

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO



Facultad de Ingeniería

"Optimización del diseño y operación del
Sistema de Bombeo Neumático."

T E S I S

Que para obtener el título de:
INGENIERO PETROLERO
P r e s e n t a n :
MANUEL CRUZ SÁNCHEZ
ROMÁN HUMBERTO GARMA MANZANILLA
SALVADOR OROPEZA BARCENAS



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

México, D. F.

Abril, 2002



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

PAGINACIÓN

DISCONTINUA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-1462

SR. MANUEL CRUZ SANCHEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

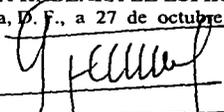
**OPTIMIZACION DEL DISEÑO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO
NEUMATICO**

- I INTRODUCCION**
- II PRINCIPIOS DEL BOMBEO NEUMATICO**
- III VALVULAS, HERRAMIENTAS E INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO**
- IV METODOS DE DISEÑO Y SU OPTIMIZACION**
- AVANCES TECNOLOGICOS Y SU APLICACION**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**
- NOMENCLATURA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 27 de octubre de 2000
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg




SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1463

SR. ROMAN HUMBERTO GARMA MANZANILLA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

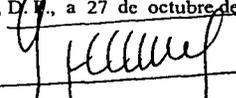
OPTIMIZACION DEL DISEÑO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO

- I INTRODUCCION**
- II PRINCIPIOS DEL BOMBEO NEUMATICO**
- III VALVULAS, HERRAMIENTAS E INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO**
- IV METODOS DE DISEÑO Y SU OPTIMIZACION**
- AVANCES TECNOLOGICOS Y SU APLICACION**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**
- NOMENCLATURA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 27 de octubre de 2000
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg





ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-513

SR. SALVADOR OROPEZA BARCENAS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

OPTIMIZACION DEL DISEÑO Y OPERACION DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO

- I INTRODUCCION
- II PRINCIPIOS DEL BOMBEO NEUMATICO
- III VALVULAS, HERRAMIENTAS E INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO
- IV METODOS DE DISEÑO Y SU OPTIMIZACION
- AVANCES TECNOLOGICOS Y SU APLICACION
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA
- NOMENCLATURA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 22 de abril de 2002
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gig

P

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS:

“Optimización del diseño y operación del Sistema de Bombeo Neumático.”

PRESENTADA POR:

CRUZ SÁNCHEZ MANUEL
GARMA MANZANILLA ROMÁN HUMBERTO
OROPEZA BÁRCENAS SALVADOR

DIRIGIDA POR:

M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL.

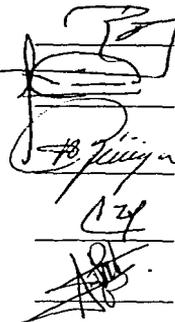
PRESIDENTE: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.

VOCAL: M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.

SECRETARIO: ING. HORACIO ZUÑIGA PUENTE.

1ER. SUPLENTE: ING. CARLOS LIRA SIL.

2DO. SUPLENTE: ING. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ.



Handwritten signatures of the jury members, including the President, Vocal, Secretary, and two substitutes, written over horizontal lines.

Ciudad Universitaria, abril 2002.

Agradecimientos

**A Dios por permitirme disfrutar de sus maravillas.
Una de ellas es la permanecer entre la gente que quiero.**

**A mis abuelos, Bernarda y Manuel
Por su apoyo incondicional en todos
los momentos difíciles de mi vida.**

**A mi padre, Manuel Cruz Pineda
Porque con tu cariño y sabios consejos me haz ayudado
a formarme como un ser humano honesto e integro.**

**A mi hermana Dalia
Esperando que pronto se vean cumplidos tus anhelos.**

**A mi hermano David
Porque sin tu ayuda muchas cosas no llegarían
a ser realidad ahora.**

**A mis amigos
Por hacerme entender, con hechos, el significado
de la palabra "hermano" fuera de la familia.**

Finalmente,

**A mi madre, Paulina Sánchez Sánchez.
El mayor de mis agradecimiento es para ti mamá.
Porque tu eres el ejemplo más grande que tengo de
valor, cariño para con los tuyos y amor a la vida.
Gracias por darme todo lo que soy.**

A mis padres:

María Antonia Manzanilla Rendís

Román Manuel Garma Tuz

*Gracias por haberme enseñado a ser hombre,
por enseñarme que ante todos los problemas
y teniéndolo todo para perder el darse por vencido
no es la solución.*

*Gracias por su ejemplo de no pecar de soberbia
si triunfo y de afrontar mis frustraciones y fracasos
sin queja alguna.*

*Me han enseñado que en esta vida triunfa
el que trasciende fracase o no
aquel que logra avanzar poco a poco sin aportar nada a los demás
es un derrotado*

Gracias por su amor, por su apoyo y por esta vida.

A mi esposa

Flor Lilitiana Juárez de Garma

*Desde el momento que te conocí, sabía
que ibas a formar parte de mi vida.*

*Cuando sentía que todo lo había perdido;
siempre encontré en ti, la sabiduría que me
llevará a la salida.*

*El cariño, la comprensión y el amor, me lo has brindado y
gracias a eso logre una de mis metas.*

Tu eres la mujer que todo hombre quisiera tener.

A mis amigos

Norma, Eutimio y Bolívar

*Un amigo es una persona que nunca duda de ti
es un ser que tiene el valor de decirte "estas mal"
tiene un corazón tan grande que olvida y perdona
es aquel que llega cuando todo mundo se ha ido.*

Román Humberto Garma Manzanilla

A ti señor Dios todopoderoso sea la gloria, la honra y el poder.
Jehová es mi fortaleza y mi escudo; en él confió mi corazón, y
fui ayudado.....salmo 28:7

A mi madre : Por que tu amor nunca se termine y la grandeza de tus ideas que
siempre me inculcaste son el resultado de este trabajo, con todo mi corazón
para ti.
A ti padre te agradezco gracias por crear en mi ese espíritu de lucha y
carácter.

Para mis hermanos :

Este es el resultado de sus esfuerzos que se veían lejanamente realizados y se
que cada uno de ustedes forman parte de él, gracias por su apoyo
incondicional sin el cual no se hubiera podido hacer realidad este trabajo, se
los dedico con amor a cada uno de ustedes y a todos mis sobrinos.
Araceli, alma ,Felipe ,Claudia, Osvaldo.

**Un agradecimiento especial al M.I. José Carlos Pacheco Ledesma
Por la gran paciencia y apoyo en la elaboración de este trabajo**

***Con Dios está la sabiduría y el poder;
Suyo es el consejo y la inteligencia.***

Job 12:13

INDICE

INTRODUCCIÓN	3
CAP. 1. PRINCIPIOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO.	7
1.1. Antecedentes y principios del Bombeo Neumático.	7
1.1.1. Principios de la producción de aceite	7
Factores que afectan la producción de aceite	7
1.1.2. Sistemas de Producción Artificial	8
Tipos de sistemas artificiales de producción	8
Selección de un sistema artificial de producción	9
1.1.3. Tipos de Bombeo Neumático	9
Proceso del Bombeo Neumático	9
Bombeo Neumático Continuo	10
Bombeo Neumático Intermitente	12
1.1.4. Ventajas y limitaciones del Bombeo Neumático	12
Selección del sistema de Bombeo Neumático	12
CAP. 2. VÁLVULAS, HERRAMIENTAS E INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO.	15
2.1. Clasificaciones de las instalaciones con Bombeo Neumático.	15
2.1.1. Instalación Abierta.	15
2.1.2. Instalación Semi-Cerrada.	16
2.1.3. Instalación Cerrada	16
2.1.4. Instalación con cámara	17
2.1.4.1. Instalación con cámara de dos empacadores	17
2.1.4.2. Instalación con cámara de inserción	18
2.1.4.3. Instalación con cámara de flujo inverso.	18
2.1.5. Instalación macarrón	19
2.1.6. Instalación tipo "pack-off" o de válvula recuperable	20
2.1.7. Producción por espacio anular	21
2.1.8. Instalación en dos etapas	21
2.2. Válvulas y herramientas para el Sistema de Bombeo Neumático.	23
2.2.1. Componentes básicos de las válvulas de bombeo neumático	24
2.2.2. Fuerza de cierre	25
2.2.3. Fuerza de apertura	25
2.2.4. Carga de la válvula	27
2.2.5. Prueba de sondeo.	27
2.2.6. Efecto de la presión de fluido de producción	28
2.2.7. Presión de cierre	28
2.2.8. Características de las válvulas	29

2.2.8.1. Prueba de flujo dinámico29
2.2.8.2. Amplitud de la válvula29
2.2.8.3. Protección al fuelle30
Presión de apertura en el taller30
2.2.9. Tipos de válvulas de Bombeo Neumático32
2.2.9.1. Clasificación de las válvulas de BN por su aplicación32
2.2.9.2. Válvulas usadas para BNC33
2.2.9.3. Válvulas usadas para BNI33
2.2.9.4. Diseños básicos de válvulas33
Válvula desbalanceada operada por presión33
Válvula desbalanceada con resorte33
Válvulas piloto34
Otros tipos de válvulas35
2.2.10. Mandril recuperable con línea35
2.2.11. Combinaciones de mandril y orificio de la válvula36

CAP. 3. MÉTODOS DE DISEÑO Y SU OPTIMIZACIÓN.

3.1. Diseño y análisis del Bombeo Neumático Continuo.

3.1.1. Principios de diseño.39
3.1.2. Operación de Sistemas de Bombeo Neumático39
Descarga39
3.1.3. Secuencia de Descarga del Flujo Continuo40
3.1.4. Diseño de Instalaciones de Bombeo Neumático Continuo42
Información necesaria del sistema42
Tipos de problemas de diseño43
Determinación del gasto en una instalación de BNC.43
Diseño de espaciamiento de válvulas en una instalación de BNC.44	
Método gráfico para el espaciamiento de las válvulas balanceadas.45
Método gráfico para el espaciamiento y calibración de las válvulas desbalanceadas.46
3.1.5. Selección del equipo55
Equipo superficial55
Equipo subsuperficial56
3.1.6. Procedimiento de instalación56
3.1.7. Operación de descarga y ajuste del pozo56
3.1.8. Instrumentos57
3.1.9. Análisis de desperfectos57
3.1.10. Diseño del BN para instalaciones marítimas.58
3.1.11. Instalaciones de Bombeo Neumático Doble.58

3.2. Diseño y análisis del Bombeo Neumático de Flujo Intermitente.

3.2.1. Principios del Bombeo Neumático Intermitente.59
3.2.2. Secuencia de descarga del Flujo Intermitente.59
3.2.3. Tipos de Instalaciones.61
3.2.4. Factores que afectan el gasto de producción.61

Gasto Máximo61
Resbalamiento61
1. Desarrollo de la burbuja de gas.62
2. Velocidad del bache.62
3. Restricciones en la cabeza del pozo.62
Uso del émbolo en el sistema neumático intermitente.63
3.2.5. Diseño de Instalaciones de Bombeo Neumático Intermitente.63
Método de resbalamiento.63
Método de porcentaje de carga.66
Variaciones del método de porcentaje de carga.68
3.2.6. Instalaciones con cámara de acumulación.68
3.2.7. Sistemas de control de superficie para Bombeo de gas intermitente.69
Control por interruptor de ciclos69
Control por estrangulamiento70
Control con regulador de presión71
3.2.8. Análisis de desperfectos para BNI.72
Métodos de investigación72
Diagnóstico73

CAP. 4. AVANCES TECNOLÓGICOS Y SU APLICACIÓN.

4.1. Evolución del Bombeo Neumático.

4.1.1. Reseña histórica del Bombeo Neumático75
Primeros experimentos75
Desarrollo cronológico75
4.1.2. Principales ventajas del BN77
4.1.3. Principales desventajas del BN77
4.1.4. Principales áreas de mejora77

4.2. Avances técnicos recientes.

4.2.1. Nueva válvula con boquilla Venturi79
Regímenes de flujo y el fenómeno del "cabeceo".79
Cabeceo en la TP79
Cabeceo en la TR.82
Descripción de la válvula con boquilla Venturi82
Comportamiento del flujo con boquilla Venturi83
Características de desempeño84
Ventajas de la válvula con boquilla Venturi84
4.2.2. Generación de nitrógeno <i>in situ</i> para su aplicación en BN86
Principio del equipo de membrana para la generación de nitrógeno.86
Membranas para separación de nitrógeno87
Proceso de la generación del nitrógeno con el equipo de membrana87
Cuestiones técnicas, operacionales y medioambientales.88
Caso de aplicación89

4.2.3. Cámaras de acumulación no convencionales y su diseño 91
Diseño 91
Caso de aplicación 93
4.2.4. Reactivación de pozos de alta productividad con Bombeo Neumático Autoabastecido 95
Ventajas de esta modalidad de BN 95
Factibilidad técnica y económica. 96
Análisis de factibilidad técnica y económica 97
4.2.5. Nueva válvula piloto para BNI que incrementa la eficiencia101
Principios de operación de la válvula101
Características especiales de la nueva válvula piloto102
Pruebas de campo e interpretación de resultados103
4.3. Optimización.106
4.3.1. Mejoras prácticas en el cálculo, optimización y aplicación del BNC.106
Descripción del problema de optimización.106
Predicción de Gradientes de Presión.107
Estrangulador.107
Red Superficial.107
Separador.108
Optimización.108
Instrumentación, control y automatización para BNC.108
Mejores prácticas.109
4.3.2. Nueva metodología para determinar el momento oportuno de implantación del BNC110
Análisis técnico.110
Metodología de Cálculo.110
Resultados.111
Ventajas.111
4.3.3. Mejoras metodológicas para alcanzar la estabilidad.113
Progreso en el trabajo teórico sobre la estabilización del pozo.114
Estabilidad y evolución de la distribución del gas de inyección.114
Arranque del pozo con sistema de BN.114
Descripción y aplicación de procedimientos115
Arranque "con empacamiento"115
Automatización de controles para pozos integrados y plataformas.116
Mejoras perceptibles con la aplicación de los procedimientos para alcanzar la estabilidad del flujo116
Algunas otras observaciones117
4.3.4. Optimización del abastecimiento de gas en campos con BN118
Análisis del pozo118
Análisis de la red119
Optimización120
4.3.5. Determinación de la presión óptima del gas de inyección para una instalación de BN.121
Forma en que la presión del gas de inyección afecta la eficiencia del bombeo neumático.121

Determinación de la presión de inyección eficiente del gas.	.122
Factores que influyen en la elección de la presión del gas de inyección más rentable	.123
Cálculo del efecto de la presión de inyección del gas en las instalaciones de producción.	.124
Volumen de gas.	.125
Potencia requerida de compresión.	.125
4.3.6. Solución económica para la producción de aceite y la distribución de gas en Bombeo Neumático.	.126
Formulación de la pendiente económica.	.127
Distribución de gas, dada una situación ilimitada de gas.	.128
Distribución de gas en una situación limitada de gas.	.131
4.3.7. Optimización de pruebas de pozo con empleo de tubería flexible	.132
Concepto	.132
Caso de aplicación	.135
4.3.8. Automatización inteligente para pozos con bombeo neumático intermitente	.137
Razones y objetivos de la automatización de los pozos con BNI	.137
Conceptos y arquitectura del sistema	.138
Configuración de bases de datos	.139
Bases de datos de control	.140
Experiencia de campo	.142
CONCLUSIONES.	.145
REFERENCIAS	.149
NOMENCLATURA	.155
ÍNDICE DE FIGURAS	.161
ÍNDICE DE TABLAS	.165

INTRODUCCIÓN

Es muy importante tener en cuenta que en este nuevo siglo la búsqueda de otras fuentes de energía han tomado gran fuerza, sin embargo, aún no se encuentra una fuente que pueda sustituir a la energía de los hidrocarburos, lo cual nos enfatiza la importancia de los yacimientos petrolíferos en esta nueva era.

Es evidente que cuando la energía del yacimiento ya es insuficiente para elevar los fluidos a la superficie y lograr su transporte hasta la batería de separación, se hace necesaria la instalación de un sistema artificial de producción. Por lo tanto, la predicción de la terminación del flujo natural permite establecer cuando es indispensable adicionar energía al sistema de producción, para elevar los fluidos a la superficie.

Como primer paso, se deben evaluar las opciones de los sistemas artificiales que pueden implantarse para el caso en particular, de tal forma que se pueda extraer del subsuelo la mayor cantidad de hidrocarburos al menor costo, en un tiempo mínimo y respetando las características del pozo.

El Bombeo Neumático resulta, para la mayoría de los casos, una magnífica opción de producción artificial, principalmente debido a la versatilidad que presenta frente a las otras alternativas. Sin embargo, cabe destacar que su operación estará en función de diversos factores, tales como: la disponibilidad del gas, las características del pozo y los parámetros de flujo.

Los avances de las tecnologías recientes han sido temas a enjuiciar, debido a las expectativas que crean en cuanto a su efectividad al resolver los problemas que comúnmente se presentan al operar pozos o campos completos con Bombeo neumático.

El presente trabajo nos lleva a observar cuanta fuerza y que alcance son necesarios para adecuar tanto la infraestructura como los procedimientos operativos en la ingeniería petrolera, de lo cual, la producción es primordial, tarea que va haciéndose más difícil conforme crece la complejidad de la extracción y la demanda del abastecimiento de hidrocarburos. Por las razones anteriores, la industria petrolera está comprometida a dar un manejo firme, seguro y rentable a sus proyectos de producción, de forma que colaboren con todo tipo de desarrollo.

El objetivo primordial de un sistema artificial de producción es la reducción del volumen de aceite remanente en los yacimientos. El Bombeo Neumático es un sistema artificial de producción de pozos petroleros, que logra lo anterior mediante la inyección de gas a determinada profundidad, lo cual propicia el aligeramiento de la columna de líquido, permitiendo su flujo hasta la superficie y un incremento en el aporte de los fluidos desde el yacimiento hacia el interior del pozo.

Para mejorar este Sistema Artificial se buscan nuevas metodologías de optimización para reducir aún más los costos de producción, así como desarrollar nuevos dispositivos o sistemas de automatización, que permitan aumentar los volúmenes de aceite recuperados en superficie.

Existen en la actualidad herramientas electrónicas muy sofisticadas que hacen posible que un sistema automatizado sea capaz de representar el comportamiento completo de un sistema de bombeo neumático, llevando un control de información para que el ingeniero de campo pueda interpretar, en el momento adecuado, cualquier situación extraña y así poder aplicar los procedimientos correctivos que permitan mantener la producción y rentabilidad óptimos en cada pozo, lo que constituye el objetivo de toda tarea de explotación realizada con estos sistemas artificiales de producción.

El objetivo de este trabajo es conocer algunos de los avances tecnológicos recientes que se están aplicando en diversas partes del mundo, así como las modificaciones en los métodos de diseño y secuencias de operación que permiten realizar trabajos de optimización en campos que cuentan con Bombeo Neumático .

En el primer capítulo, se tratan los principios del Bombeo Neumático, en los que se busca tener información completa de los antecedentes, esto mediante el análisis de cada uno de los factores que intervienen en el yacimiento, presentando de manera breve los tipos de sistemas existentes para la extracción de los hidrocarburos, así como las ventajas y limitaciones que hay tanto en el Bombeo Neumático Continuo como en el Intermitente, con el fin de seleccionar la opción más rentable para un caso en particular.

El capítulo dos se basa principalmente en dar a conocer la forma en que están constituidas las válvulas y las herramientas que intervienen en un aparejo de producción por Bombeo Neumático. En este capítulo, se presenta a detalle cada una de las características esenciales que permiten alcanzar la mayor efectividad del sistema de bombeo al momento de formar parte del sistema. A su vez, presentamos las variantes que existen de Bombeo neumático, con la finalidad de que se tome en cuenta cada una de ellas al momento de la selección.

El capítulo tres describe el diseño convencional del Bombeo Neumático, con ejemplos que nos brindan un panorama de los diversos factores que intervienen en el diseño de una instalación, ya sea para flujo continuo o intermitente; estos ejemplos han sido seleccionados cuidadosamente de acuerdo a los requerimientos particulares de ciertos pozos, los cuales presentan una serie de características especiales para el ejercicio del análisis.

El último capítulo presenta una recopilación de los avances más notorios en los dispositivos que intervienen en un aparejo o sistema de producción con bombeo neumático, de las mejoras en la metodología (secuencias) de operación y diseño, así como ejemplos de su aplicación, donde se muestra la clara ventaja que resultan poseer sobre sus contrapartes, por ahora, convencionales.

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO Y OPERACIÓN DEL
SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO.**

THE UNIVERSITY OF MICHIGAN LIBRARY

CAPÍTULO 1. PRINCIPIOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO.

1.1 ANTECEDENTES Y PRINCIPIOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO.

El presente capítulo analiza los principios y antecedentes del Bombeo Neumático Continuo (BNC) y del Bombeo Neumático Intermitente (BNI) a partir de conceptos básicos de los Sistemas Artificiales de Producción, los cuales nos ayudarán a comprender su funcionamiento, la clasificación de las instalaciones, los avances, y las limitaciones, así como otros factores que permitirán seleccionarlos, como el sistema artificial de producción conveniente, de acuerdo a las características del pozo y del yacimiento, para obtener la mayor producción actual y futura, planeando con antelación la explotación bien administrada del yacimiento.

1.1.1 PRINCIPIOS DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE.

Cuando el aceite se encuentra inicialmente en el yacimiento, está sometido a determinada presión debido a la carga litostática (peso de la columna de roca que sobreyace al yacimiento como consecuencia del sepultamiento). Si se perfora un pozo, se establece una comunicación entre el yacimiento y la superficie, ocasionando una caída de presión lo cual permite el flujo de los fluidos hasta las instalaciones de producción en superficie. La Fig. 1.1 ilustra este proceso de producción.

Inicialmente, la presión del yacimiento es suficiente para vencer las caídas de presión que se presentan a lo largo del sistema de producción. Conforme avanza la explotación del yacimiento, esta presión se reduce hasta que es insuficiente para mantener un flujo continuo, entonces, por esta razón se hace imperativo implantar un sistema artificial que prolongue la vida productiva del yacimiento.

Factores que afectan la producción de aceite.

Hay una gran variedad de factores que intervienen en las características de la producción de un pozo, estos factores se relacionan frecuentemente y pueden incluir aspectos tales como:

1. Las propiedades del aceite.
2. Las propiedades del gas.
3. Las propiedades del agua asociadas al aceite.
4. Las propiedades del yacimiento.

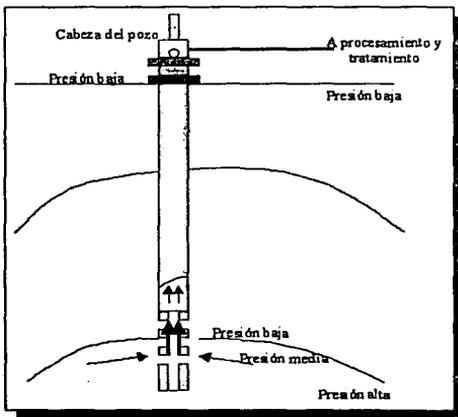


FIG. 1.1. LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN EN UN POZO DE ACEITE.

5. Las características mecánicas de pozo (diámetro de la tubería de producción, restricciones, tipo de terminación, etc.).
6. La geometría y características de las instalaciones de producción (tamaño y longitud de la línea de descarga, topografía del terreno, presión de separación, etc.).

Todos estos factores juegan una parte importante en el comportamiento del pozo y deben ser cuidadosamente considerados cuando se diseñan las instalaciones. Una instalación de producción ideal es aquella que, durante su explotación inicial hasta su explotación con un sistema artificial de producción, hace uso máximo de la energía natural disponible del yacimiento.

1.1.2. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN ARTIFICIAL.

En muchos pozos, con energía natural asociada al fluido, no se producirá una presión diferencial lo suficientemente alta entre el yacimiento y el pozo, que cause el flujo hacia las instalaciones de producción en superficie. En otros pozos la energía natural no empujará al aceite a la superficie en suficiente volumen. Por lo tanto, cuando presión del yacimiento es menor a la suma de las caídas de presión desde el yacimiento hasta la superficie, entonces el pozo debe ser asistido con un sistema artificial de producción.

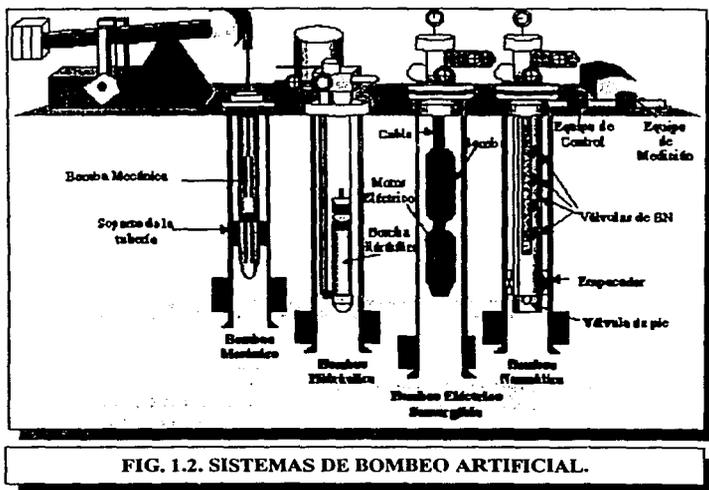


FIG. 1.2. SISTEMAS DE BOMBEO ARTIFICIAL.

Tipos de sistemas artificiales de producción.

Hay cuatro formas básicas para hacer producir un pozo mediante un sistema artificial (Fig. 1.2), estos son:

- **Bombeo Neumático (BN).** Producción de hidrocarburos por el efecto de aligeramiento de la columna hidrostática mediante la inyección de gas a una profundidad conveniente.

- **Bombeo Mecánico.** Producción basada en la operación de una bomba compuesta por barril y émbolo que crea un efecto de succión y que permite el flujo de los hidrocarburos.
- **Bombeo Electrocentrífugo (BEC).** Sistema que permite el flujo de los hidrocarburos mediante la operación de una bomba eléctrica sumergida.
- **Bombeo Hidráulico.** Emplea el principio del empuje hidráulico, que es la transmisión de presión a través de un fluido, para poder vencer las caídas a lo largo de la TP, y elevar los fluidos a la superficie.

Selección de un sistema artificial de producción.

Como ya se mencionó, la selección de un sistema de producción para un caso específico depende de una variedad de factores. En lo concerniente al Bombeo Neumático, es la disponibilidad del gas. Si el gas está disponible en cantidad adecuada, ya sea como gas disuelto en el aceite, o desde una fuente externa, entonces el Bombeo Neumático es con frecuencia una selección ideal como sistema artificial. Por ejemplo, el gas producido en cierto pozo, soportará un sistema de Bombeo Neumático si el gasto diario de gas desde el yacimiento es de por lo menos 10% del total del gasto de gas circulado. Otros sistemas de producción artificial no utilizan completamente la presión disponible del yacimiento, como lo hace el Bombeo Neumático. Si una instalación está adecuadamente diseñada, y se regula la inyección del volumen de gas en superficie, los pozos pueden producir mediante Bombeo Neumático por encima de un amplio rango de condiciones de producción.

En temas posteriores se hará referencia a los demás factores que justifican la implantación de cada tipo de sistema de Bombeo Neumático.

1.1.3. TIPOS DE BOMBEO NEUMÁTICO.

El Bombeo Neumático es un sistema artificial de producción, que tiene como objetivo incrementar los volúmenes de hidrocarburos producidos desde el yacimiento. Este método se basa en el levantamiento de fluidos contenidos en la tubería de producción (TP), mediante la inyección de gas a presiones relativamente altas (250 lb/pg² mínimo) al pozo (Ref. 48).

El gas inyectado desplaza los fluidos del pozo hasta la superficie por cualquiera de los siguientes mecanismos:

- a) Reducción de la presión hidrostática debida a la disminución de la densidad del fluido, lo que provoca que la presión diferencial entre el yacimiento y el pozo se incremente y se establezca un flujo mayor.
- b) Desplazamiento de baches de líquido impulsados por gas inyectado a alta presión.

Proceso del bombeo neumático.

El Bombeo Neumático Continuo es el sistema de producción artificial que más se parece al proceso de flujo natural, y por lo tanto, puede ser considerado como una extensión del mismo. En un pozo con flujo natural, cuando el fluido viaja hacia la superficie, la presión de la columna de fluido se reduce, el gas se libera de la solución, y el gas libre se expande. El gas, siendo más ligero que el aceite, lo desplaza, reduciendo la densidad del fluido y el peso de la columna de fluido sobre la formación. Esta reducción del peso de la columna del fluido produce que la presión diferencial entre el pozo y el yacimiento ocasione el flujo en el pozo. Esto se muestra en la Fig. 1.3.A. Cuando un pozo produce además agua, y la cantidad de gas libre en la columna se reduce, la misma presión diferencial entre el pozo y el yacimiento puede ser mantenida complementando al gas de la formación con gas inyectado (Fig. 1.3.B).

El sistema de Bombeo Neumático se puede clasificar como: Bombeo Neumático Continuo o Bombeo Neumático Intermitente, dependiendo del tipo de flujo (continuo o intermitente) al que será sometido el pozo. La selección del tipo de flujo depende de la presión del yacimiento así como del índice de productividad, y del decremento de la presión de fondo; tomando en cuenta características adicionales como: producción de arena, conificación de agua y/o gas, tipo de terminación, etc.

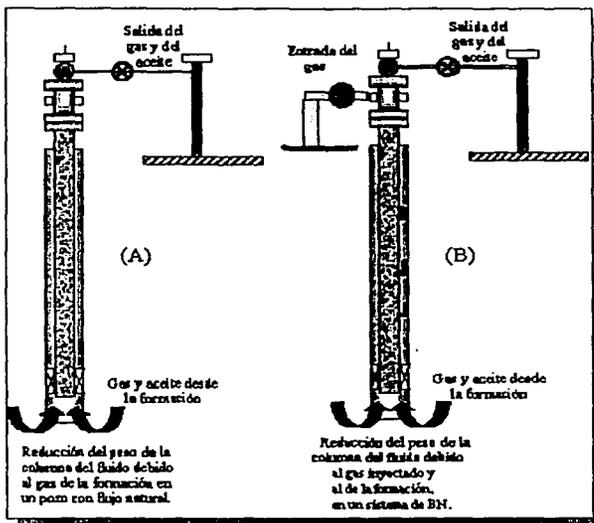


FIG. 1.3. REDUCCIÓN DEL PESO DE LA COLUMNA DE FLUIDO.

Para conocer con mayor detalle este tipo de métodos, se incluye una descripción de ellos:

Bombeo Neumático Continuo.

Para el caso del Bombeo Neumático Continuo, el gas se inyecta de forma continua hacia la sarta de producción a una presión relativamente alta, mediante una válvula operante, resultando un flujo continuo en la sarta de producción hasta la boca del pozo. Este gas inyectado se une al gas de la formación para elevar el fluido a la superficie.

Como ejemplo, en la Fig. 1.4 se muestran a grandes rasgos los componentes de un sistema de Bombeo Neumático Continuo.

En este tipo de pozos, la producción de fluidos está en el rango de 200-20,000 bl/d a través de sargas de tubería de diámetro normal. En flujo a través de la TR es posible obtener gastos del orden de 80,000 bl/d (Ref. 49).

El diámetro interno de la TP gobierna la cantidad de flujo, si el índice de productividad, la presión de fondo, el volumen y presión del gas, y las condiciones mecánicas del pozo son ideales. Pequeños volúmenes pueden ser eficientemente producidos usando flujo continuo si se utilizan tuberías tipo "macarrón". Por lo tanto, gastos tan bajos como 25 bl/d pueden ser producidos eficientemente a través de una tubería de 1 pg contando con un flujo continuo (Ref. 49).

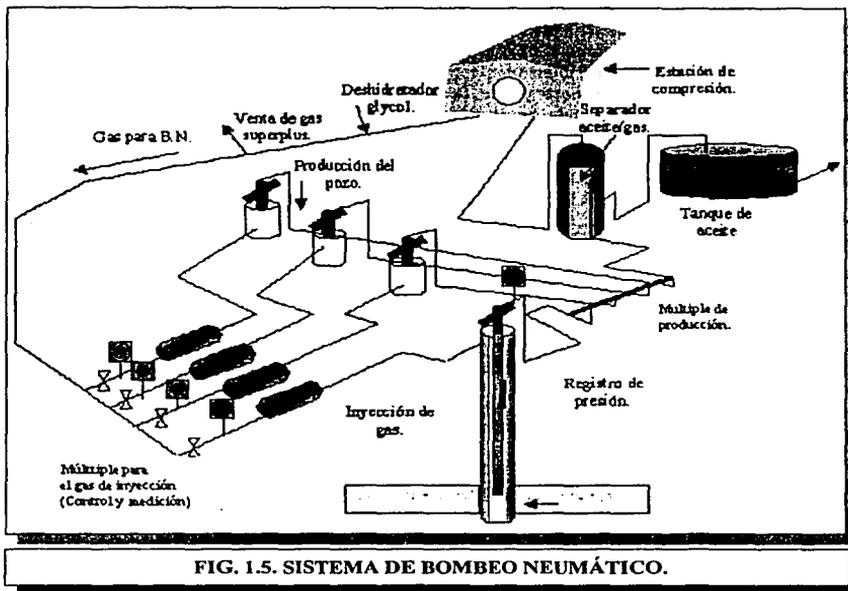


FIG. 1.5. SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO.

TABLA 1.1. Gastos máximos y mínimos de producción que se manejan con el sistema de bombeo neumático continuo.

Díámetro de TP (pg.)	Gasto de producción máximo (BPD)	Rango de producción mínimo (BPD)
1	350	25-50
1 ¼	600	50-75
1 ½	1,000	75-125
2	2,500	200-250
2 ½	3,000	350-500
3	4,000	500-750
4	10,000	1000-1500
5 ½	30,000	3000-5000
7	50,000	5000-7000

Nota: En caso de mayores gastos de producción, deberá considerarse el BNC

Bombeo Neumático Intermitente.

Si un pozo tiene una baja presión de yacimiento o un muy bajo gasto de producción, puede producir haciendo uso del sistema de Bombeo Neumático Intermitente. Como su nombre lo indica, este sistema produce en forma intermitente o irregular, y es diseñado para producir a un gasto al cual el fluido va a entrar al pozo desde la formación. En el sistema de Bombeo Neumático Intermitente, el fluido se acumula en la tubería de producción en el fondo del pozo, ya que, periódicamente un gran volumen de gas a alta presión se inyecta hacia la tubería de producción muy rápidamente en la parte inferior de la columna de líquido, lo que provoca que dicha columna sea desplazada hacia la superficie. Este mecanismo de desplazamiento es de tipo balístico. La frecuencia de inyección del gas en el bombeo intermitente se determina por la cantidad de tiempo requerido para que se acumule un volumen estimado de líquido dentro de la tubería de producción. El periodo de inyección del gas dependerá del tiempo requerido para desplazar un bache de líquido a la superficie.

Este sistema se puede emplear bajo tres condiciones:

- 1) En pozos de bajo índice de productividad y baja presión de fondo.
- 2) En pozos de bajo índice de productividad y alta presión de fondo.
- 3) En pozos de alto índice de productividad y baja presión de fondo.

El sistema utiliza un mecanismo de relojería, el cuál está instalado en la línea de inyección para controlar el tiempo de los ciclos de inyección de gas.

TABLA 1.2. Gastos máximos de producción para BNI.

Diámetro de TP (pg.)	Gasto de producción máximo (BPD)
¾	25
1	50
1 ½	100
1 ¾	150
2	200
2 ½	250
3	300

Nota: En el caso de mayores gastos de producción, deberá considerarse el BNC.

1.1.4. VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL BOMBEO NEUMÁTICO.

Selección del sistema de Bombeo Neumático.

Debido a su ciclo natural, el Bombeo Neumático Intermitente es recomendado sólo para pozos que producen a gastos relativamente bajos. El Bombeo Neumático Continuo comúnmente será más eficiente y menos caro para pozos que producen a gastos más altos donde el flujo continuo puede ser mantenido sin inyección excesiva de gas.

El Bombeo Neumático es recomendado para casi todos los tipos de pozos que requieren un sistema artificial de producción, esto es, puede ser usado para producción artificial en pozos con baja presión (agotamiento); para reiniciar pozos que fluirán naturalmente y para descargar agua de pozos de gas.

Las ventajas del Bombeo Neumático pueden ser resumidas como sigue:

1. Frecuentemente el costo inicial del equipo de fondo de Bombeo Neumático es bajo.
2. La flexibilidad de este sistema no puede ser igualada por algún otro sistema artificial; las instalaciones pueden ser diseñadas para producir, de forma inicial, cercanamente a la superficie, y para producir desde cerca de la profundidad total durante la fase de agotamiento de la presión. Las instalaciones de Bombeo Neumático pueden ser diseñadas para producir de uno a muchos miles de barriles al día.
3. El gasto de producción puede ser controlado desde la superficie.
4. La arena en el fluido producido no afectará al equipo de Bombeo Neumático, como en la mayoría de las otras instalaciones.
5. El Bombeo Neumático no se ve afectado por la desviación del pozo.
6. Las relativamente pocas partes móviles en un sistema de Bombeo Neumático le dan una larga vida de servicio cuando es comparado con otros sistemas artificiales de producción.
7. Los costos de operación son, por lo común, relativamente bajos.
8. El Bombeo Neumático es idealmente recomendado cuando se cuenta con un suministro gas de formación, para hacer producir artificialmente otros pozos donde se tienen cantidades moderadas de gas en el fluido producido.
9. El componente de mayor tamaño (compresor de gas) en el sistema de Bombeo Neumático es instalado en la superficie, donde se puede inspeccionar, reparar y mantener.
10. La versatilidad de los compresores permiten seleccionar su modo de operación: con gas o mediante energía eléctrica.

Por otra parte, el Bombeo Neumático también tiene limitaciones las cuales pueden ser resumidas como siguen:

1. Debe existir plena disponibilidad del gas. En algunos casos han sido usados el aire, gases exhaustos y nitrógeno, pero estos son generalmente más caros y más difícil para trabajar que con el gas natural producido localmente.
2. El espaciamiento amplio puede ser límite para usar una fuente de gas a alta presión localizada centralmente. Esta limitante ha sido evitada en algunos pozos a través del uso del casquete como fuente de gas.
3. La presencia de gas corrosivo incrementar el costo de las operaciones, puesto que el gas requiere tratamiento (deshidratación y endulzamiento) antes de ser inyectado.
4. Las instalaciones del sistema de Bombeo Neumático incluyen compresores que comúnmente requieren un tiempo mas largo de arranque y preparación.
5. En muchos yacimientos de baja presión, el Bombeo Neumático Continuo no puede provocar una caída de presión tan grande como algunos otros sistemas de bombeo. Sin embargo, cuando se desea una baja presión de fondo, el uso de Bombeo Neumático Intermitente o con cámaras de acumulación, puede establecer caídas de presión comparables a otros sistemas de bombeo.
6. La conversión de pozos declinados o cerrados a Bombeo Neumático puede requerir un nivel de integridad de las tuberías, de revestimiento y producción, mas alto que el requerido para otros sistemas artificiales.

Nota:

Para fines de simplificación, en los capítulos posteriores se hará referencia al Sistema de Bombeo Neumático con la abreviación "BN", y para los tipos de Bombeo Neumático Continuo y Bombeo Neumático Intermitente, con las abreviaturas "BNC" y "BNI" respectivamente.

CAPÍTULO 2. VÁLVULAS, HERRAMIENTAS E INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO.

2.1 CLASIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES CON BOMBEO NEUMÁTICO.

2.1.1 INSTALACIÓN ABIERTA.

En la instalación abierta, el aparejo de producción se encuentra suspendido dentro del pozo, sin empacador. El gas se inyecta al espacio anular formado por la TP y la TR, pasa a la TP a través de la válvula operante y los fluidos son desplazados hacia la superficie (Fig. 2.1).

La instalación abierta permite la comunicación entre la TR y la TP, lo que significa que este tipo de instalación se restringe a pozos con condiciones especiales, que presenten un alto nivel dinámico de los fluidos, formando así un buen sello o tapón. La instalación abierta se emplea exclusivamente en los pozos de flujo continuo, aunque es posible colocar una instalación de este tipo para un sistema de producción intermitente, sólo deberá hacerse donde definitivamente no se pueda colocar un empacador. En estos casos el BNC, es más eficiente que el BNI. Aunque este método puede utilizarse para flujo continuo, es extremadamente difícil encontrar el punto de inyección adecuado.

Otro problema con la instalación abierta, es que la variación de la presión de inyección de la línea superficial, ocasiona que el nivel del fluido en el espacio anular aumente o disminuya, exponiendo por consiguiente a todas las válvulas situadas debajo del punto de inyección, a una erosión severa por el fluido. Una desventaja más que presenta este tipo de instalación, es que el pozo debe ser descargado y reacondicionado cada vez que se cierre; debido a que no hay empacador, el fluido incrementará su nivel durante el tiempo de cierre, este fluido deberá ser producido nuevamente por el espacio anular, también una porción de este fluido pasará a la TP a través de las válvulas, sometiéndolas a una erosión adicional.

Existe la posibilidad de que mientras el pozo produzca, cierta cantidad de fluido se mueva del interior de la tubería de producción al espacio anular a través de las válvulas inferiores, esto se debe a una menor resistencia al flujo en el espacio anular, debida a la baja fricción, lo cual tiende a ocasionar que las válvulas más profundas sean cercenadas por la erosión que ocasiona el fluido.

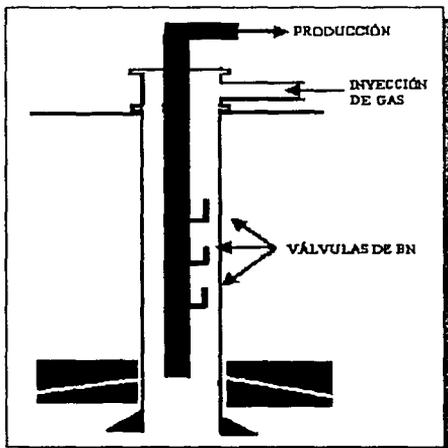


FIG. 2.1. INSTALACIÓN ABIERTA DE BN.

Debido a las desventajas citadas anteriormente, es evidente que una instalación abierta no es normalmente recomendada. Sin embargo, hay casos donde colocar un empacador no es deseable por las condiciones de corrosión, mala terminación del pozo o por una irregularidad interna de la TR. En estos casos, una instalación abierta con flujo continuo, proporcionará un trabajo satisfactorio, mientras que para flujo intermitente será muy ineficiente ya que probablemente se libere gas alrededor del fondo de la tubería de producción.

2.1.2 INSTALACION SEMI-CERRADA.

Este tipo de instalación, tal como se observa en la Fig. 2.2, es similar a la instalación abierta, con la única diferencia de que se adiciona un empacador, que sirve de aislamiento entre la tubería de revestimiento y la de producción. Este tipo de instalación puede aplicarse en un sistema de producción con BNC o BNI.

La ventaja que presenta este tipo de instalación respecto a la instalación abierta, es

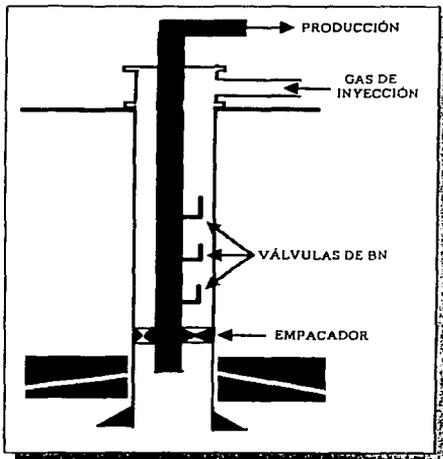


FIG. 2.2. INSTALACIÓN SEMICERRADA DE BN.

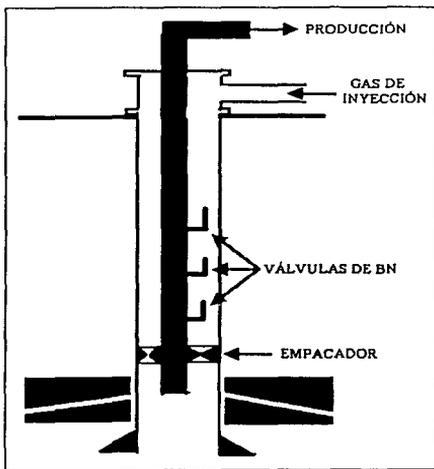


FIG. 2.3. INSTALACIÓN CERRADA DE BN.

que no hay manera alguna de que el fluido regrese al espacio anular cuando se tenga un cierre del pozo por efecto del incremento del nivel, lo que evita el tener que descargar y reacondicionar el pozo cada vez que se cierre; por otra parte el fluido no penetrará al espacio anular, ya que todas las válvulas tienen un dispositivo de retención "check" y el empacador aísla a la TR de cualquier fluido proveniente del fondo de la TP.

Sin embargo este tipo de instalación ocasiona que la presión del gas en la tubería de producción actúe contra la formación.

2.1.3 INSTALACION CERRADA.

La instalación cerrada es aplicable para el BNC o para el BNI. Comparada con la instalación semicerrada, además de contar con un empacador, incluye una válvula de retención o también llamada "válvula de pie" o "check" y que se coloca normalmente en el fondo del pozo tal como se muestra en la Fig. 2.3. La válvula de retención puede colocarse inmediatamente abajo de la válvula de BN más

profunda, lo que impide que la oleada de presión del gas actúe contra la formación productora durante los ciclos de bombeo, en el caso del BNI. De otra manera el fluido podría entrar en la zona productora durante cada ciclo de inyección.

2.1.4 INSTALACIÓN CON CÁMARA.

Frecuentemente una instalación de bombeo neumático incrementa la producción total de aceite, cuando se hace uso de una cámara. Una cámara es una instalación ideal a colocar en pozos con baja presión de fondo y un alto índice de productividad. Existen básicamente dos tipos de instalación de bombeo neumático con cámara: 1) con dos empacadores, y 2) el de cámara de inserción.

2.1.4.1 Instalación con cámara de dos empacadores.

Este tipo de cámara como se muestra en la Fig. 2.4 se instala en un pozo con el objetivo de asegurar el almacenamiento de un volumen considerable de líquido, mediante una mínima cantidad de contrapresión en la formación. A continuación se presenta la secuencia que ocurre en una operación típica con cámara; considerando que el ciclo se inicia justo cuando un bache de líquido se desplaza a la superficie:

- 1) La presión de fondo fluyendo se incrementa, empujando a los fluidos del pozo por la válvula de retención a la TP, posteriormente a través del niple perforado y finalmente al espacio de la cámara.
- 2) La válvula de purga se encuentra abierta, permitiendo que el gas libre escape a la TP en el punto cercano a la cima de la cámara. Este punto de purga es muy importante y debe presentar una apertura amplia, para permitir que el gas que se encuentra a baja presión escape, de otro modo dicho gas será comprimido en la porción superior de la cámara restringiendo la entrada del líquido.
- 3) La cámara continúa su llenado con fluido, hasta que se presente la acumulación de una cantidad considerable de líquido, de acuerdo al tamaño de la cámara.

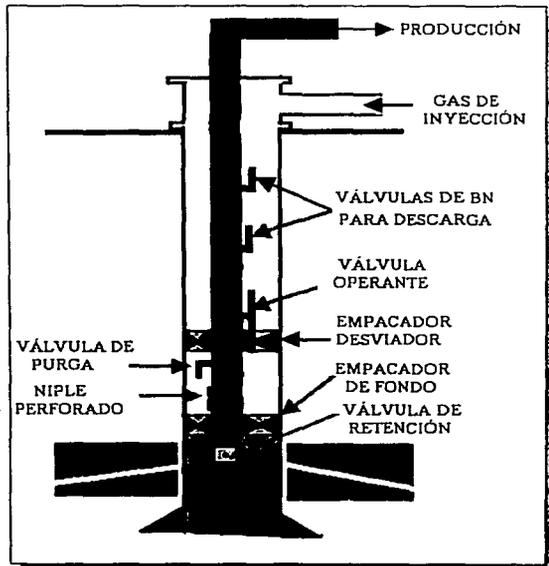


FIG. 2.4. INSTALACIÓN DE BN CON CÁMARA DE DOS EMPACADORES.

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

flujo inverso se concentran en la TP, por arriba del receptor del agujón, siendo conducidos por ésta hasta la superficie. Una vez que la cámara está vacía, se llenará de manera normal. La cámara de flujo inverso tiene la ventaja de permitir el paso del gas de formación a la TP mediante el mismo niple perforado superior donde los fluidos son producidos, por lo que el método es una excelente elección para pozos con altas relaciones gas-aceite.

Existen otros tipos de instalación con cámara como:

- Instalación con cámara para ahorro de gas en el intervalo.
- Instalación especial de cámara para remoción de arena.
- Instalación de cámara en agujero descubierto.
- Instalación con cámara arriba del empacador.
- Instalación con sistema automático de apertura de cámara.

2.1.5 INSTALACIÓN MACARRÓN.

En la industria petrolera, con frecuencia se presenta la necesidad de utilizar tuberías de revestimiento de diámetro muy pequeño para la terminación de los pozos, es decir, tuberías de revestimiento de $2\frac{3}{8}$ " a $3\frac{1}{2}$ " de diámetro exterior, lo cual conduce a la explotación mediante una sarta de tubería de producción de un diámetro mucho menor (de 1" a $1\frac{1}{2}$ "). Estas tuberías de diámetro minúsculo, son conocidas como *tuberías macarrón*. El diámetro más pequeño de una tubería macarrón, que puede instalarse en un pozo de terminación estrecha, dependerá del diámetro exterior máximo que pueda introducirse al pozo, así como del diámetro de las válvulas y mandriles del aparejo de bombeo neumático. La instalación de tuberías tipo macarrón, acepta la producción del pozo mediante bombeo neumático continuo o intermitente.

La Fig. 2.7 muestra un esquema de pozo con terminación sencilla, donde se tiene instalada una sarta de producción tipo macarrón.

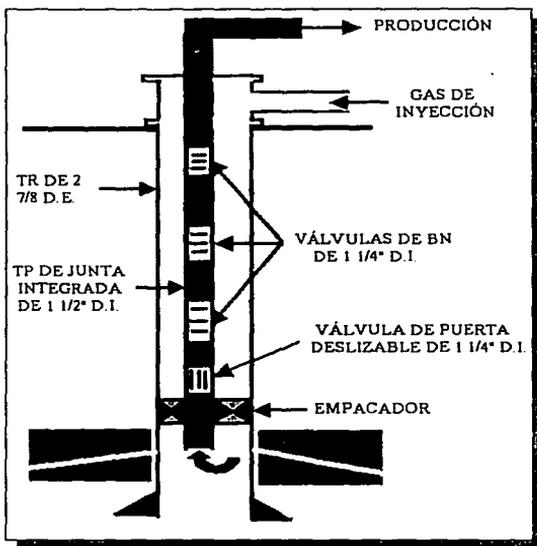


FIG. 2.7. INSTALACIÓN DE BN TIPO MACARRÓN.

Faint, illegible text at the top of the page, possibly a header or introductory paragraph.

Second block of faint, illegible text, appearing as several lines of a letter or document.

Large block of very faint, illegible text occupying the middle section of the page.

Faint, illegible text at the bottom of the page, possibly a signature or footer.

- 4) Perforar un intervalo superior y poner en producción el pozo sin extraer la tubería de producción.
- 5) Extender la profundidad de las válvulas operantes originales.
- 6) Inyección de químicos.

Como se puede observar, la aplicación de una válvula recuperable es de mucha utilidad.

2.1.7 PRODUCCIÓN POR ESPACIO ANULAR.

La Fig. 2.9 muestra una instalación de bombeo neumático con producción por espacio anular o denominada también de *flujo por tubería de revestimiento*, inyecta el gas a la sarta de TP y produce los fluidos por el espacio anular. Este tipo de instalación se utiliza cuando es necesario desplazar grandes volúmenes de fluido, en especial cuando la capacidad de la TP se ha sobrepasado. La inconveniencia de este método de producción es el hecho de que las tuberías de revestimiento quedan expuestas a la acción de los fluidos y del gas, lo que puede producir corrosión, erosión, depósitos de parafina, escamas y arena en el espacio anular. En general, se recomienda el uso de la sarta de producción en lugar del espacio anular.

Muchos pozos en el Medio Oriente, se encuentran bajo flujo anular y pueden producir tanto por TP como por espacio anular de manera simultánea, para obtener los gastos máximos. Los pozos de la Zona Marina se restringen generalmente a flujo por TP, debido a razones de seguridad.

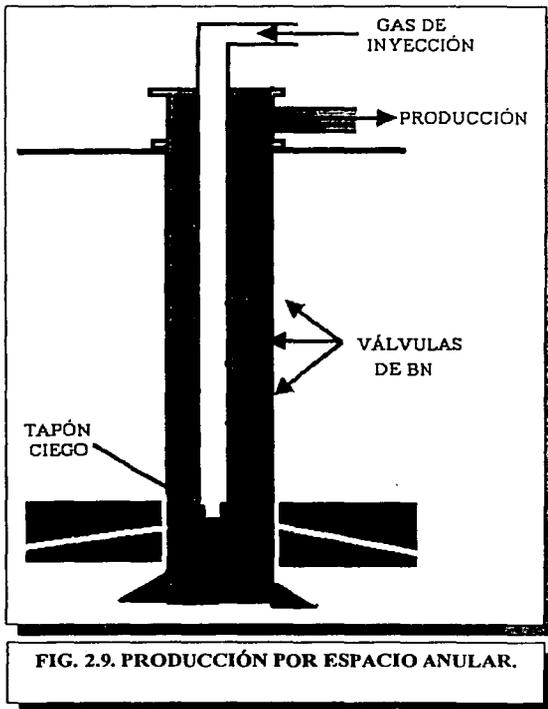


FIG. 2.9. PRODUCCIÓN POR ESPACIO ANULAR.

2.1.8 INSTALACIÓN EN DOS ETAPAS.

Este es un nuevo método propuesto por Faustinelli, que plantea el incremento de la producción de líquido preferentemente en aquellos pozos que producen con gastos muy bajos. Este método se basa en la producción del líquido a una cierta altura en la tubería, y utilizando otra sarta para llevar el fluido a la superficie. El propósito ocasionar una menor presión de fondo fluyendo

(P_{wf}), que la obtenida mediante un diseño ordinario de BN. Cabe hacer mención que el flujo a través del espacio anular sirve de igual forma que alguna de las sargas.

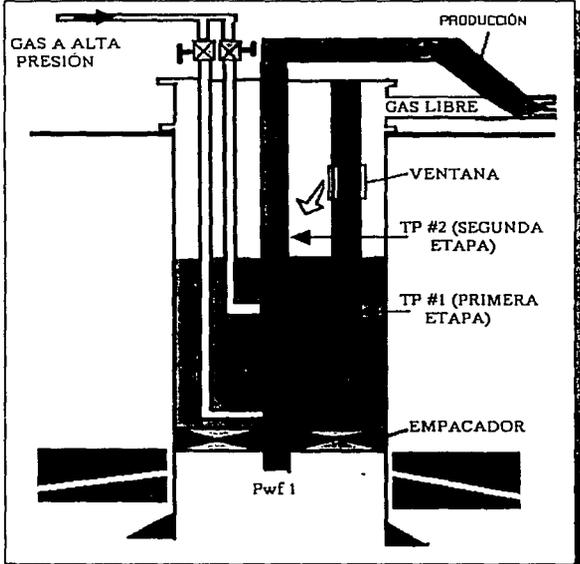


FIG. 2.10. INSTALACIÓN DE BN EN DOS ETAPAS.

Una desventaja de este método es lo complicado de su equipo de terminación, por lo que este método puede dar mejores resultados si la última TR es de 7" ó de 9 5/8".

La Fig. 2.10 muestra el principio del método de BN en dos etapas. Los fluidos de la formación son elevados por la inyección del gas a través de la TP # 1 a una cierta altura donde la presión de transferencia es un poco mayor que la presión superficial (P_{wh}). A este nivel, una ventana comunica la TP # 1 con el espacio anular de la TR, que funciona como un gran separador ya que el gas liberado a esa presión se produce, mientras el líquido escurre. Ahora el líquido habiendo liberado cierta cantidad de gas tiene un gradiente de presión mayor que produce una presión de fondo fluyendo (P_{wf2}), mayor que la original (P_{wf1}). Con esta P_{wf2} mayor el líquido puede producirse mejor a través de la TP # 2 a la superficie.

Es conveniente colocar la ventana que se encuentra en la TP # 1 a una profundidad mayor que la de diseño, ya que a futuro la P_{wf} se abatirá durante la vida del pozo. En estos casos los fluidos pasan a través de la ventana, con una presión considerable, pero que decrece rápidamente en el espacio anular debido a su gran diámetro.

La instalación de BN en dos etapas, contempla dos alternativas, la primera que es la más sencilla, es la Instalación en paralelo, es decir se colocan las dos sargas de TP una al lado de la otra dentro de la TR; la segunda opción es la instalación concéntrica la cual es de mayor complejidad y en la cual se introduce una TP dentro de la otra, y estas a su vez se meten dentro de la TR, lo cual proporciona un arreglo en forma concéntrica.

2.2. VÁLVULAS Y HERRAMIENTAS PARA EL SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO.

El corazón del BN es precisamente la válvula de Bombeo Neumático. Las válvulas de BN son básicamente válvulas reguladoras de presión, es decir, los elementos funcionales de un regulador de presión y de una válvula de BN son los mismos. Un resorte, tanto en el regulador (Fig. 2.11(A)), como en la válvula de BN (Fig. 2.11(B)), presiona al vástago contra el orificio de asiento o "puerto". El diafragma del regulador de presión y el fuelle de la válvula de BN proporcionan un área de influencia más grande para la presión corriente arriba, que el área del puerto.

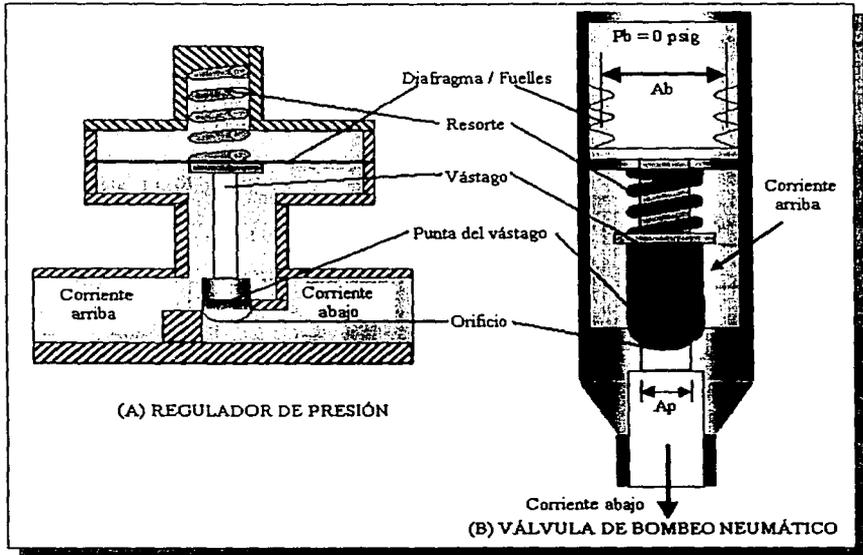


FIG. 2.11. ELEMENTOS DE UN REGULADOR DE PRESIÓN Y DE UNA VÁLVULA DE BN.

La fuerza resultante de la acción de la presión corriente arriba y el área del diafragma o fuelle, actúa en una dirección opuesta, de magnitud tal que supera la fuerza del resorte. Cuando esta fuerza excede la del resorte, el vástago se retira del asiento, se dice entonces que la válvula abre, permitiendo el paso del gas.

Tanto el regulador de presión como la válvula de BN ilustrados, controlan la presión corriente arriba. La regulación de la presión corriente arriba esta en función de la fuerza del resorte y el área efectiva del diafragma o fuelle.

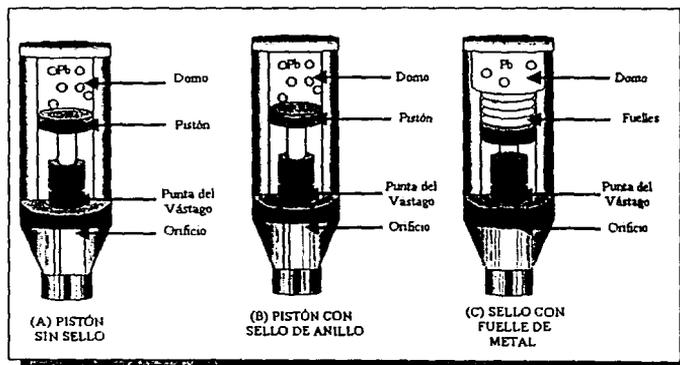
Se requiere conocer la presión, fuerza y área requeridas para comprender la operación de la mayoría de las válvulas de BN.

Prácticamente todas las válvulas de BN usan el efecto de presión actuando sobre el área de un elemento de la válvula (fuelle, vástago, etc.) para provocar la acción deseada.

2.2.1 COMPONENTES BÁSICOS DE LAS VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO.

La mayoría de los diseños de válvulas usan los mismos componentes básicos. El arreglo de los componentes puede variar. La válvula básica (Fig. 2.12(C)), comúnmente incluye un fuelle, una cámara o domo (formada por un extremo del fuelle, la pared de la válvula y la parte final superior de la válvula), y un orificio o "puerto" que se abre o cierra de acuerdo a la posición de la punta del vástago o "canica". La punta del vástago es más grande que el puerto y está unida al fuelle por el vástago.

La diferencia en las ilustraciones mostradas en la Fig. 2.12 es la forma en que está sellada la cámara. El pistón en la Fig. 2.12(A) no tiene sello, así que el domo no puede estar aislado. En la Fig. 2.12(B) el pistón tiene un sello de anillo.



El aislamiento del domo es obtenido con el sello (anillamiento). Las pequeñas fugas a través del anillamiento, debidos a la fricción del sello hacen que esta forma de pistón sellado sea poco práctica. Un fuelle de metal forma el sello en la Fig. 2.12(C).

FIG. 2.12. COMPONENTES BÁSICOS DE LA VÁLVULA DE BOMBEO NEUMÁTICO.

La parte baja del fuelle está soldada a un tapón sólido.

La parte superior del fuelle está soldada a la válvula. Las circunvoluciones (arrugas del fuelle), proveen la flexibilidad requerida para el movimiento. El fuelle tipo sello es empleado en la mayoría de las válvulas de BN.

La parte superior del fuelle está soldada a la válvula. Las circunvoluciones (arrugas del fuelle), proveen la flexibilidad requerida para el movimiento. El fuelle tipo sello es empleado en la mayoría de las válvulas de BN.

2.2.2 FUERZA DE CIERRE.

Muchas válvulas de BN (Fig. 2.13), tienen una presión debida al gas atrapado en el domo (Pb). Esta presión actúa sobre el área del fuelle y produce una fuerza (Fc) que es aplicada al vástago. La punta del vástago es forzada de esta forma para mantenerse en contacto con el borde superior del puerto (asiento). La punta del vástago y la porción del asiento del puerto son finamente igualados (mediante el biselado del asiento) para formar un sello. Cuando la presión del domo (Pb) y el área del fuelle (Ab) son conocidas, la fuerza ejercida por la punta del vástago contra el asiento es:

$$F_c = P_b A_b \quad \dots \text{Ec. 1}$$

Donde:

- F_c = Fuerza de cierre.
- P_b = Presión en el interior del domo (sellado por el fuelle y el cuerpo de la válvula).
- A_b = Área del fuelle.

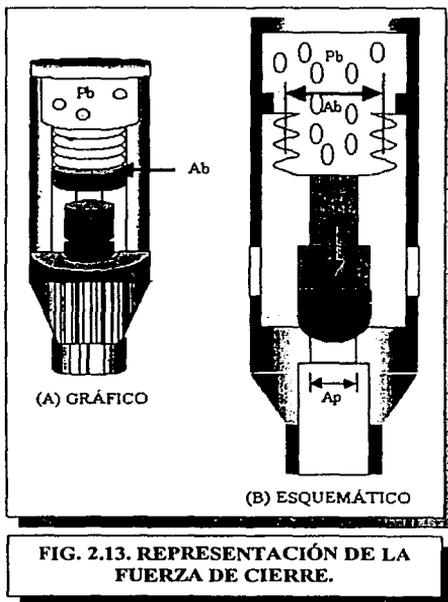


FIG. 2.13. REPRESENTACIÓN DE LA FUERZA DE CIERRE.

2.2.3 FUERZA DE APERTURA.

Una válvula (Fig. 2.14) comienza a abrir cuando la punta del vástago se separa del asiento de la válvula. Esto ocurre cuando la fuerza de apertura (Fo) es ligeramente más grande que la fuerza de cierre, por lo tanto, justo antes de abrir (Fo = Fc). Dos fuerzas comúnmente trabajan juntas para vencer la fuerza de cierre Fc. La presión P₁ aplicada sobre el área de la cara externa del fuelle (superficie inferior) y la presión P₂ aplicada a través del puerto de la válvula, debida a la acción del fluido en la tubería de producción, son las que producen la fuerza de apertura.

Cuando la punta del vástago está asentada en el puerto, la P₁ no actúa sobre el área completa del fuelle (Ab). El área de la punta del vástago en contacto con el asiento (Ap) (Fig. 2.14(A)) forma parte del área del fuelle (Ab). Ap esta aislada de P₁ por el sello que se forma entre la punta del vástago y el asiento. El área sobre la cuál actúa P₁ es el área del fuelle menos el área de la punta del vástago aislada por el asiento (Ab - Ap). La fuerza de apertura resultante de la presión P₁ aplicada a través del lado que está abriendo es:

$$F_{o1} = P_1 (A_b - A_p) \quad \dots \text{Ec. 2}$$

La presión (P₂) aplicada a través del puerto actúa sobre el área de la punta del vástago en contacto con el asiento (Ap). La fuerza de apertura atribuida a esta combinación es:

$$F_{o2} = P_2 A_p \quad \dots \text{Ec. 3}$$

La fuerza total de apertura (F_o) es la suma de estas dos fuerzas:

$$F_o = F_{o1} + F_{o2} \quad \dots \text{Ec. 4}$$

$$F_o = P_1(A_h - A_p) + P_2 A_p \quad \dots \text{Ec. 5}$$

Justo antes de abrir la válvula, la fuerza de apertura y la de cierre son iguales:

$$F_o = F_c \quad \dots \text{Ec. 6}$$

$$P_1(A_h - A_p) + P_2 A_p = P_h A_h \quad \dots \text{Ec. 7}$$

Resolviendo para P_1 (La presión de inyección requerida para balancear las fuerzas de apertura y de cierre antes de abrir una válvula operada por presión de inyección en condiciones de operación Fig. 2.14(A)):

$$P_1(A_h - A_p) = P_h A_h - P_2 A_p \quad \dots \text{Ec. 8}$$

Dividiendo cada término entre A_b :

$$P_1 \left(1 - \left(\frac{A_p}{A_h} \right) \right) = P_h - P_2 \left(\frac{A_p}{A_h} \right) \quad \dots \text{Ec. 9}$$

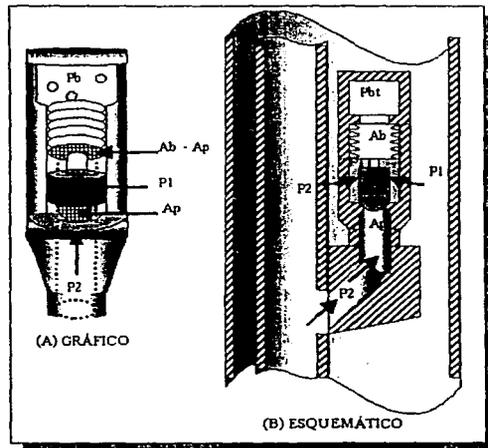


FIG. 2.14 REPRESENTACIÓN DE LA FUERZA DE APERTURA.

Donde:

$\left(\frac{A_p}{A_b} \right) = R$ (Relación entre el área del puerto y el área del fuelle, obtenido de especificaciones del fabricante).

Dividiendo ambos lados por $(1 - (A_p/A_b))$:

$$P_1 = \frac{P_2 - P_2(A_p/A_b)}{1 - (A_p/A_b)} \quad \dots \text{Ec. 10}$$

Donde:

P_1 = Presión en contacto con el fuelle de la válvula.

P_2 = Presión en contacto con la porción de la punta del vástago sellada por el asiento (puerto).

A_p = Área de la porción de la punta del vástago sellada por el asiento.

La presión (P_1) determinada por esta ecuación es la presión de balance. Para tal momento, la punta del vástago de la válvula está aún sobre el asiento y sólo se observa una ligera fuga entre la punta del vástago y el asiento. Un incremento en P_1 y P_2 levantará la punta del vástago proporcionalmente del asiento y permitirá el paso de más gas. Al disminuir P_1 ó P_2 la punta del vástago cargará más fuerte contra el asiento y provocará un ajuste hermético entre la punta del vástago y el asiento. Este es el caso cuando la válvula cierra.

2.2.4 CARGA DE LA VÁLVULA.

La carga de la válvula puede definirse como la medida de presión de apertura requerida por cada pulgada de viaje del vástago de la válvula (psi/pg). El recíproco de la carga, que son pulgadas de viaje del vástago por psi de presión de apertura (pg/psi) es otra forma de representar la carga.

La compresibilidad del nitrógeno cargado en el domo, y la del resorte (la carga se incrementa por unidad de viaje), previenen la apertura rápida total de la mayoría de las válvulas. Un ligero incremento en P_1 y P_2 normalmente causa sólo una ligera apertura adicional. La cantidad que la válvula abre con el incremento de P_1 ó P_2 depende del volumen del domo y la rigidez del fuelle. Estas dos condiciones pueden variar entre fabricantes, así como entre válvulas de diferentes tipos hechas por un mismo fabricante. Una válvula "rígida ó dura" tiene ligeros cambios en el viaje del vástago en la apertura y cierre con respecto a un incremento o decremento en P_1 ó P_2 . Una válvula "suave" tendrá cambios más grandes en los viajes de apertura y cierre del vástago con respecto al mismo incremento o decremento de P_1 ó P_2 . Los requerimientos de diseño para BN dictan el tipo de válvula (rígida o suave) requerida. Por lo tanto, se realiza una prueba de sondeo para obtener la carga de diseño de una válvula en particular.

2.2.5 PRUEBA DE SONDEO.

Una prueba de sondeo de una válvula de BN establecerá la carga de la válvula. Además establecerá el viaje máximo del vástago y determinará el número de circunvoluciones que tendrá el fuelle, la fricción excesiva y la cedencia del mismo.

La prueba de sondeo consiste en acoplar un micrómetro a una válvula de tal forma que permita la medición de desplazamiento de la punta del vástago desde el asiento de la válvula

mientras la presión es aplicada. La presión aplicada se incrementará sobre y debajo de la punta del vástago que está en contacto con el área completa del fuelle. Una medición del desplazamiento es tomada para cada incremento de presión.

2.2.6 EFECTO DE LA PRESIÓN DEL FLUIDO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

La válvula (Fig. 2.14(A)) es abierta por la fuerza generada por la acción de P_1 actuando sobre el área del fuelle menos el área del puerto ($A_b - A_p$), y la acción de P_2 sobre el área de la punta del vástago que está sellada por el asiento. Sin la ayuda de P_2 para la apertura, P_1 tendría que ser más grande. El efecto de la presión del fluido en la tubería de producción (*efecto de tubing ó PPE*) representa la cantidad a la que la presión de apertura P_1 es reducida como el resultado de la asistencia de P_2 .

El efecto se obtiene multiplicando la presión del fluido de producción (P_2) por el área sobre la cuál es aplicada (A_p) y dividiendo la fuerza obtenida por el área ($A_b - A_p$) sobre la cuál la presión de apertura (P_1) actúa. El resultado obtenido es la cantidad que la presión de apertura P_1 es reducida en psi.

$$P_{PE} = \frac{P_2 A_p}{(A_b - A_p)} \quad \dots \text{Ec. 11}$$

Dividiendo cada término de la derecha entre A_b :

$$P_{PE} = \frac{P_2 (A_p / A_b)}{(1 - (A_p / A_b))} \quad \dots \text{Ec. 12}$$

$$\frac{(A_p / A_b)}{(1 - (A_p / A_b))} = P_{PEF} \quad \dots \text{Ec. 13}$$

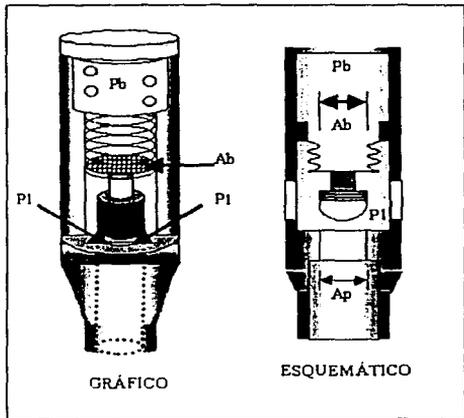


FIG. 2.15. DIAGRAMAS DE PRESIÓN DE CIERRE

La relación anterior es llamada "*Factor del Efecto de la Presión del Fluido de Producción*" o "*Factor del efecto de Tubing*".

Por lo tanto, el efecto de la presión de tubing, cuando la P_{PEF} se reporta como una fracción es:

$$P_{PE} = P_2 P_{PEF} \quad \dots \text{Ec. 14}$$

2.2.7 PRESIÓN DE CIERRE.

La presión de cierre de la válvula (Fig. 2.15) será igual a la presión de apertura del gas de inyección (P_1), si la presión de tubing permanece constante; la presión de cierre mínima es igual a la presión en el domo (P_b) sólo cuando la presión de tubing, la de inyección y la del domo son iguales.

2.2.8 CARACTERÍSTICAS DE LA VÁLVULA.

2.2.8.1 Prueba de flujo dinámico.

Una prueba de flujo dinámico consiste en dejar pasar gas a través de la válvula y medir su gasto a diferentes condiciones de presión. La información obtenida de la prueba de flujo dinámico y de la prueba de sondeo para una válvula en particular es utilizada para predecir el gasto de gas y la acción de la válvula a otras condiciones diferentes a las condiciones de prueba.

La Fig. 2.16 representa los datos que fueron graficados de una prueba común de flujo dinámico de una válvula desbalanceada cargada con fuelle. La inyección volumétrica de gas es graficada contra las presiones de producción fluyente usando una presión de inyección constante de 535 y 550 psig. Las especificaciones de la válvula y las condiciones de realización de la prueba son incluidas en la Fig. 2.16. La curva muestra que el gas no fluye para dos valores de presión de tubing para cada presión de inyección. El primer punto, a una presión de tubing igual a la presión de inyección del gas de 535 y 550 psig. En este punto la válvula está abierta, pero la falta de una diferencial entre la presión de inyección y la presión de tubing, evita que fluya el gas. El segundo punto de no-flujo, es a una presión en TP de 218 y 294 psig. Esta es la presión de tubing para el cierre de la válvula. Esto es, al decrecer el valor de la presión de tubing se reduce la influencia que junto con la presión de inyección crean para mantener una presión lo suficientemente grande para abrir la válvula.

2.2.8.2 Amplitud de la válvula.

La *amplitud* de la válvula es la diferencia entre la presión de apertura y la de cierre, cuando su acción de apertura y cierre son controladas por cambios en la presión de inyección del gas. Esta es obtenida restando la presión de cierre a la presión de apertura.

En una instalación de BNI la amplitud de la válvula controla la cantidad mínima de gas que se inyecta en la TP durante cada ciclo. Aunque la inyección de gas en superficie sea suspendida después de que la válvula operante es abierta, la presión en el espacio anular debe desfogar desde la presión de apertura a la presión de cierre de la válvula. Dependiendo de la amplitud de la válvula y del volumen del espacio anular, la cantidad de gas inyectado durante la caída de presión puede ser más de lo requerido para una operación eficiente. En un pozo con BNI, la amplitud de la válvula debe ser establecida de tal forma que la cantidad de gas inyectado sea menor que la cantidad mínima requerida para mover el bache a la

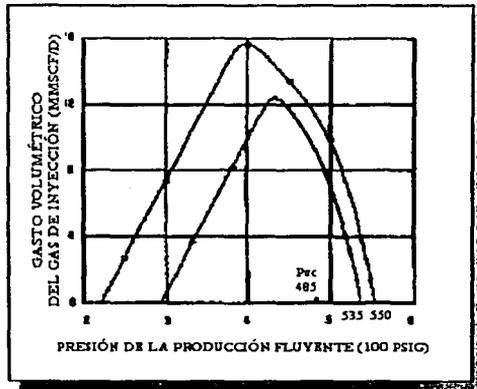


FIG. 2.16. PRUEBA DE FLUJO DINÁMICO DE LA VÁLVULA DE BOMBEO NEUMÁTICO.

ESPECIFICACIONES DE LA VÁLVULA DE BOMBEO NEUMÁTICO:

- ÁREA EFECTIVA DEL FUELLE: 0.77 pg².
- DIÁM. EXT. DE LA CANICA (PUNTA DEL VÁSTAGO): 0.625 pg.
- DIÁM. INTERIOR DEL PUERTO: 0.41 pg.
- ÁNGULO DE BISELADO DEL ASIENTO: 45 °.

PRUEBAS DE DESEMPEÑO:

- PRESIÓN DE INYECCIÓN DEL GAS: 535 y 550 psig.
- PRESIÓN DE CIERRE EN EL TALLER: 485 psig.
- PEND. DEL RANGO DE ESTRANGULAMIENTO: 9.3 Mscf/d / psi ΔPpf

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

superficie. En algún momento subsecuente, la cantidad de gas inyectada a la TP, puede ser incrementada por la inyección de gas al espacio anular en la superficie mientras la válvula esta abierta.

2.2.8.3 Protección al fuelle.

El fuelle en una válvula de BN se extiende y/o comprime para proveerle movimiento a la punta del vástago para abrir o cerrar la válvula. Es común que el fuelle este expuesto a presiones externas significativamente más altas que la presión normal de operación. Para prevenir algún daño al fuelle durante el periodo de sobrepresión, todas las válvulas de BN incorporan alguna forma de protección al fuelle. Algunas de las técnicas incorporadas son las siguientes:

1. Viaje limitado del fuelle.
 - a. Topes mecánicos.
 - b. Tope hidráulico usando un líquido confinado.
2. Fuelle reforzado con anillos de soporte.
3. Circunvoluciones del fuelle reformadas hidráulicamente a una presión más alta que la externa normal.
4. Fuelle aislado para prevenir exposición a presiones diferenciales excesivas.

Cuando una válvula de BN abre, la presión en la vecindad de los elementos de control (fuelle y puerto) puede fluctuar debido a la dinámica del flujo. Estas fluctuaciones pueden resultar en un "cascabeleo" de la válvula. El "cascabeleo" son ciclos sostenidos de apertura y cierre consecutivos, en velocidades altas. El cascabeleo puede alterar las características físicas del fuelle, resultando en cambios de las presiones de cierre y apertura de la válvula. Si no es controlado, el cascabeleo causara daño a la superficie de la canica (punta del vástago) y al bisel del asiento, pudiendo resultar además en una falla por fatiga del fuelle. Puesto que el volumen de gas que se inyecta esta en función del área del puerto, una medida para prevenir o contrarrestar el cascabeleo es reducir a un diámetro adecuado el tamaño del puerto.

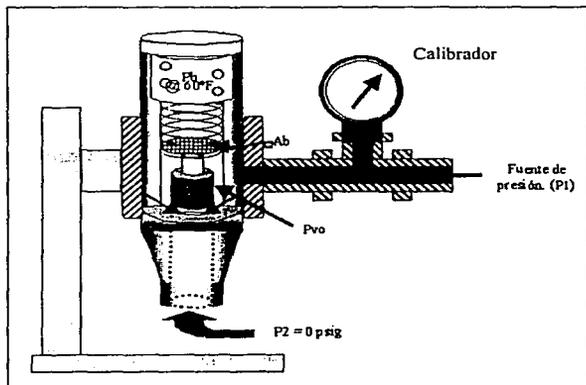


FIG. 2.17. PRUEBA EN EL TALLER.

Presión de apertura en el taller.

El diseño de un sistema de BN establece las presiones de apertura y cierre para una válvula. Las válvulas deben ser ajustadas con un calibrador en el taller (Fig. 2.17) a una presión de apertura en superficie que dé la presión de apertura deseada dentro del pozo a la profundidad de operación.

El gas dentro del domo de volumen fijo de una válvula cargada a presión incrementará su presión cuando sea calentada y disminuirá cuando sea enfriada. El cambio de presión ocurre como

resultado del calentamiento o enfriamiento de la columna fija de gas en el domo que puede ser calculado, sin embargo, los fabricantes de válvulas proporcionan tablas de valores de corrección de presión por temperatura para incluir directamente en los cálculos de las presiones de calibración.

No resulta práctico fijar una válvula a la presión de apertura requerida a la temperatura a que va a operar dentro del pozo. Aunque alguna temperatura razonable podría ser utilizada como referencia para ajustar la válvula en una prueba de taller, la mayoría de estos trabajos son realizados a 60 °F. En la práctica, una válvula cargada con fuelle se sumerge en agua y es mantenida a 60 °F antes de fijar la presión de apertura al valor requerido. Una válvula con resorte no requerirá enfriamiento antes de fijar la presión de apertura en el taller.

La presión de apertura (P_1) de una válvula en particular en el pozo bajo condiciones de operación es definida por el diseño del BN. El diseño también especifica la presión del fluido de producción y la temperatura a la que abre la válvula. La presión de apertura P_1 se define como sigue:

$$P_1 = \frac{P_{br} - P_2(A_p / A_b)}{1 - (A_p / A_b)} \quad \dots \text{Ec. 15}$$

Nota. En esta ecuación la expresión generalizada (P_{bv}) para la presión dentro del domo ha sido reemplazada por la presión de la válvula cargada y con fuelle (P_{br}), a la temperatura del pozo.

Esta ecuación puede ser rearmada para determinar la presión de carga del domo de la válvula (p_{bt}) requerida para obtener la presión de apertura especificada (P_1).

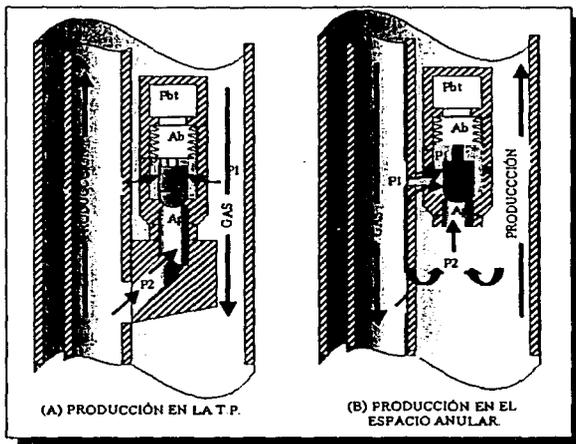


FIG. 2.18. VÁLVULAS OPERADAS POR PRESIÓN DE INYECCIÓN.

$$P_{bv} = P_1 \left(1 - \left(\frac{A_p}{A_b} \right) \right) + P_2 \left(\frac{A_p}{A_b} \right) \quad \dots \text{Ec. 16}$$

Nota importante: Antes de obtener la presión de apertura en el taller, la presión del domo (Pbt) debe ser corregida a la temperatura de prueba en el taller a 60 °F (Pbt @ 60 °F).

En este caso, la presión del domo (P_{bt}) es a la temperatura de la válvula dentro del pozo.

La ecuación de la presión de apertura (P_a) donde P_{bv} @ 60 °F y la P₂ o P₁ (presión de tubing) es de 0 psig (presión ambiental) aplicada sobre el área de asiento a las condiciones en la prueba de taller (P_o), llega a ser:

$$P_o = \frac{P_{bv} @ 60^\circ F}{1 - \left(\frac{A_p}{A_b} \right)} \quad (\text{Presión de apertura en el taller @ 60 } ^\circ \text{F}). \quad \dots \text{Ec. 17}$$

2.2.9 TIPOS DE VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO.

2.2.9.1 Clasificación de las válvulas de Bombeo Neumático por su aplicación.

En el pozo, una válvula es expuesta a dos presiones que controlan su operación. Una proveniente de la TP y la otra de la tubería de revestimiento (TR). La válvula está colocada entre estas dos presiones. Ambas presiones están tratando de abrir la válvula. Cuando el gas inyectado entra en contacto con el fuelle (el área de influencia mayor), la válvula es llamada *válvula operada por presión de inyección* (Fig. 2.18(A) y 2.18(B)).

Cuando el fluido producido entra en contacto con el fuelle, la válvula es conocida como *válvula operada por presión del fluido de producción* (Fig. 2.19(A) y 2.19(B)). La válvula puede ser idéntica en cada caso.

Todos los cálculos (presión de apertura, presión de cierre, etc.) para una válvula operada por presión del fluido de producción son los mismos que para una válvula operada por presión de inyección. Es necesario asegurar que la acción de las dos presiones sobre los elementos de la válvula sea adecuadamente representada.

La presión de apertura para la válvula operada por presión de inyección (Fig. 2.18(A) y 2.18(B)) ha sido

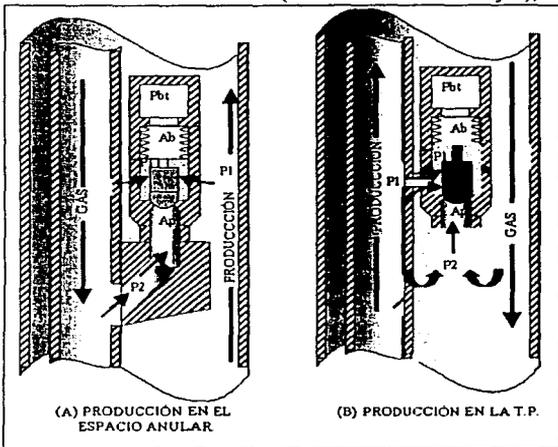


FIG. 2.19. VÁLVULAS OPERADAS POR PRESIÓN DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN.

determinada tal y como se da en la Ec. 15, en donde:

La presión de inyección (P_1) actúa sobre el área de influencia más grande; ($A_b - A_p$) y la presión del fluido de producción (P_2) actúa sobre el área del puerto (A_p).

Una válvula operada por presión de fluido de producción (Fig. 2.19(A) y 2.19(B)) tiene actuando la presión de fluido de producción (P_1) sobre el área de influencia más grande ($A_b - A_p$). La presión de inyección (P_2) actúa sobre el área del puerto (A_p). La presión de apertura para la válvula operada por presión del fluido de producción es la misma que la ecuación de la presión de apertura (P_1):

2.2.9.2 Válvulas usadas para Bombeo Neumático Continuo.

Una válvula usada para flujo continuo debe "medir" o estrangular la entrada de gas. El volumen de gas inyectado es controlado desde la superficie.

2.2.9.3 Válvulas usadas para Bombeo Neumático Intermitente.

El Bombeo Neumático Intermitente comúnmente requiere un gran volumen de gas por periodos cortos de tiempo. A diferencia de las válvulas utilizadas en el flujo continuo, las válvulas empleadas flujo intermitente deben abrir completamente durante la inyección y cerrar instantáneamente.

2.2.9.4 Diseños básicos de válvulas.

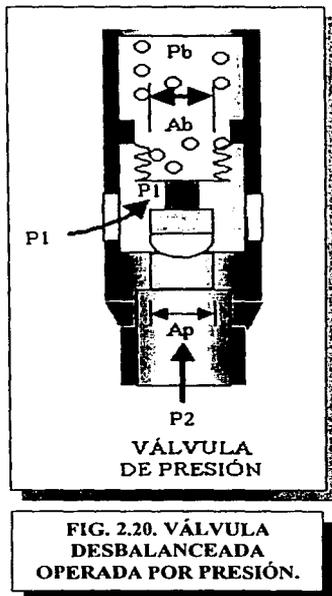
1. Válvula desbalanceada operada por presión:

Esta válvula (Fig. 2.20) utiliza un domo cargado con nitrógeno como el único elemento para provocar el cierre.

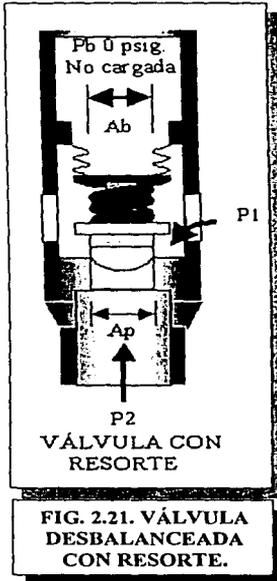
2. Válvula desbalanceada con resorte:

El domo de esta válvula (Fig. 2.21) no contiene carga. Por esta razón, los efectos de temperatura son despreciables y normalmente no son considerados cuando se fija la presión de apertura de la válvula. La capacidad del resorte (incremento de fuerza por unidad de viaje del vástago), provoca que la válvula de resorte funcione como un orificio variable. Esta característica provee una serie infinita de áreas de paso del gas. Normalmente no es utilizado un orificio fijo.

Los resortes son comúnmente incluidos dentro de una válvula de tal forma que provoquen una fuerza de cierre. Si la fuerza del resorte (F_c) en libras es dividida por el área del fuelle (A_b) en pulgadas cuadradas, se obtiene el valor de la presión conocida como "efecto de presión del resorte" en psi, y se denota como P_{sp} . Una presión de esta magnitud colocada en el fuelle deberá proveer la misma fuerza de cierre que la del resorte.



Para el propósito de cálculos, P_{SP} es usada como un reemplazo ficticio de la presión de carga del domo (fuelle). Ya que el efecto de temperatura es despreciable, P_{SP} representa la carga del domo tanto en el calibrador como a la profundidad de operación.



Una válvula desbalanceada, con resorte, sin presión en el domo (Fig. 2.21) tiene la siguiente fuerza de balance justo cuando la válvula comienza a abrir:

$$P_{sp} A_b = P_1 (A_h - A_p) + P_2 A_p \quad \dots \text{Ec. 18}$$

La ecuación puede ser rearrreglada para despejar P_{SP} para las condiciones deseadas a la profundidad de colocación de la válvula y para las especificaciones particulares de la válvula.

$$P_{sp} = P_1 \left(1 - \left(\frac{A_p}{A_h} \right) \right) + P_2 \left(\frac{A_p}{A_h} \right) \quad \dots \text{Ec. 19}$$

Los cálculos son los mismos para una válvula operada por presión de inyección, mientras las presiones sean propiamente identificadas con respecto a las áreas de los elementos sobre las que actúan.

Después de que la P_{SP} es determinada, la calibración de la presión de apertura en el taller puede ser calculada como:

$$P_o = \frac{P_{sp}}{1 - \left(\frac{A_p}{A_h} \right)} \quad \dots \text{Ec. 20}$$

Esta ecuación es la misma para las válvulas operadas por presión de inyección y para las operadas por presión de producción. La presión de calibración en el taller entra en contacto con el fuelle mientras que la presión atmosférica entra en contacto con el área de la punta del vástago que limita al asiento en ambos casos.

3. Válvulas piloto:

Una válvula piloto (Fig. 2.22) ofrece la ventaja de un puerto grande combinado con un control de cierre. La *sección de control* es una válvula desbalanceada. Las presiones de TR y TP actúan sobre la sección de control en la misma forma que en una válvula desbalanceada operada por presión de inyección. Cuando la válvula de control abre, la *válvula principal* (puerto grande) abre, y cuando la válvula de control cierra, la válvula principal cierra. El flujo de gas a través del puerto pequeño de la sección de control actúa sobre el pistón de la válvula principal para abrirla. Cuando la válvula de control cierra, un resorte regresa a la válvula principal a su posición de cierre.

4. Otros tipos de válvulas:

Los principios de operación de la mayoría de las válvulas especiales son similares a aquellos de los tipos más ampliamente utilizados. También debe notarse que casi todos los tipos de válvulas están disponibles en modalidades recuperables y no recuperables y con varios tipos de válvulas check.

2.2.10 MANDRIL RECUPERABLE CON LÍNEA.

Los mandriles son comúnmente llamados *mandriles recuperables o de bolsillo*. El nombre de recuperación proviene de la posibilidad de recuperar la válvula con línea de acero. A diferencia de las válvulas y mandriles convencionales (Fig. 2.23) en los mandriles recuperables, la válvula se instala dentro de la porción interior del mandril de bolsillo (Fig. 2.24(B)). Así, la válvula es insertada con línea de acero a través del interior de la TP. Un receptor de la válvula (bolsillo) forma parte del mandril y está desplazada del agujero principal de la TP y el mandril

(Fig. 2.24(B) y 2.24(C)). En la mayoría de los casos, estos arreglos no provocan restricciones a través de la TP. Las herramientas que normalmente se corren por el

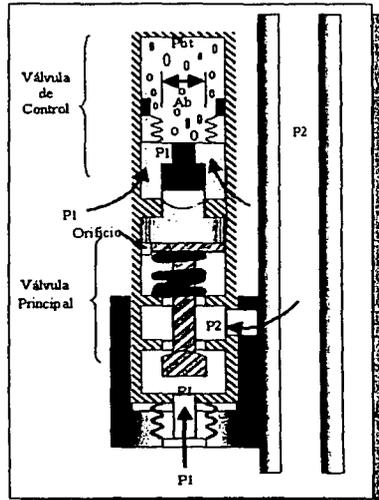


FIG. 2.22. VÁLVULA PILOTO.

interior de la TP pueden ser movidas con facilidad.

Se emplean líneas de acero para correr y jalar las válvulas. Además de utilizar barras de peso estándar y "wireline jars", se emplea algún tipo de herramienta llamada "kickover".

El kickover tiene forma para enganchar y jalar las válvulas para recuperarlas, o correr herramienta con una válvula conectada a ella permitiendo instalar una válvula en el mandril. Los kickover también ayudan a localizar el mandril y alinear la válvula o herramienta jaladora con el mandril de bolsillo. Después que el mandril ha sido localizado y la válvula o herramienta alineada, el kickover doblará (o columpiará) la válvula o herramienta dentro de la porción ensanchada del mandril en línea con el mandril de bolsillo. Los mandriles de

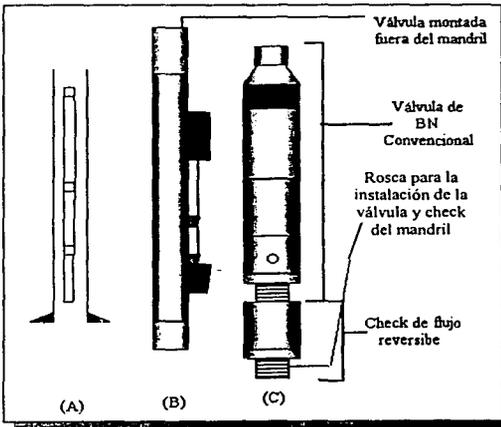


FIG. 2.23. DETALLES DE LA VÁLVULA Y MANDRIL CONVENCIONAL.

bolsillo (Fig. 2.24) deben tener un receptor (bolsillo) para la válvula BN. El bolsillo tendrá normalmente dos agujeros distintos para acomodar la válvula. Los agujeros de empacamiento son lisos y estrechamente controlados de forma dimensional. Entre los dos agujeros de empacamiento lisos se localiza uno de los puertos que permitirá una vía de comunicación entre la TP y el espacio anular. La parte baja (y a veces la parte superior) del bolsillo, proporciona un segundo puerto que comunica con la TP (Fig. 2.24(C)). La válvula de BN con su empacamiento, vástago y asiento, controla cualquier comunicación entre la TP y el espacio anular. Además de tener agujeros con sello y puertos comunicantes, un bolsillo debe tener aditamentos para acomodar y asegurar la válvula. Un hombro o socave en el bolsillo puede ser usado para este propósito (Fig. 2.24(C)).

Además del mandril de bolsillo, se han diseñado muchos mandriles para facilitar su localización con herramientas de línea de acero y alinear la válvula transportada por las herramientas con el bolsillo del mandril. Frecuentemente, se utiliza una "funda" o "manga" de orientación dentro del mandril para provocar el alineamiento forzado. Un "hombro" controlado dentro del mandril puede atraer a las herramientas de línea de acero para ayudar a encontrar el mandril. Este parará a las herramientas en una posición vertical adecuada sobre el bolsillo del mandril.

Las válvulas usadas en los mandriles recuperables tienen los mismos componentes básicos que las válvulas usadas en los mandriles convencionales. Muchas de las partes son idénticas. Además de las partes básicas, una válvula recuperable debe tener algún medio (pestillo) para asegurarla en su posición dentro del bolsillo del mandril. También, la válvula debe tener sellos que actúen entre la válvula y el bolsillo del mandril para prevenir fugas entre la TP y el espacio anular en cualquier dirección.

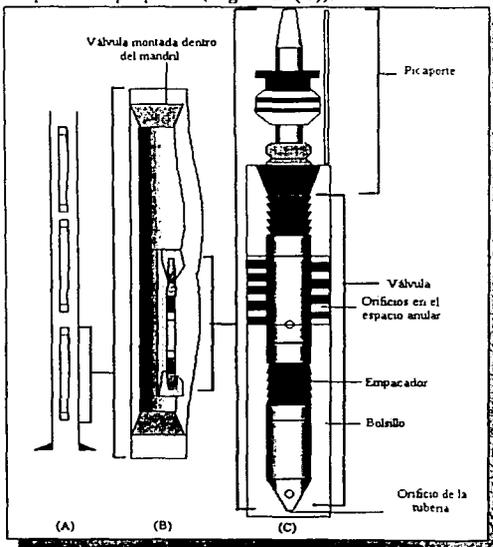


FIG. 2.24. DETALLES DE LA VÁLVULA RECUPERABLE CON LÍNEA.

2.2.11 COMBINACIONES DE MANDRIL Y ORIFICIO DE LA VÁLVULA.

A menudo es ineficiente o poco práctico usar una sola combinación de mandril y orificio de válvulas para satisfacer todos los requerimientos de diseño de las instalaciones de BN. Hay dos configuraciones básicas de mandriles y cuatro configuraciones de válvulas de BN. La Fig. 2.25 muestra los dos tipos de mandriles. El tipo 1 o mandril estándar tiene los agujeros del bolsillo perforados desde el lado externo o lado de la TR, y la parte baja del bolsillo que comunica con la TP. El tipo 2 tiene los agujeros del bolsillo perforados desde el lado interno de la TP, y la parte baja del bolsillo que comunica con la parte externa de la TP o lado del espacio anular.

Las cuatro configuraciones de válvulas de BN son mostradas en la Fig. 2.26. El tipo 1 es conocida como válvula convencional operada por presión de inyección, y el tipo 2 es una válvula

operada por presión del fluido de producción. Las otras dos no son tan familiares. Realmente, la única diferencia entre los tipos 1 y 2 y los tipos 3 y 4 es que la válvula check ha sido "colocada" al revés en las últimas dos. También los tipos 2 y 4 tienen puertos "cruzados". Esto restringe el tamaño del asiento en estas válvulas.

Hay ocho posibles configuraciones usando los cuatro tipos de válvulas y los dos tipos de mandriles (Fig. 2.27). En la Fig. 2.27, las configuraciones A y B son conocidas como *terminación de tipo estándar*, y comúnmente son preferidas para flujo por TP. Normalmente, las instalaciones operadas por presión del fluido de producción no son deseables para altos gastos de producción porque tienden a caracterizarse por presentar condiciones de inestabilidad que provocan fenómenos de "cabeceo" o "bacheo" en la producción. Cuando se emplea alguna de las configuraciones anteriores para tal caso, es posible que se presente algún tipo de problema con la configuración B. El asiento de cruce puede restringir el tamaño disponible del puerto a 3/16 de pulgada para una válvula de 1 pulgada, y a 5/16 de pulgada para una válvula de 1 1/2 de pulgada. La configuración G sería probablemente la mejor para este propósito.

Han sido utilizados mandriles con más de un bolsillo, más de 2 secciones de empacamiento en un bolsillo, y otras configuraciones de comunicación. Continuamente se consideran nuevas combinaciones.

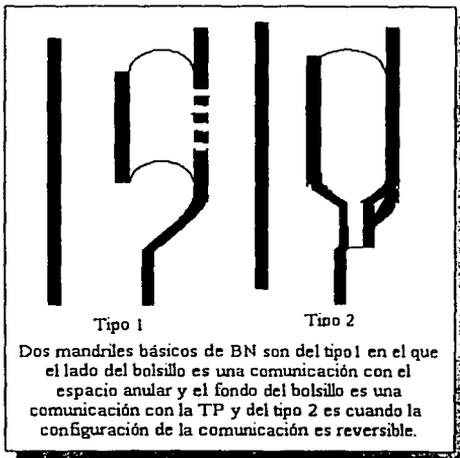


FIG. 2.25. TIPOS BÁSICOS DE MANDRILES PARA BN.

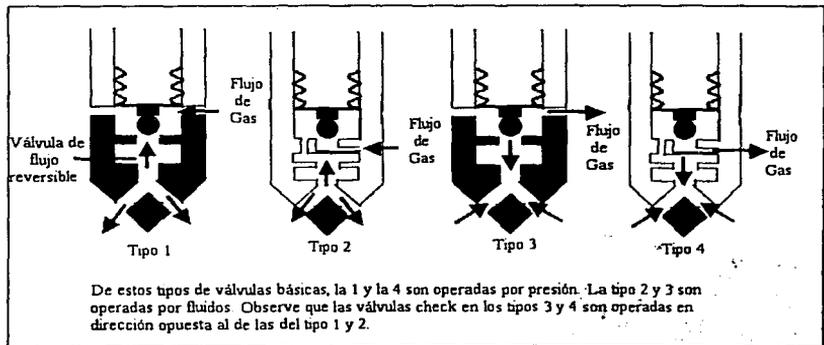


FIG. 2.26. CONFIGURACIONES DE VÁLVULAS DE BN.

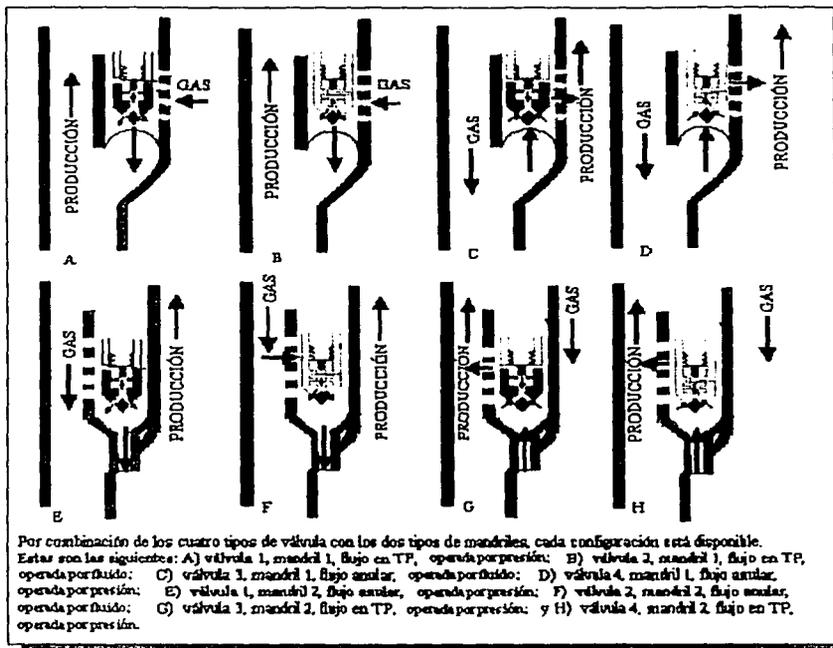


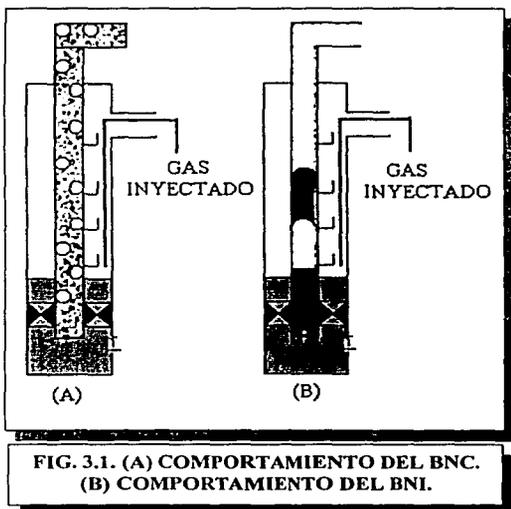
FIG. 2.27. COMBINACIONES DE TIPOS DE VÁLVULAS Y TIPOS DE MANDRILES.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 3. MÉTODOS DE DISEÑO Y SU OPTIMIZACIÓN.

3.1. DISEÑO Y ANÁLISIS DEL BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO.

3.1.1. PRINCIPIOS DE DISEÑO.



El Bombeo Neumático es un proceso de levantamiento de fluidos mediante la inyección continua de gas a presión relativamente alta para aligerar la columna del fluido (flujo continuo), o por la inyección de gas en la parte inferior de un bache de líquido acumulado en un periodo de tiempo relativamente corto (bombeo intermitente). Ambos conceptos son mostrados esquemáticamente en la Fig. 3.1.

El Bombeo Neumático de flujo continuo es esencialmente una continuación del flujo natural. Se inyecta gas en algún punto ocasionando un aumento en la RGA a dicha profundidad, provocando de forma simultánea una reducción en el gradiente. Para obtener mayores beneficios, el gas debe inyectarse lo más profundamente posible. A causa de las limitaciones de presión, generalmente se necesitan válvulas

para establecer el punto de inyección de gas. Si la inyección es a través de válvulas, generalmente se diseña para que sólo una válvula esté abierta durante la inyección.

3.1.2 OPERACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO NEUMÁTICO.

El éxito o el fracaso de cualquier instalación de bombeo neumático; radica casi exclusivamente en el personal que lo maneja.

Aunque las válvulas de BN se han perfeccionado al grado de que son por lo menos parcialmente automáticas, las instalaciones requieren estrecha vigilancia tanto en la etapa de descarga como durante el periodo de ajustes, hasta que la inyección de gas se haya regulado debidamente.

Descarga

Una vez instaladas las válvulas de BN, el siguiente paso es la descarga de los fluidos del pozo.

La finalidad de la operación es la de permitir que el gas llegue a la válvula de BN sin excesivas presiones iniciales, para conseguir la estabilización del régimen de producción.

Cuando en un pozo se instalan válvulas de BN por primera vez, el espacio anular tal vez se encuentre lleno de fluido (generalmente lodo) que se ha usado para controlarlo. Y, según sea el sistema de producción que se elija, ya sea de flujo continuo o por etapas, el pozo debe descargarse continua o intermitentemente.

3.1.3 SECUENCIA DE DESCARGA DEL FLUJO CONTINUO.

El hecho de que un pozo debe producir continuamente, no indica que no pueda descargarse intermitentemente. Casi siempre en la TP, se puede crear una caída de presión más baja por descarga intermitente, que por descarga continua. Sin embargo, para una producción continua los pozos suelen descargarse continuamente, y para flujo intermitente se descargan por etapas.

La Fig. 3.2 muestra una operación de descarga continua. Se observa que el aparejo de producción tiene cuatro válvulas de BN y que sus correspondientes presiones de operación son de 625, 600, 575 y 550 lb/pg². Suponiendo que para empezar, el pozo está lleno de fluido de control hasta la superficie. Para descargarlo se siguen los pasos que se indican en la figura.

PASO 1. El gas se inyecta lentamente en el espacio anular a través de una válvula de aguja (estrangulador). Inmediatamente el fluido de control empieza a salir por la TP.

Lo común es descargar el fluido en una presa, hasta que empiece a salir gas a través de la primera válvula, o hasta que en la corriente aparezca gas. Es importante efectuar, la operación lentamente, para que los fluidos que pasan por las válvulas no las dañen.

PASO 2. A medida que al espacio anular se le aplica gas continuamente, la presión en la TR debe subir gradualmente para que el fluido siga ascendiendo por la TP.

PASO 3. La válvula No. 1 (de 625 lb/pg²) no tarda en quedar al descubierto, ya que el gas pasa a la TP. Esto se observa en la superficie por el aumento instantáneo de la velocidad del flujo que sale por el extremo de la TP.

PASO 4. La descarga del pozo es una mezcla de gas y líquidos y la presión en la TR se estabiliza a 625 lb/pg², que es la presión de operación de la válvula No. 1. Para no desperdiciar gas, el flujo puede derivarse hacia los separadores de campo.

PASO 5. La inyección del gas en el espacio anular hace que el nivel de líquido siga bajando hasta que la válvula No. 2 (600 lb/pg²) queda al descubierto. La válvula queda al descubierto debido a que el gradiente es aligerado considerablemente por el gas.

Por ejemplo: Si el fluido de control tiene un gradiente de 0.50 lb/pg²/pie, con la inyección del gas puede bajar a unas 0.10 lb/pg²/pie en la TP.

Si la distancia hasta la válvula No. 1 es de 1250 pies, el gradiente de presión a tal distancia cambia de $1250 \times 0.5 = 625$ lb/pg² a $1250 \times 0.10 = 125$ lb/pg², o sea una diferencia de 500 lb/pg².

La presión de la TP cuando el gas empieza a pasar por la válvula No. 1, es de 50 lb/pg², en la superficie más $1250 \times .10 = 50 + 125 = 175$ lb/pg². Quedan entonces $625 - 175 = 450$ lb/pg², para trabajar el pozo hasta la válvula No. 2. Así se determina también el espaciamiento de la válvula No. 2, el cual es de $450 / 0.50$, o sea 900 pies. La No. 2, se instala a $2150 = (900 + 1250)$ pies.

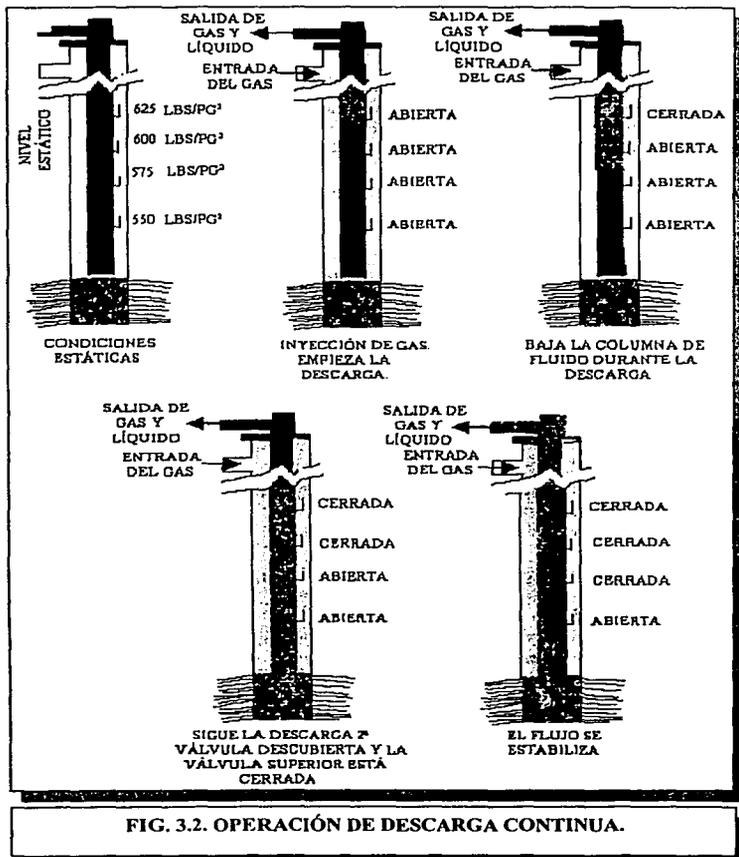


FIG. 3.2. OPERACIÓN DE DESCARGA CONTINUA.

PASO 6. Tan pronto la válvula No. 2 queda descubierta, el gas entra en ella a 2150 pies.

La presión de la TR además baja a 600 lb/pg², ya que la válvula No. 2 funciona a 25 lb/pg², menos que la No.1.

El gradiente de presión, en la TP, baja a 0.10 lb/pg²/pie de la válvula No. 2 a la superficie; y la presión de la TP en el sitio de instalación de la válvula No. 2 es de 50 lb/pg² (en la superficie) + (0.10)(2150) = 50 + 215 = 265 lb/pg². Queda así una diferencia de 335 lb/pg² (600-265) para llegar hasta la válvula No. 3, situada a 2820 pies ((335/0.5)+2150).

PASO 7. El gas se inyecta continuamente hasta llegar a la válvula No. 3 y la operación se repite hasta llegar a la No. 4. Durante la descarga del pozo, la presión de fondo baja al punto en que los fluidos de la formación empiezan a entrar en el fondo de la TP.

En ese momento la composición de los fluidos en la TP empieza a cambiar, transformándose en una mezcla de los fluidos que se están desplazando del espacio anular y los que salen de la formación. Cuando tal cosa ocurre, la producción de descarga del pozo tiende a bajar, hasta que se llega a la válvula de operación.

PASO 8. Tan pronto se llega a la válvula No. 4 (a 3306 pies), la TR se estabiliza a 550 lb/pg² de presión de operación en la superficie y el pozo entra en producción.

El método de descarga continua debe ser de operación ininterrumpida. Las válvulas se espacian de modo que el pozo se descarga por sí mismo, controlándose el gas en la superficie. Si por alguna razón el pozo no descarga, se inicia la inyección con descargas intermitentes.

3.1.4. DISEÑO DE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO.

En el diseño de las instalaciones de BNC, intervienen diversos factores. Uno de los primeros, es que el pozo esté produciendo en flujo continuo o en flujo intermitente. Otro factor que influye en el diseño es el conocimiento de cual tipo de flujo es mejor, este límite presenta muchas dificultades para el diseño de la instalación.

Algunas de las válvulas de bombeo neumático pueden emplearse en ambos flujos, sin embargo, otras, sólo pueden ser usadas para uno en específico.

Las razones de emplear válvulas de bombeo neumático son:

- 1) Descargar los fluidos del pozo e inyectar el gas en un punto óptimo de la tubería de producción.
- 2) Crear la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo pueda producir el gasto deseado, controlando el gas de inyección en la superficie y el gas producido. El espaciamiento de las válvulas de BN en el punto óptimo está influenciado por:
 - a) La presión del gas disponible para descargar el pozo.
 - b) La densidad del fluido o gradiente de los fluidos en el pozo a un determinado tiempo de descarga.
 - c) El comportamiento de afluencia al pozo durante el tiempo de descarga.
 - d) La presión a boca de pozo (contrapresión entre el pozo y la central de recolección) que hace posible que los fluidos logren ser producidos o descargados.
 - e) El nivel de fluido en la TP (espacio anular) ya sea que el pozo haya sido cargado con fluido de control o se haya prescindido de él.
 - f) La presión de fondo fluyendo y las características de los fluidos producidos del pozo.

Información necesaria del sistema.

Para diseñar una instalación de flujo continuo, mucha de la siguiente información como sea posible debe obtenerse:

1. Diámetros de TP y de TR.
2. Profundidad al centro del intervalo perforado.
3. Densidad API del aceite.
4. Relación Gas-Aceite de la formación.

5. Gravedad específica del gas de inyección y de la formación.
6. Cantidad de producción deseada diariamente (aceite y agua)
7. Gravedad específica del agua.
8. Presión de producción en la cabeza del pozo.
9. Presión del gas de inyección disponible en el pozo.
10. Volumen del gas de inyección disponible.
11. Presión de fondo estática.
12. Índice de productividad o IPR.
13. Temperatura de fondo.
14. Temperatura en la cabeza del pozo.
15. Tipo de yacimiento con comportamiento de agotamiento esperado

Es común usar el espacio anular entre la TR y la TP para dirigir el gas de inyección abajo del punto de inyección. Si se instalan válvulas de Bombeo Neumático, se colocan en las sargas de tubería para permitir que el gas dentro del espacio anular una los fluidos del pozo que fluyen a la TP. Pueden usarse otros arreglos de equipo, tal como flujo anular y sargas de tubería paralela, pudiéndose usar con las únicas limitaciones de que exista un camino para que el viaje del gas se extienda hacia abajo del punto de inyección, y deba haber una canalización para que el gas y los fluidos del pozo fluyan hacia arriba y fuera del pozo.

Tipos de problemas en el diseño

En el diseño del Bombeo Neumático, hay tres distintos tipos de problemas de diseño:

- 1) Es el caso en donde las válvulas serán diseñadas (espaciamento y presión) y corren con la TP en un pozo existente.
- 2) Es encontrado principalmente en operaciones marinas, en donde se espacian los mandriles en las sargas de tubería para la instalación de las válvulas de Bombeo Neumático. Esto puede incluir un periodo considerable de tiempo en el que el pozo fluye antes de la necesidad de instalar válvulas de Bombeo Neumático. El espaciamento del mandril frecuentemente se realiza cuando el conocimiento es limitado de la productividad del pozo conocida.
- 3) Es la colocación de válvulas en mandriles existentes. El espaciamento del mandril es fijo. En este caso, el diseñador del Bombeo Neumático debe determinar si se necesitan válvulas en todos los mandriles existentes, para determinar las presiones fijas para las válvulas.

Determinación del gasto en una instalación de bombeo neumático continuo.

Tal y como sucede en los pozos fluyentes, las variables que afectan los gastos de producción en una instalación de BN continuo pueden clasificarse en dos grupos:

- a) Aquellas variables posibles de ser controladas, y
- b) Aquellas sobre las cuales se puede ejercer un pequeño control o el control es nulo.

En el primer grupo se puede incluir el diámetro de la tubería de producción y su longitud, el diámetro de la tubería de descarga y su longitud, las restricciones superficiales, la presión disponible del gas de inyección, el volumen disponible del gas de inyección, etc.

El otro grupo incluye las propiedades de los fluidos, la presión promedio del yacimiento, etc. Esto significa que el gasto que puede obtenerse está en función de todas estas variables. Para el caso de las variables bajo control, el diseñador debe manejarlas en un amplio rango con el fin de optimizar la operación de la instalación y por ende el gasto.

En la determinación del gasto posible en una instalación de BNC, deberán considerarse dos gradientes de presión fluyendo ya que el gas se inyecta a cierta profundidad, lo que ocasionará un incremento en la relación del área del asiento de la válvula y el área efectiva del fuelle a partir de esa profundidad hacia la superficie (se logrará un gradiente más ligero al gradiente fluyendo natural). De esa forma, la relación gas total líquido en la superficie será la suma de la relación gas inyectado líquido y la relación gas de formación/líquido.

El método para determinar el gasto en una instalación de BNC se conoce como "Procedimiento gráfico Presión-Profundidad y Presión-Gasto". Los siguientes problemas ayudarán a entender mejor este método, tanto para una disponibilidad limitada como ilimitada del gas de inyección.

Para determinar el máximo gasto de producción de un pozo sometido a un sistema de bombeo neumático continuo, manteniendo una presión en la cabeza constante, se emplean correlaciones en forma de curvas de gradiente de presión a través de tuberías verticales. Para propósitos de comparación se emplearon las correlaciones de Hagedorn y Brown y la de Duns-Ros para flujo multifásico a través de tuberías verticales (Ref. 14, 20, 21).

Diseño de espaciamiento de válvulas en una instalación de BNC.

Anteriormente se mostró la forma de obtener el gasto y la profundidad del punto de inyección de gas en una instalación de BN continuo. Para lograr esto se construyó una gráfica profundidad-presión que finalmente resultó en una gráfica similar a la mostrada en la Fig. 3.3. Esta gráfica contiene la siguiente información:

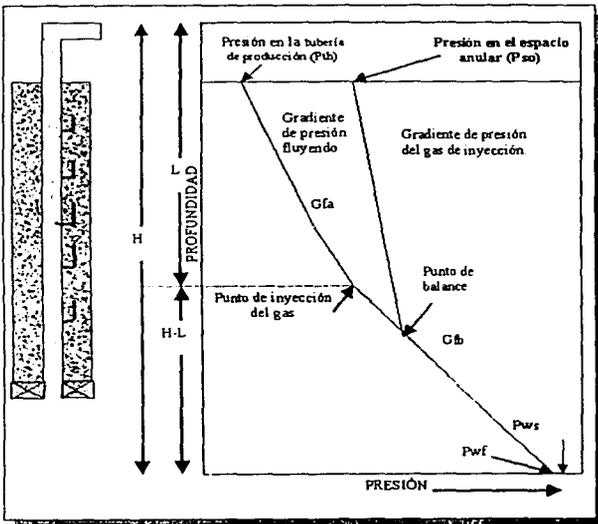


FIG. 3.3. GRADIENTES DE PRESIÓN EN UNA INSTALACIÓN DE BNC.

- a) Profundidad media del intervalo productor.
- b) Presión fluyendo en la cabeza del pozo, Pth.
- c) Gradiente de presión de operación del gas de inyección.
- d) Gradiente de presión disponible del gas de inyección.
- e) Gradiente de presión fluyendo del pozo por arriba del punto de inyección del gas.
- f) Profundidad del punto de inyección del gas.
- g) Gradiente de presión fluyendo del pozo por abajo del punto de inyección de gas.
- h) Presión de fondo fluyendo, Pwf.

Partiendo de esta gráfica y la información disponible en ella, el espaciamiento de acuerdo al tipo de válvula es como sigue:

Método gráfico para el espaciamiento de las válvulas balanceadas.

El espaciamiento de las válvulas en una instalación de BN continuo depende de los siguientes factores:

1. Tipo de válvula subsuperficial empleada.
2. Descarga del pozo a la presa o a la batería (separador).
3. Profundidad del nivel estático del fluido.
4. Presión disponible para descargar el pozo (presión extra o presión normal del gas de inyección).
5. Volumen disponible del gas de inyección durante la descarga del pozo.

Después de determinar el punto de inyección mediante el procedimiento descrito anteriormente, el espaciamiento de las válvulas balanceadas en una instalación de BN se determina con el siguiente procedimiento:

- a) Trazar la línea de gradiente del fluido de control, partiendo de la presión en la cabeza del pozo (Pwh), esta presión es igual a cero, si el pozo descarga al quemador y tiene un valor positivo si el pozo descarga al separador.
- b) Extender esta línea, hasta intersectar la presión disponible del gas de inyección, esta profundidad corresponde a la posición de la primera válvula.
- c) Desde el punto anterior, trazar una línea horizontal, hasta intersectar la línea de gradiente de presión de flujo arriba del punto de inyección o a la línea de gradiente de descarga o a la línea de gradiente mínimo.
- d) Del punto de intersección anterior, trazar una paralela a la línea de gradiente del fluido de control hasta intersectar la línea de gradiente de presión disponible menos 25 lb/pg^2 . Esta profundidad corresponde a la segunda válvula.
- e) Reducir la presión en 25 lb/pg^2 del punto de intersección determinado en el paso (d) y trazar hacia abajo la línea de gradiente de presión del gas de inyección.
- f) Trazar una línea horizontal desde la posición de la válvula 1 a la izquierda, hasta intersectar la línea de gradiente de flujo, arriba del punto de inyección.
- g) Desde este punto, trazar una línea paralela al gradiente de fluido de control, hasta intersectar la nueva línea de gradiente del gas determinado en el paso (e), esta profundidad corresponde a la válvula número 3.
- h) Repetir el procedimiento descrito en los pasos e, f y g hasta, alcanzar el punto de inyección del gas.
- i) Colocar una o dos válvulas abajo del punto de inyección, previendo posibles reducciones en la presión media del yacimiento y cambios en la productividad del pozo.
- j) Determinar el diámetro del orificio empleando gráficas publicadas por los fabricantes de válvulas (Ref. 19,20).
- k) Trazar la línea de gradiente geotérmico desde la temperatura de flujo en la superficie hasta la temperatura de flujo en el fondo del pozo.
- l) Determinar la temperatura correspondiente de cada válvula, a la profundidad de colocación

- m) Seleccionar la Pso de las válvulas, disminuyendo en 25 lb/pg^2 la presión entre válvula y válvula, iniciando para la primera con un valor igual a 25 lb/pg^2 debajo de la presión disponible del gas de inyección.
- n) Determinar la presión de calibración del domo a 60 o 80 °F en una tabla de factores de corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno (Ref. 4, 19, 20).
- o) Preparar una tabla final indicando:
 - 1. Número de válvula.
 - 2. Profundidad.
 - 3. Temperatura.
 - 4. Pso (presión superficial de apertura).
 - 5. Pvo (presión de apertura de la válvula).
 - 6. Presión del domo, Pb.

Método gráfico para el espaciamiento y calibración de las válvulas desbalanceadas.

Después de determinar el punto de inyección mediante el procedimiento descrito anteriormente, el espaciamiento de válvulas desbalanceadas se lleva a cabo mediante el procedimiento siguiente:

1. Adicionar 200 lb/pg^2 a la presión en la TP fluyendo en la cabeza del pozo y marcar este punto a la profundidad de cero. Trazar una línea recta desde este punto, al correspondiente punto de inyección del gas, esta línea representa la presión en TP de diseño.
2. Trazar la línea de gradiente del fluido de control, partiendo de una presión cero o de la presión fluyendo en la "boca" del pozo, ya sea que el pozo descargue al quemador o al separador, hasta intersectar la línea de gradiente que corresponde a la presión disponible del gas de inyección, este punto determina la profundidad de la primera válvula.
3. Trazar una línea horizontal, desde el punto determinado en el paso anterior, hasta intersectar la línea que corresponde a la presión en la TP de diseño.
4. Desde la intersección anterior, trazar una paralela a la línea de gradiente del fluido de control hasta intersectar la línea correspondiente a la presión de operación del gas de inyección. Este punto determina la profundidad de la segunda válvula.
5. Repitiendo el paso anterior a partir de la localización de la última profundidad encontrada, se obtendrá la profundidad de las válvulas restantes hasta alcanzar la profundidad del punto de inyección.
6. Dado que generalmente no coincide la profundidad de la última válvula con la profundidad del punto de inyección de gas, es necesario "reespaciarse" las válvulas cercanas al punto de inyección con el fin de instalar una válvula en este punto. Además dependiendo de las características del pozo tales como decremento de la presión media del yacimiento, etc., se puede llegar a requerir una válvula adicional por abajo del punto de inyección. Para efectuar este reespaciamiento se recomienda un espaciamiento máximo al punto de inyección sea de 250 pies.
7. Determinar la temperatura de operación de cada válvula. Sobre la misma gráfica y utilizando el extremo derecho del eje horizontal, situar la escala de temperatura. Marcar la temperatura fluyendo en la boca del pozo a profundidad media del intervalo productor. Unir ambos puntos con una línea recta y obtener el gradiente de temperatura a lo largo del pozo. Dependiendo de la profundidad de cada válvula, obtener la temperatura de operación de cada una de ellas.
8. Determinar la presión en TP de cada válvula a la profundidad correspondiente.
9. Tabular la presión en TP de diseño y la presión fluyendo en TP real para cada válvula a la profundidad correspondiente.

10. Fijar la presión superficial de apertura de la primera válvula a 50 lb/pg² abajo de la presión disponible del gas de inyección.
11. Seleccionar las presiones superficiales de apertura del resto de las válvulas, dejando una diferencia de 10 lb/pg² entre válvula y válvula, en forma decreciente y partiendo de la presión superficial de apertura de la primera válvula.
12. Determinar la presión de apertura, de cada válvula (Pvc) a la profundidad correspondiente, sumándole el peso de la columna de gas a cada válvula.
13. Utilizando la presión en la TP de diseño, la presión de apertura de cada válvula el diámetro del orificio seleccionado. Calcular la presión de cierre frente a la válvula (Pvc), la cual es también la presión del domo (Pb).
14. Determinar la presión del domo de cada válvula a 60 o 80 ° F. Utilizando una tabla de factores de corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno (Ref. 4, 19, 20). Tabular estos resultados.
15. Calcular la presión de apertura en el taller (P_{wo}) para cada válvula de 60°F utilizando la siguiente expresión.

$$P_{wo} = \frac{P_b @ 60^\circ F}{1 - R} \quad \dots \text{Ec. 21}$$

donde:

Ab = Área efectiva del fuelle, pg².

Ap = Área del asiento de la válvula, pg².

R = Ap / Ab

16. Determinar la presión de apertura Pvo de cada válvula a la profundidad correspondiente, utilizando la presión de flujo real en la TP:

$$P_{vo} = \frac{P_b - P_t R}{1 - R} \quad \dots \text{Ec. 22}$$

17. Determinar la presión superficial de apertura de cada válvula bajo condiciones reales de operación; previendo de que no habrá interferencia entre válvulas.
18. Hacer cualquier ajuste necesario.
19. Preparar en forma tabulada todos los resultados.
 - a) Número de válvula,
 - b) Profundidad (pies),
 - c) Presión de diseño (Pt),
 - d) Presión con flujo (Pt), (Presión en la TP cuando la válvula abre, lb/pg²)
 - e) Pso (diseño) (Presión de operación en la superficie, lb/pg²)
 - f) Pvo (diseño) (Presión necesaria en la TR para abrir la válvula a la profundidad considerada bajo las condiciones de operación, lb/pg²)
 - g) Pb @ Tv (lb/pg²)
 - h) Psc (Presión superficial de cierre, lb/pg²)
 - i) Pb @ 60°F (lb/pg²)
 - j) Ptro (lb/pg²)
 - k) Pvo real (lb/pg²)
 - l) Pso real (lb/pg²)

El mismo procedimiento se sigue cuando las presiones de calibración de las válvulas se seleccionan en otra forma. Por ejemplo, se puede diseñar la instalación a una misma presión de cierre para todas las válvulas o disminuyendo la presión superficial de cierre en 10 lb/pg² entre válvula y válvula.

Primer ejemplo:

Sean los siguientes datos:

Profundidad	8000 pies
Producción	1000 bl/d (100% aceite)
Diámetro de la tubería	2 3/8 pg. (1,995 pg. diámetro interior)
P _{ws}	2650 lb/pg ²
Índice de productividad	2 bl/dia/lb/pg ² (cte.)
R _s	200 pies ³ /bl
γ _E	0.70 (aire=1)
γ _o	40 °API
P _{so}	900 lb/pg ²
Temperatura del fondo del pozo	200 °F
Temperatura de flujo en la superficie	120 °F

Determinar:

- El punto de inyección del gas.
- El volumen del gas de inyección necesario.
- El diámetro de orificio de la válvula de inyección.

Solución:

- Trazar en una escala vertical (eje y) la profundidad (0-8000 pies).
- Trazar en una escala horizontal (eje x) la presión (0-2800 lb/pg²).
- Trazar en una escala la P_{ws} a la profundidad de 8000 pies.
- A partir del índice de productividad, calcular la ΔP correspondiente para dar la producción deseada (Ref. 4).

$$\Delta P = \frac{q_1}{J} = \frac{1000}{2} = 500 \text{ lb/pg}^2 \quad \dots \text{Ec. 23}$$

- Restando esta ΔP se obtiene la P_{wf} como sigue:
P_{wf} = P_{ws} - ΔP = 2650 - 500 = 2150 lb/pg²
trazar esta presión de 2150 lb/pg² a 8000 pies de profundidad.
- Partiendo de la P_{wf} y trazando una paralela a la línea de gradiente estático hasta la intersección con la ordenada, se obtiene el nivel de líquido dentro del pozo.
- De la presión de fondo fluyendo de 2150 lb/pg² se prolonga el gradiente fluyente para una R_s = 200 pies³/bl y una P_{so} = 900 lb/pg², con eso es suficiente para obtener el punto de inyección de gas.
- Marcar la P_{so} de 900 lb/pg².
- Para una P_{so} = 900 lb/pg² el gradiente del gas de inyección es de 21.2 lb/pg²/1000 pies.
- El punto donde interseca el gradiente del gas de inyección y el gradiente fluyente se conoce como "Punto de balance".
- Se resta 100 lb/pg² a este punto y sobre el gradiente de flujo se localiza el "punto de inyección" del gas.
- Trazar la P_{wh} a la profundidad de cero.
- Unir el punto de inyección y la P_{wh}, seleccionando la curva de gradiente correspondiente.
- Encontrar el volumen de gas de inyección necesario
(R_T - R_s)q₁ = Volumen de gas
Volumen de gas = (600-200)1000 = 400,000 pie³
- Encontrar el diámetro correcto del orificio para el gasto de gas de inyección.

- a) Encontrar la temperatura de operación del gas de inyección. Para este caso considerando un gradiente de temperatura lineal, la temperatura a 4625 pies es:

$$120^{\circ} F + \frac{200 - 120}{800} * 4625 = 166.25^{\circ} F$$

- b) Corregir el volumen de gas por temperatura y por densidad relativa.

$$\text{Factor de corrección} = 0.0544 \cdot \gamma_g T$$

$$\text{Factor de corrección} = 0.0544 \cdot 0.7(166.25 + 460) = 1.138$$

$$\text{Volumen corregido} = 1.138 \times 400\,000 = 455\,200 \text{ (pie}^3/\text{d)}$$

- c) Con las presiones corriente arriba y corriente abajo (1000 y 900 lb/pg²), el volumen corregido de gas (455 200 pie³/día), $\gamma_g = 0.7$, $T = 166.25^{\circ} F$, $K = 1.24$, se tiene que el diámetro del asiento de la válvula es de 12/64 pg. a través de correlaciones o utilizando gráficas de diversos fabricantes de válvulas.

Segundo ejemplo:

Calcular el espaciamiento de válvulas y llenar tabla de una instalación de BNC con válvulas balanceadas.

Gasto de aceite = 800 bl/d

Presión estática = 2500 lb/pg²

$J = 2$ bl/dia/lb/pg² (comportamiento lineal)

T.P. = 2 3/8 pg. D.E.

Profundidad media del intervalo disparado = 8000 pies

Densidad relativa del gas de inyección = 0.65 (aire = 1.0)

Presión en la boca del pozo = 100 lb/pg²

Presión superficial del gas de inyección = 800 lb/pg²

Temperatura superficial = 100 °F

Temperatura en el fondo del pozo = 200 °F

Gradiente del fluido de control = 0.45 lb/pg²/pie

Densidad del aceite = 35 °API

Considerar que el pozo esta totalmente lleno de fluido de control y descarga al separador.

Solución:

- a) Para el cálculo de Pwf (Ref. 4)

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} ; P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{J} \quad \dots \text{Ec. 24}$$

$$P_{wf} = 2500 - \frac{800}{2} = 2100 \text{ lb/pg}^2$$

- b) Para calcular el gradiente estático

Empleando una gráfica de gradientes de mezclas de aceite-agua salada, con el porcentaje de agua salada y densidad del aceite:

$$\% \text{ de agua} = 0, \text{ sólo aceite de } 35^{\circ} \text{API, gradiente} = 368 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$$

$$\therefore \frac{P_{wh}}{grdte.} = \frac{2500}{0.368} = 6793.48 \text{ pie}$$

....Ec. 25

\(\therefore\) El nivel estático = 8000 - 6793.48 = 1206.52 pies.

- c) Para calcular los gradientes de la presión de operación y disponible, utilizar una gráfica de gradientes de la columna de gas (Ref. 19, 20).

$$\bar{T} = \frac{100 + (70 + (1.6 \times 8000 / 100))}{2} = 149^\circ F$$

$$P_{corr} = 19 \times \frac{149 + 460}{150 + 460} = 18.97 \text{ lb/pg}^2 \quad \text{para } 800 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{corr} = 21.2 \times \frac{149 + 460}{150 + 460} = 21.16 \text{ lb/pg}^2 \quad \text{para } 900 \text{ lb/pg}^2$$

Profundidad (pie)	P. inyecc. disp. (lb/pg ²)	Pso (lb/pg ²)
0	900	800
1000	921.16	818.97
2000	942.32	837.94
4000	984.6	875.88
5000	1005.8	894.85
6000	1026.9	913.82
8000	1069.5	951.8

- d) Para trazar la curva del gradiente del fluido de control:

$$\text{grad}_{FC} = 0.45 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$$

Profundidad (pie)	Presión (lb/pg ²)
0	100
250	212.5
500	325.0
750	437.5
1000	550.0
1250	662.5
1750	887.5

- e) Restándole 100 lb/pg² al punto de intersección del gradiente de operación con el gradiente fluyendo se obtiene el punto de inyección a: 4420 pie.
- f) Para trazar el gradiente fluyendo arriba del punto de inyección, se localiza en una hoja blanca transparente el punto de la P_{wh} y el de inyección con una presión y profundidad dada, entrando a las curvas de gradiente para T.P. = 2pg y q_a 800 bl/día, estos dos puntos coinciden en la curva de RGLT = 400 (pie³/bl). A diferentes profundidades, se obtiene el gradiente fluyendo:

Profundidad (pie)	Presión (lb/pg ²)
0	100
750	200
2200	400
2800	500
3500	600
4420	785 punto de inyección.

g) Volumen de gas de inyección requerido

$$V_{gir} = (RGLT) \times (q_o) \\ = 4000 \times 800 = 320\,000 \text{ pie}^3/\text{día}$$

h) Para obtener el diámetro de orificio

Sustituyendo las presiones corriente abajo y corriente arriba de la válvula del punto de inyección y el volumen de gas inyectado requerido en correlaciones de diámetros para estrangulador, nos da un orificio de 12/64 pg para tales características.

La Fig. 3.4 muestra el diseño gráfico para la instalación de BNC con válvulas balanceadas.

Válvula No.	Profundidad (pie)	Temperatura (°F)	Pso (lb/pg ²)	Pvo (lb/pg ²)	Pd a 60 °F
1	1850	125.0	875	912.98	800.68
2	3150	139.5	850	911.96	777.90
3	4000	150.0	825	901.14	755.16
4	4420	156.0	800	882.89	731.91
5	4650	159.5	785	857.63	705.83

1ª. Válvula

$$\bar{T}_{gráfica} = \frac{100^\circ F + (70 + 1.6 \times (1850/100))}{2} = 99.8^\circ F$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{100 + 125}{2} = 112.5^\circ F$$

Entrando a la Fig. 3.4 con Pso = 875 lb/pg² y γ_g = 0.65 (aire = 1.0), se obtiene una ΔP gráfica = 21 lb/pg²/1000 pie.

$$\Delta P_{corr} = \Delta P_{gráfica} \left(\frac{\bar{T}_{gráfica}}{\bar{T}_{real}} \right) \quad \dots \text{Ec. 26}$$

$$\Delta P_{corr} = \frac{21}{1000} \times \left(\frac{99.8 + 460}{112.5 + 460} \right) \times 1850 = 37.98 \text{ lb/pg}^2$$

∴ Pvo = Pso + ΔP - 875 + 37.98 = 912.98 lb/pg² (columna 5).

$$C_i = \frac{P_d a 60^\circ F}{P_w a 125^\circ F}, C_i = 0.877 \quad \dots \text{Ec. 27}$$

y como P_{vo} a $125\text{ }^{\circ}\text{F} = 912.98\text{ lb/pg}^2$

P_d a $60\text{ }^{\circ}\text{F} = 0.887 \times 912.98 = 800.68\text{ lb/pg}^2$ (columna 6)

En la Fig. 3.4 se muestra el diseño gráfico con los gradientes y parámetros que intervienen en una instalación de BN continuo con válvulas balanceadas.

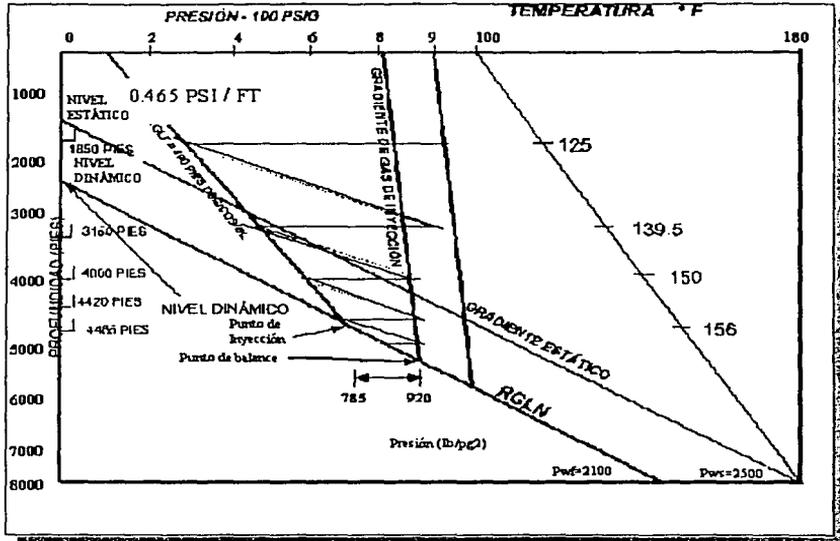


FIG. 3.4. DISEÑO GRÁFICO DE BNC CON VÁLVULAS BALANCEADAS.

Tercer ejemplo:

Los mismos datos del ejemplo anterior, pero para BNC con válvulas desbalanceadas:

1. Cálculo de P_{wf}

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{J} = 2500 - \frac{800}{2} = 2100\text{ lb/pg}^2$$

2. Cálculo del nivel dinámico

$$\text{Nivel dinámico} = \text{Profundidad} - \frac{P_{wf}}{\gamma_o \times 0.433} = 8000 - \frac{2100}{0.85 \times 0.433} = 2294.25\text{ pie}$$

Uniendo el punto del nivel dinámico con el valor de la Pwf, se obtiene el gradiente natural (RGLN).

3. Con las presiones de operación y disponible del gas de inyección se trazan los gradientes correspondientes.
4. Donde se intersecta el gradiente de la presión de inyección (Pso) con el gradiente de la Pwf se obtiene el punto de inyección a una profundidad de 4400 pie y una presión de 785 lb/pg².
5. Con el valor de Pwh = 100 lb/pg² la presión del punto de inyección de 785 lb/pg², se emplean las curvas de gradiente para una T.P. de 2 pg y q_o = 800 bl/día y 0% de agua (Ref. 19, 20), se obtiene una RGAT = 400 pie³/bl; a continuación se localizan puntos a diferentes presiones para trazar la curva de T.P. fluyendo real.
6. Al valor de la Pwh = 100 lb/pg² se le adicionan 200 lb/pg² y este punto se une al de inyección, obteniéndose así, la curva de la presión en T.P. de diseño.
7. Con el dato del gradiente de fluido de control = 0.45 lb/pg/pie a diferentes profundidades, se obtiene el gradiente del fluido de control hasta cruzar con la presión disponible, donde se localiza la profundidad de la válvula.
8. Donde se cruza la horizontal de cada válvula con los gradientes de T.P. diseño y fluyendo real se obtienen las presiones correspondientes (columnas 4 y 5).
9. Con la temperatura en la boca del pozo y la del fondo se traza el gradiente de temperatura obteniendo la temperatura de cada válvula (columna 3).
10. La presión superficial de apertura (Pso) de la 1a. válvula se obtiene restando 50 l/pg² a la presión disponible, las válvulas subsecuentes se dejan a una diferencia de 10 lb/pg² entre una y otra (columna 6).
11. Para determinar la presión de apertura (Pvo) de cada válvula a la profundidad correspondiente (Pvo = Pso + Pcol .gas).

1ª. Válvula	850 + 38 = 888
2ª. Válvula	840 + 52 = 892
3ª. Válvula	830 + 63 = 893
4ª. Válvula	820 + 73 = 893
5ª. Válvula	810 + 80 = 890
6ª. Válvula	800 + 88 = 888

El valor sumado a la presión de calibración se obtiene de la gráfica de gradientes de la columna de gas.

12. Para calcular la presión del domo a la temperatura de la válvula que es igual a la presión de cierre frente a la válvula, se utiliza la expresión:

$$P_b = P_w \left(1 - \frac{A_p}{A_b}\right) + P_i \left(A_p / A_b\right) \quad \dots \text{Ec. 28}$$

Con una presión corriente arriba de 890 lb/pg² y presión corriente abajo 785 lb/pg², ambos valores tomados del punto de inyección, y con el volumen de gas de 320 000 pie³/día, se obtiene un diámetro de orificio de 10/64 pg. Con este diámetro deberán consultarse los catálogos del fabricante, en general son muy empleadas las válvulas CAMCO.

Utilizando una válvula CP-J20, con Ab = 0.7650 y Ap = 0.0291; R = 0.038. y (1-R) es 0.962, para un orificio de 3/16, que es el más cercano a 10/64 pg.

De la sustitución de Pvo (columna 7) y Pt (columna 4), se obtiene Pd a TV (columna 8).

13. Para obtener la presión superficial de cierre P_{sc} , se utiliza la expresión.

$$P_{sc} = P_b - P \text{ columna de gas, (columna 9)}$$

14. Utilizando el factor de corrección por temperatura a 60 °F (Ref. 4) y multiplicando por la P_b a TV, se obtiene la presión del domo, para cada válvula a 60 °F (Columna 10).

15. Para calcular la presión de apertura en el probador (P_{tro}) para cada válvula a 60 °F, se utiliza la la Ec. 21:

Para la primera válvula,

$$P_{tro} = \frac{765.51}{1 - 0.038} = 799.91 \quad (\text{Columna 11})$$

16. Para determinar la presión de apertura de cada válvula a la profundidad correspondiente, se utiliza la ecuación 22.

En donde, $P_d = P_d$ a TV y $P_t =$ presión en T.P. fluyendo

$$P_{vel} = \frac{873.45 - 360(0.038)}{1 - 0.038} = 893.73 \text{ lb/pg}^2 \quad (\text{Columna 12})$$

17. Para determinar la presión superficial de apertura de cada válvula bajo condiciones reales de operación, se emplea la siguiente expresión:

$$P_{so \text{ real}} = P_{vo \text{ real}} - P \text{ columna gas}$$

$$P_{so} = 893.73 - 38 = 855.73 \text{ lb/pg}^2 \quad (\text{Columna 13})$$

Válv.	Prof. pie	T °F	Pt Diseño lb/pg ²	Pt Real lb/pg ²	Pso Diseño lb/pg ²	Pvo Diseño lb/pg ²	Pb a TV lb/pg ²	Psc lb/pg ²	Pb @ 60 °F lb/pg ²	Ptro lb/pg ²	Pvo Real lb/pg ²	Pso Real lb/pg ²
1	1870	123.0	505	360	850	888	873.4	835.4	769.5	799.9	893.7	855.7
2	2640	133.0	590	475	840	892	880.5	828.5	760.7	790.8	896.5	834.5
3	3250	140.5	658	573	830	893	884.0	821.0	753.6	783.4	896.3	833.3
4	3725	146.5	710	650	820	893	886.0	813.0	748.2	777.8	895.3	822.3
5	4100	151.5	752	710	810	890	884.7	804.7	739.2	768.4	891.6	811.6
6	4400	155.0	785	785	800	888	884.0	796.0	733.7	762.7	888.0	800

En la Fig. 3.5 se muestra el diseño gráfico con los gradientes y parámetros que intervienen en una instalación de BN continuo con válvulas desbalanceadas.

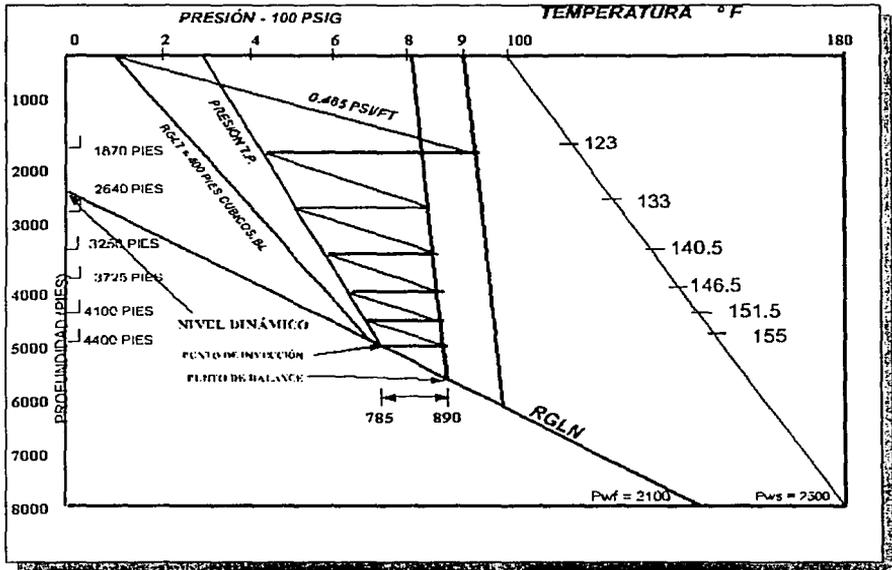


FIG. 3.5. DISEÑO GRÁFICO DE BNC CON VÁLVULAS DESBALANCEADAS.

3.1.5. SELECCIÓN DEL EQUIPO.

Equipo superficial.

A. Sistema de control:

Ya sea una válvula de control de flujo ajustable o un regulador de presión, producirá resultados satisfactorios. Sin embargo, cuando se tenga un gas sumamente húmedo, el regulador puede resultar mejor ya que es menos sensible al congelamiento.

B. Cabeza del pozo:

El árbol de válvulas y la tubería adjunta deben ser tan libres de restricciones como sea posible, tal como estranguladores, codos, etc.

C. Instalaciones de separación:

El separador debe tener capacidad adecuada y la presión de operación debe ser tan baja como sea posible. Las líneas de flujo serán tan grandes y cortas dentro de lo económicamente posible.

Equipo subsuperficial.

A. Válvulas de inyección :

La selección de equipo convencional o recuperable deberá ser basada en la economía de la instalación particular. En cualquier caso, el diámetro máximo de la válvula y mandril debe ser menor que el diámetro mínimo de la menor sección de la tubería de revestimiento del pozo. Para flujo continuo, la tubería de producción puede ser tan grande como sea práctico sin causar excesiva caída de presión al paso del gas por el espacio anular.

B. Empacador:

No será necesario un empacador en la mayoría de los casos, sin embargo, este permite repetidos arranques sin necesidad de descargar el pozo cada vez. En caso de que se encuentre arena en el fluido, las posibilidades de dañar las válvulas se reducen cuando no hay que descargar el pozo cada vez que halla de arrancarse nuevamente.

C. Camisa de circulación :

En caso de encontrar una considerable cantidad de arena u otro material extraño dentro de un pozo, a menudo es económico instalar una válvula con camisa de circulación, recuperable con línea de acero, justamente arriba del empacador, de tal forma que los sólidos se transfieran a través de esta válvula durante la operación inicial del pozo en lugar de transferirlos a través de las válvulas.

3.1.6. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN.

A continuación se enumeran los puntos más importantes que deben observarse para instalar las válvulas dentro del pozo:

- A. Las válvulas deben ser instaladas tan cercanas como sea posible a la profundidad de diseño. Una medición precisa de la tubería de producción es conveniente para instalar el empacador adecuadamente.
- B. Debe tenerse cuidado en instalar las válvulas en la dirección correcta, ya que algunas emplean válvulas de retención de gravedad, aparte de que las válvulas están diseñadas para retener menos arena u otros materiales cuando se encuentran correctamente instalados. Las válvulas pueden ser fácilmente dañadas por los dispositivos que se encuentran en la cabeza del pozo, durante su instalación. Debe recordarse que estas válvulas son instrumentos sensibles a la presión y se espera de ellas la misma precisión que la de un manómetro.

3.1.7. OPERACIÓN DE DESCARGA Y AJUSTE DEL POZO.

El ajuste de la inyección de gas puede ser determinado mediante la medición del gas de inyección y del fluido producido. La operación económica se obtiene mediante el ajuste correspondiente a la máxima producción de aceite con una mínima relación gas aceite. Usualmente este procedimiento toma varios días por lo que se recomienda el empleo de instrumentos de registro para determinar el ajuste correcto.

3.1.8. INSTRUMENTOS.

Los siguientes instrumentos son necesarios para llevar a cabo los ajustes anteriores:

- A. Un medidor de gas: Para la medición del gas inyectado al pozo. El medidor comúnmente empleado es el de orificio.
- B. Un medidor de fluido: Para medir la cantidad de fluido producido, se emplean diferentes sistemas de medición tales como recipientes de medición volumétrica automática, medidores de desplazamiento positivo, etc. En algunos casos durante el periodo de ajuste, se emplea tanques de medición portátiles.
- C. Registradores de presión:
Para conocer la presión de ajuste del control superficial y observar la presión de la tubería de producción durante el periodo de ajuste, el registrador de presión comúnmente usado es el registrador de gráfica circular rotatoria con dos elementos registradores de presión. Estos registradores pueden obtenerse en diferentes velocidades de rotación que varían desde 24 minutos hasta 7 días. Los relojes de rotación en 24 horas son probablemente los más útiles en sistemas de flujo continuo.

3.1.9. ANÁLISIS DE DESPERFECTOS.

La dificultad comúnmente encontrada en sistemas de flujo continuo es mantener la inyección de gas a la máxima profundidad. Esto puede ser causado por una fuga de gas hacia la tubería de producción arriba de la profundidad de operación, que puede deberse a una fisura en un cople, fisura en la tubería de producción o fuga de alguna válvula. La presencia de estos problemas se indica por una reducción en la producción y una alta relación gas aceite. Un registrador de temperatura corrido con línea de acero (Bomba de temperatura) puede ser empleado para detectar fugas, ya que esta producirá una baja de temperatura debido a la expansión del gas. La bomba deberá detenerse un corto periodo de tiempo a la profundidad de cada válvula para determinar si una válvula está fugando.

Si la fuga existe en la tubería de producción, la única solución es recuperar la tubería y reparar la fuga. Las fugas en las válvulas se deben algunas veces a arena, partículas extrañas, etc. que están atrapadas entre la válvula y el asiento. A menudo es posible corregir esta situación igualando las presiones al máximo dentro de la tubería de producción y de revestimiento con objeto de abrir la válvula tanto como sea posible al reducir súbitamente la presión dentro de la tubería de producción, el flujo de gas se llevará consigo las partículas atrapadas.

Si el registro de temperatura no indica una fuga, la baja producción puede deberse a una válvula tapada. Un registro de presión fluyendo mediante un registrador de presión corrido mediante línea de acero (bomba de presión) permite determinar la profundidad a la cual se presenta un cambio considerable en las presiones. Si la profundidad de operación es menor que la esperada, el registro está indicando la posibilidad de una válvula tapada. La técnica de igualar las presiones puede corregir este problema.

El estudio de las gráficas de presión es una fuente valiosa de información, aparte de permitir el análisis de problemas por una inesperada reducción en la presión de inyección de gas, determina una reducción en la producción.

Una reducción en la productividad puede ser determinada a partir del registro de presión en la tubería de producción ya que se mostrará una tendencia a cabecear. Cuando esta situación se presenta severa, puede resultar más económico volver a diseñar el pozo para un punto de inyección inferior o para bombeo intermitente.

3.1.10. DISEÑO DEL BOMBEO NEUMÁTICO PARA INSTALACIONES MARINAS.

En operaciones marinas, en donde la extracción de la TP puede ser muy costosa, es práctica común instalar mandriles de BN en la sarta de la TP en el momento en que el pozo es terminado, incluso aunque se vaya a contar por un periodo considerable con producción fluyente "natural". También, en el desarrollo de plataformas con pozos múltiples puede ser necesario realizar un diseño del espaciamiento de los mandriles con solamente información mínima de la productividad. Se han desarrollado varias técnicas durante los años en un esfuerzo para resolver este problema satisfactoriamente. Algunos rangos de la productividad del pozo deben suponerse. Esto es necesario para poner un límite superior en lo que podría esperarse del pozo. Normalmente este límite superior es supuesto, entonces se desarrolla un diseño que maneje pozos de menor productividad tan eficazmente como sea posible. Un método generalmente aceptado para hacer esto es, diseñar las primeras dos o tres válvulas usando esta productividad supuesta o gasto de la producción más elevado. Entonces cuando se ponen válvulas progresivamente más profundas en el pozo, un gradiente de válvula a válvula es supuesto, basado en la productividad más baja. Una alternativa a veces usada es la de espaciar para una productividad supuesta hasta que se alcanza un mínimo espaciamiento del mandril. Entonces, se ponen mandriles a este mínimo (normalmente de 200 a 500 pies) espaciando para varias válvulas adicionales o a la profundidad del empacador. Para fijar las válvulas en los mandriles existentes, el diseñador determina la profundidad máxima de la primera válvula. La válvula es colocada en el primer mandril que está a esa profundidad o en el agujero más profundo. Entonces la próxima válvula debe espaciarse desde la localización actual de la primera válvula, aún cuando esta podría ser substancialmente más alta con respecto a la profundidad máxima. Por ejemplo, en algunos campos viejos del Golfo de México, los mandriles están en una posición diseñados para una presión del sistema sustancialmente baja, que actualmente existe. En algunos casos, es posible saltar los mandriles y poner las válvulas al siguiente mandril inferior. El proceso en el fondo del pozo continúa de esta manera: para la localización de la válvula anterior se determina la profundidad máxima a la cual la próxima válvula podría espaciarse, entonces se puede escogerse el siguiente mandril superior a esa profundidad.

3.1.11. INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO DOBLE.

El Bombeo Neumático doble (la producción de dos zonas de un mismo pozo a través de BN sin la generalización de los fluidos del pozo en el agujero) se discutirá brevemente. Las terminaciones dobles fueron bastante usadas fundamentalmente en los años 60s debido a muchos inconvenientes admisibles. Cuando el Bombeo artificial se volvió necesario, el BN doble era uno de los métodos comúnmente seleccionados. Aunque el BN doble es uno de los mejores métodos, actualmente es ineficaz.

Como se mencionó anteriormente, la productividad del pozo debe estimarse cuando se vaya a instalar un sistema de BN. Si, como ocurre normalmente, la productividad no es como se estimó anteriormente, el mismo diseño se ajustará con la operación de una válvula diferente o a una presión de la TR ligeramente diferente. En la mayoría de los sistemas dobles, ambas sargas de tubería reciben gas de la misma fuente de abastecimiento, el espacio anular. Intentando ajustar las diferentes productividades, el sistema permitirá abastecer gas adicional a una sarta de tubería mientras se alimenta a la otra. Estos resultados en una o ambas zonas producen un menor gasto óptimo. La mayoría de los operadores han concluido que las terminaciones sencillas son preferibles que las dobles cuando se requiere el bombeo neumático.

3.2. DISEÑO Y ANÁLISIS DEL BOMBEO NEUMÁTICO DE FLUJO INTERMITENTE.

3.2.1. PRINCIPIOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.

En el Bombeo Intermitente, el fluido dentro de la tubería de producción, es levantado a la superficie en forma de baches mediante la inyección y expansión del gas que es inyectado súbitamente a dicha tubería. Este tipo de levantamiento requiere operación cíclica, de donde proviene el nombre de "Bombeo de gas intermitente". El ciclo de Bombeo Intermitente consiste de:

1. Un período de alimentación durante el cual la presión dentro de la tubería de producción se reduce como consecuencia de la expulsión del bache anterior con lo que se permite un flujo máximo de fluido del yacimiento a dicha tubería.
2. Un período de levantamiento, en el cual, se inyecta gas a alta presión hacia la tubería de producción a la profundidad de la válvula operante con lo que dicha columna es desplazada a la superficie por la inyección y expansión del gas.
3. Un período de reducción de presión, en el cual la presión de la tubería de producción es reducida otra vez a un mínimo al desalojar el gas usado durante el período de levantamiento.

Para realizar el ciclo, es necesario controlar, la profundidad de inyección del gas, presión y cantidad de gas inyectado, así como el tiempo entre inyecciones.

Disminuyendo la presión promedio, a la profundidad de los disparos, a un mínimo, se reduce el tiempo del período de alimentación. Instalando una válvula para BN, tan profunda como fuere posible, la carga promedio de fluido en la tubería de producción se reduce a un mínimo, ya que así se logra un abatimiento máximo de la presión en el fondo del pozo, lo que permite obtener un gasto máximo de fluido.

El período de levantamiento se reduce levantando la columna del fluido a la mayor velocidad posible. Esta velocidad está controlada por la cantidad de gas inyectado a través de la válvula. La velocidad de la columna afecta también la cantidad de fluido que llega a la superficie, ya que con una velocidad más baja, aumenta la pérdida de fluido o "resbalamiento".

Aparentemente las necesidades del período de levantamiento y del período de reducción de presión son contradictorias, sin embargo una velocidad óptima puede ser lograda cuando el resbalamiento de fluido puede ser reducido a un nivel aceptable y el período de reducción de presión es reducido al mínimo.

Desde el punto de vista económico, el tiempo del ciclo óptimo es alcanzado cuando la relación de gas inyectado al fluido es mínima. Si la velocidad de la columna es máxima, la relación gas/fluido resultante será alta y el número de ciclos será reducido debido a que la duración del período de reducción de presión será mayor. Si la velocidad de la columna es mínima, aumentará el resbalamiento hasta el punto en que la relación gas/aceite será demasiado alta debido a la pequeña cantidad de fluido recuperado.

3.2.2. SECUENCIA DE DESCARGA DEL FLUJO INTERMITENTE.

La secuencia de operación en el primer ciclo de descarga en la instalación de bombeo neumático intermitente usando la presión del gas para operar la válvula es mostrada en la Fig. 3.6.

En (A), la formación de líquidos aumenta y sube a la tubería. Todas las válvulas de bombeo neumático están cerradas. En un tiempo predeterminado (B), el controlador intermitente en la línea de gas a la superficie abre e inyecta gas dentro del espacio anular de la TR a la TP. Esto incrementa la presión del gas en el espacio anular hasta que la presión del líquido en la TP sea suficientemente

grande para poder abrir la válvula operante. El resto de las válvulas permanecen cerradas debido a que la presión del gas no es suficiente para abrir las válvulas. El gas es inyectado muy rápido dentro de la columna del líquido creando una burbuja de gas. Como la burbuja se expande, el líquido es elevado hacia la superficie. En (C), el bache de líquido ha alcanzado la superficie en el tiempo en cual la válvula operante tiene que cerrar. El controlador intermitente en ese momento ya está cerrado. En (D), el bache es movido bajo la línea de flujo del separador, la "cola de gas" detrás del bache se escurre y los líquidos de la formación de nuevo son acumulados dentro de la TP. Varias cosas están claras en esta explicación. (1) El gas debe ser inyectado rápidamente, si no, apenas burbujeará a través del líquido sin desplazar al líquido a la superficie. Consecuentemente, las válvulas con orificio grande tienden a "romperse" al abrirse demasiado rápido, por eso sólo se recomiendan para válvulas operantes. (2) La válvula operante puede colocarse hasta el fondo y puede localizarse justo arriba del empacador. (3) La contrapresión en la superficie debe ser tan baja como sea posible para minimizar el resbalamiento, maximizar el arranque inicial del bache, y reducir la cantidad de gas requerida para desplazar al bache líquido a la superficie.

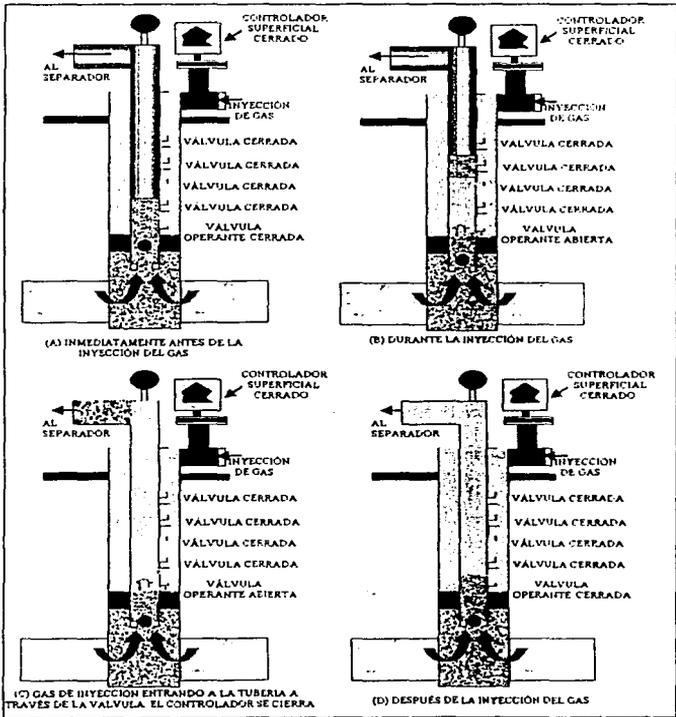


FIG. 3.6. CICLO DE DESCARGA DE UNA INSTALACIÓN INTERMITENTE CERRADA.

Lo ideal sería una línea de flujo grande en diámetro y corta en longitud. En un diámetro pequeño, las líneas de flujos largas son muy perjudiciales para las instalaciones de bombeo neumático intermitente siendo la causa una alta presión en la cabeza del pozo. Estos problemas a veces pueden reducir o incrementar la máxima inyección de gas en el ciclo, en pozos con alto índice de productividad (IP).

3.2.3. TIPOS DE INSTALACIONES.

Las ilustraciones de la Fig. 3.6 muestran una instalación cerrada. Una instalación cerrada usa un empacador y una válvula de pie debajo del fondo de la válvula de BN. Una instalación abierta no tiene empacador ni válvula de pie. Una instalación semicerrada tiene un empacador pero no tiene válvula de pie. Se recomienda una instalación cerrada para bombeo intermitente.

Normalmente se recomienda una válvula de pie, para evitar que el regreso de los fluidos durante cada ciclo de producción, sin embargo, esta puede causar problemas si el pozo produce arena. La arena puede acumularse por la cima de la válvula de pie haciendo difícil, sino imposible, el cerrarla.

Los otros dos tipos de instalación (abierta y semicerrada) permitirán que la alta presión del gas actúe sobre la formación; lo que disminuye la eficiencia del levantamiento. Una instalación abierta sin empacador no es recomendable para el bombeo intermitente.

3.2.4. FACTORES QUE AFECTAN AL GASTO DE PRODUCCIÓN.

Los principales factores que afectan el máximo gasto de producción en el bombeo neumático intermitente son:

- (1) tamaño de la tubería,
- (2) profundidad de inyección,
- (3) presión de inyección del gas,
- (4) contrapresión en la cabeza del pozo,
- (5) facilidad del paso del gas a través de la válvula de BN,
- (6) interrupción del gas, además del resbalamiento,
- (7) aumento de la presión en el fondo del pozo, y
- (8) condiciones inusuales del pozo, ejemplo: emulsiones.

Gasto Máximo

El gasto máximo al que un pozo con bombeo neumático intermitente puede producir está limitado por el número máximo ciclos que pueden presentarse en un periodo de 24 horas. La experiencia ha mostrado que toma cerca de 3 minutos por cada 1000 pies el producir, inyectar el gas, abrir la válvula operante, elevar el bache hacia la superficie y escurrir la cola. Este tiempo variará de instalación a instalación pero el tiempo de 3 minutos por cada 1000 pies de producción es una buena decisión para estimar el máximo gasto de producción y un mínimo tiempo del ciclo.

Resbalamiento

En el bombeo intermitente, el gas no puede barrer todo el líquido fuera de la TP desde la válvula operante a la superficie. Parte del líquido siempre resbala. Este líquido moja la pared de la tubería y corre hacia abajo. Además, el gas tiene una tendencia a burbujear a través del líquido permitiendo que algo de líquido caiga. El resbalamiento puede ser definido como una diferencia entre el bache inicial y el bache producido. Esto es mostrado en la Fig. 3.7.

La interrupción del gas y el resbalamiento son afectados por tres cosas: el desarrollo de la burbuja de gas, la velocidad ascendente del bache líquido y las restricciones en la cabeza del pozo.

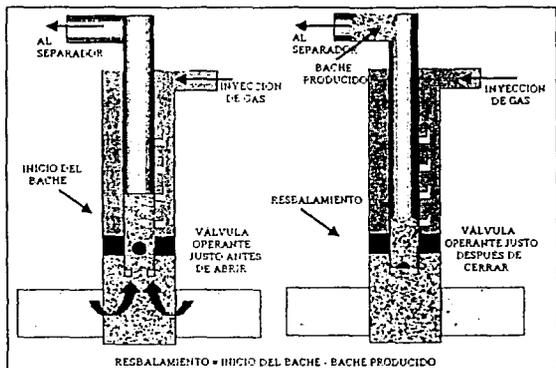


FIG. 3.7. ILUSTRACIÓN DEL INICIO DEL BACHE; BACHE PRODUCIDO Y FENÓMENO DE ESCURRIMIENTO.

2. Velocidad del bache

Se recomienda una mínima velocidad del bache de 1000 pies por minuto para minimizar las pérdidas de líquido.

3. Restricciones en la cabeza del pozo

El tercer factor que afecta al resbalamiento son las restricciones en la cabeza del pozo. El flujo a través del árbol de válvulas es bastante complicado; primero, a través de un punto de partida en el

brazo de la válvula, después hay que medir otro a 90° a lo largo de la tubería o en un punto del estrangulador, luego a través de uno más y probablemente dos o más de 90° antes de alcanzar la línea de flujo. Todas estas restricciones permiten que resbale más líquido. Por lo tanto, modelo del conducto del fluido desde el árbol de válvulas debe ser lo más "aerodinámico" posible (Fig. 3.8).

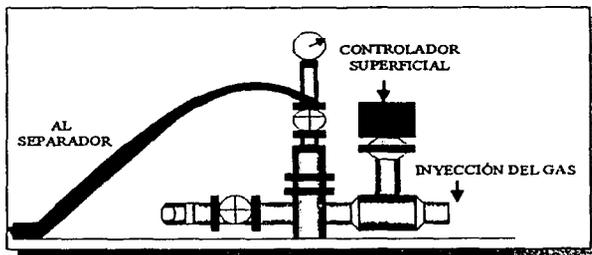


FIG. 3.8. CABEZA DEL POZO CON LÍNEA DE DESCARGA AERODINÁMICA EN UNA INSTALACIÓN CON BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.

1. Desarrollo de la burbuja de gas

Si la válvula operante tiene un orificio pequeño, tiende a estrangular al momento de abrir. El gas entrará lentamente y tiende a elevarse a través del líquido sin proporcionar demasiada acción de levantamiento.

El gas debería entrar rápidamente a la TP en forma de burbuja de gas y acelerar al bache líquido elevándolo por la TP.

Por otra parte, con un orificio grande, las válvulas de BN tienden a romperse, con lo que se recomiendan las válvulas operantes para BNI.

Para propósitos de estimación, el resbalamiento, en un apropiado ajuste para el bombeo neumático intermitente, será cerca de 5 a 7 por ciento del bache inicial por cada 1000 pies.

Uso del émbolo en el sistema neumático intermitente.

El resbalamiento puede ser reducido en un mínimo absoluto al usar el émbolo en la instalación; el comportamiento del émbolo como una interfase o pistón entre el gas y el líquido, minimiza la interrupción del gas. También limpia el líquido por la pared de la T.P. reduciendo así la pérdida por resbalamiento. Se instala un amortiguador justo arriba de la válvula operante. Después de cada bache en la superficie, el émbolo resbala hacia el amortiguador para iniciar otro viaje. En cada sistema, el émbolo estaría desactivado si una de las válvulas superiores resulta ser la válvula operante. Por lo tanto, la instalación debe ser diseñada para que ninguna de las válvulas superiores abra mientras opera la válvula de fondo. Si una válvula superior abre, puede evitar el retroceso del émbolo, impidiendo la operación apropiada en la instalación.

3.2.5. DISEÑO DE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.

Estos son algunos métodos para el diseño de instalaciones con bombeo neumático intermitente. La mayoría cae dentro de dos categorías básicas: Un método del gradiente por resbalamiento y el método de porcentaje de carga.

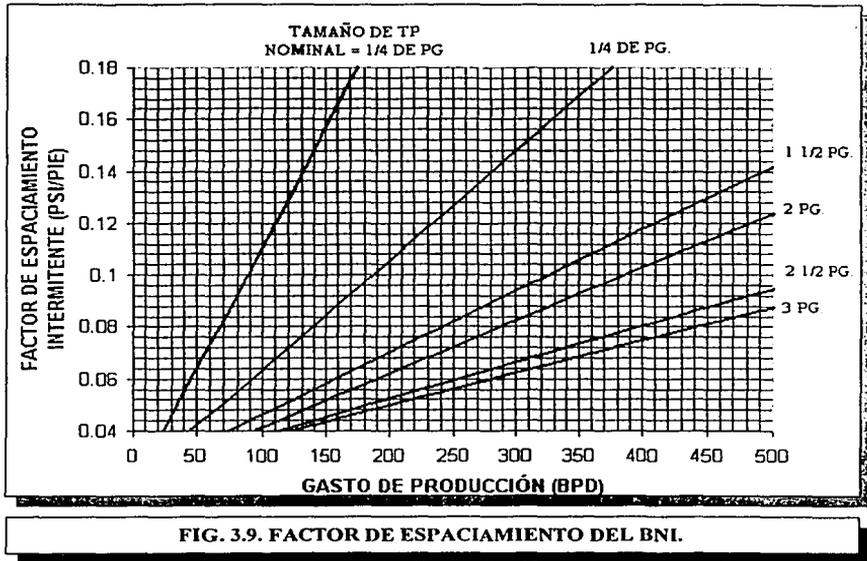
Método de resbalamiento.

El método del gradiente por resbalamiento usa un gradiente promedio de la cola del gas, el resbalamiento líquido y la alimentación líquida, para predecir la presión mínima en la TP. Este gradiente promedio ó factor de espaciamento depende del tamaño de la TP y del gasto de producción anticipado. Generalmente 0.04 psi por pie de profundidad es la mínima presión que debe usarse para la descarga.

Este método normalmente usa la misma presión de cierre en superficie para todas las válvulas excepto la válvula operante que normalmente tiene una presión de cierre baja en superficie. La presión de cierre en superficie de las válvulas de descarga normalmente debe ser de 100 psi menos que la presión del gas. En 1963 White determinó que la presión en la tubería de producción a la profundidad de la válvula operante debe ser de 59% la presión del gas a la profundidad de la válvula operante al instante de abrir las válvulas, para hacer más eficiente la operación. Comúnmente es del 60%. De esta manera, conociendo la presión del gas a la profundidad de la válvula, la presión en la TP puede ser obtenida cuando las válvulas se abran. Después de que la presión del gas y la presión de producción (TP) a la profundidad de la válvula son conocidas, la Pvc (Presión de cierre de la válvula) puede ser calculada. Esto mostraría que la Pvc es de 50 a 90 psi menos que la presión del gas a la profundidad de la válvula, dependiendo de las características de la válvula. Asimismo, seleccionando la presión de cierre en superficie 100 psi menos que la presión de inyección en superficie se tendrá un valor seguro, considerando las fluctuaciones en la presión del gas.

Aunque normalmente es bajo el gradiente de temperatura, para propósitos de diseño, se supondrá geotermal. Además para propósitos de diseño del BNI, la temperatura de superficie usualmente se da como 74° F, ya que es la temperatura aproximada que se mide cerca de los 50 pies bajo el nivel del suelo en las costas del Golfo de los Estados Unidos. Asimismo, las temperaturas en superficie varían por región, por lo tanto, se debe utilizar la temperatura correcta para el lugar en cuestión.

El factor de espaciamento del bombeo intermitente es determinado en la Fig. 3.9. Esta figura fue desarrollada para muchas presiones fluyentes contempladas en muchos pozos con BNI.



Ejemplo del diseño usando el método de resbalamiento:

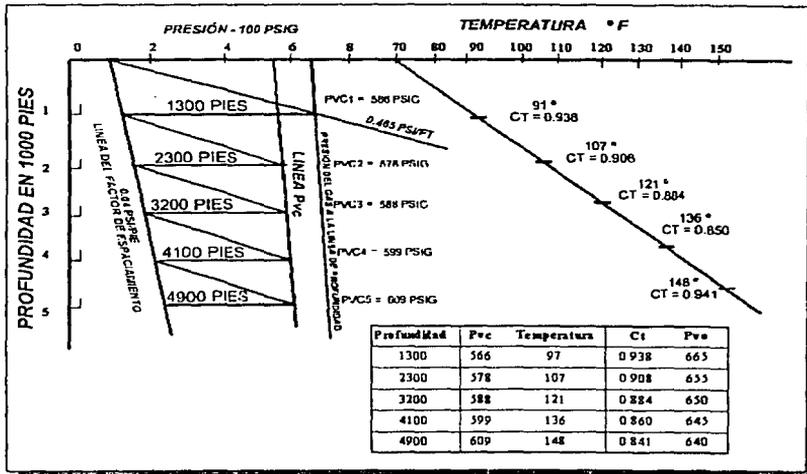
Profundidad = 5000 pies
 Presión del gas del sistema = 700 psig (0.65 de gravedad específica)
 Presión de la T.P. en la superficie = 65 psig
 Presión de fondo estática = 775 psig
 Temperatura en el fondo del pozo = 150 °F
 Gasto de producción = 100 bpd
 Gradiente del fluido al final = 0.465 psig/pie
 Tamaño de la T.P. = 2 3/8 pg diámetro exterior
 Tamaño de la T.R. = 5 1/2 pg diámetro exterior
 Válvula de B.N. = 1 1/2 pg de diámetro exterior con carga de N₂, 7/16 pg en el asiento.
 $A_p / A_b = 0.201$, $1 - A_p / A_b = 0.799$

Explicación de la solución gráfica usando el método de resbalamiento:

La solución gráfica es el camino más fácil para solucionar el problema. El procedimiento se describe paso por paso.

1. Preparar una hoja para graficar la profundidad contra la presión y las escalas de temperatura como la mostrada en la Fig. 3.10.

2. Trazar la presión en la cabeza del pozo (65 psig) a cero de profundidad (superficie).
3. Determinar el factor de espaciamento adecuado (gradiente de descarga) para el pozo en particular de la Fig. 3.9. Dicho factor está en función del gasto de producción anticipado, tamaño de la T.P., etc. (En este ejemplo es de 0.04 psi/pie).
4. Extender este gradiente de 0.04 psi/pie desde la presión en la cabeza del pozo (65 psig) hasta la superficie del fondo del pozo (265 psig a 5000 pies).
5. Trazar la presión de inyección del gas superficial. Usar la presión de 50 psi menos la presión del sistema (650 psig).
6. Extender esta presión al fondo del pozo contando con el peso de la columna de gas (720 psig a 5000 pies).
7. Trazar 70 °F en la superficie, 150 °F a 5000 pies, y trazar una línea recta entre los dos puntos.
8. Restar 100 psi de la presión de inyección superficial y trazarla hasta la presión de cierre superficial de las válvulas de descarga (550 psig).
9. Extender la presión al fondo del pozo contando con el peso de la columna de gas (610 psig a 5000 pies). Esta línea y la que se trazó en el paso 6 aparentan ser paralelas, aunque realmente no lo son.
10. Determinar el gradiente estático a donde termina el fluido. Para este ejemplo es de 0.465 psi/pies.
11. Extender una línea de gradiente de 0.465 psi/pie desde la presión de la cabeza del pozo (65 psig) hasta interceptar la presión del gas a la línea de profundidad trazada en el paso 6.
12. Esta intersección es la profundidad de colocación de la primera válvula (1300 pies).
13. Dibujar una línea horizontal a la izquierda de la línea del factor de espaciamento trazada en el paso 4.
14. Desde la intersección de la línea horizontal y la línea del factor de espaciamento, dibujar una línea de gradiente de 0.465 psi/pie hasta interceptar con la línea Pvc para localizar la profundidad de la segunda válvula (2300 pies).
15. Continuar este procedimiento hasta la profundidad total. La Fig. 3.10 muestra las profundidades para las válvulas subsiguientes.



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

FIG. 3.10. EJEMPLO DE LA SOLUCIÓN GRÁFICA USANDO EL MÉTODO DE RESBALAMIENTO.

16. Determinar la temperatura a cada profundidad de válvula.

17. El punto final es calcular el conjunto de presiones de las válvulas. Leer las presiones a las intersecciones de las líneas horizontales y de la línea Pvc. Estas son las Pvc's de cada válvula. La presión para colocar una válvula cargada con nitrógeno se calcula con la ecuación siguiente:

$$Pvc = (Pvc) (Ct) / (1 - Ap / Ab) \quad \dots \text{Ec. 29}$$

Si la válvula es cargada con resorte, la ecuación es:

$$Pvo = Pvc / (1 - Ap / Ab) \quad \dots \text{Ec. 30}$$

donde :

Pvo = Presión de apertura de la válvula en la prueba.

Pvc = Presión de cierre de la válvula.

Ct = Factor de corrección de temperatura.

18. La variación de presión para la válvula de fondo tiene un decremento de 25 a 30 psias. Esto es conocido como *debilitamiento de la válvula de fondo* y se efectúa para que pueda ser detectada en una gráfica de presión. También es considerado al emplear una válvula piloto de agujero grande en el fondo.

19. La lista de resultados se muestra en la Fig. 3.10.

Método de porcentaje de carga

El otro método general es comúnmente llamado "método de porcentaje de carga". Como fue mencionado anteriormente, la presión de producción en la válvula operante podría ser de aproximadamente 60 % la presión del gas a la profundidad de la válvula en el instante en que la válvula abre para un levantamiento eficiente. Lo anterior llega a ser la base de este método.

Explicación de la solución gráfica usando el método de porcentaje de carga siguiente:

(Se usan los mismos datos para el diseño del resbalamiento)

1. Realizar en el papel una gráfica como la de la Fig. 3.11.
2. Graficar la presión en la cabeza del pozo (65 psig) a profundidad cero.
3. Trazar la presión de inyección del gas superficial (650 psig).
4. Extender esta presión al fondo del pozo contando con el peso de la columna (720 psig a 5000 pies).
5. En la superficie trazar la presión de inyección del gas al 60% ($0.6 * 650 = 390$ psig a 5000 pies).
6. En el fondo del pozo, trazar la presión del gas en el fondo al 60% ($0.6 * 20 = 432$ psig a 5000 pies).
7. Ampliar la línea de gradiente de 0.465 psi/pie desde la presión en la cabeza del pozo (65 psig) en la superficie de la presión del gas a la línea de profundidad localizada en la válvula de la cima (1300 pies).
8. Dibujar una línea horizontal a la izquierda para interceptar con la línea de porcentaje de carga.
9. Desde la intersección de la línea del gradiente dibujada de 0.465 psi/pie a la línea de intersección de la presión del gas, localizar la profundidad de la segunda válvula (1900 pies). Continuar el procedimiento hasta el fondo del pozo, la Fig. 3.11 muestra las profundidades de las válvulas subsiguientes.

10. A cada profundidad de la válvula leer las presiones del gas (Pg) en la presión del gas a la línea de profundidad y las presiones de producción (Pp) en la línea de porcentaje de carga a cada profundidad de la válvula.
11. Determinar la temperatura a cada profundidad de válvula.
12. Las presiones para las válvulas cargadas con nitrógeno son calculadas por las ecuaciones:

$$P_{bt} = P_g (1 - A_p/ A_b) + P_p (A_p/ A_b) \quad \dots Ec. 31$$

$$P_{vo} = (P_{bt} * C_t) / (1 - A_p/ A_b) \quad \dots Ec. 32$$

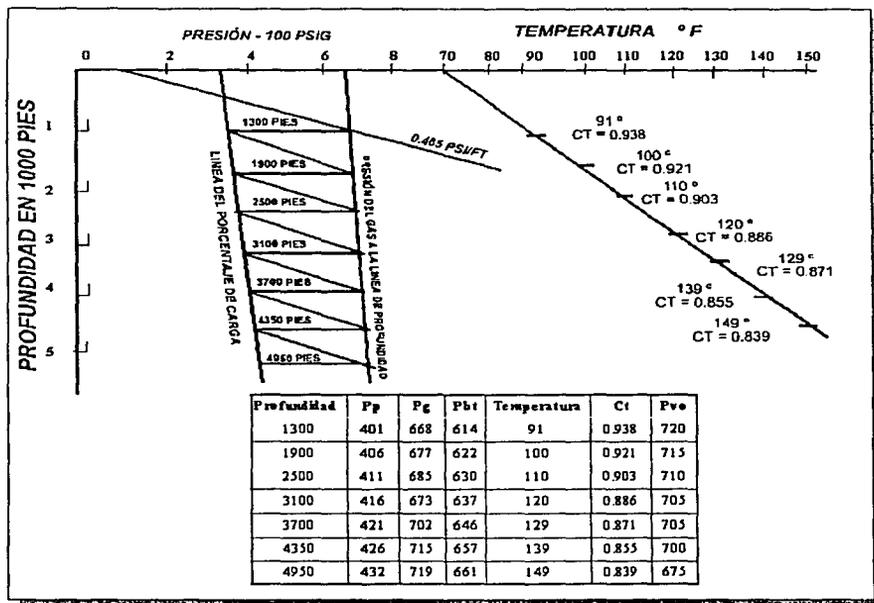


FIG. 3.11. SOLUCIÓN GRÁFICA USANDO EL MÉTODO DE PORCENTAJE DE CARGA.

Para una válvula cargada con resorte las ecuaciones son:

$$P_{sp} = P_g (1 - A_p/ A_b) + P_p (A_p/ A_b) \quad \dots Ec. 33$$

$$P_{vo} = P_{sp} (1 - A_p/ A_b) \quad \dots Ec. 34$$

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

donde :

Pbt = Presión y temperatura en el fuelle a la profundidad de la válvula, psig.

Pg = Presión del gas, psig.

Ppd = Presión de producción a la profundidad de la válvula.

l-Ap/Ab = Especificaciones del fabricante de la válvula

Pvo = Presión de apertura de la válvula en el taller a 60 ° F, psig.

Ct = Factor de corrección de la temperatura.

Psp = Efecto de la presión del resorte.

13. Reducir la presión fijada de la válvula de fondo de 25 a 30 psig hasta ser detectadas.

Se dice que el espaciamiento entre las válvulas se incrementa con respecto a su profundidad y las 7 válvulas son requeridas; a diferencia del método de resbalamiento que solo requiere de 5 válvulas.

Variaciones del método de porcentaje de carga.

Las variaciones del método de porcentaje de carga tienen que ser revisadas al reducir el número de válvulas utilizadas. Probablemente el procedimiento comúnmente más usado es el método de porcentaje de 40 a 60. Esta modificación usa un 40% de la presión de gas en superficie y 60 % de la presión de gas en el fondo del pozo. En este método el espaciamiento entre las válvulas va disminuyendo con la profundidad y se requiere de menos válvulas.

Aún otro procedimiento es una combinación de los métodos de resbalamiento y del porcentaje de carga. Las válvulas son espaciadas desde la superficie usando el método de resbalamiento hasta lo más bajo conseguido. Un 60 % del método de carga es usado desde el fondo del pozo.

3.2.6. INSTALACIONES CON CÁMARA DE ACUMULACIÓN.

Las cámaras de acumulación son un tipo especial de instalaciones para Bombeo Intermitente, que emplean una sección denominada "Cámara" en el fondo del aparejo de producción. El objeto de esta cámara es reunir la máxima cantidad de fluido dentro de la tubería con la mínima presión ejercida por la columna de fluido sobre la formación. Este sistema es útil para aumentar la producción de un yacimiento de baja presión de fondo.

El diseño físico de la cámara depende de las condiciones de cada pozo, y puede consistir de un tubo de mayor diámetro o de la misma tubería de revestimiento empleando dos empacadores. Como esta sección agrandada no permite la instalación de una válvula de inyección al fondo de la cámara, la válvula es instalada sobre la cámara y un "Tubo Buzo" es empleado para inyectar el gas debajo del fluido. En cualquier diseño es necesario emplear una válvula de pie al fondo de la cámara.

Aparte de la configuración física, las cámaras pueden ser clasificadas en dos tipos:

1. Tipo 1, en el cual el gas es inyectado al espacio anular entre el Tubo Buzo y la cámara.
2. Tipo 2, en el cual el gas es inyectado a través del Tubo Buzo.

La longitud de la cámara en cualquiera de los tipos deberá ser calculada a fin de que la carga máxima de fluido durante el ciclo de levantamiento sea aproximadamente del 65% de la presión de gas disponible. Esto sucede en la cámara tipo 1 cuando todo el fluido ha sido transferido del espacio anular en la cámara, al Tubo Buzo y la tubería. El volumen de fluido en la tubería y en el tubo buzo que ocupa la cabeza de fluido requerida, puede ser igualado al volumen del espacio anular en la cámara, que determina la longitud óptima de la misma.

La siguiente ecuación es empleada para calcular la longitud de una cámara del tipo I (Ref. 5):

$$C_I = \frac{0.65 P_{CC} A_T}{G_S (A_{CC} - A_D + A_T)} \quad \dots \text{Ec. 35}$$

donde:

C_I = Longitud de la cámara – pies

P_{CC} = Presión de cierre de la válvula de la cámara – psi

A_{CC} = Área de la sección transversal del interior de la cámara – pulgadas cuadradas

A_D = Área de la sección transversal del exterior de la cámara – pulgadas cuadradas

A_T = Área de la sección transversal de la tubería de producción – pulgadas cuadradas

G_S = Gradiente estático del fluido del pozo – psi/pie.

En la cámara tipo II, la carga máxima de fluido ocurre cuando el fluido ha sido transferido de la cámara a la tubería. La ecuación para calcular la longitud óptima de una cámara del tipo II es (Ref. 5):

$$C_{II} = \frac{0.65 P_{CC} A_T}{G_S A_{CC}} \quad \dots \text{Ec. 36}$$

Nota: Los símbolos constan de las mismas cantidades que en la ecuación anterior.

Si cualquier tipo de cámara resulta corta, la recuperación de fluidos será poca; si es muy larga, el consumo de gas será excesivo, ya que será necesario iniciar el ciclo de levantamiento antes de que la cámara esté llena, con objeto de poder levantarla.

La cámara tipo I requiere un orificio de escape arriba del Tubo Buzo para permitir escapar al gas atrapado dentro de la cámara y que no retarde el período de alimentación de fluido. El orificio de escape deberá ser de aproximadamente 1/16" de diámetro en la mayoría de los casos. Si la relación gas de la formación-líquido es alta, será conveniente emplear una válvula diferencial en lugar del orificio de escape.

Si durante períodos de cierre se alcanza a cargar el pozo, requerirá válvulas de descarga. Estas válvulas deberán ser espaciadas desde la superficie, al igual que una instalación convencional. La última válvula de descarga deberá estar cercana a 80 pies (dos tramos) de la válvula de la cámara.

3.2.7. SISTEMAS DE CONTROL DE SUPERFICIE PARA BOMBEO DE GAS INTERMITENTE.

Control por interruptor de ciclos.

Este tipo de control de inyección de gas usa una válvula controlada por reloj en la línea de suministro de gas y opera independientemente a la producción del pozo y la presión del gas. El interruptor de ciclos regula la cantidad de gas proporcionada mediante el control de la duración de inyección de gas y el control del tiempo entre ciclos.

El interruptor de ciclos consiste de una rueda dentada movida por un reloj que activa a una válvula piloto neumática de acuerdo con la frecuencia de ciclos ajustada en la rueda. La válvula piloto impulsa a una válvula controlada por diafragma, generalmente llamada "válvula motor". Este control requiere un suministro de gas a baja presión, que se obtiene comúnmente mediante la

reducción de la presión del gas de la línea a través de reguladores auxiliares. Un regulador de dos pasos deberá normalmente ser usado para reducir la posibilidad de congelamiento.

Otros controles de ciclos están disponibles, tales como relojes accionados por gas, interruptores neumáticos, relojes eléctricos, etc. El uso de aparatos más complicados se puede justificar en pozos de difícil acceso.

Algunas de las ventajas del sistema de control de tiempo son:

1. Operación consistente, porque el sistema de control es independiente a pequeños cambios en la presión y descomposturas temporales de la válvula.
2. Menos susceptibilidad al congelamiento, debido a que el sistema piloto y la válvula motor tienen tiempo para descongelarse entre ciclos, si es que existiera formación de hielo.

Algunas de las limitaciones de este sistema son:

1. Requiere cantidades de gas excesivas en cada ciclo, y el sistema de suministro de gas tiene que tener suficiente capacidad para cubrir esta demanda.
2. Es más difícil de ajustar en comparación con otros sistemas. Los dos ajustes separados, tiempo de inyección y tiempo entre ciclos, son desarrollados mediante pruebas y observación.

Control por estrangulamiento.

Este método usa un orificio de diámetro variable (estrangulador, ver Fig. 3.12) para controlar el flujo de gas dentro del espacio anular. Durante el tiempo en que las válvulas de inyección están cerradas, la presión del gas aumenta con un gasto relativamente constante. Simultáneamente, el fluido es alimentado dentro de la tubería. Cuando las presiones combinadas son suficientes para abrir la válvula, el gas fluye del espacio anular hacia la tubería e impulsa al fluido a la superficie. Durante este período de levantamiento, la presión del gas es reducida hasta la presión de cierre de la válvula de inyección.

De la descripción anterior, es evidente que un sistema de control por estrangulamiento requerir lo siguiente:

1. Una cantidad necesaria de gas para elevar la columna de fluido debe almacenarse en el espacio anular en cada ciclo.
2. El gasto de gas dentro de la tubería debe ser mayor que el gasto del gas suministrado a través del estrangulador de superficie, porque es necesario reducir la presión dentro del espacio anular para cerrar la válvula de inyección y así poder completar el ciclo.

La cantidad de gas almacenada en el espacio anular depende del volumen físico y la diferencia entre la presión de apertura y la presión de cierre de la válvula de bombeo en operación. Esta cantidad puede calcularse aproximadamente usando la siguiente ecuación derivada de las leyes de los gases (Ref. 5):

$$Q_H = \frac{V_A (P_{VO} - P_{VC})}{P_A} \quad \dots \text{Ec. 37}$$

donde:

Q_H = Cantidad de gas a condiciones estándar – pies cúbicos

V_A = Volumen del espacio anular arriba de la válvula en operación – pies cúbicos

P_{VO} = Presión de apertura de la válvula en operación – psi

P_{VC} = Presión de cierre de la válvula en operación – psi

P_A = Presión atmosférica a condiciones estándar (una atmósfera) – psi.

De esta ecuación, es aparente que la amplitud de las válvulas de inyección dependerá de las dimensiones físicas del pozo, por esta razón, las válvulas operadas por piloto se suministran con una variedad de amplitudes para cumplir el primer requerimiento de control por estrangulamiento para diferentes combinaciones de tuberías de producción y revestimiento.

El segundo requerimiento únicamente puede ser cumplido con una válvula de gran puerto de entrada que es también una de las características de la válvula operada por piloto.

El único equipo necesario además de las válvulas de bombeo, es una válvula de control de flujo con orificio variable, instalada en la línea de suministro de gas.

Las ventajas del sistema de control por estrangulamiento son:

1. Una cantidad relativamente constante de flujo de gas. Esto reduce la capacidad requerida de la fuente de suministro de gas.
2. Facilidad de ajuste. Un ajuste controla ambos períodos de inyección y el tiempo entre ciclos.
3. La alimentación del pozo contribuye a la medición de ciclos por lo que la producción óptima puede ser obtenida con un ajuste rápido.
4. El sistema opera sin necesidad de atención por largos períodos puesto que no hay relojes a los cuales dar cuerda, y los dispositivos de control tienen relativamente un mantenimiento nulo.

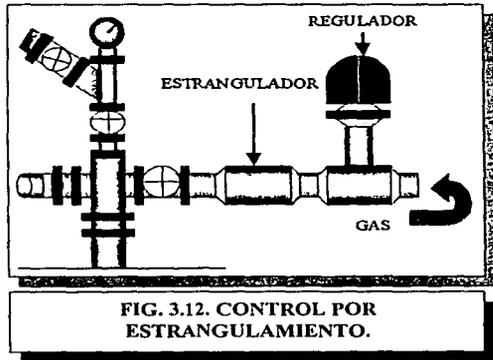


FIG. 3.12. CONTROL POR ESTRANGULAMIENTO.

Las limitaciones de control por estrangulamiento son:

1. El tiempo de ciclo mínimo es gobernado por el máximo gasto de gas que puede obtenerse mientras se desee mantener operación cíclica.
2. El tiempo de ciclo máximo es limitado por la cantidad prácticamente mínima de flujo, que puede obtenerse mientras se desee mantener operación cíclica.
3. El estrangulador es más susceptible al congelamiento que el interruptor de ciclos; por lo tanto, necesita una deshidratación más eficiente en el sistema de suministro de gas.

Control con regulador de presión.

Este sistema está basado en un concepto similar al de control por estrangulamiento. En este sistema, la presión máxima en la tubería de revestimiento está limitada por el regulador, y el ciclo de levantamiento es iniciado cuando la columna de fluido sobre la válvula en operación alcanza el valor necesario para abrirla.

Por lo tanto, el sistema con regulador requiere el mismo tipo de válvula de inyección que en el control por estrangulamiento; y además, la amplitud del regulador deberá igualar la amplitud de la válvula de bombeo para que cuando esta última cierre, el regulador se abra y aumente de nuevo la presión dentro de la tubería de revestimiento a su valor máximo. Si la cantidad de flujo a través del regulador es mayor que la cantidad de flujo a través de la válvula, y el regulador se abre antes de que la válvula cierre, el ciclo no estará completo por que la presión en la tubería de revestimiento no

alcanzará la presión de cierre de la válvula. Estos problemas pueden eliminarse mediante la limitación del flujo del gas, empleando una válvula de control de flujo en conjunto con el regulador. El tipo de regulador generalmente usado es una válvula motor con un piloto de control de presión, el cual requiere suministro de gas a baja presión. La amplitud nominal del piloto debe ser menor que la amplitud supuesta de la válvula de inyección.

Esta combinación regulador-estrangulador, ofrece las siguientes ventajas:

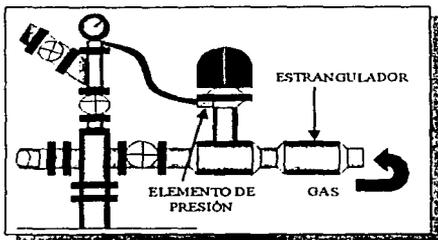


FIG. 3.13. CONTROL CON REGULADOR DE PRESIÓN.

1. El flujo de gas es más constante que con un interruptor de ciclos.
2. Los principales ajustes al regulador se pueden efectuar antes de la instalación. Los ajustes menores son más simples que en el interruptor.
3. Está menos sujeto al congelamiento que el control por estrangulamiento.
4. El sistema trabaja sin necesidad de atención por períodos extensos, ya que no existen relojes a los cuales haya que dar cuerda.
5. El regulador-estrangulador extiende el rango de operación del estrangulador.

Algunas de las limitaciones del sistema regulador-estrangulador son:

1. Requiere una deshidratación más eficiente del gas que el interruptor.
2. El mecanismo regulador es más complicado que en el control por estrangulamiento.

Otros sistemas combinados pueden ser ventajosos, tales como cerrar el interruptor de ciclos una vez que la presión en la tubería de producción aumenta. El interruptor de ciclos puede ser combinado también con un estrangulador para reducir el alto flujo de gas, generalmente asociado con el interruptor antes citado.

3.2.8. ANÁLISIS DE DESPERFECTOS PARA BNI.

Métodos de investigación

El principio básico en el análisis de desperfectos es saber qué se puede esperar cuando un sistema funciona correctamente. Por eliminación, se determinan las posibles causas para el desperfecto observado en particular. En muchos casos, sin ser el bombeo neumático una excepción, la observación de un sistema en acción requiere instrumentos registradores. La siguiente información básica debe ser obtenida cuando la instalación está operando correctamente, de tal forma que pueda ser comparada con la información futura al ocurrir desperfectos.

1. Volumen de fluido producido por día (agua, aceite y gas).
2. Número de ciclos por día.
3. Cantidad de gas inyectado al pozo por día.
4. Presión en la línea de gas.
5. Frecuencia de ciclos y duración.

6. Variaciones de la presión en el espacio anular y de la presión en la tubería de producción durante el ciclo.
7. Punto de inyección del gas (profundidad de la válvula en operación).
8. Presión de fondo estática y presión de fondo fluyente.
9. Gradiente de presión del fluido producido.

Los puntos del 1 al 6 pueden determinarse durante una prueba de producción del pozo de 24 horas. El volumen producido de fluido, puede medirse en el tanque de la batería ó en una estación de medición. Un medidor de gas a baja presión es necesario en el separador, para medir el gas liberado por el fluido producido. Un medidor de gas a alta presión instalado antes del pozo permite medir la cantidad de gas inyectado. Por último, un registrador doble de presión ilustrará la frecuencia de ciclos y cambios de presión en el pozo.

Un estudio de presión fluyente, es el único método positivo para determinar el nivel de operación y el abatimiento de presión en la formación. El procedimiento más indicado para realizar este estudio, es correr un registrador de presión durante el período de alimentación, a una profundidad justamente por debajo de la válvula inferior. El registrador debe dejarse a dicha profundidad durante tres ciclos de operación completos y luego bajarla hasta llegar al fondo de la tubería, durante otros dos ciclos más de operación completos.

En el caso de que el operador esté seguro de que la válvula en operación no es la inferior, puede subirse el registrador una ó dos válvulas. El pozo puede operarse durante varios ciclos con el instrumento en esta posición, teniendo cuidado el operador de la línea de acero, de cualquier pérdida de peso. Esto significa que el registrador ha sido impulsado hacia arriba, y por lo tanto, debe cerrarse la válvula de ala en la tubería. El operador debe estar listo a cerrarla al recibir cualquier señal similar.

Una vez terminado el estudio relativo a la presión de operación, se baja el registrador hasta el fondo de la tubería de producción y se cierra el pozo para obtener una curva de aumento de presión. La interpretación del registro de fondo, se determina en los puntos del 7 al 9.

La información obtenida del estudio de presión es más representativa al dibujar la gráfica correspondiente. Este diagrama, presión-profundidad, ilustra la profundidad de la válvula en operación, los gradientes producidos que existen arriba y debajo de la válvula de operación y la presión de fondo fluyendo. Los ciclos de operación y la curva de aumento de presión, deben dibujarse en el diagrama presión-tiempo. Lo anteriormente descrito facilita el análisis de la información.

Diagnóstico

La primer señal de desperfectos en una instalación de bombeo neumático, ocurre generalmente cuando el operador descubre que la producción está por debajo de lo normal. Con lo cual, debe probar cada pozo del sistema para determinar que pozo que no produce correctamente. Para esto, el instrumento más importante resulta ser el registrador doble de presión a boca del pozo. Una vez determinado el pozo defectuoso, el registrador permite al operador determinar que es lo que no está funcionando correctamente. Si la investigación indica que alguna de las válvulas de inyección no cierra completamente, se recomienda proceder como se explica a continuación. (El tiempo y la experiencia han demostrado la eficacia de este procedimiento para expulsar basuras de las válvulas de inyección):

Elévese la presión tanto como fuere posible en ambas tuberías, con objeto de abrir la válvula, y redúzcase la presión en la tubería rápidamente. Esto último, además de tener la válvula completamente abierta, proporciona una gran diferencial de presión a través de la válvula, lo que permite el paso de la basura atrapada.

Si este método falla después de varios intentos, redúzcase la presión al mínimo con el objeto de romper ó deshacer la basura ya que la válvula, al no tener presión, ejerce la máxima fuerza sobre el

asiento. Después de esto, repítase la primera operación. Con frecuencia es conveniente inyectar algún fluido hacia el espacio anular para limpiar una válvula con fugas.

Un detergente en agua dulce es lo más conveniente en áreas en donde el depósito de sulfuro de hierro es común. Esta solución se recupera a través de las válvulas en la misma forma que cuando se descarga el pozo. Así, la solución se lleva consigo las basuras que puedan obstruir la válvula. Por último, es conveniente aplicar presión en la tubería de producción con el espacio anular vacío. Si hay señales de fuga, ésta será en una unión ó en la tubería, ya que las válvulas de inyección están provistas de válvula de retención.

La **Tabla 3.1** enumera algunas de las fallas características en sistemas de bombeo neumático, y sugiere las causas posibles y los métodos de corrección.

Tabla 3.1. Fallas características en sistemas con bombeo neumático.

PROBLEMA	CAUSA	REMEDIO
Comunicación entre tuberías	A. Válvula Obturada	Eliminar depósitos
	B. Fuga del empacador	Reajustar
	C. Fuga en la tubería	Sacarla, inspeccionarla e instalarla
	D. Camisa de Circulación Abierta	Cerrarla
Incremento en la presión de operación	A. Válvula en operación cambió	Ajustar inyección de gas para máxima producción
	B. Válvula tapada	Sacar tubería
	C. Elevación de temperatura en el pozo afectando las válvulas	Cambiar las válvulas por otras que no sean afectadas por la temperatura
	D. Columna de fluido pequeña	Reducir la frecuencia entre ciclos
Velocidad de las columnas de fluido menores de 1000 pies/minuto	A. Carga de fluido muy alta	Aumentar la frecuencia entre ciclos
	B. Baja presión en la línea de gas	Aumentar o espaciar válvulas más cerca una de otra
	C. Válvula parcialmente tapada	Tratar con agua dulce o solvente
	D. Tubería de producción parcialmente tapada	Instalar cuchillo de contra parafina o solvente
	E. Válvula con puerto de admisión pequeño	Cambiar válvulas por otras con mayor puerto de admisión
Alta contrapresión en la cabeza del pozo	A. Línea de flujo tapada	Buscar válvulas parcialmente cerradas, válvulas de retención atoradas, parafina o acumulaciones de arena
	B. Alta presión de separación	Reajustar válvula de contrapresión o agregar tanques de acumulación de gas
	C. Línea de flujo demasiado pequeña	Cambiar por línea más grande o formar un circuito cerrado
	D. El pozo emplea demasiado gas	Ajustar equipo de control de inyección
Caída repentina en la producción Válvula abriendo y cerrando casi normal.	A. Formación tapada	Limpiar el pozo
	B. Tubería de producción tapada	Revisar la tubería debajo de la válvula de operación
	C. Válvulas inferiores tapadas	Lavarlas o sacarlas
	D. Demasiado o insuficiente gas	Reajustar controles de inyección
	E. Válvula de pie se queda abierta	Recuperar y limpiar

CAPÍTULO 4. AVANCES TECNOLÓGICOS Y SU APLICACIÓN.

4.1. EVOLUCIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO.

4.1.1. RESEÑA HISTÓRICA DEL BOMBEO NEUMÁTICO.

Primeros experimentos.

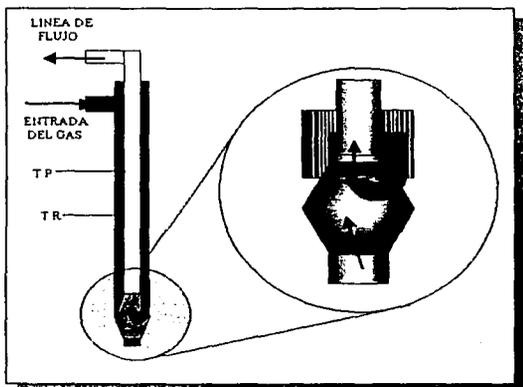


FIG. 4.1. EYECTOR DE ACEITE BREAR.

Carl Emmanuel Loschers (Ingeniero minero alemán) aplicó aire como un medio para elevar líquido en experimentos de laboratorio en 1797. La primera aplicación práctica del Bombeo Neumático (con aire) fue en 1846, cuando un americano llamado Cockford produjo aceite de algunos pozos en Pennsylvania.

La primera patente en Estados Unidos para Bombeo Neumático con gas, llamado "eyector de aceite" fue otorgado a A. Brear en 1865 (Fig. 4.1).

Desarrollo cronológico.

El siguiente desarrollo cronológico del Bombeo Neumático fue dado por Brown,

Canalizo y Robertson en un documento publicado en 1961.

Antes de 1864: Algunos experimentos de laboratorio realizados con posiblemente una o dos aplicaciones prácticas.

- 1864-1900: Este periodo consiste en producir mediante la inyección de aire comprimido a través del espacio anular o la tubería de producción. Empleando este método, varias minas inundadas fueron desalojadas.
- 1900-1920: Se suscita el "boom" del "empleo de aire" en el área de la costa del golfo. Tal como en los famosos campos Spindle Top, los cuales produjeron con Bombeo Neumático.
- 1920-1929: Se emplea el Bombeo Neumático convencional con amplia publicidad desde el campo Seminole en Oklahoma. (Fig. 4.2).
- 1929-1945: En este periodo se otorgan patentes a cerca de 25,000 válvulas de flujo diferentes. Se presentan gastos más eficientes, causados por el desarrollo de las válvulas de flujo.

- 1945 - Al presente: Desde el fin de la segunda guerra mundial las válvulas operadas por presión han reemplazado prácticamente a todos los demás tipos de válvulas de Bombeo Neumático. También en este periodo, se crean muchas compañías adicionales, las cuales venden alguna versión de la misma válvula operada por presión.
- 1957: Introducción de válvulas de Bombeo Neumático recuperables con línea de acero.

Es común que la mayoría de los pozos fluyan primeramente de forma natural a la presión existente en el yacimiento una vez que han sido terminados, pero solo por un periodo de tiempo durante la vida del pozo, ya que la presión en la formación declinará, disminuyendo el flujo hasta el punto en que se vuelve poco rentable. En ciertos casos, esto es común cuando cerca del 50 % del volumen de aceite original ha sido producido. En yacimientos grandes, el aceite no recuperado representa una gran pérdida en la industria energética así como en el ingreso económico. Cuando llega a surgir este tipo de problemas, la opción disponible es procurar regresar a los gastos de producción máximos o deseados. Lo anterior se logra aplicando:

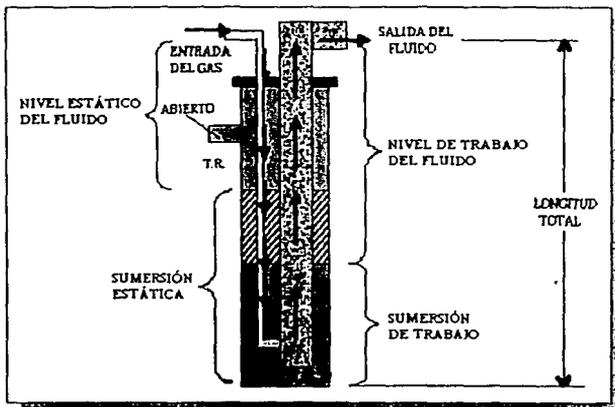


FIG. 4.2. NOMENCLATURA INICIAL EN BOMBEO NEUMÁTICO.

- Métodos Artificiales de Producción.
- Recuperación secundaria/mejorada (inyección de agua, inyección térmica, etc.).
- Proyectos de mantenimiento de presión. (Inyección de gas).
- Abandono del pozo o del campo.

Sin embargo, antes de seleccionar alguna de las opciones disponibles, es deseable conocer lo siguiente:

- La recuperación fraccional del volumen original de aceite en el yacimiento.
- Las características de producción del pozo, como lo son: el Índice de productividad ó IPR, la Relación Gas-líquido ó RGL, la presión estática del yacimiento, la densidad del aceite y la producción de agua.

4.1.2. PRINCIPALES VENTAJAS DEL BN.

- (1) El BN puede manejar un pequeño volumen de sólidos; ya que este es el único método en que el flujo de la carga sólida no pasa a través de los mecanismos de bombeo.
- (2) Se pueden manejar grandes volúmenes en pozos de alta productividad (Producción continua).
- (3) Es bastante flexible, el sistema continuo puede ser convertido a intermitente, o asistido por un sistema con émbolo, conforme declina la productividad.
- (4) Puede manejar desde miles de bl/d hasta unos cuantos bl/d. Para esto, se debe configurar el diseño original.
- (5) El BN pasa desapercibido en zonas urbanas.
- (6) La fuente de poder puede localizarse en un sitio remoto, esto es, la localización del equipo es realmente un factor crítico cuando se está considerando el tipo de sistema de producción artificial a implantarse. En pozos marinos puede ser conveniente producir con BN ya que el sistema puede ser centralizado para minimizar los problemas logísticos en contraposición a las unidades individuales de bombeo.
- (7) Se puede obtener fácilmente la presión de fondo y los gradientes de presión. El BN es muy estable en pozos profundos y en agujeros desviados, en los cuales es poco práctico y a veces imposible producir con otros métodos artificiales.
- (8) La operación de los pozos no resulta en un gran problema, ya que el manejo de tubería, existencia de partes móviles y presencia de vibración es casi insignificante.
- (9) El BN incrementa la recuperación. Esto se ejemplifica con los casos de algunos campos que han producido casi hasta el abandono, antes de convertirse en no rentables.

4.1.3. PRINCIPALES DESVENTAJAS DEL BN.

- (1) El gas para inyección no siempre está disponible fácilmente. La compra de gas, en ausencia de un suministro de gas natural, hará el proyecto poco o no rentable.
- (2) El BN no es eficiente al hacer producir campos pequeños o un pozo rentado.
- (3) Se dificulta la producción de emulsiones y crudos viscosos, así como provoca una poca viabilidad económica para la producción con gas corrosivo.
- (4) La presencia de fenómenos de hidratación y congelación del gas.
- (5) Lo difícil del análisis apropiado del BN sin supervisión técnica.
- (6) El requisito de integridad que debe cumplir la tubería, ya que deben de soportar la presión del fluido de producción y del gas a alta presión.
- (7) La dificultad para recuperar en pozos altamente desviados al utilizar BN.
- (8) La baja eficacia del BN para producir eficazmente hasta el abandono del pozo.

4.1.4. PRINCIPALES ÁREAS DE MEJORA.

En efecto, la piedra angular del diseño de cualquier sistema de BN son las válvulas, las cuales son básicamente reguladoras de la presión de flujo en el fondo del agujero.

Al diseñar el sistema de BN también se predice la productividad del pozo. Debido a que no es posible determinar las características esperadas del pozo, entonces la eficiencia complementaria del flujo natural debe hacerse de acuerdo al comportamiento del pozo. Las variables que pueden afectar la eficiencia del BN pueden ser las siguientes:

- (1) Presión en la cabeza del pozo,
- (2) Tamaño de la tubería de producción (TP),
- (3) RGA en la formación,
- (4) Presión de fondo fluyendo,

- (5) Presión de inyección del gas, y
- (6) Espaciamiento de las válvulas.

Asheim (Ref. 44) en su propio trabajo, estableció el criterio de estabilidad para un diseño de BN con gas. De acuerdo con él, la frecuente suposición no expresada del diseño de un sistema de BN, es que será posible inyectar gas a un gasto constante y que el gasto de producción resultará también estable. Sin embargo, esto no es necesariamente verdad porque es bien conocida una severa inestabilidad en las actuales operaciones del BN. Asheim observó que las variaciones de la presión y el gasto de flujo eran comunes en todos los sistemas de flujo multifásico. Esto provoca cambios de relativamente pequeña duración en la presión y el flujo del sistema de BN, lo que puede provocar inestabilidades en el sistema.

Deteniéndose en esto, se desarrollaron dos criterios simples que proporcionan una relación entre los parámetros de diseño del BN y la estabilidad del flujo, siendo son los siguientes:

- (1) Respuesta de la afluencia: la cual es proporcionada por un alto gasto del fluido de producción, alto índice de productividad, o un diámetro pequeño del orificio para la inyección del gas.
- (2) Respuesta de la declinación de la presión: en cuyo caso la estabilidad es proporcionada por un conducto de diámetro pequeño para el gas, un alto gasto de flujo de gas y una alta relación de afluencia.

El hecho de determinar un perfil de presión resulta de gran importancia, ya que, si el perfil de presión en un pozo con BN se puede predecir con una precisión razonable, será posible conseguir buenas estimaciones de la potencia requerida para producir el aceite, de la profundidad óptima, de la presión y del gasto a los cuales se inyecta el gas, además del efecto del gasto de producción y los tamaños de tubería. En esas cantidades pueden ser evaluadas, antes de tomar cualquier decisión de diseño, instalación u operación del sistema de producción.

4.2. AVANCES TÉCNICOS RECIENTES.

4.2.1. NUEVA VÁLVULA CON BOQUILLA VENTURI.

Al realizar el análisis de pozos o campos, con sistemas de Bombeo Neumático Continuo, en pos de la optimización de la producción, frecuentemente es necesario enfrentarse a problemas de inestabilidad en el flujo, conocidos como "cabeceo en TP, en TR, ó en la formación", dependiendo del ducto por el cual fluya la corriente de producción. Dichos problemas prevalecen particularmente en campos con pozos múltiples que cuentan con una sola fuente de gas de inyección.

Las contrariedades que ocasiona el operar un pozo con flujo inestable son: el posible daño al equipo de producción en la cabeza del pozo y separadores, así como oscilaciones en la contrapresión de fondo, en la cabeza del pozo y los gastos de producción.

Por lo tanto, resulta una prioridad el contrarrestar este fenómeno para poder alcanzar un estado óptimo de operación del sistema de producción. Resulta conveniente describir en qué consiste dicha problemática, y consecuentemente, especificar el diseño y alcance que ofrece este nuevo diseño de boquilla para alcanzar las condiciones de flujo estable.

Regímenes de flujo y el fenómeno del "cabeceo".

Cabeceo en la TP.

En incontables ocasiones la válvula operante resulta ser simplemente una válvula orificio que opera en régimen de flujo subsónico. Recordemos entonces, la teoría de los conos de Mach, la cual nos ayudará a comprender los regímenes de flujo subsónico y supersónico.

Si analizamos el comportamiento de la propagación de una onda debida a una perturbación que se ejerce en un punto P de un fluido estacionario. El frente de dicha perturbación se propaga de forma esférica a la velocidad del sonido. Si tomamos intervalos de tiempo fijos, podemos representar la propagación del frente de la onda, en dos dimensiones, con círculos concéntricos al punto de perturbación (Fig. 4.3).

Ahora, si consideramos un fluido que se mueve con una velocidad uniforme u_0 , y además, dicha velocidad es menor que la velocidad de propagación del frente de presión, para intervalos de tiempo regulares, la propagación del frente se puede representar con círculos que se desplazan en la dirección de flujo, pero que nunca se cortarían entre sí. Esta es la representación más sencilla de un régimen de flujo subsónico (Fig. 4.4).

Finalmente, si consideramos un fluido que se mueve con una velocidad uniforme u_0 , pero que es mayor que la velocidad de propagación del frente de presión, la propagación del frente se representará bidimensionalmente con círculos cuyos centros se mueven, en la dirección de flujo, mucho más rápido de lo que lo hace el frente de la perturbación. Este fenómeno representa claramente un régimen de flujo supersónico (Fig. 4.5).

En este último caso, las esferas, desde el punto de vista tridimensional, forman una superficie tangencial y un semiángulo cónicos, llamados *cono* y *ángulo de Mach* respectivamente.

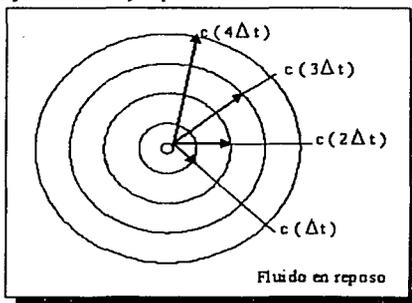


FIG. 4.3. ONDAS DE PROPAGACIÓN DE UNA PERTURBACIÓN EN UN FLUJO ESTACIONARIO.

El número de Mach se define como la relación de la velocidad real del fluido con respecto a la velocidad de propagación del frente del fluido. Así, de los casos anteriormente descritos, los números de Mach serán:

1. Para flujo subsónico, $M = u_o/u_p < 1$ E.c. 38
2. Para flujo supersónico, $M = u_o/u_p > 1$ E.c. 39
3. Para flujo crítico, $M = u_o/u_p = 1$ E.c. 40

Lo que se pretende con el establecimiento de un régimen de flujo crítico o supersónico, el cual, de forma práctica se obtiene cuando se provoca una caída de presión de aproximadamente el 50% de la presión de inyección, es evitar que las perturbaciones se propaguen más rápido de lo que viaja el fluido y, por consecuencia, se altere cíclicamente el comportamiento del mismo. Por lo tanto, con un número de Mach igual o superior a la unidad, se asegurará la existencia de condiciones de flujo estable.

Conociendo lo anterior, estamos ahora, en condiciones de describir el fenómeno del *cabeceo*, el cual se presenta cuando las velocidades superficiales del gas y del líquido son bajas y con presiones de fondo fluyendo por debajo del punto de burbuja, caracterizándose por grandes fluctuaciones en la presión en cada punto de la tubería, produciendo de forma alternada grandes baches de líquido con cantidades pequeñas de gas, y pequeñas cantidades de líquido con grandes cantidades de gas.

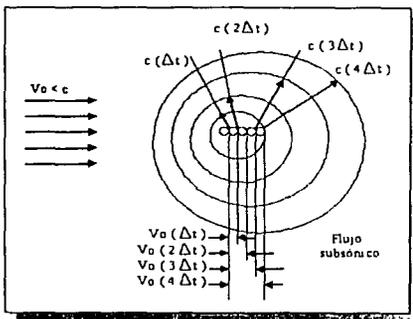


FIG. 4.4. ONDAS DE PROPAGACIÓN DE UNA PERTURBACIÓN EN UN FLUJO SUBSÓNICO.

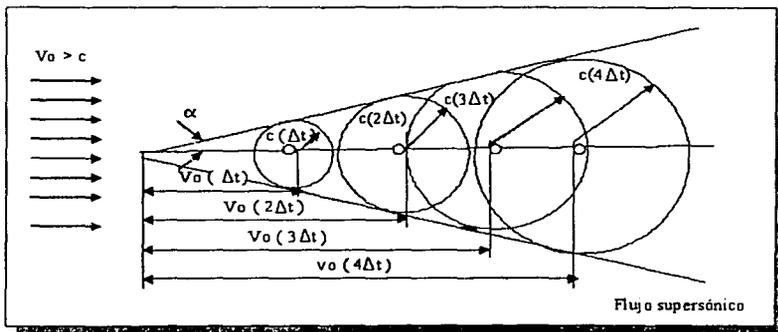


FIG. 4.5. ONDAS DE PROPAGACIÓN DE UNA PERTURBACIÓN EN UN FLUJO SUPERSÓNICO.

El fenómeno de cabeceo en la TP, único tipo de flujo inestable que puede ocurrir en pozos con empacador, acontece de la siguiente forma:

1. Una variación temporal de la presión en la TP a la profundidad de la válvula operante provoca un incremento en el gasto de inyección a través de la válvula de BN, reduciendo la densidad del fluido de producción.
2. Al reducirse la presión en TP se produce un incremento de la diferencial a cada lado de la válvula, causando que fluya más gas a través de la válvula. El flujo desde el yacimiento también se incrementará como resultado de la presión reducida en la TP.
3. Esta respuesta positiva se acelera hasta que la presión en la TR cae lo suficiente, provocando que también decrezca el gasto de inyección a través de la válvula.
4. Lo anterior ocasiona que la densidad del fluido en la TP se incremente, causando un incremento de la presión en TP y, consecuentemente una reducción del gasto del fluido entrando del yacimiento al pozo.
5. Estas condiciones continúan hasta que la presión en el espacio anular se incrementa lo suficiente y el gasto de gas de inyección a través de la válvula de BN aumenta de nuevo.

Operar un pozo bajo condiciones cíclicas de inestabilidad tiene las siguientes desventajas:

1. Puede ocurrir que el gasto de gas y líquido aumente súbitamente (baches); junto con el incremento súbito de la presión en las instalaciones de producción, el incremento puede ser tan grande que puede llegar a ocasionar graves problemas operacionales, incluyendo una difícil operación de la baja presión del separador, o daño o cierre del compresor.
2. No se llega a emplear el potencial completo del gas, resultando en una operación ineficiente que consume cantidades excesivas de gas.
3. Intentando prevenir la inestabilidad:
 - a. se inyecta una cantidad de gas mayor a la necesaria, o
 - b. se estrangula el flujo en la cabeza del pozo, lo cual reduce la afluencia desde el yacimiento.
4. El control de la producción y el abastecimiento de gas llega a ser difícil debido a las fluctuaciones de la presión en la TR y la TP. Con esta condición, es más difícil determinar un gasto de producción confiable.

Tradicionalmente, existen tres métodos considerados como opciones prácticas en la industria petrolera, para contrarrestar la presencia de condiciones de flujo inestable en las instalaciones de producción, estas son las siguientes:

1. **Incremento del gasto de gas de inyección;** esta medida acarrea un inconveniente incremento en los costos de compresión debido a los requerimientos de potencia adicionales.
2. **Reducción del tamaño del orificio de la válvula (puerto),** lo cual aparte de requerir de una intervención al pozo con línea de acero (reparación), requerirá de un incremento en la presión de inyección para garantizar que pase el mismo volumen de gas, esto a su vez hace que se presente el riesgo de abrir alguna de las válvulas superiores, presentándose un problema de "interferencia" (inyección múltiple), lo cual reduce el volumen de aceite producido con relación al gasto de gas inyectado, incrementando los costos de producción.
3. **Estrangulamiento en superficie,** esto traerá como consecuencia una reducción en el volumen de aceite producido, además de generar una contrapresión mayor en el fondo del pozo.

Aunque cada opción tiene obvios inconvenientes operacionales, comúnmente se selecciona la primera de ellas.

Evitar la inestabilidad en la TP y la reducción significativa de los costos resulta eficaz, por lo tanto, la estabilidad operativa debe ser planeada durante la fase de diseño de los pozos al requerir

un criterio preciso de estabilidad y/o al iniciar cambios en el equipo existente que puedan garantizar estas condiciones.

Cabeceo en la TR.

Aunque este tipo de cabeceo es más común en pozos fluyentes, se han llegado a presentar casos de cabeceo en TR en pozos con bombeo neumático, los cuales se caracterizan porque se han empleado válvulas estranguladoras en lugar de válvulas estándar para bombeo neumático.

Este fenómeno se presenta en pozos con gastos y relaciones gas-aceite bajos, sin embargo, lo suficientemente altos para mantenerlo como fluyente, con un nivel de líquido en el espacio anular al nivel de la zapata y el gas fluyendo hacia la TP.

Podemos describirlo con las siguientes etapas:

1. Cuando la relación gas-aceite disminuye, la velocidad superficial del gas disminuye, incrementando la contrapresión en el fondo del pozo y disminuyendo el aporte de fluidos desde el yacimiento. Debido a la contrapresión, este líquido es desviado hacia el espacio anular, elevando el nivel del líquido dentro del mismo y comprimiendo al gas atrapado en el lugar. La presión en la cabeza del pozo inicialmente decae conforme decrece el flujo, pero llega a ser constante.
2. Cuando el nivel del líquido se eleva hasta un máximo en el espacio anular, lo cual constituye también el volumen límite de almacenamiento del gas, el líquido es desplazado hacia la TP, incrementando la presión en la misma.
3. La presión en la cabeza del pozo llega a un máximo cuando se mantiene la máxima cantidad de gas en el espacio anular y el nivel de líquido ha regresado al nivel de la zapata. Como consecuencia, se incrementa la relación gas-aceite en la TP, permitiendo la entrada del gas hacia la misma, debido al decremento de la caída de presión en la TP.
4. Cuando la burbuja de gas alcanza la cabeza del pozo, el gas restante en el espacio anular aumenta la relación gas-aceite. Esto libera precipitadamente la presión en la cabeza del pozo en TR, mientras que la presión en la cabeza del pozo en la TP fluctúa como respuesta a la entrada del fluido. Como resultado, la presión en la entrada cae vertiginosamente a un mínimo absoluto, permitiendo que el gas extra y el gas que aporta la formación sean capaces de elevar la columna de fluido hasta la cabeza del pozo. De nuevo el aporte de fluidos excede el flujo de producción, incrementándose otra vez el nivel del líquido en el espacio anular. Se repite el ciclo.

Una forma de controlar el cabeceo en TR es instalando un estrangulador en superficie, el cual se debe seleccionar adecuadamente, ya que la contrapresión producida por el mismo debe ser tal que produzca un incremento significativo dentro de la región de flujo estable (comportamiento presión vs. gasto de gas y presión vs. velocidad superficial del gas).

Para que ocurra la inestabilidad en la TR, la válvula de BN debe permitir que se presente una fluctuación del gasto de gas de inyección en función de la presión en TP (esto es, el flujo a través de la válvula tiene que estar en régimen subcrítico). El flujo crítico a través de una válvula de BN, por otra parte, aseguraría un gasto de inyección que no sería afectado por la presión de producción.

No se ha intentado operar válvulas de BN o de orificio con flujo crítico como un medio de eliminar la inestabilidad, debido a las excesivas diferenciales de presión requeridas para alcanzar este régimen de flujo. Por ejemplo, con una presión de inyección de 1000 psi, sería requerida una presión diferencial de aproximadamente 400 psi para alcanzar el flujo crítico a través de la válvula. Esto requeriría costos excesivos de compresión, lo cual no sería económico.

Descripción de la válvula con boquilla Venturi.

Existe un elemento que diferencia a esta válvula (Fig. 4.6) del resto de las existentes, siendo precisamente esta característica lo que la hace relevante. Este "nuevo diseño" de válvula esta

constituida de los mismos elementos que una válvula de orificio, sin embargo, el paso de gas a través de la válvula, de geometría convergente-divergente, marca la diferencia con la válvula de orificio cuadrado de borde común, lo que ayudará a obtener un flujo crítico a través de su paso por dicha boquilla o tobera, de la siguiente manera: el gas es forzado entre los empacamientos superior e inferior, entra a la válvula a través de los puertos de admisión; pasa a través de la sección convergente, garganta, y sección divergente; y finalmente, sale a través de los puertos de salida hacia la sarta de producción. Una válvula check previene el flujo inverso.

La válvula de boquilla *Venturi* ó *de tobera*, ha sido diseñada para operar fácil y eficientemente en flujo crítico, lo cual se logra incluso con caídas menores al 10% de la presión entre TR y TP, por lo tanto, puede prevenir la inestabilidad del flujo manteniendo constante el gasto de inyección de gas. La geometría interna lateralmente asimétrica de la boquilla Venturi permite que el fluido alcance velocidades de flujo críticas con diferenciales de presión de tan sólo 10%. En estas condiciones, el gasto de inyección llega a ser constante y es controlada únicamente por la presión en la TR.

Comportamiento del flujo en la válvula con boquilla Venturi.

Se realiza una comparación entre el comportamiento del flujo a través de una válvula con orificio de borde cuadrado y la tobera Venturi, para los regímenes de flujo crítico y subcrítico.

Ambas curvas de comportamiento del flujo son generadas reduciendo gradualmente la presión de producción a la presión atmosférica mientras se mantiene una presión de inyección constante. Se observa en las graficas (Fig. 4.7) que el gasto a través de ambas válvulas se incrementa conforme decrece la presión de producción (esto es, un incremento en la presión diferencial a través de la válvula). Esto continúa hasta que se alcanza el flujo crítico a la presión crítica a través de la válvula. Después de esto, el gasto permanece constante. El régimen de flujo entre la presión de inyección y la presión crítica es llamado "régimen subcrítico", mientras que el flujo entre la presión crítica y la atmosférica es llamado "régimen de flujo crítico". La principal diferencia entre las válvulas de BN estándar, y con boquilla Venturi es que, para la válvula de orificio estándar el flujo crítico es alcanzado a una presión de producción que es aproximadamente un 60% de la presión de inyección, mientras que la válvula de boquilla Venturi alcanza el flujo crítico con el 90% de la presión de inyección.

La diferencia en el comportamiento del flujo de la válvula de orificio de borde cuadrado y la válvula con boquilla Venturi, es que para una presión de inyección de 1000 psia, se establece el flujo sónico en la garganta (régimen de flujo crítico) para ambos dispositivos. Para el flujo de aire, esto corresponde a una presión aproximada de 540 psia en la garganta. Esta condición de flujo resulta en un máximo gasto másico, para la boquilla Venturi y el orificio de borde cuadrado. Después de la garganta, donde ocurren las velocidades más grandes y las presiones más bajas, la presión se incrementa (recupera), y la velocidad disminuye en la dirección de flujo. Para la boquilla Venturi, la presión máxima (900 psia) se alcanza a la salida de la sección divergente. La recuperación de la presión para el orificio de borde cuadrado es ligera, resultando en una presión de salida de 600 psia. Por lo tanto, el flujo sónico para una válvula de boquilla Venturi puede ser alcanzado a una presión

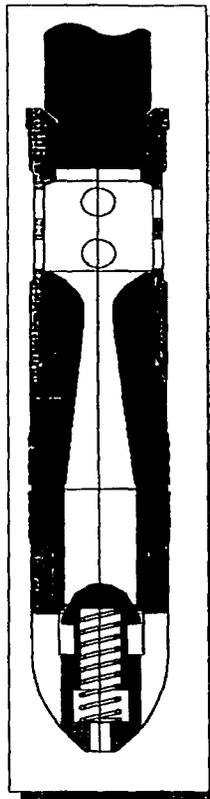


FIG. 4.6.
VÁLVULA CON
BOQUILLA
VENTURI Ó DE
TOBERA.

diferencial mucho más baja, resultando en una salida o presión de producción más alta comparada con la válvula de orificio de borde cuadrado.

Con diferenciales de presión de 100 a 200 psi a través de la válvula operante, (una condición de diseño común que se usa en el BN), el flujo crítico puede casi siempre ser alcanzado, eliminando de esta manera la inestabilidad en la TR y minimizando la inestabilidad en la TP.

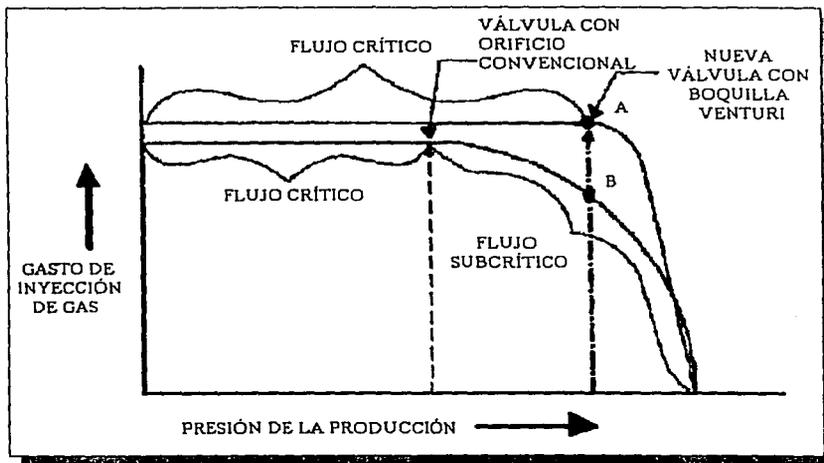


FIG. 4.7. COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE UNA VÁLVULA CON ORIFICIO CONVENCIONAL Y UNA CON BOQUILLA VENTURI

Características de desempeño.

Las características de comportamiento de la válvula con boquilla Venturi constituyen un replazo ideal para las válvulas actuales. En particular, la insensibilidad de la boquilla Venturi a la presión de la TP significa que puede ser diseñada para gastos de inyección específicos y que las fluctuaciones en la presión de la TP opuesto al punto de inyección del gas no influirán sobre el gas a través de las válvulas.

Ventajas de la válvula de boquilla Venturi.

La principal ventaja de la válvula de boquilla Venturi sobre otras válvulas de BN (incluyendo la válvula orificio) es que el flujo crítico puede ser alcanzado con una presión de producción que es sólo 6 a 10% más baja que la presión corriente arriba, mientras que las válvulas estándar requieren un 40% de presión diferencial. La válvula incluye otras ventajas, tales como:

- La eliminación de la inestabilidad del flujo en la TR para el bombeo neumático, ya que la válvula con boquilla Venturi ó *de tobera* siempre puede operar en el régimen de flujo crítico.

- El gasto a través de la válvula de boquilla Venturi será más alto que el gasto a través de la válvula estándar. Por lo tanto, en instalaciones con altos gastos se puede reducir el número de válvulas requeridas por pozo.
- El gasto de inyección a través de la válvula de BN puede ser controlado en la cabeza del pozo regulando la presión de inyección, preferiblemente con un controlador de presión.
- En terminaciones dobles, es posible controlar el gasto de inyección para cada una de las sarta de producción, evitando el "robo" de gas (un hecho muy común en terminaciones dobles) por la sarta más productiva.
- En un campo produciendo con BN, la válvula con boquilla Venturi puede reducir las fluctuaciones de presión en la cabeza de la TP, y eliminar las fluctuaciones de presión en la cabeza de la TR, facilitando de esta manera la distribución de gas y la optimización del campo.
- Las dimensiones de la válvula de boquilla Venturi permiten utilizarla en cualquier mandril de bolsillo estándar.

4.2.2. GENERACIÓN DE NITRÓGENO *IN SITU* PARA SU APLICACIÓN EN BN.

Existen situaciones para las cuales se presentan desventajas o inconvenientes con la aplicación de algún sistema artificial en específico, tal como en los casos de no disponer de la infraestructura o la cantidad necesaria de gas que demanda un pozo, o campo, que produce con BN. Realizando análisis económicos comparativos entre diversas opciones, existen alternativas para el abastecimiento de gas de inyección que permitirán iniciar o dar continuidad a proyectos de BN logrando una mayor rentabilidad. La alternativa que se presenta a continuación sugiere sustituir el gas natural por nitrógeno, obtenido mediante un proceso de separación con membrana a partir de una corriente de aire tomada de la atmósfera, para su inyección en pozos asistidos con Bombeo Neumático.

Principios de operación de las membranas.

El uso de membranas para separar y purificar gases es un desarrollo relativamente nuevo. Aunque los principios de impregnación selectiva han sido conocidos desde hace ya algunos años, el proceso no llegó a ser comercialmente factible sino hasta el desarrollo de membranas de celulosa-acetato de alto flujo para la separación de gas en 1970 (Ref. 50). Las membranas originales eran en forma de hojas delgadas, compuestas de una capa activa muy delgada, del orden de 0.1 μm de espesor, apoyada por un material de poro abierto, comúnmente de 100 μm de espesor. Este desarrollo fue seguido por la introducción de fibras huecas, incorporando una estructura similar de membrana asimétrica.

En este proceso los impregnados son absorbidos dentro del material de la membrana bajo la influencia de su potencial termodinámico, y su paso es resultado de la fuerza de empuje ejercida. En las membranas, la separación de gases se asemeja a la impregnación de vapor, siendo el gradiente de presiones parciales de los gases la fuerza de empuje.

Las configuraciones comerciales han sido desarrolladas basadas tanto en las membranas en forma de hojas como en las de fibras huecas. El material de la hoja está comúnmente formado por elementos enrollados en espiral, los cuales son insertados en tubos cilíndricos metálicos, mientras que las fibras huecas son arregladas en forma de bultos, los cuales también son acomodados convenientemente dentro de contenedores tubulares.

Existen dos polímeros que han alcanzado importancia comercial, estos son: el acetato de celulosa y el polisulfón. Estos materiales base pueden ser cubiertos, de lado de la cara activa, con una capa delgada de otro polímero para sellar la superficie porosa y modificar las propiedades de separación.

La operación de separadores de gas por permeabilidad es muy simple: se introduce un gas a alta presión por un lado de la membrana (el exterior de las fibras huecas), con lo cual los gases que pasan a través de la membrana forman una corriente impregnada de gas en el lado de baja presión, mientras que los productos residuales permanecen en el lado de alta presión. Se piensa que la permeabilidad de los gases a través de las membranas del polímero involucra tanto fenómenos de solubilidad como difusión. La *selectividad* está determinada por los gastos relativos de los componentes de la corriente de gas que pasan a través de la membrana. Los principios de la separación de gas mediante membrana y las ecuaciones básicas de diseño son discutidas por Maclean et al. (Ref. 51), Hogsett y Mazur (Ref. 52), y Schell y Hoernschmeyer (Ref. 53).

Se predice que las siguientes tres aplicaciones de la tecnología de membrana tienen el mayor potencial económico cuando se comparan con otros procesos establecidos, estas son:

1. recuperación de hidrógeno de corrientes de purga de amonio,
2. recuperación de hidrógeno de deshidratadores de gas, y
3. separación de CO_2 de hidrocarburos para recuperación mejorada.

Todas estas aplicaciones están consideradas para ser propiamente clasificadas, más como procesos de separación que como procesos de purificación de gas. Sin embargo, aunque estas aún

no han alcanzado significado comercial, se cree que esta tecnología es lo suficientemente prometedora como para ser aplicada ampliamente.

Membranas para separación de nitrógeno.

Estas membranas están constituidas de una capa polimérica delgada con propiedades físicas especiales que permiten realizar la separación eficaz basada en una variación de: presión, temperatura, permeabilidad, área de la membrana y selectividad.

Desde 1987, cuando se comenzaron a emplear membranas para separación en la industria petrolera, estas han evolucionado al grado de mejorar hasta en un 60% la permeabilidad

y en 30% la selectividad, logrando además, una reducción significativa en el consumo de energía (Fig. 4.8).

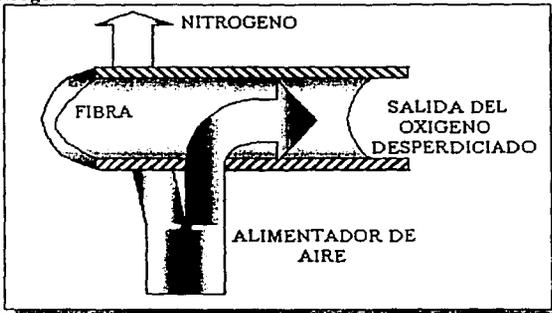


FIG. 4.8. DIAGRAMA DE LA MEMBRANA.

Proceso de la generación del nitrógeno con el equipo de membrana.

El proceso de obtención de nitrógeno a través de un equipo de membrana, comienza al bombear una corriente de aire tomada de la atmósfera (con una composición de 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno y 1% de gases raros) hacia la membrana, la cual, debido al diseño especial de su material, permite separar la corriente de aire en dos corrientes, una constituida en su mayor parte por nitrógeno (95% a 98%) y otra con un alto porcentaje de oxígeno (40% de contenido de oxígeno). Lo anterior es posible gracias a la diferencia de densidad y movilidad que existe entre los componentes puros, así, el oxígeno fluye más rápido a través de la membrana que el nitrógeno, siendo expulsado a la atmósfera, mientras que el nitrógeno es absorbido hacia la membrana para ser entregado a la siguiente etapa de compresión.

El equipo necesario adicional (Fig. 4.9) a la unidad de membrana es el siguiente:

- Compresores de aire,
- 1 paquete compresor de aire-nitrógeno,
- 1 unidad medidora de flujo.

La función de los compresores de aire es la de comprimirlo desde la presión atmosférica para entregarlo a la siguiente etapa de compresión. El compresor de aire-nitrógeno elevará la presión de la corriente de aire que proviene de la etapa anterior para entregarla a la unidad de membrana, así como incrementará la presión del nitrógeno que viene de la unidad de membrana en dos etapas, para ser entregada a la línea de gas para BN.

La unidad de membrana puede separar, citando un ejemplo (Ref. 54), 5.6 MMSCF/D de aire para obtener 2 MMSCF/D de nitrógeno con una calidad de 95% a 98%. Esta unidad está constituida de 36 cilindros, dentro de los cuales se encuentran los elementos de membrana.

La unidad medidora permitirá determinar la cantidad de nitrógeno que es entregada hacia la línea de gas para BN. Además de lo anteriormente descrito, se requiere de equipo auxiliar, el cual permitirá que el equipo principal cumpla con su función. Algunos de los dispositivos más importantes son: sistema de filtrado, refrigeradores, encendido del compresor, planta de energía y almacenamiento de combustible.

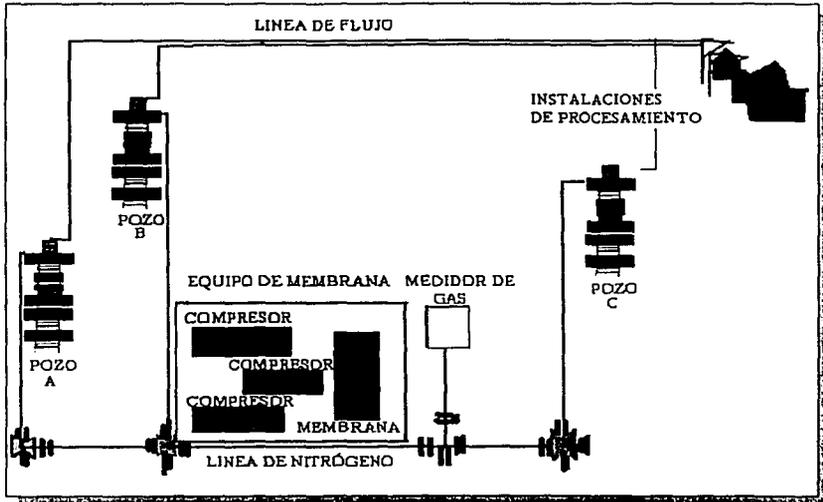


FIG. 4.9. EJEMPLO DE EQUIPO ADICIONAL AL EQUIPO DE MEMBRANA.

Cuestiones técnicas, operacionales y medioambientales.

Analizando un caso específico, al generar una curva de gasto de gas de inyección vs gasto de líquido producido del método de pendientes iguales (Fig. 4.10), se puede determinar que al inyectar una misma cantidad de gas o de nitrógeno a la misma profundidad, se obtienen gastos diferentes (Fig. 4.11), siendo mayor el gasto obtenido con inyección de gas natural, esto debido a que el gas natural es más ligero que el nitrógeno, lo cual genera un gradiente de presión menor y consecuentemente una presión de fondo fluyendo menor. Esto se comprueba con la ecuación del IP (Índice de Productividad). Sin embargo, la conveniencia del nitrógeno es que al ser más pesado, el peso que genera su columna en el espacio anular es mayor, generando una presión mayor frente al punto de inyección, lo cual reduce la presión de inyección en superficie y, por consiguiente, los requerimientos de compresión y los costos de dicha operación.

Ya que el nitrógeno proviene de una fuente inagotable, su disponibilidad resulta una gran conveniencia, además, se reducen los problemas relacionados con el manejo de gas natural, puesto que el nitrógeno es un gas inerte.

La pureza del nitrógeno obtenida mediante la separación por membrana es de 95 a 98%, esto puede ser un factor de riesgo, el cual tiene que analizarse con detenimiento, ya que el oxígeno constituye un fuerte elemento de corrosión que puede provocar problemas en cualquier lugar del sistema por donde circule. No obstante, este inconveniente puede contrarrestarse mediante la adición de agentes químicos que neutralicen dicha acción corrosiva.

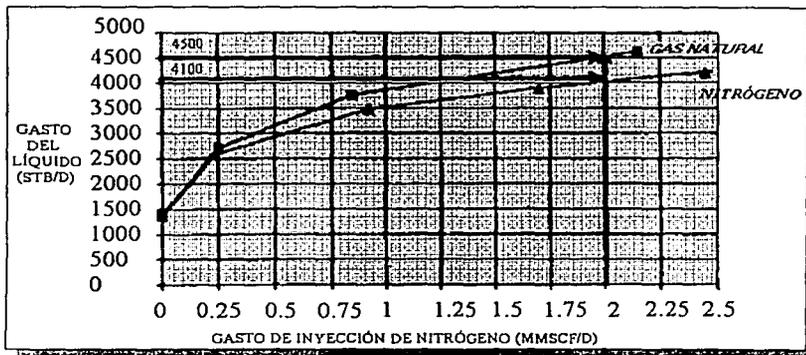


FIG. 4.10. MÉTODO DE PENDIENTES IGUALES.

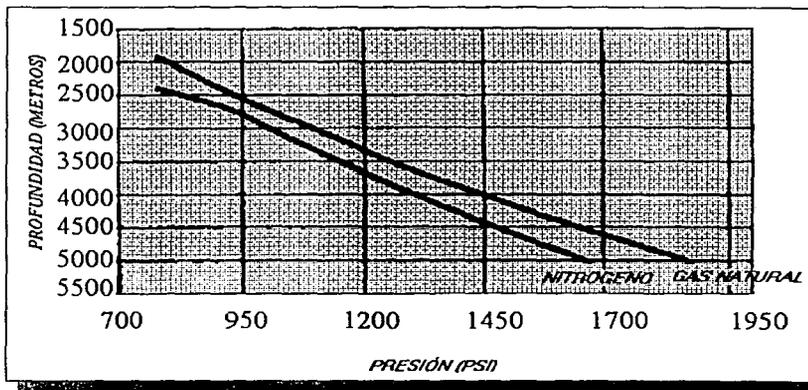


FIG. 4.11. PRESIÓN REQUERIDA EN SUPERFICIE.

Caso de aplicación.

Esta tecnología se aplicó en los pozos Bellota 136, 138 y 158-D, localizados en el campo del mismo nombre en el activo Bellota-Chinchorro en la región Sur. Su producción proviene principalmente de formaciones dolomíticas pertenecientes al Jurásico y Cretácico. Estos pozos comenzaron su producción en el año de 1982, con una producción máxima de 44000 STB/D en 1995, la cual, debido a la declinación natural de la presión del yacimiento ha decaído hasta los 20000 STB/D. Ya que actualmente se han producido 140 MMSTB de los 190 MMSTB de reservas totales, se decidió introducir un sistema de BN en los pozos antes mencionados, sin embargo, debido a la carencia de infraestructura para el abastecimiento de gas natural y los elevados costos

que representaban el abastecimiento de nitrógeno mediante pipas, se optó por hacer uso de un equipo de membrana para la obtención de nitrógeno en el mismo campo, el cual comenzó su operación en Marzo de 1998.

Para llevar a cabo el objetivo de producción, se requirió de:

- Dos compresores de aire para elevar la presión de la corriente desde la atmosférica hasta 200 psig, manejando 5.6 MMSCF/D con una potencia de 1100 HP.
- Un compresor de aire-nitrógeno para elevar la presión del aire de 200 a 400 psig, así como elevar en dos etapas la presión del nitrógeno que proviene de la membrana, de 400 a 900 psig y de 900 a 2000 psig para poder introducirla a la línea de gas local construida exclusivamente para estos pozos.
- Una unidad de Membrana con capacidad de entrega de 2 MMSCF/D de nitrógeno.

Cabe señalar que las especificaciones de este equipo se determinaron al aplicar un estudio de análisis nodal (presiones de fondo, en la cabeza del pozo, en la línea, etc.), diseño del sistema de BN (profundidad máxima de inyección) y del método de pendientes iguales (distribución de las cantidades óptimas de gas para inyección) (Ref. 54).

4.2.3. CAMARAS DE ACUMULACION NO CONVENCIONALES Y SU DISEÑO.

Las cámaras de acumulación propuestas (Fig. 4.12), tienen como finalidad incrementar el gasto de líquido recuperado en pozos depresionados pero con alto potencial. Para lograr esto, se diseña una cámara de tamaño determinado que contenga el volumen de líquido correspondiente a la columna máxima posible, de acuerdo al tamaño de la TP que se podrá levantar con la presión disponible en la red para BN reduciéndose la carga sobre el yacimiento, propiciado con ello, una mayor aportación de líquidos y un menor consumo de gas.

Diseño.

El diseño presentado aquí se diferencia de las cámaras convencionales en que sólo se requiere de una longitud de 80 a 100 m de tubería adecuada (la que servirá como cámara) al tamaño de la tubería de revestimiento del pozo, además de una válvula de pie y el equipo convencional de bombeo neumático. Además se elimina la necesidad de utilizar un empacador con bypass, debido a que la inyección es por debajo del bache de líquido. Todo lo anterior constituye una reducción de en los costos y en los riesgos de origen mecánico y operativo.

El diseño de las cámaras de acumulación propuestas (Fig. 4.13) es la siguiente:

$$H_{max} = (P_{iny} - P_{tp}) / GS \quad \dots Ec. 41$$

también:

$$H_{max} = HC * R \quad \dots Ec. 42$$

$$R = V_c / V_{tp} \quad \dots Ec. 43$$

Igualando (4.1) y (4.2):

$$HC * R = (P_{iny} - P_{tp}) / GS \quad \dots Ec. 44$$

$$HC = (P_{iny} - P_{tp}) / (R * GS) \quad \dots Ec. 45$$

Donde se observa que la Ec. 45, determina la altura de la cámara de acumulación, de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- El nivel del fluido de trabajo se encuentra a la altura del tope de la cámara.
- La cámara se llena entre los ciclos de inyección.
- Con respecto al aparejo de bombeo neumático para descarga y operación del pozo, se diseña estableciendo para una presión de apertura mayor, asegurando con esto que no exista interferencia con la válvula inmediata superior.

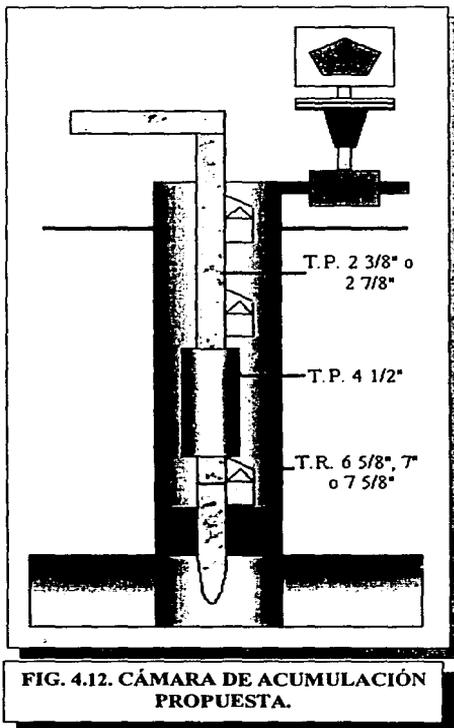


FIG. 4.12. CÁMARA DE ACUMULACIÓN PROPUESTA.

- La válvula inmediata superior a la operante, deberá estar lo más cerca posible a la cámara de acumulación, con la finalidad de que se asegure una adecuada descarga de la cámara en el momento del arranque.

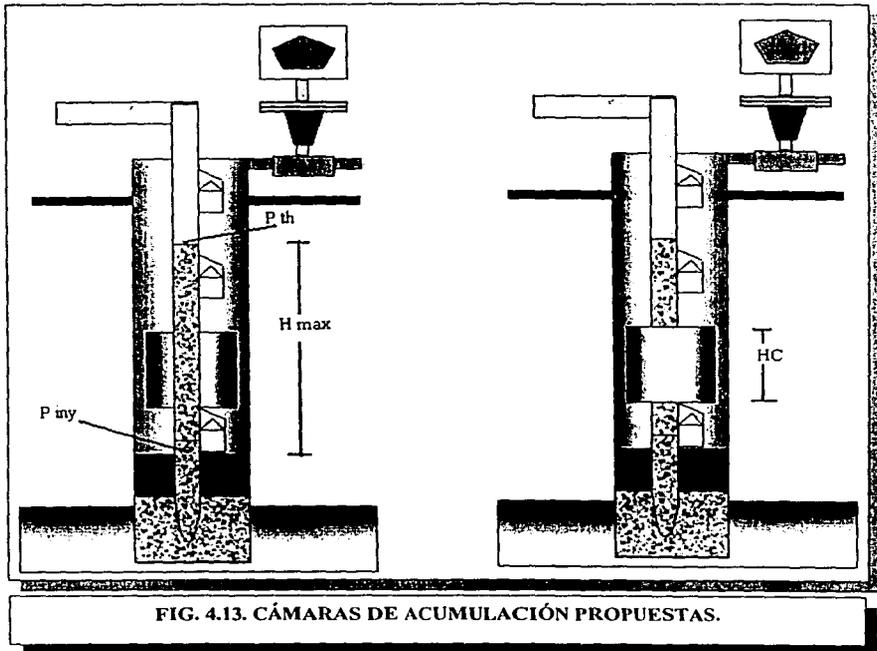


FIG. 4.13. CÁMARAS DE ACUMULACIÓN PROPUESTAS.

La funcionalidad, de la cámara propuesta radica en el aprovechamiento máximo de la presión disponible de gas en la red, maximizando la recuperación de líquidos en cada ciclo, e incrementando la cantidad de ciclos por día, ya que la cámara de acumulación permite manejar contrapresiones menores frente a la formación. Logrando aumentar los gastos obtenidos, no siendo necesario que los pozos en los que se aplique, estén extremadamente depresionados.

Un aspecto importante de esta cámara, que constituye a la vez es una de sus escasas desventajas con respecto a la cámara convencional, radica en que al tener un tubo de menor diámetro (recordemos que la cámara convencional forma la cámara utilizando la TR como recipiente, mientras que el diseño propuesto emplea una tubería de diámetro mayor a la TP pero menor a la TR) se incrementaría el resbalamiento a lo largo de la cámara, no obstante, es posible contrarrestar lo anterior incrementando la amplitud de la válvula operante de forma tal que se inyecte un poco más de gas, reduciendo con esto el resbalamiento.

Es necesario encontrar correlaciones experimentales para determinar: el resbalamiento, los tiempos requeridos para cada ciclo, la velocidad del bache además de otros parámetros medibles

que intervienen en el fenómeno, de manera tal, que se pueda modelar el flujo intermitente provocado por este sistema artificial y poder realizar un análisis de sensibilidad que incluya los siguientes parámetros: diámetro de la tubería de producción, densidad del fluido de control, presión de fondo estática, índice de productividad, presión en la línea de gas, caída de presión por válvula para asegurar que no haya interferencia, resbalamiento, gasto de fluido deseado, tiempo utilizado por ciclo, etc.

Cuenta con la ventaja de considerar la inyección de gas a través de conductos delgados, utilizando la ecuación de Cullender y Smith para calcular la presión en el punto de inyección.

Caso de aplicación.

Hasta Febrero de 1998 (Ref. 31), se habían instalado varios aparejos con este modelo de cámara de acumulación en pozos del campo El Golpe, en el Distrito Comalcalco. Las operaciones fueron sencillas, ya que se baja el aparejo como si fuese de bombeo neumático intermitente convencional.

Debido a la presión que se maneja en la red de BN en este campo, la longitud de las cámaras que se han instalado varía entre 80 y 120 m y se requieren de 3 a 5 válvulas para descargar el pozo; las válvulas utilizadas fueron con sección piloto y para mandriles de bolsillo, esto para que en caso de falla puedan ser recuperadas y reinstaladas con unidad de línea de acero.

En la **Tabla 4.1** se muestran las mejoras obtenidas con la implantación de estas cámaras de acumulación:

Tabla 4.1. Producción antes y después de la implantación de las cámaras de acumulación propuestas.

POZO	ANTES		DESPUÉS		INCREMENTO		OBSERVACIONES
	Q _o (BDP)	Q _g (MPCD)	Q _o (BDP)	Q _g (MPCD)	Q _o (BDP)	Q _g (MPCD)	
GOLPE 3-T	25	80	82	56	NA	NA	Efectuó cambio de intervalo
GOLPE 16-D	0	0	25	20	25	20	Cdo. durante 5 años
GOLPE 27	6	10	239	540	233	530	40 descargas al día
GOLPE 41	88	90	182	18	94	90	46 descargas al día
GOLPE 43	13	20	94	310	NA	NA	Efectuó cambio de intervalo
GOLPE 85	13	10	598	210	NA	NA	Efectuó cambio de intervalo
GOLPE 92	6	10	69	80	63	70	42 descargas al día
GOLPE 94	19	10	46	16	27	6	48 descargas al día
GOLPE 97	38	20	39	509	NA	NA	Efectuó cambio de intervalo

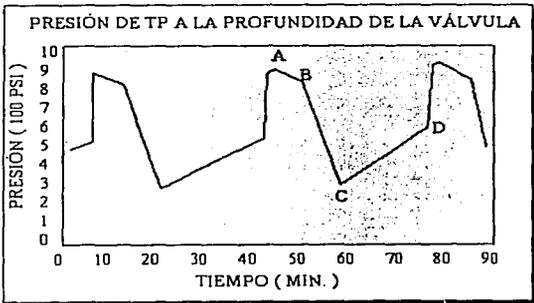


FIG. 4.14. GRÁFICA PRESIÓN VS TIEMPO CON BNI CONVENCIONAL.

En las **Figs. 4.14** y **4.15** se presentan esquemas de las mediciones de fondo fluyendo, medidas arriba de la válvula de pie en pozos con bombeo neumático convencional y en pozos con cámara de acumulación, de los cuales se observa que la presión de fondo de entrada del líquido para aquellos que tienen cámara de acumulación es significativamente menor que en los que no la tienen, con lo que se incrementa la

aportación de líquidos del yacimiento en cada ciclo de

levantamiento.

La dosificación del gas de inyección e instalaciones de BNI, en México, es controlada principalmente con válvulas de derivación (*Válvula Bypass*), sin embargo, el uso reciente de controladores de tiempo para la inyección de gas ha ayudado a incrementar la producción, ya que permiten establecer tiempos de espera y de inyección de manera

que se alcancen las condiciones que más favorecen a cada pozo.

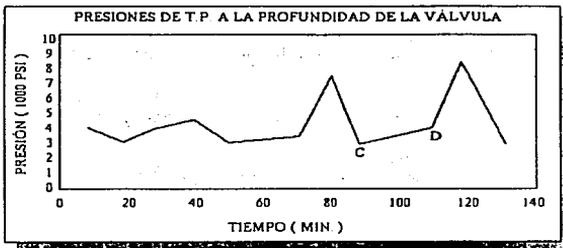


FIG. 4.15. GRÁFICA PRESIÓN VS. TIEMPO CON CÁMARA DE ACUMULACIÓN.

4.2.4. REACTIVACION DE POZOS DE ALTA PRODUCTIVIDAD CON BOMBEO NEUMÁTICO AUTOABASTECIDO.

Cuando los pozos de alta productividad, que cuentan con aparejo de producción diseñado para flujo natural, han dejado de aportar fluidos en la superficie, se hace imperiosa la instalación de un sistema artificial de producción que permitirá recuperar volúmenes considerables de hidrocarburos a corto plazo. Sin embargo, es sabido que antes de llevar a cabo cualquier proyecto, es necesario hacer un análisis comparativo de las diversas alternativas que podrían lograr el mismo objetivo, tales como: la modificación de los aparejos de producción, la reducción de la contrapresión en la batería de separación (acercando los separadores, bombas y compresores a la localidad del pozo, o bien, construyendo una tubería de descarga adicional), o haciendo uso de Bombeo Neumático, Electrocentrífugo o Hidráulico.

En esta sección se presenta una evaluación técnica y económica para implantar un sistema de bombeo neumático con suministro de gas autoabastecido con fines de reactivación o mejora de la producción, esto, bajo un esquema de arrendamiento que incluya los servicios de operación y mantenimiento.

Ventajas de esta modalidad de BN.

- Al seleccionar este sistema se toma en cuenta la optimización del aparejo de producción, esto es, se involucra la energía natural actual del yacimiento dentro de los cálculos de rediseño.
- Al localizarse la infraestructura superficial de proceso en el sitio, se permite reducir la contrapresión a sus mínimos niveles.
- En los casos en que los fluidos aportados por el yacimiento presenten una relación considerablemente alta de gas-aceite, es recomendable la implantación del BN, ya que dicha característica reduce la eficiencia de cualquier otro sistema artificial, mas aún para pozos profundos y con alta temperatura.
- Los costos de operación y mantenimiento se reducen de manera sustancial, ya que el gas es abastecido por el propio pozo.
- El BN permite profundizar el punto de inyección conforme decline la presión del yacimiento activando válvulas que se introdujeron para tal propósito desde el comienzo de la operación del BN, y modificando los módulos de compresión, además, cuando el sistema continuo ya no resulta rentable operativa, ni económicamente, el sistema de BN también permite utilizar la misma infraestructura y parte del equipo (aparejo) para continuar con la explotación de forma intermitente.

Características idóneas del pozo para el diseño de un sistema de BN autoabastecido.

- Alto potencial productivo.
- Producción de gas suficiente para autosuministro.
- Un eficaz sistema de transporte para el manejo de la producción a la batería de separación.

Ventajas del BN autoabastecido.

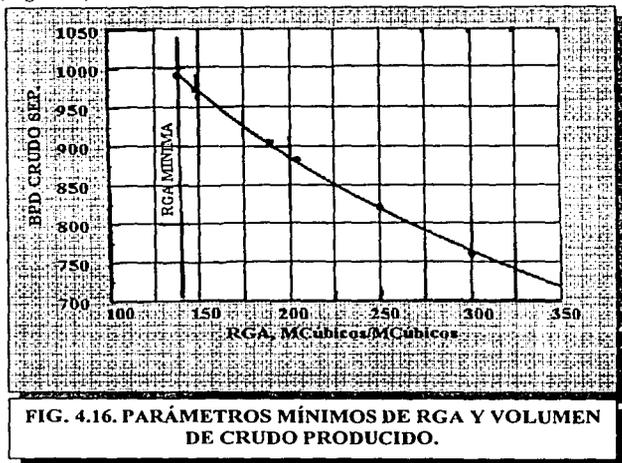
- Alta rentabilidad
- Sencillez y confiabilidad en la implantación y funcionamiento.
- Operación automática sin supervisión continua
- No contaminante e intrínsecamente seguro

Factibilidad técnica y económica.

La factibilidad técnica del proyecto queda determinada por:

A) Disponibilidad de gas natural (separado en el área).

Después del proceso de separación, deshidratación y endulzamiento, se determina si el volumen de gas producido asociado es suficiente para cubrir los requerimientos de volumen de gas de inyección (Fig. 4.16).



B) Facilidad para adecuar la instalación subsuperficial del pozo.

En este punto resulta vital determinar el impacto de los cambios en el aparejo de producción y tomar en cuenta las consideraciones de emplear tubería flexible y/o válvulas convencionales ó recuperables.

C) Empleo de procesos y equipos con tecnología adecuada.

Resulta necesario determinar si el gas producido requerirá de procesos o tratamientos especiales con los que se haría uso de equipo más sofisticado al comúnmente encontrado en el mercado.

D) Disponibilidad de servicios auxiliares cerca del pozo.

Se debe hacer referencia a servicios tales como: fuentes de poder y suministro de energía eléctrica, sistemas contra incendio y de telecomunicaciones, así como instrumentación de control.

E) Cumplimiento de la normatividad de seguridad industrial y protección ambiental.

Se debe prever que el diseño de la instalación supere (dentro de límites económicos) cualquier especificación que establezca la normatividad en el área de seguridad industrial y protección ambiental, fijando los lineamientos de: mínimas emisiones o descargas al medio ambiente, y garantía de seguridad para la comunidad e instalaciones, con el empleo de procesos automatizados controlados por computadora, dispositivos y controles de seguridad, sistema contra incendio de respuesta inmediata y acciones correctivas automáticas e inmediatas por descontrol de proceso (Tabla 4.2)

Tabla 4.2. Eventos de emergencia y medidas correctivas.

SITUACIÓN	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PREVENTIVA/CORRECTIVA INMEDIATA
Fuga en línea de descarga	Conosión, falla del material, daño por maquinaria pesada, etc.	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de producto. • Contaminación. • Riesgo de incendio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cierre automático de pozo por alta presión en la línea de descarga
Bloqueo imprevisto de la línea de descarga	Cierre de las válvulas de seccionamiento en la línea del flote del pozo o la llegada del cabezal mora.	<ul style="list-style-type: none"> • Pozo sin aportar producción. • Riesgo de rotura de línea por represionamiento del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cierre automático de pozo por alta presión en la línea de descarga
Inundación interna del separador con líquido	Falla válvula de control de nivel o del sistema de regulación de presión del separador.	<ul style="list-style-type: none"> • Suspensión del suministro del gas al pozo por descontrol del sistema de compresión y deshidratación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cierre automático de pozo.
Vaciamiento del separador	Falla válvula de control de nivel.	<ul style="list-style-type: none"> • Suspensión del suministro del gas al pozo por descontrol del sistema de compresión y deshidratación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Libramiento automático de la corriente del pozo a la línea de descarga. • Paro automático del paquete de deshidratación.
Paro del paquete de compresión	Múltiples.	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución o cese de la producción por suspensión del gas al pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Libramiento automático de la corriente del pozo a la línea de descarga. • Paro automático del paquete de deshidratación.
Falla del paquete de deshidratación de gas	Falla de la bomba del glicol. Falla del suministro de gas, combustible, etc.	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución o cese de la producción por suspensión del gas al pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Activar dispositivos de paro en los paquetes de compresión y deshidratación.
Descontrol del sistema de suministro de gas a pie de pozo	Actos de vandalismo de parte de personas ajenas a la empresa	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgos, pérdidas por robo de componentes y/o accesorios del equipo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cierre automático de pozo. • Cercar área de proceso. • Prever sistema electrónico para cuidar el acceso al área de personas no autorizadas.
Conato de incendio	Fugas actos de vandalismo. Circunstancia fortuita	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgos de accidente, pérdidas económicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cierre automático de pozo. • Apertura automática del sistema de inyección de gas inerte.
Pozo no fluye		<ul style="list-style-type: none"> • Pozos sin aportar producción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Introducir con nitrógeno.

Caso de aplicación.

Este nuevo sistema de bombeo neumático autoabastecido se estableció en algunos pozos de diferentes campos del mesozoico, principalmente los de Bellota y Mora (Ref. 33) (Fig. 4.17).

Análisis de factibilidad técnica y económica.

Volumen de Gas.

Considerando la historia y pronóstico de producción del pozo base, se determinó que inyectando 1.18 mmpcsd de gas al pozo seleccionado, se obtendría una producción de 1032 bpd de crudo y 1.2 mmpcsd de gas asociado, volumen que es suficiente para satisfacer el volumen de gas de inyección al pozo.

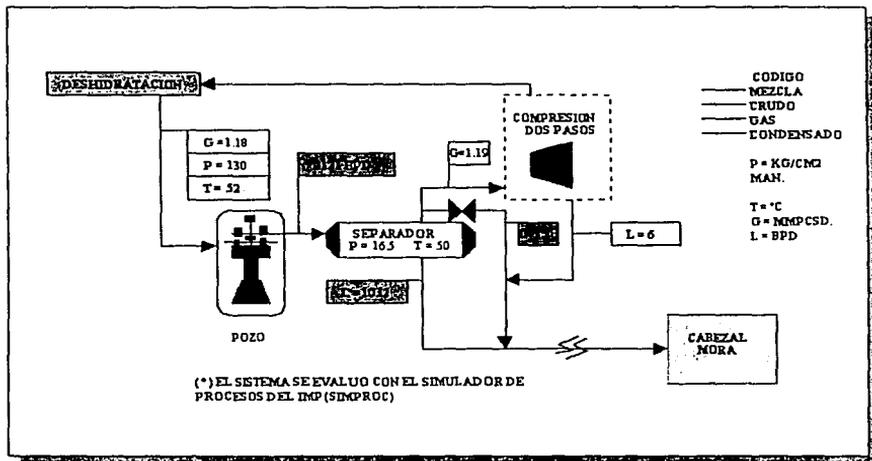


FIG. 4. 17. ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA DE BN AUTOABASTECIDO.

Calidad del Gas.

El sistema propuesto incluye un paquete de deshidratación de gas para evitar la acción corrosiva de los gases ácidos en presencia de agua libre. El paquete de deshidratación reduciría el contenido de agua en el gas de 62 a 7 lb de H_2O /mmpc.

Tabla 4.3. Calidad del gas.

Composición:		% Mol
HC's		92.535
H_2S		4.160
CO_2		3.265
Total		100.000
	Hidratado	Deshidratado
<i>Humedad, Lb de H_2O/MMPC:</i>	62	7
<i>Licuable (C3+), Bbl/MMPC:</i>	77.22	

Presión del Gas.

Para cumplir con la presión de inyección requerida, se instaló un paquete de compresión en dos pasos montado en patín, el cual permitiría suministrar el gas de inyección a 130 kg/cm² man.

Facilidad para adecuar la instalación subsuperficial del pozo.

- Cambio de aparejo de 3 1/2" a 4 1/2".
- Bombeo neumático.

- Con tubería flexible colgada en la T.P.
- Con válvulas recuperables.

Requerimiento de procesos.

Las características del gas producido determinaron que su acondicionamiento para cumplir con las especificaciones mínimas de calidad se puede realizar por medio de procesos convencionales de separación, compresión y deshidratación.

Disponibilidad de servicios auxiliares cerca del pozo.

Fuentes de poder y de suministro eléctrico: motores de combustión interna y generador de baja capacidad con motor de combustión interna apoyado con celdas solares.

Contra incendio: Aspersión e inyección con gas inerte en sustitución de agua.

Instrumentos de control y de telecomunicaciones: Gas seco de planta, corriente eléctrica de celdas solares o de generador local, y celdas solares apoyadas con banco de baterías.

Factibilidad económica.

La conveniencia de instalar el sistema de bombeo neumático autoabastecido se evaluó económicamente de acuerdo a las siguientes bases:

- Derechos sobre hidrocarburos del 60.8%.
- Factor de servicio anual del 3%.
- Precio del crudo.
- Tipo de cambio peso-dólar.
- Contemplación de un horizonte de estudio de 10 años.

Estimado de la inversión.

El monto estimado de la inversión para instalar el sistema propuesto se muestra en la **Tabla 4.4**, y los parámetros de rentabilidad en la **Tabla 4.5**.

Tabla 4.4. Inversión inicial.

CONCEPTO	MONTO
Paquete del separador de alta eficiencia (D=3FT.,LT-T=17FT)	335
Paquete del compresor para gas amargo (Potencia = 150 HP)	1605
Paquete de deshidratación (Para tres MMPCFD de gas máx.)	702
Paquete de telemetría	450
Sistema de seguridad industrial	489
Obra electromecánica	317
Obra civil	40
Ingeniería	248
Total	4186

Tabla 4.5. Parámetros de rentabilidad.

PARÁMETROS DE RENTABILIDAD	
VALOR PRESENTE NETO	128,564 M\$
TASA INTERNA DE RENDIMIENTO	420%
PERÍODO DE RECUPERACIÓN	3 meses
V.P.N. / V.P.I.	30.71

Flujo de efectivo acumulado:

Para ilustrar esto, se muestra la gráfica, Fig. 4.18, de flujo de efectivo acumulado, la cuál nos indica el periodo de recuperación de la inversión (3 meses).

Se muestran las gráficas: Fig. 4.19 y Fig. 4.20, que nos indican que el presente proyecto sería rentable a pesar de variaciones amplias en el volumen de producción, precio del crudo y gas producido, o en el monto de la inversión, es decir, que sería posible aceptar reducciones del orden máximo de 90% en la TIR para que el proyecto siguiera siendo rentable.

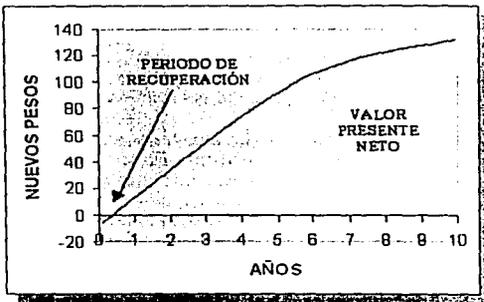


FIG. 4.18. FLUJO DE EFECTIVO ACUMULADO.

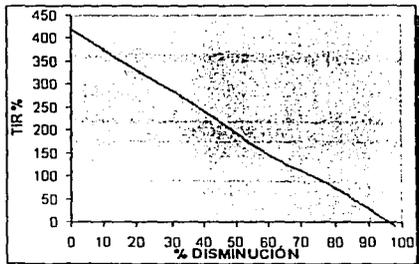


FIG. 4.19. SENSIBILIDAD AL VOLUMEN DE PRODUCCIÓN.

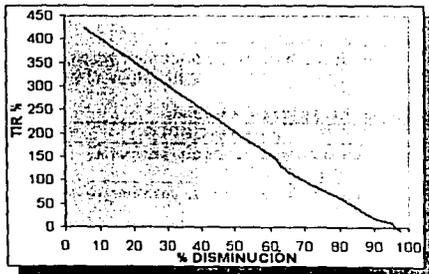


FIG. 4.20. SENSIBILIDAD AL PRECIO DE CRUDO Y GAS.

4.2.5. NUEVA VÁLVULA PILOTO PARA BNI QUE INCREMENTA LA EFICIENCIA.

El componente más importante en un pozo con Bombeo Neumático Intermitente es, sin duda alguna, la válvula piloto (Fig. 4.21), ya que su adecuada selección y correcta calibración determinarán el éxito en el desempeño del sistema de bombeo. La selección depende del tipo de gas a inyectar, del volumen requerido para cada ciclo, y de la modalidad de control de los ciclos (con estrangulador o con controlador para la duración del ciclo).

En algunos casos la relación de área más pequeña disponible comercialmente es demasiado grande, lo que provoca que sea incapaz de inyectar por debajo de un cierto volumen de gas por ciclo, causando una "sobreinyección" de gas, debido a que la "amplitud" o "spread" de la válvula es más grande de lo necesario.

Lo anterior ocurre principalmente cuando se tiene un espacio anular demasiado grande y el tamaño de las válvulas que se pueden instalar en el pozo es más pequeña que una válvula de 1 ½ pg., tal y como sucede en algunos pozos situados en el Lago Maracaibo, Venezuela (Ref. 57).

Principios de operación de la válvula.

Los principales componentes de una válvula piloto son los siguientes: la sección piloto y la de sección motriz. La sección piloto controla el cierre y la apertura de la válvula. La diferencia entre la presión de apertura y la de cierre conforma la *amplitud* o *spread* de la válvula y se determina por la relación de áreas de la sección piloto. La *relación de áreas* de la sección piloto se define como la relación entre el área del asiento de la sección piloto y el área del fuelle. El valor de la presión de apertura se determina por la presión en TP y la presión del nitrógeno dentro del fuelle, o de la combinación de ambos, dependiendo del tipo de válvula.

Una vez que la sección piloto abre, se activa la sección motriz y el pistón baja, dejando entrar al gas desde el espacio anular a la tubería de producción. La sección motriz determina, en gran manera, el gasto de gas que puede pasar a través de la válvula.

Para válvulas de elemento simple, la relación de áreas determina el tamaño del orificio de inyección. Esto nos puede conducir al siguiente problema: si la relación de áreas requerida es pequeña, entonces tendría que pasar a través de un área de asiento pequeña. Por lo tanto, el diámetro del orificio es de un valor fijo para un modelo de válvula en particular. La importancia del tamaño de este orificio radica en dos razones:

- El tamaño del orificio de inyección, junto con la presión de inyección y la carga en TP, determinan la velocidad con que se expulsará el bache de líquido, con lo que las pérdidas de líquido, por escurrimiento, se incrementarán conforme disminuya el diámetro del orificio.

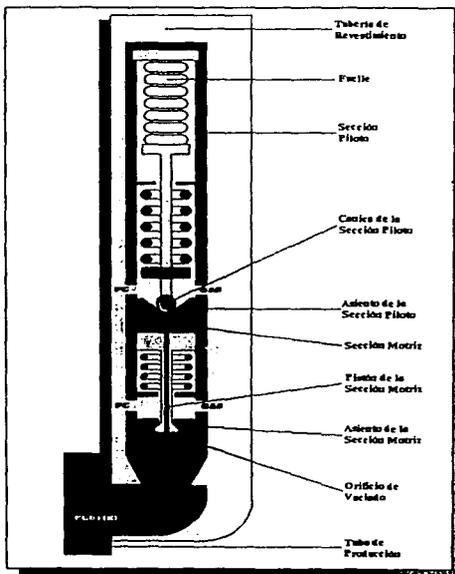


FIG. 4.21. VÁLVULA PILOTO.

- También está directamente ligado al tiempo de inyección del gas, esto es, para diámetros pequeños, se incrementa el tiempo de inyección del gas, limitando la producción diaria de líquido, especialmente si el ciclo de tiempo óptimo es de corta duración, es decir, para ciclos de alta frecuencia.

Realizando un balance de fuerzas en la válvula, justo antes de su apertura:

$$R = \frac{\text{amplitud}}{(p_{v\omega} - p_i)} \quad \dots \text{Ec. 46}$$

Para una presión de apertura en TR y una presión en TP fijas, la amplitud de la válvula sólo se incrementa si se incrementa la relación de áreas.

Por otro lado, para una relación de áreas y una presión de apertura en TR fijas, la amplitud sólo puede ser incrementada si se disminuye la presión en la TP.

Entonces, la relación de áreas es un parámetro muy importante, ya que determina el volumen de gas puede ser inyectado en un sistema con BNI controlado por estrangulador. Si la relación de áreas disponible es mayor de lo necesario, habrá sobre-inyección del gas. Observaciones realizadas en un medio controlado (Ref. 58), permitieron establecer que la amplitud real de la válvula se desvía de lo que predice la Ec. 46. Las válvulas cargadas con nitrógeno tienden a cerrar a una presión más alta, dando amplitudes más pequeñas.

Mientras que la amplitud de la válvula determina el volumen total de gas a ser inyectado por ciclo, el orificio principal de inyección determina el gasto a que fluirá el gas, lo cual a su vez, determina el tiempo de inyección del gas. Cabe recordar que el gasto de gas tiene que ser lo suficientemente alto para mantener una velocidad del bache de líquido de aproximadamente 1000 pies/min. Esto significa que la válvula piloto debe permanecer abierta durante un periodo de tiempo, en minutos, aproximadamente igual a la profundidad del pozo en miles de pies.

Para determinar el tiempo de inyección se realiza un balance de masas en el espacio anular:

$$t_{iny} = \frac{\text{amplitud} \frac{V}{2} \left(\frac{MW}{z_1 R_u T_1} + \frac{MW \exp(0.01875 D_v \rho_{rg} \bar{z} T)}{z_2 R_u T_2} \right)}{(m_2 - m_1)} \quad \dots \text{Ec. 47}$$

Al observar la ecuación anterior se observa que el tiempo de inyección es directamente proporcional a la amplitud de la válvula, y es inversamente proporcional al flujo másico a través de la válvula (m_2) menos el gasto de gas a través del estrangulador en superficie.

Cabe mencionar también que m_2 depende de la presión de inyección del gas menos la presión en TP y las restricciones internas de la válvula al flujo de gas.

Características especiales de la nueva válvula piloto.

La nueva válvula piloto de 1 pg. está diseñada empleando empacamiento, sellos y materiales no tradicionales. Se emplean empacamientos de diámetro interno mayor, considerando el área hasta los barriles de empacamiento. Esto hace posible emplear preferiblemente una válvula de domo con resorte e incrementar el área del barril de empacamiento inferior sin comprometer su resistencia.

El sello de pistón recíprocante superior es de un diseño diferente y es autolubricante. Esto reemplaza a un sello de pistón recíprocante de anillo que es lubricado por un anillo extrusivo de Teflón. El nuevo tipo de sello contribuye a la duración de la válvula.

La parte inferior del pistón de la sección motriz y el tapón del pistón son las partes más susceptibles al daño debido a que están situadas dentro de la corriente de flujo del gas. Para minimizar este posible efecto se han removido de la corriente de flujo a los sellos para baja presión o no metálicos.

El material con que se fabrican: el pistón, la punta del pistón, la cámara, el asiento y el vástago, es acero con doble tratamiento al calor. Lo anterior provoca que las dimensiones internas se incrementen. Los beneficios obtenidos son:

- un comportamiento mejorado de la inyección,
- contar con un fuelle más grande, lo cual incrementa significativamente el rango de la relación de áreas.

El flujo inverso se previene por la combinación de una bola y asiento colocados en la parte inferior del pistón de la sección motriz. Esto permite un flujo del gas de inyección sin obstrucción más allá del asiento de la sección motriz.

Esta nueva válvula cuenta con una combinación de fuerzas provocadas la combinación del resorte y la cámara de nitrógeno. Esta combinación contribuye a la predicción de la presión de operación de la válvula. La carga del nitrógeno complementa a la fuerza del resorte y hace más fácil la calibración de la válvula.

Pruebas en campo e interpretación de resultados.

La nueva válvula piloto se probó en un pozo de prueba localizado en la parte occidente de Venezuela (según Refs. 58 y 59) El mandril de BN se colocó en una TP de 2 7/8 pg a una profundidad de 2500 pies, con una TR de 7 pg. El gas se inyectó a 900 psi, para elevar baches de 500 pies de longitud de aceite de 23 API, con una carga en TP de 260 psi. En estas condiciones, se comparó a la nueva válvula con la válvula comercialmente disponible que mostró el mejor comportamiento (Fig. 4.22). El tamaño de la nueva válvula fue de solo 1 pg de diámetro exterior, comparándose con otra válvula de 1 1/2 pg. No fue posible probar a la nueva válvula contra otra de 1 pg, porque el volumen más bajo de gas que podría inyecta en cada ciclo era mucho más de lo requerido para alcanzar el mínimo escurrimiento. Esto se debe, principalmente, al hecho de que la relación de áreas mas baja de la válvula comercialmente disponible era aún demasiado grande, lo cual habría supuesto una sobreinyección en un pozo real.

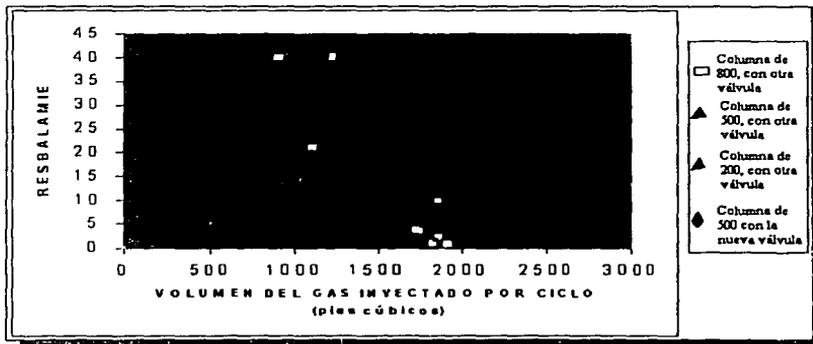


FIG. 4.22. ESCURRIMIENTO VS VOLUMEN DE GAS INYECTADO POR CICLO.

Como resultados de tales pruebas, se pudo comprobar que la nueva válvula puede alcanzar un gasto de gas mucho mayor con una caída de presión menor que la comercialmente disponible en el mercado.

La nueva válvula fue probada en tres pozos en el lado de Maracaibo. Se describe a continuación el comportamiento operativo y características de cada pozo, antes y después de la instalación de la nueva válvula. Los pozos A y B tenían un sistema de BNI controlado con estrangulador, y el pozo C contaba con controlador en la cabeza del pozo, para controlar la duración del ciclo y el volumen de gas inyectado en cada ciclo.

Pozo A

Este pozo producía 65 bl/d, lo cual aumentó a 90 bl/d cuando se le instaló una nueva válvula piloto. En la Fig. 4.23 se puede observar el comportamiento de la presión de inyección en TR antes y después de la instalación de la nueva válvula. El tiempo de inyección antes de la nueva válvula era de 15 minutos, debiendo ser, de acuerdo a su profundidad, de 5 o 6 minutos. Después de la instalación de la nueva válvula, el tiempo de inyección se redujo a 7 minutos, pasando casi el mismo volumen total de gas por ciclo. El gas total de inyección diario se redujo, debido a que la duración del ciclo se incrementó. El volumen de gas inyectado por ciclo fue aproximadamente de 11000 pies³ a

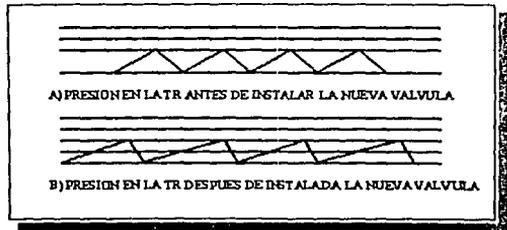


FIG. 4.23 Comportamiento de la presión antes y después de la instalación de la nueva válvula piloto.

condiciones estándar. Pruebas realizadas en el pozo experimental indicaron que el volumen de gas necesario para este pozo sería de sólo 6000 pies³ estándar, sin embargo hay que tener en cuenta que la relación de áreas de la nueva válvula no era la más pequeña posible, por lo tanto, existe aún una posibilidad de reducir la inyección diaria de gas.

Pozo B

Este pozo producía 70 bl/d con una válvula piloto cargada con nitrógeno. La producción se incrementó a 84 bl/d después de la instalación de la nueva válvula. El volumen de gas inyectado por ciclo fue reducido de 5380 a 3500 pies³ estándar, pero el volumen de gas de inyección diario permaneció casi igual debido a que la duración del ciclo se redujo. Mediante un análisis de presión se definió que el escurrimiento por cada 1000 pies era de sólo 1.6 %. El análisis también indicó que el tiempo óptimo entre ciclos de inyección era de 45 minutos, lo cual significaba que la inyección diaria de gas podría ser reducida a 112,000 pies³/d, incrementando la producción de líquido al mismo tiempo. Las pruebas realizadas en el pozo experimental indicaron que el volumen de gas necesario para este pozo era de sólo 2200 pies³ estándar por ciclo. Debido a que la relación de áreas de la válvula instalada era de 0.164, ligeramente sobre la relación mínima disponible, la inyección diaria de gas pudo ser reducida a 70,000 pies³/d. El incremento en la producción de líquido tiene que ver con el hecho de que la duración de la inyección de gas se redujo de 9 a 3 1/2 minutos.

Pozo C

El pozo C fue adecuado con un sistema de BNI, empleando un controlador en superficie y una válvula piloto con resorte que dio una amplitud mínima de 50 psi. Debido al tamaño del espacio anular, el volumen de gas inyectado por ciclo, para una amplitud de 50 psi, era de 8000 pies³,

siendo el volumen necesario de tan solo 3200 pies³. Este problema se resolvió con la instalación de una nueva válvula piloto, la cual redujo la amplitud a 20 psi, reduciendo el volumen de gas por ciclo a 4000 pies³. La inyección diaria de gas se redujo de 692,000 a 200,000 pies³/d, no solo debido a la reducción del volumen de gas de inyección por ciclo, sino también a la reducción de la frecuencia del ciclo. La duración de la inyección fue reducida de 8 a 4 minutos, lo que contribuyó al incremento de la producción diaria de 171 a 300 bl/d. Sin embargo, la razón principal para el incremento de producción diaria fue la reducción de la frecuencia de ciclo, la cual era demasiado alta.

4.3. OPTIMIZACIÓN.

4.3.1. MEJORAS PRÁCTICAS EN EL CÁLCULO, OPTIMIZACIÓN Y APLICACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO (BNC).

Desgraciadamente pocos campos petroleros en el mundo cuentan con suficiente instrumentación, medición y control en sus procesos.

Una fuerte limitante para la aplicación y optimización del BNC por pozo, aún para los campos totalmente instrumentados, es la medición multifásica continua en la cabeza o en el fondo del pozo; lo que se hace es medir, de manera periódica, aforos por pozo con un separador de prueba. Una mayor cantidad de información, bases de datos inteligentes de instalaciones y mediciones de campo mejoran la eficacia de la explotación de los yacimientos con la estandarización del nombre y unidades de variables petroleras y de las pantallas de interfaz hombre-máquina del software técnico, así como con la implantación de software común que opere en un servidor remoto.

Las ventajas asociadas al realizar estas acciones son: la disminución del tiempo de aprendizaje del personal y la centralización de datos.

Lo importante para modelar los procesos consiste en calcular la caída de presión que ocurre en cada sección del sistema de producción.

Las correlaciones y métodos mecánicos para calcular las caídas de presión en la tubería de producción, recolección y en el estrangulador, son sólo aproximaciones con alto grado de incertidumbre. Estas herramientas numéricas se prueban y se corrigen lo mejor posible a los datos reales de presiones a lo largo de la tubería de producción con pozo fluyendo (gradientes de presiones), de fondo y en cabeza. Lo mismo se hace para las presiones de cabeza de pozo corriente abajo y presiones en las líneas de recolección, troncales y separador. Por supuesto, utilizando datos PVT del fluido o correlaciones acorde a las características de los elementos en cuestión. Todos los resultados son valores promedio, debido a que el flujo multifásico tiene un comportamiento instantáneo de tipo aleatorio.

El problema al que se enfrentan los encargados del sistema de producción es enorme. Primero, asegurarse que la información sea correcta, de instalaciones, de fluidos, de operación diaria, etc. Segundo, alimentar correctamente (sin errores humanos) a cada uno de los paquetes seleccionados para obtener resultados parciales. Tercero, continuar procesando y corriendo paquetes especializados hasta llegar al último paso de optimización.

Descripción del Problema de Optimización de BNC.

Cuando se diseña una instalación nueva, es posible optimizar todas las variables para que cumplan con las funciones objetivo a lo largo de toda la vida productiva de los yacimientos. Cuando se optimiza una instalación operante, sólo es posible manipular unas cuantas de las variables, ya que las demás permanecen fijas o es sumamente costoso modificarlas.

Para esquematar la complejidad del problema que involucra la optimización de un campo se puede considerar el siguiente caso: supongamos que se desea conocer qué pasará con un cambio de diámetro de la tubería de producción en uno de los pozos. Sólo debemos de calcular nuevamente todo el sistema de producción con ese nuevo valor de diámetro, esto es, aplicar Análisis Nodal. Procedemos de la misma manera si queremos probar 5 ó 10 diámetros para el mismo pozo; se tendrá que recalcular todo el sistema el mismo número de cambios posibles.

Pero ahora estamos interesados en observar que pasa si al mismo pozo le variamos el diámetro del estrangulador.

Supongamos que deseamos probar 4 diámetros de estrangulador. Si todo lo ponemos junto, entonces son digamos 5 posibles diámetros de tubería con 4 diámetros de estrangulador, quiere decir que requerimos calcular todo el sistema $5 \times 4 = 20$ veces. Pero además se requiere probar con 3 cambios de diámetro de tubería de recolección y 5 presiones a la entrada del separador.

Esto obliga a calcular todo el sistema $5 \times 4 \times 3 \times 5 = 300$ veces. Supongamos que el campo en explotación tendrá 30 pozos. Ya se tiene un problema de 9000 posibles estados (para un tiempo fijo), si esto lo calculamos cada año para 20 años, el problema es de 180,000 estados distintos.

Algo un poco más real como un campo costa afuera, con 250 pozos en operación, conectados todos a un mismo suministrador de gas de bombeo neumático, con limitaciones y restricciones físicas de suministro, llevará el problema a dimensiones superiores a 1,000,000 de cálculos del sistema de producción completo. El tiempo de cada uno de los Análisis Nodales es del orden de horas, sólo si ya se tienen muy bien modelados cada uno de los dispositivos que componen el sistema. Entonces, calcular todas las posibles opciones a un tiempo fijo requeriría miles de horas de cálculo.

Es evidente que se tiene que buscar una mejor forma de encontrar soluciones factibles, sin necesidad de calcular todos los casos posibles. Es aquí en donde aparecen las técnicas de localización de máximos y mínimos en funciones matemáticas. A estos procedimientos se les conoce como técnicas de optimización.

Predicción de Gradientes de Presión.

Los métodos usados para predecir gradientes de presión en tuberías, pueden ser clasificados como correlaciones empíricas y modelos mecanísticos.

Modelos Empíricos.

Brill y Mukherjee, proponen clasificar los modelos empíricos en tres categorías.

Categoría "A." Los que no consideran resbalamiento ni patrones de flujo.

Categoría "B." Los que consideran resbalamiento pero no considera patrones de flujo.

Categoría "C." Los que consideran tanto resbalamiento como patrones de flujo.

Métodos Mecanísticos.

A diferencia de las correlaciones de flujo multifásico, los modelos mecanísticos no surgen de datos experimentales, sino que estos se desarrollaron a partir de leyes fundamentales de la física. Básicamente, consideran equilibrio mecánico, de momento y energético. Los datos experimentales sólo se ocupan para corroborar su comportamiento. Por lo tanto, el rango de aplicabilidad de los modelos mecanísticos es mayor que el de las correlaciones empíricas.

De varios modelos mecanísticos, sólo tres predicen las caídas de presión en todo el rango de patrones de flujo: Ansari y colaboradores (Ref. 60), Hasan y Kabir (Ref. 61), y Gómez y Shoham (Ref. 62).

Estrangulador.

Este es el dispositivo más difícil de modelar y de utilizarlo para optimización debido a su carácter binario y discontinuo: Crítico-Subcrítico. En el análisis nodal, se evita considerar el estrangulador operando en cambio de estado. Cuando se utiliza un modelo, éste es el de flujo crítico.

El modelo de Sachdeva y colaboradores (Ref. 64), calcula ambos estados de flujo, bajo la suposición de no transferencia de masa. Carroll (Ref. 65) decidió no usar el modelo en la optimización debido a un excesivo consumo de tiempo de cómputo.

Red superficial.

Se modela con la integración de secciones de tuberías horizontales en flujo multifásico, asegurando en las uniones el balance másico, de momento, energético y de igual presión. Es un proceso matemáticamente complejo.

Separador.

Se modela por medio de procesos flash, con uno a varios separadores. Se utiliza una ecuación de estado estándar, como la de Soave-Redlich-Kwong.

Optimización.

Debido a que la derivada permite conocer si una función crece o decrece, entonces la técnica de optimización se basa en el empleo de derivadas. Se le conoce como técnica de Newton.

Palk (Ref. 65) presenta una serie de resultados de comportamiento de los métodos de optimización de Newton, método Politope, que no utiliza derivadas.

A diferencia de los métodos de optimización de Newton, el algoritmo Politope no requiere información de gradientes (derivadas). Este método se desarrolló para funcionar con superficies rugosas. Es una forma de optimización heurística, esto es, una solución de sentido común. El funcionamiento es muy simple, se obtiene el centroide de n puntos, y se traza una línea entre éste y el peor punto. Se obtiene un nuevo punto ($n+1$) reflejando el peor punto en el centroide, del lado opuesto, en la línea. Se deja el peor punto y se inicia el proceso de nuevo hasta que ya no haya mejoría. Entonces se ha llegado al punto óptimo.

Instrumentación, control y automatización para BNC.

Para lograr la operación optimizada de un pozo con BNC, es necesario conocer oportunamente las fracciones monofásicas de la producción de hidrocarburos en el pozo, posteriormente, con el modelo del yacimiento-fluido-pozo y la producción en fracciones, se calcula el punto óptimo de operación, entonces se procede a ajustar la apertura de la válvula de inyección de gas de BNC.

Hay un inconveniente; no hay medición multifásica continua por pozo. Lo que se hace es distribuir la producción total, considerando los porcentajes de producción según los últimos aforos; de ahí se asigna el volumen de gas de BNC. Esto constituye un gran problema, ya que se quiere optimizar algo que no se mide directamente. Actualmente, la optimización instrumentada sólo alcanza a telecontrolar el grado de apertura de las válvulas de inyección de gas de BNC. Esta optimización es "lo mejor que se puede hacer con lo que se tiene". El método descrito es aplicable si los pozos tienen un comportamiento del flujo estable.

Por supuesto, si alguno de los pozos cambia su gasto por causas desconocidas (daño a la formación, depositaciones, conificaciones, etc), la "optimización" puede ser económicamente contraproducente.

Los equipos de medición multifásica son muy costosos, presentan múltiples problemas operativos y no mantienen su resolución a lo largo de todo el rango de fracción de vacío.

Afortunadamente hay maneras económicas de acercarse a la medición de flujos bifásicos. Se han realizado muchos estudios utilizando un elemento primario de medición de presión diferencial: placa de orificio o estrangulador. La realidad es que los resultados demuestran que se pueden obtener mediciones de mejor calidad que las obtenidas con los mejores medidores multifásicos actuales.

Es momento de regresar a lo básico y experimentar con equipos realmente económicos que permitan monitorear, y ser la base para la administración eficaz del yacimiento y para el control de sistemas artificiales de producción, como BNC. Por ejemplo: instalar equipos de bajo costo para medir presión y temperatura corriente arriba y abajo del estrangulador; con esa información y las propiedades de los fluidos se podrán calcular los volúmenes bifásicos producidos por el pozo. Por supuesto, se deberá calibrar periódicamente el sistema con respecto al separador de prueba.

Es impresionante el tiempo que se aplica en recolectar, llenar formatos electrónicos y depurar información para procesarla con propósitos de simulación y diseño de instalaciones de BNC. Además, es común la confusión entre información, simulación, diseño, programa de cómputo

y objetivo del proceso. Este fenómeno probablemente se deba a que cada programa de cómputo solicita información en distintos formatos, unidades y filosofías de integración de datos. Finalmente, comparar resultados de distintos programas de cómputo, llega a ser una tarea ardua, confusa y lenta.

Una propuesta de solución a esta problemática se puede plantear a través del uso intensivo de la nueva tecnología informática. El uso de paquetes instalados en un servidor que opere para todos los usuarios de los sistemas de una misma compañía, con la ventaja de la actualización centralizada y la homogeneización de procesos de análisis.

Con respecto a los datos, se propone usar el lenguaje de marcación extendido XML, con nombres de variables físicas petroleras estándar propuesto por la SPE, y con dimensiones físicas acordes al SIU. Se propone desarrollar el lenguaje SPEML, con un archivo de Definiciones de Tipo de Documento DTD. Las ventajas inmediatas serán que las próximas adecuaciones de los softwares comerciales leerán la información necesaria a través del archivo SPEML. Así, sólo se tendrá que llenar o actualizar la información una vez. Otra ventaja es que SPEML interactuará en la Web (o en una intranet), llamando y actualizando, de manera automática, cada uno de los datos que lo componen.

Mejores prácticas.

Los sistemas abiertos TCP/IP para interfases entre instrumentos de medición y control con computadoras, marcan la pauta para asegurar la comunicación eficaz en los sistemas SCADA y de automatización.

La adopción de sistemas operativos robustos y abiertos como Linux, permitiría el desarrollo y aplicación de software acorde a las necesidades de comunicación, versatilidad, potencia y seguridad que se requiere.

4.3.2. NUEVA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL MOMENTO OPORTUNO DE IMPLANTACIÓN DEL BNC.

La predicción del ocaso del flujo natural permite establecer cuando es indispensable adicionar energía para elevar los fluidos a la superficie, por lo tanto, resulta conveniente anticipar la instalación de un sistema artificial de producción, sabiendo con antelación cuándo es el momento más oportuno de implantarlo.

La metodología técnico-económica propuesta permite establecer con tiempo anticipado a la terminación de flujo natural, el momento para el cual resulta conveniente iniciar la aplicación del bombeo neumático continuo.

El objetivo es establecer un procedimiento que permita determinar el momento económicamente rentable para aplicar el BNC en función de la declinación de la presión del yacimiento.

La justificación de cualquier proyecto de inversión se basa en la determinación de índices económicos que resulten atractivos. Los principales índices son: costo de barril de aceite producido, valor presente neto, tasa interna de retorno, relación beneficio-costos, y periodo de recuperación.

Para aplicar el procedimiento es necesario contar con información confiable de los costos de producción y operación del BNC, así como una definición confiable del comportamiento de flujo, incluyendo: tubería de producción, línea de descarga, separador, compresoras y la red utilizada para la inyección de gas.

Análisis técnico.

Se debe realizar un análisis del comportamiento del sistema de producción, calculando el costo de barril de aceite producido por el BNC, en función de la presión estática del yacimiento, la relación gas-total líquido (RGTL) empleado o el gasto de gas inyectado.

Metodología de Cálculo.

La metodología de cálculo consiste en los siguientes pasos:

1. De la historia de producción del pozo y estudios de predicción de comportamiento del yacimiento, se determina la declinación de la presión estática con relación al tiempo (Fig. 4.24).
2. Mediante un análisis económico, se calcula el costo máximo necesario para producir en forma económicamente favorable un barril de aceite.
3. Con el empleo de algún simulador que contenga tal herramienta, se realiza la predicción y el análisis del sistema de producción los datos y los costos de operación y producción del BNC.

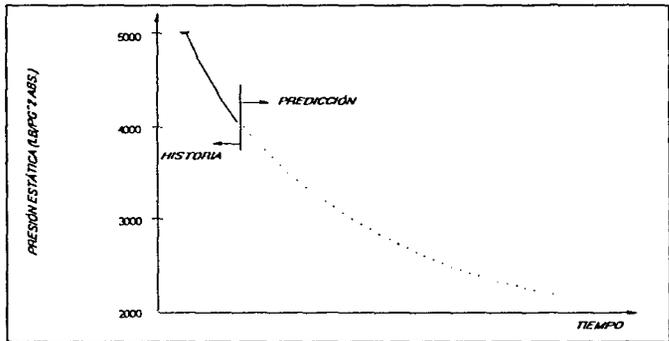


FIG. 4.24. VARIACIÓN DE LA PRESIÓN CON EL TIEMPO.

4. Se supone una presión estática del yacimiento, la cual puede ser la promedio actual.
5. Con la presión estática considerada, se calcula el gasto máximo de producción del pozo por flujo natural, utilizando el modelo de flujo del yacimiento al pozo (IP/IPR) adecuado.
6. Se obtienen los gastos de producción del pozo al utilizar el BNC de acuerdo a la presión estática del yacimiento, comportamiento del flujo y RGTL's y gastos de gas de inyección considerados.
7. Para cada RGTL, se determina el costo de producción de un barril de aceite producido al utilizar el BNC.
8. Se resta al costo de producción por bombeo neumático el valor del costo de producción que se determinó en el paso 2. Si la diferencia es positiva el BNC no es rentable, por lo tanto, se supone una presión estática menor y se repiten los cálculos a partir del paso 5. Este procedimiento se repite hasta encontrar la presión estática que proporcione un costo de producción rentable.
9. La presión estática obtenida (a partir de la cual es rentable el empleo del BNC) se relaciona con la curva de comportamiento de declinación de la presión estática de la formación con el tiempo (Fig. 4.24), para así determinar cuando es conveniente iniciar la aplicación del BNC.

En la Fig. 4.25 se muestra el diagrama de flujo del procedimiento anteriormente descrito.

Resultados.

Al disminuir la presión estática se reducen los requerimientos de potencia de compresión y por lo tanto, los costos de producción de aceite producido por bombeo neumático, lo cual representa un efecto directo en el costo global del proceso, haciéndolo cada vez más rentable conforme declina la presión del yacimiento.

Ventajas.

1. Resulta práctico el empleo de esta metodología técnico-económica, ya que se encuentra en función de la declinación de la presión del yacimiento.
2. Se reduce el volumen de gas inyectado, la potencia de compresión y el costo requerido para producir un barril de aceite conforme se reduce la presión estática.

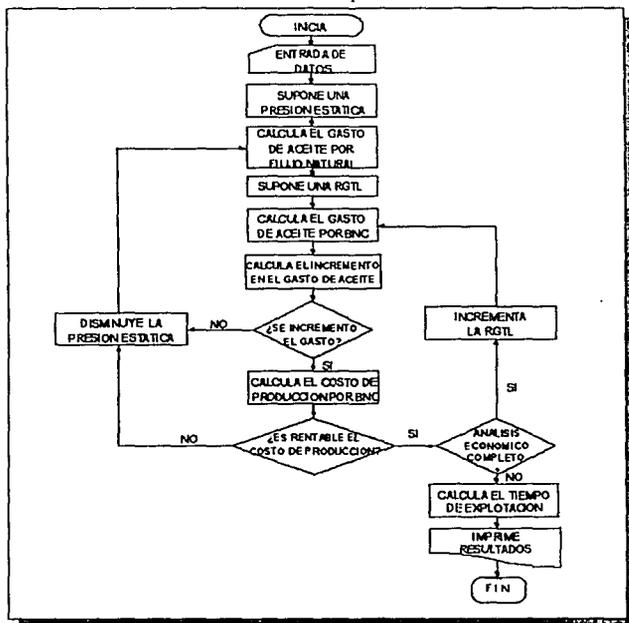


FIG. 4.25. DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.

3. Al realizar el análisis del comportamiento del costo de producción adicional de aceite con respecto a la presión estática del yacimiento para una RGTL determinada, se puede establecer la presión del yacimiento para la cual resulta rentable que opere el BNC, y como consecuencia, del análisis del comportamiento de la presión estática con el tiempo, se podrá determinar el momento al cual deba comenzar su operación, pudiendo planear con suficiente anticipación la adquisición e instalación de la infraestructura y equipos necesarios.
4. Se puede generalizar la aplicación para pozos con otro tipo de sistema de bombeo artificial.

4.3.3. MEJORAS METODOLÓGICAS PARA ALCANZAR LA ESTABILIDAD.

La estabilidad en el flujo de un pozo contribuye significativamente al funcionamiento más seguro del mismo, incrementando la eficiencia de la operación del Bombeo Neumático, evitando daños en el equipo y riesgos operativos y en el personal. La optimización de las válvulas de Bombeo Neumático es un método bien conocido para estabilizar el flujo en los pozos. Sin embargo tiene sus limitaciones, incluso al usar la nueva válvula con tobera Venturi (NOVA-Valv o TURBO). La experiencia obtenida a través de muchos años con una gran variedad de pozos, muestra que la estabilidad del flujo incrementa significativamente la eficiencia del BN. Experiencias posteriores han demostrado que los procedimientos para estabilización de los pozos han resultado eficaces y convenientes para cualquier pozo. Si se combinan simultánea, continua y rápidamente los procedimientos conocidos, apoyados por simuladores adecuados a los campos en explotación, se lograrán hacer más eficientes las acciones correctivas que nos permitan contar con un flujo estable.

Como resultado, se ha hecho mucha investigación teórica sobre la estabilidad en pozos con BN. Sin embargo, los resultados y recomendaciones son difíciles de aplicar porque frecuentemente inducen a un funcionamiento con alto riesgo y/o costo para arreglar el problema. Por ejemplo, la Fig. 4.26 muestra el fenómeno de oleaje que siguió a la fase de arranque de un pozo. Un análisis simple relaciona al "oleaje" con un gasto de gas inestable hacia la tubería de producción. Un análisis más a fondo podría concluir que el equipo fuera de los parámetros de diseño sea la razón posible de la inestabilidad. Sin embargo, tal recomendación no se aplica a menudo, debido al costo que acarrea la modificación de secciones importantes del equipo.

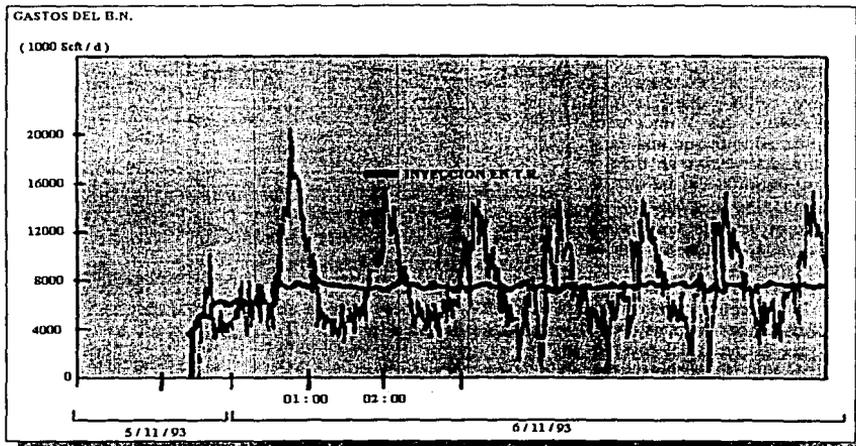


FIG. 4.26. FENÓMENO DE OLAJE TÍPICO DE UN POZO POR ELEVACIÓN DE GAS MOSTRADO TANTO EN T.R. Y T.P. GRÁFICANDO EL RITMO DE GAS VS. TIEMPO.

La investigación pragmática realizada por el personal de campo, para resolver o superar temporal y rápidamente las inestabilidades, se basa en realizar incrementos en el gasto de gas de inyección o en el estrangulamiento del flujo de aceite. Sin embargo, no son aceptables completamente, debido al costo del gas y su disponibilidad limitada, o debido al incremento en la

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

contrapresión en el fondo del pozo. En la mayoría de los casos, se incurre en una excesiva inyección de gas o en gastos de aceite no maximizados.

Por lo tanto, para dar solución a la problemática surgida a partir de la inestabilidad del pozo, se combinan análisis expertos con las observaciones de campo, para modular los ajustes tal como lo requiere cada caso en particular. Se hace énfasis en el análisis del fenómeno transitorio, y se elaboran secuencias de ajuste para hacer frente a situaciones tales como gastos muy bajos de gas de inyección y equipo fuera de diseño, bajo cualquier condición difícil.

Progreso en el trabajo teórico sobre la estabilización del pozo.

Durante mucho tiempo, se ha intentado reproducir la obtención de la estabilidad a través de modelos matemáticos. Trabajo más recientes incluyen ecuaciones derivadas ampliadas. Estos alcances intentan definir algunos criterios para delimitar la estabilidad, sin embargo, las últimas investigaciones (Ref. 66) están enfocadas a la simulación transitoria del sistema completo del pozo. Tal alcance clarifica el fenómeno transitorio especialmente durante la fase de arranque y descarga. Con ello, fenómenos tales como el "cabecco" en la TR mostrado en la Fig. 4.26 se pueden simular fácilmente.

Estabilidad y evolución de la distribución del gas de inyección.

La optimización de la distribución del gas para BN también se ha estudiado teóricamente durante mucho tiempo. Desgraciadamente, a menudo se observan diferencias entre las pruebas del pozo y la teoría. La investigación que se ha realizado en los últimos años permite admitir que una parte de las diferencias se debe a las inestabilidades, así que, la optimización del BN no es más que asignar únicamente la cuota adecuada de gas de inyección.

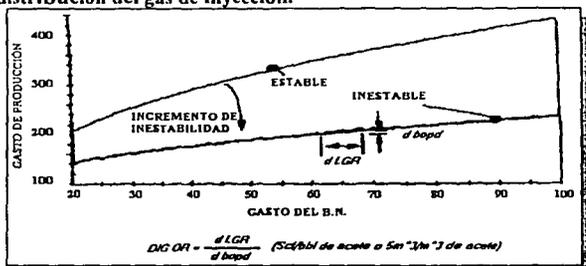


FIG. 4.27. EFECTO TÍPICO DEL RGL Y LA ESTABILIDAD.

Una representación común de la curva de comportamiento del pozo con respecto al gasto de gas de inyección se muestra en la Fig. 4.27. Se observa que la curva depende en gran medida de la estabilidad del pozo, es decir, la estabilidad del flujo tiene un efecto más marcado en la eficacia del BN que el efecto del gasto de gas que se inyecte. En otras palabras, la estabilidad podría aumentar el volumen de aceite producido más que la optimización del BN. El costo marginal de aceite expresado como RDGIA (Relación Diferencial Gas Inyectado / Aceite) (DIGOR siglas en inglés) se reduce obvia y significativamente cuando el pozo es estable. Como resultado, se debe considerar el tratar las inestabilidades y la distribución de gas de forma simultánea, esto se favorece ya que la optimización del BN toma en cuenta tanto la eficiencia de cada pozo como la eficiencia global del campo.

Arranque del pozo con sistema de BN.

Generalmente se presta especial atención a la primera secuencia de descarga, sin embargo, cualquier reinicio constituye una fase crítica, debido al consumo de energía inicial. Esto también se ve reflejado en la cantidad de gas inicial para llevar a cabo la descarga adecuada de la tubería de producción. Por lo tanto, dicho requerimiento inicial de gas de inyección es significativamente más alto que el gasto que se requiere después (Fig. 4.28). Como resultado, se debe definir un gasto inicial de gas de inyección. Esto puede esquematizarse claramente con una analogía hecha respecto a un motor eléctrico, ya que tiene corrientes de encendido o arranque y de operación normal.

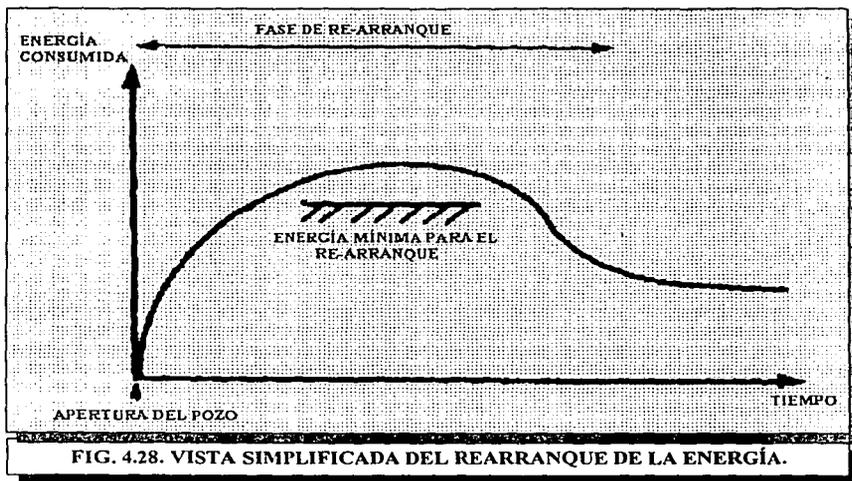


FIG. 4.28. VISTA SIMPLIFICADA DEL REARRANQUE DE LA ENERGÍA.

Descripción y aplicación de procedimientos.

Uso de estrangulador en la línea de inyección de gas.

Aunque resulta contradictorio a los requerimientos iniciales de gas de inyección, se emplea comúnmente un estrangulador de gas fijo o manualmente ajustable, provocando que la inyección de gas hacia la TP disminuya durante la fase de arranque, mientras que aumenta la Presión de TR en la cabeza de pozo.

Otro método más reciente, radica en operar los pozos con BN a un gasto de gas de inyección constante. Sin embargo, este método podría no convenir al gasto inicial de gas.

Como resultado, el gasto inicial de gas es regulado en forma secuencial de acuerdo a los requerimientos del pozo en particular, además de la posible optimización de la distribución del gas a todo el campo.

Uso de estrangulador en la línea de aceite.

El oleaje producido durante el arranque podría ser muy fuerte en pozos con BN. Por lo tanto, es una práctica común abrir el pozo lentamente, de igual forma, el estrangulamiento de la línea de producción en la cabeza del pozo resulta eficaz para cesar el oleaje. Como resultado, estrangulador pozos con BN es útil bajo ciertas situaciones.

Por el contrario, mantener un pozo con BN continuamente estrangulado provoca una contrapresión notable y, por consiguiente, una pérdida de eficiencia. Por lo tanto, el flujo de aceite tiene que permanecer completamente abierto, excepto cuando sea requerido restringir el pozo.

Así, el nuevo procedimiento de operación de un pozo con BN, se basa en un ajuste simultáneo de los estranguladores de aceite y gas. Estas "modulaciones" se llevan a cabo según las secuencias.

Arranque "con empacamiento".

Esta secuencia regula cuidadosamente el ajuste del estrangulador de flujo de aceite, comenzando la inyección de gas hacia la TR mientras se mantiene el estrangulador de flujo de

aceite, cerrado. El gas se "empaca" en el espacio anular, entonces se reabre lentamente el estrangulador de flujo de aceite, paso a paso.

Optimización del equipo de fondo del pozo y del equipo fuera de diseño.

La optimización incluye redimensionar: el diámetro de la TP, profundidad de los mandriles, características de las válvulas de descarga y tamaño de la válvula operante.

Frecuentemente, la principal característica que se modifica es el tamaño del orificio de la válvula operante, por otro más pequeño. Sin embargo, esto tiene sus limitaciones, ya que, de requerirse un orificio más pequeño de 8/64" se corre un alto riesgo de taponamiento.

Aunque a veces, debido a que la flexibilidad en la operación de estos equipos requiere de diferentes tamaños de orificio para poder mantener un flujo estable, en respuesta se desarrolló un nuevo tipo de válvula para BN con tobera Venturi, descrita en la primera sección de este capítulo. La cual resulta apropiada para cualquier mandril estándar. Como ejemplo, se ha empleado este tipo de válvula en pozos con conificación de gas, con un gasto de gas inicial realmente alto durante la fase de arranque, el cual se reduce posteriormente cuando se alcanza la conificación del gas. Comparada con una válvula de orificio cuadrado, la válvula con tobera Venturi ha permitido inyectar un gasto mayor de gas durante la fase de arranque y un gasto menor para mantener el flujo continuo, acelerando el proceso de arranque y disminuyendo la cuota de gas a los pozos con este sistema.

Otra limitante proviene del hecho que las reparaciones en un pozo tienen costos disuasivos para ser tomados en cuenta con el único objetivo de facilitar el modo de producción estable. Incluso cuando la optimización del equipo determina el cambio de una válvula, esto induce una operación costosa y un riesgo asociado.

Por consiguiente, la mejor forma de usar un equipo fuera de diseño es conseguir estabilizar el pozo con una secuencia apropiada, para operarlo posteriormente con un gasto bajo de gas y sin contrapresión.

Automatización de controles integrados para pozos y plataformas.

Debido a que la nueva operación de equipos con BN está basada en secuencias que varían en función del tiempo, el pozo y otros parámetros, no es posible lograr hacerlo todo manualmente y de forma apropiada. Por consiguiente, se requieren desarrollar secuencias automatizadas, implantando "lógica experta" dentro de los controladores lógicos, además de fijar un conjunto de puntos para adecuar las características y objetivos del pozo. Lo anterior permitirá poner en operación todos los pozos de una plataforma realizando una sola orden de supervisión.

Para lograr que los procedimientos anteriores surtan el efecto requerido y en forma adecuada, hay que enfatizar que es vital el entrenamiento del personal encargado de la operación y supervisión de los pozos, para ello es necesario recurrir a simuladores de entrenamiento que permitan la capacitación adecuada del personal de campo, ampliando su conocimiento acerca de la secuencia de los procedimientos.

Mejoras perceptibles con la aplicación de los procedimientos para alcanzar la estabilidad del flujo.

Al emplearse la válvula Turbo en pozos con conificación de gas se permite la inyección de un gran volumen de gas durante las operaciones de arranque del pozo logrando reducirlo a un volumen adecuado una vez que comienza la liberación de gas, logrando mantener la estabilidad en el flujo de aceite producido.

También se ha observado que la secuencia de arranque de un pozo es esencial para asegurar un flujo estable, lo cual se ha logrado en muchos casos con un arranque empacado y monitoreo posterior que permite identificar cualquier comportamiento extraño por parte del sistema y aplicar procedimientos correctivos, los cuales se realizan de forma coordinada y eficiente con controles automatizados, mostrando una alta confiabilidad y autonomía.

Al lograr que permanezca un flujo estable, llevando a cabo los procedimientos mencionados, se alcanzan marcados incrementos en el gasto de aceite producido y una reducción también drástica en el gasto de gas de inyección, llegando a ser de más del 20% en cada uno de ellos.

Algunas otras observaciones.

La inestabilidad provoca que la producción dependa del gasto de gas de inyección y de la estabilidad del flujo, lo cual se puede corregir optimizando el equipo fuera de diseño o las secuencias de operación.

Una muestra de ello se ve reflejada al no obtener un gasto de producción diario constante para un gasto de gas de inyección constante. Como es posible observar en la Fig. 4.29, tiene un gran peso la secuencia correcta de los procedimientos de operación, ya que para una misma relación de gas-aceite (RGA) se puede observar un comportamiento inestable en el flujo del pozo después de unas horas.

La duración de la estabilidad no se puede explicar por completo. Sin embargo, análisis de transitorios permiten clasificar a este fenómeno como un tipo de *histéresis* que depende de las características particulares del pozo y equipo (Fig. 4.29).

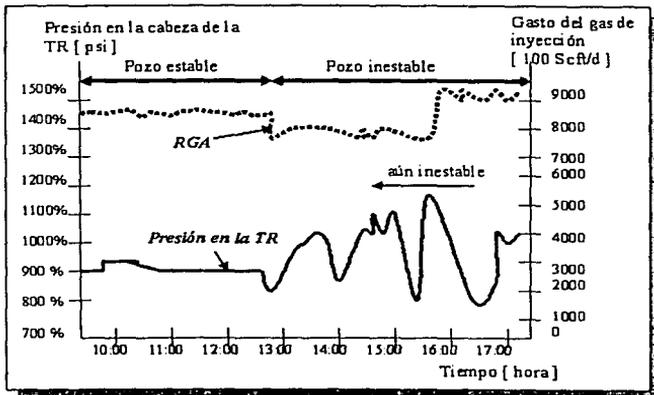


FIG. 4.29. EJEMPLO DE LA HISTERESIS Y DURACIÓN DE LA ESTABILIDAD EN UN POZO..

Finalmente, a este respecto, se verifica que la estabilidad del flujo en los pozos con BN incrementa la eficiencia de trabajo del gas de inyección, tal como lo muestra la Fig. 4.30, donde se observa que el aumento en la frecuencia del oleaje incrementa la eficiencia del gas de inyección al convertirlo en un flujo más dinámico.

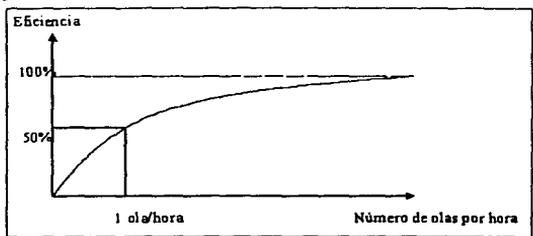


FIG. 4.30. ESTABILIDAD Y EFICIENCIA DEL GAS.

4.3.4. OPTIMIZACIÓN DEL ABASTECIMIENTO DE GAS EN CAMPOS CON BOMBEO NEUMÁTICO.

Uno de los aspectos clave para el problema del BN es la interacción entre los pozos y la unión a la red de distribución. La contrapresión debida al gas adicional en la línea de flujo afecta de forma adversa a la producción de todos los otros pozos conectados, tanto si son pozos con BN o naturalmente fluyentes. Así, el gasto óptimo de inyección para el BN es determinado mediante métodos existentes que son invariablemente optimistas.

Otra complicación surge por las limitaciones asociadas con los compresores disponibles. Generalmente, estas instalaciones son diseñadas para manejar los requerimientos básicos cuando se implanta por vez primera el BN. Como en los campos depresionados los requerimientos del BN se incrementan, inevitablemente, el operador siempre se encuentra con el siguiente problema: ¿Cómo distribuir el gas de inyección disponible limitado para maximizar la producción del campo en conjunto?

Otros factores que influyen en la economía de la estrategia completa de un campo con BN incluye el comportamiento del depresionamiento del yacimiento, los efectos de variación de la entrada de agua, el impacto del capital y los costos de operación, y las características detalladas del comportamiento de las unidades de compresión.

Análisis del pozo.

La Fig. 4.31 muestra una gráfica del comportamiento del BN, de un pozo que se tomó como ejemplo de análisis, basada en datos generados con un modelo de simulación, tomando en cuenta: la afluencia del yacimiento hacia la formación productora (usando un modelo sencillo de índice de productividad), el flujo multifásico en el pozo y la línea superficial. El gasto óptimo de gas determinado fue de 2.63 MMpcpd, con un gasto máximo de 6639 BPD. El gasto correspondiente sin inyección de gas (flujo natural) fue de 3681 BPD. Estos datos claramente sugieren que este pozo es un candidato para el sistema de BN.

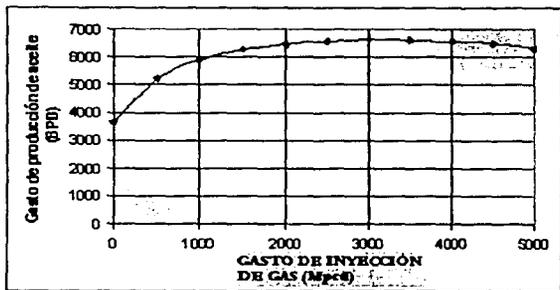


FIG. 4.31. GASTO DE INYECCIÓN DEL GAS VS. GASTO DE PRODUCCIÓN PARA UN SOLO POZO.

El desempeño del BN está basado en la mejora del balance entre la flotación en la TP y el incremento en la contrapresión de la corriente multifásica. El punto óptimo, definido como el gasto de inyección al cual el gasto de aceite es máximo, es sensible a cambios en la geometría del pozo y características de operación.

Interacción entre dos pozos.

Cuando dos pozos comparten una línea de flujo común, algún cambio en el comportamiento de la producción de uno de los pozos se refleja casi simultáneamente en las características del otro. La interacción entre los pozos compartiendo una línea de flujo (o serie de líneas de flujo en una red recolectora) es más significativa cuando las pérdidas de presión por fricción en la sección o

secciones comunes son trascendentes comparadas a la caída de presión en conjunto entre la formación y la presión fijada en las instalaciones corriente abajo.

La interacción llega a ser más significativa cuando la meta del operador es maximizar la producción del campo. De otra manera, en pozos que son controlados por estranguladores en la cabeza del pozo (por ejemplo, cuando la maximización de la producción no es uno de los objetivos), la producción no es afectada por las condiciones corriente abajo cuando las condiciones multifásicas a través del estrangulador se acercan al flujo crítico. También cuando el flujo a través del estrangulador en la cabeza del pozo es subcrítico, la caída de presión a través de él es, comúnmente, lo suficientemente grande para minimizar el impacto de los efectos de corriente abajo de la línea de flujo.

Cuando dos pozos produciendo con BN comparten una línea de flujo en común, el gas adicional inyectado en cada una de las sartas crea un incremento en la contrapresión. Esto causa que la producción de ambos pozos sea significativamente más baja que lo predicho por los métodos de análisis. Más importante aún, los gastos óptimos de inyección predichos no son válidos más. A causa de la contrapresión incrementada, el gasto óptimo de inyección

es más bajo que el predicho para cada pozo. Por lo tanto, el efecto de la interacción entre los pozos es doble: reduce la eficiencia de la operación de inyección y mueve el punto óptimo a un gasto de inyección más bajo (con referencia a la Fig. 4.32, reduce la curva y lo mueve más a la izquierda).

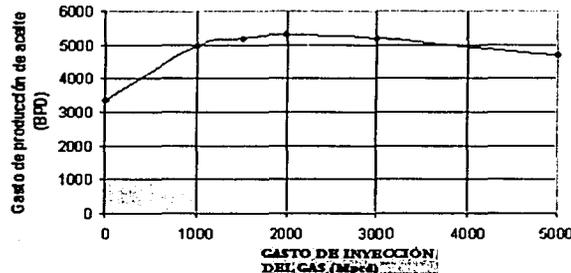


FIG. 4.32. GASTO DE INYECCIÓN DEL GAS VS. GASTO DE PRODUCCIÓN PARA CADA POZO EN LA CONFIGURACIÓN DE DOS POZOS.

Análisis de la red.

El efecto de la interacción puede ser extendido a una red completa de recolección. Se debe notar que, al analizar tales escenarios, involucrando la interacción hidráulica entre múltiples pozos y componentes (bombas, válvulas, compresores, reguladores, etc.) de la red de recolección multifásica, las herramientas de análisis de pozo comercialmente disponibles (por ejemplo, el análisis nodal o el software de análisis de sensibilidad) resultan inadecuadas, (el estudio de aproximación para el análisis de los dos pozos llega a ser extremadamente complicado cuando se trata con una red de recolección de multi-elementos). Entonces, se hace imperiosa la necesidad de una herramienta de análisis general de la red.

El modelo de red del campo ilustrado en esta sección (Fig. 4.33), está basado en un algoritmo generalizado de balance de presión de régimen estacionario aplicable a sistemas multifásicos de producción y recolección. Los principios subyacentes están basados en las leyes de Kirchoff para la corriente eléctrica y el voltaje, adaptados para el flujo con régimen estacionario en la tubería: el flujo de la red hacia dentro o fuera de cualquier nodo en la red es cero; y la presión diferencial entre cualesquiera dos puntos en la red es la misma, independientemente del curso seguido.

La primera conclusión del análisis de redes de recolección con pozos con BN puede ser ampliada de las primeras observaciones del sistema de dos pozos con una línea de flujo común. Las características de comportamiento del pozo individual no son válidas. El impacto de todos los otros pozos compartiendo líneas de flujo comunes e instalaciones en una red de recolección es aumentar la contrapresión en un pozo individual, de ese modo baja su producción así como el gasto óptimo del gas de inyección. Este efecto llega a ser más complicado conforme el tamaño de la red crece, aumentando el número de pozos que comparten cursos de flujo común.

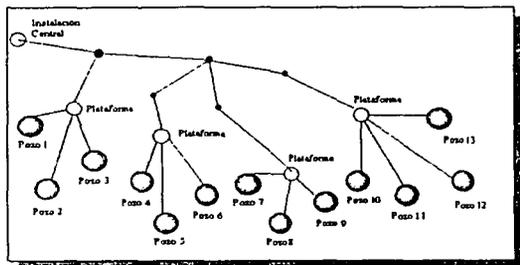


FIG. 4.33. CONFIGURACIÓN DE LA RED.

Para mejora de la estrategia de compresión en un campo de gas. La propuesta hace posible solucionar los problemas delimitados de optimización que caracterizan al bombeo neumático basado en una red de gas.

Para el problema de distribución de gas para BN, la función objetivo es el total de la producción hacia las instalaciones de separación y procesamiento. Cuando la red de inyección junto con la red de producción, y el costo de operación de las instalaciones de compresión es conocido, la función es la rentabilidad en conjunto (ingresos debidos a la producción incrementada menos el gasto asociado con la compresión y el reciclado del gas de inyección).

Las variables disponibles que pueden ser ajustadas para mejorar la producción (o rentabilidad) son los puntos de regulación del flujo para los diversos pozos en la red de inyección. Otras variables, dependiendo del nivel de detalle modelado, incluyen parámetros de operación de compresión tales como la velocidad.

La restricción primaria en las redes de gas para BN es la disponibilidad del gas de inyección. Conforme el yacimiento se depresiona y la presión cae, la necesidad de gas de inyección se incrementa. Aunado a esto, se incrementa el número de pozos con BN conforme aumenta el tiempo. Invariablemente, las instalaciones de compresión resultarán inadecuadas para cubrir los requisitos para una producción óptima. El problema llega a ser entonces de una distribución limitada. El algoritmo de optimización empleado distribuirá gas a los pozos para maximizar la producción en conjunto, tomando en cuenta, factores tales como la productividad del pozo, los diversos gastos de producción de agua, los efectos de interacción con pozos cercanos, etc.

Otra limitación que es considerada significativa en la aplicación del BN incluye los límites de operación del compresor (velocidad máxima, potencia, sobrecarga/evasión, límites del volumen libre para motores recíprocos, etc.), los contratos de producción límite, las instalaciones de manejo de agua (especialmente costa-fuera), y las presiones de operación permisibles.

Optimización.

La propuesta de optimización analizada, se basada en el software NETOPT, el cual combina análisis de red de flujo multifásico con régimen estacionario con una técnica de optimización multivariable no lineal llamada Programación Cuadrática Sucesiva (SQP). Esta aproximación ha sido empleada en otras aplicaciones en la producción de aceite y gas para dirigirlo a los problemas de optimización delimitados en la administración de redes de inyección de vapor, y para

4.3.5. DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN ÓPTIMA DEL GAS DE INYECCIÓN PARA UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO NEUMÁTICO.

La presión de inyección del gas tiene un efecto decisivo en la eficiencia y operación de un pozo con BNC. La selección de una presión de inyección del gas que sea muy alta puede provocar derroches económicos por los conceptos de compresión y el empleo de otros equipos, mientras que presiones muy bajas pueden causar operaciones ineficientes o presencia del fenómeno de inestabilidad en el sistema de producción, provocando con ello un fracaso en la producción de un pozo a su máximo potencial.

En la actualidad, las presiones de inyección de gas para bombeo neumático están aún gobernadas por las presiones de los sistemas de ventas de gas. Durante los últimos 50 años, se ha desarrollado una serie de equipos superficiales que permite inyectar el gas a mayores profundidades con la presión disponible.

Aún donde se han descubierto grandes campos, con presiones más altas, la fuente para el bombeo neumático ha sido casi siempre localizada corriente abajo de las instalaciones de procesamiento que conducen hacia los sistemas de venta de gas. La ineficiencia de tales sistemas de bombeo neumático a baja presión, en pozos más profundos, estuvo enmascarada durante los primeros años del bombeo neumático por el bajo valor del gas y el bajo costo de la compresión del mismo. Además, la baja demanda de aceite alentó gastos de producción bajos, que podían obtenerse con muy poca caída de presión en el pozo productor ($P_{ws}-P_{wf}$). Hace aproximadamente doce o quince años, esta situación cambió y, repentinamente, muchos sistemas de bombeo neumático resultaron inadecuados para producir los altos gastos que se requerían.

Forma en que la presión del gas de inyección afecta la eficiencia del bombeo neumático.

En un sistema de bombeo neumático continuo, el gas de inyección se usa para complementar al gas de la formación (Fig. 4.34), estas dos fuentes se combinan para reducir la

densidad total de la columna de fluido producido. Un gas con baja presión inyectado arriba en la columna de fluido, puede afectar la densidad del fluido solamente arriba del punto en el que es inyectado (Fig. 4.35). Por lo tanto, cuando se inyecta muy arriba de la formación, se requieren grandes volúmenes de gas para afectar la caída de presión en el yacimiento.

Un volumen de gas relativamente pequeño, inyectado cerca de la profundidad del yacimiento, puede tener un efecto decisivo en la densidad de la columna de fluido arriba de él, y por lo tanto, originar una caída de presión significativa en el yacimiento.

El concepto de curva de equilibrio representa la intercepción del gradiente del fluido de la formación con los diferentes gradientes de producción por bombeo neumático, para varios gastos, a un ritmo de inyección de gas dado. La curva demostró el efecto de las presiones de inyección en los

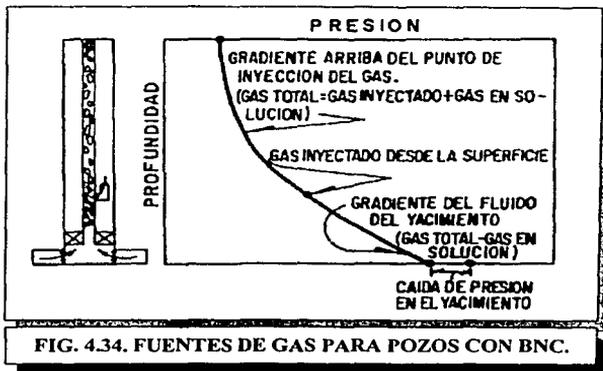


FIG. 4.34. FUENTES DE GAS PARA POZOS CON BNC.

gastos máximos de un pozo, y proporcionó un método manual para determinar la profundidad máxima de inyección del gas, para una presión dada de inyección.

Dicha gráfica resulta de mucha utilidad, para demostrar el efecto del punto de inyección del gas en un pozo específico y los beneficios que pueden suceder cuando el gas se inyecta cerca del fondo en la mayoría de los pozos. Así, los beneficios se pueden resumir de la siguiente manera:

1. mayor caída de presión en el yacimiento,
2. mayores ritmos de producción total de fluidos,
3. menos volumen de gas requerido, y
4. menos equipo subsuperficial.

Y una ventaja final, la cual se vislumbra al utilizar una presión de inyección del gas que permita una profundidad de inyección cercana a la máxima, posibilitará la descarga del pozo a mayor profundidad en comparación con presiones más bajas. Además, una presión de inyección mayor, proporcionará una diferencial de presión mayor entre la presión del gas inyectado y la presión en tubería de producción fluyente, permitiendo, por lo tanto, un espaciamiento mayor entre válvulas. Así se requerirán menos mandriles y válvulas, además de menores requerimientos de potencia en la compresión y mayores ahorros en las instalaciones.

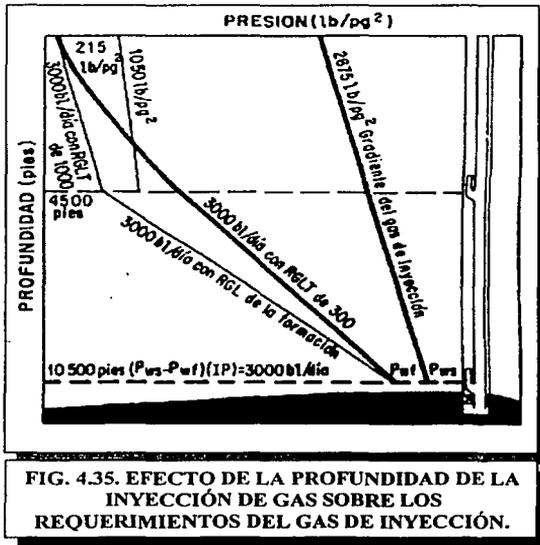


FIG. 4.35. EFECTO DE LA PROFUNDIDAD DE LA INYECCIÓN DE GAS SOBRE LOS REQUERIMIENTOS DEL GAS DE INYECCIÓN.

Determinación de la presión de una inyección del gas eficiente.

Para asegurar la presión de inyección del gas más eficiente en la cabeza del pozo, se deberán de cumplir varias condiciones:

1. Se debe inyectar el gas a la corriente de fluido, lo más cercano a la cima de la formación.

2. La presión de los fluidos producidos, a la profundidad del pozo, debe ser excedida con suficiente presión del gas de inyección, para así crear una presión diferencial (usualmente de 100 a 200 lb/pg²) suficiente para permitir el paso de la cantidad de gas requerida.

La presión del gas de inyección requerida será mayor en pozos con grandes profundidades, altas presiones y altas productividades.

La caída de presión requerida en el yacimiento se calcula de la siguiente forma:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{q}{J} \quad \dots \text{Ec. 48}$$

donde: q es el gasto de fluido y J es el índice de productividad total de fluido.

La presión de fondo fluyendo (Pwf) necesaria está dada por:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{J}$$

donde: Pwf es la presión de fondo fluyendo y Pws es la presión de fondo estática.

Factores que influyen en la elección de la presión del gas de inyección más rentable.

Punto de Burbujeo y Relación de Solubilidad Gas-Aceite del Aceite Producido.

Ambos parámetros determinan la cantidad de gas libre en la corriente de flujo a cualquier condición de presión y temperatura. En una columna vertical, estos son probablemente los factores de mayor importancia en la determinación de la densidad promedio del fluido total en una localización dada de la corriente de flujo. Expresado de otra manera, la cantidad de gas libre es generalmente el factor más importante en la determinación del gradiente de presión del fluido en movimiento.

En sistemas de aceite crudo saturado, se puede esperar que todo el gas inyectado permanezca en estado libre. En sistemas de crudo bajo-saturados, de bajo punto de ebullición, la inyección produce:

1. un aumento en la presión de burbujeo de la mezcla y, por lo tanto, una disminución en la profundidad a la cual el gas libre está presente; y
2. que parte del gas libre se disuelva en el aceite crudo.

En crudos con muy bajo punto de ebullición, la inyección de gas podría causar que una gran parte del gas adicional se vuelva a disolver en el aceite, resultando que exista muy poca o ninguna reducción en la presión frente al yacimiento a profundidades mayores de la de inyección.

Productividad del Pozo.

En pozos con alta productividad, frecuentemente se tendrá un abatimiento de presión muy pequeño en el yacimiento. Por lo tanto, se requiere gas a alta presión para su inyección en la corriente de flujo a cualquier profundidad significativa. Sin embargo, la posibilidad de inyectar el gas a la profundidad total generalmente proporciona la máxima eficiencia y economía, ya que requieren pequeñas cantidades de gas para reducir el gradiente de presión fluyente.

Porcentaje de Agua.

Los pozos que producen con altos porcentajes de agua, necesitarán mayores cantidades de gas para complementar la cantidad relativamente pequeña de gas que produce el pozo con el aceite de la formación. Mientras más profunda sea la inyección de este gas en la corriente de flujo, mayor será el abatimiento de presión en el yacimiento.

Especificación del equipo superficial de acuerdo a su capacidad de presión.

Este equipo esta disponible de acuerdo a las siguientes clasificaciones: Clase 600 del ANSI (1440 lb/pg²), Clase 900 del ANSI (2160 lb/pg²), y Clase 1500 del ANSI (3600 lb/pg²). Los costos serán proporcionalmente mayores cuando se seleccione equipo para una presión mayor. Generalmente se optará por presiones de diseño máximas del sistema de 1440 ó 2160 lb/pg² cuando las presiones de operación más eficientes estén cerca de estos límites.

Contrapresión en la Cabeza del Pozo.

El efecto negativo de las altas contrapresiones en la cabeza del pozo es grandemente amplificada cuando se usa una baja presión de inyección del gas, lo que requiere un espaciamento de válvulas más reducido, provocando una inyección de gas somera. El espaciamento reducido entre las válvulas se debe a la limitada diferencial de presión entre el gas inyectado y el fluido producido.

Características del Gas Inyectado.

Conviene detenerse a hacer un breve pero minucioso análisis para la determinación de las características del gas de inyección apropiado. Se debe determinar si un gas rico será más económico para su empleo en el sistema de BN, que un gas pobre que tenga una densidad relativa baja. La carga estática del gas más denso proporciona una mayor presión de inyección en el fondo del pozo que la del gas más ligero, para una presión de inyección en la superficie idéntica.

Desde un punto de vista económico, los requerimientos de compresión para cada caso también deben de considerarse. El gas más denso requiere de una presión en superficie más baja, pero requiere un volumen de inyección mayor, comparado con el gas más ligero.

Por lo tanto, volúmenes menores del gas más ligero y una presión de superficie mayor requerirán menos potencia de compresión por barril de fluido producido, comparado con el gas más pesado.

Otros factores, tales como el procesamiento del gas, también deberán ser considerados antes de la elección final de una fuente de gas.

Diseño del Aparejo del Pozo.

El diseño del aparejo del pozo, tal como el diámetro de la TP y de la línea de flujo horizontal, tendrá un efecto importante en la selección de la presión de inyección más rentable.

Tipo de Equipo para Bombeo Neumático.

Aunque rara vez se considera, la selección del equipo para bombeo neumático tendrá un efecto decisivo en los requerimientos de la presión de inyección del gas. La válvula para bombeo neumático con diámetro de 1 pg. necesita una presión de inyección más alta en el fondo del pozo para realizar el mismo efecto de bombeo que una válvula de 1 ½ pg. Esto se debe al área del fuelle reducida, y a la mayor relación resultante entre el área del orificio y el área del fuelle, la cual reduce la presión de operación efectiva de la válvula. Así, se observa que la válvula de 1 pg. provocará el uso de un volumen mayor de gas y el empleo de una mayor potencia de compresión que la válvula de 1 ½ pg. para bombear gastos equivalentes, debido a que necesitan estar menos espaciadas entre sí, y colocadas a menor profundidad en el pozo.

Cálculo del efecto de la presión de inyección del gas en las instalaciones de producción.

La selección y diseño del equipo de compresión y las instalaciones relacionadas con él deben considerarse cuidadosamente, debido a su alto costo inicial y cual representará además, la mayor parte del costo total del proyecto. En la mayoría de los casos, la presión del gas de inyección requerida en la cabeza del pozo determinará la presión de descarga del compresor. Las presiones del

gas de inyección muy altas aumentarán el requerimiento de la presión de descarga del compresor, lo que se traducirá en un aumento de la potencia del compresor requerida para un volumen dado de gas. Sin embargo, si el sistema de bombeo está propiamente diseñado, la reducción en los requerimientos del volumen del gas, debido a la eficiencia mejorada proporcionada por la mayor presión de inyección del gas, causará una reducción general en los requerimientos de potencia de compresión.

El sistema de distribución consiste de todas las líneas de inyección de gas y equipo auxiliar empleado para dirigir el gas descargado del compresor hacia los diversos pozos con BN. Los diámetros dependerán en su mayor parte, de los requerimientos de gas, de las distancias, y de la disponibilidad de la presión de inyección.

El costo de bombeo por barril de fluido producido será una función tanto de la presión de inyección de gas como de los requerimientos de volumen de gas.

La técnica de selección de la presión de inyección del gas sobre las bases de los máximos gastos de producción y de los mínimos costos de bombeo, hará referencia a dos elementos:

1. el volumen del gas de inyección como una función de la presión de inyección del gas y del gasto de producción, y
2. la potencia de compresión vs. el gasto producido.

Volumen de Gas.

Este puede determinarse mediante técnicas de predicción del comportamiento del pozo, resolviendo simultáneamente las ecuaciones de afluencia y flujo por TP del pozo. La afluencia del pozo, o flujo de fluido desde el radio de drenaje hacia el pozo, puede ser simulado ya sea considerando una caída de presión lineal (índice de productividad (IP)) ó por los métodos de la relación del comportamiento de afluencia (IPR). El flujo de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, se predice por correlaciones. Los gradientes de presión, elaborados con estas correlaciones, se pueden usar para preparar predicciones de flujo en el pozo para varias condiciones de producción. Así, se puede predecir el potencial productor de un pozo con flujo natural o con bombeo neumático, para una RGL total y una productividad dadas.

Comúnmente, los volúmenes de gas se determinan con la mayor aproximación posible, de tal forma que se pueda realizar la selección correcta de la compresora adecuada.

Para sistemas de compresoras centrífugas, se debe permitir un exceso de gas del 5 al 10%, para dar margen a cualquier variación.

Potencia de Compresión Requerida.

Es necesario determinar la cantidad de gas de inyección y la potencia al freno (PF) de compresión, requerida para obtener gastos de producción idénticos, utilizando diferentes presiones de inyección del gas, y una presión de succión común en la compresora, para poder obtener el valor más adecuado.

La potencia de compresión decrece mientras la presión de inyección aumenta, hasta que la presión de inyección permite la inyección cerca de la profundidad máxima.

4.3.5. SOLUCIÓN ECONÓMICA PARA LA PRODUCCIÓN DE ACEITE Y LA DISTRIBUCIÓN DE GAS EN BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO.

La distribución de gas, destinado a pozos productores que operan con BNC, afecta de forma sustancial la rentabilidad de un proyecto. Por lo tanto, una distribución ineficiente del gas en un campo con disponibilidad limitada del mismo, también reduce las utilidades. Para solucionar el problema de empleo excesivo de gas, se estableció una pendiente económica que relaciona la producción de líquido y el gasto de gas inyectado, con los costos y las utilidades obtenidas por dicha producción.

Cuando el precio del aceite en el mercado se incrementa, es lógico que los ingenieros opten por hacer producir al máximo los pozos productores a su cargo, incluyendo aquellos asistidos con bombeo neumático. Para optimizar el bombeo neumático continuo, se puso especial énfasis en el análisis de la inyección de gas, de tal forma que se alcanzara la máxima producción de aceite. Así, un procedimiento para determinar el punto económico óptimo de producción, para un pozo o un grupo de pozos, contribuiría a incrementar la eficiencia y la rentabilidad de un pozo o campo.

El comportamiento de un pozo con BNC se describe mediante una gráfica típica de requerimiento de gas (gasto de líquido, q_L , vs. gasto de gas de inyección q_g , Fig. 4.36). Cualquier punto de tangencia en la curva es único y describe una situación particular. Por ejemplo, al punto de tangencia que ocurre con pendiente de 0° indica el gasto de gas de inyección que proporcionará la producción máxima de aceite. Si esta pendiente coincide con la pendiente económica, evidentemente se ha determinado el punto económico óptimo, ya que sólo existe un máximo. Sin embargo, la pendiente económica comúnmente ocurre a una pendiente mayor de 0° , y así la localización del punto óptimo económico puede volverse problemática.

A continuación se presenta el método de pendiente económica el cual permite:

1. la formulación de una pendiente simple,
2. el uso de esta pendiente económica mediante un procedimiento simple para distribuir el gas, en el punto óptimo económico, y
3. la determinación de requerimiento total de gas para un campo.

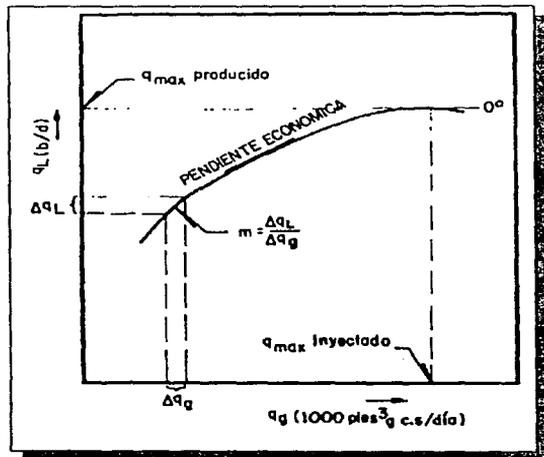


FIG. 4.36. GRÁFICA TÍPICA DE REQUERIMIENTO DE GAS PARA UN POZO CON BNC.

Formulación de la pendiente económica.

La relación entre la producción de líquido y la inyección de gas es el punto de partida de cualquier enfoque económico de un proyecto en el que intervenga el BN. Para obtener una pendiente económica, es necesario, por una parte, formular matemáticamente una función del gas inyectado y la producción de líquido y, por otra, una función de los costos y las utilidades. Se debe tener en cuenta que la producción debe estar en un punto en el que las utilidades obtenidas por el incremento en la recuperación de aceite, igualen o excedan el incremento en los costos, en los que se tiene que incurrir como resultado de la inyección adicional de gas, necesaria para obtener dicha producción adicional de aceite. Lo anterior se puede expresar de la siguiente forma:

$$\Delta Q_L f_o P \geq \Delta Q_g C_g \quad \dots \text{Ec. 49}$$

donde:

Q_L = Gasto total de líquido,

f_o = fracción de aceite producido,

P = Utilidad en \$/bl (calculada sin costos de compresión y otros gastos de bombeo neumático),

Q_g = Gasto de gas en 1000 pies³/día,

C_g = Costo de bombeo neumático \$/1000 pies³ a c.s.

Incluyendo una constante de proporcionalidad dentro de la desigualdad, para convertirla a una ecuación equitativa, se tiene:

$$\Delta Q_L f_o P = X \Delta Q_g C_g \quad \dots \text{Ec. 50}$$

Despejando a X:

$$X = \frac{\Delta Q_L f_o P}{\Delta Q_g C_g}, \quad \text{donde } X \geq 1. \quad \dots \text{Ec. 51}$$

Analizando la ecuación anterior, en cualquier punto donde $X > 1$, la operación no tendrá una economía óptima, a pesar de que sería rentable producir en cualquiera de esos puntos. Por otro lado, si $X < 1$, el incremento en el costo para el bombeo neumático excede al incremento en utilidades derivadas de la producción adicional. Sin embargo, cuando $X = 1$, el incremento en las utilidades es igual al incremento en los costos del bombeo neumático. Este es el límite económico.

Por lo tanto para el caso que nos interesa:

$$1 = \frac{\Delta Q_L f_o P}{\Delta Q_g C_g} \quad \dots \text{Ec. 52}$$

Reordenando:

$$\frac{\Delta Q_L}{\Delta Q_g} = \frac{C_g}{f_o P} \quad \dots \text{Ec. 53}$$

La pendiente para cada punto, en la curva de requerimiento de gas, está dada por:

$$m = \frac{\Delta Q_L}{\Delta Q_g} \quad \dots \text{Ec. 54}$$

Donde punto óptimo económico esta dado por la siguiente ecuación:

$$m = \frac{C_g}{f_o P} \quad \dots \text{Ec. 55}$$

Distribución de gas, dada una situación ilimitada de gas.

La distribución de gas, cuando no se tiene una limitación de éste, representa un grave problema, ya que se traduce en la inyección de una cantidad excesiva de gas. La optimización generalmente comprende la determinación de la cantidad de gas que se debe inyectar para obtener la producción máxima. Desafortunadamente, esta máxima producción se obtiene generalmente sin hacer consideraciones económicas.

Para resolver este problema, se presenta el método de pendiente económica, que predice el punto económico para la producción de un pozo, dada una curva de requerimiento de gas. A continuación, se muestran como ejemplo, una serie de gráficas que son representativas para la aplicación de este método.

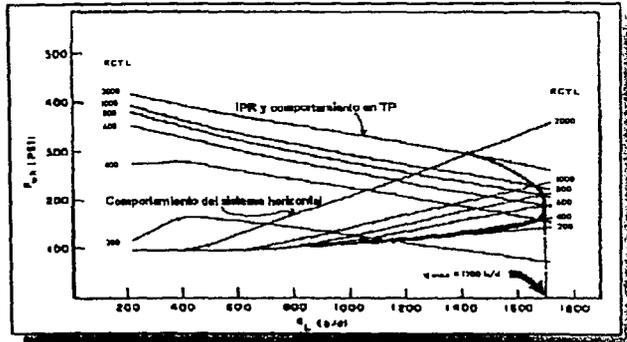


FIG. 4.37. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN (UN SOLO POZO).

PASO 1. Realizar el análisis del sistema en cada pozo, estableciendo el comportamiento del pozo bajo condiciones de bombeo neumático para diferentes relaciones gas-líquido (RGTL).

PASO 2. Establecer la relación gasto de líquido - gasto de gas con valores determinados por la intersección del comportamiento de flujo en la tubería vertical y el comportamiento en la tubería horizontal, para cada relación gas - líquido total (RGTL). El gasto de gas se calcula mediante:

$$Q_g = Q_l (F_{gl} - F_{gl}) \quad \dots \text{Ec. 56}$$

PASO 3. Establecer una curva de requerimiento de gas para cada pozo con valores obtenidos en el paso 2 (Fig. 4.38).

PASO 4. Dibujar pendientes de diferentes grados como tangentes a cada curva de requerimiento de gas (Fig. 4.38).

PASO 5. Obtener valores de gasto de gas de inyección y de gasto de líquido producido correspondientes a los puntos de tangencia para cada pendiente.

PASO 6. Establecer una relación pendiente/gasto para cada pozo (Pendiente vs. Gasto de líquido, Fig. 4.39, y Pendiente vs. Gasto de gas de inyección, Fig. 4.40), empleando los valores obtenidos en el Paso 5.

PASO 7. Establecer una relación pendiente/gasto para el campo, totalizando los gastos asociados con cada pendiente y graficando los valores (Gráfica Maestra, Fig. 4.41).

PASO 8. Para cada pozo calcular la pendiente económica utilizando las Ecs. 54 y 55.

Si se desea una pendiente económica promedio, se usa la fracción de agua promedio para determinar la fracción de aceite.

PASO 9. Para distribuir el volumen de gas a cada pozo, ajustar la pendiente económica individual de los pozos con su relación pendiente - gasto (Paso 6). Cuando se usa la pendiente económica promedio entrar a las graficas, obtenidas en el Paso 6, con la pendiente económica calculada.

PASO 10. Obtener el volumen de gas de inyección total para el campo, al punto económico óptimo, sumando todos los gastos de inyección de gas asociados con la pendiente económica calculada.

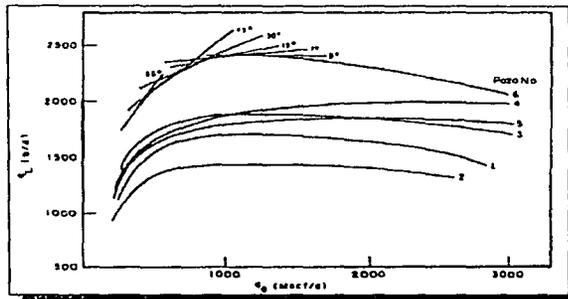


FIG. 4.38. GRÁFICA DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDO VS. GAS DE INYECCIÓN.

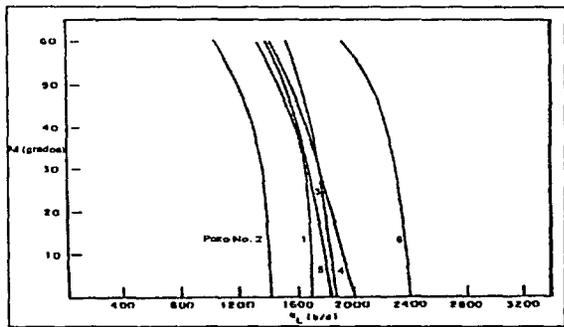


FIG. 4.39. GRÁFICA DE PENDIENTE VS. GASTO DE LÍQUIDO.

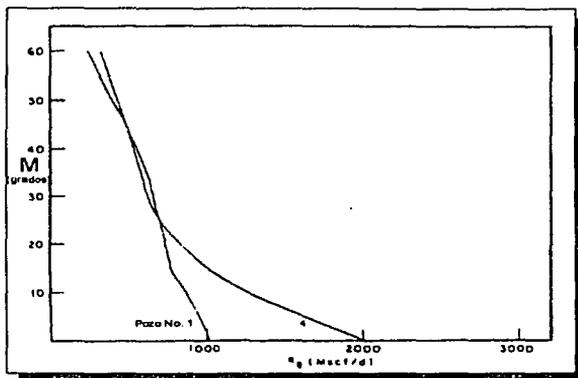


FIG. 4.40. GRÁFICA DE PENDIENTE VS. GASTO DE INYECCIÓN.

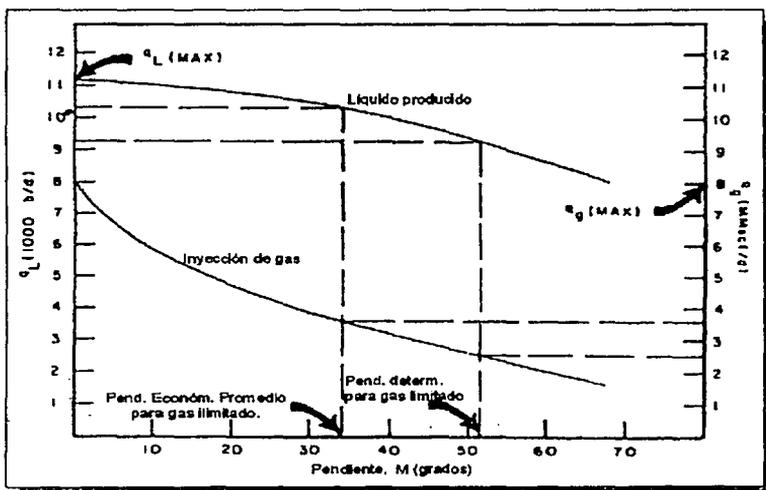


FIG. 4.41. GRÁFICA MAESTRA.

Distribución de gas en una situación limitada de gas.

En la realidad, es común tener una disponibilidad limitada de gas, por lo que es necesario establecer un método lógico para repartir el gas disponible bajo esta situación. Para ello, se presenta un enfoque directo para permitir la distribución del gas a los pozos, en un campo con disponibilidad limitada de gas.

PASO 1. Seguir los pasos del 1 al 8 para la situación ilimitada de gas.

PASO 2. Determinar el volumen de gas de inyección total al punto económico, ya sea entrando a la gráfica maestra (Fig. 4.41) con la pendiente económica promedio, o sumando el gas de inyección para cada pozo utilizando las pendientes económicas individuales.

PASO 3. Comparar el volumen de gas disponible con el valor obtenido en el paso 2. Si el volumen de gas disponible es el mismo o mayor que el del paso 2, distribuir el gas a los pozos como se indica en el paso 9 para el caso de disponibilidad ilimitada de gas. De lo contrario, continuar con el siguiente paso para situación limitada.

PASO 4. Con el volumen de gas disponible entrar a la gráfica maestra (Fig. 4.41) y determinar una pendiente.

PASO 5. Emplear la pendiente determinada en el paso anterior para distribuir gas a cada pozo mediante el uso de las gráficas de pendiente vs gastos (Figs. 4.39 y 4.40).

Por último, se debe señalar que si los cortes de agua o el índice de productividad cambian considerablemente, se tendrán que elaborar un nuevo conjunto de curvas que sea acorde con las nuevas condiciones.

4.3.7. OPTIMIZACIÓN DE PRUEBAS DE POZO CON EMPLEO DE TUBERÍA FLEXIBLE.

Últimamente ha comenzado a hacerse uso de tubería flexible (CT. Coiled Tubing) para múltiples propósitos en el área de producción. Entre los usos mencionados se cuentan: arranque de pozos, pruebas y mejora de la producción (en modalidades de Gas lift). En algunos de estos casos, lo anterior se logra inyectando nitrógeno a determinada profundidad vía tubería flexible (Fig. 4.42), aligerando con ello la columna de fluidos, permitiendo que el pozo fluya o aumente el gasto de hidrocarburos producidos, especialmente en pozos donde la productividad de la formación no permite una rápida recuperación. Por lo tanto, este método representa una alternativa de rápida y de sencilla aplicación.

Incluso, antes de comenzar su aplicación, para el caso que aquí nos atañe, como lo es el Bombeo Neumático, es posible realizar pruebas de producción que

permitirán determinar la respuesta de la formación ante diferentes profundidades de inyección y gastos de inyección de gas, así como también permitirá determinar un parámetro de vital importancia para la presente y futura explotación del yacimiento, tal como lo es el índice de productividad.

Como es sabido, el flujo continuo o intermitente que se presente en el pozo depende de la presión con que los fluidos entran desde la formación y de las características del pozo, sin embargo, en la práctica, se ha demostrado que a veces es difícil establecer un flujo continuo, sobre todo cuando se tiene baja afluencia de líquidos, o por limitaciones de capacidad de las bombas, o de longitud de la tubería flexible o por riesgo de provocar conificación por entrada de agua o la formación de un "casquete" prematuro de gas.

Cuando se presentan tales situaciones, el único recurso disponible es producir en forma intermitente, bombeando nitrógeno a través de la tubería flexible, para recuperar la columna de fluido que se acumuló por encima del punto de inyección de gas, posteriormente se suspende la inyección, permitiendo con ello que entren más fluidos de la formación y que resbale el fluido de las paredes en el espacio anular elevándose nuevamente el nivel de líquidos hasta que alcance un valor tal, al que se inyectará nuevamente nitrógeno, originándose un nuevo ciclo. Cabe hacer notar que el fluido no entra a la tubería flexible cuando se suspende la inyección, debido a la válvula check instalada en la zapata de dicha tubería.

La formación de una columna de líquido fue descrita por Nind, quién desarrolló una ecuación, expresa para describir tal fenómeno, la cual se puede aplicar a este caso específico:

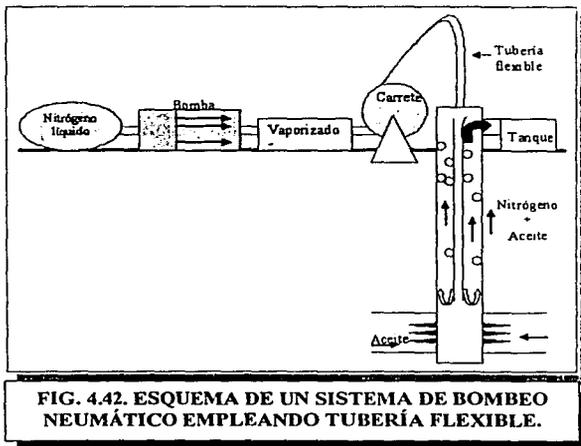


FIG. 4.42. ESQUEMA DE UN SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO EMPLEANDO TUBERÍA FLEXIBLE.

$$\Delta V \times \frac{\left(\frac{W}{A}\right)}{(P_s - H \times W)} = \frac{1 - \text{EXP}\left(-0.2339 \text{PI} \left(\frac{W}{A}\right) \Delta t\right)}{5.614} \quad \dots \text{Ec. 57}$$

donde:

ΔV = Volumen de líquido acumulado en la Tp durante el tiempo Δt , en bbl,

Δt = intervalo de tiempo durante el cual se acumula el líquido en el espacio anular, en hrs,

P_s = Presión estática del yacimiento, en psig,

P_{wh} = Presión en la cabeza del pozo, en psig,

H = distancia entre la zapata de la Tub. flex. y el yacimiento, en pies,

W = gradiente promedio del líquido, psi/pie

A = área de la sección transversal del espacio anular Tub. Flex.-TP, en pies²,

IP = índice de productividad, en STB/d / psi

Con dicha ecuación es posible determinar el valor del IP y además generar una serie de curvas paramétricas en IP, de $(\Delta V \times W/A) / (P_s - H \times W)$ vs $(W/A) \times \Delta t$, tal como se muestra en la Fig. 4.43, las cuales resultan de utilidad como una primera estimación de la productividad del pozo (IP), esto último debido a las consideraciones que se hacen para simplificar el análisis, tales como: densidad homogénea en todo el sistema, desalojo total del líquido acumulado en cada ciclo de inyección, que no exista escurrimiento, y que la formación inmediata de la siguiente columna de líquido comience en cuanto se suspende la inyección de gas; lo cual se cumple para los casos en que la productividad del pozo es baja ($IP < 0.5$ STB/d/psi), la Δt es mayor a 2 hrs, la duración de la etapa de bombeo es corta (1 a 2 hrs) y/o se presentan altos gastos de inyección de nitrógeno (más de 500 pies cúbicos).

Como observación, se hace referencia al siguiente detalle: entre menor sea la distancia entre la zapata de la tubería flexible y el intervalo productor, mayor será la confiabilidad del índice de productividad determinado, obviamente si no existen problemas de conificación, ya que el líquido recuperado representará mejor al fluido del pozo. Además es preferible utilizar las gráficas generadas, debido a que permite determinar el grado en que afectan las variaciones del Δt y la profundidad de la tubería flexible a los gastos de producción.

Cabe hacer notar también que existen tres posibilidades para maximizar el volumen de líquidos recuperados, las cuales son:

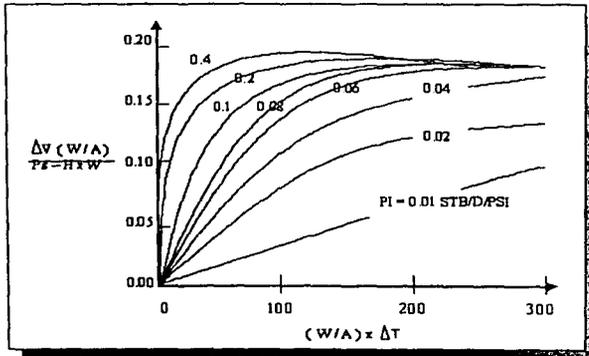


FIG. 4.43. GRÁFICA PARA ESTIMAR EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) DURANTE LA OPERACIÓN DEL BNI CON NITRÓGENO.

- Disminuir la duración de cada ciclo de bombeo, lo cual está en función del tipo y densidad del líquido, de la geometría del sistema y del gasto de inyección. La reducción del tiempo de inyección permitirá una rápida acumulación de fluidos, aunque en menor volumen;
- Incrementar la caída de presión frente al yacimiento, lo cual está en función de la profundidad de la tubería flexible, ya que se debe recordar que la contrapresión máxima se genera inmediatamente después de terminado el ciclo de inyección la cual está determinada por la columna de líquido que existe entre la zapata y la formación productora, por lo tanto, hay que tomar precauciones para no exceder determinado valor de contrapresión y de profundidad, puesto que es posible que con ello se propicie la liberación prematura de gas o se presente conificación por entrada de agua, además de que se corre el riesgo de que parte del nitrógeno penetre a la formación; y
- Variar el tiempo de acumulación de líquido, es decir, entre mayor sea el tiempo de espera, mayor será el volumen de líquido recuperado en un solo ciclo de descarga.

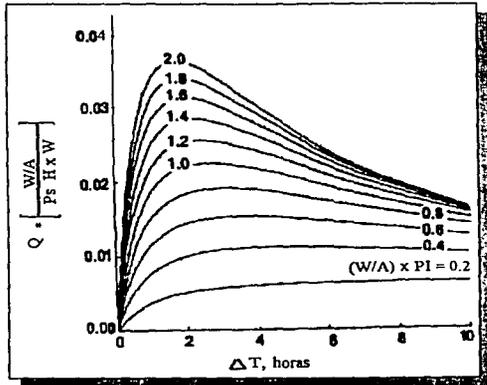


FIG. 4.44. GRÁFICA PARA DETERMINAR LA VELOCIDAD DE RECUPERACIÓN DEL LÍQUIDO VS TIEMPO DE ESPERA (TIEMPO DE LEVANTAMIENTO = 1 HR).

Por lo tanto, el parámetro que resulta propio para maximizar el gasto de producción es el tiempo de acumulación, de tal forma que el gasto se puede calcular de la siguiente manera:

$$Q = \frac{N \times \Delta V}{N \times (\Delta t + \Delta t_p)} \quad \dots \text{Ec. 58}$$

donde:

N = número de ciclos de inyección, y

Δt_p = duración de cada ciclo de levantamiento, en hrs.

Si sustituimos la Ec. 57 en la Ec. 58, obtenemos:

$$Q = \frac{(P_s - H \times W)}{\left(\frac{W}{A}\right)} \times \frac{1 - \text{EXP}\left(-0.2339PI\left(\frac{W}{A}\right)\Delta t\right)}{5.614(\Delta t - \Delta t_p)} \quad \dots \text{Ec. 59}$$

Con ella, es posible construir una serie de curvas paramétricas en $IP \times (W/A)$, donde los valores máximos representan los gastos máximos, Q_{max} , para una Δt_p fija, (Fig. 3.44).

Debido a que no es posible obtener una ecuación para Q_{max} a partir de la Ec. 59, ya que no es posible derivar analíticamente, se grafican las curvas generadas por los puntos máximos obtenidos en las figuras semejantes a la Fig. 4.45, obtenidas para cada Δt_p y se construyen las curvas que unan los puntos con iguales valores de $(W/A) \times IP$.

Los valores óptimos de tiempo de espera, Δt , y gasto máximo, Q_{\max} , resultan de la intersección de las curvas para los valores de IP y Δt_p disponibles para el pozo en cuestión.

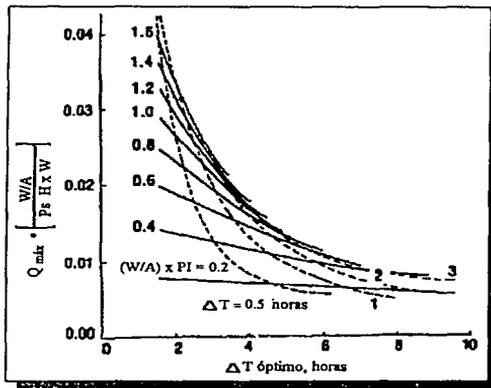


FIG. 4.45. GRÁFICA PARA DETERMINAR TIEMPO ÓPTIMO DE ESPERA Y VELOCIDAD MÁXIMA DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDO.

Caso de aplicación.

Para un pozo con las siguientes características, se debe estimar el volumen máximo de aceite que se producirá en dos días de operación, así como el tiempo de espera óptimo para la acumulación de fluidos en el espacio anular-tubería flexible-TP y la cantidad de nitrógeno requerido para el cumplimiento de dicha operación:

$P_s = 3500$ psig
 $W = 0.36$ psi/pie
 $A = 0.045$ pies²
 $H = 1500$ pies
 $IP = 0.1$ STB/d/psi
 $\Delta t_p = 1$ hr.

Con valor de $(W/A) \times IP$ calculado e igual a 0.8 y $\Delta t_p = 1$ hr, se determina de la intersección de ambas curvas en la Fig. 4.45. El valor del tiempo de espera óptimo ($\Delta t \approx 3$ hrs) y el valor de $Q_{\max} \times (W/A) / (P_s \cdot H \cdot W) = 0.019$.

Del último valor, se despeja el gasto máximo, el cual resulta ser: $Q_{\max} = 7.04$ bbl/hr. Por lo tanto, la recuperación total para dos días será:

$$Q_{2 \text{ días}} = 7.04 \text{ bbl/hr} \times 48 \text{ hrs} = 337.9 \text{ bbl}$$

El número de ciclos de levantamientos se determina de la siguiente forma:

$$N = \frac{\text{Duración de la operación}}{\Delta t + \Delta t_p} = \frac{48 \text{ hrs}}{3 + 1 \text{ hrs}} = 12 \text{ ciclos}$$

.... Ec. 60

Suponiendo que se tenga un gasto promedio de 700 pies cúbicos de nitrógeno, el consumo total del mismo será:

$$V_n = Q_n \times 60 \times \Delta t_p \times N = 700 \times 60 \times 1 \times 12 = 504000 \text{ pies}^3 \quad \dots \text{Ec. 61}$$

Tabla 4.6. Datos de producción del Pozo Torrente Tona N° 15.

Producción No.	Profundidad Tub. Flex. [pies]	Volumen de líquido recuperado ΔV , bbl,	Tiempo en espera ΔT , horas	Tipo de fluido recuperado, [%, porcentaje]		
				Acido Gastado	Aceite	Agua de la Formación
1	3281	25.0	0	100	0	0
2	3281	10.9	7.25	100	0	0
3	3281	14.4	14.0	96.5	3.5	0
4	4593	11.0	5.5	65	35	0
5	4593	7.5	3.0	58	42	0
6	4593	12.6	5.5	0	25	75
7	4265	10.2	4.25	0	0	100
8	4265	5.8	3.75	0	18	82
9	4265	8.5	4.0	0	37	63
10	4265	8.5	4.0	0	29	71
11	4265	9.0	3.0	0	37	63
12	4265	10.0	5.0	0	7	93
13	4265	15.0	10.0	0	8	92

Tabla 4.7. Cálculos de las abscisas y ordenadas.

Producción No.	Gradiente del líquido promedio W, psi/pie	Ordenada de la Fig. 4.34 $\frac{\Delta V \cdot W / A}{P_s - H \cdot W}$	Abscisa de la Fig. 4.34 $(W/A) \cdot \Delta T$
1	0.485	*	*
2	0.485	0.110	81.0
3	0.573	0.138	152.6
4	0.446	0.064	56.5
5	0.440	0.043	30.4
6	0.422	0.069	53.5
7	0.442	0.064	43.3
8	0.442	0.036	38.2
9	0.423	0.051	39.0
10	0.427	0.052	39.3
11	0.423	0.054	29.3
12	0.438	0.062	50.5
13	0.438	0.094	100.9

4.3.8. AUTOMATIZACIÓN INTELIGENTE PARA POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.

Como se sabe, la inyección del gas en el bombeo neumático intermitente puede realizarse con la ayuda de estranguladores o controladores de tiempo de ciclo, asistidos con una válvula motor instalada en superficie, que abre y cierra a intervalos fijos de tiempo (Duración del ciclo), la que permanece abierta durante un periodo fijo de tiempo (Tiempo de inyección).

Los tiempos anteriormente especificados resultan de vital importancia para la correcta operación de un sistema de BNI, por lo tanto, se presenta un caso de mejora a través de la automatización, empleando conceptos tales como Control Lógico Programable (PLC), especialmente diseñado para optimizar los tiempos de inyección y entre ciclos.

El ciclo de BNI esta compuesto básicamente por tres periodos:

1. Acumulativo: Periodo durante el cual no existe inyección de gas, dejando que el fluido de la formación se acumule hasta alcanzar una altura de columna deseable.
2. Elevación: Periodo durante el cual el bache de líquido es lanzado a la superficie debido a la inyección y expansión del gas.
3. Reducción de presión: Periodo en el cual la presión en la tubería de producción se reduce a un mínimo, a través de la remoción del gas empleado para elevar el bache.

Ahora bien, el tiempo de duración del ciclo y el diseño de la válvula son la clave para reducir el escurrimiento y mejorar la eficiencia del sistema. Los tiempos del ciclo se definen de la siguiente manera:

Duración del ciclo (Tc), es el tiempo que se necesita para que se realice un ciclo, esto es, el periodo de tiempo en el que la válvula motor permanece cerrada, más la suma del tiempo de inyección.

Tiempo de inyección (IT), es el tiempo efectivo de inyección de gas.

Retraso de la inyección (ID), es el retraso en el comienzo de la inyección de gas.

Tiempo de acumulación (Ta), es el tiempo restante entre el final de la inyección de gas y el siguiente ciclo de operación.

Tiempo total de adquisición (T_{aq}), es el tiempo para obtener las señales de TP y CP, comenzando al mismo tiempo de inyección, obtiene puntos cada 40 milisegundos.

Tiempo de adquisición complementario (T_{cp}), tiempo para obtener el tiempo restante después de T_{aq}. Durante este intervalo se adquieren 10 puntos

Los valores comunes para Tc son de 10 a 120 minutos y para IT son del orden de algunos segundos hasta 6 minutos.

El tiempo de retraso tiene como objeto garantizar que no ocurran inyecciones simultáneas de gas, para no disminuir la presión de la línea que conduce el gas de inyección. Por lo tanto, los tiempos deberían ser más pequeños para garantizar un mejor comportamiento del sistema de BNI.

Razones y objetivos de la automatización de los pozos con BNI.

La optimización del sistema se obtiene al establecer adecuadamente el valor mínimo de escurrimiento y de la Relación Gas Inyectado-Líquido.

La válvula operante está diseñada para operar con una diferencia de presión de 200 a 300 psi entre el espacio anular y la TP, en el instante de su apertura. Valores por debajo de este rango son indicativos de un alto escurrimiento y pérdidas de producción, y valores por encima de este rango indican un consumo excesivo de gas. Esta diferencial de presión está influenciada por la duración del ciclo: entre mayor sea la duración del ciclo, menor será la diferencial, y por el contrario, entre menor sea la duración del ciclo, mayor será la diferencial.

El monitoreo del pozo comúnmente se realiza a través de pruebas de producción y registros de presión en la tubería de producción (*gráfica TP*) y en el espacio anular (*gráfica CP*). Las graficas TP y CP muestran la normalidad del sistema desde el punto de vista de los tiempos del ciclo, permitiendo obtener un diagnostico correcto, mediante el análisis de dichas gráficas, para que

se pueda corregir cualquier problema operativo oportunamente, evitando un daño al equipo del pozo.

Desgraciadamente, la carencia del conocimiento necesario en la interpretación de las graficas TP y CP ha generado interpretaciones erróneas o intervenciones innecesarias, provocando pérdidas en la producción e incrementos en los costos operativos.

El incremento en los ingresos en un pozo de aceite debido a su automatización esta relacionada con la reducción en la pérdida de producción y el incremento en la continuidad operativa para la automatización de un grupo de pozos de aceite.

En pozos no automatizados, la interrupción de la producción del pozo se identifica a través de la medición de la producción del campo, y la identificación de los problemas sólo se logra mediante el análisis e investigación pozo por pozo.

La reducción de los costos de producción, principalmente aquellos relacionados con el consumo excesivo de gas pueden obtener mediante:

1. El registro continuo de las condiciones del pozo, ya que, de esta forma, ciertos parámetros de importancia estarán disponibles para su análisis al detalle.
2. El controlador local, ya que al actuar continuamente sobre la válvula, optimiza la inyección del gas mediante el ajuste continuo del tiempo de inyección y la duración del ciclo, incrementando el gasto y reduciendo el consumo de gas.

Mediante la presión medida en la TR, el controlador verifica que la válvula esté inyectando la cantidad necesaria de gas, de no ser así, se enviará una señal de alarma a la central de control para que se tomen acciones correctivas.

Conceptos y arquitectura del sistema.

La arquitectura prevista para la automatización del sistema de bombeo implica el uso de conceptos tales como *Redes Neuronales* y *Lógica Recursiva* incorporadas como un Firmware en una *Computadora de Lógica Programable*.

Una *red neuronal* está compuesta por neuronas jerarquizadas en niveles, y unidas a cada una de las neuronas del siguiente nivel a través de un enlace llamando *sinapsis*. Para cada una de las conexiones se da una *relevancia (z)*, la cual representa la relevancia de la neurona a la hipótesis bajo análisis (Fig. 4.46).

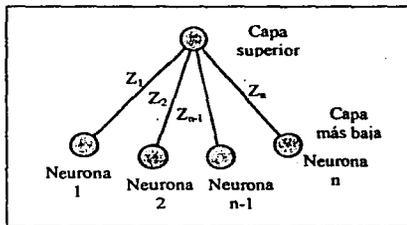


FIG. 4.46. PERCEPTRÓN.

El *perceptrón* es un tipo especial de red neuronal donde sólo hay dos niveles, el nivel superior tiene sólo una neurona, y el nivel inferior tiene tantas neuronas y sinapsis como tiene datos de entrada.

En el caso de los patrones TP y CP cada punto junto con su relevancia representan una neurona del perceptrón. La neurona de entrada consta de dos funciones recursivas, donde el dato de entrada es la relación entre la distancia (d_i) y la varianza (v_j) (Fig. 4.47); donde d_i es la distancia entre un punto significativo y una neurona del perceptrón (Ec. No.1), y v_j representa la distancia máxima aceptable entre un punto adquirido y la neurona del perceptrón.

$$d_i = \sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2} \quad \dots \text{Ec. 62}$$

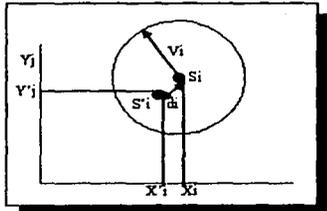


FIG. 4.47. DISTANCIA Y VARIANZA ENTRE UN PUNTO SIGNIFICATIVO Y LA NEURONA.

La neurona de salida, en el nivel superior calcula la cercanía del conjunto de puntos significativos adquiridos con el perceptrón mediante un balance de relevancia.

La posibilidad de que un conjunto de puntos adquiridos iguale al perceptrón esta dada por la siguiente expresión:

$$C = \frac{\sum_j c_j z_j}{\sum_j z_j} \quad \dots \text{Ec. 63}$$

La creación del perceptrón trata básicamente la definición de un conjunto de neuronas, especificando coordenadas XY, relevancia y varianza.

El entrenamiento del perceptron involucra la selección de la función recursiva adecuada y la definición de los valores de relevancia y varianza. Se permite el uso de valores negativos para la relevancia, lo cual es conocido como **función penalización**.

El sistema consiste de un PC enlazada a un radio MODEM en comunicación con varias estaciones localizadas en diversos pozos. Las estaciones están constituidas por dos transmisores de presión -en la tubería de producción (TP) y en el espacio anular (CP)-, el PLC, una válvula solenoide y un radio MODEM (Fig. 4.48).

El sistema adquiere continuamente, mediante los transmisores TP y CP, los valores de presión en TP y espacio anular, almacenando en una base los siguientes datos:

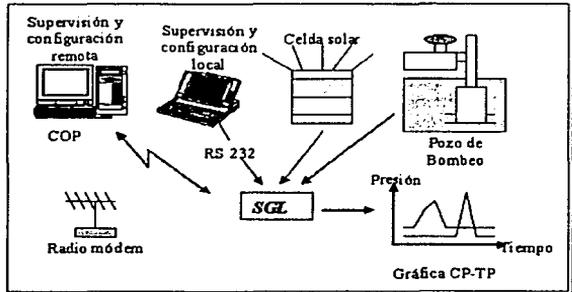


FIG. 4.48. CONJUNTO GENERAL DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN SGL.

1. Las características mecánicas del pozo.
2. Un grupo de patrones gráficos para las diversas geometrías de las señales de presión (patrones TP y CP).
3. Un algoritmo con las reglas de control y decisión, establecidas por el usuario. Mediante dicho algoritmo, basado en redes neuronales y lógica recursiva, el sistema puede realizar la comparación de los datos TP y CP adquiridos con cada uno de los patrones de TP y CP.

Una base de datos localizada en la Estación Central de Operación (COP) recolecta la información (gráficas TP y CP, identificación de la válvula de inyección, valores máximos y mínimos de TP y CP, tiempo de viaje del bache, etc.) y actualiza la base de datos para cada estación.

Configuración de base de datos.

El sistema prevé el empleo de un grupo de base de datos que pueden ser configuradas por la aplicación supervisora localizada en la estación central de operación (COP). Estas bases de datos se definen como las siguientes:

Base de datos de configuración del pozo, la cual contiene especificaciones técnicas asociadas al pozo, tales como: profundidades de las válvulas de descarga, presiones de calibración de las

válvulas, diámetro del asiento de la válvula, presión estática del yacimiento, densidad del aceite en grados API, etc. Estos datos son utilizados por el sistema para calcular parámetros de importancia tales como: gastos del pozo, presión en la TP a la profundidad de cada válvula, presión de cierre de cada válvula en la superficie, etc.

Base de datos de los patrones TP y CP, donde se almacenan un conjunto de ocho patrones de gráficas que indican condiciones específicas del sistema pozo, tales como: operación normal, pozo inundado, fuga en la válvula motor, TP obstruida con parafinas, bache demasiado largo, tiempo de ciclo demasiado pequeño, tiempo de inyección demasiado grande, etc. Estos patrones son comparados con las respectivas gráficas TP y CP adquiridas durante los ciclos del sistema, mediante el uso de redes neuronales y técnicas de lógica recursiva, conocidas como reconocimiento de patrones. Cada patrón es una red neuronal perceptrón, donde cada neurona tiene coordenadas, varianza y relevancia.

Base de datos de normas, que contiene un grupo de normas o reglas de control, que dictan las acciones que puede tomar el sistema sobre la válvula solenoide para modificar el comportamiento del sistema. Este grupo de normas se denomina *algoritmo de control del pozo*. Así como con los patrones gráficos de presiones TP y CP, el algoritmo de control deberá ser especificado por el ingeniero de campo, el cual conoce el comportamiento de cada pozo a ser automatizado.

Bases de datos de control.

El sistema establece un grupo de bases de datos que proporcionan los datos adquiridos en el proceso y/o los calculados, que pueden ser requeridos por la aplicación supervisora localizada en el COP. Las bases de datos son las siguientes:

Base de datos de las gráficas TP y CP adquiridas, que contienen el conjunto de coordenadas de las gráficas TP y CP adquiridas durante el tiempo de adquisición (AT) (Figs. 4.49, 4.50 y 4.51). Este tiempo de adquisición está relacionado directamente con el tiempo de inyección (TI).

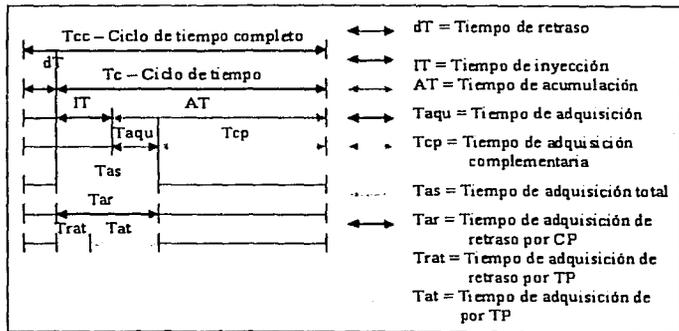


FIG. 4.49. ESQUEMA DE DIVISIÓN DE TIEMPOS.

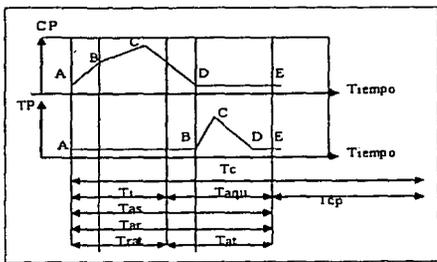


FIG. 4.50. ESQUEMA DE TIEMPO DE ADQUISICIÓN.

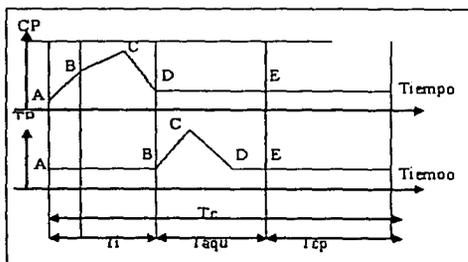


FIG. 4.51. ESQUEMA DE TIEMPO COMPLEMENTARIO.

Base de datos de los puntos significativos de TP y CP adquiridos, donde se almacena el conjunto de puntos generados por el algoritmo de extracción de puntos significativos. Este algoritmo genera lo que se denomina *gráfica de puntos significativos*, donde todos los puntos redundantes fueron removidos.

Base de datos de diagnóstico y reconocimiento de patrones, el cual contiene los resultados del algoritmo de reconocimiento de patrones, que representan el grado de similitud de las graficas TP y CP adquiridas con cada patrón gráfico.

Base de datos de parámetros relacionados con los gráficos TP y CP adquiridos (Figs. 4.52 y 4.53), en el que se guarda un conjunto de valores de presión en el espacio anular (CP) obtenidos cuando:

- a. Comienza la inyección del gas,
- b. Abre la válvula operante,
- c. Cierra la válvula motor,
- d. Cierra la válvula operante, y
- e. Termina el tiempo de adquisición.

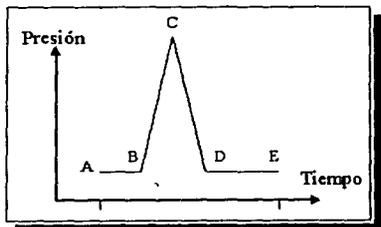


FIG. 4.52. Presión en la TR con puntos significativos.

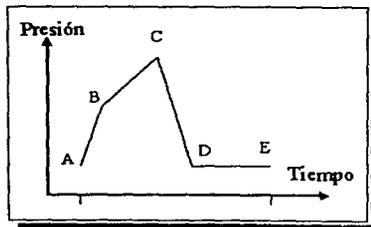


FIG. 4.53. Presión en la TP con puntos significativos.

Y un conjunto de valores de presión en la tubería de producción (TP) obtenidos cuando:

- a. Comienza el tiempo de adquisición para los valores de TP,
- b. La cola del bache llega a la superficie.
- c. La cola del gas alcanza su velocidad más alta.
- d. Cesa el flujo de gas en la tubería de producción.
- e. Termina el tiempo de adquisición para TP.

Ciclo de adquisición de valores de TP y CP.

El ciclo está contenido dentro del tiempo Taqu, donde se registran los valores de CP. Los valores de TP se adquieren en el intervalo de tiempo Tat, el cual es proporcional al tiempo Taqu, tal que la adquisición de los valores de TP comienza después de un retraso programado por el usuario. Así, después del comienzo de la inyección de gas, comienza la adquisición de las señales de CP, y después del comienzo del retraso Trat, comienza la adquisición de las señales de TP.

Experiencia de campo.

El sistema SGL fue instalado en un pozo para su prueba durante 18 meses. La prueba mostró la rentabilidad del sistema, al reducir la inyección de gas promedio en 600 m³/d, e incrementando la producción del pozo en un promedio de 1 m³/d.

El algoritmo de control se desarrolló para mantener un flujo estacionario, ajustando el tiempo de inyección en respuesta al tiempo de viaje del bache.

Entre menor sea el tiempo de recorrido del bache, más grande será el tiempo de inyección, y por el contrario, entre mayor sea el tiempo de recorrido del bache, menor será el tiempo de inyección.

CONCLUSIONES

144

MEMORANDUM

CONCLUSIONES

Para lograr la optimización del bombeo neumático es imprescindible realizar cambios en los diseños de estos sistemas y en las modalidades de su operación, así como en las metodologías empleadas para el diseño y caracterización de estos dos importantes aspectos. Por lo tanto, podemos concluir del presente trabajo, lo siguiente:

1. Los inconvenientes que acarrea las soluciones comúnmente empleadas para contrarrestar la inestabilidad del flujo en un pozo (incremento de la inyección del gas, reducción del orificio de la válvula operante o estrangulamiento en superficie), a menudo resultan en un decremento del volumen de aceite recuperado y un aumento simultáneo en los costos de producción, ocasionando una baja en la rentabilidad de los proyectos.
2. Una medida para contrarrestar la inestabilidad en los pozos, es alcanzar el flujo crítico a través de la válvula operante, para lograr esto, la válvula de boquilla *Venturi* ó *de tobera*, ha sido diseñada para operar fácil y eficientemente en flujo crítico, alcanzando velocidades de flujo críticas con diferenciales de presión de tan sólo el 10% del valor de la presión de inyección frente a la válvula, a diferencia del 40% requerido por las válvulas convencionales.
3. Al establecer un flujo crítico a través de la válvula de tobera, es posible mantener constante el gasto de inyección del gas, permitiendo que sea controlado únicamente por la presión en la TR. Por lo tanto, al contar con un gasto constante, se facilita la distribución de gas y la optimización del campo.
4. Las secuencias de arranque de un pozo son esenciales para asegurar un flujo estable. En muchas ocasiones, lo anterior se logra realizando un arranque empacado, monitoreando posteriormente los parámetros de flujo, lo que permite identificar cualquier comportamiento extraño por parte del sistema y aplicar procedimientos correctivos de forma coordinada y eficiente con controles automatizados.
5. El análisis del comportamiento del costo de producción adicional de aceite con respecto a la presión estática del yacimiento para una RGTL determinada, puede establecer la presión del yacimiento a la cual resulta rentable que opere el BNC. Consecutivamente, del análisis del comportamiento de la presión estática con el tiempo, se podrá determinar el momento al cual deba comenzar su operación, pudiendo planear con suficiente anticipación la adquisición e instalación de la infraestructura y equipos necesarios.
6. Al contar con pozos alejados de la red de suministro de gas para bombeo neumático, o localizarse cerca de asentamientos humanos, resulta conveniente la modalidad de bombeo neumático autoabastecido, ya que, aparte de sortear dicha problemática, cumple con los requisitos de sencillez y facilidad de implantación, así como una operación automática sin supervisión continua.
7. La inyección de nitrógeno resulta ser una opción altamente factible, debido a que su fuente de obtención es inagotable y disponible en cualquier sitio, además de contar con el beneficio de que se trata de un gas inerte, lo que reduce significativamente los riesgos de su manejo, tanto para el personal como sobre las instalaciones de producción.

8. El empleo de nitrógeno, obtenido mediante la tecnología de membrana, proporciona una rentabilidad similar a la inyección de gas abastecido mediante gasoducto, aunque no se cuente inicialmente con la infraestructura necesaria.
9. La simplicidad en la construcción, así como la funcionalidad de la cámara de acumulación propuesta en este trabajo, permite el incremento del gasto de líquido recuperado con una inversión mucho menor, comparada con los diseños de cámara de acumulación convencionales.
10. El equipo utilizado para la construcción y operación de la cámara de acumulación es de fácil adquisición y aminora los riesgos de posibles fallas mecánicas o de operación.
11. El uso de controladores de tiempo para la inyección del gas ayudará a incrementar la producción, puesto que permiten establecer tiempos de espera y de inyección de forma tal que se alcancen las condiciones más favorables para cada pozo.
12. La nueva válvula piloto para BNI ha demostrado que el diseño de la relación de áreas y el diámetro del orificio para la inyección del gas tienen una influencia importante en la eficiencia del proceso de levantamiento, lo que resulta en un incremento en la producción de líquido con una reducción del volumen de gas inyectado por ciclo.
13. El diseño de la nueva válvula piloto de 1 pulgada permite inyectar un gasto más grande de gas con una menor caída de presión en comparación con las otras válvulas del mismo tamaño, disponibles comercialmente.
14. Se recomienda la nueva válvula piloto para los casos en que se cuente con un gran espacio anular, pero con condiciones del equipo que restrinjan la colocación de válvulas de diámetro menor a 1 ½ pulgadas.
15. En la actualidad, se comienza a hacer un uso extensivo de la tubería flexible para propósitos múltiples en el área de producción, como lo son: arranque de pozos, pruebas y mejora de la producción, constituyendo una alternativa rápida y de sencilla aplicación.
16. El bombeo neumático a través de tubería flexible permite realizar pruebas de producción para determinar la respuesta de la formación ante diferentes profundidades de inyección y gastos de inyección de gas, así como para determinar el índice de productividad.
17. El bombeo de nitrógeno a través de la tubería flexible resulta conveniente cuando se presentan riesgos de provocar una conificación por entrada de agua, o la formación de un "casquete" prematuro de gas.
18. Mediante el método de pendientes iguales es posible determinar el gasto de inyección de gas que permitirá que uno o un grupo de pozos produzcan el mayor gasto de líquido con el gasto de inyección económicamente más apropiado. Con este método además, es posible determinar el volumen total de gas diario para inyección que requerirá un campo.
19. El incremento en los ingresos en un pozo de aceite debido a su automatización está relacionado con la reducción en las pérdidas de producción y el incremento en la continuidad operativa.

20. Para lograr la optimización del BN, es necesario implantar, además de la medición y control automatizados, una serie de adecuaciones, nuevos métodos de manejo de la información, detección de anomalías del sistema y desarrollo de la ingeniería de mantenimiento y operación.
21. Se debe fomentar el desarrollo tecnológico de sistemas de bajo costo para medición multifásica empleando como elemento primario al estrangulador en la cabeza del pozo.
22. Apoyar el desarrollo de modelos mecanísticos que permitan obtener un comportamiento más real de las caídas de presión, momento y transferencia de calor en tuberías y estranguladores.
23. La distribución de óptima del gas de inyección en un campo se puede mejorar con el uso de modelos rigurosos de optimización de redes no lineales.
24. Se hacen considerables ahorros en términos de tiempo y análisis al realizar un estudio de optimización que resuelva el problema de distribución de gas en un campo extenso, junto a la realización de un análisis nodal riguroso para cada pozo de la red.
25. En pozos no automatizados, la interrupción de la producción del pozo se identifica sólo a través de la medición de la producción del campo, y la identificación de los problemas únicamente se logra mediante el análisis e investigación pozo por pozo.
26. La reducción de los costos de producción, principalmente aquellos relacionados con el consumo excesivo de gas se pueden obtener mediante: 1). el registro continuo de los principales parámetros de flujo en el pozo, y 2) el uso de un controlador local, ya que, al actuar continuamente sobre la válvula, se optimiza la inyección del gas mediante el ajuste continuo del tiempo de inyección y la duración del ciclo.

...the ... of ...

REFERENCIAS

1. Traducción al Castellano por Stacy O. Carlos Miguel.
Davis, Jerry B., : *"Producción del Petróleo mediante Bombeo Neumático: Diseño y Operación"*, Otis Engineering Corporation, 1970.
2. Brown, Kermit E. y Thrash, Purvis J., : *"Field Operation Handbook For Gas Lift"*, Otis Engineering Corporation, 1965.
3. Frick, Thomas C., Ed.: *"Petroleum Production Handbook"*
Vol. 11 (1962) Mc-Graw Hill Book Company Inc.
4. Gómez Cabrera, José Angel: *"Apuntes de pozos fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico"*.
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1986.
5. *Gas Lift Book 6 of the vocational*
Training Series, Third Edition, 1994. API. Exploration & Production.
Department American Petroleum Institute.
6. Pacheco Ledesma, José Carlos. Tesis: *"Comportamiento de la producción de pozos con Bombeo Neumático Continuo"*. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1993.
7. Brown, Kermit E., *"Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift Penn Well Books"*, Penn Well Publishing Company, 1977.
8. Brown, K.E., *"Gas Lift Theory and practice"*, Appendix c 163(1967), Prentice- Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.
9. Winkler, H.W., and Smith S.S.: *"Camco Gas Lift Manual"*, Camco, Inc. (1962).
Guiberson oil Tools, Artificial Lift- Gas Lift Engineering.
10. API spec 11 6, *"Specification for Gas Lift Valves"*, Orifice, Reverse Flow Valves and Dummy Valves.
11. API Recommended practice 11 v6 (RP 11 v6), *Recommended Practice for Design of Continuous Flow Gas Lift installation using injection, Pressure Operated Valves*.

12. API Recommended Practice 11V7 (RP 11v7) *Recommended for Repair, Testing and Setting Gas Lift Valves*.
13. Cornish, R. E. : "*The Vertical Multiphase Flow of Oil and Gas at High Rates*", 825-831 (July 1976), Journal of Petroleum Technology, Society of Petroleum Engineers of AIME.
14. Brown, K.E., et al: "*The Technology of Artificial Lift Methods*", Vol. 3, Pressure Gradient Curves, 261(1980) Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma.
15. Winkler, H. W.: "*Flowing Well and Gas Lift Systems*". Viking Shop(1973).
16. White, G.W., O Connell, B.T., Davis, R., Berry, R.F., and Stacha, L.A.: "*An analytical Concept of the Static and Dynamic Parameters of Intermittent Gas Lift*", Journal of Petroleum Technology (March 1963), Society of Petroleum Engineers of AIME.
17. Clegg, J.D. : "*High Rate Artificial Lift*", Journal of Petroleum Technology (March 1988) 277-82.
18. API "*Recommended practice for Design of Continuous Flow Gas Lift installation using injection Pressure Operated Valves*".
19. Brown, Kermit y colaboradores : "*The Technology of Artificial Lift Methods*", Vol 4, PennWell Books, Tulsa, OK.
20. Brown, Kermit y colaboradores : "*The Technology of Artificial Lift Methods*", Vol 2B, PennWell Books, Tulsa, OK.
21. Brown, K. E. y Lea, J.F. : "*Nodal System Analysis of Oil and Gas Wells*", JPT, Oct. 1985.
22. Baxendell, P.B. y Thomas R. : "*The Calculation of Pressure Gradients in High Rate Flowing Wells*". J.P.T. Octubre 1961.
23. Begg, H.D. y Brill, J.P.: "*An Experimental Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes*". J.P.T. Mayo 1973.
24. Orkiszewski, J.: "*Predicting Two Phase Pressure Drops in Vertical Pipe*". J.P.T. Junio 1976.

25. Bertuzzi, A.F.; Tek, M.R. y Poettmann, F.G.: *"Simultaneous Flow of Liquid and Gas Through Horizontal Pipe"*. Trans. AIME 1956.
26. *"Nodal Analysis software, "PIPESIM"*, Baker Jardine and Associates Limited.
27. *"Gas Lift optimization and desing software – GLOP"* – Cealc.
28. *"Temas Selectos sobre Bombeo Neumático Continuo"*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
29. *"Optimización de la distribución de gas en la red de Bombeo Neumático del Campo Cunduacán- Oxilacaque"*, AIPM, Miguel Angel Lozada Aguilar y María del Remedio Arredondo M.
30. *"Thecnical and operational manual of membrane plants"*.
31. Ing. Miguel Angel Lozada Aguilar e Ing. Eduardo Poblano Romero. *"Nueva alternativa para incrementar la producción con Bombeo Neumático Intermitente"*. Revista de Ingeniería Petrolera.
32. Ing. Miguel Angel Lozada Aguilar. *"Optimización del Bombeo Neumático del Campo Cunduacán"*. Revista de Ingeniería Petrolera.
33. M.I. José Angel Gómez Cabrera, Ing. Adán Rodríguez Covarrubias y Ing. Victor Chávez Ortiz. *"Reactivación de Pozos de Alta Productividad con BN Autoabastecido"*.
34. Nind T. E. W. *"Principles of Oil Well Production"*. Mc Graw-Hill Inc. 1989.
35. F. Gamaus, Elf Congo, and M. Casagrande, C. Fouillout. *"New Field Methods for a Maximum Lift Gas Efficiency Through Stability"*. SPE 35555, 1996.
36. Kunal Dutta-Roy, SPE and James Kattapuram. *"A New Approach to Gas-Lift Allocation Optimization"*.

SPE 38333

37. Blann, J. R. and Williams, J. D.:
"Determining the most Profitable Gas Injection Pressure for a Gas Lift Installation",
JPT. August 1984. 1305-1311.
38. Kanu, E. P.; Match, J., Brown, D. E.:
"Economic Approach to Oil Production and Gas Allocation in Continuous Gas Lift",
JPT. October 1981. 1887-1892.
39. Leo, C. Osuji, SPE, University of Ibadan.
"Review of Advances in Gas Lift Operations"
Nigeria, August 1992.
40. K. S. Johal, C. E., and A. R. Cousins, McDermott Marine.
*"An Alternative Economic Methods to Riserbase Gas Lift for Deep Water Subsea Oil/Gas
Field Developments"*. SPE 38541.
41. M.I. José Angel Gómez Cabrera, Ing. Francisco Garaicochea Petrirena, Dr. Faustino
Fuentes Nucamendi.
*"Nueva Metodología para Determinar el Momento Oportuno de Implantación del
BNC"*. Congreso Nacional de la AIPM.
42. M. en I. Federico González Tamez, Dr. Faustino Fuentes Nucamendi, Dr. Rodolfo G.
Camacho Velázquez.
*"Mejores prácticas en el cálculo, optimización y aplicación del bombeo neumático
continuo (BNC)"*.
Trabajo presentado en la 2ª Exposición Internacional de Tecnología Petrolera, que se realizó
en el Palacio de los Deportes. Febrero del 2001.
43. James F. Lea, Herald W. Winkler, Robert E. Snyder.
"What's new in artificial lift"
World Oil. March 1999 and April 1999.
44. Asheim H., *"Criteria for Gas-Lift stability"*, JPT, Noviembre, 1988, 1452-56.
45. Tokar T., Gutierrez M., Schmidt Z., *"New gas lift valve design stabilizes injection rates"*,
SPE 36077, 1996.
46. Shames I. H., *"La mecánica de los fluidos"*, McGraw-Hill, E.U.A., 1967, 416.

47. Jansen B., Dalsmo M., Nokleberg L., Havre K., Kristiansen V. y Lemetayer P., "*Automatic control of unstable gas lifted wells*", SPE 56832, 1999.
48. Craft B.C., Holden W.R. y Graves E.D., "*Well design, drilling and production*", Prentice Hall, Inc., New Jersey, 1962.
49. Brown, Kermit y colaboradores : "*The Technology of Artificial Lift Methods*", Vol 2a, Cap. 3, PennWell Books, Tulsa, OK.
50. Gantzel P.K., y Merten U., "*Ind. Eng. Chem. Process Des.*", Dev., 1970, Vol. 9, No. 2, p. 331.
51. MacLean D.L., Stookey D.J., y Metzger T.R., "*Hydrocarbon Processing*", Agosto 1983, p. 47.
52. Hogsett J.E. y Mazur W.H., "*Hydrocarbon Processing*", Agosto 1983, p.52.
53. Schell W.J. y Hoernschemeyer D.L., "*Principles of membrane gas separation*", presentado en el symposium de la AIChE, Anaheim, California, 7-10 Junio 1982.
54. Miguel Angel Lozada Aguilar y Ma. Del R. Arredondo M. "*Gas lift with nitrogen injection generated in situ*".
55. Kohl A.L. y Riesenfeld F.C., "*Gas purification*", Gulf publishing Co., 4a. ed, 1985, p.872-875:
56. Bitter J.G.A., "*Transport mechanisms in membrane separation process*", Plenum press, New York, 1991, p. 1-29.
57. Hernández A., Pérez C., Villalobos B. y Wildman S., "*New gas-lift pilot valve increases gas-lift efficiency*", SPE 69402, 2001.
58. Hernández A., Gasbarri S., Machado., Marcano L., Manzanilla R. y Guevara J., "*Field scale research on intermitent gas lift*", SPE 52124, 1999.
59. Hernández A., Castillo P., Marcano L. y Reyna M., "*Intermittent gas-lift test results*", PDVSA Intevpe technical report # INT-6558, 1999.

60. Ansari A.M., y colab., *"A comprehensive mechanistical model for two fase flor in wellbores"*, SPEPF, Mayo 1994 143; Trans., AIME, 297.
61. Kabir C.S., y Hasan A.R., *"Performance of two phase gas/liquid model in vertical wells"*, J. Pet. Sci. and Eng., 1990, 4, 273.
62. Gomez L.E., Shoham O., Zelimer Z., *"A unified mechanistic model for steady state two phase flow in wellbores and pipelines"*, SPE Annual technical conference, Houston Texas, 1990.
63. Sachdeva y colab., *"Two phase flow through chokes"*, SPE 15657, 1986.
64. Carrol III J.A., Horne R.N., *"Multivariate optimization of production systems"*, JPT, Julio 1992.
65. Palk M.R., *"Nonlinear optimization of well production considering gas lift and phase behavior"*. Univ. Standford, Septiembre 1996.
66. Alhanati F., Schmidt Z., Doty D.R. y Lagerlef D.D., *"Continuous gas-lift instability: diagnosis, criteria and solutions"*, SPE 26554, Octubre 1993.
67. De Ghetto, G., *"How to optimize well testing with colled tubing"*, Petroleum engineer international, Enero 1990.
68. Correa J.F., Santos O.G., Inazumi P.C.M., *"Intelligent automation for intermittent gas lift oil wells"*, SPE 69404, 2001.

NOMENCLATURA

A	Área.	pg^2
A_A	Area de la sección transversal del espacio anular .	pg^2
A_b	Área del fuelle.	pg^2
Acc	Área de la sección transversal del interior de la cámara.	pg^2
A_D	Area de la sección transversal del exterior de la cámara.	pg^2
A_p	Área de la porción de la punta del vástago sellada por el asiento.	pg^2
A_T	Área de la sección transversal de la tubería de producción.	pg^2
C_I y C_{II}	Longitud de la cámara.	pie
C_p	Calor específico a presión constante	
C_t	Factor de corrección de temperatura para domo cargado con nitrógeno @ 60 °F.	adim
C_v	Calor específico a volumen constante	
D	Profundidad total	pie
D.E.	Diámetro exterior.	pie
D.I.	Diámetro interior	pie
D_{SL}	Nivel de fluido estático.	pie
D_T	Profundidad total del pozo.	pie
F	Fuerza	lb, kgf
F_b	Fuerza ejercida por la presión que actúa en el área del fuelle.	lb, kgf
F_B	Resbalamiento a la profundidad de la válvula superior.	
F_c	Fuerza de cierre.	lb, kgf

F_0	Fuerza de apertura total.	lb, kgf
f_0	Fracción de aceite producido	adim
F_{01}	Fuerza de apertura resultante de P_1 actuando en el área del fuelle menos el área del orificio ($A_b - A_p$).	lb, kgf
F_{02}	Fuerza de apertura resultante de P_2 actuando en el área de la punta del vástago en contacto con el asiento (orificio).	lb, kgf
G_{fa}	Gradiente de presión fluyendo antes del punto de inyección.	lb/pg ² /pie
G_{fb}	Gradiente de presión fluyendo después del punto de inyección.	lb/pg ² /pie
$grad_{fc}$	Gradiente de fluido de control	lb/pg ² /pie
gr_{dte}	Gradiente	lb/pg ² /pie
G_s	Gradiente de presión estática del fluido.	lb/pg ² /pie
G_S	Gradiente estático del fluido del pozo.	lb/pg ² /pie
G_S	Gradiente del fluido de control	lb/pg ² /pie
HC	Altura de la cámara	pies
$H_{máx}$	Altura máxima del flujo	pies
$IPR \text{ ó } J$	Índice de Productividad.	lb/día/lb/pg ²
K	Relación de calores específicos.	
L	Profundidad hasta el punto de inyección.	pies
L_1	Profundidad de desplazamiento del fluido	pies
M	Número de Mach	adim
P	Presión.	lb/pg ² abs
P_1	Presión en contacto con el fuelle de la válvula.	lb/pg ² abs
P_2	Presión en contacto con la porción de la punta del vástago sellada por el asiento (orificio).	lb/pg ² abs

P_A	Presión atmosférica a condiciones estándar (Una atmósfera).	lb/pg ² abs
P_{ap}	Presión de apertura a la profundidad de la válvula operante	lb/pg ² abs
P_B	Presión mínima del fluido opuesta a la válvula.	lb/pg ² abs
P_b	Presión en el interior del domo sellado por el fuelle y el cuerpo de la válvula.	lb/pg ² abs
P_{bt}	Presión y temperatura en el fuelle a la profundidad de la válvula.	lb/pg ² abs
P_{bt}	Presión del domo.	lb/pg ² abs
P_{bv}	Presión de la válvula en el taller.	lb/pg ² abs
P_c	Presión de cierre.	lb/pg ² abs
P_{cc}	Presión de cierre de la válvula de la cámara.	lb/pg ² abs
P_g	Presión del gas.	lb/pg ² abs
P_{gh}	Presión ejercida por la columna del gas.	lb/pg ² abs
P_{iny}	Presión de inyección.	lb/pg ² abs
P_{KO}	Presión máxima del gas.	lb/pg ² abs
P_O	Presión del gas a la profundidad de la válvula.	lb/pg ² abs
P_o	Presión de apertura en el taller @ 60°F	lb/pg ² abs
P_{os}	Presión del gas en la superficie.	lb/pg ² abs
P_{pd}	Presión de producción a la profundidad de la válvula.	lb/pg ² abs
PPE	Efecto de la presión del fluido de producción o efecto de tubing.	
P_{PEF}	Factor del Efecto de la Presión del Fluido de Producción ó Factor el efecto de tubing.	
P_s	Presión estática al fondo del pozo.	lb/pg ² abs
P_{sc}	Presión superficial de cierre.	lb/pg ² abs

Pso	Presión de operación ó Presión superficial de apertura.	lb/pg ² abs
Psp	Efecto de la presión del resorte.	lb/pg ² abs
P_T	Presión de operación del separador.	lb/pg ² abs
Pt	Presión de tubing ó Presión en la tubería de producción.	lb/pg ² abs
Pth	Presión fluyendo en la cabeza del pozo.	lb/pg ² abs
Ptp	Presión dentro de la TP.	lb/pg ² abs
Ptro	Presión de apertura de la válvula en el taller.	lb/pg ² abs
Pvc	Presión de cierre en el taller ó presión de cierre de la válvula.	lb/pg ² abs
Pvo	Presión de apertura de la válvula en el taller a 60 ° F.	lb/pg ² abs
Pw	Presión debido a la columna del gas.	lb/pg ² abs
Pwf	Presión de fondo fluyendo.	lb/pg ² abs
Pwf1	Presión de fondo fluyendo inicial.	lb/pg ² abs
Pwf2	Presión de fondo fluyendo final.	lb/pg ² abs
Pwh	Presión en la cabeza del pozo	lb/pg ² abs
Pws	Presión estática.	lb/pg ² abs
q	Gasto.	bl/día
qg	Gasto del gas.	bl/día
Q_{II}	Cantidad de gas a condiciones estándar.	pies ³
Qi	Gasto de inyección.	bl/día
Qo	Gasto de aceite	bl/día
R	Ap / Ab	
R_A	Relación de amplitud.	
RG_A	Relación gas aceite.	pies ³ /bl
RGLN	Relación Gas Líquido Natural.	pies ³ /bl

RGTL	Relación gas-líquido total.	pies ³ /bl
Rs	Relación de solubilidad.	pies ³ /bl
T	Temperatura.	°F
u_o	Velocidad real del fluido	m/s, pies/s
u_p	Velocidad de propagación del frente del fluido	m/s, pies/s
V_A	Volumen del espacio anular arriba de la válvula en operación.	pies ³
V_c	Capacidad volumétrica de la cámara	bl/pie
V_{gir}	Volumen de gas de inyección requerido.	pies ³ /día
V_{tp}	Capacidad volumétrica de la TP	bl/pie
Δ	Incremento.	adim
γ_g	Densidad relativa del gas.	adim
γ_o	Densidad relativa del aceite.	adim
ΔP	Diferencia de presiones.	lb/pg ²

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Los procesos de producción en un pozo de aceite.	7
1.2	Sistemas de bombeo artificial.	8
1.3	Reducción del peso de la columna del fluido.	10
1.4	Sistema de bombeo neumático.	11
2.1	Instalación abierta de BN.	15
2.2	Instalación semicerrada de BN.	16
2.3	Instalación cerrada de BN.	16
2.4	Instalación de BN con cámara de dos empacadores.	17
2.5	Instalación de BN con cámara de inserción.	18
2.6	Instalación de BN con cámara de flujo inverso.	18
2.7	Instalación de BN tipo macarrón.	19
2.8	Instalación de BN con válvula recuperable.	20
2.9	Producción por espacio anular.	21
2.10	Instalación de BN en dos etapas.	22
2.11	Elementos de un regulador de presión y de una válvula de BN.	23
2.12	Componentes básicos de la válvula de BN.	24
2.13	Representación de la fuerza de cierre.	25
2.14	Representación de fuerza de apertura.	26
2.15	Diagramas de presión de cierre.	28
2.16	Prueba de flujo dinámico de la válvula de BN.	29
2.17	Prueba en el taller.	30
2.18	Válvulas operadas por presión de inyección.	31
2.19	Válvulas operadas por presión del fluido de producción.	32
2.20	Válvula desbalanceada operada por presión.	33
2.21	Válvula desbalanceada con resorte.	34
2.22	Válvula piloto.	35
2.23	Detalles de la válvula y mandril convencional.	35
2.24	Detalles de la válvula recuperable con línea.	36
2.25	Tipos básicos de mandriles para BN.	37
2.26	Configuraciones de válvulas de BN.	37
2.27	Combinaciones de tipos de válvulas y tipos de mandriles.	38
3.1	(A) Comportamiento del BNC; (B) Comportamiento del BNI.	39
3.2	Operación de descarga continua.	41
3.3	Gradientes de presión en una instalación BNC.	44
3.4	Diseño gráfico del BNC con válvulas balanceadas.	52
3.5	Diseño gráfico del BNC con válvulas desbalanceadas.	55
3.6	Ciclo de descarga de una instalación intermitente cerrada.	60
3.7	Ilustración del inicio del bache; bache producido y fenómeno de escurrimiento.	62
3.8	Cabeza del pozo con línea de descarga aerodinámica en una instalación con bombeo neumático intermitente.	62
3.9	Factor de espaciamiento del BNI.	64
3.10	Ejemplo de la solución gráfica usando el método de resbalamiento.	65
3.11	Solución gráfica usando el método de porcentaje de carga.	67
3.12	Control por estrangulamiento.	71
3.13	Control con regulador de presión.	72

4.1	Eyector de aceite brear.	75
4.2	Nomenclatura inicial en el BN.	76
4.3	Ondas de propagación de una perturbación en un flujo estacionario.	79
4.4	Ondas de propagación de una perturbación en un flujo subsónico.	80
4.5	Ondas de propagación de una perturbación en un flujo supersónico.	80
4.6	Válvula con boquilla Venturi ó de tobera.	83
4.7	Comparación del comportamiento del flujo de una válvula con orificio convencional y una con boquilla Venturi.	84
4.8	Diagrama de la membrana.	87
4.9	Ejemplo de equipo adicional al equipo de membrana.	88
4.10	Método de pendientes iguales.	89
4.11	Presión requerida en superficie.	89
4.12	Cámara de acumulación propuesta.	91
4.13	Cámaras de acumulación propuestas.	92
4.14	Gráfica presión vs tiempo de BNI convencional.	93
4.15	Gráfica presión vs tiempo con cámara de acumulación.	94
4.16	Parámetros mínimos de RGA y volumen de crudo producido.	96
4.17	Esquema simplificado del sistema de BN autoabastecido.	98
4.18	Flujo de efectivo acumulado.	100
4.19	Sensibilidad al volumen de producción.	100
4.20	Sensibilidad al precio del crudo y gas.	100
4.21	Válvula piloto.	101
4.22	Escurrimiento vs volumen de gas inyectado por ciclo.	103
4.23	Comportamiento de la presión antes y después de la instalación de la nueva válvula Piloto.	104
4.24	Variación de la presión con el tiempo.	110
4.25	Diagrama de flujo simplificado del procedimiento del cálculo.	111
4.26	Fenómeno de oleaje típico de un pozo por elevación de gas mostrado tanto en TR y TP graficando el ritmo de gas contra tiempo.	113
4.27	Efecto típico del RGL y la estabilidad.	114
4.28	Vista simplificada del rearranque de la energía.	115
4.29	Ejemplo de la histeresis y duración de la estabilidad en un pozo.	117
4.30	Estabilidad y eficiencia del gas.	117
4.31	Gasto de inyección del gas vs gasto de producción para un solo pozo.	118
4.32	Gasto de inyección del gas vs gasto de producción para cada pozo en la configuración de dos pozos.	119
4.33	Configuración de la red.	120
4.34	Fuentes de gas para pozos con BNC.	121
4.35	Efecto de la profundidad de la inyección del gas sobre los requerimientos del gas de inyección.	122
4.36	Gráfica típica de requerimiento de gas para un pozo con BNC.	126
4.37	Comportamiento del sistema de producción (un solo pozo).	128
4.38	Gráfica de producción de líquido vs gas de inyección.	129
4.39	Gráfica de pendiente vs gasto de líquido.	129
4.40	Gráfica de pendiente vs gasto de gas de inyección.	130
4.41	Gráfica maestra.	130
4.42	Esquema de un sistema de bombeo neumático empleando tubería flexible.	132
4.43	Gráfica para estimar el índice de productividad (IP) durante la operación del BNI con nitrógeno.	133

4.44	Gráfica para determinar la velocidad de recuperación del líquido vs tiempo de espera (tiempo de levantamiento = 1 hr).	134
4.45	Gráfica para determinar tiempo óptimo de espera y la velocidad máxima de recuperación del líquido.	135
4.46	Perceptrón.	138
4.47	Distancia y varianza entre un punto significativo y la neurona.	138
4.48	Conjunto general del sistema de automatización SGL.	139
4.49	Esquema de división de tiempos.	140
4.50	Esquema de tiempo de adquisición.	141
4.51	Esquema de tiempo complementario.	141
4.52	Presión en la TR con puntos significativos.	141
4.53	Presión en la TP con puntos significativos.	141

ÍNDICE DE TABLAS

1.1	Gastos máximos y mínimos de producción que se manejan con el sistema de bombeo neumático continuo.	11
1.2	Gastos máximos de producción para BNI.	12
3.1	Fallas características en sistemas con bombeo neumático.	74
4.1	Producción antes y después de la implantación de las cámaras de acumulación Propuestas.	93
4.2	Eventos de emergencias y medidas correctivas.	97
4.3	Calidad del gas.	98
4.4	Inversión inicial.	99
4.5	Parámetros de rentabilidad.	99
4.6	Datos de producción del pozo Torrente Tona No. 15.	136
4.7	Cálculo de las abcisas y ordenadas.	136