



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA
EFICIENCIA DEL BOMBEO NEUMÁTICO
CONTINUO (BNC)”**

T E S I S

**PARA OBTENER GRADO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTAN

JAVIER ARMANDO PÉREZ GÓMEZ

JULIE MARIANA RUIZ RAMIREZ



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

MÉXICO D.F.

2013

Agradecimientos

Javier Armando Pérez Gómez

Primero que nada quiero agradecer a Dios que me doto de vida y salud y que en algunas ocasiones he recurrido a él y a muchos santos como la Virgen de San Juan de los Lagos para tener la actitud de continuar y decir “Si se puede”.

A mi familia que siempre me ha apoyado en las buenas y en las malas y siempre hemos salido adelante juntos, principalmente mencionando a mi hermano Ricardo Pérez quien desde pequeños él ha sido mi meta y perfil a seguir, a quien admiro y quiero mucho aunque nunca se lo diga, por quien yo he podido enfocarme al 100% a la escuela y he podido llegar hasta donde estoy ahora, terminando un ciclo muy importante en mi vida. Mi madre Socorro Gómez a quien amo y quien como dice una canción “quien por esperarme nunca se dormía” por todos esos desvelos en lo que por estudio o parranda, yo salía desde las mañanas de la casa y regresaba a las altas horas de la noche casi madrugada y ella estaba ahí, esperando mi regreso, siempre junto a mí como parte de mí mismo y a mi Padre Serafín Pérez quien es una persona a la cual le agradeceré siempre por no abandonarnos y apoyarnos.

Quiero agradecer también a la Universidad Nacional Autónoma de México, la cual me ha permitido desde el CCH Oriente formar un criterio, un pensamiento y un camino, quien me permitió llegar a ser una persona profesional, y que me permitirá con los conocimientos que me otorgó a través de sus profesores llegar a ser un profesional. Por eso y mucho más, Gracias UNAM.

Especialmente también quiero agradecer a mi Director de Tesis el M.I. José Ángel Gómez Cabrera quien nos permitió realizar con él este trabajo de Tesis. Gracias por compartir ese gran conocimiento que tiene con nosotros y esa experiencia que se ha ganado con esfuerzo. Gracias a mi compañera de tesis Julie por ayudarme en este trabajo y por arriarme cuando lo necesitaba.

Sé que no alcanzaría una vida para agradecer a todas las personas que he conocido y que cada una de ellas ha formado parte importante en mi vida y también ha aportado algo a este ser, las cuales buenas o malas se les agradece, porque gracias a ustedes he llegado a alcanzar este logro y por ustedes seguiré mejorando cada día más, a ustedes compañeros y amigos de Primaria, Secundaria, CCH Oriente, Universidad en general e Ingeniería Petrolera les agradezco de todo corazón.

Quiero también agradecer a ciertas personas que resaltaron en mi vida y en todo este transcurso de llegar a ser un profesionista; quienes llegaron a ser no solo compañeros, sino algo más, algo así como grandes amigos o hermanos y a algunas que también llegaron a mi corazón. Ellas saben quiénes son y sé que no es necesario mencionar nombres, pero sin ustedes no sé dónde estaría o quien sería el día de hoy.

Julie Mariana Ruiz Ramírez

A mis padres. Gracias mamá por el gran cariño que tienes hacia mí, por enseñarme todo lo que sé y por ser un gran pilar que me ayuda a crecer cada día. El apoyo incondicional que has mostrado es realmente sorprendente, gracias por quererme como lo haces y te dedico este trabajo. Papá gracias por los consejos que me has dado y por estar presente en mi formación como persona.

A mi hijo. Quiero dedicarte este trabajo, eres la persona que más amo en este planeta y por la que he salido adelante. Este logro que estoy obteniendo es para los dos, para tener un mejor futuro. Te amo

A mi universidad. Gracias por brindarme la mejor educación que pude haber recibido, por todos los grandes profesores que tuve en este camino y por abrir un espacio para mí en la mejor Universidad de México.

A mis Sinodales. Gracias especialmente a mi director de tesis el M.en I. José Ángel Gómez Cabrera por guiarme en la realización de este trabajo, a los demás sinodales gracias por darse el tiempo de checar nuestro trabajo y por corregirnos en nuestros errores.

Gracias a todos los del Departamento de Ingeniería Petrolera, especialmente al Ing. Israel Castro Herrera, por brindarme la oportunidad de estar con ustedes en la realización de mi servicio social y por soportare los 6 meses que duró, gracias también por todo el apoyo brindado para mi titulación y porque la pasé muy bien compartiendo el tiempo con ustedes.

Ahora, gracias a todos mis compañeros que me acompañaron durante todo la carrera, por desvelarse cuando era necesario, por esa gran solidaridad y compañerismo que existió. Gracias a todos mis amigos y especialmente los que forman hoy parte de mi vida, realmente formé amistades invaluable y espero que duraderas. Quiero agradecer a Ana, Patricia, Daniel (Topo), Eli, Diego, Aaron, Armando, Albania, Rafa, Víctor y muchos otros que compartieron grandes experiencias conmigo.

Quiero agradecer a toda mi familia que me apoyó en este largo camino. Sin ustedes no podría estar hasta donde he llegado, gracias por todo el apoyo que me brindaron y la paciencia que me tuvieron.

Contenido

Agradecimientos	3
Introducción	7
Antecedentes.....	9
Sistema integral de producción	9
Flujo de Fluidos.....	9
Índice de Productividad	16
Análisis Nodal	21
CAPITULO 1.....	23
Bombeo Neumático Continuo	23
Sistemas Artificiales de Producción.....	23
Bombeo Neumático.....	24
Instalaciones	28
Válvulas de inyección.....	30
Válvulas desbalanceadas	31
Válvulas Balanceadas.....	34
Válvulas para bombeo neumático continuo	35
Válvulas para bombeo neumático intermitente	36
Operación del BNC	37
Ventajas del BNC	37
Limitaciones.....	38
Diseño.....	38
Factores a considerar para el diseño de una instalación de BNC	39
CAPITULO 2.....	44
Eficiencia del bombeo Neumático Continuo	44
Eficiencia del BNC.....	44
Método para calcular la eficiencia de un sistema de Bombeo Neumático Continuo.....	45
Eficiencia de la planta de compresión de gas	46
Eficiencia del pozo con bombeo neumático Continuo	47
Eficiencia de las tuberías de la planta de bombeo a los pozos destino de BNC.....	49
Gráfico de control de pozos con BNC	51
La eficiencia de los tubos entre los pozos asignados y la estación de medición	52
Optimización del diseño y la operación del Sistema de Bombeo Neumático Continuo (BNC).....	52
Optimización del Pozo con Bombeo Neumático Continuo	52

Análisis del pozo.....	54
Análisis Nodal de un Sistema de Producción por BNC	66
Análisis de estabilidad de pozos con Sistema de Bombeo Neumático Continuo.	68
Modelado de pozos con BN.....	69
Criterio de Estabilidad.....	75
CAPITULO 3.....	85
Casos de estudio	85
Sistemas de Monitoreo en Tiempo Real.....	86
Proceso de trabajo para la optimización de la producción	87
Ventajas en la optimización de tiempo real	89
Alcance de la optimización en tiempo real	89
Metodología de calibración del modelo de pozo	90
Caso 1. Optimización del Bombeo Neumático en el Campo Bokor, Malasia	93
Características del campo	94
Practica de operacional	94
Flujo de Trabajo en la Optimización del Bombeo Neumático	95
Diseño del bombeo neumático.....	95
Caso 2.- Simulación y Optimización del Bombeo Neumático Continuo en el campo petrolero de Aghajari	96
Proceso de Optimización	98
Caso 3.- Bombeo neumático con nitrógeno, Campo Bellota-Chinchorro, México	104
Definición del campo.....	104
Principio de Generación de nitrógeno con equipo de membrana	105
CAPITULO 4.....	106
Metodología para evaluar y optimizar el Bombeo Neumático Continuo.....	106
Recopilación de datos	107
Evaluación de los pozos.....	108
Eficiencia Simple	109
Eficiencia de inyección del gas	112
Eficiencia de levantamiento	120
Identificación del problema.....	122
Rediseño	123
Restricciones de flujo.....	130
Sistema de Distribución.....	143

Sistema de Recolección	144
Diagrama de Flujo para aumentar la eficiencia de un sistema de BNC	146
Ejemplo de Aplicación de la metodología.	147
Conclusiones y Recomendaciones	156
Conclusiones.....	156
Recomendaciones.....	159
Índice de Tablas	160
Bibliografía.....	161

Introducción

Actualmente la mayoría de los campos productores en México se encuentran produciendo con ayuda de un Sistema Artificial de Producción, debido a que no son capaces de fluir con la energía propia del yacimiento o los gastos de producción no son los deseados. Estos sistemas artificiales de producción se pueden instalar en cualquier etapa de recuperación en la que se encuentre el yacimiento. Se selecciona de acuerdo a las características del campo y los gastos deseados, algunos de los parámetros que se toman en cuenta son: la disponibilidad de insumos, las condiciones de operación, las características de los fluidos, tipo de yacimiento, capacidad de las instalaciones y la disponibilidad de los equipos requeridos. Es recomendable seleccionar el Sistema Artificial de Producción antes de realizar la terminación del pozo, evitando una intervención posterior para la instalación del sistema reduciendo los costos y tiempo que esto requiere.

El Sistema artificial de producción más utilizado en el país es el Bombeo Neumático, aproximadamente el 85% de los pozos productores tiene instalado este sistema. Este es instalado en cualquier región debido a la capacidad de adaptarse a una amplia variedad de condiciones de desarrollo; profundidad, operación y mantenimiento. Sin embargo, uno de los principales problemas que se tiene en PEMEX es el abastecimiento de gas. El gas de inyección proviene una parte del gas producido que se designa para el uso de maquinas y/o reinyección, es llamado gas residual, y otra parte es importada de diferentes países principalmente Estados Unidos de América. Debido a las grandes necesidades energéticas del país el gas residual destinado para bombeo neumático está disminuyendo y México se ha visto en la necesidad de incrementar la importación del gas natural para lograr un buen funcionamiento del sistema. Otra solución a este problema es la utilización de un gas no contaminante para el uso en el bombeo neumático, tal es el caso del nitrógeno, pero estos gases tienen costos más elevados.

Siendo el abastecimiento de gas un problema grande para el país, es necesario administrar y asignar de manera eficiente el gas con el que se cuenta. Por lo que el análisis y evaluación de los Sistemas de Bombeo Neumático se convierte en una tarea muy importante. Este análisis ayuda a la identificación de los principales problemas o factores que están limitando al sistema con el fin de optimizar su funcionamiento.

Es importante tomar en cuenta tanto las características del pozo como las del sistema de distribución y de recolección. El sistema de distribución juega un papel muy importante debido a que es con el cual se abastece el gas de inyección al pozo o los pozos, formando parte de la eficiencia del sistema. El sistema de

recolección es una de las limitantes que tendrá el sistema de bombeo neumático. La eficiencia del bombeo neumático radica en la cantidad de gas necesaria para producir los fluidos provenientes del yacimiento, por lo que mejorar la eficiencia significa reducir la cantidad de gas necesaria o incrementar la producción de los fluidos.

La eficiencia del bombeo neumático es un parámetro que indica la funcionalidad del sistema, cuando se tiene una eficiencia baja es necesario realizar un análisis detallado de las causas y en dado caso que no se pueda mejorar, buscar un cambio de Sistema Artificial de Producción que funcione mejor para las condiciones encontradas. En este trabajo se proporciona una metodología para calcular la eficiencia del sistema con el fin de analizar su funcionamiento. Consiste en una serie de pasos a seguir con los que se llega a un valor de eficiencia del sistema para evaluar el pozo operado bajo este sistema, una vez determinada la eficiencia se recomienda seguir métodos establecidos por diferentes autores para analizar el problema. Después de detectar el problema del sistema se mencionan posibles soluciones que el ingeniero de producción seleccionará para mejorar las condiciones de funcionamiento. Este procedimiento se realiza con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos y las ganancias en un activo.

Antecedentes

Sistema integral de producción

Un Sistema integral de producción está conformado por todos aquellos elementos que ayudan a transportar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, para su posterior almacenamiento, distribución o comercialización. También se encarga de la separación de los fluidos principales como son: aceite, gas y agua.

El Sistema Integral de Producción está conformado por los siguientes elementos en la Figura I.1 se muestra un diagrama típico del sistema integral de producción:

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería
- Estrangulador y cabezal
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

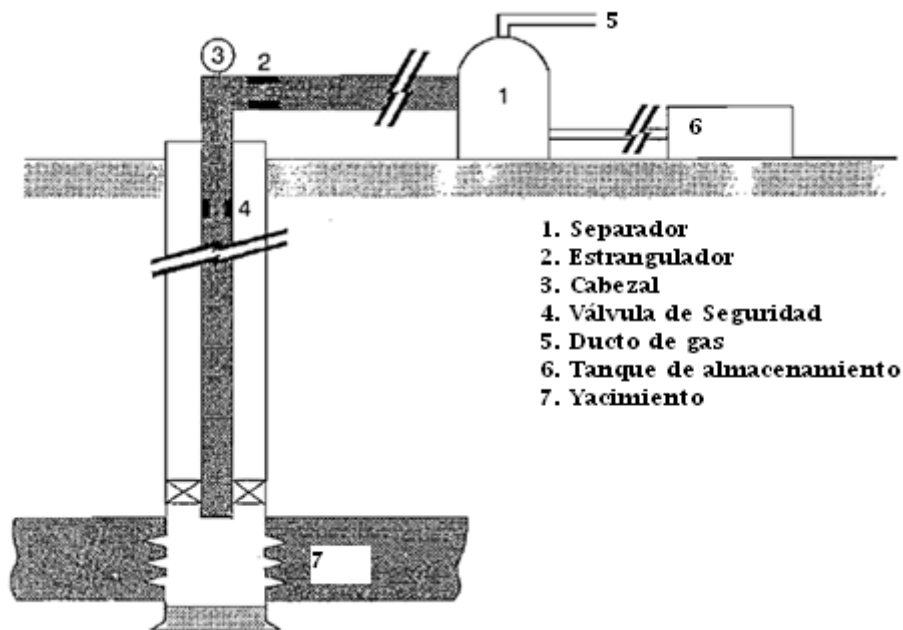


Figura I. 1.- Sistema Integral de Producción

Flujo de Fluidos

Para analizar el flujo de fluidos dentro de un sistema integral de producción se realiza un análisis nodal. Este es el estudio de las caídas de presión que ocurren dentro de un sistema integral de producción, para hacer más fácil su análisis se divide en 4 nodos principales. La selección del nodo de solución depende de la parte del sistema que se quiere analizar.

Existen 3 principales trayectorias de flujo dentro de un sistema integral de producción (Nind, 1964), los cuales son:

- 1) Flujo de fluidos del yacimiento al pozo
- 2) Flujo de fluidos del fondo del pozo a la superficie
- 3) Flujo de fluidos Cabeza del pozo a la batería de separación y tanque de almacenamiento.

En cada una de estas etapas existe la posibilidad de encontrar diferentes fases de flujo dependiendo de las condiciones de producción y las propiedades de los fluidos por lo que tenemos: flujo monofásico en el mejor de los casos, bifásico y trifásico principalmente.

Para el flujo del yacimiento al pozo se debe de relacionar el gasto con la caída de presión que existe entre el pozo y el radio de drene del pozo. En esta etapa se tiene una pérdida de energía del 10 al 30% (Beggs, 1991) en el transporte de fluidos. Es muy importante tomar en consideración las propiedades de los fluidos, la saturación fluidos en el medio poroso, las propiedades de la roca, daño de la formación y el mecanismo de empuje dentro del yacimiento. La Ley de Darcy (ec. I.1) es la ecuación más usada en la industria petrolera para predecir el flujo de fluidos a través del medio poroso.

$$q = VA = - \frac{k_a A}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (I. 1)$$

Donde:

- q = Gasto volumétrico a condiciones de flujo [cm³/seg]
- V = Velocidad de flujo [cm/seg]
- A = Área total transversal de flujo. [cm²]
- k_a = Permeabilidad absoluta del medio poroso [mD]
- μ = Viscosidad del fluido. [cP]
- dp/dx = Gradiente de presión en dirección del flujo [atm/cm]

Las condiciones que se deben de tomar en cuenta para que la ecuación de Darcy sea válida son las siguientes:

- Un medio Homogéneo e Isotrópico
- Medio poroso saturado de una sola fase
- Viscosidad constante
- Temperatura constante
- Flujo laminar

Para el flujo de fluidos a través de las tuberías verticales, inclinadas y horizontales es necesario realizar un balance de energía general del sistema. La ecuación I.2

$$E_p = g \frac{1}{g_c} h \quad (1.4)$$

Donde:

- E_p = Energía potencial. [(lb_f - pie)/lb_m]
- g = Aceleración de la gravedad [pie/seg]
- g_c = Constante gravitacional [32.174 ((lb_m-pie)/(lb_f-seg²)]
- h = Profundidad o altura.

- Energía cinética

$$E_c = \frac{v^2}{2} \frac{1}{g_c} \quad (1.5)$$

Donde:

- E_c = Energía cinética [(lb_f pie)/lb_m]
- v = Volumen específico medio del fluido [m³/kg]

Las mayores pérdidas de presión se obtienen en la segunda etapa de flujo, flujo dentro de la T.P, alrededor del 40-80% (Brown) de la energía total del sistema se pierde en esta etapa. Esta caída de presión tan grande se debe a tres factores caída de presión por fricción, por aceleración y por elevación. Siendo esta última la que más afecta en el caso de tuberías verticales por la columna de fluidos, ya que va realizando una contrapresión en el fondo del pozo y provoca la disminución de la potencia de flujo.

La segunda caída de presión más importante es provocada por la fricción ya que es una restricción que está presente entre los fluidos y la tubería, ésta depende en gran medida de las propiedades de los fluidos.

El gradiente de presión por aceleración es la caída de presión que se origina por las diferencias de velocidades que existen entre las partículas de las fases del fluido. Sin embargo, este parámetro no se considera dentro de los cálculos debido a que las pérdidas de presión son prácticamente despreciables en comparación con los gradientes anteriores.

Por lo tanto, la pérdida de presión total en el sistema se expresa de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (1.6)$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h \text{ sen}\theta + \frac{f \bar{v}^2 \rho}{2g_c d} \quad (1.7)$$

Donde:

- $(\Delta p/\Delta L)$ = Gradiente de presión Total, elevación y fricción
- d = Diámetro interior de la tubería [pg]

f = Factor de fricción [adimensional]
 ρ = densidad del fluido a condiciones medidas [lb /pie²]
 Θ = Ángulo de flujo, para flujo vertical o inclinado [°deg]

La ecuación 1.7 representada de manera general las pérdidas de presión, se pueden evaluar tuberías inclinadas y verticales, donde el término “θ” representa el ángulo de inclinación de la tubería. Por ejemplo: para una tubería vertical θ = 90° por lo que el sen(90°)=1, en este caso se tiene la mayor pérdida de presión por elevación.

Para el flujo en tuberías horizontales, generalmente se presenta de la línea de descarga al separador, se tiene una pérdida de presión del 10-15%. La ecuación para determinar éstas pérdidas de presión (ec. 1.9) cambia en comparación con la ecuación 1.7 debido a que el gradiente de presión por elevación no se toma en cuenta, solo actúan el gradiente de presión por fricción y aceleración.

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_a \quad (1.8)$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} + \frac{\rho\Delta(\bar{v}^2)}{2g_c\Delta L} \quad (1.9)$$

Estas ecuaciones pueden ser utilizadas para cualquier tipo de flujo presente, monofásico, bifásico o multifásico, solo se toman las propiedades de la mezcla como las propiedades del fluido.

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = f_{tp} \frac{\rho_m v_m^2}{2g_c d} + \frac{\rho_m\Delta(\bar{v}^2)}{2g_c\Delta L} \quad (1.10)$$

Donde:

f_{tp} = Factor de fricción de la TP. Definido de forma distinta por los autores de las diferentes correlaciones.

ρ_m = Densidad de la mezcla. Definida de forma distinta por los autores de las diferentes correlaciones.

v_m = Volumen específico de la mezcla. Definido de forma distinta por los autores de las diferentes correlaciones.

La mayoría de correlaciones que existen para modelar el flujo de fluidos en tuberías están basadas en estos principios, dependiendo del autor tomarán en cuenta otros parámetros que consideren importantes para realizar un correcto modelo de flujo.

Un factor importante que se consideró tiempo después fueron los patrones de flujo, estos se presentan cuando el fluido en la tubería se encuentra en más de una fase. De tal forma que, cada fase presenta una distribución relativa con respecto a la otra generando un patrón o tipo de flujo. En la figura I.3 y I.4 se muestran los patrones de flujo determinados por Beggs y Orkiszewsky para tuberías verticales y horizontales respectivamente.

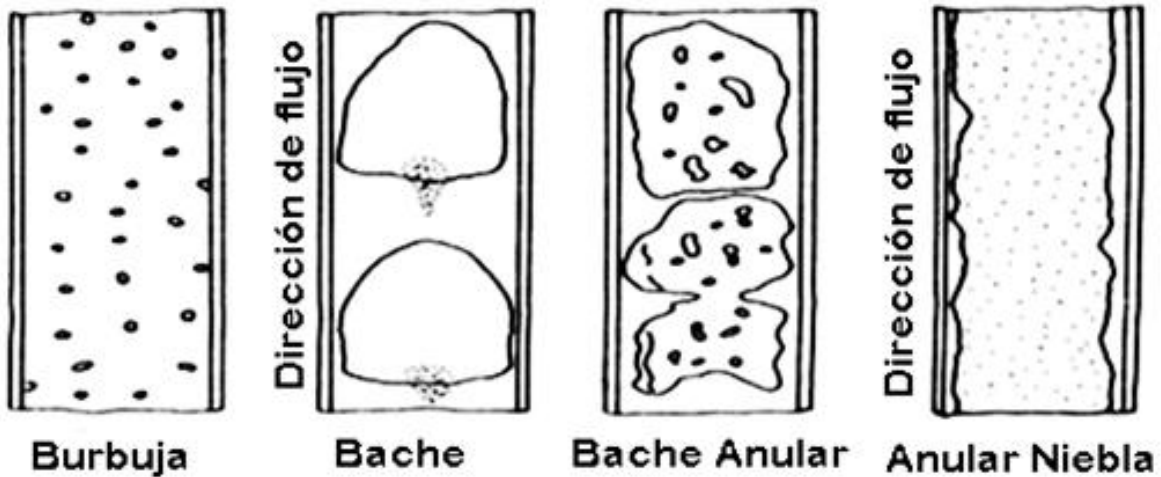


Figura I. 3.- Patrones de flujo en tuberías verticales propuestas por Beggs y Orkiszewsky

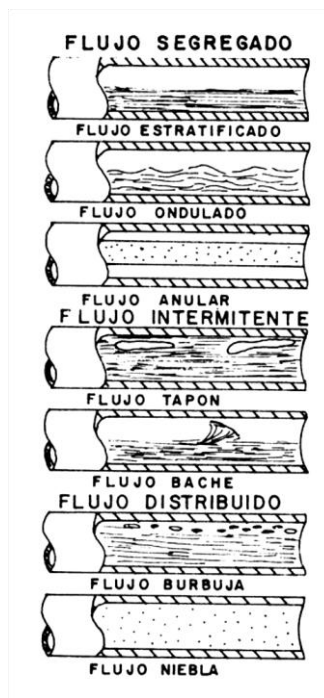


Figura I. 4.- de flujo en tuberías horizontales propuestas por Beggs y Orkiszewsky

Las correlaciones para el cálculo de la distribución de presión en tuberías verticales o inclinadas se pueden clasificar en 3 grupos, dependiendo del criterio

utilizado en su desarrollo tomando en cuenta el resbalamiento entre las fases o el colgamiento. El resbalamiento es fenómeno que se presenta cuando se tiene flujo multifásico, bifásico o trifásico, debido a la diferencia de velocidades entre las fases y el colgamiento (H_L) se refiere a la relación del volumen de líquido en un corte de tubería transversal a las condiciones de flujo. El colgamiento puede ser calculado con la ecuación I.11:

$$H_L = \exp \left((C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_L^2) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right) \quad (I. 11)$$

Donde:

Dirección de flujo	Tipo de flujo	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
Horizontal y ascendente	Todos	-0.38011	0.12988	-0.11979	2.34323	0.47569	0.28866
Descendente	Estratificado cualquier otro	-0.33028	4.80814	4.17158	56.26227	0.07995	0.50489
		-0.51664	0.78981	0.55163	15.51921	0.37177	0.39395

H_L - Colgamiento del líquido [adimensional]

N_L - Número de la viscosidad del líquido (adimensional) dado por:

$$N_L = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25}$$

N_{gv} - Número de la velocidad del gas (Adimensional)

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25}$$

N_{Lv} - Número de la velocidad del líquido

$$N_{Lv} = 1.938 V_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25}$$

V_{sL} - Velocidad superficial del gas [pie/s]

$$V_{sL} = \frac{(0.01191(q_o B_o + q_w B_w))}{d^2}$$

V_{sg} - Velocidad superficial del líquido [pie/s]

$$V_{sg} = \frac{(0.002122 q_o (R - R_s) B_g)}{d^2}$$

B_g = factor del volumen del gas

B_o = factor de volumen del aceite

B_w = factor de volumen del agua

d = diámetro interno de la tubería [pg]

q_o = gasto de aceite [bbl/día]

q_w = gasto de agua [bbl/día]

R = relación gas aceite [pie³/bl]

R_s = Relación de solubilidad [pie³/bl]

μ = Viscosidad del líquido [cP]

ρ_L = densidad del líquido [lb_f/pie³]

σ = Tensión superficial [dinas/cm]

Grupo 1: La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos corregidos por presión y temperatura, no se distinguen patrones de flujo y se pueden encontrar correlaciones como las de:

- Poettmann y Carpenter
- Baxendell y Thomas
- Fancher y Brown

Grupo 2: Se toma en cuenta el resbalamiento de las fases, la densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento, el factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido, y no se distingue régimen de flujo, Algunos autores que trabajaron de esta forma fueron:

- Hagedorn y Brown

Grupo 3: Se considera el resbalamiento entre las fases, la densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento, el factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua, se distinguen diferentes patrones de flujo y los autores que trabajaron usando estas consideraciones fueron:

- Duns y Ros
- Orkiszewsky
- Beggs y Brill
- Gould y Tek

Para las tuberías horizontales se consideran otras correlaciones como son:

- Bertuzzi, Tek y Poettmann
- Eaton, Adrews y Knowless
- Beggs y Brill
- Duckler

Es importante tener en cuenta que las correlaciones para flujo multifásico mencionadas anteriormente nunca reemplazaran a los medidores de presión, hablando de la precisión para determinar las presiones de flujo en las tuberías. Sin embargo, para el ingeniero de producción son una herramienta práctica para entender y solucionar problemas que se presentan en el campo, para facilitar la aplicación de dichas correlaciones se han realizado un amplio conjunto de curvas de gradiente de presión ya que no siempre es factible tener acceso a un equipo de cómputo.

Índice de Productividad

El índice de productividad nos ayuda a determinar cuál es la capacidad de producción de nuestro pozo, es decir, se encuentra un gasto máximo a las

mejores condiciones de producción y estado del pozo, sin embargo, el potencial del pozo debe de compararse a las condiciones a las que se encuentra.

Existen 2 principales grupos de curvas que representan el comportamiento de afluencia dependiendo de las condiciones de presión a las que se encuentre el yacimiento, representadas en la Figura I.5. Estas curvas son denominadas Índice de productividad (IP ó J) donde la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación y el Índice de productividad relativo (IPR) es cuando la presión de fondo fluyendo ha caído por debajo de la presión de saturación.

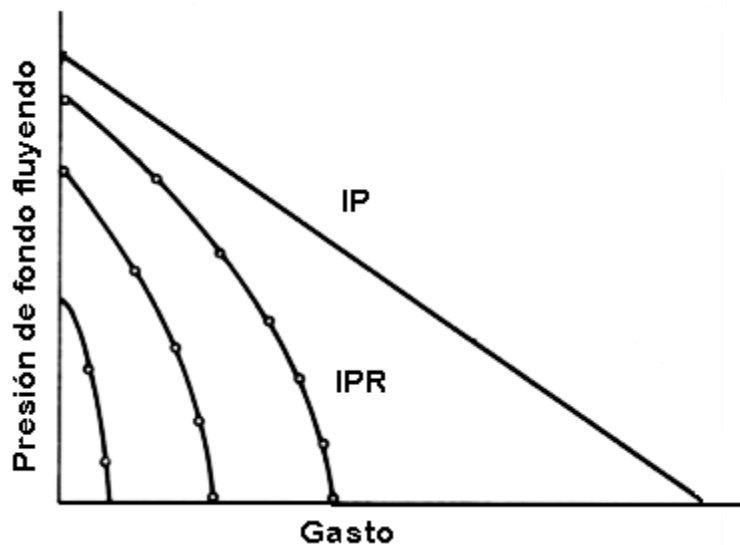


Figura I. 5.- Comportamiento típico de afluencia del yacimiento al pozo

Suponiendo un índice de productividad constante en un yacimiento bajo-saturado, independientemente de la producción a condiciones superficiales y con producción de aceite y agua, se puede emplear la ecuación I.12:

$$J = IP = q(p_{ws} - p_{wf}) \quad (I. 12)$$

Donde:

J = índice de productividad [(bl /día @ c.s.)/(lb/pg²)]

q = gasto [bl/día]

P_{ws} = Presión de fondo estática [lb/pg²]

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo [lb/pg²]

Con la ecuación I.13 se puede calcular el IP considerando un flujo radial en un yacimiento homogéneo, horizontal uniforme y de poca compresibilidad, donde se emplea conjuntamente la ecuación de Darcy:

$$J = IP = \frac{7.082 * 10^3 h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s + Dq} \left[\frac{k_o}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \right] \quad (I. 13)$$

Donde:

H = espesor de la formación productora [pies]

r_e = radio de drene del pozo [pies]

r_w = radio del pozo [pies]

s = Daño de la formación, se puede determinar de pruebas de presión

Dq = término por flujo turbulento, despreciado en flujos bajos

k_w = permeabilidad relativa al agua [mD]

k_o = permeabilidad relativa al aceite [mD]

De estas dos ecuaciones la más utilizada es la primera por mayor facilidad de uso ya que la segunda tiene la dificultad de determinar las permeabilidades relativas al agua y al aceite.

Las características del comportamiento del IP es que a cualquier gasto, J es siempre la misma. Cuando $q = 0$, $p_{wf} = p_{ws}$ y si $p_{wf} = 0$, q es el máximo.

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento estas ecuaciones no se cumplen, ya que la pendiente va cambiando continuamente en función del abatimiento en la presión. En la figura I.6 se muestra un diagrama representativo de la curva de comportamiento de afluencia en yacimientos saturados.

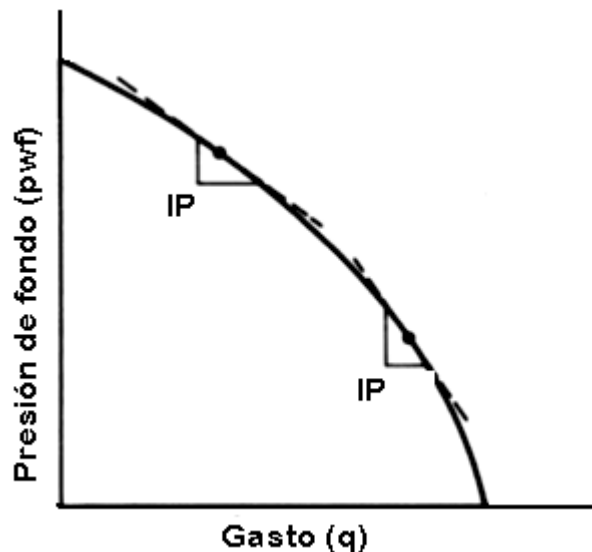


Figura I. 6.- Variación del IP para yacimientos saturados

De esto podemos concluir que el comportamiento de afluencia IP o IPR dependiendo de la presión es simplemente la primera derivada de una función del gasto respecto a la presión.

$$IP = \frac{dq}{dP_{wf}} \quad (I. 14)$$

Para este último tipo de yacimiento donde en el pozo ya existen dos fases en el flujo de fluidos y se suponga fijo radial, una saturación de agua constante en un medio poroso uniforme e isotrópico, donde los efectos gravitacionales y la compresibilidad de la formación y el agua no sean significativos, tenemos el método de Vogel que propuso la siguiente relación empírica para determinar la curva del comportamiento de flujo.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2$$

Donde q_{max} representa el gasto máximo que se puede obtener cuando $P_{wf}= 0$, expresado en [bl/día] (I. 15)

Hay que tomar en cuenta que esta ecuación representa una curva adimensional que se muestra a continuación y puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto, además que el error máximo de este método es $\leq 10\%$ y se llega a él cuando existen gastos bajos y abatimientos de presión pequeños.

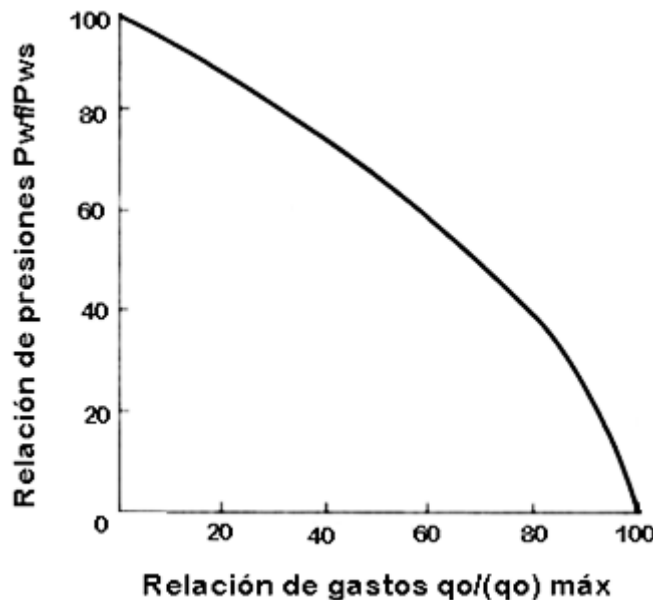


Figura I. 7.- Curva de afluencia para pozos sin daños de un yacimiento con empuje por agua disuelto

Es necesario considerar que esta curva está realizada para una eficiencia de flujo de 100% por lo que Standing en 1970 presentó una familia de curvas en adición a la de Vogel para diferentes eficiencias de flujo. Donde la eficiencia de flujo correspondía a lo siguiente:

$$EF = \frac{\Delta p_{ideal}}{\Delta p_{real}} = \frac{p_{ws} - p_{wf} - \Delta p_s}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (I. 16)$$

O bien, para flujo radial:

$$EF = \ln \frac{0.47 r_e}{r_w} / \left(\ln \frac{0.47 r_e}{r_w} + s \right) \quad (I. 17)$$

La Figura I.8 muestra curvas de comportamiento de afluencia realizadas por Standing. Con éstas se puede obtener el gasto máximo de un pozo con daño, sin daño o estimulado.

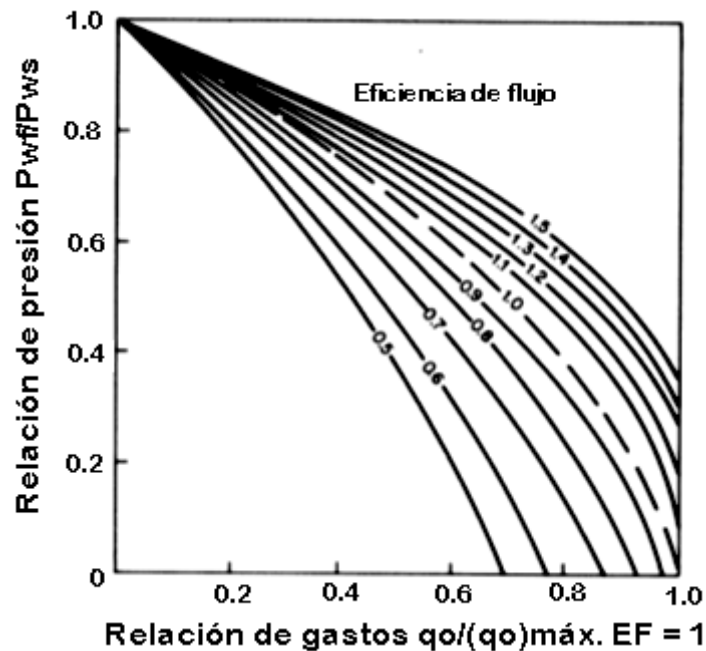


Figura I. 8.- Curva de afluencia para pozos con diferentes eficiencias

A continuación se presenta un procedimiento del cálculo para el índice de productividad de los pozos.

1. Obtener el valor de P_b de un análisis de PVT
2. Determinar la P_{wf} a un gasto medido q
3. Para datos de pruebas de producción donde $P_{wf} > P_b$ obtener J , q_b , q_c y q_{max} en ese orden empleando las siguientes expresiones:

$$q_b = J(P_{ws} - P_b) \quad (I. 18)$$

$$(I. 19)$$

$$q_c = \frac{q_b P_b}{1.8(P_{ws} - P_b)}$$

$$q_{max} = q_b + q_c \quad (1.20)$$

Donde q_c = gasto obtenido para valores de $P_{wf} > P_b$ y P_b = presión de burbuja [lb/pg²]

4. Para datos de pruebas de producción donde $P_{ws} > P_b > P_{wf}$ obtener q_c , q_b y q_{max} con las siguientes expresiones:

$$q_c = \frac{q}{1.8 \frac{P_{ws}}{P_b} - 0.8 - 0.2 \frac{P_{ws}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{ws}}{P_b} \right)^2} \quad (1.21)$$

$$q_b = J(P_{ws} - P_b)$$

$$q_{max} = q_b + q_c$$

Para la construcción de la curva de IPR ($P_{wf} < P_b$) empleada para calcular el gasto, a diferentes valores de P_{wf} , se utiliza la siguiente ecuación:

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \quad (1.22)$$

Si la prueba se efectúa a una presión abajo del punto de burbujeo se debe primero calcular el valor de J con la ecuación:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1.8 \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right)}} \quad (1.23)$$

Análisis Nodal

Un análisis nodal es una herramienta importante para la evaluación de un sistema integral de producción ya que analiza el comportamiento de cada elemento que conforma dicho sistema, ayudando a identificar los nodos que presentan problemas. El análisis Nodal puede aplicarse en cualquier tipo de pozos, inyectores, con un sistema integral de producción instalado, y fluyentes.

Para realizar un análisis nodal es necesario dividir al Sistema Integral de Producción en diferentes nodos, estos nodos analizan la caída de presión en

partes específicas del sistema. La aplicación del análisis nodal analiza la capacidad de transporte del sistema y se pueden determinar el diseño de las instalaciones para obtener un gasto idóneo. En la Figura I.9 se muestra un diagrama con las caídas de presión y los nodos principales dentro de un Sistema Integral de Producción.

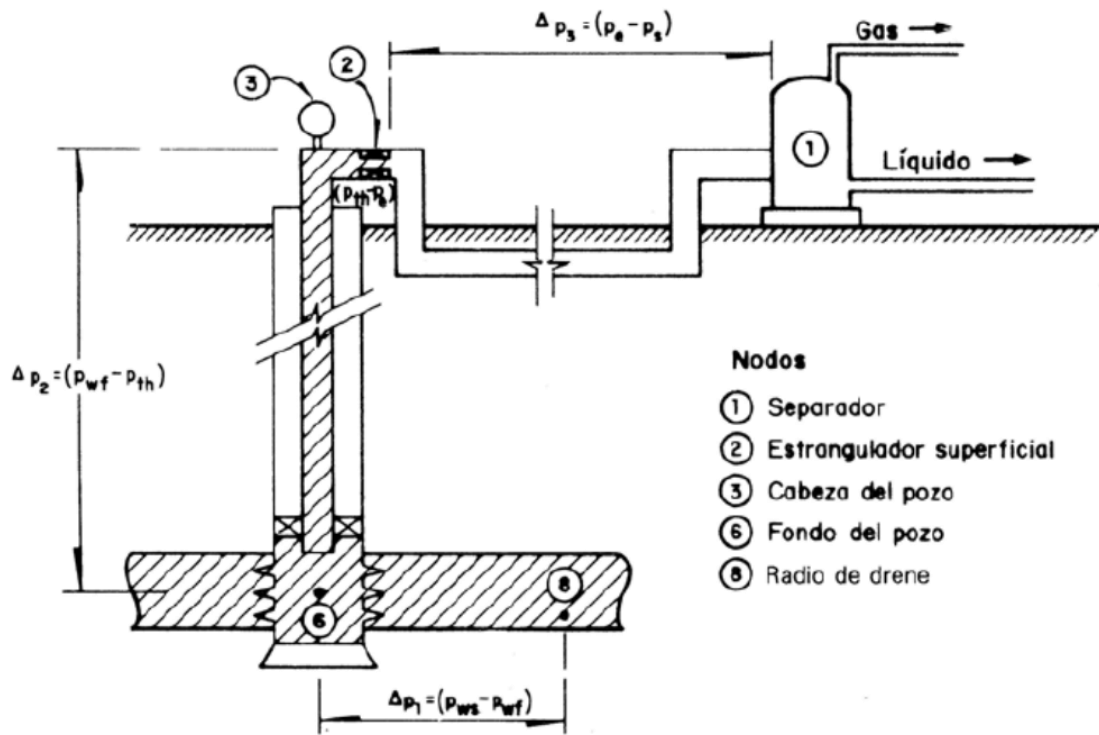


Figura I. 9.- Caída de presión y nodos principales

CAPITULO 1

Bombeo Neumático Continuo

Sistemas Artificiales de Producción

La explotación de un yacimiento petrolero se puede llevar a cabo mediante diferentes métodos de recuperación. Cuando un yacimiento se encuentra dentro de la etapa de recuperación primaria se usa la energía natural del yacimiento para la producción del hidrocarburo. Esta primera etapa abarca dos métodos; el sistema de flujo natural y los sistemas artificiales de producción (SAP). Sin embargo, los sistemas artificiales de producción pueden quedar instalados aunque el campo se encuentre en diferente etapa de recuperación, ya sea secundaria o terciaria.

El sistema de flujo natural es aquel en el cual la energía natural del yacimiento es suficiente para transportar los fluidos, a través del aparejo de producción, desde el fondo del pozo hasta la superficie. El tiempo de vida de los pozos con flujo natural es relativamente corto, por lo que es muy frecuente la instalación de sistemas artificiales de producción desde el inicio de la explotación de los pozos.

Los Sistemas Artificiales de Producción son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada, con el fin de mantener o incrementar la producción. Son instalados cuando la energía del yacimiento ya no es suficiente para elevar los fluidos hasta la superficie, o cuando los gastos de producción ya no son los deseados. Existen varios tipos de Sistemas Artificiales de Producción los cuales se seleccionan y diseñan dependiendo de las condiciones económicas, operacionales y mecánicas del pozo o de los pozos en los cuales se va a instalar. Los principales Sistemas Artificiales de Producción utilizados en todo el mundo son:

- Bombeo Mecánico
- Bombeo Neumático
- Bombeo Electro-centrífugo
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo de Cavidades Progresivas
- Émbolo Viajero
- Sistemas híbridos

En los últimos años se han desarrollado sistemas de producción inteligentes, esto quiere decir que se automatizan los sistemas ya existentes para lograr una mejor recuperación de hidrocarburos.

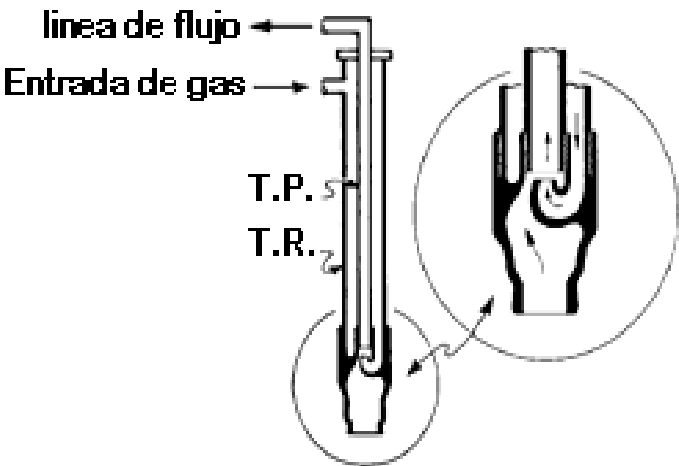
Bombeo Neumático

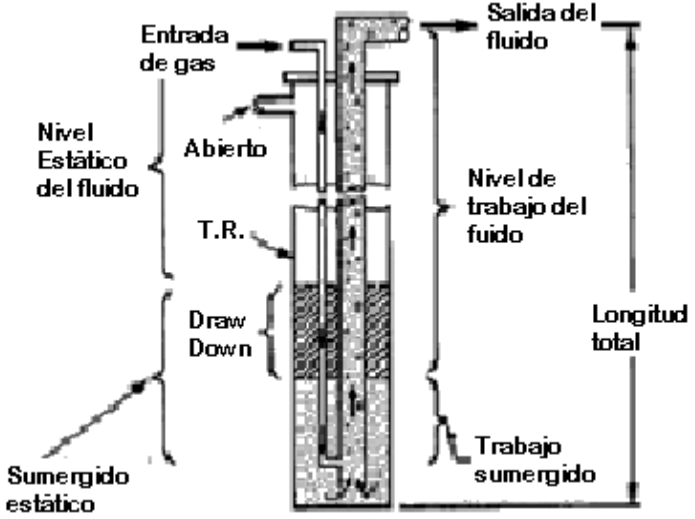
En este capítulo se describirá el funcionamiento, los tipos y las limitaciones en el Bombeo Neumático Continuo, debido a que es el Sistema Artificial más utilizado en México. Actualmente más del 50% de los pozos productores utilizan algún tipo de Bombeo Neumático.

Uno de los grandes problemas para el Bombeo Neumático son los altos costos en la compra de gas, ya que se requiere un gran volumen y generalmente se inyecta gas natural o nitrógeno.

En la Tabla 2 se muestra el avance cronológico que ha tenido el bombeo neumático desde su invención hasta hoy en día.

Tabla 1.- Cronología de desarrollo del BN, tomada de API Gas Lift Manual

Cronología en el desarrollo del Bombeo Neumático		
Año	Autor	Descripción
1797	Carl Emanuel Loscher	Aplico aire comprimido como principal medio de levantamiento de líquidos en un experimento de laboratorio
1846	Crockford	Se llevo a cabo la primera aplicación práctica del BNC con aire en algunos pozos de Pensilvania.
1865	A. Brear	Público la primera patente estadounidense para el bombeo neumático con gas llamada "oil ejector" 
1864-1900		Esta etapa consiste en el levamiento de fluidos con la inyección de aire comprimido a través del espacio anular o la TP. También era utilizado para descargar

		minas que se habían inundado
1900-1920		Hubo un gran auge en toda el área de la Costa del Golfo. Famosos campos estaban produciendo por medio del Bombeo de Aire, tal es el caso del campo Spindle Top
1920-1929		Aplicación de bombeo neumático directo con una amplia difusión en el campo Seminole en Oklahoma 
1929-1945		En ésta etapa se patentaron alrededor de 25,000 diferentes válvulas para flujo. Con el desarrollo en las válvulas de flujo se obtuvieron gastos de producción más eficientes. Se empieza a utilizar el gas natural como gas para el BNC
1945		A partir de esta fecha las válvulas operadas por presión reemplazaron a todas las demás válvulas operantes
1957		Introducción de las válvulas de BN recuperables con línea de acero.
1980		Inyección con nitrógeno y válvulas eléctricas
1990		BNC con tubería flexible y moto-compresores a boca de pozo (México).
2000		Se está empleando el BN en terminaciones inteligentes.

El bombeo neumático es un sistema artificial de producción en el cual se inyecta gas por el espacio anular o tubería flexible, puede ser de manera continua o intermitente, a presiones relativamente altas ($>250 \text{ lb/pg}^2$) para aligerar la columna de fluidos y así mejorar el flujo de los mismos hasta la superficie. El gas pasa hacia la T.P por medio de válvulas colocadas a varias profundidades para la descarga de fluidos al iniciar la instalación del BN y ya al estar funcionando normalmente por la o las válvulas operantes dependiendo de los puntos de inyección que se tomaron en cuenta en el diseño.

El gas inyectado reduce la densidad de los fluidos que se encuentran dentro del aparejo, esto provoca que la presión ejercida por la carga de fluidos disminuya, aprovechando además la expansión del gas como fuerza principal para elevar los hidrocarburos a la superficie. Esta reducción en la densidad de la columna hidrostática crea una presión diferencial entre la presión de fondo fluyente (P_{wf}) y la presión de fondo estática (P_{ws}), esta diferencia de presiones mejora el flujo de fluidos del yacimiento hacia al pozo para producir a un gasto deseado.

Como se ha mencionado existen dos tipos de bombeo neumático:

- Bombeo Neumático Continuo
- Bombeo Neumático Intermitente

Bombeo Neumático Continuo

En este método se inyecta un volumen continuo de gas a altas presiones por el espacio anular para airear el fluido y aligerar la columna hidrostática dentro de la tubería de producción. La inyección del gas se realiza por medio de válvulas colocadas estratégicamente en diferentes puntos de inyección, que puede ser un solo punto de inyección o varios. El gas es inyectado a la presión de apertura de las válvulas operantes, estas válvulas se mantienen abiertas hasta que la presión en el espacio anular es menor que la presión de apertura de la válvula lo que causa el cierre de la misma. En la Figura 1.1 se muestra un diagrama típico de un bombeo neumático continuo con un punto de inyección.

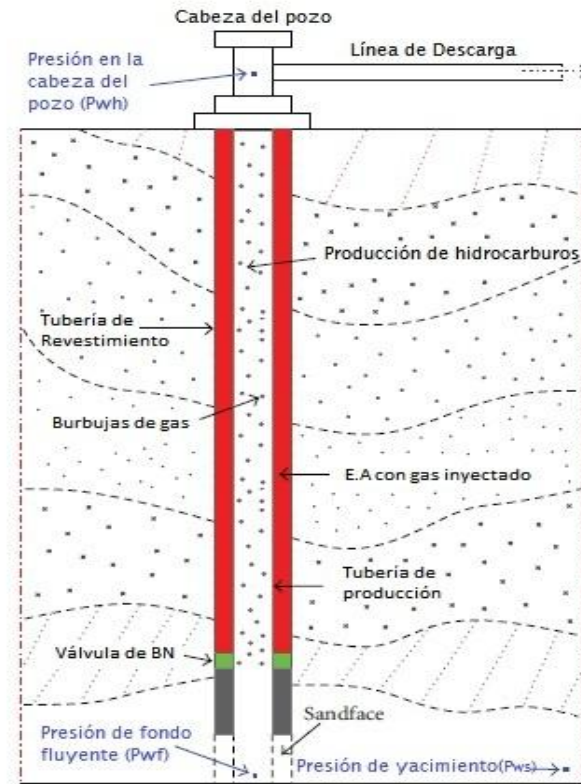


Figura 1.1- Diagrama representativo de un sistema de BNC con un punto de inyección

Bombeo Neumático Intermitente (BNI)

Este método consiste en la inyección de un determinado volumen de gas en forma periódica, creando baches de gas que desplazan a los hidrocarburos hasta la superficie. Este gas es inyectado desde la superficie hacia el espacio anular por medio de un regulador, interruptor o una combinación de ambos, posteriormente el gas es desplazado del espacio anular a la tubería de producción por medio de válvulas colocada en el aparejo. El volumen de gas inyectado por periodos regulados es determinado de acuerdo a la cantidad de fluidos que se estén aportando de la formación hacia el pozo.

A diferencia del Bombeo Neumático Continuo, las válvulas no se encuentran todo el tiempo abiertas, éstas abren y cierra periódicamente para inyectar el volumen de gas óptimo para lograr un eficiente desplazamiento del líquido. Cuando la válvula abre, los fluidos de formación acumulados dentro de la T.P son elevados a la superficie con un flujo tipo tapón o pistón a causa de la energía del gas inyectado. Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido, sólo una parte del volumen de aceite inicial es recuperado en la superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al siguiente bache de aceite de la formación. En la Figura 1.2 se muestra el diagrama de un bombeo neumático intermitente de tres tiempos.

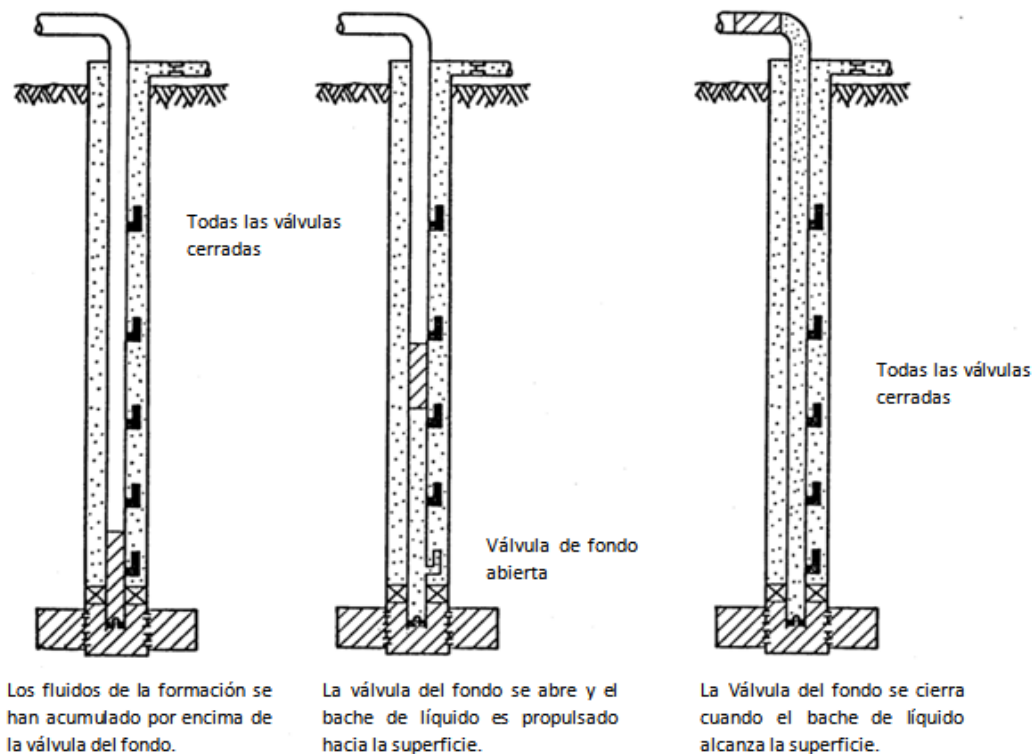


Figura 1.2- Se muestra un proceso de Bombeo Neumático Intermitente

Instalaciones

Las instalaciones de Bombeo Neumático están influenciadas principalmente por el tipo de flujo que se va a implementar en el pozo, continuo o intermitente. Un sistema de Bombeo Neumático debe de contar con cinco sub-sistemas principales para su correcto funcionamiento. Estos equipos se diseñan de acuerdo a las condiciones con las que se va a trabajar, por ejemplo: la presión de inyección, el tipo de gas, la producción de aceite de los pozos, el tipo de bombeo neumático, el tipo de terminación de los pozos, si hay o no producción de arenas y la conificación de agua o gas son muy importantes.

Los cinco sistemas principales son:

- Sistema de compresión necesario para la inyección de gas a altas presiones
- Sistema de control de gas en la superficie
- Sistema de control de gas sub-superficial
- Sistema de abastecimiento y manejo del gas de inyección
- Sistema para el almacenamiento y manejo de los fluidos producidos

Estas instalaciones son requeridas para cualquier tipo de bombeo neumático; ya sea continuo o intermitente. En la figura 1.3 se muestra un diagrama típico de las instalaciones de bombeo neumático.

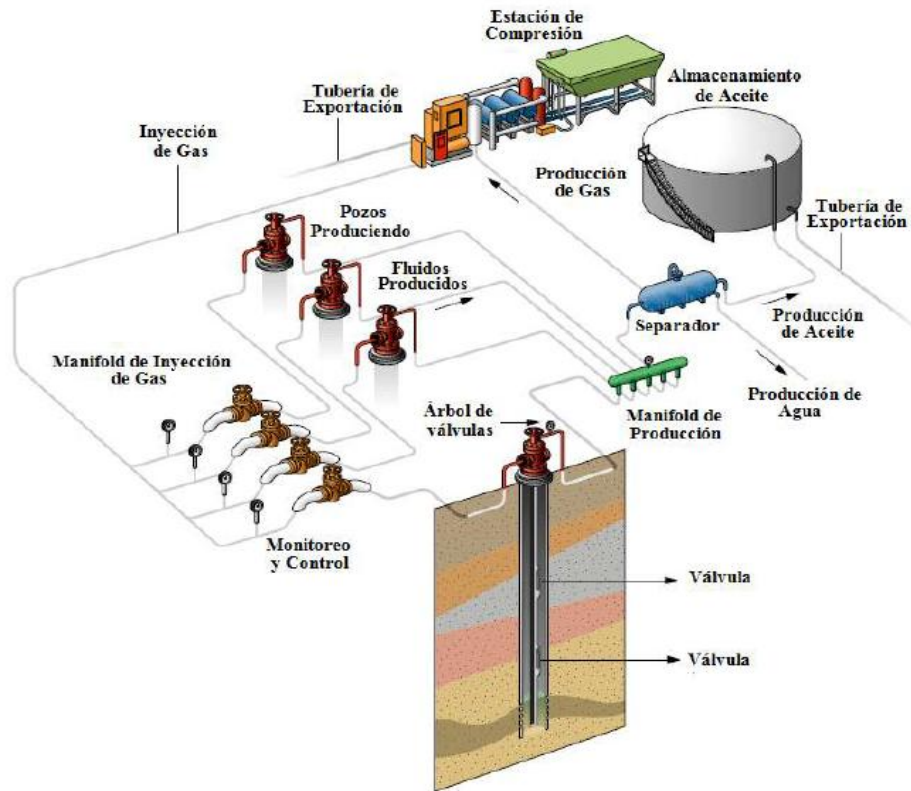


Figura 1.3- Instalaciones básicas con las debe de contar un sistema de Bombeo Neumático

Los costos de mantenimiento del Bombeo Neumático son relativamente altos debido principalmente al proceso de compresión del gas, este proceso es uno de los más caros dentro de la Industria Petrolera. El gas necesita ser inyectado a presiones altas para obtener las mejoras deseadas en la producción por lo que se utilizan sistemas de compresión relativamente grandes, incrementando así el costo de la instalación y mantenimiento de este método.

A continuación se describen las partes principales del equipo superficial y sub-superficial para una instalación de bombeo neumático.

Equipo Superficial

El equipo superficial es aquel que se encarga de controlar y regular la inyección del gas para poner en funcionamiento el bombeo neumático, así como de conducir la producción hacia la estación (batería) de separación. Este equipo consta principalmente del árbol de válvulas, línea de descarga, línea de inyección, válvulas de control, válvulas de retención y medidores de flujo.

Equipo Sub-superficial

El equipo sub-superficial es el que se encarga de proveer un medio para que los fluidos del yacimiento puedan llegar a la superficie, así como conducir, controlar y regular el gas inyectado para que llegue a la profundidad deseada. Este equipo está compuesto principalmente por: tubería de producción, válvulas de inyección del gas, empacadores, válvulas de pie y otros accesorios.

Válvulas de inyección

El dispositivo más importante para el bombeo neumático son las válvulas; ya que con estas se controla y regula la inyección del gas. Existen varios tipos de válvulas que se clasifican de acuerdo al efecto que la presión tiene sobre la apertura y cierre de la válvula. Esta sensibilidad está determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada del gas.

Una válvula de BN está compuesta por:

- Cuerpo de la válvula
- Elemento de carga(resorte, gas o una combinación de ambos)
- Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o una combinación de ambos)
- Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago e metal)
- Elemento medidor (orificio o asiento)

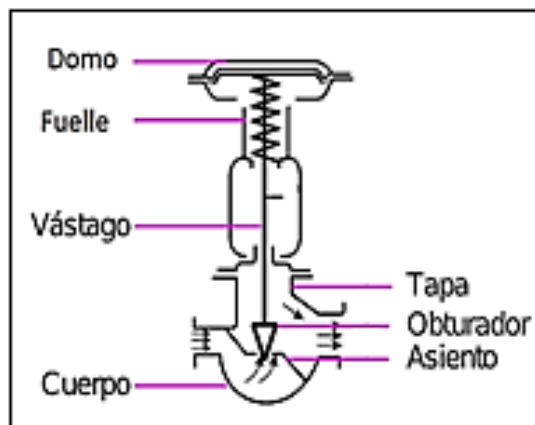


Figura 1.4- Partes fundamentales de una válvula

Normalmente la presión a la que se expone una válvula está determinada por el área de asiento. Cuando el área del fuelle es grande comparada con el área de asiento de la válvula, está es relativamente insensible a los cambios de presión en la T.P; por lo que, el efecto de la columna de fluidos de la T.P para abrir la válvula es pequeño.

Las válvulas de bombeo neumático pueden ser convencionales o recuperables. Las convencionales son aquellas que se colocan en el exterior del soporte de la

válvula en la TP, llamado mandril, para la recuperación de estas válvulas es necesario extraer todo el aparejo. Las recuperables son aquellas que se colocan dentro de la bolsa del mandril, éstas se pueden colocarse y recuperarse con línea de acero sin necesidad de extraer todo el aparejo. Las válvulas de bombeo neumático se clasifican en:

- Válvulas balanceadas
- Válvulas desbalanceadas
- Válvulas para bombeo neumático continuo
- Válvulas para bombeo neumático intermitente

Válvulas desbalanceadas

Este tipo de válvulas se caracteriza por abrir a una determinada presión y cerrar con una presión inferior a la de apertura. Estas presiones son determinadas por las condiciones en las que se encuentra el pozo.

Este tipo de válvulas se dividen en:

- Válvula operada por presión del gas de inyección
- Válvula reguladora de presión
- Válvula operada por los fluidos de la formación

Válvula operada por presión del gas de inyección

Generalmente es conocida como válvula de presión, tiene un rango de sensibilidad a la presión en la T.R del 50 al 100% en posición cerrada, y del 100% en posición abierta. Esto quiere decir que para que la válvula abra tiene que generarse un incremento considerable en la T.R. Sin embargo, para que la válvula cierre el decremento de presión no necesita ser tan considerable ya que la válvula es mucho más perceptible a este cambio.

Existen dos conceptos muy importantes para estas válvulas, que deben de tomarse en cuenta para el diseño de éstas. Los conceptos son:

1. Presión de apertura de la válvula bajo condiciones de operación

La presión de apertura se define entonces como la presión en la TR requerida para abrir la válvula bajo condiciones de operación.

Para determinar la presión de apertura es necesario realizar un balance de todas las fuerzas que están actuando sobre la válvula cerrada instantes antes de su apertura. En este instante, las fuerzas ejercidas para cerrar la válvula son iguales a las fuerzas ejercidas para abrirla. Por lo que puede establecerse la siguiente ecuación.

$$\begin{aligned} & \sum \text{fuerzas que tratan de abrir la válvula } (F_o) \\ = & \sum \text{fuerzas que tratan de cerrar la válvula } (F_c) \end{aligned}$$

$$F_o = P_c(A_b - A_p) + P_t A_p \quad (1.1)$$

$$F_c = P_d A_d \quad (1.2)$$

Donde:

P_c = Presión de cierre de la válvula

A_b = Área del fuelle

A_p = Área del puerto

A_d = Área del domo

P_t = Presión en la T.P.

P_d = Presión del domo

Sustituyendo

$$P_c(A_b - A_p) + P_t A_p = P_d A_d$$

Dividiendo entre A_b y despejando P_c

$$P_c \left[1 - \left(\frac{A_p}{A_b} \right) \right] = P_d - P_t \left(\frac{A_p}{A_b} \right)$$

Si sabemos que:

$$\begin{aligned} R &= \frac{A_p}{A_b} \\ P_c [1 - R] &= P_d - P_t R \end{aligned} \quad (1.3)$$

Despejando P_c

$$P_c = \frac{P_d - P_t R}{1 - R} \quad (1.4)$$

2. Presión de cierre de la válvula bajo condiciones de operación

La presión de cierre se define como la presión en la TR requerida para cerrar la válvula actuando bajo condiciones de operación.

Para determinar la presión de cierre se realiza un balance de fuerzas similar al hecho para la presión de apertura, se hace un balance de las fuerzas actuando sobre la válvula abierta un instante antes de su cierre. Tanto las áreas como las presiones son idénticas para esta válvula y la anterior, excepto que ahora la

presión bajo la válvula es afectada por la presión en la TR y no por la presión en la TP. Desarrollándose la siguiente ecuación:

$$\sum \text{fuerzas que tratan de abrir la válvula } (F_o) = \sum \text{fuerzas que tratan de cerrar la válvula } (F_c)$$

$$F_o = P_c(A_b - A_p) + P_t A_p$$

$$F_c = P_d A_d$$

Sustituyendo

$$P_c(A_b - A_p) + P_t A_p = P_d A_d$$

Haciendo $P_c = P_{vc}$

$$P_{vc}(A_b - A_p) + P_{vc} A_p = P_d A_b \quad (1.5)$$

$$P_{vc} A_b - P_{vc} A_p + P_{vc} A_p = P_d A_b$$

$$\therefore P_{vc} = P_d$$

La ecuación anterior nos muestra que la presión en la TR es igual a la presión en el domo para cerrar la válvula a una presión determinada.

Válvula reguladora de presión

También es llamada válvula proporcional o de flujo continuo. Requiere un aumento de presión en el espacio anular para abrir y una reducción de presión en la TP o en la TR para cerrar.

Válvula desbalanceada operada por fluidos de la formación (presiones en la TP)

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

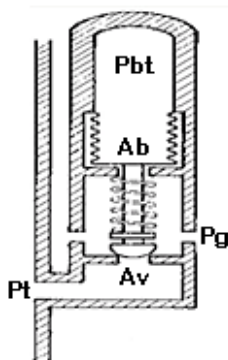


Figura 1.5- Diagrama de válvula desbalanceada operada con fluido

$$F_c = P_{bt} A_b + P_{st} (A_b - A_v)$$

$$F_o = P_t A_b$$

Válvula cerrada a punto de abrir

$$F_o = P_t (A_b - A_v) + P_g A_v \quad (1.6)$$

$$\therefore P_t = \frac{P_{bt} - P_g R}{1 - R} + P_{st}$$

- Válvula abierta a punto de cerrar

$$F_c = P_{bt}A_b + P_{st}(A_b - A_v) \quad (1.7)$$

$$F_o = P_t A_b$$

$$\therefore P_t = P_{vc} = P_{bt} + P_{st}(1 - R)$$

Válvulas Balanceadas

Este tipo de válvulas se caracterizan por no estar influenciadas por la presión en la T.P independientemente de que se encuentren en posición abierta o cerrada. La presión por la cual se encuentran influenciadas es la presión en la T.R, ésta actúa todo el tiempo en el área del fuelle; esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión conocida como Presión de domo. En la Figura 1.6 se muestran las posiciones cerrada y abierta de una válvula balanceada.

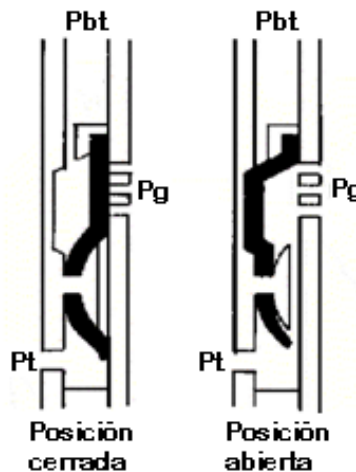
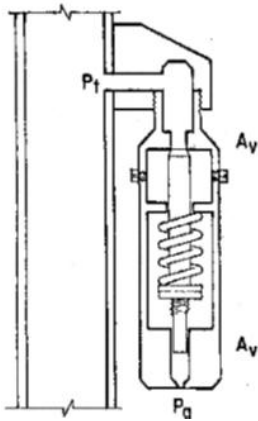


Figura1.6- Posición de apertura y de cierre de una válvula balanceada

Para obtener una ecuación tanto de apertura como de cierre para las válvulas balanceadas es necesario hacer un balance de fuerzas igual que con las desbalanceadas.



Donde:

P_{vo} = Presión de válvula abierta

P_{vc} = Presión de válvula cerrada

P_{bt} = Presión en la T.R

$$P_{vo} = P_{bt}$$

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

Figura 1.7- Válvula de resorte

Válvula cerrada a punto de abrir

$$F_c = P_g A_v$$

$$F_o = P_{st} A_v + P_t A_v$$

$$\therefore P_g = P_{vo} = P_{st} + P_t$$

Válvula abierta a punto de cerrar

$$F_c = P_g A_v$$

$$F_o = P_{st} A_v + P_t A_v$$

$$\therefore P_g = P_{vc} = P_{st} + P_t$$

Válvulas para bombeo neumático continuo

Este tipo de válvulas debe ser sensible a la presión en la TP cuando está en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la TP. Cuando la presión en la TP se incrementa, la válvula comienza a regular la apertura incrementando proporcionalmente el flujo de gas que pasa a través de ella. Cuando la presión en la TR decrece, la válvula empieza a regular el cierre, disminuyendo el paso del gas.

Estas respuestas de la válvula mantienen estabilizada la presión en la TP o tienden a mantener una presión constante. La presión de cierre de estas válvulas puede ser menor que la presión de apertura, a diferencia de las válvulas para bombeo neumático intermitente (BNI).

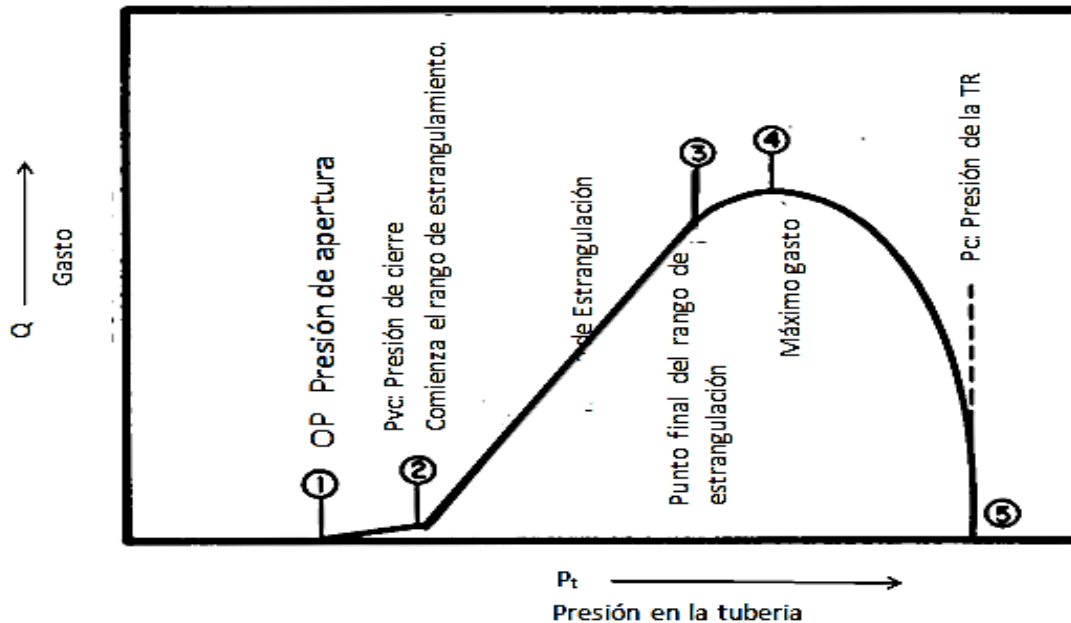


Figura 1.8- Gráfica de comportamiento de una válvula para bombeo neumático continuo

Como se puede observar en la Figura 1.8, el punto 1 es la presión a la cual la válvula abre. Del punto 2 al 3 la válvula se encuentra dentro del periodo de proporcionalidad en el cual, el gasto de gas es automáticamente regulado dependiendo de la presión dentro de la TP. El punto 4 es el máximo gasto que se va a tener de gas, a partir de este punto aunque aumente la presión el gasto comenzará a disminuir hasta que se cierre completamente el paso del gas. En el paso 5 se llegó a la presión de cierre de la válvula por lo que esta válvula ya no inyectará más gas.

Válvulas para bombeo neumático intermitente

Este tipo de bombeo puede llevarse a cabo con cualquiera de las válvulas existentes para BN, pero éstas deben ser diseñadas de acuerdo a las características o condiciones de trabajo del pozo. Básicamente se tienen dos tipos de bombeo intermitente: uno es el de punto único de inyección y otro es el de punto múltiple de inyección.

En el de punto único de inyección, todo el gas necesario para subir el bache de aceite se inyecta a través de la válvula operante. En el de punto múltiple de inyección, la expansión del gas actúa sobre el bache de aceite, empujándolo hacia una válvula posterior por medio de otra válvula que se encuentra inmediatamente debajo del bache. La válvula que se encuentra debajo actúa como la válvula de operación.

Las válvulas que se tienen en la sarta de producción no necesitan estar todo el tiempo abiertas cuando se está aplicando el BNI. El número de válvulas abiertas

va a depender del tipo de válvula utilizada, del diseño de BNI, y en sí, de toda la configuración del bombeo neumático.

Operación del BNC

El principal funcionamiento del Bombeo Neumático Continuo es, como se mencionó anteriormente, aligerar la columna de líquido producido para su fácil producción y además aprovechar la expansión del gas para impulsar el líquido a la superficie. Pero para lograr esto es necesario contar con los 5 sistemas también ya mencionados en las instalaciones.

- Sistema de compresión necesario para la inyección de gas a altas presiones
- Sistema de control de gas en la superficie
- Sistema de control de gas sub-superficial
- Sistema de abastecimiento y manejo del gas de inyección
- Sistema para el almacenamiento y manejo de los fluidos producidos

La forma de operación del Bombeo Neumático es comprimir el gas en la superficie a la presión requerida para las condiciones de pozo que se tomaron en cuenta en el diseño para un correcto funcionamiento del sistema. Después, este gas comprimido es inyectado en la TR para alcanzar la profundidad de la válvula operante y abrirla para conectar la TR y la TP, permitiendo el acceso del gas para mezclarse con el líquido contenido en la TP y así elevarlos a la superficie. Toda esta producción de gas y líquido es mandada a una batería de separación para realizar la separación y el tratamiento de los fluidos producidos. Puede existir una variante como el bombeo neumático autoabastecido en el cual el gas es separado en las vecindades del pozo mediante un separador portátil, el gas es nuevamente comprimido e inyectado al pozo y el líquido mandado a la línea de escurrimiento para enviarlo a las instalaciones de tratamiento.

Ventajas del BNC

- El costo inicial de la instalación es usualmente bajo
- Puede diseñarse un BN para profundidades parciales del pozo o a la profundidad total del pozo.
- El gasto de producción puede ser controlado en la superficie
- La producción de arenas no afecta mucho al sistema
- No es afectado por la desviación de los pozos
- Algunas de sus partes móviles comparadas con otros SAP tienen una larga vida útil
- Los costos de operación son relativamente bajos

Limitaciones

El sistema de bombeo neumático continuo e intermitente presenta algunas limitaciones entre las cuales se encuentran:

Tabla 2.- Limitaciones del BNC

	Rango típico	Máximo
Profundidad	1,000 a 3,000 m	5,000 m
Volumen	100 a 10,000 BPD	30,000 BPD
Temperaturas	100 a 250 °F	400 °F
Desviación	0 a 50°	70° radio de bajo a medio

- Los rangos de aplicación
- El limitado suministro de gas
- Distribución del gas a los pozos con BNC.
- La geometría del pozo.
- Porcentaje de agua entrante en el pozo
- Dificultad para el manejo de emulsiones
- Formación de hidratos y congelamiento del gas
- Tratamiento del gas y la corrosión que provoca

Cada tipo de flujo y cada pozo tienen sus propias limitaciones y condiciones las cuales son importantes para el diseño de un Sistema Artificial de Bombeo Neumático adecuado y eficiente para cada caso, por lo que hay que tomar en cuenta todas y cada uno de los factores necesarios para un buen funcionamiento del Sistema que se va emplear y de ser el caso, de no satisfacer las necesidades requeridas es mejor optar por otro sistema que tal vez las satisfaga mejor de la manera más rentable.

Tabla 3.- Condiciones de operación para el BNC

	Flujo continuo	Flujo intermitente
	Unidades U.S.	Unidades U.S.
Gasto	200 a 20000 (BPD)	<500 (BPD)
Índice de productividad	>0.45 (BPD/lb/pg ²)	<0.45 (BPD/lb/pg ²)
Presión de flujo	>0.08 (lb/pg ² /pie)	>145 (lb/pg ² /pie)
RGA de inyección	50 a 250 (pie ³ /bl) por 300 (m) de elevación	250 a 300 (pie ³ /bl) por 1000 (m) de elevación
Presión de inyección requerida	>100 (lb/pg ²) por 300 (m) de elevación	<100 (lb/pg ²) por 300 (m) de elevación

Diseño

Existen diversos factores que intervienen en el diseño de una instalación de bombeo neumático, para el diseño óptimo de un pozo operado por BN es indispensable conocer; la capacidad de flujo del sistema de producción, el tipo de

flujo óptimo para el sistema (continuo o intermitente), la profundidad óptima de inyección y los costos asociados con la instalación y operación del BN.

Otro elemento de gran importancia es la selección del tipo de válvula que se van a instalar, debido a que cada válvula varía en su funcionamiento

Para un buen diseño de bombeo neumático es necesario realizar una correcta selección de la profundidad de inyección, esta puede ser con un punto o varios puntos de inyección. La selección del punto óptimo de inyección se ve influenciada principalmente por:

1. La presión de gas disponible para la descarga del pozo
2. La densidad del fluido o gradiente de los fluidos en el pozo a un determinado tiempo de descarga
3. El comportamiento de afluencia del pozo durante el tiempo de descarga
4. La presión a boca del pozo (contrapresión entre el pozo y la central de recolección) que hace posible que los fluidos puedan ser producidos y descargados
5. 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 éste
6. La P_{wf} y las características de los fluidos producidos del pozo

Factores a considerar para el diseño de una instalación de BNC

1. Requerimientos de las válvulas de flujo continuo

Se tienen que seleccionar las válvulas con características de regulación necesarias para el bombeo neumático continuo. El gas es regulado desde la superficie y la válvula debe abrir al paso de una determinada cantidad de gas. Si se necesita una cantidad mayor o menor de gas, la válvula debe responder a los ajustes de superficie o a los cambios de presión en la T.P.

2. Presión del separador y en la cabeza del pozo

La contrapresión en la superficie es un importante factor de diseño para el bombeo neumático continuo. Se deben de utilizar correlaciones de flujo horizontal para obtener la presión necesaria de la cabeza del pozo al separador para producir a gastos específicos.

3. Localización de la válvula superior

En prácticamente todas las instalaciones la válvula superior es utilizada únicamente con propósitos de descarga. La válvula superior debe de colocarse lo suficientemente alta para que el pozo pueda ser descargado, pero lo suficientemente profunda para la eficiencia a condiciones de operación.

4. Presión y volumen del gas de inyección

Los dos factores que controlan en gran medida los gastos de producción son la presión y el volumen del gas inyectado. Si la presión del gas se incrementa el volumen de gas requerido disminuye, pero se tiene que tener en cuenta la disponibilidad de compresión del gas. Si se tiene disponible una gran presión, el punto de inyección puede ser bajado lo que causa un aligeramiento del gradiente de profundidad.

Para muchos pozos con flujo continuo es imposible incrementar los gastos de producción sin aumentar la presión de operación en la superficie

$$Profundidad = \frac{P_{so} - P_{wh}}{0.15} \quad (1.8)$$

5. Temperatura en el fondo y gradiente de temperatura dinámico

Es muy importante determinar el gradiente de temperatura dinámico para diseñar una instalación de bombeo neumático. Prácticamente todas las válvulas están expuestas a un incremento de presión, lo que genera un incremento de temperatura.

La temperatura de superficie dinámica está en función del gasto de producción y de la relación gas-líquido (RGL). Una solución fue proporcionada por Ramey y ha sido implementada en algunas correlaciones de flujo multifásico. Una seria desventaja de este método es que se necesita conocer los correctos coeficientes de transferencia de calor de la TR, la TP, el espacio anular con varios fluidos y de las formaciones adyacentes, otra desventaja son los altos gastos de producción porque no se puede hacer un cálculo correcto y la variación de la temperatura es de 10-30°C.

El primero en ofrecer un de las primeras soluciones prácticas para el problema fue Kirkpatrick. Su correlación para predecir la temperatura depende del gradiente geotérmico y del gasto total de líquido. Esta correlación es válida únicamente para diámetros de tuberías de 2", 2 ½" y 3", también está limitada a un gasto de 2000 BPD.

Otro método desarrollado fue el de Shiu, este método extiende los rangos de trabajo del método de Kirkpatrick. También, los perfiles de temperatura predichos por el método de Kirkpatrick resultan en una línea recta, mientras que los predichos por Shiu son una curva similar a los perfiles de temperatura generados por los datos de campo. Este método es uno de los más precisos y prácticos para determinar la temperatura a través de un pozo.

6. Gradientes de descarga y el espaciado entre válvulas

Una de los grandes problemas del bombeo neumático es determinar el correcto espaciamiento de las válvulas. El espaciamiento de las válvulas se puede determinar mediante un método gráfico o uno analítico. Una de las incógnitas o de las problemáticas es qué gradiente de presión va a utilizar, generalmente se utiliza el gradiente de presión que se genera de la cabeza del pozo a la válvula de operación.

7. Diámetro de la TP y gastos de producción

La selección del tamaño correcto de la configuración de flujo es importante para ambos puntos de vista el económico y para los gastos. Diferentes tamaños de tubería van a influir en la producción y en la inyección del gas. Entre más grande sea la configuración del aparejo de producción los gastos serán mayores. Varios tamaños de T.P son usados dependiendo del volumen de gas que se necesite.

La siguiente tabla sirve como guía para la selección de diámetro de T.P dependiendo del máximo y mínimo gasto para un buen funcionamiento del sistema de Bombeo Neumático.

Tabla 4.- Límites de gasto según el diámetro de la T.P.

Diametro de la T.P (pg)	Máximo gasto (BPD)	Mínimo gasto (BPD)
1	350	25 – 50
1 ¼	600	50 – 75
1 ½	1000	75 – 125
2	2500	200 – 250
2 ½	3000	350 – 500
3	4000	500 – 750
4	10000	1000 – 1500
5 ½	30000	3000 – 5000
7	50000	5000 – 7000

Tabla 5.- Límite de gasto según el espacio anular en el pozo

Configuración anular (pg)	Máximo gasto (BPD)	Mínimo gasto (BPD)
5 ½ - 2 3/8	8000	3000
7 x 2 3/8	15000	5000
7 x 2 7/8	12000	4000
7 x 3 ½	10000	3500
9 5/8 x 3 ½	15000	5000
9 5/8 x 4	20000	6000
10 ¾ x 4	40000	8000
13 5/8 x 4	60000	10000

8. Ajuste de la válvula

Debido a que las válvulas tienen diferentes características de operación, sus configuraciones también son diferentes. Estas calibraciones varían por varios factores, incluyendo si la válvula opera por presión o por fluido, la carga de presión o la carga en el fuelle o una combinación de estas. La temperatura, la columna de presión de gas, y la presión en la T.P pueden afectar en el ajuste de las válvulas. Las válvulas pueden tener una caída de presión de 15 a 20 psi por válvula en el fondo del pozo, o todas pueden ser ajustadas a la misma presión de apertura o cierre. Ésta caída de presión es la que hace la diferencia en la presión de operación de la válvula uno a la siguiente.

Un óptimo diseño resulta cuando el punto de inyección es alcanzado con la máxima presión, el incremento de la presión de apertura de la válvula debe incrementar la temperatura de flujo que puede ser utilizada para alcanzar el punto de inyección con la máxima presión.

Determinación del punto óptimo de inyección en una instalación de BNC

Para el diseño de una instalación de BNC lo primero que se debe de hacer, es localizar el punto óptimo de inyección de la válvula operante. A continuación se describe una metodología general para la selección del punto de inyección, para diferentes válvulas:

1. Graficar en papel con coordenadas rectangulares, la profundidad en el eje de las ordenadas, siendo igual a cero en la parte superior y presentando su valor máximo en el punto de referencia (empacador, intervalo medio productor).
2. En el eje de las abscisas graficar la presión, con cero en el origen hasta una presión máxima.
3. Trazar la presión estática (P_{ws}) a la profundidad del intervalo medio productor.
4. A partir del IP, calcular la P_{wf} correspondiente al gasto deseado e indicar este valor a la profundidad de referencia.
5. Partiendo de la P_{ws} prolongar la línea de gradiente estático hasta intersectar el eje de las ordenadas; este punto corresponde al nivel estático dentro del pozo.
6. Desde el punto de la P_{wf} , graficar el perfil de presión (línea del gradiente fluyendo) abajo del punto de inyección. El punto en el cual el gradiente interseca al eje de las ordenadas es el nivel dinámico.
7. Señalar en el eje de las abscisas la presión máxima del gas de inyección (presión de arranque), la presión disponible y la presión de operación. La

presión de operación generalmente se fija 100 [psi] debajo de la presión disponible, y ésta, 50 [psi] debajo de la presión de arranque.

8. Trazar la línea de gradiente de gas correspondiente a la presión de operación y a la presión disponible hasta intersecar la línea del gradiente fluyendo establecido en el paso 6
9. Marcar el punto donde la presión de operación interseca la línea de gradiente fluyendo como el punto de balance entre la presión en el espacio anular y la presión en la TP.
10. Partiendo del punto de balance y sobre la línea de gradiente fluyendo, determinar el punto de inyección del gas restando 100 [psi] del punto de balance.
11. Marcar la presión de flujo en la TP (P_{wh}) a la profundidad de cero. Esta presión es igual a cero si el pozo descarga al quemador y tiene un valor positivo si descarga al separador.
12. Unir el punto de inyección y la presión de flujo en la cabeza del pozo, seleccionando la curva de gradiente de presión o bien la correlación de flujo multifásico correspondiente; esta curva será la del gradiente de presión de flujo arriba del punto de inyección. Dicha curva proporciona la RGA total que se requiere para producir el pozo al gasto deseado. La RGA inyectada es igual a la diferencia entre la RGA total y la de los fluidos de la formación.

Si no se dispone de curvas de gradiente o de correlaciones de flujo multifásico, el punto de inyección y la P_{wh} pueden unirse con una recta para propósitos de “espaciamiento de válvulas”.

CAPITULO 2

Eficiencia del bombeo Neumático Continuo

La presión y capacidad de compresión de las plantas de compresión utilizadas en los sistemas de Bombeo Neumático Continuo (BNC) son originalmente diseñadas para un número estimado de pozos productores en un yacimiento. Con el tiempo, el comportamiento dinámico del yacimiento y los nuevos pozos que se agregan a nuevos yacimientos descubiertos, exige un control y seguimiento continuo de la distribución del volumen de gas disponible para el BNC de los pozos con el fin de maximizar la producción total de aceite en el sistema, o de maximizar el beneficio económico de las partes involucradas: yacimientos, pozos, sistema de recolección y distribución de fluidos e instalaciones de compresión. Los métodos y criterios utilizados en la optimización de BNC declaran que cada pozo se encuentre en óptimas condiciones para poder recibir el volumen de gas necesario, es decir, que la instalación se encuentre trabajando “eficientemente” a nivel de pozo y campo.

Eficiencia del BNC

En el sistema de bombeo neumático continuo, la eficiencia se mide por los barriles diarios de aceite que se producen por cada MMPCD de gas inyectado, otra manera de cuantificar la eficiencia es con el inverso del número anterior, es decir, midiendo los MMPCD de gas del BN utilizados para levantar un barril de petróleo, el valor promedio para el sistema de este último número es utilizado como “Indicador de la Eficiencia del Sistema”, un valor de referencia utilizado frecuentemente para estimar si un pozo consume mucho gas es 2000 FC/BN, sin embargo, los costos de compresión del gas, el beneficio neto obtenido por la venta del petróleo y la cantidad de agua producida, son parámetros que permiten establecer más acertadamente cual es el volumen óptimo de gas que debe inyectarse por barril de petróleo producido.

La máxima eficiencia del BN a nivel de pozo se alcanza cuando se inyecta a la máxima profundidad posible el volumen adecuado de gas. Para una determinada presión de inyección disponible en la cabeza de pozo, la máxima profundidad de inyección se obtiene cuando se realiza un diseño eficiente de la instalación: óptimo espaciamiento de las válvulas y adecuada selección, calibración y operación de las mismas. En cuanto a la adecuada tasa de inyección, la asignación de un determinado volumen de inyección de gas para un pozo no debe realizarse en forma aislada y mucho menos arbitraria, sino que debe tomarse en consideración tanto su comportamiento individual como el del resto de los pozos asociados al sistema. El comportamiento actual de cada pozo debe cotejarse para luego, mediante análisis nodal, detectar las restricciones al flujo de petróleo, mediante la

predicción del comportamiento ante distintos escenarios mediante análisis de sensibilidad: intervalo, densidad y penetración de los disparos, eliminación del daño a la formación, cambio de línea de flujo, presión de separación. Uno de los análisis de sensibilidad más utilizados lo constituye el tomar en cuenta el impacto que tiene sobre la producción, la inyección de distintos volúmenes diarios de gas. La representación gráfica de la tasa de producción de petróleo en función de la tasa de inyección de gas se conoce con el nombre de Curva de Rendimiento y constituye la base fundamental para aplicar algunos algoritmos de optimización a nivel de sistema.

Método para calcular la eficiencia de un sistema de Bombeo Neumático Continuo

Un sistema de bombeo neumático continuo está compuesto de varios sub-sistemas que son necesarios para que funcione el sistema de la manera más adecuada posible. Para la evaluación de la eficiencia completa del sistema, es necesario tomar en cuenta cada uno de estos sub-sistemas que lo conforman y así poder llegar a evaluar de manera completa la eficiencia del sistema de BNC, estos sub-sistemas son:

- Planta de bombeo
- Red de distribución
- Pozo de BN
- Estación de medición
- Tuberías de conexión entre sub-sistemas

Todas estas partes deben de trabajar en conjunto y en paralelo ya que si una falla todo el sistema falla. Por el contrario, si cada una de estas partes que conforman el sistema funciona de la mejor manera la eficiencia es más favorable.

Asumiendo lo anterior, la función para el cálculo de la eficiencia de un BNC se puede expresar de la siguiente forma:

$$\eta_{ws} = \bar{\eta}_c \eta_g \eta_w \eta_m \quad (2.1)$$

Donde:

- η_{ws} = Eficiencia del sistema de Bombeo neumático continuo
- η_c = Eficiencia para unidades de compresión
- η_g = Eficiencia de las tuberías desde la planta de bombeo al pozo
- η_w = Eficiencia del pozo
- η_m = Eficiencia de tuberías del pozo a la planta de medición

A partir de lo anterior en esta parte se describe el análisis de la eficiencia de cada uno de los subsistemas propuesto por Lui Yoghui

Eficiencia de la planta de compresión de gas

Una unidad de compresión se conforma principalmente de la unidad de alimentación y del compresor, por lo que la ecuación para expresar la eficiencia resulta de la siguiente manera:

$$\eta_c = \eta_e \eta_{vc} \quad (2.2)$$

$$\eta_{vc} = \frac{Q_{vo}}{Q_{vth}} = \frac{Q_{vo}}{V_{s1} n} \quad (2.3)$$

Donde:

η_e = Eficiencia del motor

η_{vc} = Eficiencia volumétrica del compresor

Q_{vo} = Gasto de gas real [m^3 / s]

Q_{vth} = Gasto de gas ideal [m^3 / s]

V_{s1} = Volumen de trabajo [m^3]

n = Velocidad de rotación del compresor [rev / s]

La eficiencia del motor que se considera como la unidad de potencia (motor eléctrico) esta expresada como:

$$\eta_e = \frac{P_e - P_o - 3I^2R - KP_e}{P_e} \quad (2.4)$$

$$P_e = \sqrt{3}IU \cos \phi \quad (2.5)$$

Donde:

P_e = Potencia de entrada del motor [W]

P_o = Potencia del motor sin carga [W]

I = Corriente eléctrica [A]

R = Resistencia [Ω]

K = Factor de pérdida

U = Voltaje [V]

$\cos \phi$ = Factor de potencia del motor

En caso de motor de gas se expresa de la siguiente manera:

$$\eta_{ge} = \frac{P_p}{H_m q_{gesc}} \quad (2.6)$$

Donde:

η_{ge} = la eficiencia de los motores de gas

P_p = Potencia del eje del compresor [W]

H_m = igual al trabajo de 1 m³ de gas ardiente naturaleza [J/m³]
 q_{gesc} = la velocidad de combustión de los motores de gas [m³ / s]

Las unidades de compresión generalmente no se constituyen de un solo compresor, está conformada por varios compresores, es necesario tomar en cuenta todos los compresores que conformen a la planta. Se pueden tener compresores eléctricos, de gas o turbocompresores. La eficiencia promedio de la unidad de compresión es la sumatoria de todos los componentes de ésta, como se muestra a continuación:

$$\bar{\eta}_c = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ei} \eta_{ci} + \sum_{i=1}^m H_m q_{gsci} \eta_{gci}}{\sum_{i=1}^n P_{ei} + \sum_{i=1}^m H_m q_{gsci}} \quad (2.7)$$

Donde

q_{gsci} - volumen de gas inyectado [m³ / s]

Eficiencia del pozo con bombeo neumático Continuo

Esta parte se refiere al proceso de inyección del gas al pozo y el trayecto que recorre en el interior del mismo, pasando por todos los accesorios involucrados en el proceso, hasta retornar con el fluido del yacimiento a la superficie. La eficiencia de este subsistema se divide en 2 partes: la inyección y la elevación de fluidos, quedando la siguiente ecuación.

$$\eta_{ws} = \eta_{wI} \eta_{wL} \quad (2.8)$$

Donde:

η_{wI} - eficiencia de inyección
 η_{wL} - Eficiencia de levantamiento

Para la ecuación de η_{ws} , la presión y la temperatura de la mezcla es la misma que la del gas de inyección, lo que quiere decir, que los datos de presión y temperatura después de la válvula operante son los datos de la salida del gas de inyección, por lo que la eficiencia de la inyección se evalúa de la siguiente manera:

$$\eta_{wI} = \frac{p_v q_{wgsc} B_v}{p_{whi} q_{wgsc} B_{whi} + \rho_{gsci} q_{wgsc} g L_v + c_{gi} \rho_{gsci} q_{wgsc} (T_v - T_{whi})} \quad (2.9)$$

Donde:

P_v = Presión en la válvula de trabajo [Pa]
 q_{wgsc} = Gasto de inyección de gas [m³ / s]
 c_g = calor específico del gas natural [J / (kg · K)]
 B = Factor de volumen de gas [m³_{@c.s} / m³_{@(P,T)}]

T_v = Temperatura de la válvula de trabajo [K]
 T_{whi} = Temperatura de inyección de gas [K]
 P_{whi} = presión de inyección de gas [Pa]
 L_v = la profundidad de trabajo de la válvula [m]
 g = gravedad [m/s²]

Al existir una gran contrapresión en la cabeza del pozo en este tipo de sistema artificial de producción, la contrapresión debe ser considerada para el cálculo. La potencia de salida considera el resto de la energía debido a la inyección y la de elevación. Mientras que la energía de entrada se divide en dos: energía proveniente de la inyección del gas y la de la mezcla de formación. Por lo que la eficiencia del levantamiento se expresa así:

$$\eta_L = \frac{P_{oL}}{P_{iL}} \quad (2.10)$$

$$P_{oL} = P_{p4} + P_{h4} \quad (2.11)$$

$$P_{iL} = P_{gi} + P_{nf} \quad (2.12)$$

$$P_{p4} = P_{wh} [q_L (B_L + RGLB_{wh}) + q_{wgsc} B_{wh}] \quad (2.13)$$

$$P_{h4} = [\rho_{gsci} q_{wgsc} B_{wh} + q_L (\rho_{gsc} B_{wh} RGL + \rho_L)] g L_v \quad (2.14)$$

$$P_{gi} = p_v q_{wgsc} B_v + c_g \rho_{gsc} q_{wgsc} (T_v - T_{wh}) \quad (2.15)$$

$$P_{nf} = p_v q_L (1 + RGLB_v) + q_L (c_L \rho_L + c_g \rho_{gsc} RGL) (T_v - T_{wh}) \quad (2.16)$$

..

Donde:

P_{wh} = contrapresión en la cabeza del pozo [Pa]

q_L = producción en masa [m³ / s]

RGL = relación gas-líquido [m³/m³]

En general con este procedimiento la eficiencia obtenida es alta, debido a que no se toma en cuenta las pérdidas de energía. El consumo de energía por elevación consiste de dos partes, la pérdida por fricción y la pérdida por deslizamiento, esta última se refiere a todas las pérdidas de energía a excepción de las perdidas por fricción. Para evaluar correctamente las pérdidas de deslizamiento, las pérdidas por fricción son iguales a las pérdidas de energía sin deslizamiento:

$$\eta_L = 1 - \eta_{Lf} - \eta_{Ls} \quad (2.17)$$

Donde:

η_{Lf} - Eficiencia de fricción en la tubería de elevación

La eficiencia simple de un pozo de BNC se define como la relación de la potencia actual a la entrada de la energía:

$$\eta_w = \frac{P_{weo}}{P_{wei}} \quad (2.18)$$

$$P_{weo} = \rho_L q_L g \left(L_v - \frac{p_v}{\rho_L g} \right) \quad (2.19)$$

$$P_{wei} = p_{whi} q_{gsci} + c_g \rho_g q_{gsci} (T_{whi} - T_{wh}) \quad (2.20)$$

Eficiencia de las tuberías de la planta de bombeo a los pozos destino de BNC

Esta parte se refiere a todas las tuberías que sirven de enlace entre estos dos sistemas; la planta de bombeo y el pozo destino de BNC; las cuales se encuentran en conexiones en serie. Las tuberías interconectadas sufren a lo largo de la dirección del flujo una pérdida de energía en forma de presión y temperatura, aunque, no sufre un desperdicio de la misma entre las conexiones de la tubería; por lo que la eficiencia se divide en muchas partes de tubería dependiendo de las condiciones de altura gasto y posición en la que se encuentre, por lo que la eficiencia de un tubo es crítica y se calcula de la siguiente manera:

$$\eta_g = \prod_{i=1}^n \eta_{pi} \quad (2.21)$$

$$\eta_p = \frac{p_{po} q_{pgsc} B_{po}}{p_{pi} q_{pgsc} B_{pi} + c_g \rho_{gsci} q_{pgsc} (T_{pi} - T_{po})} \quad (2.22)$$

Donde:

η_p = Eficiencia de la tubería

P_{po} = Presión de la salida de un tubo [Pa]

P_{pi} = Presión de la entrada de una tubería [Pa]

T_{pi} = Temperatura de la entrada de una tubería [K]

T_{po} = la temperatura de la salida de un tubo [K]

Esto significa que si se encuentran tuberías que atraviesan veredas la energía de la posición debe de tomarse en cuenta, si se encuentra en estado ascendente la eficiencia se calcula como sigue:

$$\eta_p = \frac{P_{po}}{P_{pi} + P_{pg}} \quad (2.23)$$

$$P_{pg} = \rho_{gsci} q_{pgsc} g (H_{po} - H_{pi}) \quad (2.24)$$

$$\text{ó} \quad \eta_p = \frac{P_{po} + P_{pg}}{P_{pi}} \quad (2.25)$$

Donde:

H_{po} = altura a nivel del mar de la entrada de una tubería [m]

H_{pi} = altura del nivel del mar de la salida de una tubería [m]

q_{pgsc} = la tasa de flujo de una tubería [m³ / s]

El consumo de energía es está dividida en dos partes, la perdida por fricción y perdidas adicionales; esta última toma en cuenta los cambios de diámetro interior a través del trayecto de la línea de flujo, las válvulas, la transferencia de calor, etc.

$$1 - \eta_p = \eta_{pf} + \eta_{pa} \quad (2.26)$$

Donde:

η_{pf} = Eficiencia de fricción de una tubería

η_{pa} = Eficiencia adicional de un tubo

Para la red de distribución se generan varios nodos dependiendo de cuanto gas y a cuantos pozos puede la planta de distribución de gas tratar. Ya que la red de distribución es demasiado grande para poder tener en cada nodo un medidor de condiciones de flujo, pero, sabiendo que a red de distribución debe de tener diferentes nuevos puntos de distribución de gas y de re-compresión podemos tomar en cuenta los datos de las etapas para deducir mediante una ecuación la presión en cada nodo y así poder valuar la eficiencia de la red por cada sección de la misma. Con esto, se ubica donde existe una mayor caída de presión, determinando las posibles causas y soluciones. En la Figura 2.1 se muestra un diagrama de las diferentes clases de nodos.

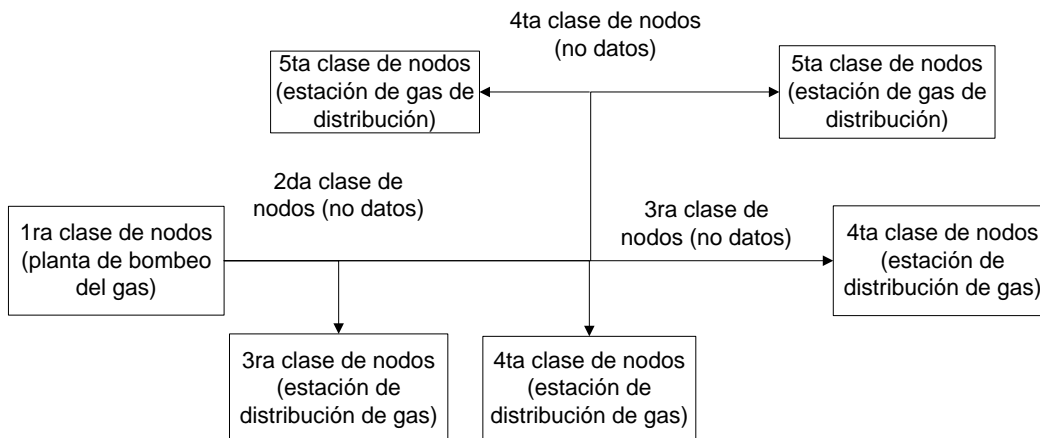


Figura 2.1- Diagrama de nodos para una tubería principal

Con la ecuación 2.27 se puede determinar la caída de presión en la línea de distribución dependiendo de los cambios de presión en los nodos de la línea.

$$Dp = \sqrt{\sum_{i=1}^n (P_i - \bar{P})^2} \quad (2.27)$$

Gráfico de control de pozos con BNC

El RGA_1 es el cociente entre la inyección de gas y la relación de aceite producido que se expresa como:

$$RGA_1 = \frac{q_{wgsc} C_{gc}}{q_o p_o} \quad (2.28)$$

Donde:

- C_{gc} = costo gas de inyección
- q_o = gasto de aceite
- P_o = precio del petróleo

Se grafica la RGA_1 con la simple eficiencia simple del pozo nos resulta un gráfico llamado tabla de control de pozos, con este grafico se pueden evaluar las condiciones del pozo. Como el RGA_1 critico es 1 y significa que el pozo de BNC a partir de este momento no tendría ningún valor económico. El valor crítico de la eficiencia simple del pozo es 0.5 y 0.1. En la figura 2.2 se muestran las 6 regiones definidas para la evaluación de la eficiencia de un bombeo neumático continuo.

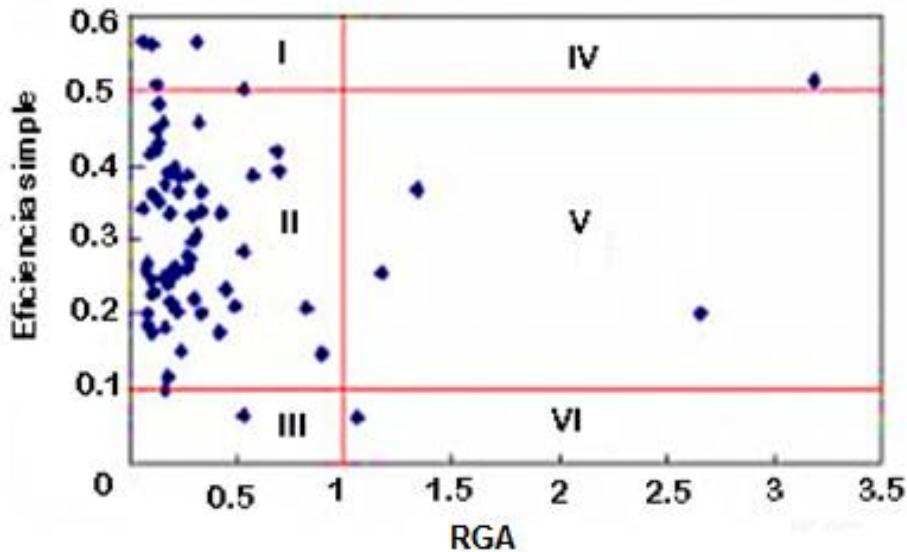


Figura 2.2- Ejemplo de la tabla de control de pozo de BNC

La eficiencia de los tubos entre los pozos asignados y la estación de medición

Esos tubos son de las mismas características que los utilizados de la planta de bombeo al pozo destino y se componen de tuberías en serie. Así que la eficiencia se expresa como:

$$\eta_m = \prod \eta_{mi} \quad (2. 29)$$

Pero el comportamiento de flujo es mucho más complicado debido al flujo de dos fases gas-líquido que se presenta en estas tuberías. Así que la pérdida de deslizamiento debe ser considerada. La velocidad de flujo es lo suficientemente alta, que no se puede despreciar. Por lo tanto el consumo de energía es expresado como:

$$1 - \eta_m = \eta_{mf} + \eta_{ms} \quad (2. 30)$$

Donde:

η_{mf} - Eficiencia de la fricción en tuberías entre el pozo de BNC y la estación de medición

η_{ms} - eficiencia del deslizamiento en las tuberías entre el pozo con BNC y la estación de medición

Optimización del diseño y la operación del Sistema de Bombeo Neumático Continuo (BNC)

Optimizar el uso del gas para BNC a través de la distribución óptima es imposible si no se considera todo el sistema completo. Para realizar un diseño óptimo de un pozo operado por BNC es indispensable determinar la capacidad de flujo del sistema de producción, así como los costos asociados a la operación y producción.

Optimización del Pozo con Bombeo Neumático Continuo

Metodología propuesta por Maggiolo para la optimización de un BNC

Una parte importante que toma en cuenta Maggiolo es que los pozos que pueden ser tomados en cuenta para la asignación de gas son los que se encuentran inyectando el gas a la máxima profundidad posible.

- Recolección de información
 - ✓ A nivel de pozo
 - Producción
 - Yacimiento
 - Infraestructura
 - ✓ A nivel de sistema
 - Presión y capacidad de compresión

-
-
- Sistema de distribución de gas
 - Sistema de recolección de gas
 - Balance de gas
 - Diagnosticar el BN para cada pozo
 - ✓ Profundidad de inyección
 - Mandril más profundo
 - Múltiple punto de inyección
 - ✓ Consumo de gas
 - Sub-inyectado
 - Sobre-inyectado
 - Optimizado
 - Ejecutar acciones a nivel de pozo
 - ✓ Diseño de una nueva instalación de BNI o BNC.
 - ✓ Rediseño de la instalación
 - ✓ Ajuste preliminar del consumo de gas
 - Obtener las curvas de rendimiento de cada pozo
 - ✓ Tasa de producción neta vs tasa de inyección de gas
 - ✓ Ganancias netas BBL/D vs Tasa de inyección de gas
 - Optimizar la distribución del gas

Distribución óptima del gas

Si existe una limitación de gas en una red de distribución, es posible que no a todos los pozos se les pueda asignar el gasto más adecuado para que fluyan de manera eficiente y si aumentar el gasto a un pozo, esto provoca una caída extra de presión en la línea de distribución lo que puede llevar a una descompensación de gas en otros pozos provocando una inestabilidad en la producción y operación de los pozos. Por lo que se debe de ser muy cuidadoso con los cambios que se realizan en la línea de distribución de gas.

En la industria se encuentran varios criterios para la optimización del BNC, uno de los más sencillos mencionados por Maggiolo es el que presenta Gómez en 1972 el cual consiste en distribuir el gas entre los pozos de tal forma que la producción total de petróleo sea la máxima posible para el sistema. En 1974 Redden, Sherman y Blann presentan el criterio de las pendientes para la optimización de la distribución de gas en un sistema de BN, referido principalmente a las ganancias por la producción menos los gastos de la misma.

Criterio de Gómez

- Maximizar la producción de petróleo
 - ❖ Determinar la curva de comportamiento de los pozos dentro del sistema y computar o calcular el gas requerido para arrancar todos los pozos, así como el gas requerido para que los pozos funcionen a sus máximos gastos.

-
-
- ❖ Si el gasto de gas requerido para poner a funcionar todos los pozos a las mejores condiciones es suficiente, se realizan los cambios para hacerlo y el gas remanente se reserva para futuros pozos.
 - Maximizar las ganancias
 - ❖ Basados en el planteamiento de Radden y colaboradores; el procedimiento consiste en convertir la curva de comportamiento de los pozos (Q_0 vs Q_{iny}) en una curva de beneficio o ganancia neta obtenida, expresada como una función del gas: BBL/Q_{iny} , donde:
 $BBL/D = (\text{precio del petróleo} - \text{costo de producción}) * Q_0 - (\text{costo de la compresión de gas}) * Q_{iny}$.
 - ❖ Luego se distribuye el gas entre todos los pozos de tal forma que tengan la misma pendiente en la curva de beneficio de acuerdo al volumen de inyección asignado.

Estos dos criterios son muy efectivos ya que los dos cumplen el objetivo de mejorar la producción bajo las condiciones más favorables con las limitaciones de gas que se tienen en la mayoría de las instalaciones. Sin embargo, existen más factores que se deben de tomar en cuenta para no asignar más gas del que se necesita a un pozo, sino hay que ver si podemos reducir ese gasto y generar mayores reservas de gas para pozos futuros.

Análisis del pozo

El impacto de la eliminación de daño y/o pseudo-daño sobre la producción del pozo puede ser cuantificado en bpd cuando: se conocen los parámetros que definen el comportamiento de afluencia de la formación productora. Como son: permeabilidad relativa, espesor de arena neta asociada a los disparos, radio de la zona dañada, radio de drene, radio del pozo, densidad de los disparos (disparos por pie), longitud perforada, área de las perforaciones (calibre del cañón), permeabilidad vertical y penetración parcial.

El valor del daño a la formación correspondiente a la permeabilidad calculada para la zona de daño solo será un valor estimado, esto porque definitivamente solo a través de la interpretación de una prueba de presión tendremos valores más confiables del daño a la formación. Igualmente, si la caída de presión a través de los disparos correspondiente a la tasa de producción actual es mayor de 300 psi podría realizarse un análisis de sensibilidad, para redisparar y crear un área mayor de flujo entre el pozo y el yacimiento. Por ejemplo: mayor penetración, cañones de mayor calibre, mayor densidad de disparos (de 4 a 8 tiros por pie).

De la misma forma se debe cuantificar el impacto de la eliminación de restricciones (Cuellos de botella) encontrados en la infraestructura instalada, sobre la producción del pozo. Por ejemplo: bajar el punto de inyección del gas a través

de un rediseño de las instalaciones, bajar la presión de separación (en las estaciones donde se pueda realizar el cambio), cambiar el diámetro de la línea de flujo, cambio del método de producción, etc. En cada uno de los escenarios se debe determinar la curva de comportamiento de afluencia del pozo de BN. Realizando una segunda evaluación del volumen de gas a utilizar, esto permitirá seleccionar un volumen diario de inyección de gas óptimo para el escenario.

Procedimiento del diseño

Para poder realizar un buen diseño es necesario tomar en cuenta

- La pérdida de presión en el yacimiento
- La distribuciones presiones en la TP
- La distribución de presiones en la LD
- La distribución de temperaturas en la línea
- La caída de presión a través del orificio de la valva de inyección de gas

El diseño del BNC se realiza considerando una presión máxima disponible, el gas de inyección y una contrapresión fija en la cabeza del pozo. Sin embargo, es necesario incluir otras determinaciones importantes, como las siguientes:

- El efecto que tiene sobre el ritmo de producción el aumento de la contrapresión en la boca del pozo.
- La presión de operación del gas de inyección en la boca del pozo en función del gasto de gas inyectado, la profundidad de inyección y la configuración del espacio anular.
- La presión de descarga en las compresoras en función de la geometría de la línea, del sistema de distribución del gas de inyección, del gasto de gas inyectado o la presión de operación del gas en la boca del pozo.
- La potencia (HP) de compresión requerida, de acuerdo a la presión de descarga, a la de succión y al ritmo de inyección de gas.
- El costo de las inversiones requeridas para el BNC de acuerdo a las necesidades de compresión, operación y mantenimiento.
- El gasto óptimo de inyección de gas
- Los requisitos para realizar un diseño bajo condiciones de flujo estable.

Toda esta información es necesaria para un diseño óptimo en función de criterios económicos. Este procedimiento comprende las siguientes etapas:

- a) Recopilación, evaluación y selección de datos
- b) Introducción de datos
- c) Selección y ajuste de correlaciones de flujo multifásico y de propiedades de los fluidos.

- d) Para diferentes gastos de inyección de gas y profundidades de inyección supuestas, se calcula mediante el análisis del sistema de producción (análisis nodal), la presión en la boca del pozo y su ritmo de producción. Para determinar que el pozo está dañado y requiere estimulación o una ampliación del área expuesta al flujo por los disparos, se emplea el método de Jones, mencionado a continuación.

Jones, Blount y Glaze, surgieron en 1976 que el flujo radial de gas y aceite puede ser presentado en forma tal que muestre las restricciones existentes al flujo cerca del pozo; si la información es suficiente puede aplicarse la ecuación de Darcy. si los datos se obtienen de una prueba de flujo de tres o cuatro pozos puede procederse como se indica a continuación:

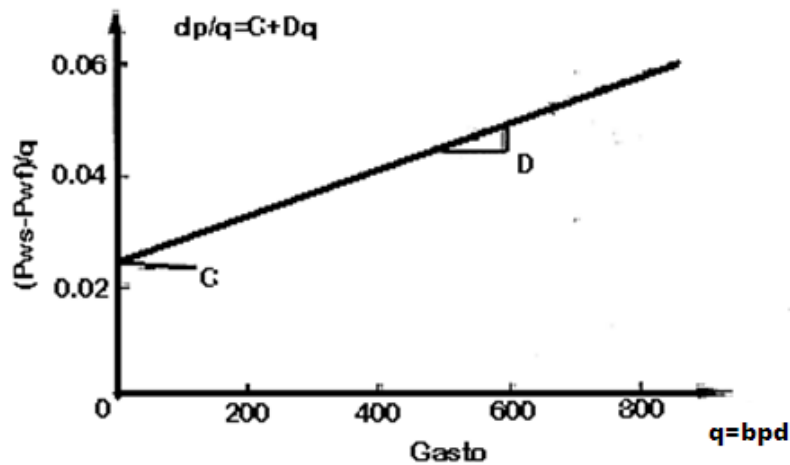


Figura 2.3- Grafica de $(P_{ws}-P_{wf})/q$ vs q ejemplificativa.

1. Calcular $(P_{ws}-P_{wf})/q_o$ para diferentes gastos y graficarlos como se muestra en la siguiente grafica contra el gasto de aceite.
2. Ajustar una línea recta al juego de puntos y prolongarla hasta cortar el eje vertical
3. Obtener la pendiente de la recta

Con este método pueden distinguirse las pérdidas de presión por flujo turbulento (disparos inapropiados) y por daño a la formación, lo cual permite seleccionar el método correctivo apropiado ya sea estimular o re-disparar.

Sus indicadores son tres, El valor de la ordenada al origen, indica si hay o no hay daño en la formación; La pendiente de la recta, indica el grado de la turbulencia de flujo; Por último la relación de C'/C indica las pérdidas de presión causadas por flujo turbulento. C' puede obtenerse de la relación $C'=C + Dq$ máx. En resumen, el diagnostico se establece de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si el valor de C es bajo (<0.05), la formación no está dañada. El grado del daño aumenta al aumentar el valor de C.
 - Si el valor de C'/C es pequeño (<2.0) la turbulencia es poca o nula.
 - Si Los valores C Y C'/C son pequeños la terminación del pozo es satisfactoria.
 - Si el valor de C es bajo y C'/C es alto la baja productividad es ocasionada por insuficiencia del área disponible al flujo, se recomienda la ampliación del intervalo disparado con mayor densidad, penetración o diámetro.
 - Si el valor de C es alto y C' es bajo se recomienda un tratamiento de estimulación.
- e) A partir de a presión de los fluidos en la TP, a la profundidad de la válvula operante, se calculan las caídas de presión que experimenta el gas inyectado a través del orificio de la válvula del espacio anular del pozo y de la línea de inyección superficial, para obtener la presión de descarga de las compresoras. A continuación se describe la forma de que se realizan estos cálculos.

Caída de presión a través del orificio de la válvula

El API recomienda que el tamaño de orificio de la válvula se seleccione a fin de establecer una presión diferencial de 100 psi a través del orificio. En muchos casos esto asegura un comportamiento de flujo estable, de acuerdo con Asheim. En consecuencia, es aceptable considerar en el diseño una caída de presión de 100 psi, sin embargo se utiliza la ecuación de Cook Dotterweich para calcular la caída de presión mencionada, por tanteo.

$$i_g = 0.1555C_d A p_{it} \left[\frac{64.34kH}{\gamma(T + 460)(k - 1)} \right] \quad (2. 31)$$

Donde:

- i_g = gasto de inyección de gas [MMPCD @ c.s]
- C_d = Coeficiente de descarga del estrangulador
- A = Area [pies²]
- P_{it} = Presión de los fluidos en la TP en el punto de inyección [lb_f/pg²]
- k = Relación de calores específicos
- γ = Densidad relativa del gas producido.
- T = Temperatura [°F]

El término H se encuentra definido de la siguiente forma:

$$H = \left(\frac{p_e}{p_{th}} \right)^{2/k} - \left(\frac{p_e}{p_{th}} \right)^{(k+1)/k} \quad (2. 32)$$

Donde:

P_e = Presión corriente abajo del estrangulador

P_{th} = Presión en la cabeza del pozo, lb/in²

Cálculo de la presión de descarga de las compresoras

Se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$P_d = \left(\frac{p_{ic}^2 + A}{\exp(XTH)} \right)^{0.5} \quad (2.33)$$

Donde

$$A = \frac{667 f i_g^2 \bar{T}^2 \bar{Z}^2 (\exp(XML) - 1)}{d^5} \quad (2.34)$$

$$XTH = \frac{0.0375 \gamma_g \Delta h}{\bar{T} \bar{Z}} \quad (2.35)$$

$$XML = \frac{197.9 L}{\bar{T} \bar{Z}} \quad (2.36)$$

Del cual:

p_d = Presión de descarga de la compresora [lb/pg²]

p_{ic} = Presión de gas inyectado en la boca de la TR [lb/pg²]

f = Factor de fricción del diagrama de Moddy

Z = Factor de compresibilidad del gas

Δh = diferencia de alturas [pg]

d = Diámetro [pg]

El número de Reynolds es calculado de la siguiente manera:

$$N_{Re} = \frac{201056 i_g \gamma_g}{\mu_g d} \quad (2.37)$$

Donde μ_g es la viscosidad del gas y esta expresada en [cP]

- f) Con la presión de descarga de las compresoras, la presión de succión y el gasto de gas de inyección se calcula la potencia de compresión, según se indica a continuación.

Potencia requerida de compresión

La potencia teórica para incrementar la presión del gas de inyección, se calcula mediante la siguiente expresión.

$$HP = 44.5 N_c (RCS^{\frac{k-1}{k}} - 1) \left(\frac{k}{k-1}\right) i_g \frac{F_s}{E_c} \quad (2. 38)$$

Donde:

HP = potencia, HP

N_c = Número de pasos de compresión

$F_s = 1.1$ = Factor de seguridad

E_c = Eficiencia de compresión, fracción

La relación de compresión (RCT) se define como la presión de descarga entre la de succión (p_d/p_s), se recomienda que su valor sea menor que 4ⁱ, esta limitación se debe a que al aumentar la relación de compresión disminuye la eficiencia mecánica de las compresoras y se incrementan los esfuerzos a que se somete el equipo.

Cuando el valor de la relación de compresión resulte mayor de 4, el proceso de compresión debe realizarse en varios pasos o etapas, para calcular el número de pasos de compresión se utiliza la ecuación:

$$RCS = \left(\frac{P_d}{P_s}\right)^{1/N_c} \quad (2. 39)$$

Donde

P_s = Presión de succión de los compresores [lb/pg²

P_d = Presión de descarga de los compresores [lb/pg²]

En la Figura 2.4 se muestra el diagrama de flujo del procedimiento empleado para obtener la relación de compresión, el número de pasos y la potencia requerida de la compresión.

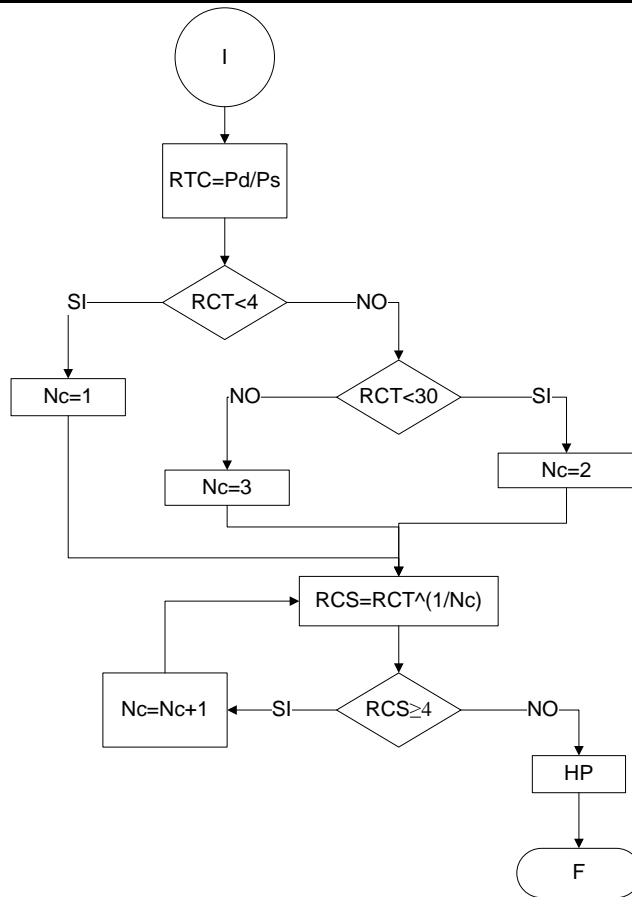


Figura 2.4- Diagrama de flujo del procedimiento usado para obtener la potencia del compresor

- g) Se realiza el análisis económico que incluye la estimación de los costos de compresión del gas y de las instalaciones requeridas para aplicar el BNC. Se determinan
1. El costo de producción por BN en dólares por barril.
 2. El volumen de aceite producido por cada HP utilizado en la compresión del gas.
 3. El gasto de inyección de gas óptimo, en función del concepto de la pendiente económica.

Aquí se muestra como se realizan estos pasos:

Costos de producción por BNC

En esta parte del análisis económico se realizan los siguientes cálculos:

1. Se obtiene la inversión por compresión en dll/pozo

$$INVC = HP \text{ CHP} + INV P \quad (2.40)$$

Donde:

INVC = Inversión por compresión [dll/pozo]

CHP = Costo de compresión [dll/HP]

INVP = Inversión por instalación de compresoras [dll/pozo]

2. Se calcula el costo total de la inversión necesaria para operar el BNC

$$INVT = INVC + INV DG + INV VM + INV ACP + INV IAG \quad (2.41)$$

Donde:

INVT = Costo total de las inversiones para el BNC [dll/pozo]

INV DG = Inversión por instalación para distribución de gas [dll/pozo]

INV VM = Inversión en válvulas y mandriles [dll/pozo]

INV ACP = Inversión por acondicionamiento del pozo [dll/pozo]

INV IAG = Inversión por instalaciones para el acondicionamiento del gas [dll/pozo]

3. Se calcula el factor de conversión a costo anual

$$F1 = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.42)$$

Donde:

F_1 = Costo de operación y mantenimiento, dll/año/milla

i = Gasto de inyección, BPD

n = Tiempo de la amortización de las instalaciones, años

4. Se obtiene la amortización anual de las inversiones anteriores

$$AMAK = F1 * INVT \quad (2.43)$$

Donde AMAK – Amortización anual de las inversiones

5. El costo anual de mantenimiento por compresión es:

$$CMTOC = CMC + HP \quad (2.44)$$

Donde:

CMTOC = Costo de mantenimiento [ddl/año]

CMC = Costo de mantenimiento de las compresoras [dll/HP/año]

6. El costo de aditivos del gas, para evitar la corrosión

$$CAG = i_g * CAC * 365 \quad (2.45)$$

Donde:

CAG = Costo de aditivos inhibidores de corrosión, dll/año/pozo

CAC = Precio de aditivos para el gas, dll/MMpies³

7. El costo total del mantenimiento se obtiene con:

$$CMTOT = CMTOC + CECV + CAG \quad (2.46)$$

Donde:

CMTOT = Costo total del mantenimiento, dll/año/pozo

CECV = Costo de extracción y colocación de válvulas, dll/año/pozo

8. El costo anual del combustible (gas) empleado en la compresión del gas es:

$$CFU = 24 * 365 * FCM * CGAS * HP/100 \quad (2.47)$$

Donde:

CFU = Costo de combustible, dll/año/pozo

FCM = Consumo de gas en la compresión, pies³/hr/HP/pozo

CGAS = Precio del gas, dll/MMpies³

9. El del gas perdido (por fugas) es:

$$CGL = 365 * FRCG * i_g * CGAS * 1000 \quad (2.48)$$

Donde:

CGL = Costo de gas perdido (fugas), (dll/día)(dll/año/pozo)

FRCG = Fracción de gas perdido por fugas

10. El costo del barril de aceite producido por BNC se calcula con:

$$CPB = \frac{AMAK + CMTOT + CFU + CGL}{365 \times (q_{ob} - q_{on})} \quad (2.49)$$

Donde:

CPB = Costo del BNC, [dl/bl]

q_{ob} = Gasto de aceite obtenido con el BNC [BPD]

q_{on} = Gasto de aceite obtenido por flujo natural [BPD]

Se observa que en la estimación de los costos de producción por BNC no aparecen en forma explícita los costos indirectos. Estos deben de tomarse en cuenta en la estimación del valor de cada término.

Concepto de la pendiente económica

Kanu y colaboradores establecieron la forma de obtener matemáticamente el gasto de inyección de gas óptimo. Se parte de la gráfica del pozo que relaciona el gasto de aceite con el gas inyectado mostrada en la Figura 2.5.

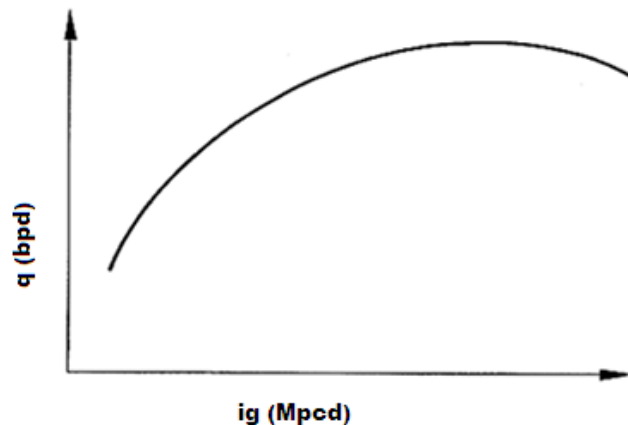


Figura 2.5- Comportamiento del BNC en función del ritmo de inyección del gas

En esta curva existe un punto donde las utilidades derivadas del aumento en el gasto de aceite igualan o exceden el incremento en el costo requerido para inyectar el gas adicional que se necesita para obtener un aumento en el gasto del aceite. Kanu demuestra que la pendiente en el punto economico optimo es:

$$ME = \frac{CGBN}{FO \times U} \quad (2.50)$$

Donde:

$$CGBN = \frac{AMAK + CMTOT + CFU + CGL}{365i_g} \quad (2.51)$$

Donde:

ME = Pendiente económica [bl/MMPC]

CGBN = Costo del BNC [dll/MMPC]

Por lo tanto a determinacion de la pendiente economica es indispensable en el establecimiento del diseño optimo. En la Figura 2.6 se observa que con el gasto de inyeccion de gas correspondiente a i_{g1} se obtendra una produccion de aceite q_1 . El incremento en la produccion de aceite, de q_1 a q_2 que se obtiviera al inyectar mas gas (Δi_g) no compensaria las inversiones requeridas para aumentar el volumen de gas inyectado. En la misma figura y solo con fines de comparacion se aprecia la notable diferencia que se obtiene en el gasto al considerar constante la contra presion en la boca del pozo:

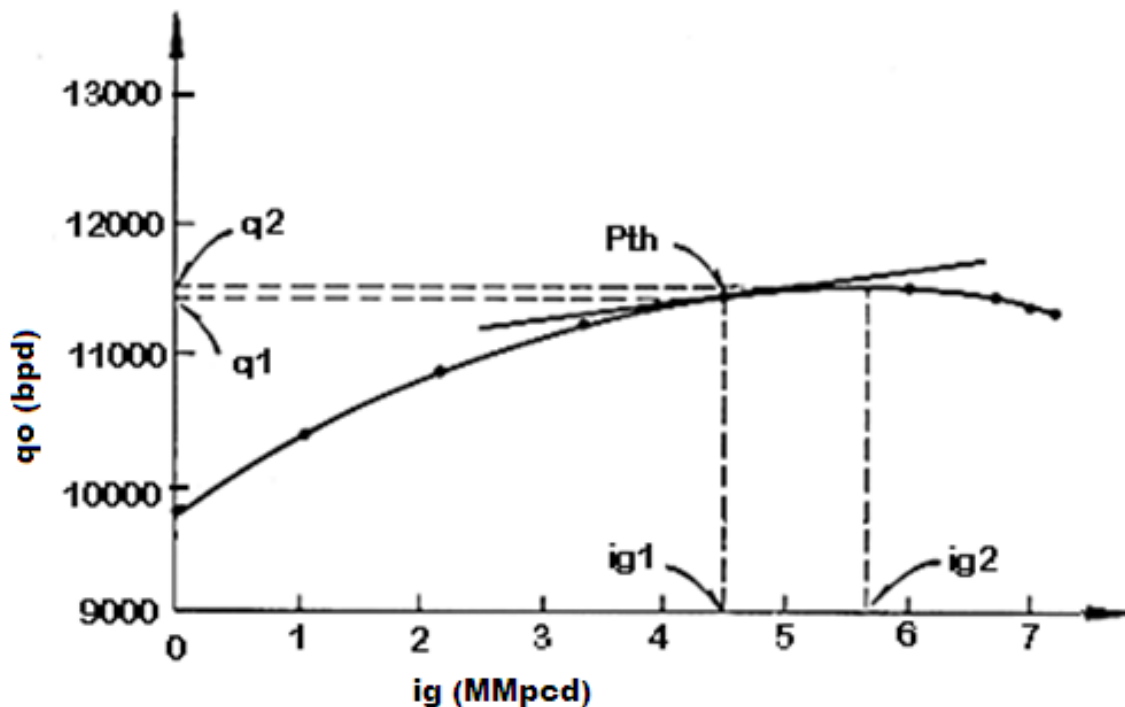


Figura 2.6- Comportamiento grafico del incremento de la producción de aceite para gastos de inyección superiores al óptimo

Es importante también mencionar que la presión de inyección se calcula y no se supone en forma arbitraria. Una presión de operación del gas de inyección baja provocará la inyección del gas a menor profundidad y las siguientes deficiencias en la operación:

- Menor caída de presión en el yacimiento
- Menor producción de aceite
- Mayor volumen de gas de inyección

h) Finalmente se determina si el flujo es o no es estable. Si el flujo es inestable se modifica el diseño.

Con los resultados que se obtienen al aplicar el método anterior en función del gasto del gas inyectado, son:

- a) La capacidad de producción del aceite del sistema.
- b) La contrapresión en la boca del pozo.
- c) La potencia y la presión de descarga requerida en la compresión del gas.
- d) El análisis económico del BNC.
- e) El gasto óptimo de inyección de gas.
- f) El diseño bajo condiciones de flujo estable.

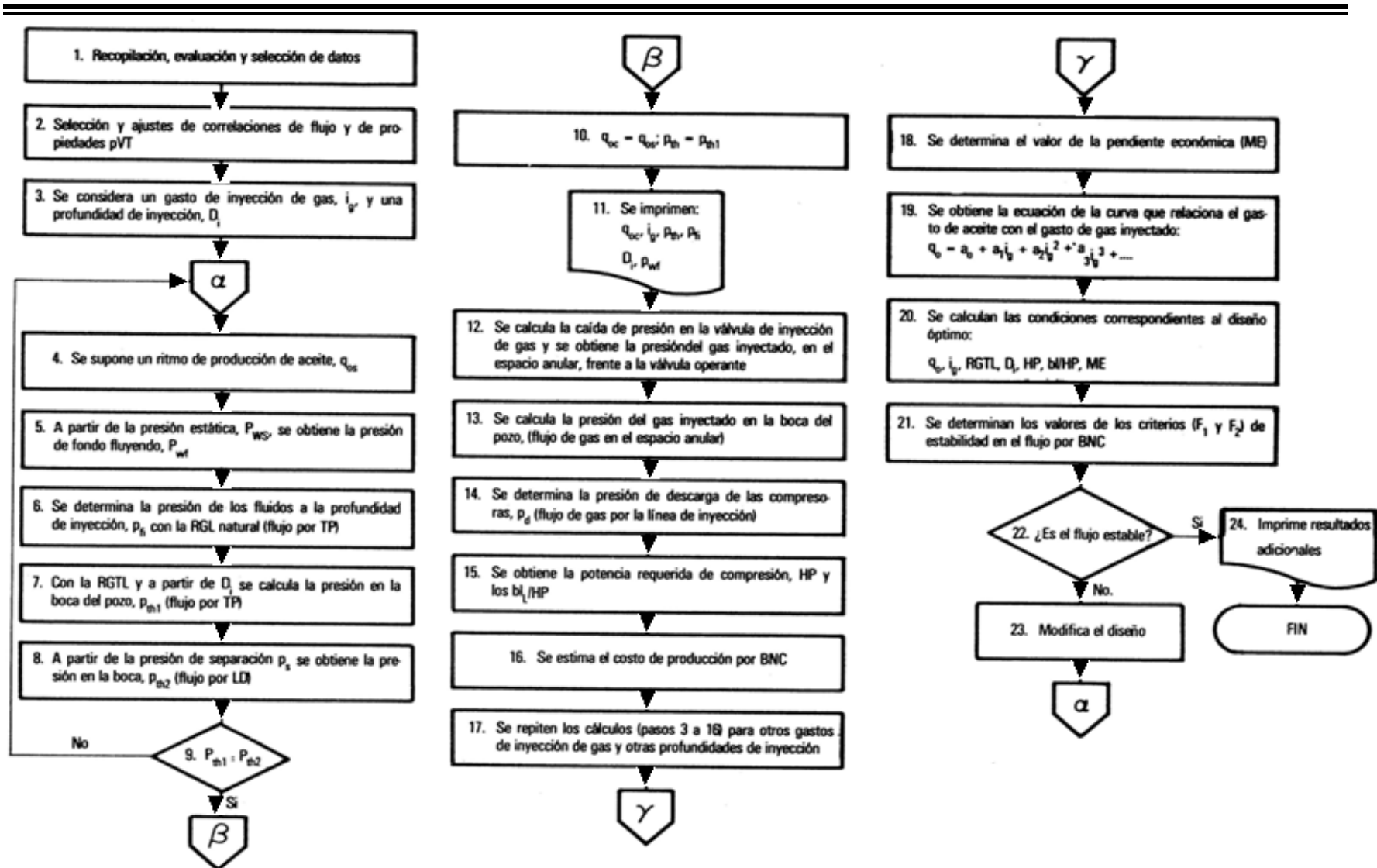


Figura 2.7- Diagrama de flujo del procedimiento del diseño de un BNC

Análisis Nodal de un Sistema de Producción por BNC

Para la realización de este análisis es necesario usar como nodo solución el fondo o la boca del pozo. Para referir este procedimiento se toma en cuenta como nodo solución la boca del pozo y comprende los pasos siguientes:

- 1) A partir de la presión estática y para un gasto de aceite supuesto (q_{os}) se calcula la presión en el fondo del pozo (p_{wf}). Se considera el flujo en el yacimiento, previamente caracterizado por la ecuación de Vogel, Fetkovich o Jones.
- 2) A partir del valor de la P_{wf} del paso anterior y considerando el flujo en el pozo, se calcula la presión del fluido producido a la profundidad de la válvula (p_{ti}). Estos cálculos se realizan para el gasto de aceite supuesto, con la relación gas-aceite (R) de la formación y usando un método de flujo multifase apropiado y ajustado al caso estudiado.
- 3) A partir de la P_{ti} y la profundidad correspondiente, se calcula para el gasto supuesto, la presión en la boca del pozo (p_{th1}), considerando ahora una relación gas total-aceite (RGTL) constituida por el gas de la formación más el del gas inyectado (i_g)
- 4) Se repite el procedimiento (pasos 1 a 3) para diferentes gastos de aceite y relaciones gas total-aceite.
- 5) Con los valores de P_{th} así obtenidos y los correspondientes de gas y RGTL se construye una gráfica como la que es mostrada a continuación:

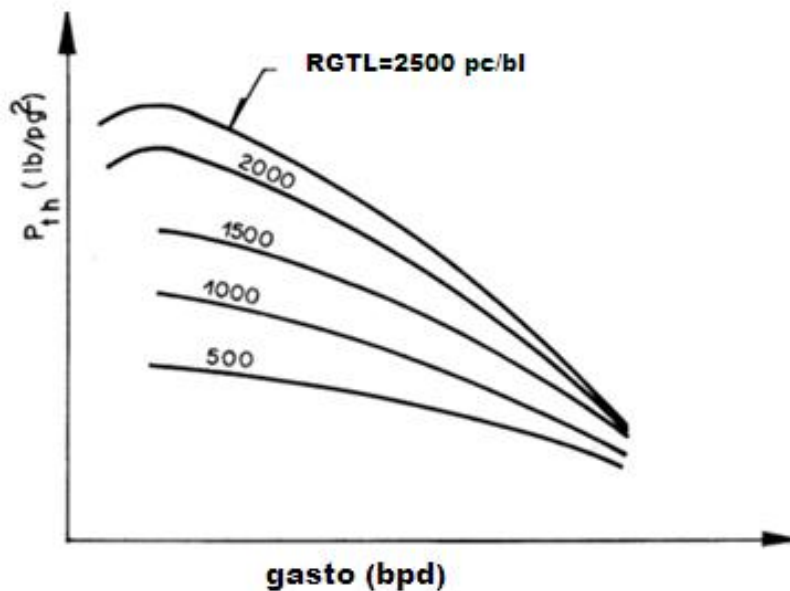


Figura 2.8- Presiones en la boca para diferentes RGTL y gastos, considerando el flujo en el yacimiento y en la TP

- 6) A partir de la presión de separación (p_s) y considerando el flujo en la línea de descarga, se calcula la presión en la boca del pozo (p_{th2}). Este paso se realiza para el mismo rango de gastos de aceite y las mismas RGTL supuestas anteriormente y usando el método de flujo multifario apropiado.
- 7) Se grafican los valores de p_{th2} en la misma forma que el paso 5

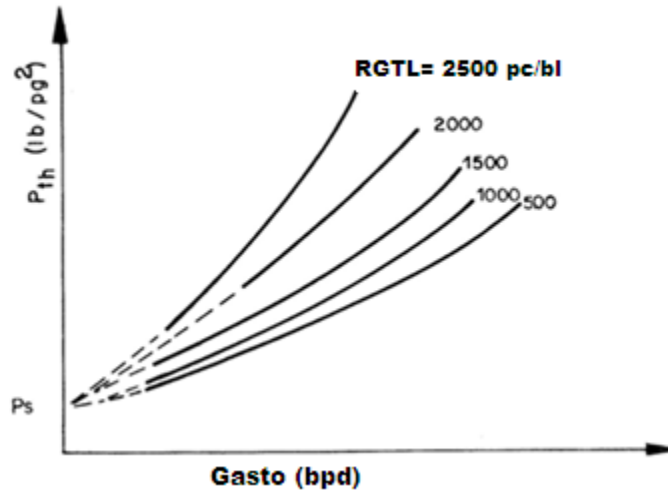


Figura 2.9- Presiones en la boca para diferentes RGTL y gastos, considerando el flujo en la línea de descarga

- 8) La sobre posición de las dos graficas permite obtener la capacidad de producción del sistema y las presiones en la boca para diferentes RGTL o gastos de inyección de gas. Estos valores están determinados por los puntos de intersección de las familias de curvas derivadas en los pasos 5 y 7. Como se ve en la siguiente gráfica:

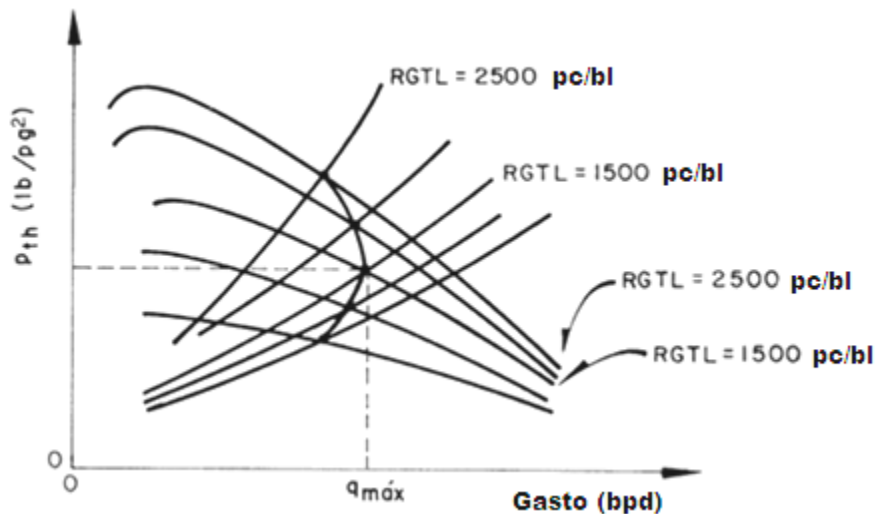


Figura 2.10- Comportamiento del BNC en función del RGTL

-
-
- 9) De las gráficas transpuestas se obtiene el comportamiento del BNC al relacionar el gasto de aceite producido con el ritmo de inyección de gas.

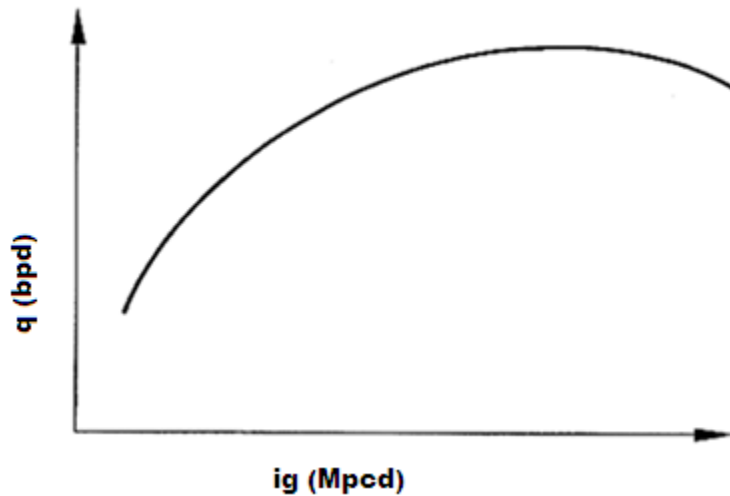


Figura 2.11- Comportamiento del BNC en función del ritmo de inyección de gas

Análisis de estabilidad de pozos con Sistema de Bombeo Neumático Continuo.

Pozos con Sistemas de bombeo neumático continuo son susceptibles a inestabilidad hidrodinámica (como puede ser el cabeceo en la tubería de producción o la tubería de revestimiento), las cuales pueden causar variaciones cíclicas en las presiones y los gastos, la siguiente figura muestra un típico comportamiento de flujo en un pozo de BN inestable.

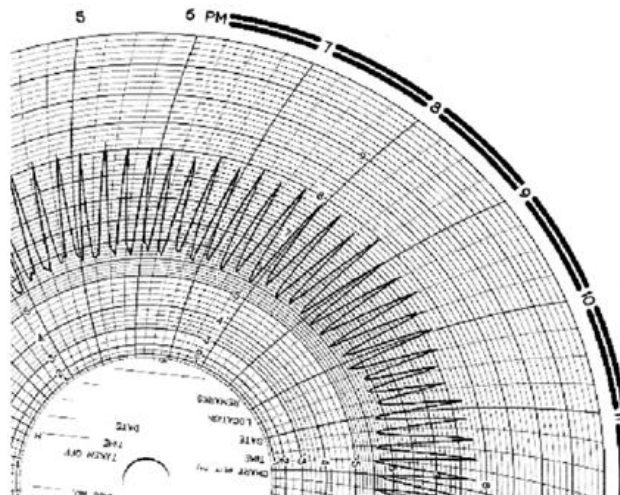


Figura 2.12- Variación en la presión de la cabeza en un pozo de BN inestable

La inestabilidad del flujo es uno de los más indeseables problemas que se pueden presentar en una instalación de BN por muchas razones. El golpe de ariete y la oscilación de flujo continuos en las instalaciones superficiales, pueden provocar problemas de funcionamiento, como dificultades de operación en los separadores de baja presión. Las oscilaciones de flujo disminuyen la eficiencia del Sistema de Bombeo Neumático. La asignación de gas y el control de la producción llegan a ser más difícil cuando los parámetros del Sistema de BN varían con el tiempo.

La inestabilidad de flujo ha sido un tema de varios estudios, como Bertuzzy et al. quien observo severos cabeceos en el sistema de BN cuando el gasto de gas inyectado era reducido por debajo de un cierto nivel. Gruning et al., quien desarrollo un modelo numérico del sistema de BN usado para investigar los mecanismos de la inestabilidad del flujo; Sobre las bases de este modelo, propusieron bastantes métodos de estabilización. Filtremann and Verdines desarrollaron un modelo matemático del flujo en un sistema de BN y realizaron un análisis de estabilidad lineal para encontrar las condiciones bajo las cuales el sistema es estable.

Asheim propuso dos criterios teóricos de estabilidad y los comparo con los datos experimentales de Bertuzzy et al., tanto los pozos como los datos de varios pozos del campo Claymore. Este análisis produce una ecuación característica, que luego es utilizada para el estudio de estabilidad de un sistema de BN. Alhanati et al. Extendió el método de Asheim y formulo un criterio unificado que toma en cuenta el régimen de flujo en la válvula de inyección de gas en la superficie y la válvula del BN en el fondo del pozo.

Blick y Boone utilizan diagramas 2D para investigar el efecto del control de retroalimentación negativa sobre la estabilidad de pozos de aceite fluyendo naturalmente, estos diagramas muestran condiciones de operación para diferentes pozos, mientras un mapa de estabilidad demuestra las regiones de flujo estable e inestable para un solo pozo.

Modelado de pozos con BN

El análisis de estabilidad de pozos requiere la predicción de parámetros en flujo en estado estacionario para una condición de operación específica, como puede ser la presión en la cabeza del pozo, la presión media del yacimiento o la presión del gas de inyección en la superficie. Esto puede ser hecho usando el análisis nodal. A continuación se muestra una gráfica donde se desarrolló un ejemplo del modelo de un pozo con BN que consiste en:

- modelo del pozo
- modelo del sistema de gas de inyección

- modelo del yacimiento.

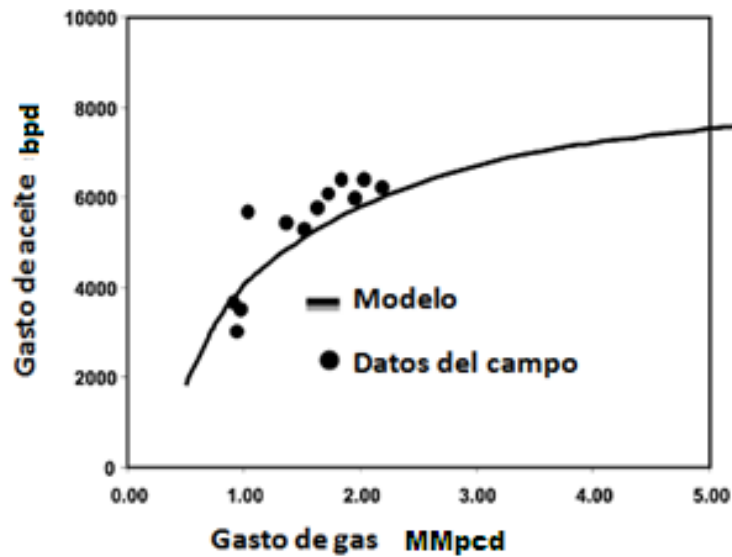


Figura 2.13- Comparación entre el modelo de predicción y los datos del campo

Estos modelos son descritos a continuación individualmente con los siguientes datos:

Tabla 6.- Datos de pozo

Datos del Pozo		
Profundidad vertical del yacimiento	10,200	ft
Profundidad de la válvula operante	4,956	ft
Profundidad de la tubería	5,566	ft
Diámetro de la tubería	5.5	in
Diámetro de la TR	9.625	in
Diámetro del Liner	7	in
Relación agua-aceite	0	
Gravedad específica del gas de inyección	0.7	
Gravedad específica del aceite	0.97	
Gravedad específica del agua	1.07	
Relación gas-liquido de la formación	275	Scf/STB
Índice de productividad	85	B/d/psi
Presión en la cabeza del pozo	225	Psi
Temperatura en la cabeza del pozo	145	°F
Presión media del yacimiento	2418	Psi
Temperatura del yacimiento	248	°F
Presión corriente arriba del gas de	1000	Psi

inyección en superficie		
Medida del orificio de la válvula de BN	7/16 Camco RDO-5	In
Factor de eficiencia del orificio	0.9	
Punto de operación		
Gasto de líquido total	3814	Bbl/d
Gato total de gas inyectado	906	MMscf/d
Presión en la tubería a la profundidad de a válvula	794	Psi
Presión en la TR a la profundidad de la válvula	811	Psi
Condiciones de operación	Inestable	

Modelo del pozo de BN

Perfiles de presiones y pérdidas de líquido en el pozo son predichos usando las correlaciones de Hagedorn y Brown. El gasto de aceite en el fondo del pozo y la presión en la cabeza del pozo son especificadas. El modelo predice la presión en el fondo del pozo para un gasto de gas inyectado ya mencionado. Los pozos están divididos en varios segmentos. Los cálculos de la presión transversal son llevados a cabo integrando numéricamente el gradiente de presión en los segmentos de la tubería, los cálculos comienzan en la parte superior del pozo.

Modelo del sistema de gas de inyección

Este modelo predice las caídas de presión en el orificio de la válvula de inyección de gas, el conducto de gas (espacio anular) y la válvula de inyección en superficie para un gasto específico de inyección de gas.

La válvula de inyección en la superficie es descrita por la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$\Delta p = K \frac{\rho_g v^2}{2g_c} \quad (2.52)$$

Donde:

ΔP = caída de presión, m/Lt², Pa [lb/pg²]

K = coeficiente medio de pérdida

v = Velocidad, L / t, m / s [m / s]

g_c = factor de conversión gravitacional

ρ_g = densidad del gas, m/L³, kg/m³ [lbm / ft³]

El coeficiente promedio de pérdidas, K, es determinado del rendimiento de la válvula, mostrado en la Figura 2.18:

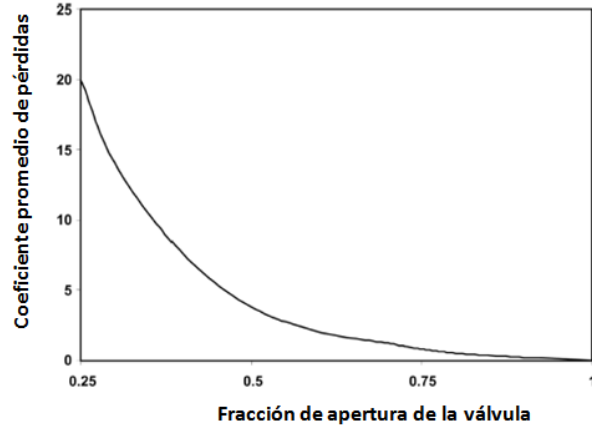


Figura 2.14- Curva de rendimiento de la válvula en superficie

El conducto de gas es modelado por la ecuación de flujo de gas a través de un anular propuesto por Ikkoku.

$$p_{co}^2 = \left(p_{ci}^2 + \frac{25\gamma_g \bar{T} \bar{z} f D_m q_{gsc}^2}{S(d_{ci} - d_{to})^3 (d_{ci} + d_{to})^2} (\exp(S) - 1) \right) \frac{1}{\exp(S)} \quad (2.53)$$

Dónde:

$$S = \frac{0.0375\gamma_g D_v}{\bar{T} \bar{z}} \quad (2.54)$$

Donde:

- p_{co} = presión corriente abajo en el estrangulador de superficie, m/Lt², Pa [psi]
- d_t = diámetro nominal del tubo, L, m [pulgadas]
- p_{ci} = presión de la TR en el punto de inyección, m/Lt², Pa [psi]
- γ_g = gravedad específica del gas
- T = temperatura media en la TR, T, K [R]
- z = factor de compresibilidad de gas
- f = Moody, factor de fricción
- D_m = medida de la profundidad del punto de inyección, L, m [ft]
- q_{gsc} = gasto de gas inyectado en condiciones normales, L³ / t, m³ / s [MMpc / D]
- d_{ci} = diámetro interior de la TR, L, m [pulgadas]
- d_{to} = diámetro exterior del tubo, L, m [pulgadas]
- D_v = profundidad vertical del punto de inyección, L, m [ft]

El factor de fricción, f , en la ecuación para P_{co}^2 es calculado usando la correlación de Colebrook. El número de Reynolds, N_{Re} , puede ser calculado de unidades del campo de aceite:

$$N_{Re} = 20103.6 \frac{\gamma_g q_{gsc}}{\mu_g (d_{ci} + d_{to})} \quad (2.55)$$

Donde:

μ_g = viscosidad del gas, M / Lt, Pa seg [cp]

N_{Re} = Número de Reynolds

El orificio de la válvula del BN es modelado por la fórmula para flujo adiabático, a través de un orificio. Todas las pérdidas irreversibles son contadas a través de un coeficiente de descarga.

$$q_{gsc} = \frac{C_n p_{ci} d_i^2}{\sqrt{\gamma_g T_{ci} z_{ci}}} \sqrt{\left(\frac{k}{k-1}\right) \left(y^{\frac{2}{k}} - y^{\frac{k+1}{k}}\right)} \quad (2.56)$$

Dónde:

$$y = \frac{p_{ti}}{p_{ci}}$$

$$k = \frac{c_p}{c_v}$$

$$C_n = \frac{C_s C_D T_{sc}}{p_s} \quad k = 1.25 \text{ para gases}$$

d_i = diámetro del orificio, L, m [pulg]

p_{ti} = presión de la tubería en el punto de inyección, m/Lt², Pa [psi]

c_p = calor específico a presión constante, L²/t²T

c_v = calor específico a volumen constante, L²/t²T

C_s = constante en la ecuación. A-8 (27.611 unidades en campos)

k = relación de calores específicos

T_{sc} = temperatura en condiciones normales, T, K [R]

y = relación entre la presión corriente abajo y corriente arriba

i = punto de inyección

ci = TR en la profundidad del punto de inyección

La ecuación de q_{gsc} es aplicable para flujo crítico y sub-crítico, sin embargo, si el flujo es crítico, entonces:

$$y_c = \left(\frac{p_{ti}}{p_{ci}}\right)_c = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (2.57)$$

Modelo del yacimiento

El desempeño del influjo es calculado usando la relación de influjo para un yacimiento en cualquiera de las dos fases, monofásica o bifásica la cual pueda ocurrir.

Para: $P_{wf} > P_b$

$$q_o = J(P_{ws} - P_{wf})$$

Para: $P_{wf} \leq P_b$

$$q_o = q_b + [q_{max} - q_b] \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2.58)$$

Dónde:

$$q_{max} = q_b + \frac{Jp_b}{1.8} \quad (2.59)$$

Donde:

q_o = gasto de aceite, L^3 / t , m^3/seg [STBO / D]

J = índice de productividad, $L^4 T / m$, $m^3 / (kPa \cdot s)$ [bpd / psi]

p_{wf} = presión de fondo que fluye, m/Lt^2 , Pa [psi]

q_b = gasto de aceite a presión de burbujeo, L^3 / t , m^3 / s [STBO / D]

q_{max} = potencial de flujo absoluta-abierta, L^3 / t , m^3 / s [STBO / D]

p_b = la presión de burbujeo, m/Lt^2 , Pa [psi]

La curva de IPR para el ejemplo considerado en este estudio es mostrado en la figura siguiente:

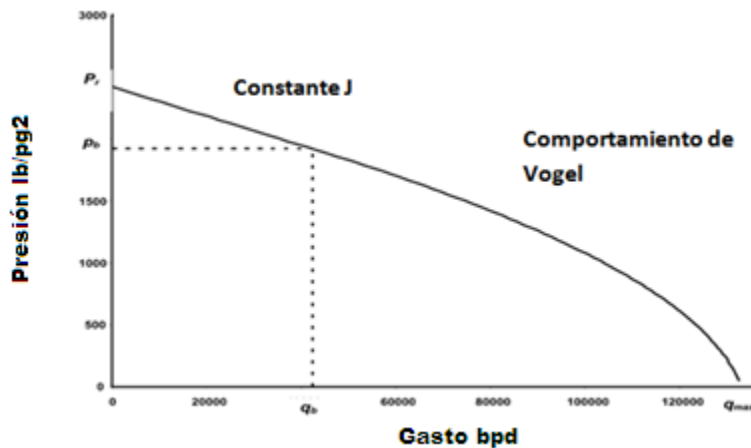


Figura 2.15- Curva de IPR

Se puede notar que la presión en el fondo fue más alta que la presión de burbuja, así que solo la parte en una sola fase de la curva de IPR fue utilizada para realizar los cálculos.

Unión del modelo del yacimiento y el modelo del pozo

Para unir el modelo del yacimiento con el modelo del pozo la ecuación de la conservación de masa en la interface del yacimiento/pozo es usada:

$$q_{entrada}(p_{wf}) - q_{salida}(P_{wf}) = 0 \quad (2. 60)$$

La ecuación anterior es una ecuación no lineal en la cual ambos términos a la izquierda son función de la presión de fondo fluyendo. Fue resuelta numéricamente usando el método de Newton-Raphson.

Criterio de Estabilidad

El criterio propuesto por Asheim y Alhaniti et al. Son usados en este estudio son usados para construir un mapa de estabilidad y consiste en lo siguiente.

Criterio de estabilidad de un Sistema de BN

De acuerdo con los primeros criterios propuestos por Asheim, el sistema es estable si las siguientes condiciones son cumplidas.

$$F_1 = \frac{\rho_{gi} B_{fi} q_{gi}^2}{q_{fi}} \frac{J}{(EA_i)^2} > 1 \quad (2. 61)$$

Si estas condiciones no se cumplen, el segundo criterio por Asheim es usado para verificar la estabilidad del sistema.

$$F_2 = C \left(\frac{V_i}{V_c} \right) \left(\frac{p_{ti}}{(\rho_{fi} - \rho_{gi}) D_v g} \right) \left(1 + \frac{q_{gi}}{q_{fi}} \right) \left(\frac{1}{1 - F_1} \right) > 1 \quad (2. 62)$$

Donde

$$C = \frac{p_{ti} T_{ci} z_{ci}}{p_{ci} T_{ti} z_{ti}} \approx 1 \quad (2. 63)$$

B_f = factor de volumen de la formación de los fluidos del yacimiento

A_i = área del puerto de inyección, L², m², [ft²]

E = factor de eficiencia del orificio

q_{fi} = gasto de flujo de los fluidos del yacimiento en el punto de inyección, L³/t, m³/s

V_c = volumen de espacio anular entre la TR y la cabeza del pozo en el punto de inyección, L³, m

ρ_{gi} = densidad del gas en el punto de inyección, m/L³, kg/m³ [lbm/ft³]

g = aceleración de la gravedad, L/t², m/s² [pies/s²]

Alhanati propuso un criterio de estabilidad para diferentes condiciones de gas de inyección:

- Constante flujo de gas a través de la válvula de inyección de gas en la superficie
- Flujo sub-crítico a través de la válvula de inyección de gas en la superficie

Un constante gasto de gas a través de la válvula de gas en la superficie ocurre cuando el pozo tiene un sistema de control que automáticamente mantiene el gasto en el mismo nivel, o cuando la inyección de gas es operada bajo las condiciones de flujo crítico. El parámetro F_1 , propuesto por Asheim en el trabajo por Alhaniti et al. Es expresado de la siguiente forma:

$$F_1 = \frac{B_{fi} \rho_{gi} q_{gi}^2 J}{(C_D A Y)_v^2 q_{fi}} \quad (2. 64)$$

Un parámetro adicional es:

$$F_3 = \frac{(q_{fi} + q_{gi}) A_t p_{ti}}{(\rho_{fi} - \rho_{gi}) g q_{fi}} \quad (2. 65)$$

$$\frac{p_{ti}}{p_{ci}} = r_v$$

Y

$$\frac{(zT)_{ti}}{(zT)_{ci}} = \mu_v$$

Donde:

q_{gi} = gasto inyectado de gas en el punto de inyección, L^3 / t , m^3 / s [MMft³ / D]

A = área, L^2 , m^2

Y = factor de expansión de gas

A_t = área transversal del tubo, L^2 , m^2

C_D = coeficiente de descarga

T_{ci} = temperatura de la TR que fluye en el punto de inyección, T, K [R]

T_{ti} = temperatura de la TP en el punto de inyección, T, K [R]

Las condiciones de estabilidad para un gasto constante a través de la válvula superficial son:

$$\left(F_1 \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 \frac{1 - r_v}{\mu_v} > 0 \quad (2. 66)$$

Y

$$\left(F_1 \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + r_v > 0 \quad (2.67)$$

El flujo es estable cuando ambos criterios de las ecuaciones anteriores se cumplen.

Si el flujo de la válvula en superficie es sub-critico, la situación más común en las aplicaciones de campo, el criterio de estabilidad para Alhanati et al. Se expresa de la siguiente forma:

$$\left(F_1 \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + F_3 \frac{2 - r_v}{\mu_v} F_c > 0 \quad (2.68)$$

Y

$$\left(F_1 \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + \frac{r_v}{F_c} > 0 \quad (2.69)$$

Donde

$$F_c = \frac{(C_D A Y)_{ch}^2 + (C_D A Y)_v^2 \left(\frac{r_{ch}(2 - r_v)}{\mu_{ch}}\right)}{(C_D A Y)_v^2 \left(\frac{r_{ch}(2 - r_v)}{\mu_{ch}}\right)} \quad (2.70)$$

$$\frac{p_{co}}{p_m} = r_{ch}$$

$$\frac{(zT)_{co}}{(zT)_m} = \mu_{ch}$$

Donde p_m es la presión en el sistema de asignación de gas m/Lt^2 , Pa [psi]

El criterio propuesto por Alhanati et al. Se encuentra resumido en la siguiente tabla:

Tabla 7.- Resumen del criterio de estabilidad propuesto por Alhanati et al.

Régimen de inyección de gas en superficie	Régimen en la válvula de BN	
	Flujo sub-critico	Flujo critico
Flujo sub-critico	Ecs. 2.68 y 2.69	Siempre estable
Flujo constante	Ecs. 2.66 y 2.67	Siempre estable

La idea es adoptar los mapas de estabilidad como un método de análisis de la estabilidad del flujo en los sistemas de BNC y donde otros criterios pueden ser agregados dentro del modelo.

Mapas de estabilidad Para pozos con BNC.

Las condiciones de operación de un pozo con BNC son especificadas con los siguientes parámetros:

- Propiedades de los fluidos (tanto del aceite producido como del gas inyectado)
- Presión media del yacimiento
- Geometría del pozo
- Presión en la cabeza del pozo
- Tamaño de la válvula de BN
- Profundidad de la válvula de BN
- Gasto de gas inyectado

Los primeros cuatro puntos en la lista son usualmente específicos. La tarea del diseñador de pozos es entonces encontrar las regiones de operación estables e inestables en el espacio 3D, es decir, q_g , d_i y D_v . Sin embargo es algunas veces más conveniente usar diagramas 2D. Por ejemplo una profundidad constante de la válvula del BN puede ser específica para construir un mapa de estabilidad en el cual las abscisas son el gasto de inyección de gas y las Ordenadas son los tamaños de la válvula de inyección de gas.

No hay un mapa de estabilidad universal, además, el límite de estabilidad en el espacio 3D es una superficie que puede ser representado solo por una familia de curvas en cualquier mapa 2D, aunque no hay un par único de parámetros del sistema que describan completamente del comportamiento del sistema dado, las familias de mapas de estabilidad muestran el límite de estabilidad para diferentes condiciones de operación pudiendo contribuir para un mejor entendimiento del comportamiento del sistema.

La Figura 2.20 muestra un mapa de estabilidad basado en el criterio de Asheim para un pozo. Esta muestra que un incremento en el gasto de gas inyectado

estabiliza el flujo, mientras que un incremento en el tamaño del puerto de inyección sobre un cierto límite hace al sistema inestable. Un decremento en el gasto de gas de inyección en un pozo existente con un específico tamaño de puerto de inyección puede resultar en una condición de operación inestable. Para obtener un flujo estable, un tamaño de orificio más pequeño debe de ser usado. El dominio de flujo estable en el mapa para este pozo fue predicho por el primer criterio de Asheim.

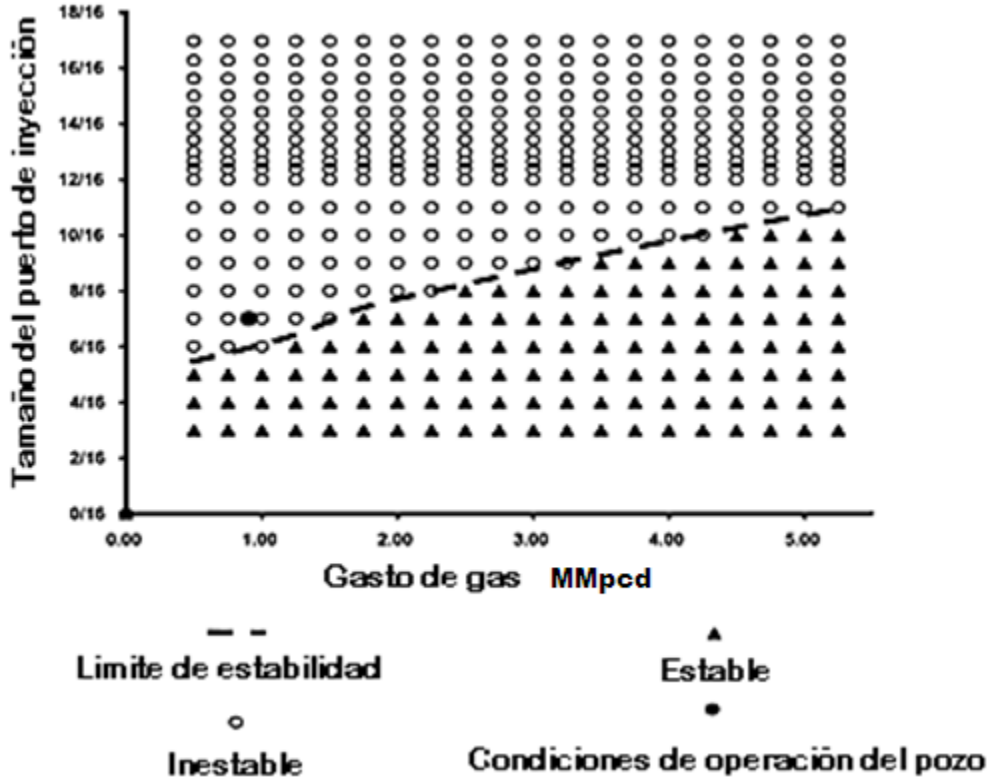


Figura 2.16- Mapa de estabilidad de un BN basado en el criterio de Asheim

En este mapa también se muestra las condiciones de funcionamiento de la prueba del pozo, el flujo fue inestable lo cual se puede también observar en el mapa. Podemos observar que las condiciones de operación a las que se encuentra están muy cerca de del límite de estabilidad y se puede llegar a él ya sea aumentando la tasa de inyección de gas a 1.7 MMPCD o utilizar una válvula con tamaño de orificio de 5/16 de pulgada.

Una desventaja del mapa sobre la base del criterio de Asheim es que no muestra los límites de operación del sistema de inyección de gas es decir, en el mapa pareciera que podemos aumentar el gasto de inyección de gas a cualquier cantidad. Sin embargo, deben de tenerse en cuenta los límites de operación que tienen las instalaciones para llevar a cabo la operación.

Efectos de las condiciones de gas de inyección

Las condiciones de inyección de gas son tomadas en cuenta por el criterio propuesto por Alhanati et al. El cual muestra el mapa de estabilidad para la prueba del pozo obtenida usando estos criterios para flujo sub-critico en la válvula superficial de inyección de gas. En este caso el gasto de inyección de gas es limitado por el cambio del área de apertura de la válvula, como se muestra en la Figura 2.21, el comportamiento de la curva de estabilidad es similar a la anterior predicha por el criterio de Asheim, la predicción de la apertura fraccional de las válvulas que corresponde a este mapa de estabilidad esta mostrada en la Figura 2.22.

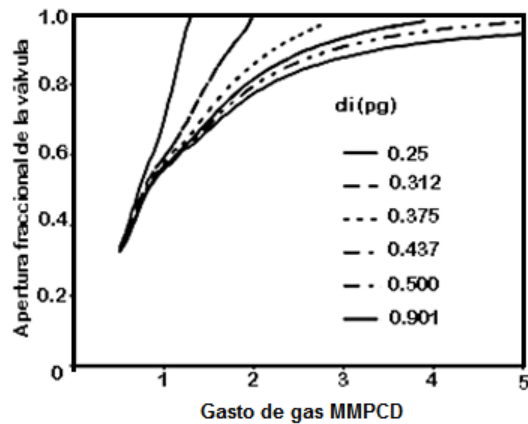


Figura 2.17- Predicción de la apertura fraccional de la válvula para formar el mapa de estabilidad

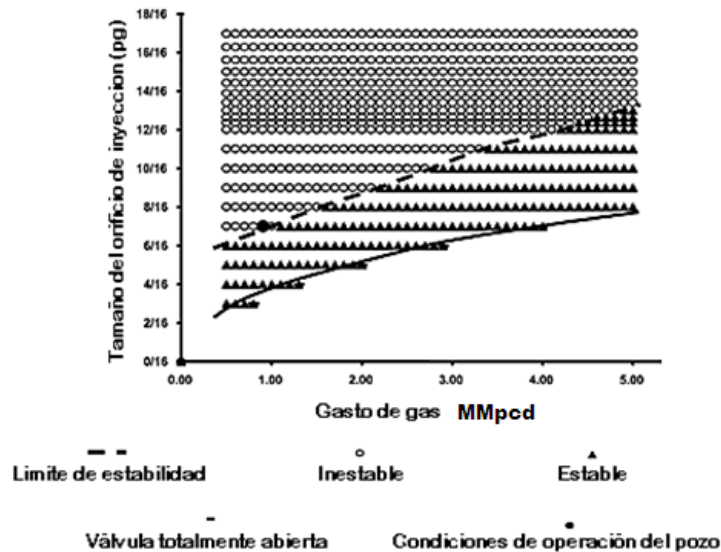


Figura 2.18- Mapa de estabilidad basado en el criterio de Alhanati (flujo sub-critico en la válvula superficial) para la prueba del pozo.

El dominio del flujo estable del flujo en este caso es limitado por el imite de estabilidad y por la línea correspondiente a las condiciones a las cuales la válvula de inyección superficial se encuentra totalmente abierta. Esta línea determina el máximo gasto de gas que puede ser obtenido para una presión de inyección dada. La región de estabilidad puede ser expandible por un incremento en la presión del gas en la superficie pero esto conduce a un aumento en la potencia del compresor y por lo tanto un aumento en los gastos de operación (OPEX).

En la siguiente figura se muestra el mapa de estabilidad construido para una taza de inyección de gas constante especificada en la tabla de datos mostrada anteriormente, una condición raramente encontrada en la práctica. Esta condición puede ser obtenida usando un sistema de control automático que provee un gasto constante a través de la válvula superficial. En este caso el gasto de inyección de gas es limitado por la estrangulación del flujo en el orificio de la válvula del BN. El dominio del flujo estable es más grande, pero una vez más tanto el gasto del capital (CAPEX) y OPEX aumentan porque es necesario equipo adicional para operar el sistema.

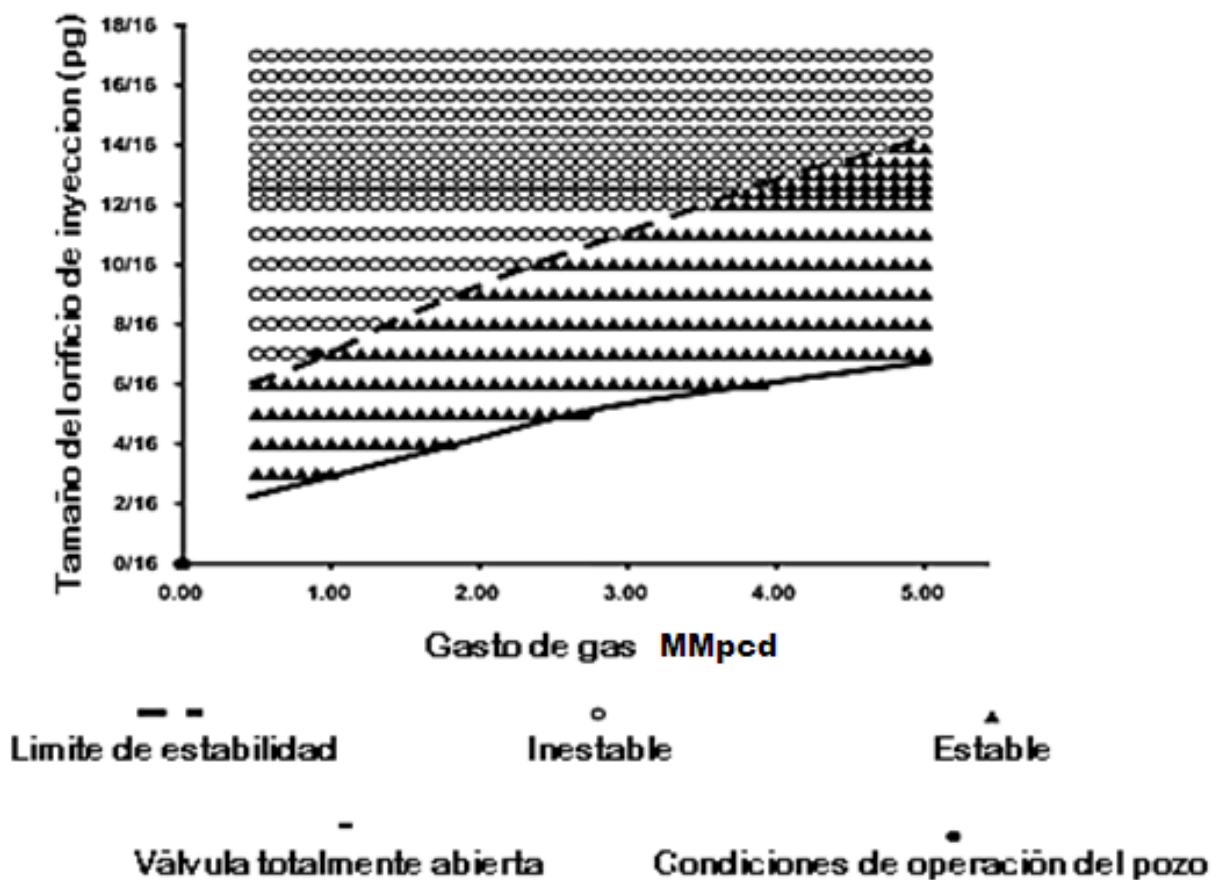


Figura 2.19- Mapa de estabilidad basado en el criterio de Alhanati (gasto constante) para las pruebas del pozo.

Efecto del diámetro de la tubería

Las siguientes figuras se muestra el mapa de estabilidad basado en el criterio de Ahanati et al. (Con flujo sub-crítico en la válvula de la superficie) para tuberías de diámetro de 3 ½, 4 ½ y 7 pulgadas respectivamente, tomando en cuenta todas las demás condiciones las mismas para todos los casos. Una comparación de los resultados presentados en estas figuras indica que la reducción en los diámetros de las tuberías tiene un efecto de estabilización. La región de flujo estable del pozo con tubería de diámetro de 3 ½ pulgadas es mucho más grande que para el pozo con un diámetro de tubería de 7 pulgadas. Por lo tanto, se debe de tomar en cuenta para el diseño de pozos con BN con un diámetro de tubería grande, especialmente cuando cambios significativos en el gasto de inyección de gas son esperados.

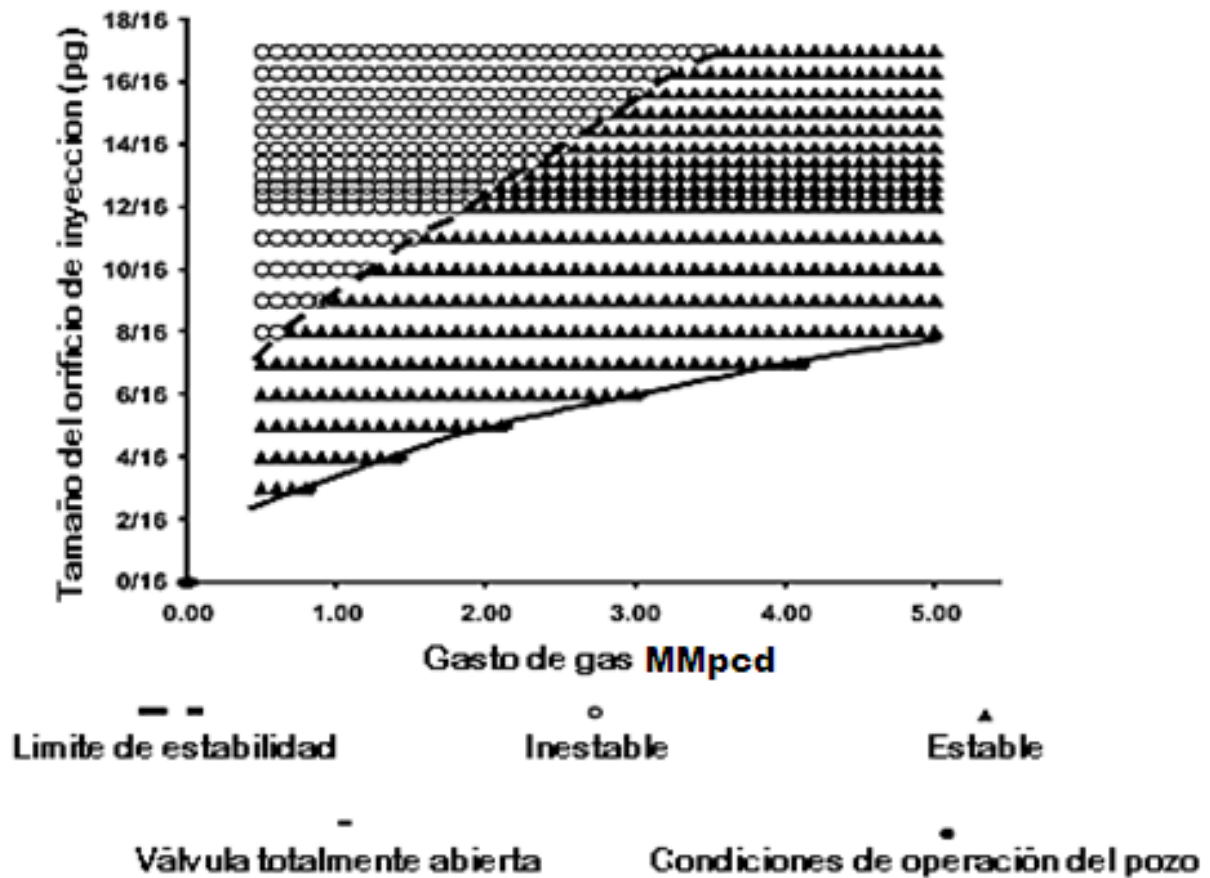


Figura 2.20- Mapa de estabilidad para di=3.5 in.

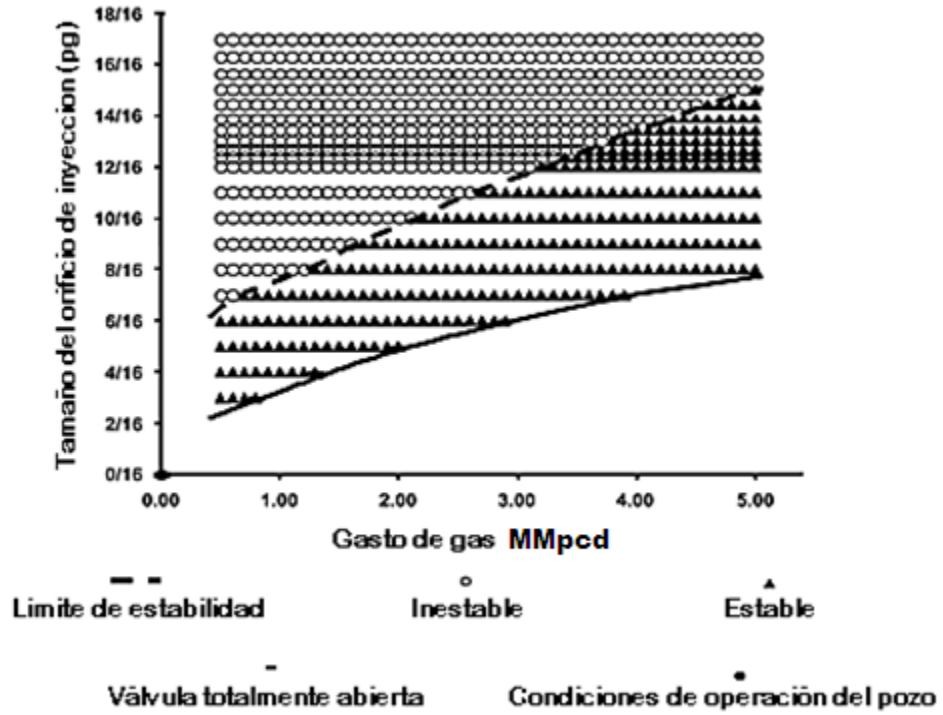


Figura 2.21- Mapa de estabilidad para $d_i=4.5$ in.

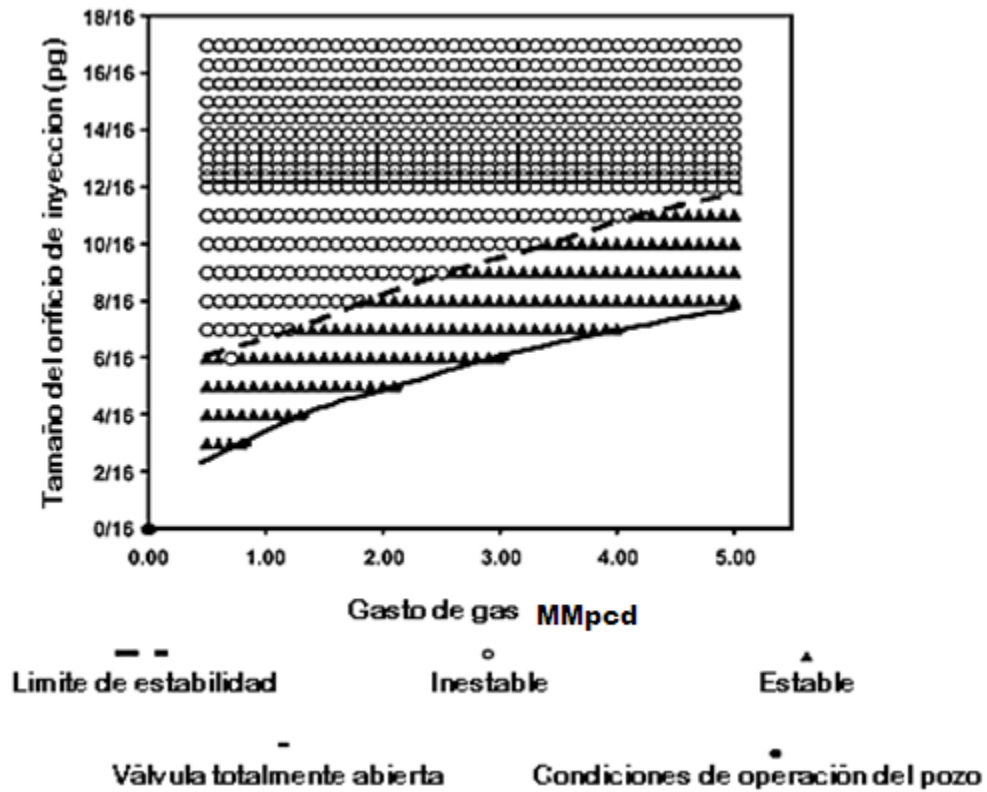


Figura 2.22- Mapa de estabilidad para $d_i=7$ in.

Una nueva técnica “El mapa de estabilidad” ha sido propuesta para analizar a estabilidad de flujo en pozos de Bombeo Neumático. Un modelo matemático de un sistema de Bombeo Neumático también ha sido desarrollado. El modelo ha sido valuado con la predicción con los datos de campo. Los mapas de estabilidad para pozos de BN fueron construidos sobre las bases de los modelos desarrollados y criterios de estabilidad existentes. Se demostró que con los mapas de estabilidad se puede realizar lo siguiente:

- Contribuir a una mejor comprensión del comportamiento del sistema.
- Ser utilizado para comparar los diferentes criterios de estabilidad de la extracción de gas
- Permitir al operador y diseñador de pozo cuantificar el efecto de os parámetros del sistema (por ejemplo: la velocidad de flujo del gas de inyección, el tamaño del puerto de inyección y el diámetro de la tubería) en la estabilidad del Sistema de Bombeo Neumático Continuo.
- Permite al diseñador de pozo tomar en cuenta la precisión de los modelos usados en el análisis de estabilidad. Por ejemplo: para asegurar flujo estable, el sistema puede estar diseñado para funcionar en un punto sobre el mapa situado lejos del límite de estabilidad. Sin el mapa de estabilidad, el diseñador no sabe cuándo se iniciara una transición a flujo inestable.
- Ser utilizado para el desarrollo de métodos de estabilización de pozos que proporcionan el mínimo OPEX y CAPEX.

CAPITULO 3

Casos de estudio

En este capítulo se presentarán diversos métodos utilizados en la optimización del sistema de bombeo neumático que se han aplicado en diferentes campos. Esto con el fin de analizar los resultados obtenidos y el procedimiento que se llevo a cabo.

Los campos analizados presentan diferentes problemáticas y condiciones de operación. Estos son: El campo Bokor, Este de Malasia, campo Aghajari, Irán y Campo Bellota-Chínchorro, México.

Los yacimientos del campo Bokor se encuentran en una etapa de bajo saturación, esto quiere decir que la $P_y > P_b$, el aceite en los yacimientos someros presenta una densidad de entre 19-20° API y en yacimientos profundo entre 22-24° API.

Los principales parámetros que se toman en cuenta para la optimización de un sistema de bombeo neumático son: la capacidad de compresión disponible, el suministro de gas, la presión en la cabeza del pozo, la profundidad de las válvulas operantes, y las curvas de gradiente de presión. Estos parámetros te ayudan a evaluar el sistema de bombeo neumático que está instalado, si se detecta que alguno está presentando problemas el ingeniero se encarga de cambiar las condiciones de trabajo del sistema, así como el de prevenir futuros problemas que se puedan presentar.

Con estos ejemplos de prácticas realizadas se pretende dar una visión general de las mejoras que se pueden alcanzar en los sistemas de bombeo neumático para lograr la producción deseada, otro aspecto importante es que no siempre puedes realizar la misma operación de optimización. Esto debido a que, los pozos o campos presentan diferentes características y los problemas que los afectan son diferentes. Dejando así un amplio rango de soluciones.

Es de vital importancia identificar el problema antes de dar una solución. Últimamente se ha utilizado el sistema de monitoreo en tiempo real para obtener la información de las pruebas de pozo y el monitoreo de los pozos, debido a que este sistema permite la actualización en tiempo real de los datos y la revisión de puede lograrse en cualquier computadora con acceso al servidor. Este sistema ha optimizado los tiempos para la identificación y solución de los problemas del bombeo neumático o de cualquier otro sistema de producción.

Sistemas de Monitoreo en Tiempo Real

La optimización de tiempo real (RTO) representa un enorme avance en campo debido a que hace posible la identificación de cómo y cuándo se desarrollan los problemas en los pozos con bajo rendimiento.

Algunos de los beneficios que el sistema RTO brinda son los siguientes:

- Como la interface del RTO alimenta los últimos datos del pozo en los modelos contenidos en el servidor, el sistema de optimización estima la producción esperada de los pozos y automáticamente identifica los pozos que están por debajo de su rendimiento. El sistema marca estos pozos para una revisión inmediata.
- Los modelos de los pozos obtienen una calibración automática en cuanto una nueva prueba de producción está disponible. Los resultados del modelo de calibración del pozo (Exitosos o fallido) es comunicados con los detalles que se requieran
- Los pozos se optimizaran más frecuentemente y con un menor uso de personal de ingeniería.
- Usando los sistemas de optimización a tiempo real la producción diaria de los activos puede ser predicha correctamente. Integrado con un sistema de medición de volumen, la producción puede ser reasignada para pozos específicos y la fuente de inactividad / perdida identificada

En un Bombeo Neumático Continuo el suministro de presión es mantenido con la ayuda de varios compresores centrífugos trabajando en paralelo, por lo que la eficiencia del BN está fuertemente ligada con la condiciones de trabajo de los compresores.

Antes de implementar este sistema el mantener actualizados los datos de los pozos resultaba ser una tarea muy complicada y tardada, y en los activos muy grandes resultaba prácticamente imposible llevar el control de todos los pozos del activo.

Este proceso de optimización usa los modelos de los pozos y las redes. Estos son modelos de estado continuo que requieren una frecuente calibración para que puedan representar las condiciones actuales en las que se encuentra el campo. Para obtener todos los beneficios de un modelo de integración del activo es crítico que los cambios del yacimiento y las condiciones del pozo sean introducidos para mantener los modelos actualizados y válidos. Si el modelo no es frecuentemente actualizado para reflejar las nuevas condiciones, el modelo del activo perderá

rápidamente su valor así como la predicción correcta de los gastos de producción y las caídas de presión en el sistema.

Este proceso de optimización te brinda una mejora en los tiempos. Anteriormente para realizar una optimización del BN los ingenieros gastaban mucho tiempo en la calibración, la actualización del pozo y de los modelos de red con los últimos parámetros del campo antes de realizar las corridas para la nueva distribución del gas de BN. Ahora con la implementación de este sistema, los pozos con bajos rendimientos son marcados automáticamente por el sistema y los ingenieros solo se encargan de analizar los datos y de buscar una solución para los problemas.

Otra de las mejoras que brinda el sistema de RTO es en el monitoreo de los pozos. Existe una gran variedad de razones por las que se pueden ver afectadas las condiciones dinámicas de operación de los pozos. En un gran activo con cientos de pozos, tomaría una cantidad significativa de tiempo y esfuerzo para alguien revisar la tendencia diaria de desempeño de los pozos. Así el monitoreo automático de los pozos ayuda a identificar los pozos con problemas incluso pensar en un análisis de ingeniería que será requerido para confirmar y resolver los problemas.

Es así como se concluye que la optimización a tiempo real del BN es utilizada para la calibración automática de los modelos del activo y el monitoreo de los pozos. Permitiendo así, la optimización en el tiempo de trabajo de los ingenieros y la precisión de las datos predichos.

Proceso de trabajo para la optimización de la producción

En la Figura 43 se muestra un flujo genérico de trabajo. Para un pozo con bombeo neumático el modelo de pozo es determinado como bueno después de verificar la eficiencia de operación del BN en el fondo, esta determinación se realiza analizando los datos de las curvas de gradiente de flujo (FSG), estableciendo un modelo base usando los datos presión y temperatura del fondo del pozo, los parámetros del BN y gastos de producción recolectados durante la FGS.

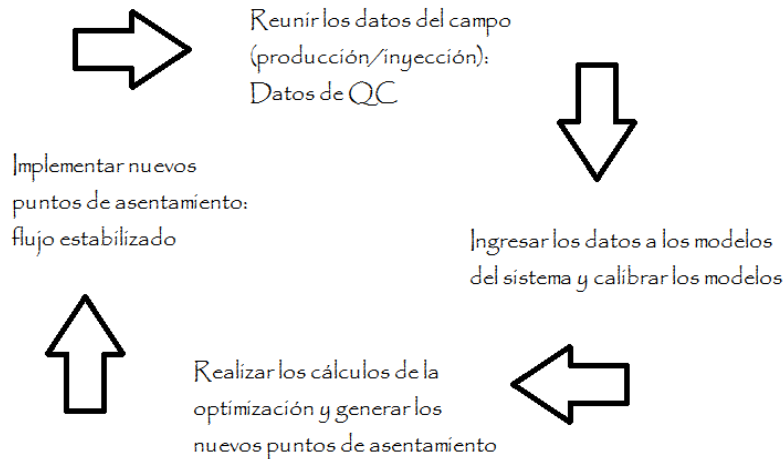


Figura 3.1.- Flujo de trabajo para la optimización de BN

Una vez que es establecido el caso base, un solo ciclo de optimización involucrará cuatro pasos distintos:

1. El monitoreo de los parámetros del pozo y las medición de los nuevos gastos de producción del pozo; aseguran que los datos son de buena calidad.
2. La recalibración del modelo del pozo usando los datos de prueba
 - a. Si la calibración requiere solo ajustes menores en los parámetros de flujo de entrada y salida del pozo para el modelo, estos ajustes serán hechos y un modelo recalibrado será generado. El modelo modificado representará las condiciones actuales del pozo.
 - b. Por otra parte si la calibración requiere ajustes mayores se tendrá que abortar la calibración y se iniciará un proceso de identificación de fallas para determinar que ha cambiado en el pozo o si el modelo base no está actualizado (también para ejemplos de mantenimiento).
3. Si la calibración es exitosa la optimización vuelve a correrse para las condiciones de operación actuales del campo usando el modelo calibrado y generando un nuevo punto de asentamiento.
4. Si es requerido un cambio de punto de asentamiento (gasto de inyección de gas o la presión en este caso) tal como lo recomendó el modelo, se implementan los cambios en el campo. Permitiendo el proceso de estabilización del pozo- Se monitorean los parámetros del pozo y se miden los gastos de producción del pozo (se regresa al paso 1)

Éste flujo de trabajo es el que se sigue normalmente ya sea utilizando un sistema de optimización en tiempo real o con un método de optimización convencional.

Ventajas en la optimización de tiempo real

En un escenario de optimización convencional los ingenieros de producción reciben los parámetros del pozo y de las instalaciones en varios reportes, después analizan los datos para identificar las oportunidades de optimización. Para llegar a este punto, los ingenieros tienen que gastar gran parte de su tiempo para ordenar los datos y después para analizar e identificar las áreas problemáticas. La optimización en tiempo real pretende dejar la recolección y transmisión de datos, y el proceso inicial de datos en manos de sistemas de optimización inteligentes para que los ingenieros solo se encarguen de analizar los problemas y buscar la óptima solución. La actualización en tiempo real permite ver la actualización de datos del activo. Así, se reduce el tiempo entre que el problema ocurre y en el que se reconoce el problema. Otra de las ventajas es que los archivos de salida del programa están disponibles en tiempo real y cualquier ingeniero con acceso a estos puede analizarlos o buscar los datos que necesita. Esto también ayuda a mantener un registro de los parámetros importantes para la empresa operadora, teniendo un mejor control y de la producción de los pozos.

Alcance de la optimización en tiempo real

Actualización del modelo representativo del pozo

Las pruebas de producción que se realizan a los pozos se van registrando en el software, cada que se realiza una nueva prueba el software se actualiza. Con esto se recalibra el modelo sistema de bombeo neumático, lo que indica si el sistema está trabajando eficientemente. El tiempo ahorrado es considerable por lo que se enfoca más en resolver los problemas de ingeniería que el sistema automatizado revela. Estos

- Validar las pruebas de pozos comparando los datos de la prueba con los modelos de producción de aceite y gas del pozo
- Actualizar y recalibrar los modelos del pozo con los resultados de las pruebas
- Actualizar y recalibrar los modelos de inyección de gas con los parámetros de inyección de agua
- Proporcionar un almacenamiento y recuperación de los modelos del pozo vía internet
- Proporcionar una forma de auditoría para todas las acciones que se realizan en el pozo automática o manualmente
- Almacenar los parámetros de calibración y los datos de las mediciones en pruebas de pozo para análisis de tendencia
- Proporcionar advertencias de cuando una prueba no está dentro de los criterios aceptables de USER-SET o se encuentra fuera de tendencia

-
-
- Generar Well performance surfaces (WPS) usando los modelos del pozo cuando la calibración es exitosa
 - Permitir que los modelos de pozo y las curvas de desarrollo se usen automáticamente en los modelos inteligentes de sistemas de control y que un modelo actualizado pueda ser descargado junto con los modelos de pozo apropiados

Metodología de calibración del modelo de pozo

La calibración de los modelos se puede realizar de varias manera dependiendo del tipo de yacimiento y de los datos conocidos. Considerando una producción por bombeo neumático, y los siguientes parámetros son obtenidos de los datos de las pruebas de pozo: gasto de producción de líquido, corte de agua, relación gas-líquido (RGL), la presión en la cabeza y la temperatura dinámica, presión de inyección del gas y el gasto de inyección son posibles las siguientes opciones de calibración:

- Ajuste del coeficiente de flujo del pozo

Este método de calibración se puede realizar ajustando los valores del índice de productividad (IP) para que coincidan con los datos de la prueba (si la presión del yacimiento es conocida). Generalmente es utilizado para pozos en donde el cambio de presión es mínimo; por ejemplo, para yacimiento con empuje de agua. En la Figura 3.2 se muestra una grafica de profundidad contra presión para la modificación automática del coeficiente de flujo, esto se realiza con la P_w calculada a partir de los datos.

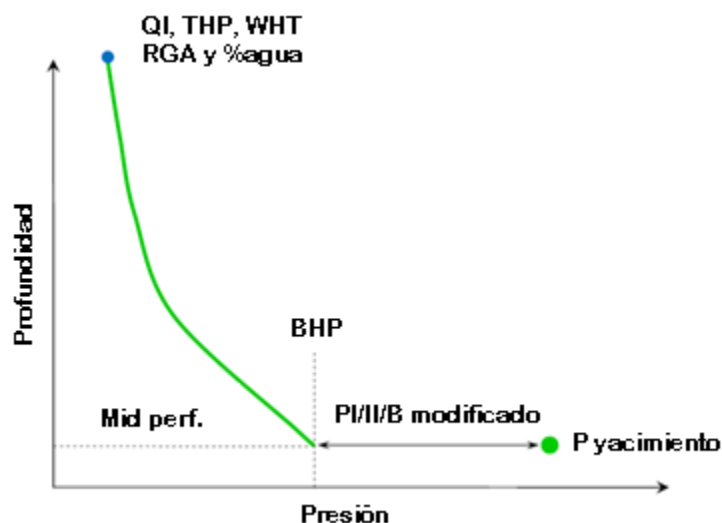


Figura 3.2.- Calibración del modelo del pozo usando el IP

- Ajuste de la presión de yacimiento

Este método consiste en ajustar la presión de yacimiento para que coincida con los datos de la prueba, se puede realizar si el IP es conocido. Es usado generalmente para los pozos en los cuales el pronóstico de la tendencia de la presión del yacimiento puede estimarse; Figura 3.3.

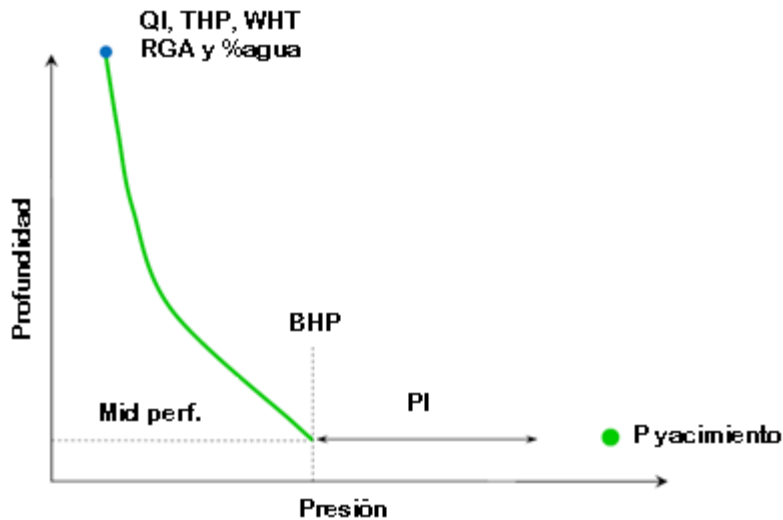


Figura 3.3.- Calibración del modelo del pozo usando la presión de yacimiento

- Ajuste del factor- L y el índice de productividad (IP)

Este método consiste en ajustar el factor-L (factor de ajuste del cálculo de la caída de presión por flujo multifásico) y el IP para que coincida con los datos de la prueba, solo se puede realizar si la presión de cabeza del pozo fluyendo y la presión del yacimiento son conocidas. Figura 3.4

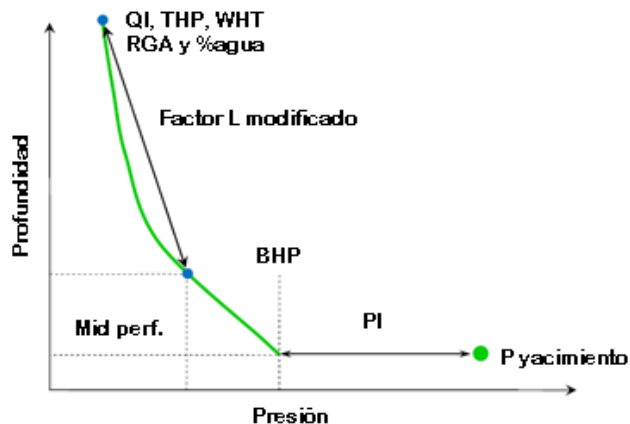


Figura 3.4.- Calibración del modelo del pozo usando el IP y el factor-L

Se puede seleccionar cualquiera de estos métodos como primera opción de calibración para el modelo del pozo. Sin embargo, también se puede seleccionar un segundo método de calibración que ayuda a la evaluación de los parámetros del primer método.

En la figura 3.5 se muestra un diagrama para la calibración de un modelo de pozo. Usando los datos de la prueba de producción, el software de modelo del pozo realiza un cálculo de arriba hacia abajo y llega a la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para las condiciones del pozo. En la ausencia de una medición de la presión de fondo fluyente en línea, se podrá utilizar la correlación de flujo multifásico y el factor-L de ajuste ya seleccionados para el modelo del pozo. Cuando se da el caso de que el primer método de calibración falla el sistema automáticamente se actualiza y el primer método ya no será utilizado para futuros cálculos solo se guarda en la memoria como historia del pozo.

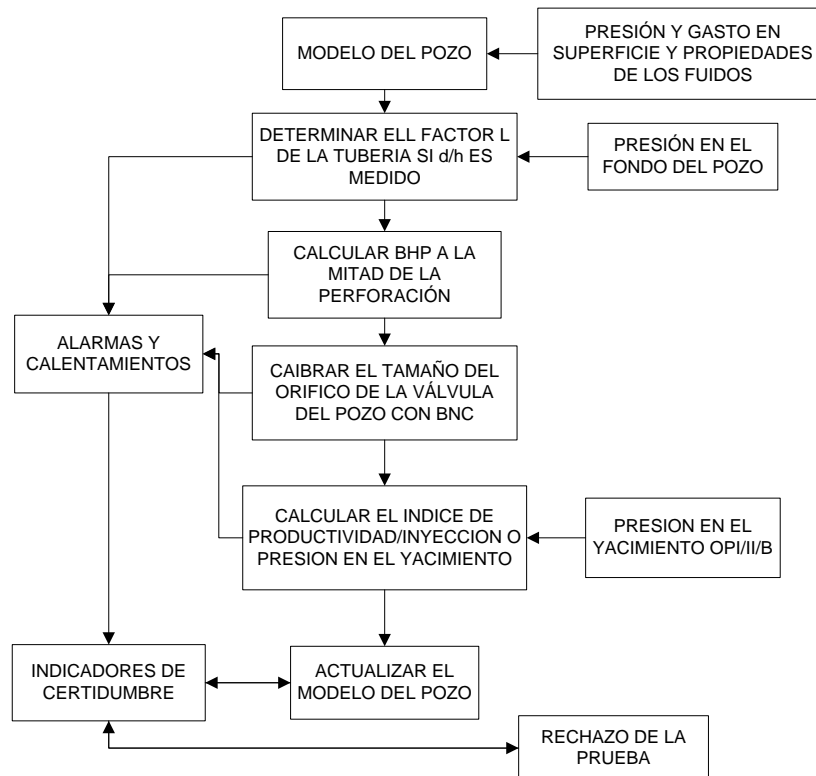


Figura 3. 5.- Diagrama de calibración para un modelo de pozo

Monitoreo del desarrollo del pozo y distribución de la producción

El sistema inteligente llega a una estimación de la producción del pozo usando el promedio de los parámetros de superficie y la última información obtenida durante el periodo antes definido, generalmente es por día. Con esto, se puede hacer una comparación entre los gastos de producción predichos y la producción que se está

obteniendo del campo para comprobar la certidumbre del sistema. Por lo que el sistema Optimización en tiempo real también realiza lo siguiente:

- Usa los modelos de pozo y los parámetros de superficie para verificar de nuevo el modelo esperado y las alertas de los pozos que se encuentran por debajo del rango de desempeño esperado
- Determinar los tiempos de flujo y el estado Encendido/Apagado de cada pozo
- Proveer un análisis de tendencia de los parámetros de operación críticos para el pozo resaltando los cambios inesperados en los parámetros clave del pozo en los datos diarios
- Generar alertas de anomalías en la producción
- Realizar una distribución de la producción basado en los modelos del pozo y las lecturas de los contadores en la cabeza del pozo. El sistema también genera factores de campo
- Compara la producción estimada con las cifras de producción o capacidades de los planes de producción
- Puede realizar las mediciones antes mencionadas para pozos inyectoros o productores

Algo anormal en los parámetros del pozo que estén cayendo por debajo del rango preestablecido el sistema lo marcará automáticamente. Si el pozo está fuera de los parámetros de flujo por unas horas, el sistema asignaría un tiempo de flujo menor que 24 horas; así, las condiciones iniciales del pozo serían tratadas como fuera de tiempo para que refleje la producción actual menor que la capacidad normal de producción a 14 horas. Para cualquier pozo los parámetros de desempeño del pozo pueden ser graficados como una tendencia para observar los cambios.

Caso 1. Optimización del Bombeo Neumático en el Campo Bokor, Malasia

En este caso se habla de los trabajos realizados para el mejoramiento de sistemas de bombeo neumático instalados en el campo de Bokor ubicado a 45 km de la costa de Sarawak, Este de Malasia.

Uno de los principales problemas que tiene este campo es el suministro del gas de inyección por lo que la distribución del gas se convierte en uno de los trabajos que mejoran en gran medida la producción del campo. El gas de inyección es suministrado por un campo cercano y por instalaciones de compresión ubicadas en Bokor. Sin embargo, debido a la disponibilidad del gas y los problemas en los equipos de compresión el abastecimiento del gas es variable creando una inestabilidad de flujo en el sistema de bombeo neumático. Una de las acciones

que se realizaron fue la instalación de válvulas tipo Venturi en algunos de los pozos, esto permitió gastos constantes de inyección (flujo crítico) con un diferencial de presión a través del orificio igual al 10% o más de la presión corriente arriba, presión después del estrangulador. Los beneficios incluyeron un gasto constante de inyección con una presión constante y así se incrementó la estabilidad de flujo en la producción.

Características del campo

El campo Bokor está localizado en Baram Delta, Sarawak. Este campo es operado por la empresa Petronas Carigali Sdn Bhd. El campo está compuesto por varios yacimientos ubicados en arenas no consolidadas, los pozos son terminados con empaquetamiento de arena como método de control de arenas. El aceite se encuentra en etapa de bajo saturación con un aceite de 19-20° API en los yacimientos someros y de 22-24° API en los yacimientos profundos. La relación gas aceite (RGA) está entre 100 a 250 scf/ bbl. El mecanismo de empuje que presenta es por un fuerte empuje de agua, por lo que este campo tiene un porcentaje de corte de agua elevado. Los yacimientos son producidos por un método de no mezclado, con arreglos de doble aparejo.

Las instalaciones superficiales del sistema de bombeo neumático estas compuestas por compresión (nominal de 18 MMPCD) con un complemento para altas presiones de gas (nominal 9 MMPCD) del campo vecino. El suministro de gas realiza a través del campo vecino

Práctica de operacional

Uno de los factores clave para la vigilancia de un campo es el monitoreo del gasto de producción y de la presión. En el campo de Bokor se realiza la medición de la producción en el separador, presentando un promedio de producción de 45,000 bpd con un corte de agua de aprox. del 55%.

Las curvas de gradiente de presión son principalmente usadas para identificar los puntos de inyección de gas y para la identificación de problemas en el sistema de bombeo neumático. Estas graficas son utilizadas para reunir los perfiles de presión a intervalos discretos y periodos de tiempo limitados. Estas curvas muestran la condición del BN, en ellas puedes identificar que válvula es la que se encuentra operando. Generalmente, se encuentra que la válvula de fondo no es la que inyecta el gas, cuando debería de ser así, y esto reduce la profundidad de inyección del gas y se reduce la caída de presión.

Frecuentemente el sistema de Supervisión de Control y Adquisición de Datos (SCADA) es usado para monitorear varios parámetros del sistema. Los datos que son monitoreados por el sistema son los siguientes: gas inyección del gas, presión

de inyección, presión en la cabeza del pozo, relación de compresión, y el suministro de gas del HHP vecino.

Flujo de Trabajo en la Optimización del Bombeo Neumático

La optimización del BN es diseñada en base para mejorar las condiciones de campo de acuerdo a la nueva tecnología disponible en el mercado. La selección para la forma de optimización del BN empieza evaluando el desempeño del pozo. El historial de producción y el análisis nodal convencional reflejan el desempeño del pozo. Cualquier problema de inestabilidad es identificado en base a los datos de las pruebas del pozo. Algunas de las características para identificar la inestabilidad del pozo incluyen la variación en la producción de líquido, el corte de agua, gasto y presión de inyección del gas. Estas señales se comprueban con los datos obtenidos por el sistema SCADA para verificar el comportamiento del pozo e identificar la inestabilidad.

El mal suministro de gas así como las interrupciones en el campo requieren una respuesta rápida en el ajuste del volumen de gas en el pozo. El gasto óptimo de gas para cada pozo necesita ser distribuido adecuadamente para obtener la máxima producción tomando en consideración el factor de resbalamiento y una presión sostenida en la cabeza. Como parte de la optimización del BN y la estrategia de monitoreo, el software de vigilancia de RTO fue instalado. Este software es usado para reunir información del sistema, y es usado conjuntamente con el análisis nodal para tener un análisis de la producción y optimización actualizado.

Diseño del bombeo neumático

Un acercamiento clásico en el análisis del desempeño del pozo fue hecho usando el análisis nodal para identificar los pozos con bajo rendimiento. Una vez que los pozos han sido identificados, cada aparejo de producción con los pozos son evaluados. El diseño inicial del gas de inyección fue hecho usando la presión de inyección y el volumen de gas disponibles. Con el tiempo, estas propiedades han cambiado; por lo que, el sistema de bombeo neumático tuvo que ser rediseñado. Desde que el equipo de limpieza no es está disponible, el rediseño del sistema está limitado a solo los cambios de la pruebas de presión de apertura, P_{tro} , de las válvulas de descarga.

En el pasado las condiciones de operación, la presión de inyección usada era mucho más alta de la que se encontraba disponible. Basado en esto, algunas de las presiones de operación de las válvulas de descarga habían sido diseñadas con valores muy bajos, resultando en que una o más válvulas permanecían todo el tiempo abiertas. Este punto múltiple de inyección reduce la eficiencia del bombeo neumático y también resulta en un exceso del gas de inyección lo cual va a afectar

al aparejo, reduciendo la sobrepresión en la cabeza del pozo, lo que da como resultado una reducción del rendimiento del pozo.

Caso 2.- Simulación y Optimización del Bombeo Neumático Continuo en el campo petrolero de Aghajari

En este caso la optimización del sistema de bombeo neumático continuo se llevó a cabo mediante datos de PVT combinados con correlaciones de fluidos y flujo multifásico. La primera etapa es la selección de apropiadas correlaciones siguiendo los cálculos de flujo multifásico a varios puntos de inyección. De la presión y la temperatura actual en superficie y determinando el punto de inyección, una curva de rendimiento del bombeo neumático es desarrollada para el pozo para determinar la óptima condición del bombeo neumático. El método de la solución nodal es usado para determinar la profundidad óptima de inyección, la óptima presión en la cabeza, el óptimo gasto y el mínimo volumen de inyección de gas. ““Encontrar el apropiado espaciamiento de las válvulas puede otorgar mayor gasto y un mayor ingreso en cada pozo de BNC.”

El sistema de Bombeo Neumático Continuo tiene un gran impacto en las instalaciones del procesamiento. El separador de baja presión debe de tener suficiente capacidad de separación, para manejar el gas tanto del pozo como de la formación. El manejo del gas es uno de los puntos más importantes ante la producción tanto que la baja presión del separador está siendo operada a la más baja presión práctica. Esto quiere decir que tenemos que lidiar con muy bajas presiones cuando es que el pozo ya no tiene la suficiente fuerza para fluir hasta la superficie por sí solo, y al continuar con el Bombeo Neumático Continuo logramos mantener la producción del mismo, pero, con una presión limitada y baja por lo que las instalaciones deben de ser capaces de lograr realizar un buen proceso de los fluidos extraídos del pozo con las limitaciones de presión que se tengan.

Para la optimización del sistema bombeo neumático continuo se han desarrollado diferentes simuladores para poder realizar mediante varios escenarios a selección correcta de varias variables que pueden afectar de manera positiva a nuestro sistema y hacerlo más productivo y prolongar la vida útil del mismo.

En este caso el simulador está clasificado dentro de 2 etapas:

- En la primera etapa con el fin de calcular la caída de presión, la apropiada correlación para las propiedades de los fluidos y el flujo multifásico están determinados por los datos de Presión, Volumen y Temperatura (PVT)
- En la segunda etapa para determinar la producción esperada por los gastos de inyección en varios puntos de inyección del gas, la apropiada correlación

de las propiedades de los fluidos y la apropiada correlación de flujo multifásico vertical son aplicadas.

Después de determinar los puntos de inyección para los pozos con la actual presión y temperatura medidos, una curva de rendimiento del Bombeo Neumático continuo es construida para el pozo. Con el fin de determinar la mejor y más apropiada manera de optimizar el sistema de bombeo neumático, una comparación entre las operaciones actuales y las optimizadas se debe de desarrollar para poder elegir la mejor opción para el pozo.

Las caídas de presión se deben a la fricción, aceleración y la elevación a la que se someten los fluidos dentro de la tubería de producción en el pozo y se calcula cada perdida de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial Z}\right)_f = \frac{f_{tp} \rho_{ns} v_m^2}{2g_c d} = \frac{f_{tp} G_m v_m}{2g_c d} \quad (3.1)$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial Z}\right)_{acc} = -\frac{\rho_{tp} v_m v_{sg}}{g_c P} \frac{dP}{dZ} \quad (3.2)$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial Z}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \sin \theta \quad (3.3)$$

Por lo tanto la caída total de presión se expresa de la siguiente manera:

$$\left(-\frac{\partial P}{\partial Z}\right)_{total} = \frac{\frac{g}{g_c} \sin \theta [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2g_c d}}{1 - \frac{[\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] v_m v_{sg}}{g_c P}} \quad (3.4)$$

Como se ha mencionado las propiedades de los fluidos son clave importante para la selección de las correlaciones adecuadas para realizar los cálculos pertinentes y adecuados para poder optimizar el sistema de bombeo neumático continuo utilizado en un pozo, por lo que las correlaciones usadas para los cálculos de las propiedades de los fluidos las cuales son: la Relación gas-aceite, factor de volumen del aceite en la formación, viscosidad del aceite, viscosidad del gas y el factor de compresibilidad están presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 8.- Correlaciones usadas para cada propiedad del fluido

Propiedades	Correlación
Relación gas-aceite en solución	Vasquez
Factor de volumen del aceite	Vasquez
Viscosidad del aceite	Beggs and Robinson
Viscosidad del gas	Lee et al.
Factor de compresibilidad del gas	Katz et al.

Por otro lado la correlación del flujo multifásico vertical en tuberías requiere el perfil del pozo, datos de gasto y presiones en superficie y el fondo del pozo, además de la temperatura. Esto es para que al ingresar los datos al simulador tengamos como resultado el cálculo de la presión en función de la profundidad. El cálculo de la presión resulta ser determinada a través de la presión con la correlación apropiada de flujo multifásico.

Proceso de Optimización

Dos presiones siempre permanecen estables y no varían con el gasto, una es la presión media del yacimiento o la presión del fondo del pozo y la otra es la presión del separador. El perfil del pozo, datos de producción, presión de fondo fluyendo, la presión media del yacimiento mediante la perforación y la presión disponible del bombeo neumático son necesarios por el programa de cómputo para optimizar el sistema de bombeo neumático continuo, los datos que deben ser ingresados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 9.- datos necesarios para un simulador de BNC

Temperatura del gas de inyección	110 °F	Densidad	34° API
Índice de productividad	3 bpd/(lb/pg ²)	Longitud de la tubería	8500 pies
Diámetro externo de la tubería	3 pg.	Porcentaje de agua	2 %
Diámetro interior de la tubería de revestimiento	9.625 pg	Densidad relativa del gas	0.76
Relación gas-liquido de la formación	550	Diámetro interior de la tubería	2.625 pg
Presión del gas de inyección	1300 lb/pg ²	Presión en el yacimiento	2150 lb/pg ²
Temperatura del yacimiento	180°F	Gasto producido de aceite	1050 bpd

La optimización del rendimiento de un pozo es el máximo gasto producido usando el mínimo gasto de inyección de gas, el gasto de producción como función del gasto de inyección de gas fue calculado usando las apropiadas propiedades de los fluidos y la correlación de flujo multifásico para flujo vertical. El rendimiento de un pozo depende del tamaño de la tubería de producción y el gasto de inyección de gas, pero el tamaño de la tubería es un parámetro ya establecido en el diseño de la terminación del pozo, por lo que el único parámetro que se puede variar para aumentar la producción de manera más económica es variar el gasto de la inyección del gas.

Las siguientes etapas fueron aplicadas para determinar la RGL y la profundidad de la inyección de gas para producir el máximo gasto de aceite (basándose en los datos de la tabla anterior)

1. Seleccionar las correlaciones de las propiedades de los fluidos más apropiadas y la correlación de flujo multifásico.
2. Calcular la presión a través de la sarta de perforación del pozo P_t .
3. Asumir un valor de RGL y diferentes valores de gastos de producción.
4. Calcular la presión del gas de inyección en la tubería de revestimiento del pozo P_g .
5. Comparar los valores de P_t y P_g . Si $P_t = P_g - \Delta P_{\text{valv.}}$, la profundidad de inyección es determinada.
6. Calcular la presión en la cabeza de pozo en la tubería vertical asumiendo los RGL y los diferentes gastos.
7. Cambiar los valores de RGL y repetir los cálculos (del paso 2 al paso 6)
8. Graficara la presión en la cabeza del pozo como función del gasto a diferentes valores de RGL para tubería horizontal y tuberías verticales.
9. Encontrar los puntos de intersección entre las curvas graficadas en la etapa anterior.
10. Construir la curva de rendimiento, gasto de producción como una función del gas inyectado y determinar el gasto óptimo de producción y la óptima inyección de gas.
11. La optima producción e inyección de gas, determina la profundidad óptima de inyección.
12. La instalación de válvulas está diseñado a lo largo de la tubería. El perfil óptimo del pozo y el perfil inicial del pozo son usados para determinar la localización de las válvulas. Brown sugiere este procedimiento para determinar el espaciamiento de las válvulas:

$$D_{Vi+1} = D_{Vi} + \frac{P_{K0} - \Delta P_{Valve} - G_u(D_{Vi}) - P_{wh}}{G_s} \quad (3.5)$$

Resultados:

En las siguientes graficas se ve que al incrementar la RGL por arriba de su valor óptimo no refleja ningún incremento en la producción, incluso se redujo. Para este caso el valor óptimo de RGL= 1200 ft³/bbl y se pueden corroborar los resultados en la Figura 3.6 en donde se muestran las graficas obtenidas.

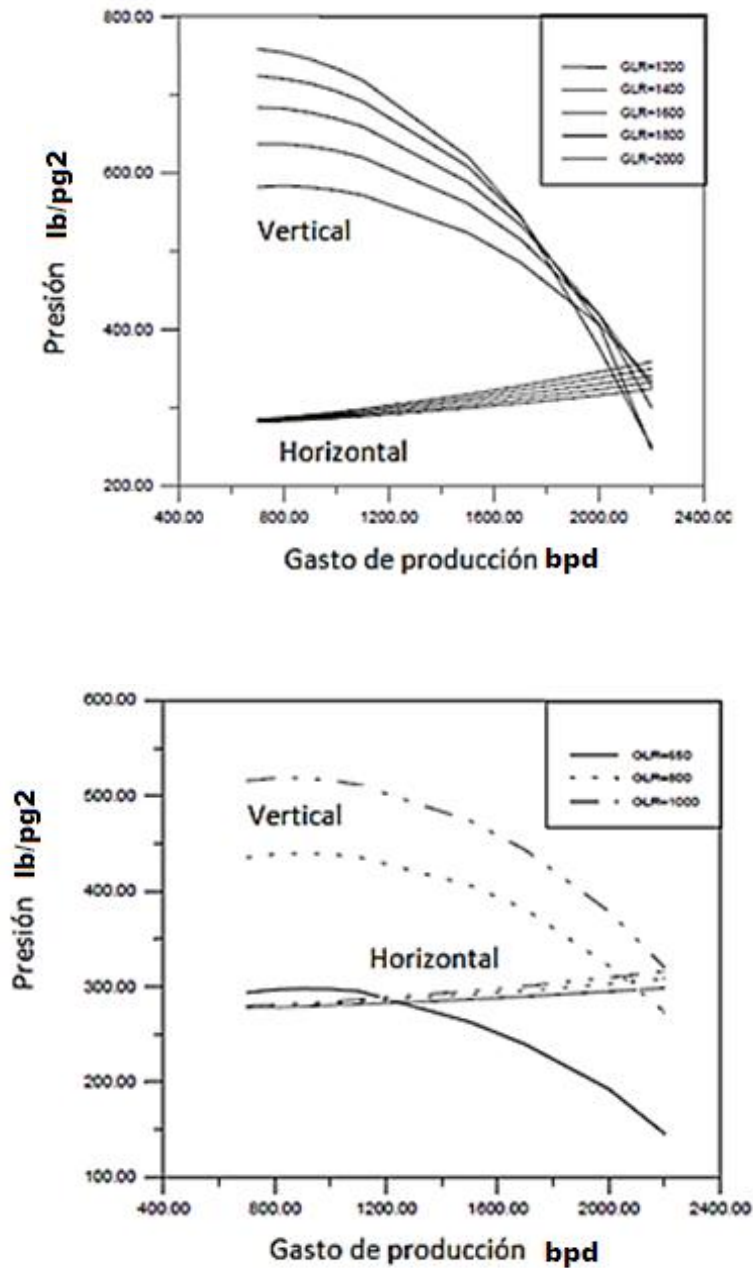


Figura 3. 6.- Graficas de resultados

Presión en la cabeza del pozo y gasto de producción a diferentes RGL de inyección.

Tabla 10.- Comparación de resultados en diferentes RGL

Rs de producción ft ³ /bbl	RGA de la formación ft ³ /bbl	Rs de inyección ft ³ /bbl	Gasto producido BPD	Presión en la cabeza del pozo Psig
650	550	100	1220	270
800	550	250	2050	290
1000	550	450	2180	304
1200	550	650	2200	305
1400	550	850	2200	310
1600	550	1050	2170	315
1800	550	1250	2100	319
2000	550	1450	2070	323

Por ejemplo incrementando el RGL a 2000 ft³/bbl reduce la producción de 2200 BPD a 2070 BPD.

La Figura 3.7 a la izquierda muestra la localización de las válvulas a lo largo de la tubería calculado con la ecuación que Brown recomienda, donde la presión del gas de inyección se usa para la caída de presión en las válvulas del BN, los cambios en la presión de la cabeza del pozo y la columna de fluidos después de la optimización del Sistema de Bombeo Neumático Continuo y el resto es utilizado para calcular la localización de la siguiente válvula a una buena estimación del gasto óptimo de producción de la figura siguiente a la derecha encontrando que es 2200 BPD y el óptimo volumen de gas de inyección es 1.1 MM ft³/día. Este quiere decir que el gasto será doblado para implementar este modelo; comparando 2100 del resultado actual con 1050 BPD que se tenían antes de realizar el proceso de optimización.

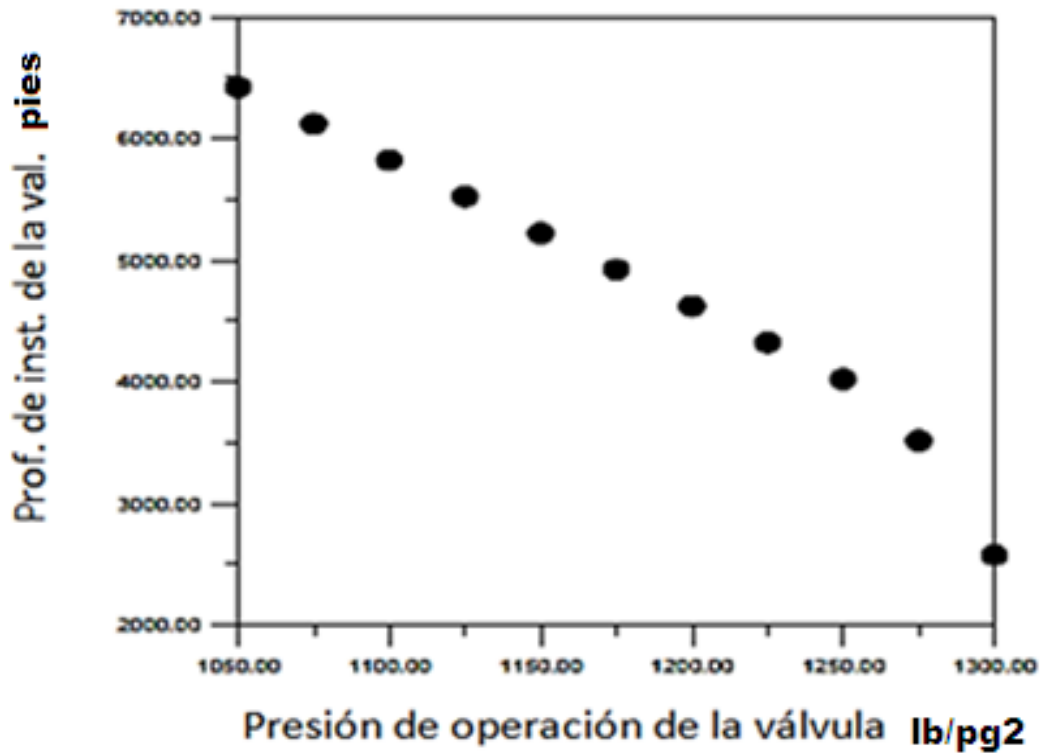


Figura 3.7.- Distribución de válvulas a lo largo de la tubería

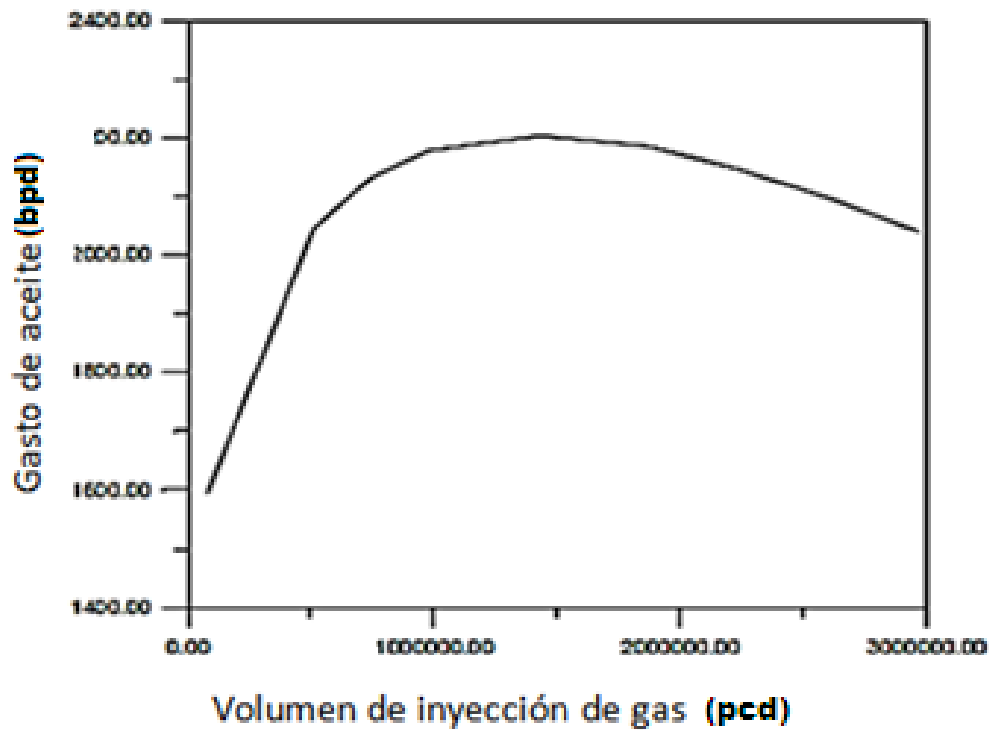


Figura 3.8.- Curva de rendimiento del pozo

En la Figura 3.9 a la izquierda se ilustra la presión en la cabeza del pozo para diferentes RGL, el incremento de la reducción de la presión en la cabeza del pozo es debido al incremento de la caída de presión en altas RGL.

En la Figura 3.10 a la derecha la temperatura en la cabeza del pozo para diferentes gastos de producción. El incremento de la temperatura en la cabeza del pozo es debido a la reducción del tiempo de residencia de los fluidos dentro de la tubería a altas RGL, pero el incremento en la reducción de la temperatura en la cabeza del pozo es causado por la reducción del gasto del pozo.

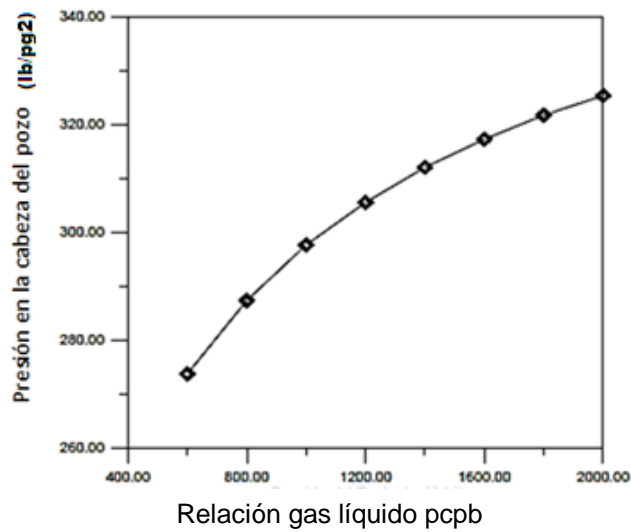


Figura 3.9.- Presión en la cabeza del pozo a diferentes RGL

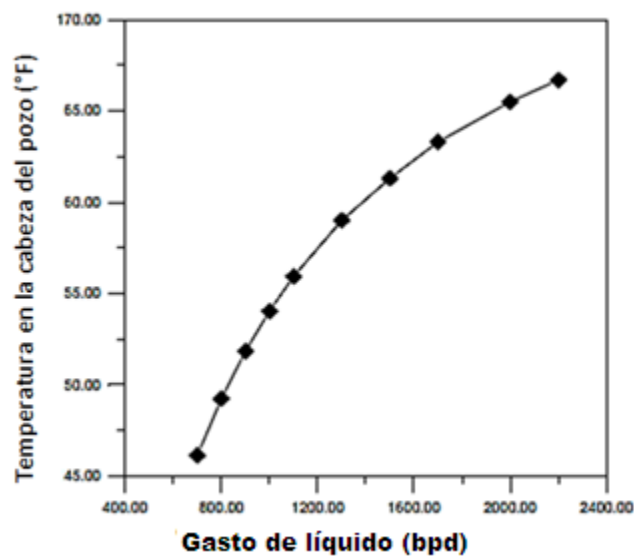


Figura 3.10.- Temperatura en la cabeza del pozo a diferentes gastos

Caso 3.- Bombeo neumático con nitrógeno, Campo Bellota-Chinchorro, México

En este caso de estudio se muestra la implementación de inyección de nitrógeno como gas de inyección del bombeo neumático en el campo Bellota-Chinchorro, México. El nitrógeno es generado en sitio con la tecnología de membrana. Se demuestra que la inyección de gas es económicamente más rentable que la inyección de gas natural. Como ya lo habíamos comentado se pueden seleccionar diversos caminos para lograr una optimización del BN y en este caso se analizará los cambios que puede tener el gas de inyección de acuerdo a sus propiedades y costos.

Definición del campo

El campo pertenece al Activo Integral Bellota-Jujo de la Región Sur ubicado en el estado de Tabasco, México. Fig. 3.11 Los principales campos del activo están localizados geológicamente en la cuenca Mesozoica de Chiapas-Tabasco y son productores de aceite volátil (18%) así como de aceite ligero (82%). La Producción al año 2010 es de 160 MBPCE siendo el tercer activo más importante en México en cuanto a producción de aceite.



Figura 3.11.- Imagen que muestra la localización del campo Bellota-Chinchorro

En el año 2000 se implantó el sistema de Bombeo Neumático con la inyección de nitrógeno debido a que el campo presentaba zona de gran depleción. El campo se encuentra en etapa de saturación, la presión de yacimiento es menor que la presión de burbuja, por lo que se formó un casquete de gas en la parte superior del yacimiento. El nitrógeno es usado como suministro para el BN debido a que no había instalaciones para tratar el gas natural como recurso para el BN.

Al principio se utilizaron camiones con tanques para suministrar el nitrógeno, debido al alto costo se decidió implementar un proyecto para la generación de nitrógeno en sitio,

usando tecnología de membrana. Esto ayudó a reducir en un 50 % el total de costo de pozos con BN. Esta tecnología se implementó en Marzo de 1998, en el campo Bellota.

Principio de Generación de nitrógeno con equipo de membrana

El equipo de generación de nitrógeno por membrana consiste en hacer pasar una corriente de aire a través de la membrana la cual permite separar el aire en oxígeno y nitrógeno principalmente. Esto es logrado básicamente porque el oxígeno fluye más rápido que el nitrógeno a través de la membrana, siendo expulsado hacia la atmosfera, todo el gas que es absorbido por la membrana pasa a la siguiente etapa de compresión. En la Figura 3.12 se muestra el diagrama del funcionamiento de la membrana para generación de nitrógeno in situ.

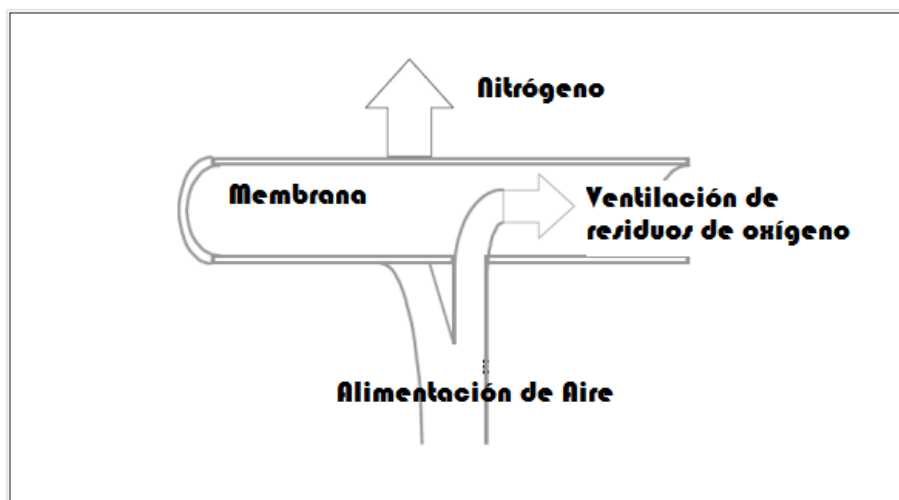


Figura 3.12.- Diagrama de funcionamiento de la generación de nitrógeno por medio de una membrana

El equipo que se instaló en la locación junto con la unidad de membrana fue: dos compresores de aire, un compresor de nitrógeno, unidad de medición de flujo y equipo adicional. Los pozos en los que se instaló este sistema se encuentran en el campo Bellota y son los pozos Bellota 158-D, 138 y 136.

Por otro lado, para hacer la conversión de los pozos más barata, con las condiciones de operación de cada pozo permitieron comenzar la producción de los pozos con la inyección de gas en un solo punto, eso significa que no se usó ninguna válvula superior a la válvula de inyección. Por lo que se disparó un puncher, tomando en cuenta el diámetro equivalente para una específica caída de presión de TR a la TP. Esto fue logrado principalmente, porque estaba disponible una alta presión en la línea de gas (2000 psig). De acuerdo al diseño de BN se determinó que se inyectarían 2 MMPCD de N_2 en los tres pozos, y se requería una presión en cabeza de 1600 psig.

La aplicación de este método mejoró en gran medida los gastos de asociados con el sistema de BN, es una posible solución para los lugares en donde se presenten problemas de abastecimiento de gas natural.

CAPITULO 4

Metodología para evaluar y optimizar el Bombeo Neumático Continuo

Como se ha comentado en los capítulos anteriores existen diferentes características que se deben de tomar en cuenta para lograr un óptimo funcionamiento del sistema de bombeo neumático continuo. La optimización es un proceso de arduo trabajo que involucra todas y cada una de las partes que conforman al sistema de BNC, así como también las personas que participan en la evaluación, instalación y mantenimiento del mismo. La integración de todas las partes del sistema es de gran importancia para la optimización, esto debido a que optimización no es solo aumentar la eficiencia de un equipo sino realizarlo de la mejor manera posible.

Un caso en el que se confunde el término de optimización sería, por ejemplo: en un pozo con sistema de BN que esté operando en condiciones de bajo rendimiento pero la producción sigue siendo rentable económicamente hablando y se decide implementar un cambio de condiciones del sistema o cambio total para incrementar la producción. Se tiene que realizar una evaluación completa de las mejoras que este cambio te va a brindar y si conviene realizarlo. Se podría presentar el caso en el que la producción que se obtiene con los cambios no es la suficiente y los gastos que conlleva realizarla son muy altos, creando así una reducción en las ganancias. Por lo que, optimización no se refiere al incremento de la producción sino el tener las mejores condiciones para el desempeño del sistema; económicas y operacionales. La toma de decisiones es uno de los problemas a los que se enfrenta el ingeniero petrolero en la industria ¿es rentable hacer cambios?, sí, no, ¿por qué?, ¿cuáles cambios serían?, ¿cuánto va a costar?, ¿cómo se va invertir y pagar?, etc. Para llegar a la mejor solución de todas estas interrogantes es necesario contar con un equipo multidisciplinario.

A continuación se propone un proceso teórico con el cual se puede realizar una optimización de un sistema de bombeo neumático continuo, incrementando la eficiencia del sistema, mejorando la red de distribución y aumentando la producción con la menor inversión posible.

Recopilación de datos

En este primer paso se reúnen y analizan los resultados de las pruebas de presión y los datos de producción. Algunos de los parámetros más importantes del pozos son: el gasto de producción de aceite, el gasto de producción de gas, la presión de fondo fluyente (P_{wf}), el gradiente de temperatura, gradiente de presión, presión en la cabeza de pozo (P_{wh}), relación gas-líquido RGL, y relación gas-aceite RGA. Con los datos obtenidos se realiza una evaluación de las condiciones actuales en las que se encuentra trabajando el pozo. El conocer las condiciones actuales de producción es de gran importancia debido a que con esta se determina si el pozo tiene bajo rendimiento, se encuentra produciendo por debajo de los gastos normales de aceite. Una vez seleccionados los pozos con bajo rendimiento se pasa a la siguiente etapa; Determinación del problema.

Generalmente a la segunda etapa solo entran los pozos problemáticos sin embargo estas pruebas también se pueden realizar a pozos que se encuentran produciendo satisfactoriamente, debido a que se logra identificar mejor el correcto espaciamiento entre válvulas.

Actualmente existen diversos software que se encargan de recolectar, almacenar y analizar los datos de los pozos, estos programas son de gran ayuda para el ingeniero de producción debido a que él solo se encargaría de analizar los datos y buscar la mejor solución de los problemas. Es recomendable usar este tipo de sistemas en campos muy grandes, por el ahorro sustancial de tiempo que se obtiene.

En PEMEX se tiene una base de datos en la cual se pueden consultar los datos de producción de todos los pozos. Sin embargo, aún no está automatizada y puede contener datos no actualizados. Por lo que, en PEMEX aún se realiza la toma de datos directo de los pozos. Actualmente se está implementando el uso del sistema SCADA, es un software de actualización de datos a tiempo real.

El proceso de optimización de un pozo y de todo un sistema de Bombeo Neumático Continuo comienza con la recopilación de toda la información disponible que se involucra para este proceso. Estos datos son obtenidos de diferentes pruebas a pozo, ductos e instalaciones y cálculos realizados o correlaciones de pozos aledaños. Los datos indispensables que se necesitan para llevar a cabo esta metodología son los siguientes:

- Índice de productividad
- Profundidad media de los disparos
- Profundidad de la válvula operante
- Viscosidad del gas y del aceite

-
- Gastos de producción de los pozos
 - Gastos de inyección
 - Presión de inyección del gas
 - Presión disponible de gas
 - Presiones de fondo fluyendo y estática
 - Temperatura superficial y de fondo
 - Geometría del pozo, diámetros de TP y TR
 - Tamaño de la válvula operante
 - RGL del pozo
 - R_s del gas
 - Corte de agua en el pozo
 - Si hay o no entrada de arenas al pozo
 - Emulsiones
 - Volumen de gas inyectado
 - Calor específico del gas de inyección
 - Costo de gas
 - Precio del petróleo

Estos datos son indispensables para poder evaluar la eficiencia y encontrar la causa principal de los problemas que se pueden estar presentando y así poder reducirlos o eliminarlos.

Evaluación de los pozos

La evaluación de los pozos se realiza después de haber recolectado toda la información antes mencionada, esta etapa se seleccionan los pozos que presentan problemas y se determina a que área de identificación pasarán. Este análisis se basa en los estudios realizados por Lui Yonghui los cuales se explicaron a detalle en el capítulo 2. Y se hace la propuesta de un modelo para el cálculo de la eficiencia de inyección.

Algunos de los cambios que se realizaron son los siguientes:

El costo de aceite implicado en la ecuación 4.1 se determinó que sea el costo de producción de aceite, esto debido a que si utilizamos el costo de venta, éste es muy elevado en comparación con el precio del gas y no refleja las condiciones que se quieren analizar.

$$RGA_I = \frac{q_{wgsc} C_{gc}}{q_o p_o} \quad (4.1)$$

Eficiencia Simple

Para el cálculo de la energía simple del pozo se va a realizar la relación entre la pérdida de energía y la entrada de energía al sistema. En esta ecuación se desprecia la contrapresión ejercida en el cabezal y las pérdidas de presión por fricción y aceleración.

Para calcular las pérdidas de energía potencial se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta e_p = \sum \dot{m}g(z_2 - z_1) \quad (4.2)$$

Tomando como centro de referencia en la profundidad de la válvula y suponiendo que el estado uno se encuentra en la entrada del gas y el dos en la cabeza del pozo. En la Figura __ se muestra el diagrama con dichas condiciones.

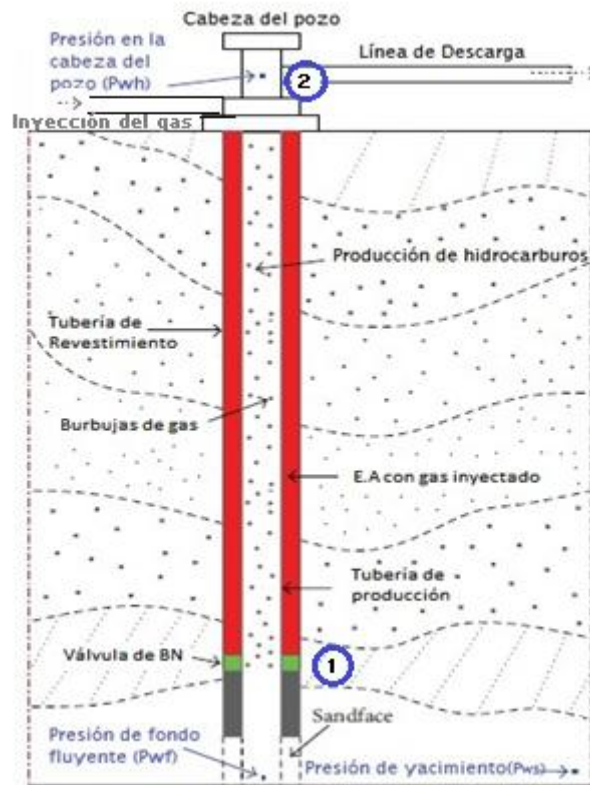


Figura 4. 1.- Diagrama en el que se muestran los estados 1 y 2 para analizar en el cálculo de la eficiencia simple

Tenemos dos entradas de flujo másico en el sistema, la entrada de gas de inyección y la entrada de los fluidos de formación.

$$\Delta e_p = \dot{m}_{g_i}gL_v + \dot{m}_l gL_v \quad (4.3)$$

Si sabemos que:

$$\dot{m} = \rho q \quad (4.4)$$

Factorizando y sustituyendo la ecuación 4.4 en la ec.4.3 tenemos que:

$$\Delta e_p = (q_g \rho_g + q_l \rho_l) g L_v \quad (4.5)$$

La energía de entrada al sistema se determina como la suma de la potencia de desplazamiento generada por el gas de inyección y la expansión del gas del inyección. La potencia de entrada se calcula como la presión de inyección del gas por el gasto de gas, el cambio en la energía potencial del gas se desprecia debido a que la altura que recorre este tanto en TR como en la TP son iguales, existe un aporte de energía debido a la expansión del gas. La ecuación 4.6 define la aportación de energía al sistema.

$$\dot{W}_{se} = P_{whi} q_{gi} - C_g q_{gi} \rho_g (T_{wh} - T_{whi}) \quad (4.6)$$

La eficiencia simple del pozo queda de la siguiente manera:

$$\eta_w = \frac{\Delta e_p}{\dot{W}_{se}} \quad (4.7)$$

Se redefinen los límites propuestos por Lui, proponiendo límites para la eficiencia del 10-30% para pozos con una buena eficiencia, pozos que presenten una eficiencia mayor al 30% están operando en excelentes condiciones. De la literatura obtuvimos el rango de eficiencia de un bombeo neumático continuo.

El gráfico que se propone es el mostrado en la Figura 4.2. Se manejan las mismas regiones de operación bajo las cuales trabajo Lui. Solo se cambiaron los límites de eficiencia. Estas regiones se explican en la tabla 11.

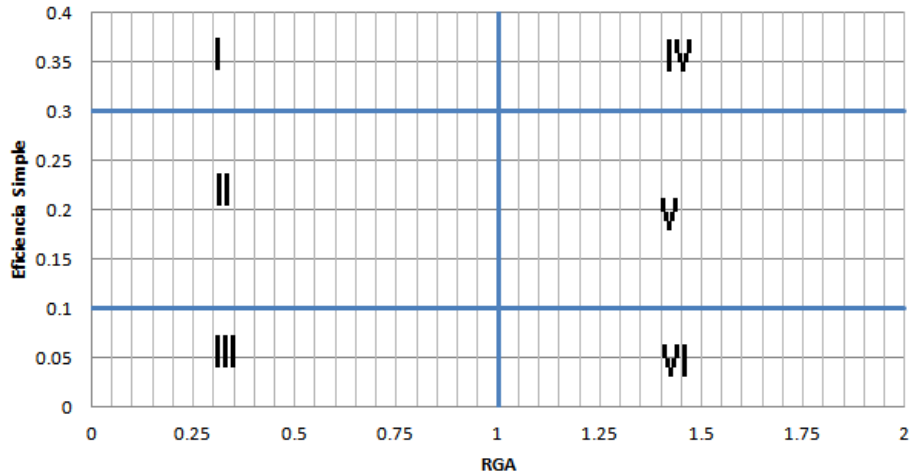


Figura 4. 2.- Tabla propuesta para el control de pozos

Tabla 11.- Tabla en la que se explican las regiones del grafico anterior

Región	Descripción
I	<p>La primera sección muestra pozos con buen diseño y condición de la producción.</p> <p>Cuando los pozos entran dentro se observó que presentan una fuerte entrada de agua, debido a que en el modelo planteado por Lui la eficiencia mejora al incrementar la entrada de agua.</p>
II	<p>La segunda sección muestra los pozos considerados aceptables en diseño y manejo de la producción</p> <p>En esta región se recomienda que los pozos sigan produciendo bajo las mismas condiciones con las que se han llevado hasta el momento. El rediseño de las instalaciones de los pozos resultará un gasto mayor que la mejor en la producción obtenida. Sin embargo, se puede pasar a la segunda etapa de la metodología para lograr una producción óptima.</p>
III	<p>La tercera sección de la tabla muestra pozos con problemas de diseño, por lo que se recomienda un rediseño para presentar una mejora en la eficiencia y en las ganancias del pozo.</p> <p>Los pozos que se encuentran en esta región se seleccionan para la etapa de identificación del problema, pero solo la fase de rediseño. En la cual se tendrá que evaluar las condiciones de las válvulas.</p>
IV	<p>La cuarta sección muestra pozos donde la eficiencia es alta, lo que demuestra que no se puede obtener un mayor beneficio por un rediseño de las instalaciones del pozo, lo que sucede en estos pozos es el exceso de entrada de agua al pozo, por lo que se recomienda el abandono o se deben de tomar medidas para disminuir este corte de agua.</p> <p>Estos pozos presentan una alta eficiencia de diseño de las instalaciones es buena pero la cantidad de aceite producido con respecto al gas de</p>

inyectado es baja. A partir del límite 1 todos los pozos que se encuentren por arriba este valor, se interpreta como, económicamente no rentables debido a que el costo por la inyección de gas es mayor que el costo de las ganancias de la producción del hidrocarburo. La entrada de agua también es muy severa.

V La quinta sección muestra pozos los cuales pueden obtener más beneficios por el rediseño y el manejo. Estos pozos se encuentran operando con baja eficiencia de las instalaciones y la producción de aceite tampoco es la adecuada. Esto nos indica que los problemas de los pozos en esta región presentan muchos problemas. Se seleccionan para la identificación de problemas tanto de rediseño como de obstrucción de flujo, es importante que se analicen los costos implicados en el mejoramiento y si es rentable realizar dichos cambios.

VI La sexta sección muestra los pozos a los que se deberá de prestar mucha atención ya que la productividad es muy baja, para incrementar la producción los volúmenes de gas que necesitan ser inyectados aumentan demasiado. Además de que la eficiencia de las instalaciones es muy baja. Los costos para llevar a cabo un rediseño de las instalaciones o incrementar la cantidad de gas de inyección son muy elevados por lo que se recomienda hacer un cambio en el sistema artificial.

Eficiencia de inyección del gas

Para analizar la eficiencia de inyección del gas en un sistema de bombeo neumático continuo se va a suponer que éste se realiza mediante un régimen estacionario y se aplicara el concepto de la primera ley de la termodinámica.

Régimen estable o permanente

Cuando suponemos que las variables de flujo de masa y energía (m , V , Q y W) no varían con el tiempo. Esto se conoce como *régimen estable, estacionario o permanente*. Si estas variables dependen del tiempo, se dice que el régimen es *transitorio*. Que el régimen sea permanente supone que se cumplen dos hipótesis simultáneamente.

a) El flujo de energía se produce en estado permanente

$$\dot{E}_{entrada} - \dot{E}_{salida} = \frac{dE_{sistema}}{dt} = 0 \quad (4.8)$$

O desde el punto de vista de un balance de energía

$$\dot{E}_{entrada} = \dot{E}_{salida}$$

b) El flujo de masa se produce en estado permanente

$$\sum_{\text{entrada}} \dot{m} = \sum_{\text{salida}} \dot{m} \quad (4.9)$$

Debido a que la energía se puede transferir por calor, trabajo y masa solamente, la ecuación de balance de energía para un sistema general de flujo estacionario se puede escribir de manera explícita como:

$$\dot{Q}_e + \dot{W}_e + \sum_e \dot{m}(U + e_p + e_c) = \dot{Q}_s + \dot{W}_s + \sum_s \dot{m}(U + e_p + e_c) \quad (4.10)$$

En el caso de la inyección de gas de un pozo petrolero la corriente de flujo es solo una, por lo que la ecuación de balance de energía de flujo estacionario queda de la siguiente manera:

$$\dot{Q}_e + \dot{W}_e + \dot{m}_e(U + e_p + e_c)_e = \dot{Q}_s + \dot{W}_s + \dot{m}_s(U + e_p + e_c)_s \quad (4.11)$$

$$(\dot{Q}_e - \dot{Q}_s) + (\dot{W}_e - \dot{W}_s) = \dot{m}_s(U + e_p + e_c)_s - \dot{m}_e(U + e_p + e_c)_e$$

$$\dot{m}_s = \dot{m}_e$$

$$(\dot{Q}_e - \dot{Q}_s) + (\dot{W}_e - \dot{W}_s) = \dot{m}(dU + de_p + de_c) \quad (4.12)$$

Al dividir la ecuación entre \dot{m} se obtiene la ecuación de balance de energía por unidad de masa:

$$(q_e - q_s) + (W_e - W_s) = (dU + de_p + de_c) \quad (4.13)$$

Donde $q = \frac{Q}{m}$ y $w = \frac{W}{m}$ son la transferencia de calor y el trabajo hecho por unidad de masa del fluido de trabajo, respectivamente.

\dot{Q} = Tasa de transferencia de calor entre el volumen de control y sus alrededores. Cuando el volumen de control está perdiendo calor (como en el caso del calentador de agua), Q es negativo. Si el volumen de control está bien aislado (es decir, es adiabático), entonces $Q = 0$.

\dot{W} = Potencia. Para dispositivos de flujo estacionario, el volumen de control es constante; por lo tanto, no hay trabajo de frontera. Entonces W representa las formas restantes de trabajo por unidad de tiempo.

Este trabajo está conformado por la suma de los trabajos del desplazamiento y no desplazamiento. Esta última toma en cuenta todos los trabajos restantes como son el de eje, efectos eléctricos y químicos. En la Figura 4.3 se muestra el diagrama

de un volumen de control el cual está recibiendo trabajo adicional al de desplazamiento, está recibiendo trabajo eléctrico y de eje. En el caso de pozos petroleros no tenemos la intervención de ninguno de estos trabajos por lo que se desprecian.

$$\dot{W}_T = \dot{W}_c + \dot{W}_o \quad (4.14)$$

$$W_c = P \int dV \quad (4.15)$$

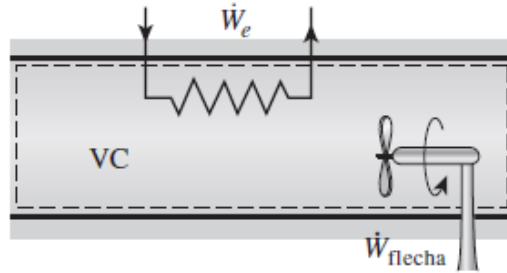


Figura 4. 3.- Diagrama que muestra las diferentes formas de trabajo

U = Energía interna, el cambio de energía de un fluido se determina con la multiplicación de la diferencial de los valores de temperatura en los estados de salida y entrada con el calor específico del fluido del sistema. Tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$dU = c_v(T_2 - T_1) \quad (4.16)$$

e_c = La unidad de energía cinética es m^2/s^2 , la cual es equivalente a J/kg

$$de_c = \frac{v_2^2 - v_1^2}{2} \quad (4.17)$$

e_p = Energía potencial, para la energía potencial se puede argumentar de manera similar. Un cambio de energía potencial de 1 kJ/kg corresponde a una diferencia de elevación de 102 m.

$$de_p = g(z_2 - z_1) \quad (4.18)$$

Sustituyendo ahora las ecuaciones de energía interna, cinética y potencial en la ecuación 4.12 así como también las de trabajo obtenemos la siguiente ecuación:

$$(q_e - q_{s_c}) + ((W_c + W_o)_e - (W_c + W_o)_s) = \left(c_v(T_2 - T_1) + g(z_2 - z_1) + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2} \right) \quad (4.19)$$

Ahora bien aplicando las ecuaciones anteriores a un pozo petrolero con sistema de bombeo neumático. Las consideraciones que se determinaron para realizar este modelo son las siguientes:

- Se considera un régimen estacionario
- Se determina el volumen de control como el volumen de gas presente en el espacio anular
- Se considera un proceso adiabático, que no existe una transferencia de calor entre el sistema y la frontera
- No se tiene una entrada de trabajo diferente al de desplazamiento al sistema
- El gasto de inyección de gas es constante
- Se desprecian los cambios de velocidad a la entrada y la salida por lo que la energía cinética no es tomada en cuenta.

En la Figura 4.4 se muestra el diagrama propuesto para delimitar al sistema

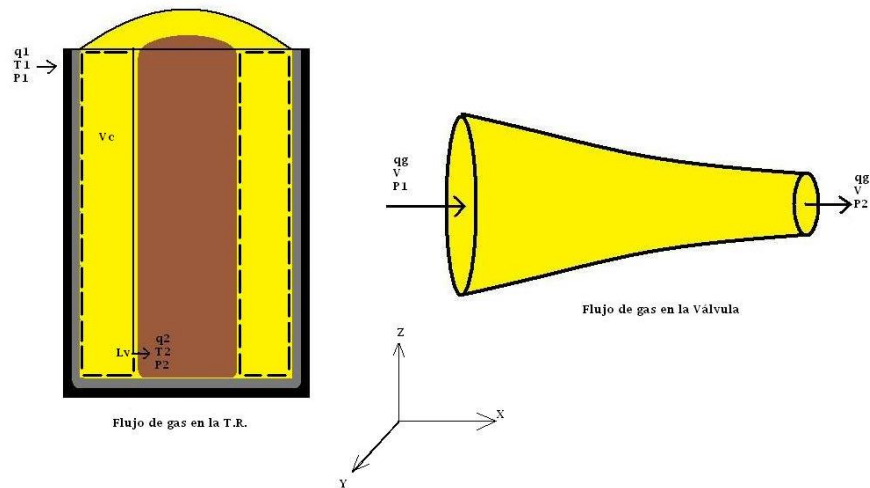


Figura 4. 4.- Diagrama propuesto para el análisis de la eficiencia de inyección

Con las consideraciones antes mencionadas nos queda la ecuación de la siguiente manera:

$$W_{ce} - W_{cs} = ((c_v(T_2 - T_1) + g(z_2 - z_1))) \quad (4. 20)$$

Despejando:

$$W_{cs} = W_{ce} - (c_v(T_2 - T_1) + g(z_2 - z_1)) \quad (4. 21)$$

Donde:

$$\dot{W}_c = PdA(\bar{v}, \bar{n}) \quad (4. 22)$$

$$\dot{W}_c = \int \frac{P}{\rho} \rho(\bar{v}, \bar{n}) dA = \frac{P}{\rho} \int \rho(\bar{v}, \bar{n}) dA \quad (4.23)$$

$$\dot{m} = \int \rho(\bar{v}, \bar{n}) dA \quad (4.24)$$

$$\dot{W}_{sc} = \frac{P}{\rho} \dot{m} \quad \left[\frac{J}{s} \right] \quad (4.25)$$

$$W_c = \frac{P}{\rho} \quad \left[\frac{J}{kg} \right] \quad (4.26)$$

$$\therefore W_{cs} = \frac{P_e}{\rho} - (c_v(T_2 - T_1) + g(z_2 - z_1)) \quad \left[\frac{J}{kg} \right] \quad (4.27)$$

La diferencia de alturas está expresada como si el centro de referencia es la profundidad de la válvula y quedando de la siguiente manera:

$$g(z_2 - z_1) = g(0 - Lv) = -gLv \quad (4.28)$$

$T_1 = T_i$ = es la temperatura de inyección del gas

$T_2 = T_v$ = es la temperatura a la cual se encuentra el gas

$P_e = P_{iny}$ es la presión a la cual se está inyectando el gas

ρ = la densidad del gas de inyección

Sustituyendo lo anterior en la ecuación nos queda:

$$W_{cs} = \frac{P_{iny}}{\rho_g} - (c_g(T_v - T_{iny}) - gL_v) = \frac{P_{iny}}{\rho_g} + gL_v - c_g(T_v - T_{iny}) \quad (4.29)$$

La ec 4.29 es la ecuación que se propone para calcular la potencia de salida en el fondo del pozo, tomando en cuenta que no existe una diferencia de velocidades a la entrada y a la salida. Este cambio de energía cinética se considerará en el flujo a través de la válvula que se analiza posteriormente para determinar la potencia de salida en la válvula.

Comparando la ecuación propuesta en este trabajo con la propuesta por Lui Yonghui vamos a observar ciertas diferencias que se explican a continuación.

$$W_s = p_{whi} q_{wgsc} B_{whi} + \rho_{gsci} q_{wgsc} gL_v + c_{gi} \rho_{gsci} q_{wgsc} (T_v - T_{whi}) \quad (4.30)$$

La principal diferencia de los modelos se ve reflejada en el término que evalúa la energía interna del sistema, podemos observar que Lui Yonghui considera que el incremento de la temperatura del sistema aportará mayor energía o trabajo a la salida. Sin embargo, en nuestro modelo se considera que una parte del aporte de energía mecánica se convirtió en energía térmica como resultado del calentamiento por fricción, lo cual se manifiesta como un ligero aumento en la temperatura del fluido y reduciendo así la energía mecánica a la salida.

Para determinar la potencia por unidad de masa a la salida de la válvula vamos utilizar las consideraciones de flujo a través de una tobera.

La tobera es un dispositivo que incrementa la velocidad de un fluido a expensas de la presión. El área de la sección transversal de una tobera disminuye en la dirección de flujo para flujos subsónicos y aumenta para los supersónicos.

La tasa de transferencia de calor entre el fluido que fluye por una tobera y los alrededores es comúnmente muy pequeña ($\dot{Q} \approx 0$) ya que el fluido tiene velocidades altas y por lo tanto no se mantiene suficiente tiempo en el dispositivo como para que ocurra alguna transferencia de calor importante. Las toberas por lo común no implican trabajo ($\dot{W} = 0$) y cualquier cambio de energía potencial es insignificante ($\Delta e_p \cong 0$). Pero las toberas normalmente están relacionadas con velocidades muy altas, entonces cuando un fluido pasa por este dispositivo experimenta grandes cambios en su velocidad. Por lo tanto, se deben tomar en cuenta los cambios de energía cinética al analizar el flujo por estos dispositivos ($\Delta e_c \neq 0$).

Si utilizamos la ecuación 4.19 y tomamos en consideración lo anterior nos queda que:

$$\dot{m}_e(h + e_c)_e = \dot{m}_s(h + e_c)_s \quad (4.31)$$

$$\dot{m}_e \left(h + \frac{v_1^2}{2} \right)_e = \dot{m}_s \left(h + \frac{v_2^2}{2} \right)_s \quad (4.32)$$

Y considerando un régimen estable $\dot{m}_e = \dot{m}_s$

$$\dot{m} \left((h_2 - h_1) + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2} \right) = 0$$

$$h_2 - h_1 = dU + W_c$$

$$dU = C_v(T_2 - T_1)$$

$$W_c = \frac{P_2}{\rho_2} - \frac{P_1}{\rho_1}$$

Para determinar las velocidades de entrada y salida de la válvula sabemos que:

$$q = vA \quad \left[\frac{m^3}{s} \right] \quad (4.33)$$

Despejando las velocidades tenemos:

$$v_2 = \frac{q_2}{A_2} \quad [m/s]$$

$$v_1 = \frac{q_1}{A_1} \quad [m/s]$$

Donde $q_1 = q_2 = q_g B_g$ y el área A_1 es el área del fuelle de la válvula y A_2 es el área del puerto.

Sustituyendo en la ecuación queda de la siguiente manera:

$$\dot{m} \left(\frac{P_2}{\rho_2} - \frac{P_1}{\rho_1} + \frac{\left(\frac{q_g}{A_2}\right)^2 - \left(\frac{q_g}{A_1}\right)^2}{2} \right) = 0$$

Despejando P_2/ρ tenemos que:

$$W_{ev} = \frac{P_2}{\rho} - \frac{\left(\frac{q_g}{A_2}\right)^2 - \left(\frac{q_g}{A_1}\right)^2}{2} \quad (4.34)$$

Ésta es la expresión para calcular la potencia por unidad de masa a la salida de la válvula, ahora utilizando las expresiones conocidas para los estados uno y dos la ecuación queda de la siguiente manera:

$$W_{ev} = \frac{P_{vs}}{\rho_g} - \frac{\left(\frac{q_g}{A_p}\right)^2 - \left(\frac{q_g}{A_b}\right)^2}{2} \quad (4.35)$$

$$P_{sv} = P_{vs} - \frac{\rho_g}{2} \left(\left(\frac{q_g}{A_f}\right)^2 - \left(\frac{q_g}{A_v}\right)^2 \right) \quad (4.36)$$

Utilizando la ec. Anterior para representar la potencia de salida en la válvula, en donde P_v es la presión de operación de la válvula o la presión corriente arriba y ρ es a densidad del gas. Las condiciones de la temperatura a la entrada y salida de la válvula no cambian de manera significativa por lo que se desprecia la variación de la densidad. Si no se tiene como dato la presión en la válvula, debemos utilizar los datos obtenidos de la ecuación 4.35 en el término $\frac{P_v}{\rho g}$ ya que la potencia de salida del primer sistema es la potencia de entrada del segundo.

La energía mecánica se puede convertir por completo de una forma de energía mecánica a otra, y la **eficiencia mecánica** de un dispositivo o proceso se puede definir como:

$$\eta_{Mecánica} = \frac{\text{Salida de energía mecánica}}{\text{Entrada de energía mecánica}} = \frac{E_{mecánica,salida}}{E_{mecánica,entrada}} = 1 - \frac{E_{Mecánica,perdida}}{E_{Mecánica entrada}}$$

Si definimos la eficiencia de inyección como la relación entra la potencia de entrada y la potencia de salida del sistema. Definiendo al volumen de control en el orificio de la válvula. Nos queda la ec. 4.37.

$$\eta = \frac{W_s}{W_e} = \frac{W_{sv}}{W_{STR}} \quad (4.37)$$

$$\eta_i = \frac{P_{vs} + \frac{\rho_g}{2} \left(\left(\frac{q_g}{A_f} \right)^2 - \left(\frac{q_g}{A_v} \right)^2 \right)}{P_{iny} + \rho_g g L_v - \rho_g c_g (T_v - T_{iny})} \quad (4.38)$$

Esta ecuación solo nos da un parámetro de las condiciones de inyección esto quiere decir que se evalúa la potencia que ejerce el gas a la salida de la válvula. Podemos observar que el gasto o un flujo másico no tiene efecto sobre la eficiencia, esto porque se considero un flujo en estado permanente por lo que se desprecia la acumulación de masa dentro del sistema. Con esta suposición se establece que el gasto de entrada es el mismo que el que se presenta a la salida por esto, no importa la cantidad de masa que esté fluyendo.

Esto quiere decir que se aplico la primera ley de la termodinámica para evaluar la inyección en un sistema de bombeo neumático continuo. Esta ley nos dice que: La variación de la energía de un sistema termodinámico es igual a la diferencia entre la energía que le es transferida en forma de calor y el trabajo mecánico que realiza.

La eficiencia de inyección es sólo una parte de la eficiencia del pozo, ahora tenemos que analizar la segunda parte del sistema; el flujo en la tubería de

producción. Utilizaremos la misma ecuación para evaluar la eficiencia en esta parte pero tomando otras consideraciones que se mencionarán.

Eficiencia de levantamiento

La eficiencia de levantamiento la calcularemos en base a la primera ley de la termodinámica. Las consideraciones que se tomarán en cuenta son las siguientes:

- Se desprecia la pérdida de energía cinética en el sistema
- No se distinguen patrones de flujo
- No se toma en cuenta el resbalamiento ni el colgamiento
- Se considera un flujo mediante un régimen permanente
- Se considera un sistema adiabático por lo que $\Delta\dot{Q} = 0$
- No existe la entrada de trabajo diferente al de desplazamiento

Tomando como base la ecuación de la primera ley de la termodinámica para sistemas abiertos con diferentes entradas de flujo, tenemos que:

$$\dot{Q}_e + \dot{W}_e + \sum_e \dot{m}(U + e_p + e_c) = \dot{Q}_s + \dot{W}_s + \sum_s \dot{m}(U + e_p + e_c) \quad (4.39)$$

Vamos a tener dos aportes de potencia de desplazamiento una proveniente de la energía del gas de inyección y la otra es la energía que aporta el yacimiento. Para calcular este aporte de energía proveniente del yacimiento se desprecian las pérdidas de presión por fricción y por aceleración. Utilizando la siguiente ecuación:

$$\dot{W}_{csl} = \Delta P(q_o B_o + q_g B_g + q_w B_w) - (q_o \rho_o B_o + q_g \rho_g B_g + q_w \rho_w B_w)(D - Lv) \quad (4.40)$$

Donde:

$$\Delta P = (P_{ws} - P_{wf}) \quad (4.41)$$

$$q_g = q_o(RGA - R_s) - q_{gi} \quad (4.42)$$

P_{ws} = Presión del yacimiento

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

B_o = Factor de volumen del aceite a condiciones del yacimiento

B_w = Factor de volumen del agua a condiciones de yacimiento

B_g = Factor de volumen del gas a condiciones del yacimiento

D = Profundidad total del pozo

Lv = Profundidad de la válvula operante

RGA = Relación gas aceite producido

R_s = Relación de solubilidad

Esta ecuación es válida para cualquier etapa en la que se encuentre el yacimiento. Cuando el yacimiento se encuentra bajo saturamiento el término que involucra al gas se elimina.

Ahora analizamos el aporte adicional de energía que proporcionan los fluidos de formación:

$$e_f = (q_w \rho_w B_w C_w + q_o (\rho_o B_o C_o + (RGA - q_{gi}) \rho_g B_g C_g)) (T_{wh} - T_v) \quad (4.43)$$

Aquí estamos idealizando el flujo de los fluidos en la TP. Estamos considerando la expansión del gas proveniente de la formación, sin embargo para razones de simplificación se considera también la expansión del gas disuelto en el aceite aunque no se encuentre presente a estas condiciones. Si queremos realizar un análisis más detallado se tiene que conocer la temperatura de burbuja y la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$e_f = (q_w \rho_w B_w C_w + q_o \rho_o B_o C_o + q_g \rho_g B_g C_g) (T_{wh} - T_v) + q_o R_s B_g C_g (T_{wh} - T_b) \quad (4.44)$$

$$\dot{W}_{cl} = \dot{W}_{csl} - e_f \quad (4.45)$$

Ahora calculamos la potencia que nos genera el gas de inyección, quedando de la siguiente manera. Si conocemos la presión en la Pv la ecuación nos queda:

$$\dot{W}_{cg} = P_v q_g B_{gi@ (T_v, P_v)} - q_{gi} \rho_{gi} B_{gi@ (T_v, P_v)} C_{gi} (T_{wh} - T_v) \quad (4.46)$$

El aporte de energía total del sistema queda definido entonces por la suma de la energía proveniente del yacimiento, las expansiones de los fluidos y la energía que aporta la inyección del gas quedando de la siguiente manera:

$$\dot{W}_{cegl} = \dot{W}_{cl} + \dot{W}_{cg} \quad (4.47)$$

Ahora analizamos las pérdidas de energía a las que se enfrenta el flujo de fluidos dentro del aparejo de producción. Se tiene que analizar la contrapresión existente, esta contrapresión la calculamos de la siguiente manera:

$$\dot{W}_{wh} = P_{wh} q_l (1 + RGLT) \quad (4.48)$$

Otra pérdida de energía es la variación en la energía potencial, esta pérdida se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta e_p = (q_{gi} \rho_{gi} B_{gi} + q_o \rho_o B_o + q_w \rho_w B_w + (q_o RGA - q_{gi}) B_g \rho_{gf}) g L_v \quad (4.49)$$

Si el gas de inyección y el gas de formación tienen las mismas propiedades se puede simplificar la ecuación de la siguiente manera:

$$\Delta e_p = (q_o B_o \rho_o + q_w B_w \rho_w + (q_o RGA) B_g \rho_g) g L_v \quad (4.50)$$

Para calcular la eficiencia de levantamiento es la relación entre la pérdida de energía del sistema y la energía que ayuda al levantamiento de los fluidos.

$$\eta_L = \frac{\dot{W}_{wh} + \Delta e_p}{\dot{W}_{cagl}} \quad (4.51)$$

Si quisiéramos conocer la eficiencia de levantamiento generada solo por el gas de inyección, tenemos primero que separar la energía proveniente del yacimiento y restarle la pérdida de energía, esta diferencia de energía es lo que tendrá que desplazar el gas de inyección. La ecuación queda de la siguiente manera:

$$\eta_L = \frac{\dot{W}_{cl} - (\dot{W}_{wh} + \Delta e_p)}{\dot{W}_{cg}} \quad (4.52)$$

Identificación del problema

En esta etapa se recomienda hacer un análisis detallado para identificar los problemas que se presenten en el pozo, también se da una posible solución que será evaluada después integrando todos los sistemas. Esta etapa es considerada primordial dentro debido a que los problemas encontrados en los pozos influirán de manera directa en la producción del campo. Se debe evaluar la severidad de dichos problemas y buscar una solución conjunta para atacar todos o los que afecten en mayor medida.

Se realizó una división de los problemas encontrados frecuentemente para facilitar el análisis. Un sistema de bombeo neumático continuo puede presentar problemas como:

Problemas en el diseño del BN,

- Estabilidad de flujo
- Válvulas

Problemas en el flujo de los fluidos

- Entrada de agua
- Formación de emulsiones
- Depósito de orgánicos
- Formación de hidratos
- Arrastre de sólidos

Rediseño

Los problemas más frecuentes dentro de un sistema de bombeo neumático se presentan en las válvulas. Estas pueden estar operando bajo distintos valores de presión, presentar una restricción en el paso de los fluidos, mal espaciamiento, profundidad de asentamiento insuficiente, etc. Estos problemas los podemos determinar mediante estudios del gradiente de presión y temperatura de los pozos fluyentes propuestos por Brown.

Las principales pruebas que se realizan son:

- Estudios de gradientes de presión
- Estudios de gradientes de temperatura
- Determinación del nivel de fluido
- Combinación de gradiente de presión con gradientes de temperatura

Existen dos tipos de estudios de presión de los cuales puedes obtener diferente información, estos son:

Estático	Dinámico
Gradiente de presión estático	Punto de inyección del gas
Presión de fondo estático	Fugas en la tubería
Nivel de fluido	Fallas en las válvulas
	Punto múltiple de inyección
	Gradiente dinámico
	Presión de fondo fluyente
	Válvula correcta de operación

Para obtener valores más precisos en estas pruebas es necesario que el pozo presente un flujo estabilizado para obtener valores correctos en las curvas de presión de flujo. Si se tiene algún problema al momento de correr la válvula hacia el fondo pozo se puede cerrar momentáneamente la válvula de flujo del pozo y bajar la bomba al fondo del pozo lo más rápido que se pueda para reabrir el pozo. En este caso, la bomba debe de esperar en el fondo hasta que las condiciones de flujo se restablezcan y así comenzar con el viaje hacia arriba y tomar las lecturas.

Durante el sondeo se recomienda hacer paradas por debajo de cada válvula de bombeo neumático, también se pueden realizar paradas entre las válvulas para obtener una mejor identificación del problema o de fugas si existen.

Para analizar estas curvas se utilizan casos hipotéticos presentados a continuación, propuestos por Brown, para identificar el tipo de problema que se está presentando en el pozo. Estos problemas pueden ser: fugas, mal

espaciamiento entre válvulas, puntos múltiples de inyección y falta de presión de inyección.

Estudios de gradiente de temperatura

Es el estudio del gradiente de temperatura en un pozo fluyente; es la medición de la temperatura desde el fondo del pozo hasta la superficie creando curvas representativas de esta propiedad. Se realiza generalmente junto con el de gradiente de presión aunque en algunos casos se puede realizar sólo. Con los datos obtenidos se realizan curvas representativas de los cambios de la temperatura a lo largo del pozo, detectando diversos fenómenos; el enfriamiento debido a la expansión de gas es uno de los más frecuentes. Se localizan los puntos de enfriamiento para identificar las zonas de fugas de gas. Sin embargo, este estudio no es válido para pozos con altos gastos de producción, debido a que las altas velocidades hacen imposible la detección de los enfriamientos.

Combinación de estudios de gradiente de presión y temperatura

Realizar los dos estudios al mismo tiempo te da una mejor perspectiva de los problemas que pueda presentar el pozo. Los datos arrojados por los dos estudios se correlacionan, se grafican en una misma grafica.

Determinación del nivel de pozo

Es importante determinar el nivel de fluido de un pozo debido a que esto nos indicara si la válvula operante está dentro de este rango, esto para el gas de inyección haga contacto con los fluidos de producción y cumpla con su propósito de aligerar la columna e impulsar los fluidos a superficie.

Para determinar el nivel del fluido se utiliza un sondeo de pozo. Es una herramienta acústica que mide la variación de las ondas de sonido que se transmiten a través de la tubería, se detecta la reducción de la onda de sonido al pasar a través del líquido. Generalmente el nivel del pozo se tiene como dato debido a los estudios previos que se realizan de los pozos.

Estabilidad de flujo

Para el flujo presente dentro del pozo que también es importante para el óptimo funcionamiento del BNC es necesario evaluar las condiciones de la estabilidad del flujo que se tenga en los pozos operados por este sistema. Se recomienda seguir las investigaciones que realizaron Asheim y Alhanati se sabe que un diámetro de válvula pequeño genera una mejor condición de flujo, mientras que un diámetro mayor aumenta las posibilidades de tener un flujo inestable. Se debe realizar un mapa de estabilidad para poder obtener el rango de operación al cual existe un flujo estable. También se deben de analizar los límites de operación de las instalaciones

El mapa de estabilidad consiste en el análisis de diferentes diámetros de TP que se pueden utilizar en una terminación para BNC combinado con las propiedades de los fluidos. Se analizan las propiedades y condiciones del fluido, tanto de la formación como del gas de inyección, y se realizan los cálculos del criterio de Asheim para un flujo estable dando como resultado un límite de estabilidad por parte de la geometría del pozo y propiedades de los fluidos. Con las condiciones que Asheim propone no nos limita en el sentido de aumentar el gasto de gas para un flujo estable o en la reducción del tamaño del orificio de la válvula, por lo que Alhanati complementa el trabajo analizando las limitaciones de la válvula para el manejo disponible de gas y así generar un rango de flujo estable en el que se puede poner a trabajar el pozo de BNC. Realiza una serie de trabajos sobre las fracciones de apertura de las mismas y sus efectos según el gasto de gas de inyección.

Las dos partes del análisis se juntan para formar un mapa de estabilidad resultando un rango de flujo estable como el siguiente:

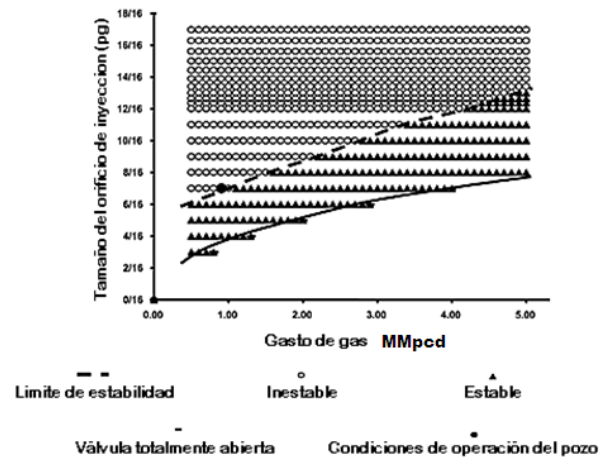


Figura 4.5 Mapa de estabilidad de flujo, Cap. 2

Con el rango mostrado tenemos un área de trabajo en el cual nos da la estabilidad de flujo y nos permite tener una eficiencia más alta, evitando las contrapresiones o cabeceos de presión que nos afecta el flujo de fluidos, las instalaciones y por lo tanto la producción.

Mapa de estabilidad

Uno de los elementos claves que afecta, el cual afecta a la estabilidad del gas, es la válvula operante. Existen varios diseños de válvulas que son frecuentemente usados en operación, como pueden ser: válvula convencional de BN, tipo venturi. Es muy difícil la estimación a priori de como el tipo de válvula y sus parámetros de diseño afectarán la estabilidad de un sistema de bombeo neumático que es operado bajo dadas condiciones de operación.

Las válvulas convencionales con orificio cuadrado son generalmente usadas en un sistema de BN. Para un específico índice de productividad y gasto de inyección, la estabilidad del gas puede ser alcanzada reduciendo el tamaño del orificio. Sin embargo, válvulas operadoras con un menor diámetro de orificio requieren altas caídas de presión al pasar por la válvula. Tokar et al. propusieron un nuevo diseño de inyección el cuál es basado en el uso de una de cuello supersónico.

Como lo mencionamos anteriormente Alhanati et al. analizaron la estabilidad de flujo y recomiendan el uso de válvulas convencionales, las cuales se encuentran dentro del rango de estrangulamiento, como un método para la estabilización del pozo con BN. Sin embargo, en ocasiones no se tenían las condiciones adecuadas para asegurar una estabilidad de flujo

Para analizar las variaciones en la estabilidad de flujo dependiendo del orificio de la válvula se recomienda utilizar la ecuación para flujo adiabático a través de un orificio. Todas las pérdidas de fricción causadas por el paso de fluido a través de la válvula se consideran con el coeficiente de descarga.

$$q_g = \frac{C_n p_{ci} d_i^2}{\sqrt{\gamma_g T_{ci} Z_{ci}}} \sqrt{\left(\frac{k}{k-1}\right) \left(y^{\frac{2}{k}} - y^{\frac{k+1}{k}}\right)} \quad (4.53)$$

Donde:

$$y = \frac{p_{ti}}{p_{ci}} \quad (4.54)$$

$$k = \frac{C_p}{C_v} \quad (4.55)$$

$$C_n = \frac{C_s C_D T_{sc}}{p_{sc}} \quad (4.56)$$

La ecuación 4.1 es válida cuando se presenta cualquier tipo de flujo, crítico o subcrítico, sin embargo, sí el flujo es crítico se utiliza la siguiente ecuación:

$$y_c = \left(\frac{p_{ti}}{p_{ci}}\right)_c = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (4.57)$$

Se realizan estos cálculos para los diferentes tipos de válvula que se quiera analizar, cabe mencionar que el cambio será el coeficiente de descarga debido a que cada válvula tiene su propio coeficiente de descarga en sus especificaciones técnicas. Después de obtenidos los cálculos se debe realizar un mapa de

estabilidad de flujo; es un diagrama en (2D) que muestra las regiones de estabilidad e inestabilidad del sistema. El límite superior determina el gasto máximo de inyección de gas a una específica presión en la cabeza y el máximo permitido de presión en las redes de distribución de gas. El límite inferior indica el gasto de inyección al cual los gastos de operación (OPEX), comparado con la producción de aceite, son prohibitivamente altos.

En la Figura 4.3 se muestra un ejemplo de mapa de estabilidad en el que se muestran las regiones de estabilidad e inestabilidad de flujo.

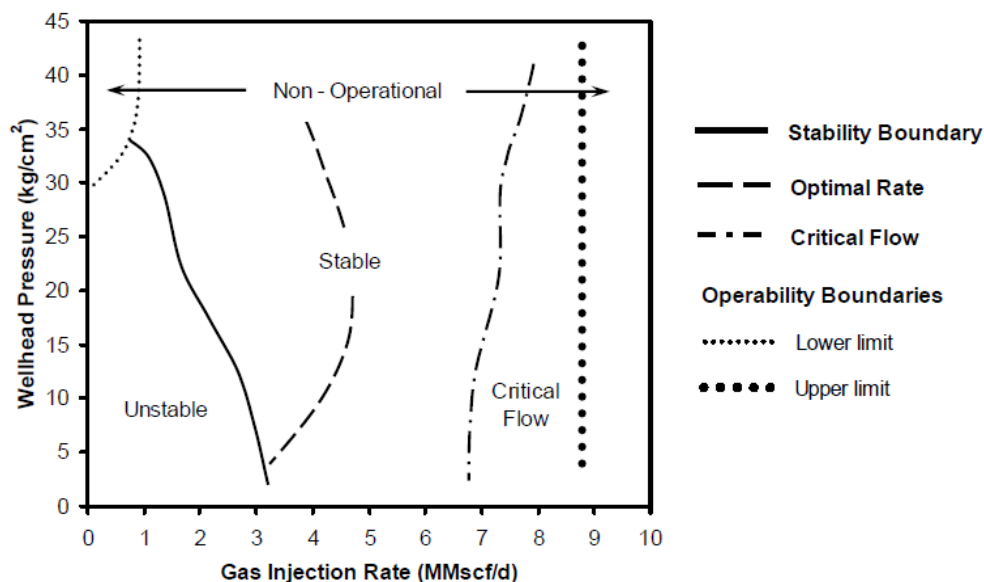


Figura 4.6.- Mapa de estabilidad propuesto por Fairuzov et al.

Se tiene que realizar un gráfico igual para cada válvula que se quiera analizar y se comparan cada uno para determinar con cual se obtienen los mejores resultados. Esto quiere decir que se obtiene la mejor producción con el gasto y presión de inyección de gas más bajos. Generalmente la válvula tipo venturi te da los mejores resultados por lo que cuando se presente un flujo inestable dentro del sistema de BN se recomienda cambiar las válvulas convencionales por una válvula tipo venturi. A continuación se habla acerca de las mejoras que ofrece esta válvula y de una modificación en el dispositivo de salida del gas como soluciones para la inestabilidad de flujo en un sistema de bombeo neumático.

Soluciones

Válvulas de Bombeo Neumático Tipo Venturi

Son un nuevo tipo de válvulas de bombeo neumático las cuales utilizan un orificio tipo venturi en el puerto de entrada. Orificio tipo venturi puede reducir la caída del

diferencial de presión entre la presión en la T.R (presión corriente arriba) y la presión en la T.P (Presión corriente abajo). Teóricamente, solo se necesita alrededor de un 10% a 15% de caída de presión en una válvula tipo venturi para alcanzar las condiciones de flujo crítico, comparado con un 50% de caída de presión requerido en una válvula convencional. En una válvula convencional se presenta una “vena contracta” en la corriente abajo, esta es ocasionada por el flujo turbulento que forma torbellinos después de una expansión repentina. Esta vena contracta causa disminución en el área de flujo mientras que en la válvula tipo venturi la menor área de flujo es el área del cuello.

Las diferencias en el perfil del puerto entre una válvula de bombeo neumática convencional (orificio en forma de cuadro) y una válvula tipo venturi se ilustra en la Figura 4.4. También se muestra en la Figura 4.5 la diferencia de las curvas de comportamiento de presión de flujo entre un orificio convencional y tipo venturi.

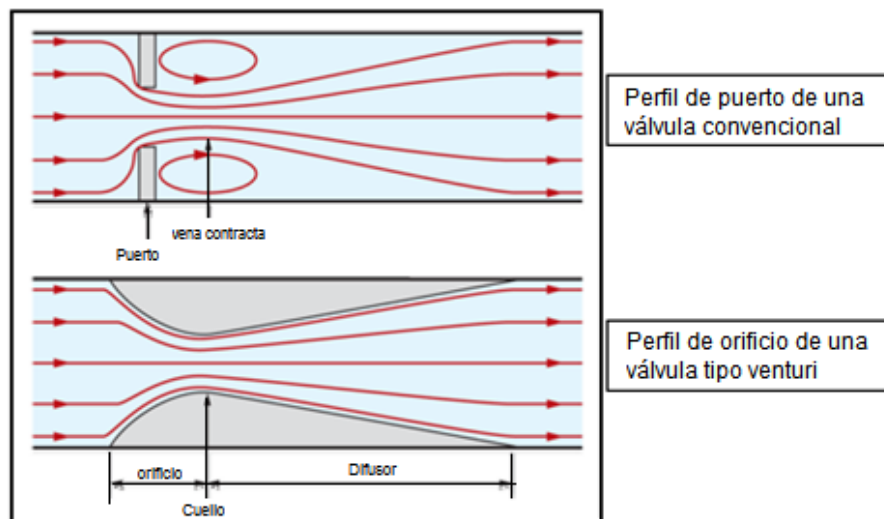


Figura 4.7.- Esquema de líneas de flujo para un flujo de gas a través de un orificio

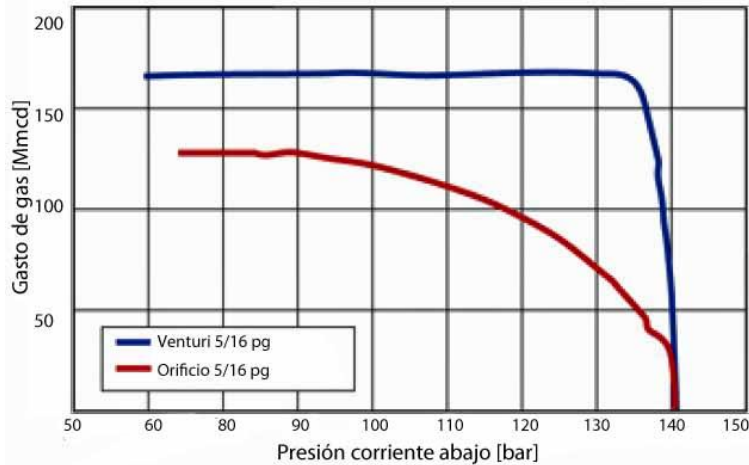


Figura 4.8.- Comparación de gasto de gas de inyección entre una válvula de bombeo neumático convencional y una tipo venturi a presión de corriente arriba constante y presión de corriente abajo variable

Modificación en el dispositivo de salida

También se puede hacer una modificación en el dispositivo de salida del gas, el cual se usa para romper la burbuja del gas de inyección en pequeñas burbujas y homogenizar la inyección de gas con el líquido que se encuentra en la T.P. Con esta modificación se puede prevenir la acumulación de gas en la línea de descarga. Se puede lograr un flujo laminar y el flujo de fluidos a través de la T.P es más estable. En la Figura 4.6 se muestra una las diferencias físicas que presentan una válvula convencional y una con orificio tipo venturi con modificación en el dispositivo de salida.

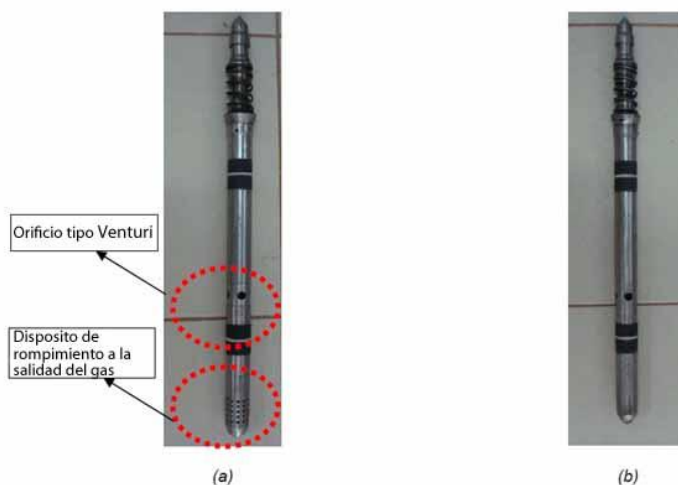


Figura 4.9.- Imagen de válvulas a) orificio tipo venturi y diferente dispositivo de salida b) válvula convencional

Restricciones de flujo

- Entrada de agua
- Formación de emulsiones
- Deposito de orgánicos
- Formación de hidratos
- Arrastre de sólidos

Entrada de Agua

Predicción del efecto de la entrada de agua en el bombeo Neumático Continuo

El efecto que la inyección de gas a una columna de fluidos desde una fuente externa como el BNC puede ser determinado de la siguiente manera:

Usando las mismas curvas de gradiente y los mismos métodos para flujo natural, determinamos la presión a la profundidad de la formación para la relación de gas líquido total (gas de la formación + gas inyectado), con esto, podemos realizar una curva de flujo natural del pozo y además una simulación de la aplicación del BN tomando en cuenta la RGL de la mezcla, dependiendo de la limitación del gas que se tenga. Un papel importante es el que juega la entrada de agua al pozo, ya que el agua al ser un fluido con una mayor densidad que el aceite provoca un incremento en la presión de fondo del pozo, mayor que si tuviéramos solamente aceite, esto se puede observar en la siguiente tabla donde se observa el efecto que tiene la entrada de un cierto porcentaje de agua de un pozo en la presión de fondo del mismo, y eso nos conlleva a que al haber mayor presión en el fondo para levantar los fluidos es necesario inyectar más gas,. Además, con estos datos mostrados, al llevarlos a una gráfica de coordenadas cartesianas podemos comparar los resultados agregando una curva de IP para determinar el gasto esperado por cada tipo de flujo y así tener un buen criterio sobre cuanto gas puedo y debo inyectar al pozo para producir un gasto rentable y que de ganancias. Se pueden ver a continuación esas gráficas para diferentes cortes de agua.

Tabla 12.- Tabulación de los puntos leídos en las curvas de gradiente de presión

Gasto, BPD	Presión de fondo fluyendo @ 5800 pies			
	100% aceite	25% agua	50% agua	75% agua
2000	690	740	800	1400
2500	680	740	800	1440
3000	680	750	815	1470
3500	700	760	840	1520
4000	720	790	910	1540
4500	750	860	940	1570
5000	810	890	960	1600

6000	870	950	1040	1660
8000	1030	1120	1220	1760
10000	1180	1280	1360	1860
12500	1350	1420	1530	1950

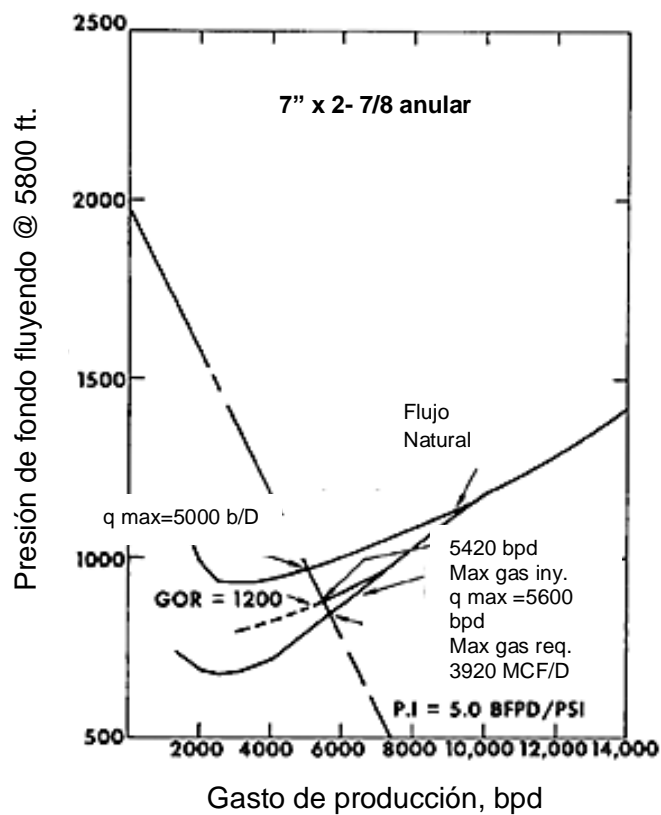


Figura 4.10- Comparación de flujo natural con BN sin límites de inyección de gas

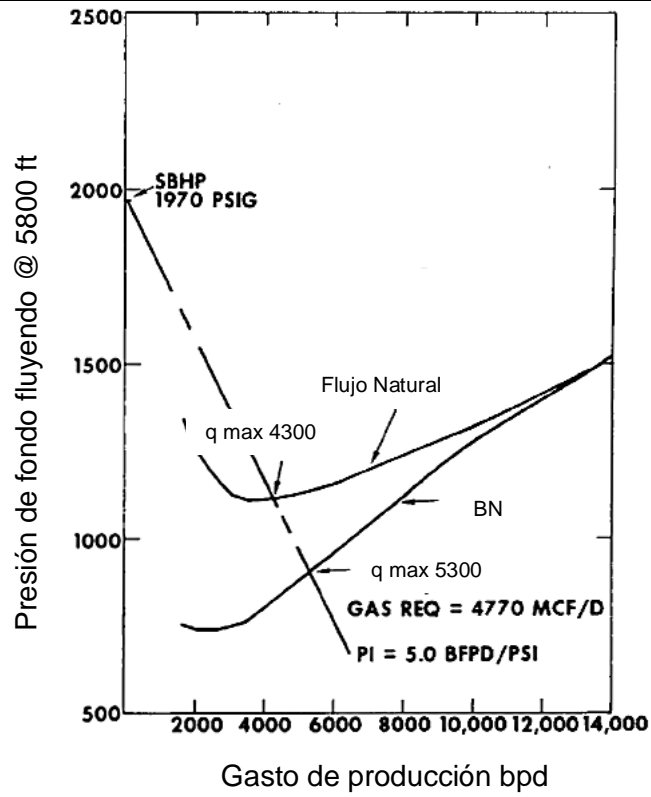


Figura 4.11- Comparación de flujo natural con BN con corte de agua al 25%

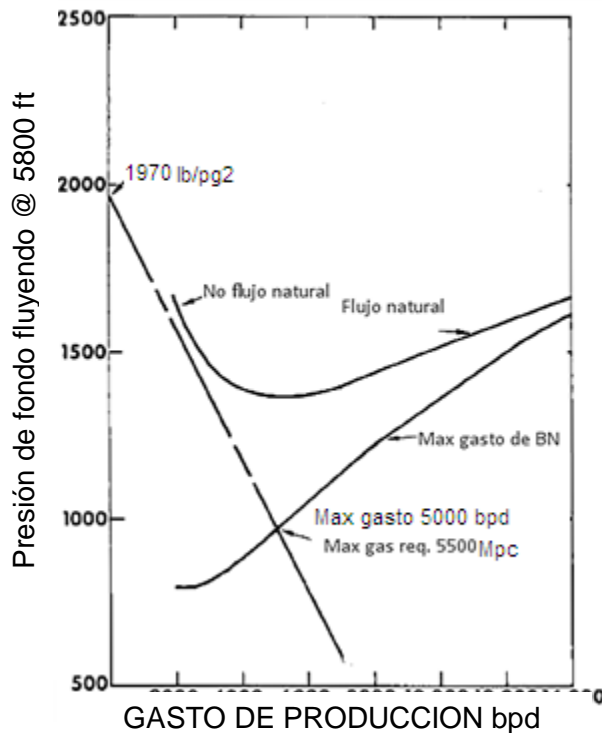


Figura 4.12- Comparación de flujo natural con BN con un corte de agua del 50%

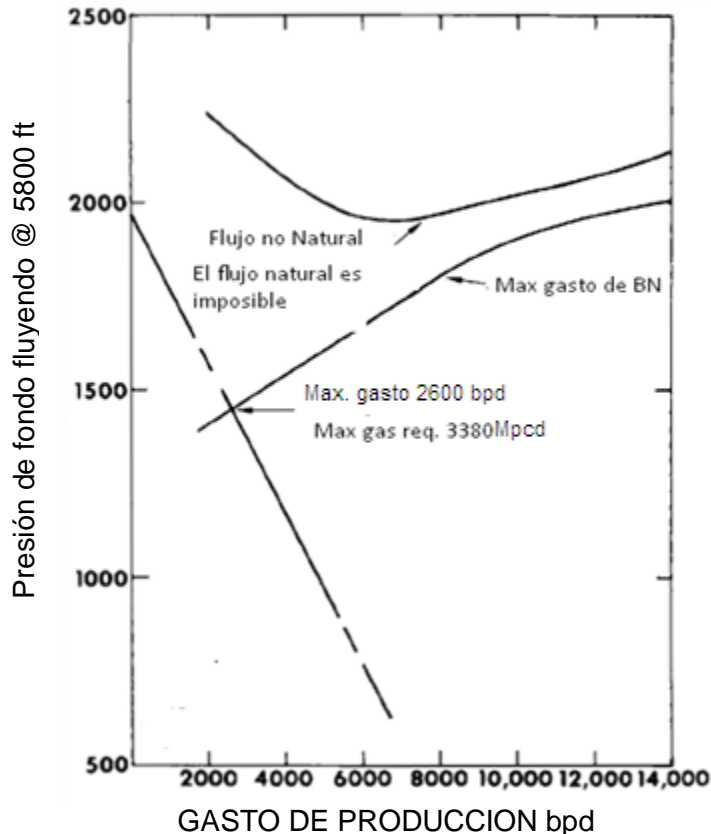


Figura 4.13- Comparación de flujo natural con BN con un corte de agua del 75%

Se muestran as graficas de flujo natural vs el BN con un corte de agua de 0, 25, 50 y 75% respectivamente. A continuación podemos observar una tabla con la comparación de estos gráficos:

Tabla 13.- Comparación de los máximos gastos producidos por flujo natura vs BN

% agua	Max. gasto de flujo natural BPD	Max. gasto de BN BPD	Inyección de gas requerido MPC/D
0	5000	5600	3920
25	4300	5300	4770
50	0	5000	5500
75	0	2600	3380

Podemos concluir que el BN es un muy buen sistema que puede ser fácilmente evaluado de primera estancia como se vio anteriormente para ver cómo o cuanto esperar para ver si es o no rentable el proyecto. Es importante resaltar que este es solo una pequeña prueba de ver si puede el BN elevar la producción y cuanto podemos esperar del sistema, pero no toma en cuenta todos los factores que son requeridos para la eficiencia del sistema.

Soluciones

La entrada de agua en el sistema de bombeo neumático continuo es un grave problema debido a que es factor principal del aumento de la densidad en la columna de líquido dentro de la T.P. Para lograr la producción de dicha columna es necesario aumentar el gasto de gas de inyección del gas. Por lo que es indispensable tratar de evitar o controlar la entrada de agua al pozo.

Uno de los métodos más económicos y recomendables para el control de la entrada de agua es el manejo de la producción por medio de estranguladores. Un estrangulador es una herramienta mecánica que restringe el flujo de fluidos, el cual tiene como objetivo controlar el aporte de agua, arena y gas de la formación al pozo. El estrangulador genera una restricción de flujo provocando a su vez una contrapresión en el yacimiento, dando como resultado un flujo estable y controlado que evita el arrastre de sólidos y la conificación de agua y/o gas.

La entrada de agua al pozo provoca una alta presión fondo fluyendo (P_{wf}) lo cual impide o dificulta en gran medida el flujo natural de los pozos, en este caso en combinación con el sistema de bombeo neumático continuo se puede utilizar un sistema de Bombeo Electrocentrífugo y así hacer que el fluido alcance el nivel de la válvula de inyección de gas del BNC y continuar con la producción, esto siempre se puede realizar cuando el corte de agua y el costo de mantenimiento de los equipos con relación a la producción de aceite producido en un análisis económico resulte rentable la utilización de este tipo de sistemas híbridos como son llamados. Por otro lado un tipo de terminación diferente también puede ser utilizado agregando a esta una herramienta que nos permita mantener la presión del yacimiento y controlar la producción de agua, este dispositivo puede ser un separador e inyector de fondo, este dispositivo nos permite separar los fluidos en el fondo del pozo y al mismo tiempo reinyectarlos a la formación por una parte más baja del pozo permitiendo mantener la presión en el yacimiento, lo que permite producir con un sistema de BNC o híbrido un aceite con un menor corte de agua.

Para rediseñar la terminación de un pozo es necesario realizar, como ya se mencionó, un análisis nodal en el cual se evalué los nuevos gastos de los cambios realizados con las condiciones del pozo y los fluidos. Esto con el fin de determinar si el sistema integral de producción es capaz de soportar dichos cambios y que el aumento de producción pague los costos asociados con ésta terminación. En la Figura 4.7 se muestra una imagen del dispositivo separador y inyector de agua en el fondo del pozo, se puede observar que una vez determinado el intervalo productor de agua se aísla con un empacador y se coloca la herramienta en el fondo del pozo. En la Figura 4.8 se muestra un diagrama en el cual se puede usar esta herramienta con un pozo con BN.

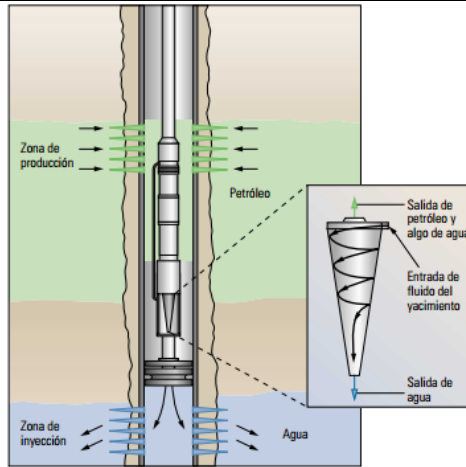


Figura 4.1.- Separador de fondo del pozo

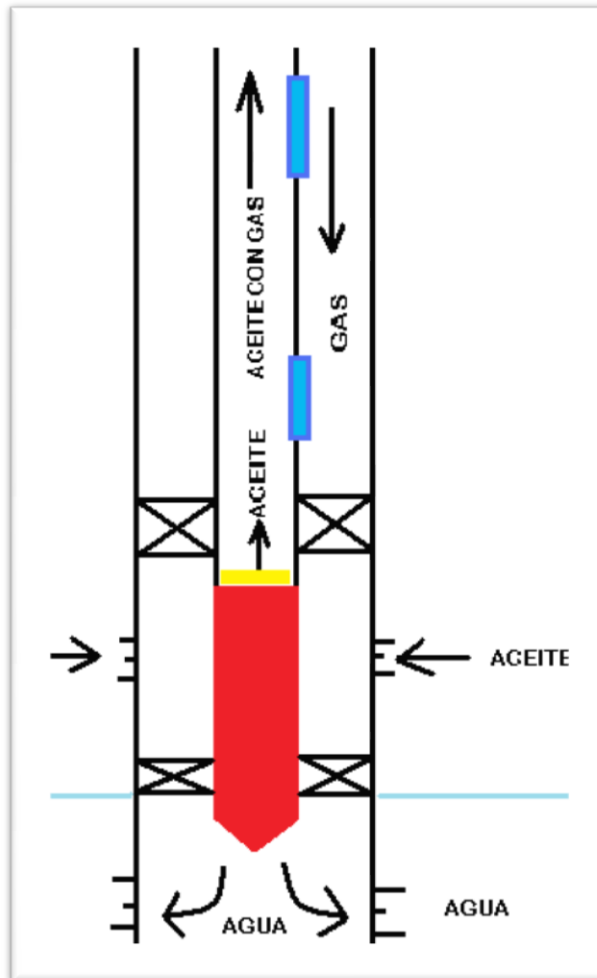


Figura 4.14.- Terminación posible con separador de fondo y sistema híbrido de producción

Emulsiones Agua-Aceite

La formación de dispersiones de agua en el aceite es comúnmente encontrado en las diferentes etapa de producción de aceite. La producción de aceite generalmente viene acompañada de agua que se dispersa en la fase de aceite cuando se encuentra sujeta a altas velocidades de cizallamiento en las tuberías, válvulas o componentes durante la transportación. Esta dispersión de agua nos crea un incremento de la viscosidad de la mezcla alcanzado el punto máximo de inversión de la fase. A este punto la fase de agua dispersa se convierte en la fase continua reduciendo significativamente la viscosidad efectiva de la mezcla. La formación de emulsiones causa una reducción significativa en los gastos de producción así como altas caídas de presión.

Las emulsiones son mezclas liquido-liquido termodinámicamente inestables y homogéneamente dispersas que cuentan con una fase continua, una dispersa y un emulsificador. En el fondo del pozo las emulsiones que se presentan más frecuentes son las emulsiones en donde la fase continua es el agua y la discontinua o dispersa el aceite. Los emulsificadores son un elemento principal en una emulsión, son agentes activos en una superficie los cuales: reducen la tensión interfacial entre las dos fases y disminuyen la velocidad de coalescencia de las partículas dispersas del líquido

Para calcular la pérdida de presión debido a emulsiones se utilizan las ecuaciones para el flujo de fluidos de una sola fase con las propiedades promedio de la mezcla. Se puede calcular para cualquier tipo de flujo, turbulento y laminar. Para el cálculo del factor de fricción se utilizan las ecuaciones 4.2 y 4.3 para flujo laminar y turbulento respectivamente. El número de Reynolds se calcula de acuerdo a la ecuación 4.4.

$$-\frac{dp}{dl} = f_m \frac{\rho_m U_m^2}{2D} \quad (4. 58)$$

$$f_m = \frac{64}{Re_m} \quad (4. 59)$$

$$f_m = 0.316 Re_m^{-0.25} \quad (4. 60)$$

$$Re_m = \frac{\rho_m U_m D}{\mu_m} \quad (4. 61)$$

Donde $\frac{dp}{dl}$ es la caída de presión, f_m es el factor de fricción de Darcy, U_m es la velocidad superficial de la mezcla, D es el diámetro de la tubería, μ_m la viscosidad efectiva de la mezcla y Re_m el número de Reynolds.

La densidad de la mezcla emulsionada puede ser calculada con la densidad del aceite y del agua con el factor de volumen de cada fase. Sin embargo, el cálculo de la viscosidad efectiva es un verdadero reto. Recientes practicas para predecir la viscosidad efectiva involucra el uso de correlaciones empíricas como Ronningsen , Mooney, Pal & Rhodes, y Pal. También se mide la viscosidad de la mezcla con el viscosímetro, si es que se tiene una muestra de aceite.

La velocidad superficial de la mezcla es la velocidad que presenta un fluido al atravesar una determinada área. Para calcular este parámetro de utiliza la siguiente ecuación:

$$U_m = \frac{q_m}{A_t} \quad (4.62)$$

Donde:

q_m es el gasto del fluido [m^3/s] y A_t es el área transversal de la tubería [m^2]

Estabilidad de la emulsión

La estabilidad de la emulsión es muy importante debido a que con ella se podrá determinar el tipo de tratamiento que se necesita. En cuanto la emulsión sea más estable la separación de los fluidos resultará más difícil. Algunos de los factores que afectan la estabilidad de las emulsiones son los siguientes:

- Naturaleza Física de la película interfacial
- Existencia de barreras eléctricas o estéricas a la coalescencias en las fase dispersa
- Viscosidad de la fase continua
- Tamaño de la distribución de gotas dispersas
- Relación fase/volumen
- Presencia de partículas solidas dispersas

Soluciones

Las emulsiones de petróleo y agua son un problema de producción común. Bajo ciertas condiciones, el aceite y el agua pueden formar una emulsión que no se separará en superficie sin tratamiento especial. Los procesos para romper la emulsión son muy caros. Algunos de los métodos de romper emulsiones incluyen tratamiento térmico, tratamiento químico, y varias combinaciones de tratamiento químico. Dado que la composición química del aceite crudo varía de un campo a otro, la naturaleza de los productos químicos utilizados para romper las emulsiones también varía.

En los pozos que cuentan con sistema de bombeo neumático los químicos son inyectados a través de las válvulas de bombeo neumático, estos químicos pueden ser combinados para controlar todos los problemas del pozo. A estas combinaciones de químicos se les conocen como químicos multifuncionales. Estos pueden prevenir la formación de emulsiones, la incrustación de inorgánicos, reducen la viscosidad de la emulsión| y reducen la fricción.

Reductores de fricción

Los reductores de fricción pueden reducir la viscosidad del aceite y permitir que el pozo produzca más fluido sin incrementar la presión de inyección del gas. Los reductores de fricción normalmente se compone de cuatro elementos principales: disolvente, desemulsificantes, materiales que activan en superficie, y solventes comunes.

Depósito de orgánicos

La formación de parafinas en los pozos se debe principalmente a las caídas bruscas de temperatura en un tramo de tubería, provocando que los componentes más pesados formen cristales y se queden incrustados en las tuberías. Un sistema de BNC funciona como una navaja que evita la acumulación de grandes cantidades de parafinas. Sin embargo, suelen presentarse numerosos casos de pozos con este tipo de problema. Las parafinas provocan una reducción del diámetro en el interior de las tuberías restringiendo el paso de los fluidos y provocando inestabilidad de flujo. Esto se ve reflejado en una disminución de la producción. Se pueden presentar casos en los que los depósitos de parafinas taponean las válvulas o estranguladores impidiendo el flujo total de los fluidos.

Para determinar la cantidad de parafinas que se pueden presentar en el pozo es necesario realizar diversas pruebas para conocer las propiedades del aceite, generalmente estas pruebas no se realizan debido al costo. Sin embargo, cuando se decide inyectar algún químico como tratamiento para el pozo es preferible haber realizado todas estas pruebas para un mejor resultado. Algunas de las pruebas más comunes se describen a continuación

Determinación del cloud point y pour point

El cloud point es la temperatura a la cual los cristales de cera comienzan a formarse en un aceite crudo. Cuando la temperatura del aceite crudo cae por debajo del punto de burbuja, se forman cristales de parafina y esto provoca un incremento en la viscosidad. El enfriamiento adicional provoca que los cristales crezcan y la formación de un gel semisólido que está compuesto de la unión de cristales de parafinas, asfáltenos, aceite y agua.

El pour point puede ser definido como la temperatura a la cual el fluido deja de fluir. El pour point del aceite puede ser determinado bajo los protocolos de la prueba ASTM D-97, establecidos por la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM por sus siglas en inglés), en la cual el pour point es establecido como la temperatura a la cual el aceite deja de fluir cuando la muestra se mantiene a 90°F por cinco segundos. Cuando un aceite contiene una significativa cantidad de parafinas se tienen altos pour points. Las parafinas (ceras) comenzarán a precipitar conforme se presente una disminución en la temperatura. Llega un punto en donde el fluido ya no se puede desplazar debido a la acumulación de precipitados. Esta acumulación de precipitados se forma en las paredes de la T.P restringiendo el paso de los fluidos y con esto una disminución de la producción del pozo. Este fenómeno se puede presentar tanto en aceites pesado como en ligeros.

El punto de burbuja puede ser determinado de muchas maneras, algunos de los métodos para determinarlo son los siguientes: Método del viscosímetro; se calienta el crudo en una cámara térmica (generalmente a 150°F) y se enfría lentamente (2°F por minuto) mientras se realizan mediciones de la viscosidad a velocidades de corte constantes, método óptico; una cantidad pequeña de líquido es colocada en una plataforma térmica la cual se calienta eléctricamente y se enfría con nitrógeno líquido.

Existen muchos métodos para determinar el total de parafinas contenidas en el aceite crudo. El porcentaje de parafinas en el aceite da la primera indicación de la severidad de flujo de parafinas que se puede encontrar en el campo. Normalmente un contenido de parafinas <1% no es motivo de preocupación, pero >1% amerita una mayor investigación.

Soluciones

Los métodos para llevar a cabo la remoción de orgánicos en los pozos se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Mecánico
- Térmico
- Químico

Mecánico

El proceso mecánico siendo uno de los procesos más comunes en el tratamiento de parafinas consiste principalmente en introducir herramientas como cortadores, raspadores o escariadores que se encargan de remover la acumulación de parafinas. Son herramientas metálicas que se corren a lo largo del pozo para remover cualquier obstrucción de flujo.

Térmico

Los procesos térmicos comprenden las técnicas de tratamiento destinadas a fundir la parafina empleando calor, dividiéndose de la siguiente manera:

- Carburo de calcio al hacer contacto con el agua genera calor y acetileno gaseoso
- Mezcla de sosa caustica y limaduras de aluminio metálico que también genera calor al contacto con agua
- Mezclas de peróxido de sodio y agua también se ha propuesto para generar calor, el hidrogeno y el oxígeno que se libera en la reacción, se incendian y arden en el pozo generando calor, pero este proceso es más costoso que los demás
- Principalmente se utiliza la inyección de fluidos calientes como; aceite, con menor frecuencia agua caliente, gasolina o Benzol. El proceso es simplemente un intercambio de calor entre fluidos y el arrastre de las parafinas que comienzan a fundirse por la temperatura
- Controles de electricidad en el espacio anular

Químico

El depósito de parafinas o compuestos orgánicos que se forman en el pozo se pueden controlar, reducir e incluso suprimir mediante la inyección de inhibidores químicos, éstos generalmente son solventes combinados con algún otro químico. Se deben de realizar diversas pruebas de laboratorio para determinar cuál es el mejor producto para el tipo de depósito de orgánicos que está presentando el pozo y la severidad

Después de determinar la cantidad de parafinas, el cloud point y el pour point se realiza la prueba de "Static Cold Finger Deposition". Esta prueba es adecuada para realizar la evaluación de los inhibidores y dispersantes de parafinas. Esta prueba es una útil herramienta para determinar la proporción de químicos en la dosis; sin embargo, se debe mencionar que la proporción de la dosis siempre requiere optimizarse en el campo.

Cuando se cuenta con un pozo operado con bombeo neumático aparte de realizar las pruebas anteriormente descritas se tiene que realizar una prueba para determinar si el inhibidor puede ser llevado por el gas de inyección. Esta prueba sirve para determinar si el químico puede seguir fluyendo después de estar sujeto a un ambiente que quitará los solventes volátiles. Consta de colocar el inhibidor antes seleccionado en un plato y después hacer pasar gran corriente de gas por él, después se mide la velocidad de desplazamiento del químico. Si después de quitar los solventes volátiles del químico este presenta una buena velocidad de desplazamiento quiere decir que puede ser transportado por un sistema de gas.

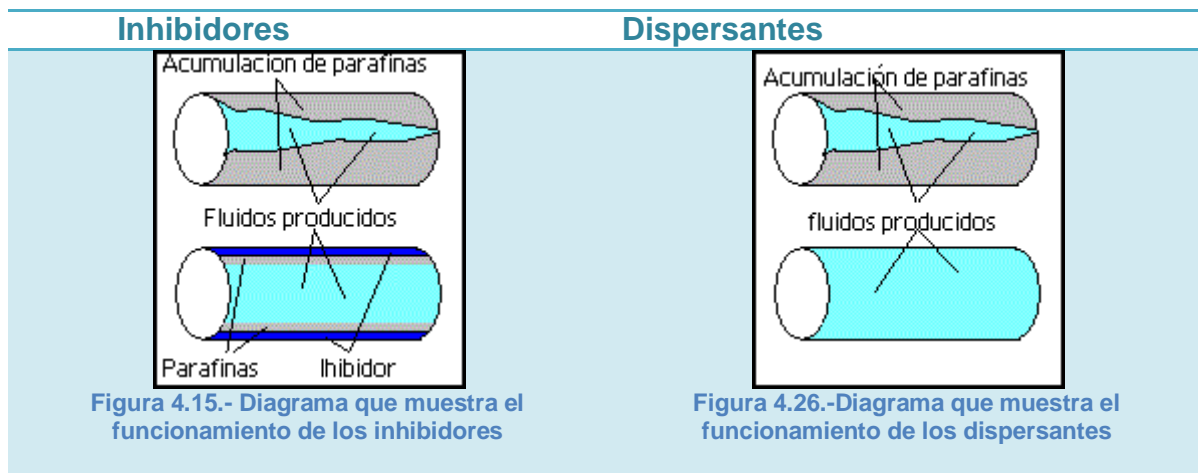
Para pasar el químico a través de la válvula operadora de bombeo neumático, el espacio entre el empacador y la válvula necesitaría ser llenado con fluido. El camino más económico para hacer esto será con el uso de cualquier diesel o solvente aromático 180. Un vez que ha sido llenado este espacio, cualquier inhibidor de ceras inyectado dentro del pozo con sistema de bombeo neumático entrará directamente a los fluidos de producción. Este volumen requerido se calcula de la siguiente manera:

$$\left[\pi(L_e - L_v) \left(\frac{d_{eTR}}{2} \right)^2 \right] - \left[\pi(L_e - L_v) \left(\frac{d_{eTP}}{2} \right)^2 \right] \quad (4.63)$$

Donde:

L_e es la profundidad de asentamiento del empacador, L_v es la profundidad de asentamiento de la válvula operante, d_{eTP} y d_{eTR} es el diámetro exterior de la TP y TR respectivamente.

Los químicos utilizados para el control de parafinas y asfaltenos se pueden clasificar en dos grupos.



Los inhibidores forman una barrera entre las parafinas y el metal evitando que éstas se adhieran a las paredes del pozo o a la líneas de descarga

Los dispersantes su función es la de disolver los cristales de parafinas formados en el crudo.

Los químicos han llegado a ser fundamentales para el mejoramiento de la producción de hidrocarburos, existen gran variedad de productos diseñados para tratar los problemas del pozo ayudando a una mejor producción de fluidos. Sin embargo, el volumen necesitado y los altos costos deben de ser tomados en cuenta para determinar la inyección de químicos.

Incrustaciones de inorgánicos y Corrosión

Otro problema que se puede presentar en el fondo del pozo son la corrosión y la incrustación de inorgánicos, tales como la sal, debido a la presencia de gases de dióxido de carbono y/o sulfhídrico. La calidad del gas usado en el bombeo neumático puede afectar el potencial y severidad de estos problemas. Uno de la prueba practicada para determinar la corrosión en el fondo del pozo es la prueba de polarización lineal (LPR).

Para la selección del inhibidor de incrustaciones de orgánicos el método preferido es el Dynamic Scale Loop (DSL). Este método usa las condiciones de presión y temperatura del campo para duplicar el proceso de incrustación en el fondo del pozo, con el uso de de pequeños capilares que pasan a través de un tina con agua caliente. El incremento en el diferencial de presión medido en los capilares indica la formación de incrustaciones de inorgánicos. Los inhibidores son después agregados a varios niveles hasta que no haya un incremento en la presión, esto indica que las incrustaciones se controlaron. Este nivel de control de incrustaciones se conoce como la dosis mínima efectiva (MED por sus siglas en inglés).

Hidratos

El inhibidor cinético a base de un copolímero de vinylcaprolactam y vinylmethylacetamide ha sido implementado exitosamente en varios campos, incluyendo campos en tierra y costa fuera. El inhibidor tiene una baja toxicidad y maneja un alto grado de subenfriamiento, mayor a los -7 °C. lo rango de dosis están dentro de las 550 ppm a 3000 ppm, dependiendo de la severidad de formación de hidratos de cada campo y de las condiciones de operación a las que se encuentren.

El principio de estos métodos es el de controlar o eliminar uno de los cuatro elementos principales para la formación de hidratos. Estos cuatro elementos esenciales son:

- Presencia de gas componentes formadores de hidratos en el gas natural (Metano)
- La presencia de agua
- Bajas temperaturas
- Altas presiones

La ausencia de cualquiera de estos elementos haría imposible la formación de hidratos.

Sistema de Distribución

El sistema de distribución está confirmado por dos partes principales, las cuales se encargan de suministrar la presión requerida y distribuir el gas a los pozos. Estos sistemas son los siguientes:

- Sistema de compresión
- Redes de distribución

Estos sistemas se analizan para obtener una buena distribución del gas disponible en las instalaciones de bombeo neumático. Se recomienda se realicen después de ya realizados todos los análisis previos del pozo, como son: la evaluación del pozo, la identificación de problemas y las posibles soluciones. El abastecimiento de gas en los pozos se encuentra restringido por las condiciones de trabajo del sistema de compresión, la disponibilidad del gas y la eficiencia de la red de distribución.

En un Bombeo Neumático Continuo el suministro de presión es mantenido con la ayuda de varios compresores centrífugos trabajando en paralelo, por lo que la eficiencia del BN está fuertemente ligada con la condiciones de trabajo de los compresores. Ésta sistema se analiza dentro de esta metodología bajo lo establecido por el Dr. Garaicochea, mencionado en el capítulo dos. Tomando en cuenta para su evaluación las caídas de presión que se generan en el transporte del gas desde el punto de compresión hasta su llegada al cabezal del pozo.

La principal herramienta para la evaluación de las caídas de presión y temperatura del fluido son las ecuaciones de estado. Las condiciones de flujo que se presentan son casi ideales debido a que no se presenta el efecto de resbalamiento y las pérdidas de presión por fricción son prácticamente despreciables. Uno de los principales inconvenientes es el diseño de la red, este influye de manera directa en los cambios de presión. La cantidad de nodos que se presentan en las redes de distribución tiene una relación proporcional con las caídas de presión. Entre más nodos tengas se generará un mayor decremento de presión.

El abastecimiento del gas es un elemento importantísimo para el sistema de bombeo neumático. Este proceso afectará en todos los aspectos desde el diseño, operación y mantenimiento. Se tiene que tomar en cuenta la disponibilidad del gas en la región, especialmente en pozo costa afuera. Cuando aumentan las cantidades de gas para el funcionamiento del sistema se puede optar por un sistema autoabastecido, esto si las condiciones del pozos e instalaciones lo permiten,

Los sistemas de bombeo neumático autoabastecido se refieren a la utilización del gas de formación para reinyectarse. Este gas es separado, tratado y comprimido

en superficie dentro de la misma localidad del pozo. Para instalar este sistema es necesario contar con una alta RGA, con gasto de producción de gas dentro de los volúmenes requeridos para el funcionamiento del sistema, con el espacio suficiente para la colocación del equipo y que sea económicamente rentable.

Otra de las limitantes que establece el abastecimiento de gas es que se diseñarán las instalaciones de acuerdo al gas que esté disponible. Las propiedades que del gas de inyección varían dependiendo de tipo de gas inyectado. Los principales gases utilizados en el sistema de Bombeo Neumático son: Gas natural y nitrógeno.

Sistema de Recolección

Es el sistema que se encarga de recolectar, transportar, separar, almacenar y distribuir los fluidos producidos a partir del cabezal de pozo. Para los pozos que se encuentran produciendo con la ayuda del sistema de bombeo neumático la capacidad de separación y de almacenamiento con la que se cuenta es muy importante, debido a que estos dos parámetros restringen la cantidad de gas que puede ser inyectada a un pozo. Aquí las principales pérdidas de presión se llevan tienen en las líneas de descarga. Estas caídas de presión son provocadas por el tipo de flujo, presencia de candados de gas, depósito de orgánicos, formación de hidratos y corrosión. El flujo en las tuberías de descarga generalmente es un flujo multifásico por lo que se utilizan las correlaciones de flujo antes mencionadas para determinar cuantitativamente las pérdidas.

Otro parámetro que afecta al BN es la presión en los separadores, se tienen que optimizar el sistema para que produzca de la mejor manera pero tomando en cuenta la presión a la cual necesitan llegar los fluidos a los separadores. Otro parámetro importante es la contrapresión que puede generar en el pozo, esto cuando no se cuenta con un estrangulador, los efectos de contrapresión te pueden crear inestabilidad de flujo. Para evitar el efecto de contrapresión en el pozo se recomienda tener un flujo crítico en los separadores el cual se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{P_e}{P_{wh}} \leq 0.5283 \quad \text{Flujo crítico} \quad (4.64)$$

Este sistema te puede ayudar en la solución de problemas como:

- Mantener un gasto de producción adecuado
- Mantener una contrapresión suficiente para prevenir la entrada de arena y en algunas ocasiones también sirve para regular el depósito de parafina.
- Prevenir la conificación de agua o gas
- Protección del equipo superficial

-
-
- Explotar el yacimiento a un gasto más eficiente

A esta etapa de análisis se entra después de haber realizado tu optimización al pozo y determinado una posible solución para evaluar la viabilidad de ésta dentro de tu sistema de distribución. Esto quiere decir tu sistema soportará los cambios y no afectará el ciclo.

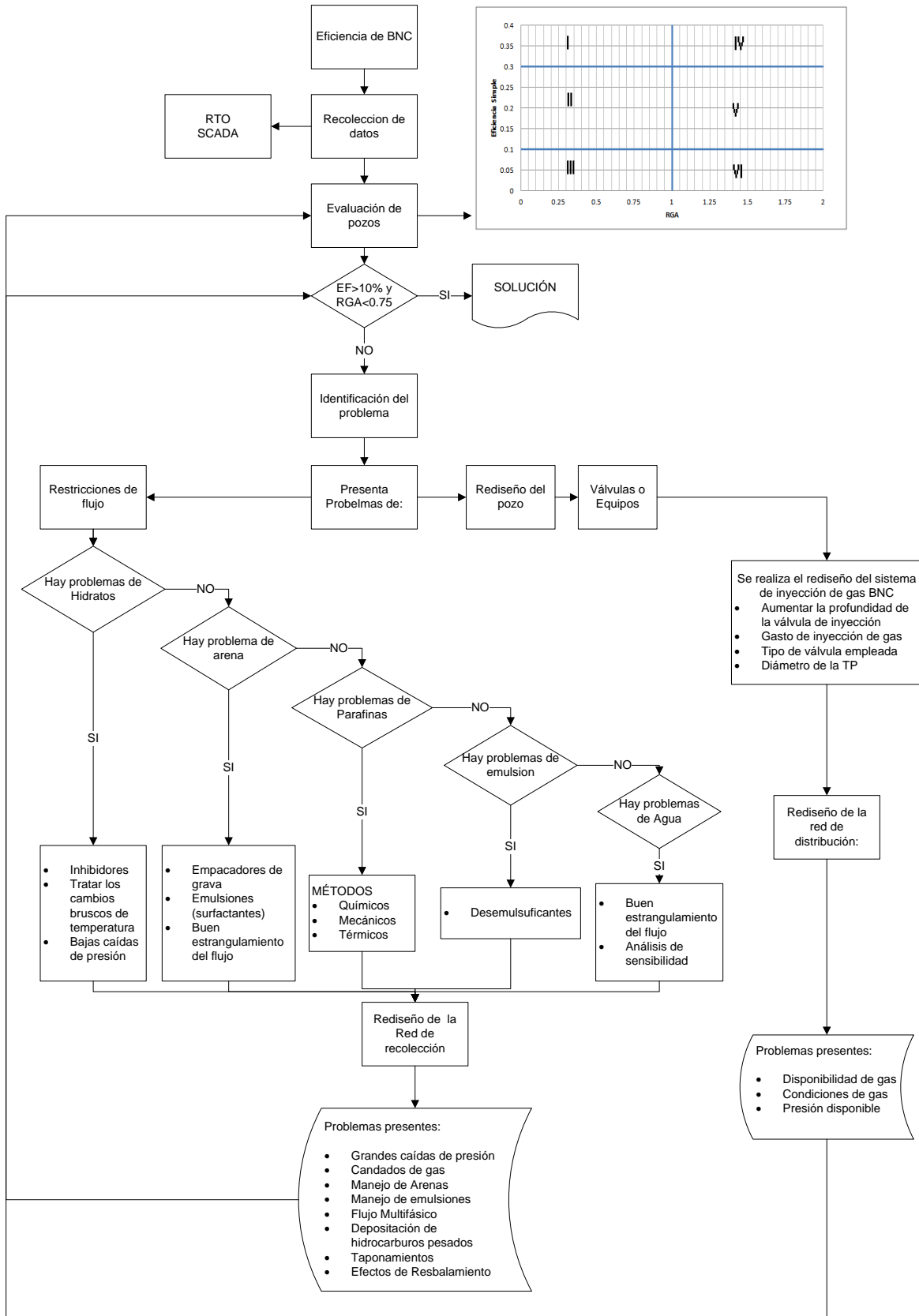
A continuación se plantean la serie de pasos a seguir para el cálculo de la eficiencia.

1. Tomar los datos de producción del pozo
2. Determinar el precio del barril de petróleo
3. Determinar el costo del gas de inyección
4. Calcular el factor de compresibilidad del gas
5. Calcular la densidad de la mezcla de líquido producido. Esta densidad se obtiene mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \frac{\rho_a q_a + \rho_o q_o}{q_l} \quad (4. 65)$$

6. Calcular la P_{weo} y P_{wei}
7. Calcular el valor de Eficiencia simple
8. Calcular la RGA_1
9. Graficar los valores de Eficiencia y RGA_1
10. Identificar el problema de la baja eficiencia
11. Realizar las mejoras al problema establecidas por el ingeniero de producción
12. Realizar los pasos del 1 al 9 con las nuevas condiciones del pozo
13. Si el pozo llega a una eficiencia mayor del 10% y no rebasa el límite económico detener aquí el proceso, si no iniciar de nuevo o evaluar la mejora en la eficiencia y determinar si es suficiente para las restricciones del pozo.

Diagrama de Flujo para aumentar la eficiencia de un sistema de BNC



Ejemplo de Aplicación de la metodología.

1. Recolección de los datos.

Los siguientes datos se tomaron del ejercicio # 10 presentado en el libro de Brown et. al . Estos datos son del diseño de un pozo con BNC, las temperaturas de superficie y de fondo de la válvula se supusieron. La producción se considero solo para el caso de un yacimiento bajo saturado.

Pválvula	880	Psi
Qgi	0.2	MMPCD
Gravedad gas	0.7	
Piny	800	Psi
Prof val	3400	Pie
Twhi	38.63	°C
Tv	101	°C
Cg	2340	J/KgK
Cl	0.469	BTU/lbR
Zg	0.98	
Bv	0.021	ft3/ft3
Bwhi	0.019	ft3/ft3
Bwh	0.060	ft3/ft3
RGA	400	ft3/bbl
RGLiny	200	ft3/bbl
GLT	400	ft3/bbl
densidad aceite	37	°API
Qo	750	BPD
Qa	750	BPD
Ql	1500	BPD
qg liberado	0.15	MMPCD
IP	5	BPD/psi
Pws	2600	Psi
Pwf	2450	Psi
BI	1.25	
Pwh	260	Psi
Corte de agua	50%	
Precio del aceite	6	DI/B
Precio del gas de iny.	3.54	MMBTU

2. Se realiza la evaluación del pozo para determinar la eficiencia, se hace una variación de los parámetros más importantes del pozo para identificar cuáles afectan en mayor medida la eficiencia del sistema. El cálculo de la eficiencia se hizo por medio del procedimiento propuesto por Lui Yonghui previamente descrito.

La primera evaluación que se realiza es la potencia de entrada del gas definida como P_{wei} . Se evalúa la potencia con la que se inyecta el gas y la potencia que se genera debido a la expansión del gas dentro de la T.R. Esta expansión se calcula con el poder calorífico del gas y la diferencia de temperatura presente de la superficie al punto de inyección del gas. Como sabemos el gas aporta energía al sistema al ser sometido a un aumento de temperatura.

$$P_{wei} = P_{whi}q_{gsci} + C_g\rho_gq_{gsci}(T_{whi} - T_{wh})$$

$$P_{wei} = 5.5[MPa]0.06554 \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

$$+ 2340 \left[\frac{J}{KgK} \right] 0.8432 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 0.0655 \left[\frac{m^3}{s} \right] (374.15[K] - 311.78[K])$$

$$= 369.617 [kW]$$

Para continuar con el cálculo de la eficiencia es necesario evaluar la potencia de salida del sistema. La potencia de salida se define como la energía que presenta el sistema en el cabezal. Esta potencia está afectada por la profundidad de la válvula de inyección, la densidad de los líquidos producidos y la presión del gas de inyección.

$$P_{weo} = \rho_L q_L g \left(L_v - \frac{p_v}{\rho_L g} \right)$$

$$P_{weo} = 934.8813 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 0.00276 \left[\frac{m^3}{s} \right] 9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right] \left(1036.32[m] - \frac{6.06[MPa]}{934.8813 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right]} \right)$$

$$= 9.487 [kW]$$

En esta ecuación podemos observar como al incrementarse la densidad del líquido la potencia de salida también aumenta. Aquí se hace la primera observación del modelo planteado por Lui, si tenemos una mayor densidad de líquido generalmente se le atribuye a la entrada de agua, la entrada de agua al pozo disminuye la cantidad de aceite producido por lo que no es conveniente para el sistema de bombeo neumático continuo.

La eficiencia simple está definida por la siguiente ecuación y resulta de:

$$\eta_w = \frac{P_{weo}}{P_{wei}} = \frac{9487.308}{369617} = 2.56\%$$

Como podemos observar que la potencia de salida se encuentra en la parte superior de la ecuación de eficiencia, esto indica que al tener un aumento en la potencia de salida la eficiencia del sistema será mayor. Y como sabemos que la potencia de salida aumenta con el aumento de la densidad del líquido se puede deducir que la eficiencia del sistema incrementa con la entrada de agua al pozo.

El resultado obtenido nos indica que nuestra eficiencia simple del pozo es muy baja, debido a que un rango aceptable se encuentra entre el 10 y 50%. Después del cálculo de

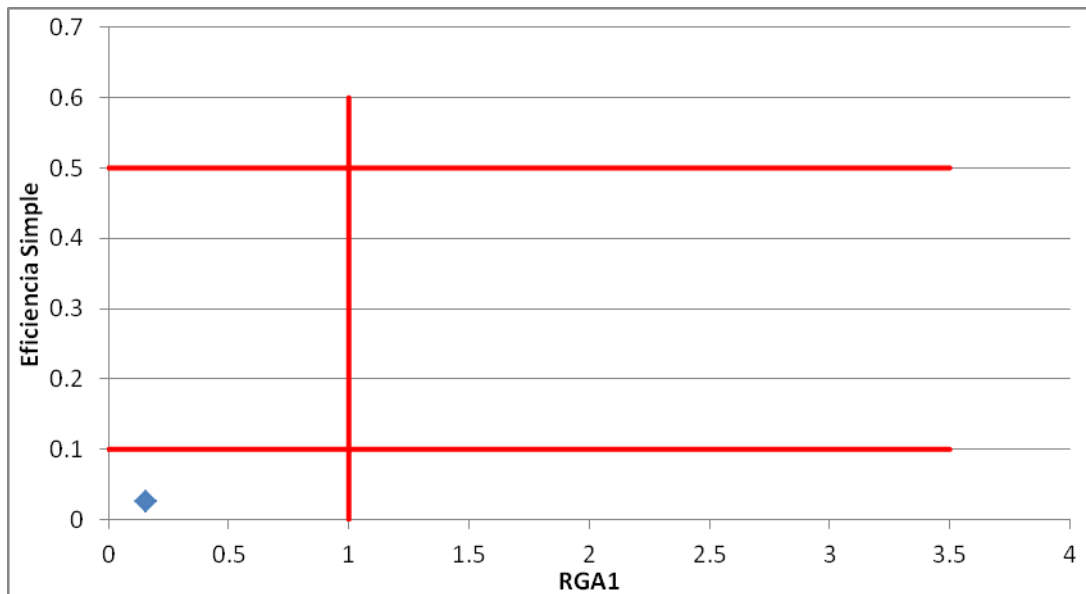
la eficiencia es necesario calcular la RGA_1 esta es la relación gas de inyección aceite con los costos de cada uno, este término evalúa tanto la parte económica como operacional del sistema.

$$RGA_1 = \frac{q_{wgs}c_{gc}}{q_o p_o}$$

Esta ecuación involucra el gasto de inyección del gas y el costo del mismo, entre la producción de aceite producido y el precio de venta por barril. En el precio del aceite se hizo una modificación a la ecuación, considerándose el precio de producción por barril, esto debido a que el precio de venta comparado con el costo del aceite era increíblemente mayor y no reflejaba un cambio para fines de evaluación. El costo del gas se obtuvo de la CRE la cual establece el precio de 3.54 dl/MMBTU y el costo de producción se estipuló, por pláticas con el Ing. Gómez Cabrera, de 6 dls/ bbl aproximadamente.

$$RGA_1 = \frac{0.2[MMPCD]3.54 \left[\frac{dl}{MPC} \right]}{750[BPD]6 \left[\frac{dl}{bbl} \right]} = 0.1573$$

Al graficar la eficiencia simple con la RGA_1 se localiza al pozo dentro de la siguiente región:



3. Identificación del problema siguiendo los conceptos de Lui.

Para este ejemplo el pozo cae dentro del área número 3, en esta sección o zona el pozo presenta condiciones de baja eficiencia y baja producción por lo que Lui propone que se debe realizar un rediseño de las instalaciones. Este rediseño sería el cambio de la profundidad de la válvula, el cambio de fluido de inyección, la presión de inyección.

Ahora se va a calcular la eficiencia del sistema con los cambios propuesto para la metodología

$$P_{wei} = 5.5[MPa]0.06554 \left[\frac{m^3}{s} \right] - 2340 \left[\frac{J}{KgK} \right] 0.903 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 0.0655 \left[\frac{m^3}{s} \right] (374.15[K] - 311.78[K])$$

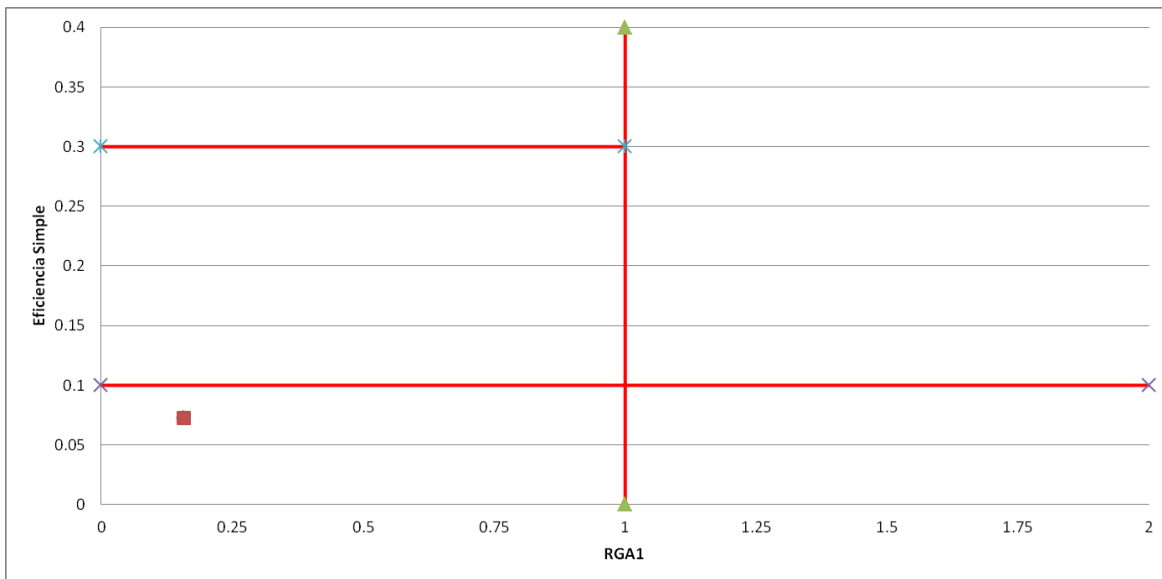
$$= 369.617 [kW]$$

$$P_{weo} = \left(0.06554 \left[\frac{m^3}{s} \right] 0.903 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 9 + 0.00276 \left[\frac{m^3}{s} \right] 934.88 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \right) 9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right] 1036.32[m]$$

$$= 26.837 [kW]$$

$$\eta_w = \frac{P_{weo}}{P_{wei}} = \frac{26837}{369617} = 7.24\%$$

$$RGA_1 = \frac{0.2[MMPCD]3.54 \left[\frac{dl}{MPC} \right]}{750[BPD]6 \left[\frac{dl}{bbl} \right]} = 0.1573$$

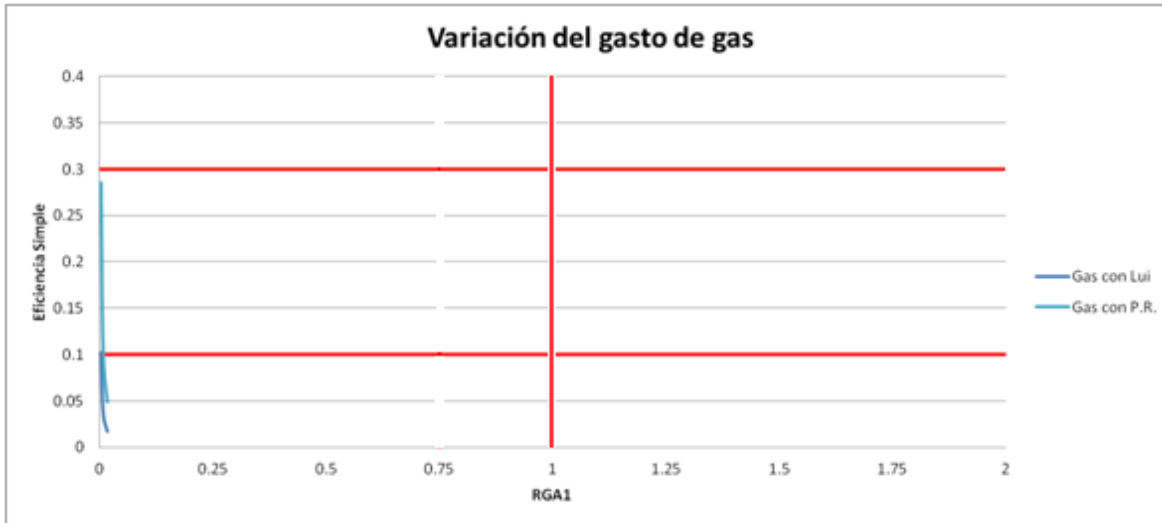


1. Variación de parámetros:

Se hacen variaciones del gasto de gas, aceite, agua y profundidad de la válvula. Para observar el comportamiento de la eficiencia del pozo según los cambios que se realicen.

- a) Variando el Gasto de gas con las mismas condiciones del pozo.(0.05,0.1,0.2, 0.25 y 0.3 MMPCD)

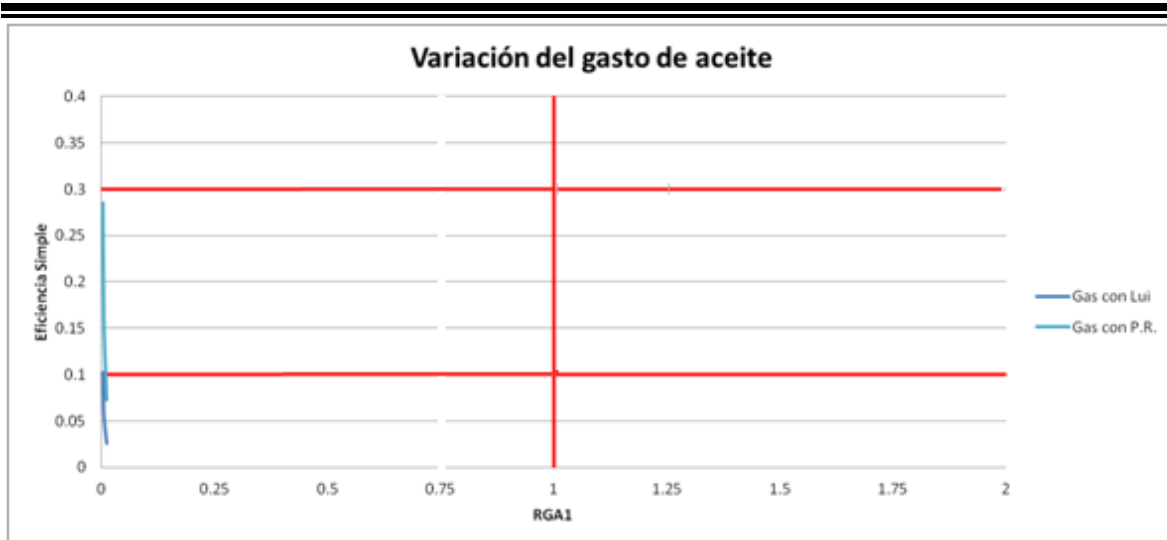
Gasto de gas	E. Simple	RGA1	EF simple oil
0.05	0.1024	0.0027	0.2851
0.1	0.0512	0.0055	0.1433
0.15	0.0341	0.008	0.09612
0.2	0.0256	0.0111	0.0724
0.3	0.01707	0.0166	0.0488



Se observa que al inyectar menos gas la eficiencia aumenta, esto debido a que los gastos de aceite son los mismos y se necesita una menor cantidad de gas para lograrlo su producción. Sin embargo, ero por el lado de la RGA1 que involucra los precios también hay un movimiento en el cual podemos ver que al inyectar más gas, necesitamos más recursos para comprarlo por lo que las ganancias entre producción de aceite y gasto del gas para la inyección se reducen.

- b) Variando los valores de producción de aceite a las mismas condiciones iniciales del pozo pero con un corte de agua del 50%. (5000,4000,3500,1500 y 750 respectivamente de gasto de aceite)

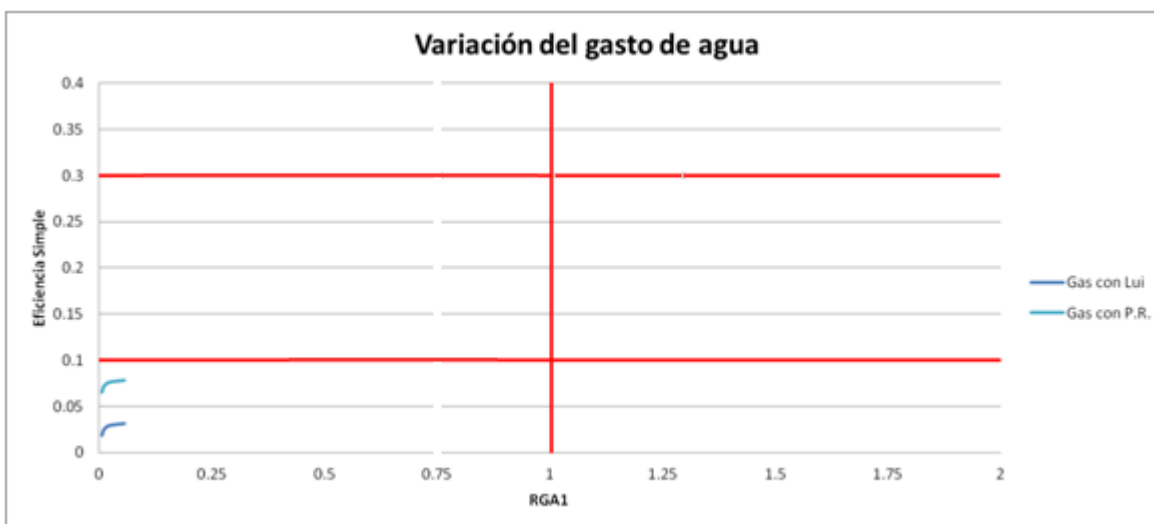
Gasto de aceite	E. Simple	RGA1	EF simple oil
750	0.0256	0.0111	0.0724
1500	0.0512	0.00555	0.1433
2000	0.0683	0.0041	0.1906
2500	0.0853	0.0033	0.2378
3000	0.1024	0.0027	0.2851



En este caso podemos observar que al aumentar la producción de aceite con las mismas condiciones del pozo la eficiencia simplemente vuelve a aumentar y las ganancias comienzan a ser mayores por la producción de producto comercial.

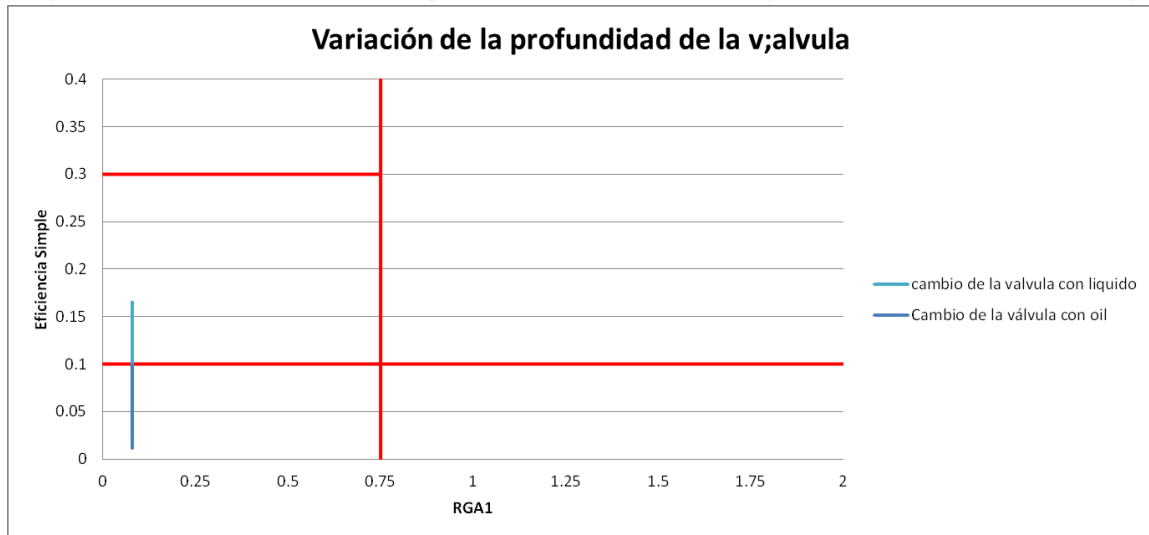
c) Cambiando los valores de entrada de agua (750,1500,3500,4000.5000) podemos observar:

Corte de agua	E. Simple	RGA1	EF simple oil
0%	0.0184	0.0055	0.0652
25%	0.022	0.0074	0.0688
50%	0.0256	0.0111	0.0724
75%	0.0292	0.0222	0.0761
90%	0.03138	0.0555	0.07826



En este caso podemos encontrar una mejora en la eficiencia simple pero es claro que la entrada de agua no afecta los costos ya que el gasto de aceite de agua y gas con los mismos, pero es un problema para la identificación de cuando un pozo deja de ser rentable y que debemos de tomar en cuenta los costos que se aumentan por el manejo de la producción de agua.

d) Cambiando los valores de profundidad de la válvula (3000,3400,5000,7000,8000)



Profundidad de la válvula	EF. SIMPLE	RGA	EF SIMPLE OIL
3000	0.0234	0.0786	0.0114
3400	0.0348	0.0786	0.0184
5000	0.0802	0.0786	0.0464
7000	0.137	0.0786	0.0814
8000	0.1653	0.0786	0.0989

Al igual que en el caso interior se observa un aumento en la eficiencia con el aumento de la profundidad de la válvula de operación, ya que existe un mayor contacto e interacción del gas con los fluidos de la formación lo que nos permite una mejor transferencia de energía entre los mismos.

La eficiencia simple es una herramienta con la cual podemos encontrar un estado del pozo, lo que ayuda a localizar problema dependiendo de las limitaciones de las instalaciones y los factores los cuales podemos variar para poder aumentar nuestra eficiencia y ganancia en el pozo.

2. Eficiencia real del pozo de BNC

La eficiencia real del pozo de BNC es una ecuación que nos permite evaluar de manera más detallada la energía que entra al pozo y como nos ayuda a la producción, esta toma en cuenta la expansión del gas de los fluidos, gravedad, densidades y poder calorífico del

gas, así como el cambio de temperatura al fondo y la superficie como la caída de presión en la tubería.

Continuando con el proceso de cálculo de la eficiencia del pozo, se tiene que:

$$\eta_w = \eta_{wl}\eta_{wL}$$

$$\eta_{wl} = \frac{p_v q_{wgsc} B_v}{p_{whi} q_{wgsc} B_{whi} + \rho_{gsci} g q_{wgsc} L_v + c_{gi} \rho_{gsci} q_{wgsc} (T_v - T_{whi})}$$

$$\eta_L = \frac{P_{oL}}{P_{iL}}$$

$$P_{oL} = P_{p4} + P_{h4} \quad P_{iL} = P_{gi} + P_{nf}$$

$$P_{p4} = P_{wh} [q_L (B_L + GLRB_{wh}) + q_{wgsc} B_{wh}]$$

$$P_{h4} = [\rho_{gsci} q_{wgsc} B_{wh} + q_L (\rho_{gsc} B_{wh} RGL + \rho_L)] g L_v$$

$$P_{gi} = p_v q_{wgsc} B_v + c_g \rho_{gsc} q_{wgsc} (T_v - T_{wh})$$

$$P_{nf} = p_v q_L (1 + GLRB_v) + q_L (c_L \rho_L + c_g \rho_{gsc} RGL) (T_v - T_{wh})$$

η_{wl}

$$= \frac{6284032 [Pa] 0.2 \left[\frac{m^3}{s} \right] 0.0205 \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{5515808 [Pa] 0.2 \left[\frac{m^3}{s} \right] 0.0194 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] + 0.903 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 0.2 \left[\frac{m^3}{s} \right] 9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right] 1036 [m] + 2340 \left[\frac{J}{kgK} \right] 0.903 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 0.2 \left[\frac{m^3}{s} \right] (101 - 38.63)}$$

$$\eta_{wl} = 0.5177 = 51.7\%$$

$$P_{p4} = 1792638 [Pa] \left[0.0028 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \left(1.25 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] + 75 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] 0.0597 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \right) + 0.07 \left[\frac{m^3}{s} \right] 0.059775 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \right]$$

$$P_{p4} = 35921 [W]$$

$$P_{h4} = \left[0.903 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 0.07 \left[\frac{m^3}{s} \right] 0.059775 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] + 0.0028 \left[\frac{m^3}{s} \right] \left(0.903 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 0.059775 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] 75 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] + 934.8 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \right) \right] 9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right] 1036 [m] = 26535 [W]$$

$$P_{gi} = 6069044[Pa]0.2 \left[\frac{m^3}{s} \right] 0.0205 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] + 2340 \left[\frac{J}{kgK} \right] 0.903 \left[\frac{kg}{m^3} \right] (101 - 38.63)$$

$$= 18055[W]$$

$$P_{nf} = 6069044[Pa]0.0028 \left[\frac{m^3}{s} \right] \left(1 + 75 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] 0.0212 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \right)$$

$$+ 0.0028 \left[\frac{m^3}{s} \right] \left(1961 \left[\frac{J}{kgK} \right] 934.8 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \right)$$

$$+ 2340 \left[\frac{J}{kgK} \right] 0.903 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 75 \left[\frac{m^3}{m^3} \right] (101 - 38.63) = 388410[W]$$

$$P_{oL} = 35921 + 26535 = 62455[W] \quad P_{iL} = 18055 + 388410 = 406466[W]$$

$$\eta_L = \frac{62455}{406466} = 0.1536 = 15.36\%$$

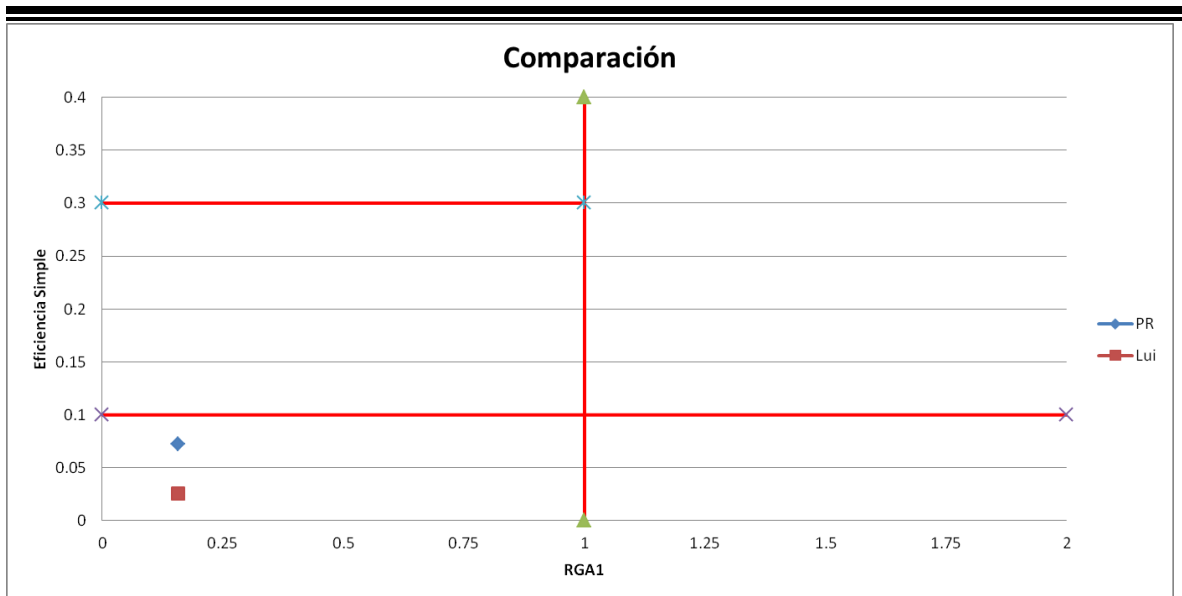
$$\eta_w = .517 * .153 = 0.079 = 7.9\%$$

Como se puede observar al analizar la eficiencia real de la eficiencia simple que existe una pequeña diferencia entre 2.56 y 7.9% pero que al entrar en la gráfica de Lui nos permite tener que realizar un menor movimiento de las variables para poder entrar al área de pozos aceptables. Por otro lado como pudimos observar Lui no nos otorga un gráfico que pueda permitirnos encontrar el límite de agua que podemos soportar, ya que la eficiencia aumenta aun tratándose de una producción de solo agua.

Se presenta un ejemplo de cómo reduciendo la inyección de gas, el aumento de la producción al igual que la profundidad de la válvula operante y un control en la producción de agua nos indica una mejora en la eficiencia del sistema de BNC como se muestra a continuación

- inyección de gas reducida a un 25%
- Producción de gas aumentada en un 200%
- Producción de agua reducida en un 20%
- profundidad de la válvula aumentada en 600 pies

E. Simple Lui	RGA1	EF simple PR
0.025615939	0.157333333	0.0724968



Se puede observar una eficiencia de 5.23% y una $RGA1 = 0.049$ por lo que vemos una mayor ganancia en la producción aunque la eficiencia es baja, es importante aclarar que la eficiencia presente para este gráfico es la simple lo que solo nos da una idea de las condiciones, es necesario realizar los cálculos de una eficiencia real tomando en cuenta la expansión de los fluidos y los intercambios de energía entre los mismos.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

Este trabajo proporciona una manera sencilla de analizar el sistema de bombeo neumático continuo, sin embargo no considera muchas de las problemáticas en el flujo de fluidos dentro de las tuberías. Como son: flujo multifásico, el colgamiento, el resbalamiento y la fricción.

Dentro del análisis del flujo a través de la válvula resulta difícil establecer las velocidades de entrada y salida debido a que no conocemos certeramente las variaciones de presión que existen en este punto.

Es difícil establecer con el grafico de control un análisis o panorama económico del sistema, debido a que no se aprecia una variación considerable en el término que involucra los costos del gas de inyección y el del aceite. El precio del gas es muy elevado en comparación al costo del gas de inyección además de que no se involucra los costos por el manejo de los fluidos que representa fuertes egresos.

Otro problema que se puede encontrar en esta metodología es la información necesaria. Se necesita información que se obtiene mediante análisis PVT y en ocasiones los pozos o campos no poseen esta información. El usar datos de pozos vecinos podría afectar en la certeza de las mediciones.

El comportamiento de la eficiencia simple se relaciona con la cantidad de fluidos producidos en relación a la cantidad de gas de inyección. Por definición sabemos que la eficiencia del bombeo neumático se relaciona con la producción de aceite por lo que se debe de tomar en cuenta que cuando se habla en este trabajo de una alta eficiencia puede ser que no se esté produciendo a los gastos de aceite deseados.

La eficiencia de levantamiento involucra tanto la energía proveniente del yacimiento como la del gas de inyección, en ésta sí podemos ver reflejada la entrada de agua como una pérdida de eficiencia. Esta eficiencia es más acertada que la simple debido a que ya se involucra la contrapresión que se ejerce y todas las posibles entradas de energía.

No se puede establecer un criterio de cambio en las condiciones del pozo con solo modelar o plantear el mejor escenario para la eficiencia con esta metodología, debido a que para el cálculo no se toman en cuenta las restricciones del mismo. Estas restricciones son muy importantes por lo que esta metodología solo es un manera de evaluación y no un parámetro para la solución.

Después de la optimización y encontrar el problema para mejorar la eficiencia del sistema, es necesario evaluar las condiciones y limitaciones que se tienen en las instalaciones para poder manejar los cambios que son sugeridos por los que se presenta los métodos de Asheim y Alhanati para los rangos de manejo que tendrían las instalaciones y el tamaño de la válvula respecto al gasto de gas de inyección.

La inyección de gas nos presenta limitaciones con la válvula ya que no puedes aumentar el gasto de inyección o reducirlo de una manera arbitraria porque esta

tiene un rango de operación con el cual nos ofrece una estabilidad de flujo en el pozo, permitiendo una menor contrapresión y manejo de la producción.

Los conceptos de eficiencia y optimización están íntimamente relacionados sin embargo no son lo mismo. En ocasiones el incrementar la eficiencia de un equipo no resulta lo óptimo. Por eso es importante realizar un análisis completo de todos factores que afectan al sistema de BNC y no solo la eficiencia de los equipos.

La presiones de inyección está limitada a la eficiencia de los compresores, cuando se realiza una optimización hay que tener presente las capacidades de compresión de los equipos que se encuentran en operación. Se puede diseñar un incremento de presión pero si los equipos no llegan a este valor, la optimización no va a ser exitosa. También es importante tomar en cuenta las redes de distribución del gas, esto porque generalmente la distribución del gas no se realiza por pozo sino que se encuentran varios pozos conectados entre sí. Si por alguna razón se decide incrementar la presión de inyección en un pozo este incremento afectará a toda la red.

La identificación del problema que tiene el pozo y la causas son muy importantes, cuando se detecta el problema se pueden realizar diferentes métodos para arreglarlo. En ocasiones más de un problema afecta a un pozo, pero se busca la solución para el más severo. Siempre buscando la forma de que todos estos ajuste de diseño sean lo más económicos posibles.

Uno de los factores que se busca a toda costa en un sistema de bombeo neumático es el flujo estabilizado, si no se tiene un flujo estabilizado puede generarse muchos problemas con las configuraciones de presión de apertura de las válvulas y altera el proceso de inyección del gas.

Un factor importante que se debe de tomar en cuenta para la optimización de un sistema de BNC es el corte de agua, debido a que en pozos con cortes de agua altos es necesario inyectar una mayor cantidad de gas y aumentar la presión inyección para reducir la carga de la columna de fluidos y lograr la producción deseada.

Un problema muy común es la profundidad de la válvula de inyección, ya que en ocasiones no es capaz de interactuar con el fluido de la formación y por lo tanto no existe una producción, en este caso existen 2 posibilidades estimular el yacimiento para generar mayor flujo de fluidos y los fluidos alcancen a subir a la profundidad de la válvula operadora. Otro camino es el de rediseñar los puntos de asentamiento de la válvula para que alcance el nivel de fluidos en el pozo.

Se tiene que realizar una evaluación económica para cada escenario planteado para analizar y decidir cuál es la opción que incrementa las ganancias con la mínima inversión. En algunas ocasiones las mejoras de los equipos resultan más costosas, por lo que el ingeniero debe de tener criterio de si es factible o no realizar los cambios dentro del conjunto de pozos con los que se está trabajando.

La disponibilidad del gas inyección es una de las principales problemáticas para los sistemas de bombeo neumático, por lo que la optimización se enfoca en disminuir los volúmenes de gas requeridos para la producción de aceite.

Recomendaciones

Los datos que se utilizan deben de ser tomados periódicamente para poder realizar los estudios más fácilmente y tener los pozos en las mejores condiciones

Aunque los sistemas automáticos de toma de datos a tiempo real son caros, nos permiten llevar un mejor manejo de las condiciones de los pozos y esto nos permite evaluar a un tiempo temprano los problemas que se vengán presentando en los pozos.

El tiempo es un factor clave para lograr la optimización es por esto que se recomienda el uso de sistemas de recolección y análisis de datos automatizados, como el sistema SCADA que agilizan las toma de datos y la identificación de los problemas del pozo. Con el uso de estos sistemas los ingenieros se dedican solo a la búsqueda de una solución y no gastan el tiempo en la recolección de los datos de los pozos.

Se recomienda realizar un análisis económico para cada parte que se quiera cambiar, esto con el fin de asegurar un incremento en la producción y ganancias con el menor costo asociado.

Índice de Tablas

<i>Tabla 1.- Cronología de desarrollo del BN, tomada de API Gas Lift Manual.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 2.- Limitaciones del BNC.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 3.- Condiciones de operación para el BNC.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 4.- Límites de gasto según el diámetro de la T.P.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 5.- Límite de gasto según el espacio anular en el pozo.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 6.- Datos de pozo.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 7.- Resumen del criterio de estabilidad propuesto por Alhanati et al.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 8.- Correlaciones usadas para cada propiedad del fluido.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 9.- datos necesarios para un simulador de BNC.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 10.- Comparación de resultados en diferentes RGL.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 11.- Tabla en la que se explican las regiones del grafico anterior.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 12.- Tabulación de los puntos leídos en las curvas de gradiente de presión.....</i>	<i>130</i>
<i>Tabla 13.- Comparación de los máximos gastos producidos por flujo natura vs BN.....</i>	<i>133</i>

Bibliografía

1. GARAICOCHEA P. Francisco, BERNAL H. César y LÓPEZ O. Oscar. "Transporte de Hidrocarburos por Ductos" Colegio de Ingenieros de México A.C., 1991.
2. RAMIREZ S. Jetzabeth, LOZANO V. Gerardo y PÉREZ T. Rodolfo C. "Productividad de Pozos Petroleros" División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, UNAM, 2007.
3. Kermit E. BROWN, H. Dale BEGGS "The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1", PennyWell Books, 1980.
4. LUI Yonghui, LI Yingchuan "A method to Calculate the Gas-Lift System Efficiency", Southwest Petroleum Institute, Oil Field Branch Company SINOPEC, SPE 86919, 2004.
5. API Gas Lift Manual "Gas Lift Book 6 of the Vocational Training Series", Exploration & Production Department American Petroleum Institute, third edition, 1994.
6. MAGGIOLO Ricardo "Curso Taller: Gas Lift Basico" ESP OIL ENGINEERING CONSUTANTS, Installations ESP OIL Maracaibo - Venezuela, 2004.
7. E. POBLANO, R. CAMACHO, Y.V. FAIRUZOV "Stability Analysis of Continuous Flow Gas Lift Wells", Universidad Nacional Autónoma de México, PEMEX, UNAM, SPE 77732, 2005.
8. Brown, K., et. al. "*Artificial Lift Methods*". Tulsa, Oklahoma: Pennwell.
9. Fleshman R., Obren L. H. "*Artificial lift for high-volume production*" Oklahoma, USA, 1999
10. American Petroleum Institute E&P "*API Gas Lift Manual*", third edition, 1994
11. Kashif Rashid, et. al. "*A Survey of Methods for Gas-Lift Optimization*", Azah Mohamed, USA, Junio 2012
12. M.I Gómez Cabrera, José Ángel "*Producción de pozos 1*" Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1985
13. H. DALE Beggs. "Production Optimization Using Nodal Analysis",
14. BROWN. "The Technology of Artificial Lift Method Vol. 1",
15. BROWN. "The Technology of Artificial Lift Method Vol. 2A"
16. LUI Yonghui, LI Yingchuan "A method to Calculate the Gas-Lift System Efficiency", SPE 86919.
17. FATHI Shnaib "Implementation of rea-time gas-lift Optimization in Dubai Offshore field"
18. BILL Bailey et. al. "Control del agua" Schlumberger, Oilfield Review, Verano 2000.

-
-
19. GARCIA O. Juan "Tesis Aplicación de terminaciones inteligentes en sistemas artificiales de producción", 2011
 20. ALCINO R. Almeida "A model to calculate the theoretical critical flow rate through venturi gas lift valves" Petrobras R&D Center, 2011
 21. Harald Asheim "Criteria for Gas-lift Stability" SPE 16468, U. of Trondheim, 1988
 22. FATHI Shnaib "Implementation of real-time gas-lift optimization in Dubai offshore fields", SPE 126680, 2009
 23. Figura 3.6- A. Bahadori et. al. "Simulation and optimization of continuous gas lift system in Anghajari oil field", SPE 72169, Iranian South Oil Company, 2001
 24. G. Kartoatmodjo, et. al "An Integrated Approach to field Surveillance Improves Efficiency in gas lift optimization in Bokor field, East Malaysia", IPTC 12225, 2008
 25. Anonimo "Control de parafinas" Tesis de grado.
 26. Alcino R Almeida, "Advantages and limitations of venturi gas lift valves", World Oil Vol. 232 No. 7, Petrobras, Julio, 2011

Bibliografía de Figuras

Figura 1.1.- H. DALE Beggs. "Production Optimization Using Nodal Analysis", pag. 3.....	9
Figura 1. 2.- BROWN. "The Technology of Artificial Lift Method Vol. 1", pag. 68	11
Figura 1.3.- GARAICOCHEA P. Francisco "Transporte de Hidrocarburos por ductos" pag. 97	14
Figura 1.4.- GARAICOCHEA P. Francisco "Transporte de Hidrocarburos por ductos" pag. 97	14
Figura 1.6.- GARAICOCHEA P. Francisco "Transporte de Hidrocarburos por ductos" pag. 149	18
Figura 1.7.- GARAICOCHEA P. Francisco "Transporte de Hidrocarburos por ductos" pag. 150	19
Figura 1.8.- GARAICOCHEA P. Francisco "Transporte de Hidrocarburos por ductos" pag. 151	20
Figura 1.9.- GARAICOCHEA P. Francisco "Transporte de Hidrocarburos por ductos" pag. 156	22

Figura 1.1-KISHIF Rashid et. al. "A survey of Methods for Gas lift Optimization" USA, 2012, page 2	27
Figura 1.2- BROWN. "The Technology of Artificial Lift Method Vol. 2A" pag. 97	28
Figura 1.3-Fleshman R., Obren L.H. "Artificial lift for high-volume production" Artículo presentado en Oklahoma USA, 1999	29
Figura 1.4- http://sisteunefaim.blogspot.mx/2013/01/valvula-de-control-automatgico.html	30
Figura 1.5- F. JESUS Lucero A. "Bombeo Neumático 3" agosto, 2012,	31
Figura 1.6- F. JESUS Lucero A. "Bombeo Neumático 3" agosto, 2012,	34
Figura 1.7- F. JESUS Lucero A. "Bombeo Neumático 3" agosto, 2012,	35
Figura 1.8- BROWN. "The Technology of Artificial Lift Method Vol. 2A" pag. 117	36

Figura 2.1- LUI Yonghui, LI Yingchuan "A method to Calculate the Gas-Lift System Efficiency", SPE 86919. Pag. 2	50
Figura 2.2- LUI Yonghui, LI Yingchuan "A method to Calculate The Gas-Lift System Efficiency", SPE 86919. Pag. 3	51

Figura 2.3- GARAICOCHEA P. Francisco “Transporte de Hidrocarburos por ductos” pag. 148	56
Figura 2.4- GARAICOCHEA P. Francisco “Transporte de Hidrocarburos por ductos” pag. 172	60
Figura 2.5- GARAICOCHEA P. Francisco “Transporte de Hidrocarburos por ductos” pag. 171	62
Figura 2.6- GARAICOCHEA P. Francisco “Transporte de Hidrocarburos por ductos” pag. 174	63
Figura 2.7- GARAICOCHEA P. Francisco “Transporte de Hidrocarburos por ductos” pag. 169	65
Figura 2.8- GARAICOCHEA P. Francisco “Transporte de Hidrocarburos por ductos” pag. 170 ..	666
Figura 2.9- GARAICOCHEA P. Francisco “Transporte de Hidrocarburos por ductos” pag. 170	67
Figura 2.10- GARAICOCHEA P. Francisco “Transporte de Hidrocarburos por ductos” pag. 171 ..	67
Figura 2.11- GARAICOCHEA P. Francisco “Transporte de Hidrocarburos por ductos” pag. 171 ..	68
Figura 2.12- API Gas Lift Manual “Gas Lift Book 6 of the Vocational Training Series” pag. 20	68
Figura 2.13- API Gas Lift Manual “Gas Lift Book 6 of the Vocational Training Series” pag. 20	70
Figura 2.14- API Gas Lift Manual “Gas Lift Book 6 of the Vocational Training Series” pag. 21	72
Figura 2.15- API Gas Lift Manual “Gas Lift Book 6 of the Vocational Training Series” pag. 21	74
Figura 2.16- E. POBLANO, “Stability Analysis of Continuous Flow Gas Lift Wells” SPE 77732, pag. 71	79
Figura 2.17- E. POBLANO, “Stability Analysis of Continuous Flow Gas Lift Wells” SPE 77732, pag. 71	80
Figura 2.18- E. POBLANO, “Stability Analysis of Continuous Flow Gas Lift Wells” SPE 77732, pag. 77	80
Figura 2.19- E. POBLANO, “Stability Analysis of Continuous Flow Gas Lift Wells” SPE 77732, pag. 78	81
Figura 2.20- E. POBLANO, “Stability Analysis of Continuous Flow Gas Lift Wells” SPE 77732, pag. 73	82
Figura 2.21- E. POBLANO, “Stability Analysis of Continuous Flow Gas Lift Wells” SPE 77732, pag. 74	83
Figura 2.22- E. POBLANO, “Stability Analysis of Continuous Flow Gas Lift Wells” SPE 77732, pag. 74	83

Figura 3.1- FATHI Shnaib “Implementation of real-time gas-lift optimization in Dubai offshore fields”, SPE 126680, 2009.....	88
Figura 3.2- FATHI Shnaib “Implementation of real-time gas-lift optimization in Dubai offshore fields”, SPE 126680, 2009.....	90
Figura 3.3- FATHI Shnaib “Implementation of real-time gas-lift optimization in Dubai offshore fields”, SPE 126680, 2009.....	91
Figura 3.4- FATHI Shnaib “Implementation of real-time gas-lift optimization in Dubai offshore fields”, SPE 126680, 2009.....	91
Figura 3.5- FATHI Shnaib “Implementation of real-time gas-lift optimization in Dubai offshore fields”, SPE 126680, 2009.....	92
Figura 3.6- A. Bahadori et. al. “Simulation and optimization of continuous gas lift system in Anghajari oil field”, SPE 72169, Iranian South Oil Company, 2001	100
Figura 3.7- Figura 3.6- A. Bahadori et. al. “Simulation and optimization of continuous gas lift system in Anghajari oil field”, SPE 72169, Iranian South Oil Company, 2001.....	102
Figura 3.8- Figura 3.6- A. Bahadori et. al. “Simulation and optimization of continuous gas lift system in Anghajari oil field”, SPE 72169, Iranian South Oil Company, 2001.....	102
Figura 3.9- Figura 3.6- A. Bahadori et. al. “Simulation and optimization of continuous gas lift system in Anghajari oil field”, SPE 72169, Iranian South Oil Company, 2001.....	103
Figura 3.10- Figura 3.6- A. Bahadori et. al. “Simulation and optimization of continuous gas lift system in Anghajari oil field”, SPE 72169, Iranian South Oil Company, 2001	103

<i>Figura 3.11.- Imagen que muestra la localización del campo Bellota-Chinchorro</i>	<i>104</i>
<i>Figura 3.12.- Diagrama de funcionamiento de la generación de nitrógeno por medio de una membrana</i>	<i>106</i>

<i>Figura 4. 1.- Diagrama en el que se muestran los estados 1 y 2 para analizar en el cálculo de la eficiencia simple.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 4. 2.- Tabla propuesta para el control de pozos</i>	<i>111</i>
<i>Figura 4. 3.- Diagrama que muestra las diferentes formas de trabajo</i>	<i>114</i>
<i>Figura 4. 4.- Diagrama propuesto para el análisis de la eficiencia de inyección.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 4 5. LUI Yonghui, LI Yingchuan "A method to Calculate the Gas-Lift System Efficiency", SPE 86919</i>	<i>125</i>
<i>Figura 4.6 POBLANO, "Stability Analysis of Continuous Flow Gas Lift Wells" SPE 77732.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 4.7.- Y.V Fairuzov et al. "Effect of Operating Valve Performance on Stability of Gas Lift Wells", SPE 97275, Texas, USA, October 2005</i>	<i>128</i>
<i>Figura 4.8.- Alcino R Almeida, "Advantages and limitations of venturi gas lift valves", World Oil Vol. 232 No. 7, Petrobras, Julio, 2011</i>	<i>129</i>
<i>Figura 4.9.- Figura 4.5- Alcino R Almeida, "Advantages and limitations of venturi gas lift valves", World Oil Vol. 232 No. 7, Petrobras, Julio, 2011</i>	<i>129</i>
<i>Figura 4.10.- I Figura 4.5- Alcino R Almeida, "Advantages and limitations of venturi gas lift valves", World Oil Vol. 232 No. 7, Petrobras, Julio, 2011</i>	<i>131</i>
<i>Figura 4.11.- GARAICOCHA P. Francisco "Transporte de Hidrocarburos por ductos".....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 4.12.- GARAICOCHA P. Francisco "Transporte de Hidrocarburos por ductos".....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 4.13.- GARAICOCHA P. Francisco "Transporte de Hidrocarburos por ductos".....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 4.14.- BILL Bailey et. al. "Control del agua" Schlumberger, Oilfield Review, Verano 2000.</i>	<i>136</i>
<i>Figura 4.15.- Eugene Dakin Ph.D., P.Chem, "Paraffin Inhibitors"[en línea]</i>	<i>141</i>
<i>Figura 4.16.- Eugene Dakin Ph.D., P.Chem, "Paraffin Inhibitors"[en línea]Diagrama que muestra el funcionamiento de los dispersantes.....</i>	<i>141</i>