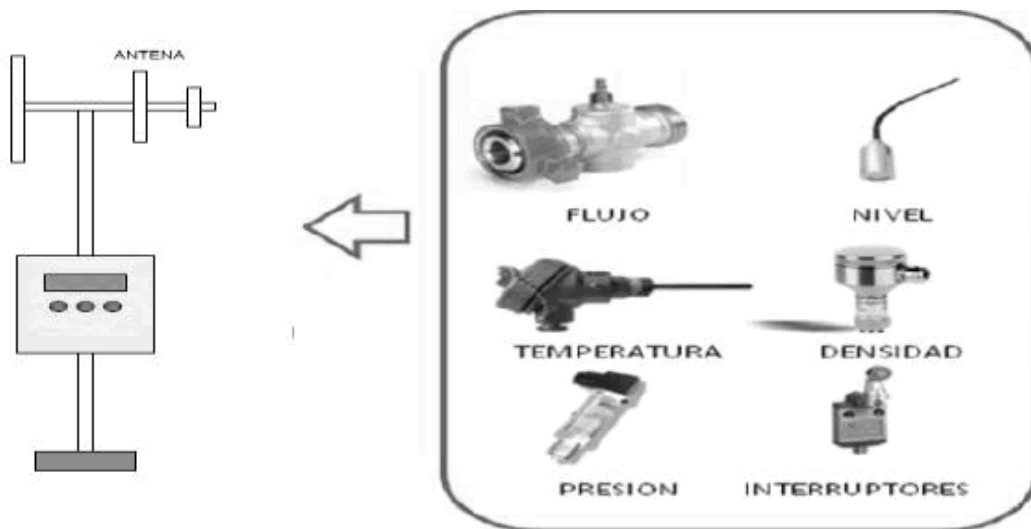


Figura. 4-24 Dispositivos de control

El uso de sistemas de telemetría es usual en la industria petrolera, un ejemplo de ello es en la inyección de nitrógeno hacia el yacimiento. Durante las operaciones de inducción con nitrógeno, a menudo es difícil medir con precisión el rendimiento del pozo. Flujo en la superficie y mediciones en la presión son típicamente irregulares y el proceso puede ser iterativo y requiere mucho tiempo, lo que representa enormes oportunidades para la optimización.

La figura 6 muestra tanto la presión de la superficie como la presión de fondo del pozo adquirida en tiempo real durante la inducción de nitrógeno. Mientras que la tasa de inyección de nitrógeno y la profundidad de la tubería flexible no se muestran, es evidente que existe una producción inestable en esta zona, con la generación de la caída de presión creado por la inyección del gas no proporciona una producción significativa del pozo. Por ende la telemetría se puede aplicar a la observación del comportamiento de un proceso de inducción.

4.2.4. Sistema de respuesta ^{10 13}

Con un sistema automatizado tenemos la ventaja de poder responder directamente a cualquier anomalía presente. Si se llegase a presentar alguna falla en el sistema ocasionada por algún paro o reinicio del compresor, una reparación de alguna línea o algún problema en un pozo del sistema, los equipos de automatización pueden responder rápidamente para mantener el equilibrio (mantener la presión estable).

En la industria se encuentra una gran variedad de dispositivos de control, la **Figura 4-25** muestra un sensor de tecnología ultrasónica para controlar el flujo o la presión en una instalación de BND.



Figura. 4-25 Sensor de presión o flujo

En algunos casos donde haya sido necesaria la disminución del gasto de gas inyectado y el pozo o alguna zona ha dejado de producir, entonces es necesario reiniciar el pozo a la producción siguiendo las recomendaciones de “puesta a producción” vistas en el capítulo II.

Cada pozo está equipado con transmisores de presión y temperatura, la presión se controla aguas arriba del estrangulador (presión de la cabeza del pozo) y aguas abajo del estrangulador (presión en la línea de flujo), la temperatura se mide aguas abajo del estrangulador. La **Figura 4-26** incluye la medición de la temperatura de la línea de flujo, válvula de estrangulación a distancia y los puntos de conexión de los dispositivos de prueba.

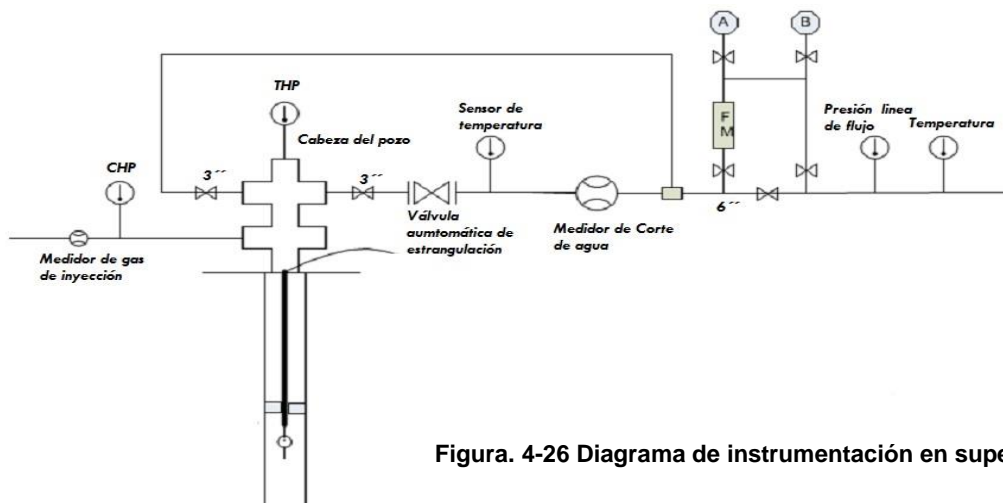


Figura. 4-26 Diagrama de instrumentación en superficie

La **Figura 4-27** ilustra la tecnología de información necesaria para la aplicación de la automatización. Todos los sensores colocados en las instalaciones de producción del BND están conectados a la unidad de terminal remota (UTR) que está conectada a los servidores. Después de que el sistema central de recolección de datos ha recibido los datos solicitados a partir de las UTR, los datos se almacenan en la base de datos del centro de control donde el operador puede acceder a las interfaces para verificar el óptimo comportamiento del sistema de producción de BND.

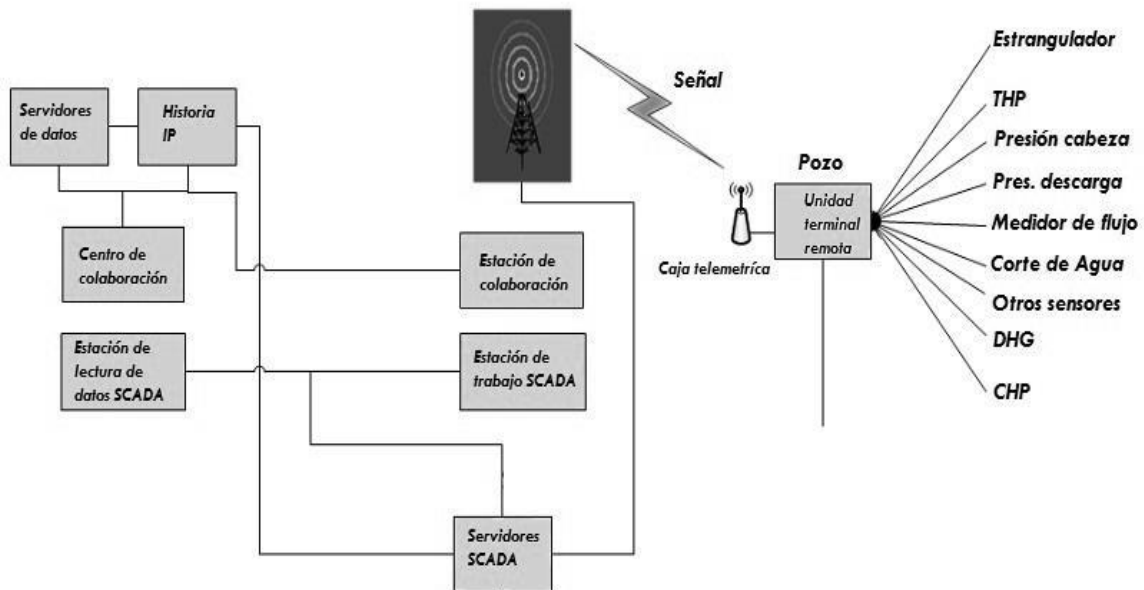


Figura. 4-27 Diagrama de proceso de información

La operación automatizada del BND cuenta con las siguientes capacidades

- Muestra un panel de visualización de los pozos el cual muestra el estado del pozo así como sus condiciones de producción en tiempo real.
- Sistema de alarma. Si algún parámetro de operación excede el límite inferior o superior, el sistema de alarma proporcionara un mensaje de alarma al operador del sistema **Figura 4-28**.
- Se mostraran reportes diarios de los parámetros de producción e inyección de gas. Se generaran un conjunto de datos de producción del pozo tales como: gasto de producción de aceite diario y corte de agua; además de datos propios del BND como: Presión en la cabeza del casing y el gasto de inyección de gas hacia el pozo.
- Actualización del modelo de pozo. Basándose en los reportes diarios los modelos del pozo se actualizan automáticamente y realizado con un análisis nodal proporciona un diagnóstico. Se realizan dos tipos de diagnóstico:
 - Realizar un análisis nodal para verificar si las condiciones presentes de operación del BND se están realizando según el diseño.
 - Una comparación con algún sistema en operación óptima podría ayudar a solucionar el problema del BND.



Figura 4-28 Diagrama automatizado

La **Figura 4-29** muestra dos gráficos. La grafica de la izquierda muestra un proceso manual para un ingeniero de producción donde el proceso puede tardar 5.3 horas por pozo, donde los sectores en color azul representan el tiempo no productivo, el cual en ocasiones toma alrededor del 90% del tiempo total. El grafico de la derecha muestra el tiempo con un sistema automatizado, donde el tiempo no productivo es de alrededor de 5 minutos, permitiendo a los ingenieros de producción ocupar su tiempo en analizar los resultados y colaborar con colegas para mejorar la toma de decisiones.

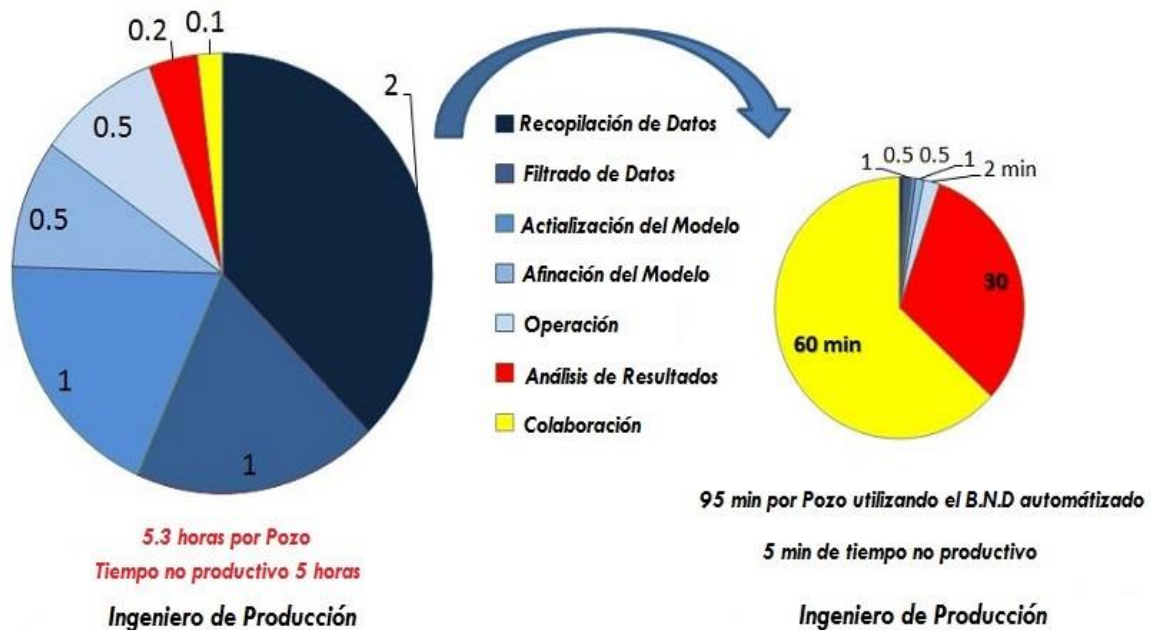


Figura. 4-29 Gráficas comparativas sistema tradicional vs sistema automatizado

Los beneficios de un sistema automatizado de BND se pueden resumir en la siguiente lista:

- El sistema puede ayudar a los ingenieros a ser cuatro veces más productivos en comparación con el sistema de producción tradicional.
- La automatización actúa como un facilitador para los jóvenes ingenieros mejorando su eficiencia y ayudándoles a aprender.

- Los procesos automatizados simplifican considerablemente las actividades de monitoreo de pozos y la conversión de datos brutos en información y la información en acción.
- Las instalaciones automatizadas de BND pueden incrementar significativamente la producción.
- El personal de operación puede identificar fácilmente las condiciones de operación actuales del BND y determinar rápidamente las medidas necesarias para mejorar la producción.
- Las interfaces de diagnóstico son importantes herramientas de ayuda en línea para resolver o prevenir los problemas de producción y evitar contingencias.
- Este es un fuerte motor para activar la cooperación real y un enfoque proactivo entre todos los equipos y partes interesadas.

El sistema de respuesta no solo nos puede apoyar en caso de algún problema, también es útil para realizar pruebas al pozo, donde se requiere de un gasto de inyección lo más estable posible para no tener interferencia con ningún equipo que intervenga en la prueba, esto para obtener información útil sobre ese pozo.

Una de las ventajas de la implementación de tecnología automatizada es la construcción y aplicación de una base de datos que permite tener en todo momento información de calidad para ayudar a las personas responsables de la operación y administración en la toma de decisiones estratégicas para la producción y seguridad de las instalaciones de BND.

La automatización de instalaciones de BND es una herramienta muy eficaz de diagnóstico y optimización para acelerar y mejorar la toma de decisiones, ya que optimiza la recolección de datos y gestiona la información. Le da a los equipos de ingeniería una herramienta avanzada para acceder a los datos de campo en tiempo real.

Con la creciente demanda mundial de energía y la necesidad de mejorar continuamente la eficiencia y el rendimiento de las operaciones de petróleo generan la necesidad de implementación de sistemas automatizados.

BIBLIOGRAFÍA

1. Felipe de Jesús Lucero Aranda; “**Presentaciones de la clase Sistemas Artificiales de Producción**”; Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2010.
2. Herald W. Winkler; “**Gas Lift Manual**”; Camco Inc. 1962.
3. “**Catálogo de empacadores**”; Halliburton, 2013
4. “**Conductor Sharing Wellhead**”; Cameron, 2012
5. Superior Energy Services; “**Artificial Lift Division Gas Lift Products**”; Belle Chasse, Louisiana. E.U.A.
6. “**Design, Operation and Troubleshooting of Dual Gas-lift Wells**”; Practicas recomendadas por el American Petroleum Institute. Primera edición 2010.
7. Luis B. Gómez Flores; “**Automatización Industrial Principios y Aplicaciones**”.
8. PHB Ingenierías Servicios Industriales; “ **Telemetry- Sistema de adquisición de datos y telemetría para instalaciones petroleras**”; Servicios Petroleros, Transporte y Seguridad Industrial.
9. Geo. Estratos; “**Sistema de Telemetría para instalaciones petroleras**”; Estudios de Ingeniería y Subsuelo.
10. Ricardo Villegas, Francisco Montes; “ **Cantarell Oil Field Automation**”; SPE 10865, Pemex Exploración y Producción ; OTC 1999.
11. Andrew Cooksey and Mike Pool; “**Production Automation System for Gas Lift Wells** ”; Halliburton 1995.

12. David P. Gregg; “**Well Head Telemetry For Complete Production Operations**”; SPE 30980, 1995.

13. Al-Jasmi, H.K. Goel, M. Villamizar; “ **Gas Lift Smart Flow Integrates Quality and Control Data for Diagnostic and Optimization in Real Time**”; SPE 165014, Kuwait Oil Company -- Halliburton 2013.

14. A. Al-Nahdi, Abo El Saud, Lemenager, C. Acar; “ **Reservoir Test Optimization in Real Time with New Wireless Telemetry System**”; SPE 138698, Saudi Aramco--Schlumberger 2010.

15. W. G. Pearson, L. R. Troiani; “**Installation and Implementation of a Supervisory Control System**”; SPE 2144, Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers.

LISTA DE FIGURAS

Figura 4-1 Instalación dual con empacador hidráulico recuperable	2
Figura 4-2 Empacador hidráulico dual RDH, Halliburton.....	3
Figura 4-3 Corrida del empacado dual.....	3
Figura 4-4 Anclaje del empacador dual	3
Figura 4-5 Recuperación del empacador dual	3
Figura 4-6 Árbol de válvulas dual	4
Figura 4-7 Colgador dual.....	4
Figura 4-8 Mandril con oreja deflectora	5
Figura 4-9 Válvula ficticia, Weatherford	5
Figura 4-10 Niple	5
Figura 4-11 Niple perforado.....	5
Figura 4-12 Instalación de BNI con dispositivos automatizados.....	5
Figura 4-13 Principales parámetros de medición	9
Figura 4-14 Red de BND	9
Figura 4-15 Monitoreo del BND	14
Figura 4-16 Telemetría en la operación del BND.....	15
Figura 4-17 Diagrama de la función de un dispositivo de control	15
Figura 4-18 Sistema de Control.....	13
Figura 4-19 Áreas de trabajo	13
Figura 4-20 Estructura de organización para un sistema automatizado.....	13
Figura 4-21 Supervisión de sistemas de control	13
Figura 4-22 Telemetría en el control del BND.....	13
Figura 4-23 Telemetrix	9
Figura 4-24 Dispositivos de control.....	9
Figura 4-25 Sensor de presión o flujo.....	12
Figura 4-26 Diagrama de instrumentación en superficie	12
Figura 4-27 Diagrama de proceso de información	13
Figura 4-28 Diagrama automatizado	13
Figura 4-29 Gráficas comparativas sistema tradicional vs sistema automatizado .	13



CAPÍTULO

5

**DIAGNÓSTICO
Y
SOLUCIÓN DE PROBLEMAS**

5. CAPÍTULO V Diagnóstico y Solución de Problemas

El proceso de monitoreo es la base para hacer un diagnóstico preciso de lo que está ocurriendo en el pozo, la intensidad del monitoreo es reunir toda la información pertinente del pozo para encontrar problemas en su funcionamiento y determinar una solución adecuada.

Es preciso conocer en plenitud el comportamiento del sistema de BN, es posible que el problema provenga de un lugar distante del pozo, la revisión periódica de las instalaciones es una tarea que no se debe dejar de lado. Sin embargo los problemas del pozo son los más difíciles de interpretar correctamente debido a la gran cantidad de posibilidades que pueden ocurrir en la operación de un pozo. El objetivo fundamental del diagnóstico es ayudar en el análisis de problemas determinando sus causas reales, antes de que puedan ser debidamente resueltos, además de determinar posibles puntos de inyección en el caso de que el pozo reciba gas, si el pozo no recibe gas determinar la causa de por qué no recibe gas, comunicación entre las zonas, etc. La calidad y cantidad de datos serán la base para un buen diagnóstico, la información pertinente para un buen diagnóstico es la siguiente:

- Graficas de presión de inyección del gas y la presión de producción de ambas zonas medidas en la cabeza del pozo.
- Propiedades de los fluidos de cada zona: Grados API, RGL de la formación, Pb, gravedad específica del gas de formación y del gas de inyección.
- Presión estática del yacimiento y curvas de afluencia de cada zona productora.
- Gasto de líquido, corte de agua, gas producido y gas inyectado. Es importante que se reporte de forma detallada la información anterior para cada zona productora.

- Datos del estado mecánico del pozo, diámetros de tuberías, número de válvulas y profundidad de en cada sarta (si existieron diseños anteriores, estos también deben ser reportados).
- Trabajos realizados en el pozo, datos de estimulaciones realizadas, apertura de camisas de circulación, limpieza a alguna parte de la sarta, etc.
- Análisis de los registros de presión y temperatura previamente realizados en el pozo.

El procedimiento de diagnóstico de un pozo con BN tiene la siguiente secuencia básica.

- Realizar una interpretación del comportamiento de las presiones en la cabeza del pozo (inyección y producción de ambas zonas).
- Aplicar un balance de fuerzas en cada válvula para verificar si esta se encuentra abierta o cerrada, verificando con anterioridad la presión de inyección del gas y la presión que ejercen los fluidos a la profundidad de cada válvula.
- Correlacionar la P_{wf} para cada punto de inyección posible con las características de afluencia de la zona correspondiente.
- Realizar registros de fondo e interpretar los resultados.
- Uso de registros de presión y temperatura de subsuelo en el diagnóstico.

En la **Tabla 4** se indica la información necesaria para el diagnóstico de problemas del BND.

Tabla 4 Información necesaria para el diagnóstico de problemas presentes en el BND.

Fuente	Información
Carta de presión en superficie	<ul style="list-style-type: none"> • Curva de presión con respecto al tiempo • Presión del Casing • Presión del Tubing • Tiempo del ciclo
Separador	Gasto de líquido
Medidor de gas	Gasto de inyección de gas
Muestras de fluidos analizadas en laboratorio	Corte de agua y API
Diseño de la terminación	<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro interno del Tubing • Diámetro externo del Tubing • Profundidad del empacador
Diseño del BN.	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad de cada mandril • Tipo de válvula de BN • Diámetro del puerto de la válvula
Análisis del Yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Presión del Yacimiento • Profundidad del intervalo productor • Temperatura del intervalo productor
Análisis de laboratorio	Gravedad de gas

5.1. Técnicas de diagnóstico

Para realizar el diagnóstico de problemas del BND es necesario tener técnicas bien definidas sobre ello. Esto quiere decir que el personal dedicado al diagnóstico de problemas en el funcionamiento del levantamiento artificial debe de contar con software especializado como una herramienta para mejorar dicho diagnóstico, contar con material suficiente, como cartas de registradores de presión (de tres plumas) y el conocimiento suficiente para discretizar ciertas tendencias del comportamiento del pozo.

Es importante reconocer que la experiencia obtenida en otros campos petroleros del mundo con la aplicación del BND es esencial para su correcta aplicación en México, tener en cuenta de que si algo funciona para otros operadores petroleros, ¿Por qué no funcionaría para México?, siempre y cuando sepamos reconocer las áreas de oportunidad que puede tener su aplicación. De igual forma, si algo no funcionó correctamente en otros lados, debemos preguntarnos el por qué y cómo es que podemos solucionarlo para evitar un mal funcionamiento.

En el proceso de diagnóstico de problemas hay más de una forma para poder identificarlos, aunque se considera necesario utilizar más de una para asegurarnos de hacer un correcto diagnóstico.

5.1.1. Comparación del comportamiento ^{1,4}

A menudo en la industria petrolera se utiliza esta técnica para la identificación de problemas. Aunque se sabe que ningún pozo es igual que otro, el comportamiento puede ser muy similar, con las cartas del registrador de presión, graficas de tendencias o algún otro material de apoyo se puede identificar un problema en el funcionamiento de un pozo al comparar el comportamiento del pozo en análisis con medidas comparables tomadas de un pozo con algún tipo de problema típico que ha sido diagnosticado y analizado por un grupo de expertos.

Es usual que en el diagnóstico del BN. se compare el comportamiento de un pozo con otro que se tiene plenamente identificado y reportado en la literatura. En la literatura se han reportado una infinidad de problemas en el funcionamiento de un pozo con BN. Esto puede ser de mucha ayuda antes de tener el material suficiente para pozos con BND, entonces nos podemos apoyar de gráficos de registradores de dos plumas para el diagnóstico de problemas del BND.

Cuando los problemas típicos del BND han sido plenamente identificados y analizados por los expertos, entonces estos deben de resguardarse en bases de datos y clasificarlos por las características del pozo, esto es importante debido a que no podemos comparar el funcionamiento de dos pozos con características de presión, de tamaño de tubería y profundidades bastante dispares al momento de hacer un diagnóstico.

Es necesario el uso de software para gestionar la base de datos de problemas típicos o frecuentes en el funcionamiento del BND. Cada problema que se haya presentado debe ser debidamente analizado e introducido a la base de datos. La calidad y cantidad de los datos en el software incrementara conforme aumente el tiempo de operación del sistema. El objetivo de todo ello será que el software cree un informe de la mejor opción. Al decir la mejor opción, se trata de que el software identifique de entre todos los problemas, el que más se ajuste, dejando que el analista se encargue de problemas específicos que requieren mayor profundidad para su análisis.

5.1.2. Mediciones del comportamiento

El proceso de medición es determinante para verificar si el comportamiento del pozo es el deseado o en qué medida se ha desviado del comportamiento deseado. Se debe hacer mediciones de parámetros tales como:

- Comportamiento de afluencia
- Comportamiento del gas
- Curva de repuesta del BN
- Gasto de inyección

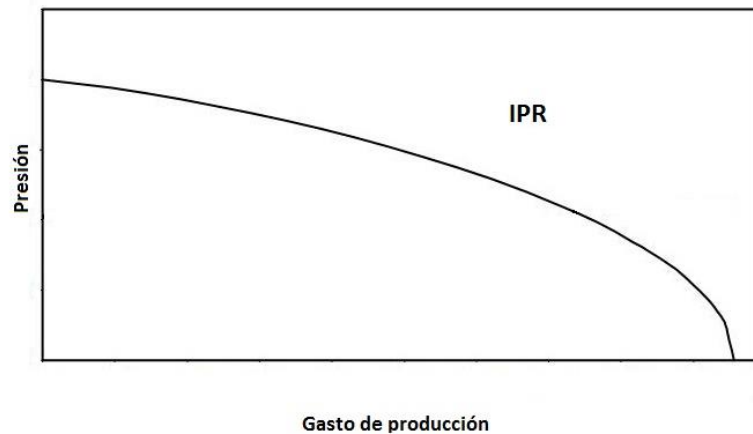


Figura 5-1 Curva IPR

La generación de una curva de IPR como se muestra en la **Figura 5-1** es un parámetro que nos ayuda a observar el comportamiento de la producción.

Comportamiento de afluencia: Esta curva es utilizada en general para el área de producción estando o no instalado algún tipo de SAP. A partir de la curva de comportamiento de afluencia del pozo se puede determinar la presión de fondo fluyendo y la presión estática. Con esta información podemos construir una curva de IPR (Inflow Performance Relationship por sus siglas en inglés) del pozo. Cuando se ha generado la respectiva IPR del pozo, entonces esta puede ser comparada con alguno de los casos de la base de datos, para determinar si el comportamiento del pozo se mantiene estable o ha cambiado.

Comportamiento del gas inyectado: Al analizar cartas de dos o tres plumas acompañadas de registros de flujo, podemos determinar la profundidad de la inyección así como la estabilidad del pozo. Los datos obtenidos deben ser procesados en algún programa que realice un perfil de presión de las fases. Este análisis podría darnos una indicación de la profundidad de inyección y de la estabilidad del pozo. La **Figura 5-2** muestra un registro de presión de fondo donde puede encontrarse la profundidad del punto de inyección de gas.

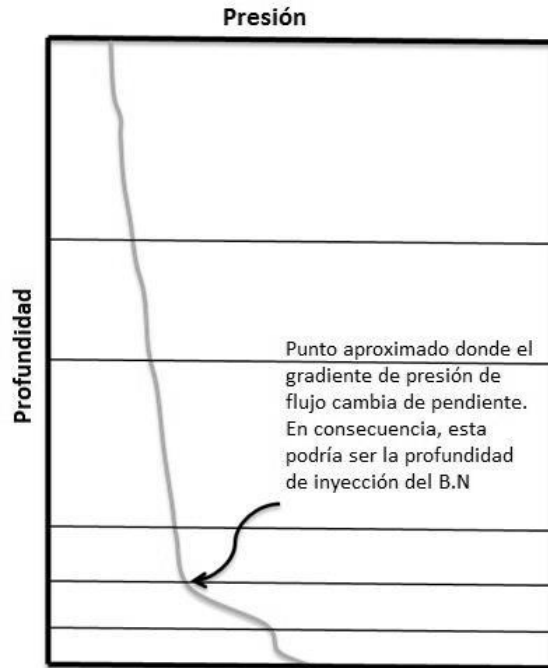


Figura. 5-2 Registro de presión de flujo

Curva de respuesta del BN: Cuando se ha generado previamente una curva de IPR del pozo, entonces una curva de respuesta del BN puede ser generada. Como se mostró en el capítulo I, la curva de respuesta es un gráfico generado a partir del gasto de producción en el eje de las ordenadas contra el gasto de inyección de gas en el eje de las abscisas. Este gráfico se puede utilizar para determinar el gasto óptimo de inyección de gas para el pozo en estudio **Figura 5-3.**

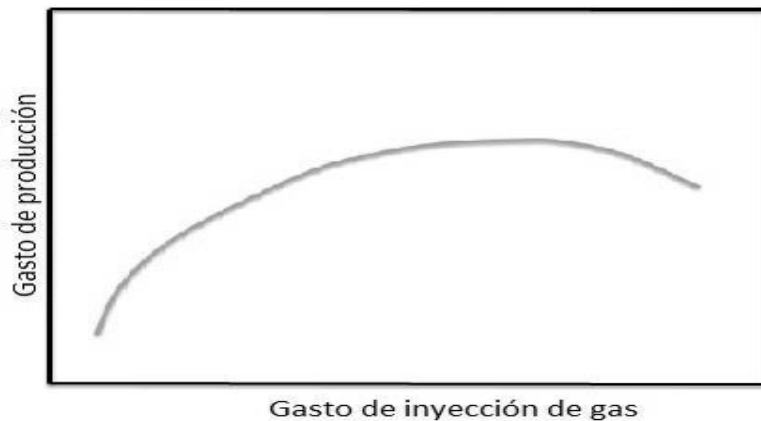


Figura. 5-3 Curva de respuesta del B.N

El gasto óptimo de inyección de gas en el pozo es el valor al cual agregar una unidad más de gas en el pozo para ayudar a su producción, es menor que el costo de la inyección adicional.

Alta temperatura en el pozo: Altas temperaturas, el uso de inhibidores de corrosión y disolventes de asfáltenos tienen un efecto adverso sobre la carga de nitrógeno en las válvulas y puede dar lugar a la apertura de las válvulas causando flujo inestable. Otra causa del flujo inestable de una válvula es que esta pueda tener un tamaño de puerto demasiado grande.

Si la presión de apertura de una válvula de descarga se encuentra demasiado cerca de la presión de la tubería, oscilaciones en la presión de la tubería pueden causar que las válvulas de descarga puedan abrir de manera inesperada. Por lo tanto el diseño de las válvulas de BND debe ser muy cuidadoso a las altas temperaturas y fluctuaciones en la presión.

El uso de simuladores de flujo multifásico en estado transitorio es una herramienta efectiva en la predicción de cuándo se pueden esperar problemas de estabilidad en el pozo.

Los problemas pueden ser eludidos mediante el uso de válvulas de descompresión de muelle, ya que las presiones a las que se abren y cierran son independientes de la temperatura.

Baches de petróleo y gas pueden ocasionar cambios muy rápidos en los niveles de líquido que entran en el separador.

En pozos con BND se presentan una serie de problemas que pueden causar flujo inestable incluyendo la falla de una válvula de descarga.

- Mal diseño del BND – presión de cada válvula mal diseñada o incorrecta profundidad de los mandriles.

- Puertos de válvula de gran tamaño o tasas de inyección de gas inadecuadas.
- Obturación del conducto de inyección de gas.
- Insuficiente presión de arranque.

5.1.3. Modelos calibrados

El uso de modelos calibrados es a menudo una herramienta para el análisis de comportamiento de flujo de un pozo. Estos modelos parten de un estudio de presión, el cual debe ser tomado cuando el pozo tiene una producción constante, de este modo el estudio puede utilizarse para calibrar el modelo matemático de presión vertical en el pozo. El proceso de calibración se realiza a partir del ajuste de diversos parámetros hasta que el perfil de presión calculado coincida con el perfil medido. Los parámetros frecuentemente ajustados son:

- Gasto del gas de formación
- Diámetro efectivo del tubing
- Gasto de inyección de gas
- Gasto de producción de agua
- Densidad del agua

Una vez que el modelo matemático para el flujo vertical en el pozo ha sido calibrado, entonces éste se puede utilizar para realizar el diseño y analizar el desempeño del BN para el pozo.

La curva de rendimiento del BN así como el modelo calibrado son puntos de referencia para la comparación de futuras mediciones que se realicen en el pozo. Al realizar nuevas pruebas en el pozo, el modelo calibrado puede ser usado para determinar la P_{wf} del pozo. Con los gastos obtenidos de la prueba del pozo y la P_{ws} más reciente, una nueva curva de IPR puede ser calculada y comparada con

la IPR más reciente para un análisis completo, así las desviaciones poder ser observadas fácilmente.

Un ejemplo de ello puede ser trazar el gasto presente obtenido en la prueba y el gasto de inyección (curva de respuesta). Al sobreponer ambas curvas, si la tendencia cae dentro del modelo calibrado, entonces podemos decir que el pozo aún está funcionando como se espera como se muestra en la **Figura 5-4**. Si el punto está alejado de la tendencia, entonces se puede suponer que el pozo ha cambiado su funcionamiento. Esta comparación también puede indicar que tan cerca se encuentra el gasto de inyección actual al gasto de inyección de gas óptimo.

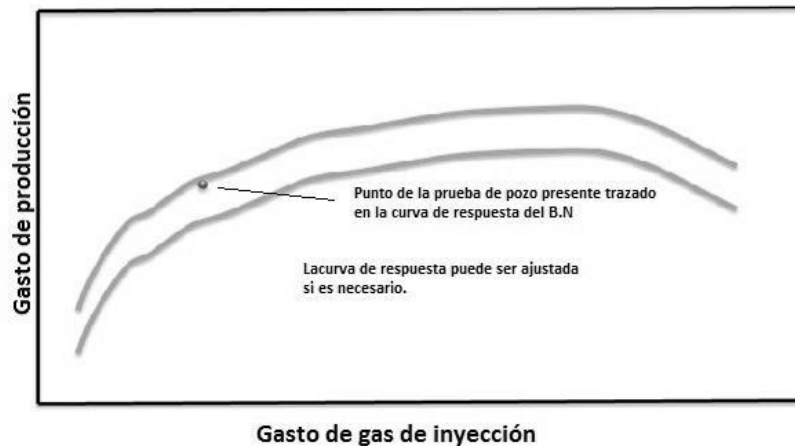


Figura. 5-4 Comparación de las curvas de respuesta del B.N

Estas técnicas para detectar problemas son ampliamente usadas, sin embargo cuando se tiene un sistema de producción automatizado, este debe ser capaz de detectar aquellos pozos que necesitan atención inmediata. El sistema debe de hacer todas las comparaciones pertinentes para analizar el comportamiento del pozo y darle al analista los pozos con problemas, de ese modo el analista no tendría que perder tiempo buscando problemas en los pozos y se centraría únicamente en los problemas a resolver. El sistema deberá ser capaz de entregar la siguiente información.

- Pozos que probablemente no están siendo levantados desde el punto más profundo posible. Este reporte deberá estar acompañado de un diagrama

de presión vertical para indicar la profundidad probable del punto real de inyección.

- Pozos que aparentan ser inestables. Para corroborar esto es necesario incluir una gráfica de la presión de inyección y producción de ambas zonas contra el tiempo para determinar el grado de inestabilidad que presenta.
- Pozos que aparentemente su comportamiento de afluencia ha cambiado significativamente desde su última medición. Incluir la IPR más reciente.

5.2. Comunicación entre ambas zonas ^{1,3}

En pozos con terminaciones duales los problemas de comunicación son más comunes que en terminaciones sencillas. Al seleccionar el tipo de tuberías que se van a introducir al pozo es importante que se verifique su calidad, integridad y que cuando estén en el fondo se hagan las pruebas pertinentes para asegurarnos que no exista ningún tipo de fuga. Cuando existe un problema de comunicación en un pozo con BND, es posible que esta comunicación impida la identificación de problemáticas adicionales. Cuando se llegue a correr un registro de presión, temperatura o de flujo, es posible que se dé lugar a falsas interpretaciones de los datos. En muchos casos estos problemas de comunicación pueden pasar desapercibidos por un largo periodo de tiempo porque que puede no verse reflejado en la presión del casing o por la profundidad de la fuga existente. Algunas instalaciones tienen dispositivos de circulación para la limpieza o control del flujo de cada zona, sin embargo este tipo de dispositivos podría ocasionar comunicación entre ambas zonas si no ha sido diseñado u operado correctamente.

Cuando se ha identificado que existe comunicación entre las zonas (por auxilio de una herramienta acústica u otro equipo) es necesario llevar a cabo un

procedimiento para poder corregir este problema. El siguiente procedimiento es recomendado por el API para comprobar si existe comunicación entre las zonas.

- Cerrar ambos lados del pozo y permitir que se equilibre la presión de ambas tuberías con la presión del espacio anular.
- Instalar un dispositivo acústico en el casing
- Conectar un registrador de tres plumas en ambas sartas, así como en el casing
- Purgar la presión del casing tan rápido como sea posible
- Monitorear la presión de ambas tuberías durante el proceso de purga para detectar cualquier signo de disminución de la presión.
- Monitorear el nivel de fluido en el casing con el dispositivo acústico durante el proceso de purga

Este procedimiento debe ser cuidadosamente supervisado debido a que cualquier cambio repentino en la presión o en el nivel de fluido por muy sensible que sea puede dar una señal de comunicación entre ambas zonas. Una caída en la presión en alguna de las sartas obedece a un problema de comunicación, aunque algunos pozos con problemas de comunicación podría no presentar una reducción en la presión, esto puede a veces ocurrir en pozos que tienen el punto de comunicación por debajo del nivel de fluido del tubing, entonces podría ocurrir que el nivel del fluido en el espacio anular pueda aumentar debido al aporte de fluido de la tubería con la fuga.

En pozos de alta productividad lo anterior puede no presentarse y llevarnos a detectar otro tipo de síntomas. Debido a que un pozo con un buen índice de productividad aporta una cantidad considerable de fluidos, dando lugar a ningún cambio en el nivel del fluido en la sarta y sin cambios detectables en la presión en la superficie, por lo tanto la comunicación en estos pozos solo puede ser detectada por el cambio del nivel de fluido en el casing cuando se esté purgando.

Métodos para detectar problemas de comunicación	
Hole Finder	<p>Esta herramienta se puede utilizar para múltiples pruebas de presión en diferentes lugares de la tubería. Esta herramienta se corre desde el punto más profundo a ser probado, se sella el intervalo a probar y se represiona la tubería para verificar la integridad de la tubería, para la siguiente prueba se desancla con un tirón y se vuelve a colocar.</p>
Ponytail	<p>En esta técnica puede usarse cualquier soga resistente que pueda ser pelada para usarse como una cola de caballo. Un extremo esta pelado y el otro está atado a una herramienta para ser corrido. Esta herramienta se introduce al pozo circulando gas. La profundidad del agujero se encuentra cuando la cola de caballo es succionada y la herramienta es suspendida temporalmente. Este método es una alternativa posible, sin embargo su fiabilidad no es muy grande debido a que puede haber distintos motivos por lo cual la herramienta es suspendida o si la circulación no es la adecuada, puede que el dispositivo nunca encuentre el agujero.</p>
Registros Presión/Temperatura	<p>Estos registros también pueden determinar la localización de una fuga en combinación con un collarín localizados. La discrepancia en la temperatura en la ubicación de la fuga puede ser registrada por estas herramientas siempre y cuando la fuga tome gas en el proceso de inyección.</p>
Spinner	<p>Esta técnica puede localizar más de un agujero siempre y cuando exista flujo constante en el punto de la comunicación. Un collarín localizador usualmente se introduce con el dispositivo para dar mayor precisión en la localización.</p>
Tubing Caliper	<p>Este método es el único para localizar más de una fuga en la tubería, sin embargo no puede identificar si la comunicación existe en los mandriles de BN</p>

Tabla 5 Métodos para detectar problemas de comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción.

5.3. Problemas frecuentes presentes en el BND ¹

Debido a la inexperiencia que se tiene en México con la operación del BND es necesario recurrir a experiencias de previos operadores, siempre adoptando las mejores prácticas recomendadas y conociendo la problemática involucrada con dicho sistema.

5.3.1. Presión de inyección

Baja presión de inyección: Cuando se llega a tener problemas con la presión en la inyección del gas (falla en el compresor o el sistema de inyección) es posible que una o ambas zonas en un pozo con BND caigan en condiciones de inestabilidad. Cuando una sarta opera con una presión de inyección menor a la de diseño, es posible que esta robe una mayor cantidad de gas a la otra zona del pozo ocasionándole problemas también. Cuando el pozo opera con válvulas OPT, la presión en el espacio anular debe mantenerse constante para permitir que la inyección se lleve a cabo lo más profundo posible. En algunos casos esto podría solucionarse aumentando el gasto de inyección de gas teniendo cuidado de mantener la presión en los valores de diseño. Si el aumento en el gasto de inyección no aumenta la presión de inyección, entonces el pozo debe ser revisado para verificar si el tamaño del puerto de la válvula es el indicado.

Alta presión de inyección: Aunque este no representa un problema grave en la operación del BND, es necesario que ambos lados del pozo sean probados de manera individual, esto para verificar que no ocurra sobre-inyección, esto podría repercutir tanto en gastos de compresión y gasto innecesario de gas, ya que no trae beneficios adicionales en cuanto a la producción. De igual forma una alta presión de inyección podría dañar los asientos de las válvulas o algún otro dispositivo sensible a los cambios de presión dentro del pozo.

5.3.2. Volumen de gas

Demasiada inyección de gas en una sarta: Cuando una sarta toma la mayor parte del gas inyectado puede ser síntoma de comunicación entre esa sarta y el espacio anular o un mal diseño del bombeo. Siempre que ocurra esto una prueba de integridad debe realizarse para descartar el problema de comunicación y verificar otras posibles causas. Cuando se ha corroborado la integridad de la tubería es pertinente correr un registro de flujo para identificar el problema. Si el pozo está experimentando problemas de cabeceo, entonces debe tratar de estabilizarse antes de correr el registro de flujo, una medida para estabilizar el flujo sería cerrar el otro lado del pozo o disminuir el gasto de inyección de gas. Esta decisión siempre estará en función de las características de producción de la otra zona y será responsabilidad del ingeniero a cargo evaluar las medidas correctivas pertinentes.

Poca o nula inyección de gas en una sarta: Al utilizar válvulas OPC es posible que esta falle en la posición cerrada e impida la inyección de gas hacia la tubería de producción de una zona. Sin embargo es necesario evaluar otras posibles causas de la poca o nula inyección de gas en la tubería. También generalmente esto podría asociarse a una muy baja presión de inyección de gas, un gradiente de descarga de líquido más pesado que el previsto en el diseño, válvulas desconectadas o tuberías tapadas (arena, incrustaciones o parafina).

5.3.3. Otros problemas típicos ^{1,2}

Alta contrapresión: En cualquier SAP una excesiva contrapresión en la boca del pozo ocasiona serios problemas, sin embargo en el BND estos problemas se agravan aún más ya que dos tuberías comparten el mismo espacio anular, especialmente cuando están equipados con válvulas OPT. Esto puede ocasionar cabeceo y también ocasionar que el punto de inyección se lleve a cabo a una menor profundidad en detrimento de la caída de presión en el yacimiento. Un diámetro reducido de la línea de descarga puede ocasionar contrapresión,

restricciones en la línea (parafina o arena), líneas de descarga demasiado largas (incluyendo la topografía del terreno), etc.

Problemas de emulsiones: Los pozos con BN usualmente enfrentan problemas con emulsiones, ocasionando cabeceo e ineficiencia en el levantamiento de los fluidos en ambos lados del pozo. Usualmente en campo suele inyectarse químicos al pozo para mitigar este problema, sin embargo es difícil contar con el equipo adecuado para inyectar dicho producto en el fondo del pozo, si no se cuenta con el equipo adecuado, puede inyectarse un interruptor de emulsión en la corriente de gas de inyección. Como es de esperarse, hay que tener cuidado con la implementación de estos químicos, es necesario hacer pruebas de compatibilidad de los fluidos de ambas zonas con el químico inyectado, de lo contrario podría resultar contraproducente su implementación.

Producción de arena: El BND podría ser una alternativa atractiva para explotar yacimientos en arenas apiladas poco profundas. Sin embargo sabemos que algunas formaciones poco consolidadas podrían ocasionar problemas de arenamiento. Si el proyecto así lo contempla, sería adecuado colocar un controlador de arena, pero si ese no fuera el caso, entonces una reducción en el gasto de producción podría minimizar la producción de arena, inyectar en un punto más somero o reducir el gasto de inyección de gas en el lado del pozo que esté produciendo excesiva arena. Es importante tener en cuenta que una reducción en el gasto de inyección del gas llevará a una obligatoria revisión del tamaño de puerto de la válvula. Si la velocidad de inyección se reduce sin hacer una evaluación de las válvulas, cabeceo o picos de presión pueden ocurrir.

Comunicación Tubing-Casing: Anteriormente se han discutido las posibles causas de la comunicación que ocasiona problemas de cabeceo en el pozo y ocasionando pérdida en el gasto del líquido producido.

Congelamiento del gas: Este no es un problema único del BND sin embargo también ocurre a menudo en dichas instalaciones. Este ocurre cuando el

vapor de agua que puede contener el gas se congela en un punto específico de presión y temperatura (caída de presión). En la mayoría de los casos esto ocurre en el estrangulador o en alguna válvula. La importancia de la deshidratación del gas aquí radica. El congelamiento del gas en la línea de inyección puede ser detectado fácilmente si el gasto de inyección de gas ha decaído pronunciadamente o incluso ser nulo. La presión corriente arriba de la línea de inyección es alta y la presión corriente debajo de la línea es baja.

Recirculación del gas: Este problema ocurre cuando se encuentra una o varias fugas dentro del pozo. El gas inyectado dentro del espacio anular circula hasta la profundidad donde existe la comunicación y se recircula a través de ella sin cumplir una función en el bombeo de los fluidos del yacimiento. Este problema puede ser identificado al detectar que el gasto de inyección es normal pero la presión de inyección es muy baja y la producción del pozo no es la adecuada.

Hay un gran número de problemas que el diagnóstico del BND debe ser capaz de determinar, muchos de ellos pueden presentarse en BN convencional y en menor medida en el BND o viceversa. Recordemos que la correcta selección de pozos candidatos, un adecuado diseño y una operación satisfactoria serán claves para tener o la mayor cantidad de producción posible al menor costo. Aunque lo anterior no quiere decir que no se presenten futuros problemas en el desempeño del sistema, esto debido a la propia naturaleza cambiante de las condiciones de presión, producción, de los fluidos producidos y hasta de los equipos utilizados. Sin embargo conocer los problemas más frecuentes en el BND nos ayudará a entender mejor su comportamiento y a cómo abordar cualquier tipo de problemática.

Fallas en las válvulas: En el proceso de terminación de pozos el uso de elastómeros para empacadores que no son resistentes a altas temperaturas altera el comportamiento óptimo de las válvulas de BN.

La carga de nitrógeno dentro de la válvula se ve afectada, puede ocurrir una fuga, lo que resulta en la reducción de la presión de la cúpula. Una vez que la

presión del domo se ha reducido la válvula de descarga se abre a una presión menor con respecto para la que fue diseñada. La constante producción de baches de gas puede ocasionar problemas en el comportamiento del sistema de producción. Las **Figuras 5-5 y 5-6** muestran cartas de producción para un caso donde la válvula de descarga ha perdido la presión en la carga de nitrógeno.

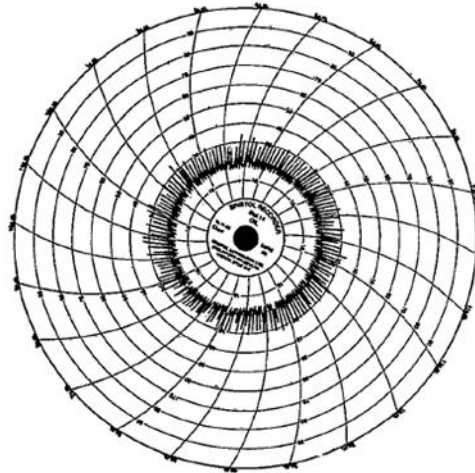


Figura 5-5 Fluctuaciones causadas por falla en válvula

Los picos en la **Figura 5-5** corresponden a los baches de gas de la válvula de descarga, cada bache de gas empuja al bache de líquido que va delante. La **Figura 5-6** indica que la presión de inyección de gas muestra solo pequeñas fluctuaciones.

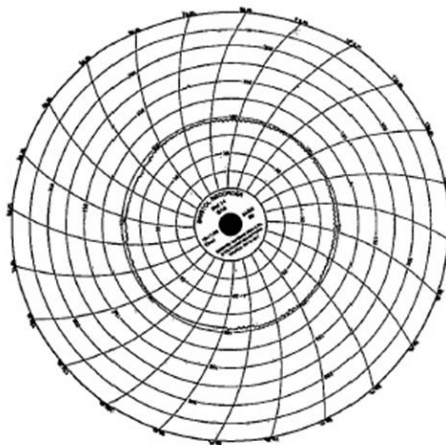


Figura 5-6 Presión de inyección

Inestabilidad: Aun cuando todas las válvulas de descarga están funcionando correctamente y se utiliza un diseño adecuado de BND, aún se pueden encontrar problemas de inestabilidad. Las **Figuras 5-7 y 5-8** muestran dicho problema. El ciclo se inicia cuando la presión se ha acumulado suficientemente para abrir la válvula operante **Figura 5-8**, una vez que la válvula se abre el flujo de gas desde el espacio anular en la tubería reduce en gran medida la carga hidrostática en la tubería, por consiguiente, la reducción de la presión de la tubería a la profundidad de la válvula operante, esto incrementa la diferencial de presión a través del orificio, fomentando el movimiento más rápido del gas desde el espacio anular hacia la tubería.

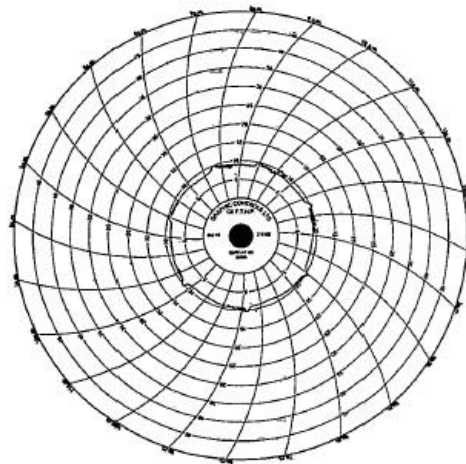


Figura 5-7 Grafica de presión ocasionada por inadecuado tamaño de puerto

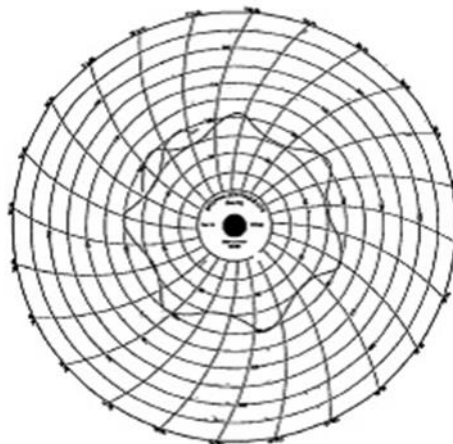


Figura 5-8 Inadecuado gasto de inyección de gas

Los baches de gas son creados por la rápida inyección de gas hacia la tubería de producción. Este problema se puede erradicar mediante el aumento de la inyección de gas, de modo que el volumen del espacio anular se llene con gas a la misma velocidad que este entre hacia la tubería.

Simulador: Un simulador de bombeo neumático en estado transitorio puede ser utilizado para estudiar el comportamiento de estabilidad de los pozos en producción. Parámetros tales como: caudal de inyección, tamaño del orificio de la válvula, ubicación y tipo de válvula pueden ser modificados para evaluar su influencia sobre el comportamiento de la estabilidad.

En cada paso de tiempo dentro de cada segmento de tubería, el flujo se modela utilizando correlaciones de estado estacionario. El caudal de inyección es constante y el sistema fluye hacia un separador de presión fija.

La **Figura 5-9** muestra una comparación de la presión de inyección medida y calculada. Los datos medidos deben ser tomados de gráficos de pluma.

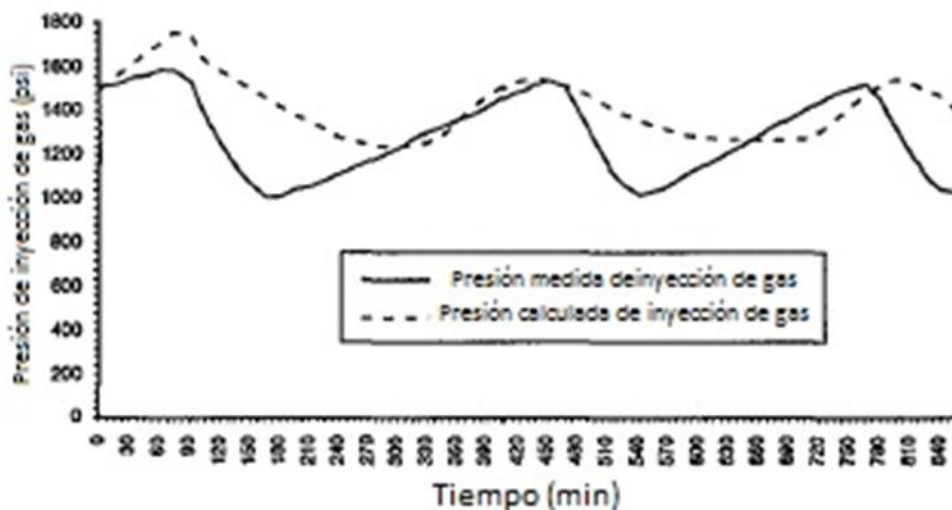


Figura 5-9 Comparación de la presión de inyección de gas con la presión predicha por el simulador

Corrosión: Corrosión y depósitos son problemas frecuentes. La inyección de inhibidores de corrosión de manera combinada con el gas de BN puede formar depósitos en las paredes de la tubería en el espacio anular, resultando en un aumento en la presión del espacio anular. Es necesario seleccionar tuberías con mayor resistencia a la corrosión. La importancia de reportar cierta información básica sobre los pozos problemáticos es que esto puede disminuir que aparezcan problemas con los futuros pozos. La información divulgada incluirá gráficos de producción, presión de inyección, gasto de inyección de gas y una breve descripción de los problemas encontrados.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- “*Design, Operation and Troubleshooting of Dual Gas-lift Wells*”; Practicas recomendadas por el American Petroleum Institute. Primera edición 2010.
- 2.- J.K. Pucknell, Shona Goodbrand, A.S Green; “ *Solving Gas Lift Problems in the North Sea´s Clyde Field* ”; BP Exploration, SPE 28925. 1994.
- 3.- J.L. Ortiz; “ *Gas-Lift Troubleshooting Engineering: An Improved Approach* ”; Lagoven S.A, SPE 20674. 1990.
- 4.- M.P. de Castro; “ *Gas-Lift Optimization Problem: A Transgenetic Approach* ”; Universidad Federal de Rio Grande de Norte, Brasil.
- 5.- Boyun Guo, William C. Lyons y Ali Ghalambor; “*Petroleum Production, A Computer-Assisted Approach*”. 2007.

LISTA DE FIGURAS

Figura 5-1 Curva de IPR.....	5
Figura 5-2 Registro de presión de flujo	1
Figura 5-3 Curva de respuesta del BN.....	1
Figura 5-4 Comparación de las curvas de respuesta del BN	1
Figura 5-5 Fluctuaciones causadas por falla en válvula.....	2
Figura 5-6 Presión de inyección	2
Figura 5-7 Grafica de presión ocasionada por inadecuado tamaño de puerto	2
Figura 5-8 Inadecuado gasto de inyección de gas.....	2
Figura 5-9 Comparación de la presión de inyección de gas.....	2

LISTA DE TABLAS

Tabla 6 Información necesaria para el diagnóstico de problemas.....	3
Tabla 7 Métodos para detectar problemas de comunicación	1



CAPÍTULO

6

APLICACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO DUAL

6. Capítulo VI Aplicación del Bombeo Neumático Dual

El Bombeo Neumático Dual es un sistema artificial de producción muy flexible, además de ser utilizado para la producción simultánea de dos intervalos petroleros de manera independiente, es posible utilizarlo en pozos que presentan problemas por entrada de agua, debido a esto el pozo disminuye su capacidad de producción petrolera.

El Bombeo Neumático Dual se ha operado en algunos campos pero no a gran escala a nivel mundial. Se han reportado en la literatura muy pocos casos de su aplicación, sin embargo donde se ha aplicado se menciona que con un adecuado conocimiento de las características de producción del pozo, una buena selección de los pozos candidatos y un riguroso monitoreo del pozo son las bases fundamentales para tener un eficiente levantamiento de hidrocarburos.

6.1. Bombeo Neumático Dual en el campo Handil Indonesia ^{1, 2, 3}

Una de las aplicaciones del Bombeo Neumático Dual es en el campo Handil localizado en Indonesia, un diagrama de su ubicación se muestra en la **Figura 6-1**. Se reportó un buen desempeño del Bombeo Neumático Dual en el campo Handil. Desde 1975 los pozos ubicados en el campo Handil en Indonesia han sido equipados con terminaciones duales, esto quiere decir que se introdujeron en el pozo dos tuberías paralelas para la producción simultánea de dos formaciones de arena apiladas. En el campo Handil se ha inyectado agua para el mantenimiento de la presión del yacimiento, debido al agotamiento de la presión en el yacimiento los pozos habían disminuido su capacidad de producción de hidrocarburos, en consecuencia fue necesaria la implementación de un sistema artificial de producción. El Bombeo Neumático Dual ha sido utilizado desde 1980 debido a su eficiencia y flexibilidad operativa. Investigaciones previas mostraron que el Bombeo Neumático Dual había sido aplicado en algunos campos pero no a gran escala a nivel mundial, sin embargo podría ser posible utilizarlo con un cuidadoso

diseño, selección adecuada de los pozos candidatos y con un estrecho monitoreo de sus condiciones de producción.

Después de 4 años de experiencia con el Bombeo Neumático Dual en el campo Handil se reportó que se mejoró considerablemente la confianza en la implementación del Bombeo Neumático Dual.

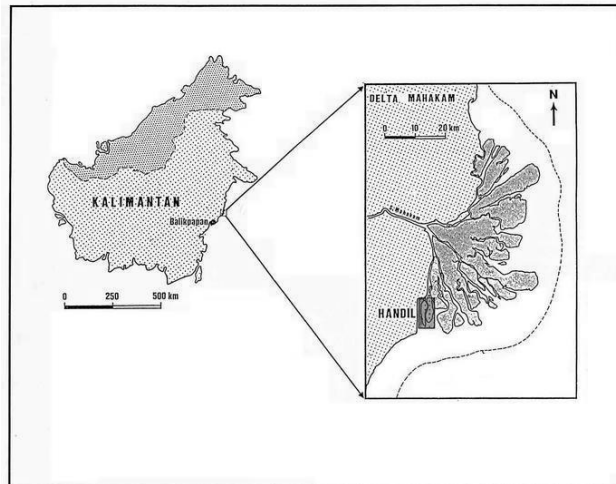


Figura 6-1 Ubicación del campo Handil en Indonesia

En el campo Handil se ha operado el Bombeo Neumático Dual de dos maneras.

1.- Bombeo Neumático Dual con una zona utilizando tubería macaroni para la inyección de gas. Esta configuración se ocupa para yacimientos alejados uno del otro, esta configuración se muestra en el capítulo II de esta tesis.

2.- Bombeo Neumático Dual con dos tuberías paralelas e inyección por el espacio anular (Bombeo Neumático Dual convencional).

Para la implementación del Bombeo Neumático Dual en el campo Handil fue necesario la implementación de un proceso de diseño para su correcto funcionamiento, debido a ello los ingenieros encargados de la operación de los pozos con Bombeo Neumático Dual desarrollaron la siguiente metodología de diseño. La **Tabla 6** muestra los datos del pozo para obtener la información requerida para el siguiente procedimiento de diseño.

Tabla 6 Datos del pozo

Datos del Yacimiento e instalación	Pozo I		Pozo II		Pozo III	
	Zona I	Zona II	Zona A	Zona B	Zona X	Zona Y
Presión estática [lb/pg2]	1200	2100	1200	2100	2250	2100
Índice de productividad [bl/psi]	1	0.5	0.05	0.05	1	0.05
Producción [bpd]	400	400	max	max	400	max
Presión de fondo fluyendo [lb/pg2]	800	1300	min	min	1850	min
Nivel de fluido estático [pies]	2500	1700	2500	1700	2000	1700
Profundidad de la perforaciones [pies]	5130	6240	5130	6240	6735	6240
Gradiente de fluido estático gas [psi/pie]	0.457	0.457	0.457	0.457	0.457	0.457
Porcentage de agua [%]	50	50	50	50	50	50
Relación gas-aceite [pies3/bl]	300	400	300	400	300	400
RGL	150	200	150	200	150	200
Temperatura de fondo [°F]	136		136		155	
Temperatura en superficie estática [°F]	80	80	80	80	80	80
Temperatura en superficie fluyendo [°F]	110	110	80	80	110	110
Presión operativa del gas [lb/pg2]	800	800	800	800	800	800
Gravedad del gas de BND	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Presion fluyendo en la cabeza [lb/pg2]	100	100	50	50	100	50
Tamaño del Tubing [pg]	2 3/8	2 3/8	2 3/8	2 3/8	2 3/8	2 3/8
Tamaño del Casing [pg]	7	7	7	7	7	7

Procedimiento de diseño para la zona inferior del pozo con Bombeo Neumático Dual en el campo Handil.

- 1.- Grafico de Presión y temperatura con respecto a la profundidad.
- 2.- Profundidad de las perforaciones y profundidad de los empacadores.
- 3.- Gradiente de temperatura.
- 4.- Presión en la cabeza del pozo.

5.- Gradientes de presión del gas $P_{ko}(1000 \text{ lb/pg}^2)$ para determinar la profundidad de la primer válvula y gradiente de presión de apertura en superficie (la presión de apertura en superficie de diseño es 800 lb/pg^2).

6.- Usando el gradiente de flujo vertical para 400 bpd, 50% de agua y 2 pg de diámetro interno del tubing, la línea del gradiente de flujo abajo del punto de inyección puede ser hecha siguiendo $200 \text{ pies}^3/\text{bl}$ de la línea de RGL desde la presión de fondo fluyendo de 1300 lb/pg^2 hasta las 100 lb/pg^2 de presión diferencial que existen del casing al tubing.

7.- Usando la curva de gradiente de flujo vertical, se dibuja una línea que une la presión en la cabeza con la presión de 790 lb/pg^2 a una profundidad aproximada de 4700 pies. Este será el punto de inyección de gas.

8.- El diseño del gradiente de presión del tubing es realizado dibujando una línea de la presión fluyendo en superficie al punto de inyección de gas previamente encontrado.

9.- La determinación del espaciamiento de las válvulas, dibujar líneas de gradiente de fluido comenzando a la profundidad de la presión en la cabeza y extendiendo hacia abajo hasta el punto de inyección de gas.

10.- Teniendo la presión en el domo a la temperatura (tomada del gradiente de temperatura) y una carta de corrección de temperatura para la válvula.

11.- El tamaño del orificio para cada válvula es calculado utilizando de nuevo el gradiente de flujo vertical para determinar la RGL requerida para cada válvula durante el proceso de descarga, para dicho caso se encontró que la RGL es de 500 SCF/bl.

Los resultados finales de diseño para la zona inferior y superior de la terminación dual se muestran en la **Tabla 7**.

Tabla 7 Resultados de diseño del Bombeo Neumático Dual

Zona II

Profundidad de la válvula [pies]	Pres. apertura del Casing [lb/pg ²]	Pres. apertura de diseño de Tubing	Presión del Domo [lb/pg ²]	Presión de cierre del domo [lb/pg ²]	Temperatura a profundidad [°F]	80°F Presion de prueba [lb/pg ²]		Tamaño de orificio [pg]
2100	840	495	350	811	121	744	815	6./64
2900	855	580	275	831	125	758	830	6./64
3525	867	650	225	848	128	770	845	6./64
4025	876	710	175	861	131	779	855	7./64
4425	884	750	125	873	133	786	860	7./64
4750	890	785	100	881	134	791	865	8./64
5000	895	825	100	889	135	796	870	9./64

Zona I

2100	840	480	350	809	121	742	815	8./64
2950	856	575	275	832	125	759	830	8./64
3625	869	640	225	849	128	771	845	8./64
4150	879	700	175	863	131	780	855	9./64
4600	887	740	150	874	133	787	860	9./64
4950	894	780	125	884	135	792	865	9./64
5100	897	795	100	889	136	795	870	9./64

6.2. Otras aplicaciones del Bombeo Neumático Dual ⁴

6.2.1. Bombeo Neumático Dual en pozos con entrada de agua.

Pozos cercanos al contacto agua-aceite a menudo presentan fuertes problemas de conificación de agua, dichas condiciones de producción deben de modificarse para obtener un comportamiento óptimo de producción de hidrocarburos. Cuando un pozo presenta fuerte conificación de agua es posible que sea sacado de producción debido a su ineficiente operación, sin embargo existe con la implementación del Bombeo Neumático Dual sus problemas de producción pueden resolverse. Dicha técnica consiste en una terminación dual, la tubería corta se encarga de elevar la producción de aceite del yacimiento mientras que la tubería larga se coloca en la zona saturada de agua para drenarla de manera independiente.

La tecnología controla la conificación del agua. Se ha demostrado que esta técnica mejora la productividad del pozo, aumenta la recuperación de aceite, además de que permite la producción de aceite sin agua. Se ha aplicado esta tecnología en muchas áreas tales como el golfo de Luisiana y Venezuela, donde la conificación del agua es común y el único sistema artificial de producción es el bombeo neumático.

El Bombeo Neumático Dual es un método flexible. Para cualquier tipo de Bombeo Neumático hay un gasto máximo de producción que es una función de la profundidad, el yacimiento, la terminación y de las condiciones superficiales. Esta producción máxima requiere un gasto óptimo específico de inyección de gas. Cualquier gasto de inyección de gas adicional resultaría en un gasto menor de aceite que el gasto máximo.

Para optimizar el Bombeo Neumático para un pozo determinado, incluye la selección de las tuberías, las limitaciones de tamaño y el gasto máximo disponible para la inyección de gas, es necesario encontrar la mejor profundidad para el punto de inyección de gas.

Aunque el Bombeo Neumático Dual se ha desarrollado teóricamente, no se ha aplicado mucho, ya que las terminaciones sencillas son las más comunes. De hecho se han reportado pocos casos en la literatura de aplicaciones en el campo del Bombeo Neumático Dual. Algunos de ellos indican que el yacimiento exacto y la información sobre el pozo son factores clave para su correcta instalación e implementación. Otros hacen hincapié en la importancia de un diseño individual para las válvulas de operación.

Otros autores indican que el desafío del diseño del Bombeo Neumático Dual es determinar la cantidad de gas que va a cada zona, si las dos zonas tienen diferentes demandas. En el Bombeo Neumático Dual es necesario definir la profundidad de colocación del punto de inyección y las válvulas de descarga para las dos sartas de tubería. La colocación debe poner estos dos puntos cercanos entre sí. Entonces cada válvula tiene que ser diseñada de forma individual.

En el Bombeo Neumático Dual Continuo, la aplicación del análisis nodal utilizando correlaciones de flujo multifásico para tuberías verticales y horizontales permitirá determinar las condiciones para obtener el mayor gasto de producción. En el Bombeo Neumático Dual Intermitente se requiere el tamaño óptimo del bache de aceite en el pozo y el mejor tiempo de ciclo de inyección de gas para determinar el máximo gasto de producción, tal cual se muestra en la **Figura 6-2**.

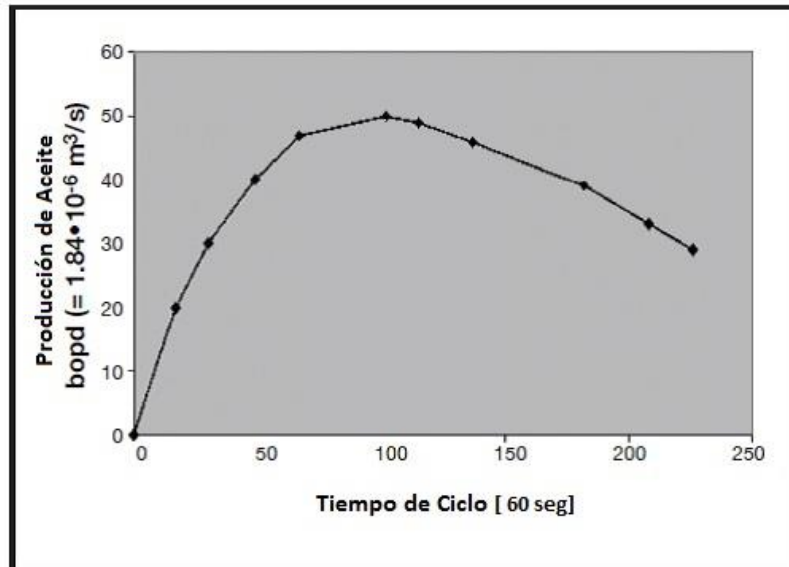


Figura 6-2 Producción máxima de aceite para un BND intermitente

Bombeo Neumático Dual ^{4, 5}

El Bombeo Neumático Dual también puede ser usado como una técnica para la producción hidrocarburos libres de agua para los pozos que se encuentran cercanos al contacto agua-aceite, donde se presentan fuertes tendencias de conificación de agua. Pozos convencionales (terminaciones sencillas) en este tipo de yacimientos producen con respecto al tiempo una mayor cantidad de agua, por ende la cantidad de aceite producido disminuye como se muestra en la **Figura 6-3**. A menudo pozos con este tipo de problemas se cierran debido a la ineficiente recuperación de hidrocarburos. Por otra parte, el agua producida en este tipo de pozos está fuertemente contaminada con hidrocarburos y requiere de un tratamiento costoso previo a la descarga o reinyección.

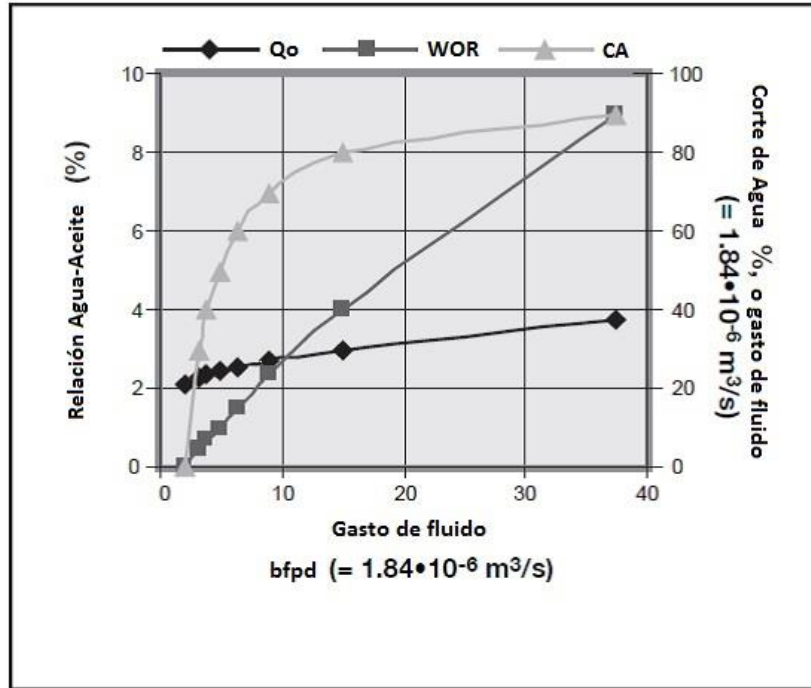


Figura 6-3 Efecto de conificación de agua en el gasto de aceite

Para evitar la conificación del agua se ha optado por utilizar terminaciones duales. La tubería inferior se encuentra debajo del contacto agua-aceite (zona de agua). La parte inferior drena el agua a un gasto controlable, con esta operación el corte de agua puede ser controlado. El aceite producido libre de agua y el agua sin aceite se muestra en la **Figura 6-4**.

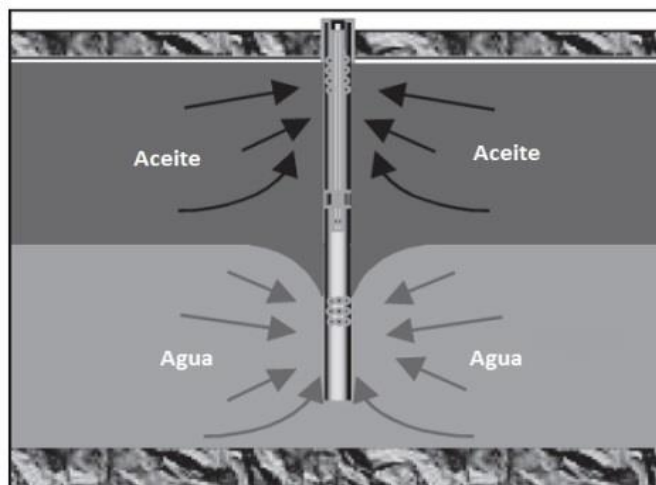


Figura 6-4 Efecto del BND en el pozo

Hay un rango de acción en la parte superior e inferior que mantiene estable el corte de agua. La envolvente sombreada en la **Figura 6-5** indica dicho rango de producción segregado de aceite y agua. La **Figura 6-6** muestra el dominio operacional de los pozos duales con respecto al corte de agua e isólinas de corte del aceite.

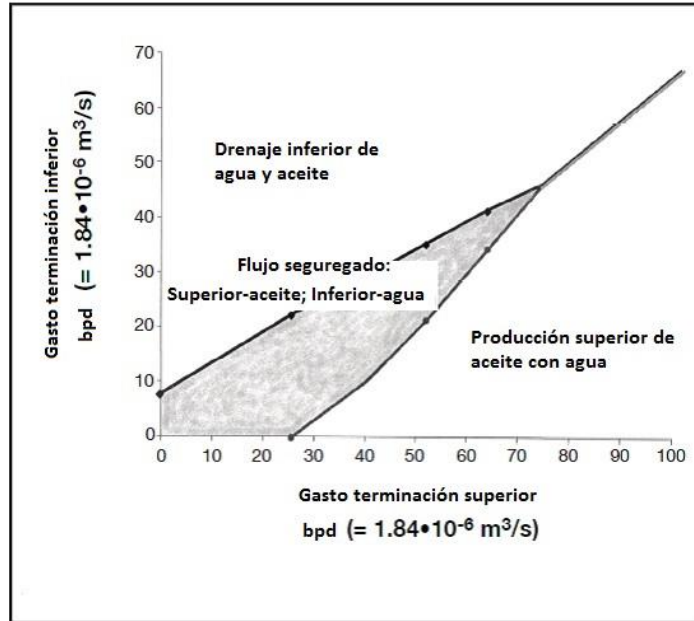


Figura 6-5 Rango de producción en el pozo con entrada de agua

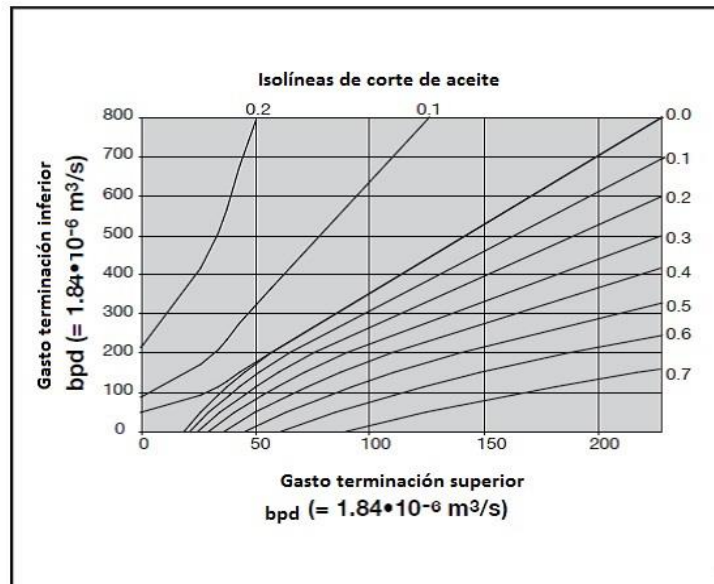


Figura 6-6 Rango de operación del pozo con respecto a la entrada de agua

Normalmente el radio de acción de un pozo con entrada de agua está limitado por la caída de presión máxima (Pmax), que limita el gasto de producción en la terminación superior. Como se muestra en la **Figura 6-7** el pozo con aceite libre de agua puede ser operado por debajo del área de la línea Pmax y Corte de agua igual a cero. Dentro de esta área, sin embargo la operación tiene que ser optimizada para el gasto de producción de aceite máximo. **La Figura 6-8** muestra el principio de optimización de la producción para este tipo de pozos mediante el control del corte de agua en la terminación superior.

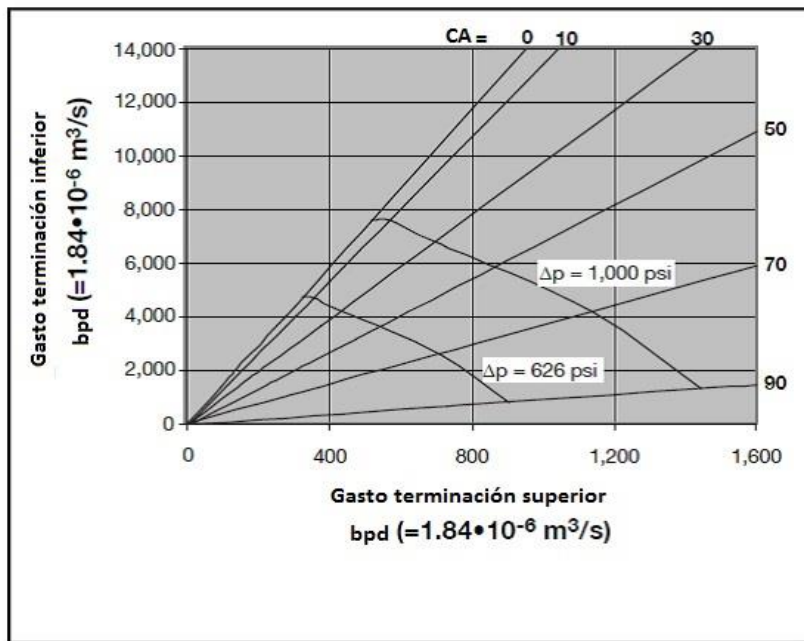


Figura 6-7 Gasto de terminación superior con caídas de presión y corte de agua

Esto demuestra que el índice de productividad de los fluidos (Aceite y Agua) aumenta con el incremento del corte de agua mientras que el índice de productividad para el aceite muestra una tendencia opuesta. Por lo tanto a diferencia de los pozos convencionales, estos pozos con Bombeo Neumático Dual deben ser operados de tal manera que la entrada de agua sea minimizada, mientras que el índice de productividad es maximizado con el mínimo corte de agua en la terminación superior.

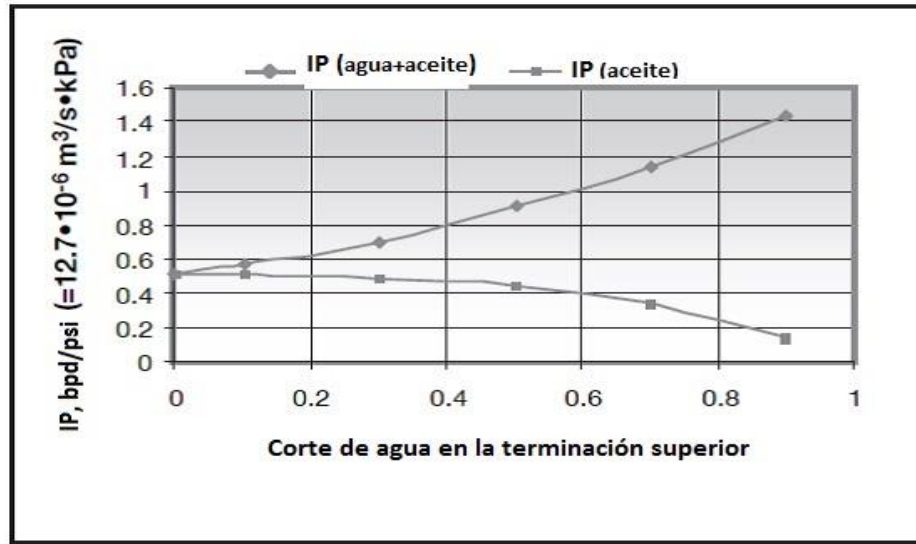


Figura 6-8 IP de la terminación superior vs corte de agua

Diseño del Bombeo Neumático Dual en pozos con entrada de agua.

Un diagrama esquemático de una instalación de Bombeo Neumático Dual en un pozo con entrada de agua se muestra en la **Figura 6-9**. Diferentes configuraciones de inyección se pueden utilizar, por ejemplo una tubería puede funcionar con inyección continua y la otra con inyección intermitente. Por lo tanto la selección de la configuración adecuada dependerá de las condiciones de presión del yacimiento.

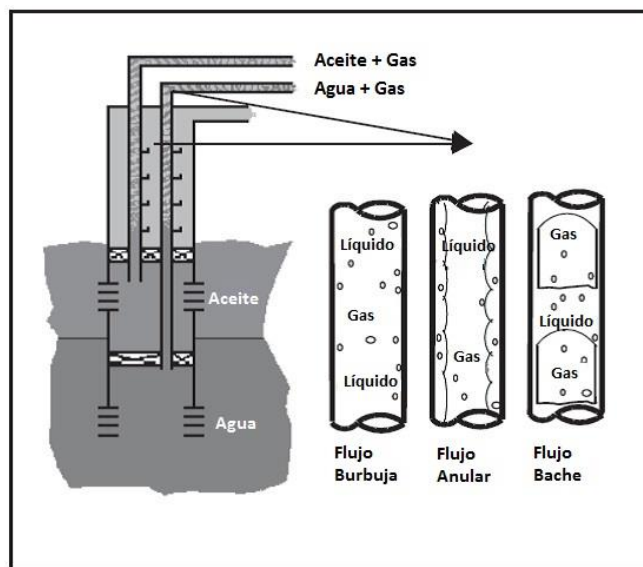


Figura 6-9 Esquema de la terminación con BND

Procedimiento de diseño.

Los pasos de diseño se resumen a continuación. La base teórica se deriva de los principios de operación de los pozos. Los cálculos reales se han realizado utilizando un software de diseño llamado SCONE, los pasos principales son los siguientes.

- Desarrollar la tabla de índice de productividad para el pozo con entrada de agua similar a las Figuras 6-5 a 6-7.
- Usar la carta de índice de productividad para determinar las mejores combinaciones de funcionamiento para el gasto mínimo y máximo y los respectivos valores de corte de agua. Considere la posibilidad de gráficos similares a las Figuras 6-6 y 6-7. Este paso proporciona volúmenes de fluidos a ser levantados en cada tubería.
- Introducir al programa la presión de fondo fluyendo correspondiente a las condiciones de operación.
- Seleccione todas las combinaciones de tamaño disponibles de las dos tuberías como se muestra en la **Figura 6-10** donde se observa una vista en planta de las tuberías paralelas. Considere la posibilidad de levantar un gran volumen de agua y un volumen relativamente pequeño de aceite.

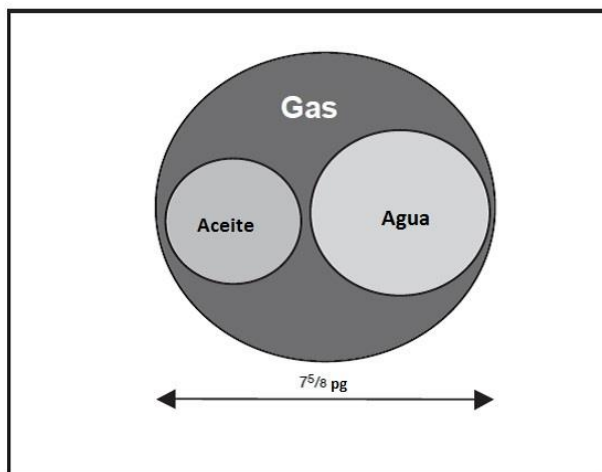


Figura 6-10 Geometría del BND

Utilice un software de Bombeo Neumático para obtener la curva de rendimiento del Bombeo Neumático para la tubería de levantamiento del agua tal cual se muestra en la **Figura 6-11**. Determinar el gasto máximo de levantamiento de agua en el pozo.

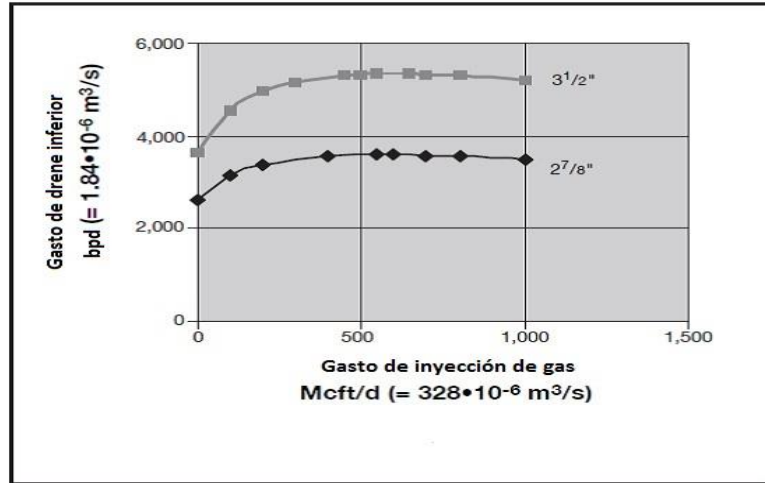


Figura 6-11 Comportamiento del gasto de agua de la terminación inferior

- Utilice el software de Bombeo Neumático para para obtener una familia de curvas de rendimiento del Bombeo Neumático para la tubería de aceite. Considere una variedad de valores de corte de agua como se muestra en la **Figura 6-12**.

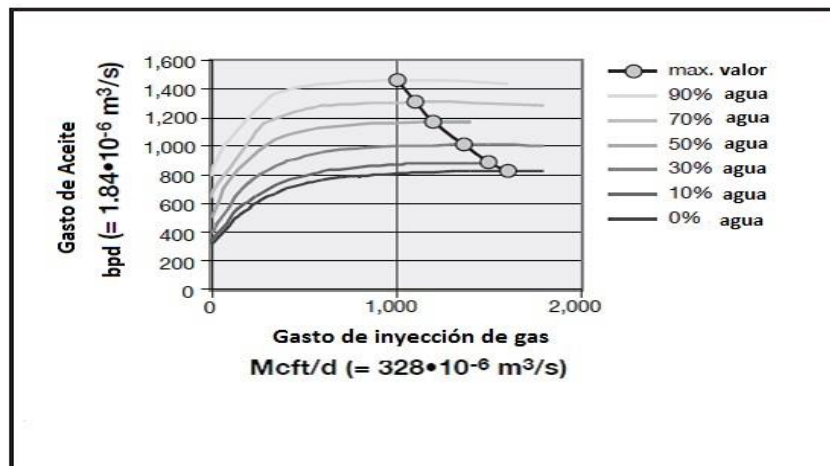


Figura 6-12 Gasto de aceite vs gasto de gas para varios cortes de agua

- Determinar el gasto máximo para cada valor de corte de agua.
- Superponer gastos máximos de agua en la carta de índice de productividad tal cual se indica en la **Figura 6-13**. Este paso definirá el rango de gastos disponibles de la terminación superior y valores de corte de agua.

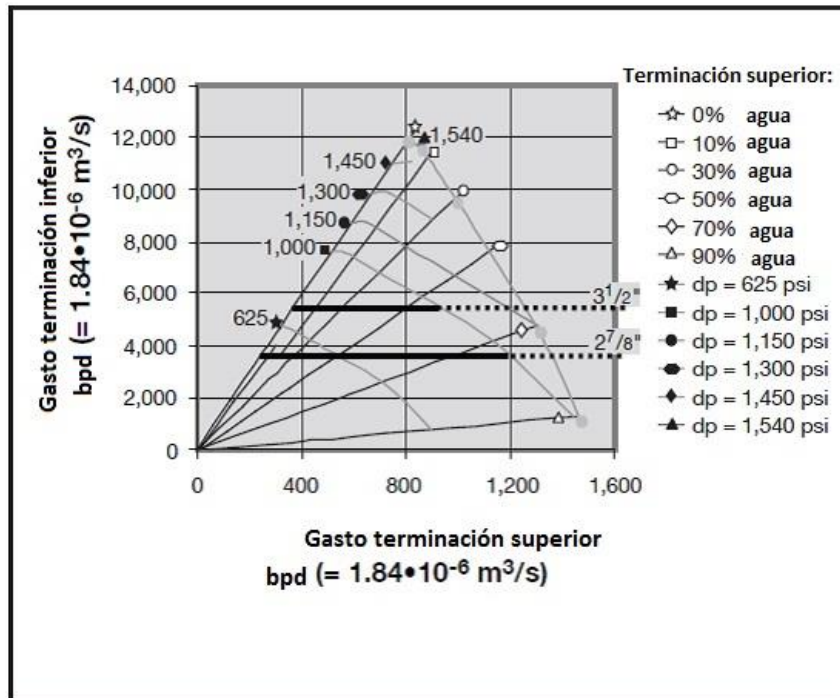


Figura 6-13 Máximos gastos disponibles para la terminación superior teniendo tubería de 3.5 pg

- Examinar el rango disponible de los gastos de la terminación superior para encontrar la combinación del gasto de aceite y corte de agua que proporciona el gasto máximo de aceite, como se muestra gráficamente en la **Figura 6-14**. Determinar las gráficas del máximo gasto de aceite, la intercepción de las dos graficas representa la máxima producción de aceite.

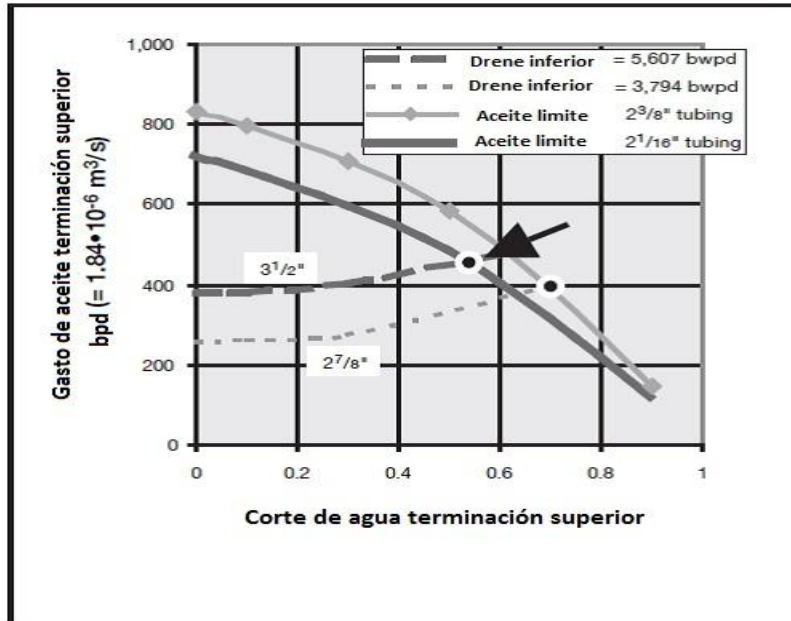


Figura 6-14 Máximo gasto de producción disponible para dos diámetros de tuberías.

- Finalmente seleccionar la mejor instalación de Bombeo Neumático que proporcione el mayor gasto de aceite.

Ejemplo de un pozo con entrada de agua utilizando Bombeo Neumático Dual.

El ejemplo muestra el procedimiento de diseño descrito anteriormente. En dicho diseño se utilizó lo siguiente.

- Gasto de inyección de gas ilimitado.
- Presión de inyección de gas ilimitada.
- Caída de presión de fluido de entrada menor a 1000 lb/pg^2 .
- El aceite puede ser producido con un pequeño corte de agua.
- Se requiere drenar aceite libre de agua.

La Figura 6-7 es la carta del índice de productividad para este pozo. La carta ha sido generada con el software SCONE que simula conificación de agua para valores dados de producción mínima y máxima. El software emplea un método de ensayo y error para encontrar los gastos críticos, cortes de agua y valores de caída de presión para generar la carta de índice de productividad.

La **Tabla 8** muestra los datos obtenidos de SCONE a una caída de presión de 250 lb/pg² en la arena superior. Para este ejemplo la terminación inferior produce agua libre de aceite. El gasto máximo de aceite corresponde al corte de agua cero y al gasto máximo de drene del agua.

Tabla 6 Gasto de fluidos para el pozo con entrada de agua

Terminación inferior--Agua,	1909	1818	1681	1454	1273	1045	295
bapd (m3/s)	3512	3345	3094	2675	2342	1928	543
Terminación superior--Fluidos,	129	141	174	226	361	284	248
bapd (m3/s)	237	259	320	410	664	523	456
Terminación superior--Aceite,	129	128	122	113	99	85	36
bapd (m3/s)	237	236	224	208	182	156	66
Terminación superior--Corte de agua (%)	0	10	30	50	60	70	90

Selección del tamaño de tubería para el agua y aceite

Las Figuras 6-7 y 6-8 muestran claramente que los gastos de drene del agua son mucho más altos que los del aceite; esto significa que el diámetro de la tubería para el agua debe ser más grande que la tubería para producir el aceite. En el diseño del Bombeo Neumático Dual es necesario tener en cuenta el tamaño del mandril para cada tubería. También las dimensiones de la tubería de revestimiento limita el tamaño para la selección de las tuberías.

En este ejemplo se supone que un pozo con diámetro de tubería de revestimiento de 7 5/8 pg. Por lo tanto es posible tener las siguientes variantes.

- Tubería para producción de agua de 3 1/2 pg y tubería para producción de aceite de 2 1/16 pg o.
- Tubería de producción de agua de 2 7/8 pg y tubería de producción de aceite de 2 3/8 pg.

Análisis nodal de pozo con Bombeo Neumático

Para correr el software de análisis nodal, es necesario contar con los siguientes datos de entrada.

- Propiedades del aceite (API, corte de agua, RGA, gravedad específica del gas y del agua).
- Diámetro de la tubería.
- Profundidad del punto de inyección.
- Gasto de inyección de gas.
- Presión a la temperatura del yacimiento, IP y gasto de producción.
- Presión y temperatura de separación.
- Diámetro y longitud de la línea de descarga.
- Correlaciones de flujo multifásico vertical y horizontal.

La Figura 6-11 muestra los resultados del análisis nodal con tuberías para agua de 3 1/2 pg y 2 7/8 pg en el pozo con Bombeo Neumático Dual continuo. Las gráficas representan los gastos máximos de elevación de agua en este pozo para las dos tuberías, más de 5500 barriles de agua por día (bapd) se pueden levantar con una tubería de 3 1/2 pg en comparación con 3600 bapd para una tubería de 2 7/8 pg para un mismo gasto de inyección de gas de 0.164 m³/seg.

Un ejemplo del resultado del análisis nodal en la tubería de 2 3/8 pg en la terminación superior se muestra en la Figura 6-12. Las gráficas describen gastos para diferentes valores de corte de agua. El gasto máximo de aceite corresponde al máximo corte de agua, curiosamente también se correlaciona con el índice de productividad más alto mostrado en la Figura 6-8. Los valores tabulados de la curva de máximo levantamiento de aceite se muestran en la **Tabla 9**. También la tabla muestra el efecto del corte de agua en la eficiencia del levantamiento continuo. Para el 90% de corte de agua la capacidad de elevación del fluido se reduce a 55% del gasto máximo de fluido. Sin embargo cuando el aceite está libre de agua, es posible levantar hasta 87% del gasto máximo. La Figura 6-13 presenta el gráfico de índice de productividad del pozo junto con dos líneas horizontales representando el levantamiento de agua de la terminación inferior de 2 7/8 pg y 3 1/2 pg. En ésta gráfica también se encuentran isolíneas de caída de presión en la terminación superior. Las secciones horizontales entre el corte de agua cero y la línea de presión 1000 lb/pg² definen el rango de los gastos más altos disponibles y los valores de corte de agua para las dos tuberías.

Corte de Agua	Gasto máximo	Gasto de Aceite	Gasto de inyección de gas	RGA	Porcentaje Qmax
(fracción)	Qmax, bfpd	bapd	Mcft/d	(Mcft/bbl)	producido
	(10-6 m3/s)	(10-6 m3/s)	(=325-10-6 m3/s)	(=175.6m3/m3)	(%)
0	951	830	1600	1.93	87.28
	1750	1527	0.52	343.7	
0.1	1048	883	1400	1.59	84.26
	1928	1625	0.455	283.2	
0.3	1284	1008	1400	1.39	78.5
	2363	1855	0.455	247.6	
0.7	2095	1305	1000	0.77	62.29
	3855	2401	0.325	137.2	
0.9	2666	1458	1000	0.69	54.69
	4905	1225	0.325	122.9	

Tabla 7 Eficiencia del BND continuo en el pozo con entrada de agua

La Figura 6-14 es un gráfico combinado de la entrada de aceite y los límites de levantamiento de aceite para las dos terminaciones. De los dos puntos de intersección el mejor es que selecciona la tubería de 3 ½ pg, la terminación seleccionada debe producir 470 barriles de aceite con un corte de agua del 50%. El gráfico en la Figura 6-14 también demuestra el efecto del tamaño de la tubería en el gasto de producción de aceite y agua. Esto demuestra que la selección de la tubería más grande para el levantamiento del agua debe optimizar la producción del pozo.

Es necesario que se desarrolle en futuros trabajos un análisis profundo del Bombeo Neumático Dual para determinar su aplicabilidad en las zonas petroleras mexicanas. El Bombeo Neumático Dual es un sistema artificial de producción prometedor por su aplicabilidad ya que puede ser utilizado en pozos desviados sin ninguna restricción, además de ofrecer flexibilidad operativa. A pesar de su escasa difusión en la literatura el Bombeo Neumático Dual ha contribuido en la solución de problemas operativos, un ejemplo de ello es para pozos que presentan una fuerte entrada de agua y para la producción simultánea e independiente de dos yacimientos obteniendo resultados óptimos.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- D. Plathey, J. L. Granger, A. R. Agam, F. Arnaud; “***Dual Gas Lift Experience in Handil Field***”; Indonesian Petroleum Association.
- 2.- J. M. Noiray, Nyoman Swatika, I. Yuanto, F. Arnaud; “***Computer Aided Reservoir Management on Handil Field***”; Indonesian Petroleum Association.
- 3.- J. P. Bellorini, T. Debertrand, M. Iskandar Umar; “***Handil Field Development Example of Geological Reservoir Study***”; Indonesian Petroleum Association.
- 4.- L. Marcano, A.K. Wojtanowicz; “***Dual Gas Lift in Wells With Downhole Water Sink Completions***”; SPE 51201, PDVSA y Louisiana State University; 2005.
- 5.- Jerry B. Davis and Kermit E. Brown; “***Attacking Those Troublesome Dual Gas Lift Installations***”; SPE 4067, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers 1972.

LISTA DE FIGURAS

Figura 6-1 Ubicación del campo Handil en Indonesia	1
Figura 6-2 Producción máxima de aceite para un BND intermitente	4
Figura 6-3 Efecto de conificación de agua en el gasto de aceite	4
Figura 6-4 Efecto del BND en el pozo	4
Figura 6-5 Rango de producción en el pozo con entrada de agua	4
Figura 6-6 Rango de operación del pozo con respecto a la entrada de agua	4
Figura 6-7 Gasto de terminación superior con caídas de presión y corte de agua ..	4
Figura 6-8 IP de la terminación superior vs corte de agua	4
Figura 6-9 Esquema de la terminación con BND	4
Figura 6-10 Geometría del BND	4
Figura 6-11 Comportamiento del gasto de agua de la terminación inferior	4
Figura 6-12 Gasto de aceite vs gasto de gas para varios cortes de agua	4
Figura 6-13 Máximos gastos disponibles para la terminación superior	4
Figura 6-14 Máximo gasto de producción disponible	4

LISTA DE TABLAS

Tabla 6 Datos del pozo	5
Tabla 7 Resultados de diseño del Bombeo Neumático Dual	5
Tabla 8 Gasto de fluidos para el pozo con entrada de agua	4
Tabla 9 Eficiencia del BND continuo en el pozo con entrada de agua	4

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- El Bombeo Neumático Dual es un sistema artificial altamente efectivo siempre y cuando los pozos candidatos cumplan con las características mecánicas necesarias para su correcta implementación.
- Un pozo con terminación dual es más difícil de diseñar y operar que un pozo sencillo, en un pozo con una terminación dual intervienen diversos factores que deben ser considerados para determinar si es o no factible la implementación del Bombeo Neumático Dual en dicho pozo. La economía del proyecto es uno de los factores que nunca deben dejarse de lado, es por ello que se requiere un análisis detallado para hacer un balance entre la inversión y la producción esperada para hacer rentable dicha operación.
- El diseño del Bombeo Neumático Dual es la parte medular para obtener un correcto funcionamiento. Deben evitarse diseños complicados ya que un diseño complicado podría presentar un mayor riesgo en la operación del bombeo y requerir mayor tiempo en una reparación. El encargado de hacer el diseño del Bombeo Neumático Dual debe evitar diseños complejos de la sarta de tubería de producción, pero debe estar preparado para hacer adaptaciones para condiciones especiales de producción. Los diseños complicados deben ser evitados ya que esto podría generar problemas adicionales.
- Operar el Bombeo Neumático Dual de manera automatizada trae beneficios como optimizar el tiempo del personal operario, permitiéndoles centrar mayor atención en la resolución de problemas críticos. El personal

encargado del pozo debe estar en constante actualización en cuanto a las novedades y equipos que puedan ayudar a mejorar el comportamiento del Bombeo Neumático Dual.

- Los pozos con Bombeo Neumático Dual deben ser supervisados frecuentemente para verificar la correcta operación de equipos y accesorios instalados superficial y subsuperficialmente, es preciso contar con información adecuada y en el momento necesario, por ello es necesario contar con adecuados equipos de monitoreo en puntos susceptibles de fallas. El mantenimiento del equipo debe ser considerado en un tiempo adecuado, ya que si no se hace un correcto mantenimiento la eficiencia del Bombeo Neumático Dual puede disminuir y ocasionar graves problemas al sistema de producción y al personal de operación.
- La implementación del Bombeo Neumático en el campo Handil ha tenido resultados satisfactorios. El constante monitoreo de las condiciones de producción y la implementación de un sistema de producción automatizado han sido factores clave para la obtención de los objetivos propuestos. Otra aplicación del Bombeo Neumático Dual es para pozos que presentan fuerte conificación de agua, el Bombeo Neumático Dual ayuda a producir hidrocarburos libres de agua ya que el agua producida estaría fuertemente contaminada con aceite y requeriría de un tratamiento costoso para su limpieza.
- Se debe hacer una medición de la producción de hidrocarburos del pozo antes de instalar el Bombeo Neumático Dual y compararla con el gasto de producción que se tiene con su implementación, así nos daremos cuenta si el pronóstico de producción es adecuado o qué grado de desviación tiene, si existe un alto grado de desviación del gasto esperado, es necesario hacer una revisión del diseño del Bombeo Neumático Dual para solucionar dicho problema.

- Es necesario que se haga un análisis más detallado del Bombeo Neumático Dual y de las condiciones de los campos petroleros mexicanos para determinar el grado de oportunidad que presenta su implementación para contribuir con el incremento de la producción de hidrocarburos.
- El desarrollo de este tema de tesis fue muy significativo porque me permitió conocer el papel tan importante que tienen los sistemas artificiales de producción al contribuir con el mantenimiento de la producción de hidrocarburos y la importancia de desarrollar nuevas configuraciones que puedan ayudar a la producción de un pozo en condiciones muy específicas.

Recomendaciones

- Es recomendable contar con la mayor cantidad de información acerca de la vida productiva del pozo antes de la toma de decisiones de instalar un sistema artificial de producción. También es adecuado contar con un historial de reparaciones del pozo lo más actualizado y detallado posible.
- Aunque un pozo tenga una terminación dual, no es motivo para implementar el Bombeo Neumático Dual sin un previo análisis de sus características. Algunos pozos no son unos buenos candidatos para implementar el Bombeo Neumático Dual por sus características mecánicas o de su capacidad de aporte.
- Es necesario que antes de operar un pozo con Bombeo Neumático Dual se determinen las condiciones de las tuberías de revestimiento del pozo, para asegurar que no se tendrá problemas al momento de inyectar en el espacio anular gas a alta presión.

- Al momento de poner a producir un pozo con Bombeo Neumático Dual es necesario monitorear las condiciones de producción para que los objetivos planteados en el diseño del bombeo se cumplan plenamente a la hora de su producción.
- El personal involucrado en la operación del Bombeo Neumático Dual debe conocer a detalle todos los elementos que lo conforman, ya que si se presenta un problema ellos podrán resolverlo inmediatamente sin la necesidad de sacar el pozo de producción por un tiempo prolongado.
- Es recomendable el desarrollo de un software especial para el diseño del Bombeo Neumático Dual que permita conocer el requerimiento de gas para cada intervalo productor y contribuir al óptimo levantamiento de hidrocarburos y evitar diseños complicados.
- Es de gran importancia que se coloquen el número necesario de válvulas para obtener una correcta descarga y operación del Bombeo Neumático Dual, un número reducido de válvulas podría ocasionar una descarga ineficiente y un número excesivo de válvulas sería un costo adicional innecesario.
- Deben evitarse diseños complicados de la instalación de Bombeo Neumático Dual ya que pueden ocurrir problemas adicionales en su funcionamiento.
- En futuros trabajos debe profundizarse el estudio del Bombeo Neumático Dual así como las características de las zonas petroleras susceptibles a implementarse el Bombeo Neumático Dual en México.

Bibliografía General

“Artificial Lift Manual – Gas Lift Design”; Shell, 1993.

“Catálogo de empacadores”; Halliburton, 2013.

“Conductor Sharing Wellhead”; Cameron, 2012.

“Design, Operation and Troubleshooting of Dual Gas-lift Wells”; Practicas recomendadas por el American Petroleum Institute. Primera edición 2010.

“Guía de Terminación y Mantenimiento de Pozos”; Subgerencia de Terminación y Mantenimiento de Pozos. PEMEX.

A. Al-Nahdi, Abo Elsaoud, Lemenager, C. Acar; **“Reservoir Test Optimization in Real Time with New Wireless Telemetry System”**; Saudi Aramco--Schlumberger 2010.

Alí Antonio, Hernández Guitian, Sharon Imelda y María Tinoco; **“Manual del curso de levantamiento por gas avanzado”**; PDVSA. Primera edición. Los Teques 2001.

Al-Jasmi, H.K. Goel, M. Villamizar; **“Gas Lift Smart Flow Integrates Quality and Control Data for Diagnostic and Optimization in Real Time”**; Kuwait Oil Company -- Halliburton 2013.

Andrew Cooksey and Mike Pool; **“Production Automation System for Gas Lift Wells”**; Halliburton 1995.

Bellarby, Jonathan; **“Well Completion Design”**; Primera edición. 2009.

Boyund Guo, William C. Lyons y Ali Ghalambor; **“Petroleum Production Engineering A Computer-Assited Approach”**; Primera edición. 2007.

D. Plathey, J. L. Granger, A. R. Agam, F. Arnaud; **“Dual Gas Lift Experience in Handil Field”**; Indonesian Petroleum Association.

D.A. Lambie, R.O. Walton; “**Gas Lift in Multiple-completed Wells**”; Shell Oil Company, SPE 68107. 1968.

David P. Gregg; “**Well Head Telemetry For Complete Production Operations**”; SPE 30980, 1995.

Felipe de Jesús Lucero Aranda; “**Presentaciones de la clase Sistemas Artificiales de Producción**”; Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería 2010.

G.H Tausch, John W. Kenneday; “**Permanent-type Dual Completions**”; Humble Oil and Refining; SPE 56208.

Garaicochea Petrirena Francisco y Huicochea Bernal César; “**Transporte de Hidrocarburos**”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991.

Geo. Estratos; “**Sistema de Telemetría para instalaciones petroleras**”; Estudios de Ingeniería y Subsuelo.

J. M. Noiray, Nyoman Swatika, I. Yuanto, F. Arnaud; “**Computer Aided Reservoir Management on Handil Field**”; Indonesian Petroleum Association.

J. P. Bellorini, T. Debertrand, M. Iskandar Umar; “**Handil Field Development Example of Geological Reservoir Study**”; Indonesian Petroleum Association.

J.K. Pucknell, Shona Goodbrand, A.S Green; “**Solving Gas Lift Problems in the North Sea’s Clyde Field**”; BP Exploration, SPE 28925. 1994.

J.L Ortiz; “**Gas-Lift Troubleshooting Engineering: An Improved Approach**”; Lagoven S.A, SPE 20674. 1990.

J.Zaba, Henry Schaefer and George E. O Neal; “**Producing Dually Completed Wells**”; Stan Oil and Gas Company, SPE 56-026.

Jerry B. Davis and Kermit E. Brown; “**Attacking Those Troublesome Dual Gas Lift Installations**”; SPE 4067, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers 1972.

Kermit E. Brown; “**Overview of Artificial Lift Systems**”; U. of Tulsa, SPE 9979. 1982.

Kermit E. Brown; “**The Technology of Artificial Lift Methods Vol 2a**”; University of Tulsa.

L. Marcano, A.K. Wojtanowicz; “**Dual Gas Lift in Wells With Downhole Water Sink Completions**”; PDVSA y Louisiana State University; 2005.

Lambie D.A. and Walton R.O.; “**Gas Lift in Multiple-completed Wells**”; Shell Oil Company, Midland, Texas. 1968.

Luis B. Gómez Flores; “**Automatización Industrial Principios y Aplicaciones**”.

M.P. de Castro; “ **Gas-Lift Optimization Problem: A Transgenetic Approach**”; Universidad Federal de Rio Grande de Norte, Brasil.

PHB Ingenierías Servicios Industriales; “ **Telemetrix- Sistema de adquisición de datos y telemetría para instalaciones petroleras**”; Servicios Petroleros, Transporte y Seguridad Industrial.

Ricardo Villegas, Francisco Montes; “Cantarell **Oil Field Automation**”; Pemex Exploración y Producción; OTC 1999.

Superior Energy Services; “**Artificial Lift Division Gas Lift Products**”; Belle Chasse, Louisiana. E.U.A.

T.E.W.Nind;”**Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros**”,1987.

W. G. Pearson, L. R. Troiani; “**Installation and Implementation of a Supervisory Control System**”; Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers.

Winkler and S.S. Smith; “**Gas Lift Manual**”; CAMCO Incorporated.