



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN:
BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A :

JOEL CARBAJAL MEJÍA

DIRECTOR: M. en I. JOSÉ ANGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO D. F., MAYO 2008



DEDICATORIAS

A DIOS:

*Porque nunca dejaste que perdiera la fe
y aún en los momentos difíciles me has bendecido.*

En memoria:

M. en I. José Luis Estrada Arriaga

Valentín Barrera Miranda.



A mis padres:

*Joel Carbajal Coronat
María de los Dolores Mejía Zúñiga†*

*Por que no existen palabras para agradecer
el cariño y ejemplo que me brindaron.*

*“No me des la bienvenida cuando llego
ni me despidas cuando me vaya,
porque yo nunca me voy cuando parto
ni tampoco regreso cuando me ves venir”.*

*Anónimo
Siempre los recuerdo.....*

A mi esposa:

María Elena Barrera Miranda

*Por toda esa comprensión, paciencia
y apoyo que siempre he recibido.*

*Podrá nublarse el sol eternamente;
Podrá secarse en un instante el mar;
podrá romperse el eje de la tierra
como un débil cristal.
¡Todo sucederá! Podrá la muerte
cubrirme con su fúnebre crespón;
pero jamás en mí podrá apagarse
la llama de tu amor*

Becquer

A mis hijos:

Joel y Juan Manuel

*Por su gran calidad humana y como un testimonio
para recordarles:*

*“Cuando un animal o un hombre orienta toda su atención
y toda su voluntad hacia una cosa determinada,
acaba por conseguirla”.*

Hermann Hesse.



AGRADECIMIENTOS

A la :

*Universidad Nacional Autónoma de México
y la Facultad de Ingeniería.*

A mi director de tesis:

M. en I. José Ángel Gómez Cabrera

*Mi mayor gratitud, porque
con su dirección, fue posible
la realización de este trabajo.*

De manera muy especial a los profesores:

Dr. Néstor Martínez Romero

M. en I. Mario Becerra Zepeda

M. en I. Guillermo Trejo Reyes

M. en I. Martín Carlos Velázquez Franco

M. en I. Roque Riquelme Alcantar

Dr. Rolando Springall Galindo

M. en I. Sergio Tirado Ledesma

Dr. Jesús Gracia Sánchez

Dr. Ernesto Vázquez Fernández

M. en I. Víctor Franco

Dr. Carlos A. Escalante Sandoval

Dra. Lilia Reyes Chávez

M. en I. Patrocinio Arroyo Hernández

M. en I. Juan Ansberto Cruz Gerón

M. en I. Martín Rubén Jiménez Magaña

Ing. Leobardo Ramos Vieyra

Ing. Jorge A. Perez Pinto

Ing. Norberto José Torres García

A Srita. Julia Sánchez Martínez

Por ser una excelente persona y su invaluable ayuda



Al jurado:

Dr. Néstor Martínez Romero

M. en I. José Ángel Gómez Cabrera

M. en I. Guillermo Trejo Reyes

Dr. Carlos A. Escalante Sandoval

M. en I. Sergio Tirado Ledesma

Í N D I C E

Página

INTRODUCCIÓN	
I. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN	
I.I. YACIMIENTO.....	12
I.II. POZO.....	19
I.III. INSTALACIONES SUPERFICIALES.....	22
II. DETERMINACIÓN DEL MOMENTO OPORTUNO PARA INSTALAR UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.....	24
III. PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.....	26
IV. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN Y EJEMPLOS DE APLICACIÓN.....	33
V. DISEÑO DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.....	43
VI. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	61
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	64
BIBLIOGRAFÍA.....	66

N O M E N C L A T U R A

SIMBOLOS		UNIDADES
B	Constante de entrada del agua	bl/lb/in ²
B _g	Factor de volumen del gas (menor a uno)	adimensional
B _o	Factor de volumen del aceite (mayor a uno)	adimensional
Δ	Gradiente	
Δ _p	Caída de Presión	kg/cm ²
f	Fluido (s); formación (agua, aceite o gas)	
IP	Índice de productividad	(m ³ _o /día)/(kg/cm ²)
J	Índice de productividad	(m ³ _o /día)/(kg/cm ²)
K	Permeabilidad absoluta	Darcy
K _g	Permeabilidad efectiva al gas	Darcy
K _o	Permeabilidad efectiva al aceite	Darcy
K _w	Permeabilidad relativa al agua	Darcy
K _{rg}	Permeabilidad relativa al gas	Darcy
K _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	Darcy
K _{rw}	Permeabilidad relativa al agua	Darcy
P _e	Presión corriente abajo del estrangulador	kg/cm ²
P _s	Presión de separación	kg/cm ²
P _{th}	Presión en la boca del pozo	kg/cm ²
P _{wf}	Presión de fondo del pozo cuando esta fluyendo	kg/cm ²
P _{ws}	Presión de fondo del pozo cuando esta cerrado	kg/cm ²
q	Gasto (ritmo) de producción	m ³ /día
r _e	Radio de drene del pozo	m
RGA	Relación gas-aceite instantáneo	m ³ _g / m ³ _o
S	Saturación	m ³ _i / m ³ _p
S _f	Saturación de un fluido	m ³ _i / m ³ _p
V	Volumen	m ³
V _f	Volumen del flujo	m ³
V _p	Volumen de poros	m ³

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCIÓN
1	Sistema Integral de producción.
2	Corte de una formación y representación en la misma de un yacimiento con acumulación de aceite y gas.
3	Sarta de producción.
4	Nótese las dos zonas productoras con sus respectivos empacadores; uno doble y el otro sencillo.
5	Análisis del rango de costo de inversión óptimo.
6	Costo de inversión vs profundidad.
7	Instalaciones abiertas se usan para flujo continuo e intermitente.
8	Instalación semi-cerrada adecuada para flujo constante e intermitente.
9	Instalación cerrada adecuada para bombeo intermitente
10	Válvula diferencial se usa en pozos poco profundos y de baja producción.
11	En la tubería de producción a diversas profundidades (presión estática a 7000 pies de 2000 lb/in ² man.).
12	En la tubería de producción a la profundidad de la primera válvula a 3150 pies.
13	Gasto de producción de 275 lb/día en la primera válvula.
14	Los gastos en la tubería de producción a las profundidades de las válvulas instaladas quedan por debajo de 200 y 600 bl/día.
15	La intersección de las curvas A y B muestra que el pozo producirá a 545 bl/día, la presión opuesta a la válvula 6 es de 410 lb/in ² . La gráfica pequeña muestra que con un gasto de 545 bl/día por una tp de 2 7/8 in, la RGL óptima es de 2.6 mil pies cúbicos/bl.
16	Válvula con fuelle cargado a presión también llamada de flujo intermitente, se usa para flujo constante e intermitente.
17	Instalación típica de bombeo neumático continuo cuenta con 6 válvulas en el pozo. Las 4 válvulas superiores son las de descarga, la quinta es la operante y una válvula adicional que se agrega por seguridad.
18	Gradientes y presiones del recorrido de los fluidos hasta la superficie.

LISTA DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCIÓN
1	Productividad del pozo y sistema artificial recomendado.
2	Profundidad del pozo para el sistemas artificial recomendado.
3	Problemas que influyen al elegir el sistema artificial de producción.
4	Resultado de la sarta de válvulas profundidad, gasto.
5	Gasto máximo de producción, volumen de gas inyectado.
6	Diámetro de estranguladores de cada válvula con redondeo a 1/64".
7	Profundidad a la que las válvulas deben ir colocadas en la sarta.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, los sistemas artificiales de producción para pozos petroleros, conocidos también por sus siglas SAP, tienen gran importancia ya que en México como en otros países productores de petróleo, son utilizados para mantener un ritmo de producción, cuyo beneficio siempre impacta sobre el aumento de la producción del pozo, cuando esto sea económicamente factible.

Entonces de acuerdo con lo anterior, el **objetivo** de instalar un sistema artificial de producción es el de incrementar la producción de un pozo fluyente o reinstalar a producción un pozo que ha dejado de fluir por abatimiento de su presión para obtener un incremento en el ingreso.

El SAP que actualmente domina la Región Marina de nuestro País es el bombeo neumático, empleado también de manera intensiva en el resto del mundo en su modalidad de bombeo neumático continuo, ya que resulta adecuado para pozos en plataformas marinas, pozos desviados donde se perfora de manera direccional y con una relación gas-aceite (RGA) alta, además de permitir el manejo eficiente de materiales sólidos y la introducción de equipos de registro y mantenimiento dentro del pozo a través de la tubería de producción (TP). Tiene la bondad de poner a producir pozos con un rango muy amplio de volúmenes a diferentes profundidades, lo que hace que este sistema sea muy flexible. El equipo de superficie ligado a este sistema es muy pequeño, poco costoso y de mantenimiento económico.

Físicamente el sistema funciona por un método de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, a través de la inyección de gas.

Dada la gran importancia que tiene este sistema y el impacto sobre la producción, este trabajo pretende mostrar de forma general los aspectos relevantes de sus componentes y el procedimiento a seguir para el diseño del mismo.

Por lo que esta investigación esta estructurada como a continuación se describe:

En el Capítulo I “Sistema integral de producción” se describen los conceptos generales involucrados en este tipo de sistemas.

El Capítulo II “Determinación del momento oportuno para instalar un sistema artificial de producción”, se dan una serie de recomendaciones que permitan garantizar el empleo de este tipo de tecnología.

En el Capítulo III “Procedimiento para la selección de un sistema artificial de producción” se presenta una serie de consideraciones para poder elegir entre las distintas técnicas.

La descripción del SAP se detalla en el Capítulo IV.

En el Capítulo V “Diseño del sistema artificial de producción” se dan las bases para el diseño y un ejemplo de aplicación ampliamente tratado que liga las unidades anteriores.

La forma de hacer un análisis económico se presenta en el Capítulo VI.

Finalmente, se dan una serie de conclusiones y recomendaciones para este tipo de sistemas.

I. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCION

Este sistema se muestra en la figura 1.

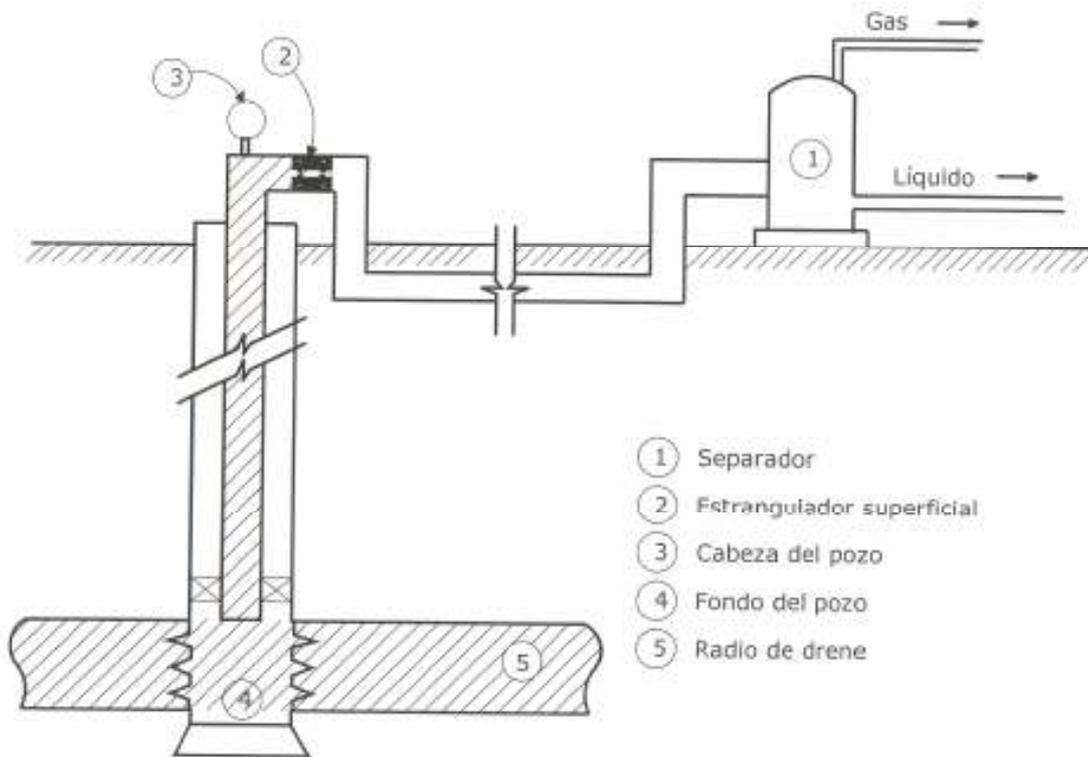


Figura 1.- Sistema Integral de producción.

I.I. YACIMIENTO

Las acumulaciones de aceite y gas ocurren en trampas en el subsuelo formadas por carácter estructural o estratigráfico. Generalmente estas acumulaciones se producen en porciones de estratos porosos y permeables, que principalmente son arenas, calizas y dolomías, en las aberturas intergranulares, en espacios porosos causados por fracturas o actividad de algún solvente.

El yacimiento es una porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca almacenándola y están a alta presión y temperatura, debido a la profundidad a que se encuentra el yacimiento.

Existen diversas clasificaciones de los yacimientos:

- De acuerdo al tipo de roca almacén.
- De acuerdo al tipo de trampa.
- De acuerdo al tipo de fluido o fluidos almacenados.
- De acuerdo a la presión original.
- De acuerdo al tipo de empuje predominante.
- De acuerdo al diagrama de fase.

El yacimiento consiste en una o varias unidades geológicas de flujo. Mientras que la forma del pozo y el flujo convergente han creado en el pasado la noción de la configuración del flujo radial, nuevas y modernas técnicas como la sísmica 3-D, y nuevos registros geofísicos y técnicas de medición y pruebas a pozos, han permitido una descripción mas precisa de la forma y el carácter de producción del pozo y del yacimiento. Esto es particularmente real en la identificación lateral y vertical de los límites y la heterogeneidad del yacimiento, como puede observarse en la figura 2.

Una descripción apropiada del yacimiento incluyendo las extensiones de las heterogeneidades, discontinuidades y anisotropías, siempre ha sido importante, pero ahora se ha vuelto apremiante ante la aparición de pozos horizontales con longitudes de varios miles de pies.

El hallazgo de discontinuidades laterales tiene un gran impacto en la producción esperada del pozo horizontal, la trayectoria del pozo tiene también un gran efecto en la producción del pozo. Ordinariamente sólo habría una sola dirección óptima del pozo.

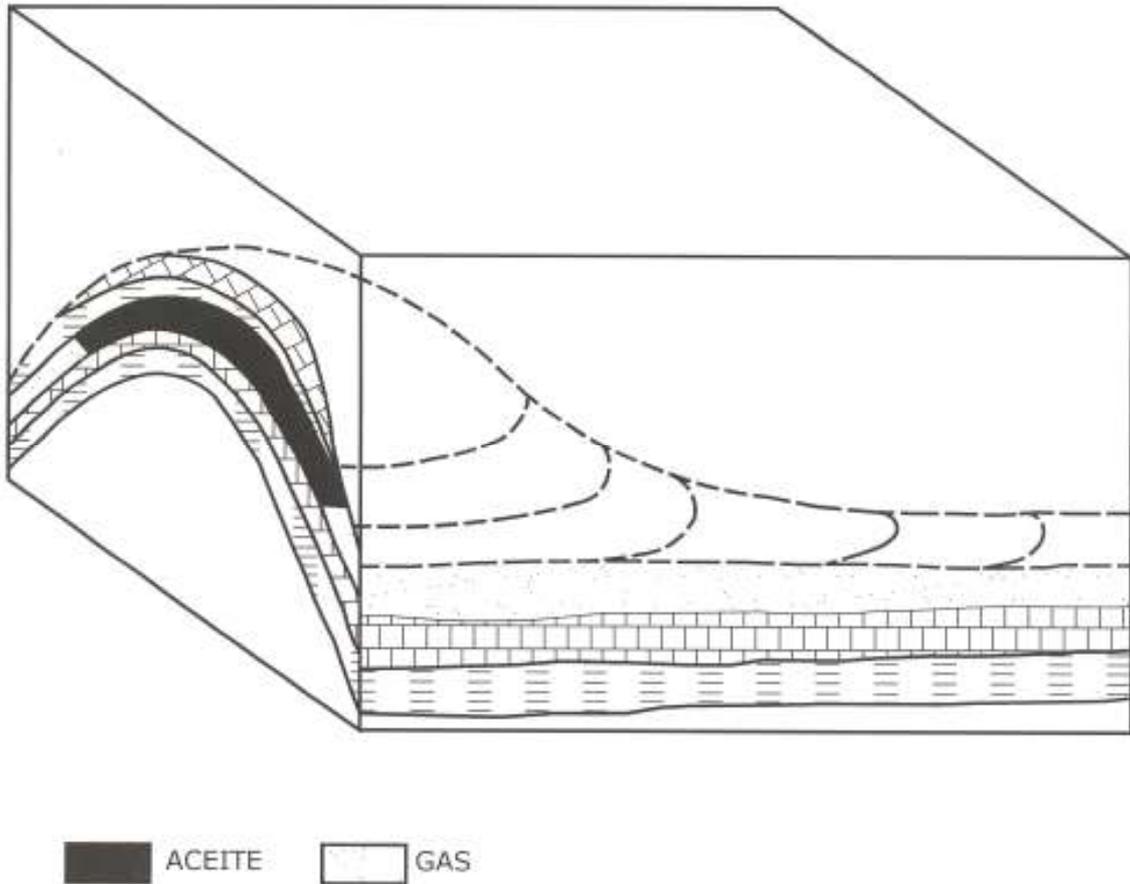


Figura 2.- Corte de una formación y representación en la misma de un yacimiento con acumulación de aceite y gas.

Saturación:

La saturación de un fluido en un medio poroso, se define como el volumen del flujo que se encuentra en el medio poroso, entre su volumen de poros, es decir, $S_f = V_f/V_p$, donde f puede representar agua, aceite o gas.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua; los valores de S_w congénita u original son del orden del 10 al 30 por ciento, en tanto que en etapas avanzadas de extracción, por entrada natural o artificial de agua, la S_w puede alcanzar valores de 0.8, dejando solamente saturaciones residuales de gas y aceite.

Se conoce como saturación crítica al valor de la saturación S a partir del cual el fluido correspondiente puede comenzar a moverse.

Factores de volumen:

Estos factores indican el comportamiento de los volúmenes de las fases, cuando actúa una caída de presión sobre estas.

El factor de volumen del gas B_g se define como el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de la misma, pero medida a condiciones estándar.

El factor de volumen del aceite B_o es el cociente del volumen de aceite más su gas disuelto a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de aceite muerto (sin gas disuelto) a condiciones estándar.

En el volumen del numerador, se involucra la expansión térmica del aceite con su gas disuelto, una expansión del aceite al disolver el gas y la compresión del aceite y su gas disuelto al estar sometido a la presión del yacimiento.

Presión de fondo P_w :

Se utilizan los concepto de P_{wf} para señalar la presión de fondo del pozo cuando esta fluyendo y P_{ws} cuando esta cerrado. En general, ambas varían con el tiempo.

Presión estática P_e :

El valor de P_{ws} que se obtiene para un tiempo de cierre suficientemente grande. Este tiempo es del orden de 24 horas para yacimientos de alta permeabilidad y aumenta a medida que el valor de este parámetro disminuye.

Excepto cuando actúe un fuerte empuje hidráulico en el yacimiento, el valor de esta presión estática podrá disminuir, al estarse explotando otros pozos en el mismo yacimiento.

Radio de drene r_e :

En general, el área de drene de un pozo no es circular, pero para algunos estudios se supone que si lo es, a manera de aproximación. Al radio de esta área se le conoce como radio de drene. La presión correspondiente al radio de drene es precisamente P_e , que es la presión que se alcanza en un pozo después de un tiempo de cierre suficientemente grande.

Relación gas-aceite instantánea R o RGA:

Es el gasto total de gas, es decir, gas disuelto mas gas libre, a condiciones estándar, entre el gasto de aceite muerto a condiciones estándar para un instante dado.

Permeabilidades:

Permeabilidad absoluta (k):

Se denomina así a la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido a través de ella (poros intercomunicados, fracturas, cavernas, etc.) cuando esta roca se encuentra saturada al 100% con el fluido, que es el mismo que se utiliza como fluido desplazante durante la prueba. Se mide en Darcy, ya que se utiliza la ecuación de Darcy para determinar el valor de k.

$$h_f = f \frac{L v^2}{D 2g}$$

h_f = Pérdida por fricción, en m. f = Factor de fricción, adimensional.

L = Longitud del conducto, en m. D = Diámetro del tubo, en m.

v = Velocidad media, en m/s g = Aceleración de la gravedad, en m^2/s .

Permeabilidad efectiva (ko, kw, kg):

Es la permeabilidad del medio poroso al fluido, cuando la saturación del fluido es menor al 100% es decir, el medio poroso esta saturado por dos o mas fluidos.

Permeabilidad relativa (kro, krg, krw):

Es el valor del cociente que resulta de dividir la permeabilidad efectiva de un fluido, entre la permeabilidad absoluta.

COMPORTAMIENTO DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS.

El abatimiento de presión en el yacimiento, es definido como la diferencia de la **Pwf** o presión de fondo fluyendo y la **Pws**, o presión estática.

$$\Delta p = P_{ws} - P_{wf} \left[\frac{lb}{p1g^2} \right]$$

Otro concepto importante es la relación que existe entre el gasto de la producción de un pozo y el abatimiento de presión, denominada índice de productividad, o IP que también se simboliza con la letra J.

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \left[\frac{bl/día}{lb/p1g^2} \right]$$

Si el valor del **IP** se considera constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede escribir la ecuación anterior de la siguiente forma:

donde: $q = J\Delta p$ Es el gasto

Por lo tanto, la relación entre q y el abatimiento es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J .

Casi siempre es de esperar que la línea sea curva. A partir de la definición de J , la dirección de la curvatura es tal que el valor de J decrece al incrementar los valores del abatimiento, o del gasto. Para relacionar ambos casos, Gilbert utilizó el término relación del comportamiento del flujo de entrada **IPR** (Inflow Performance Relationship) para realizar una descripción de la curva de **Pwf** graficada contra la producción total para cualquier pozo en particular.

Generalmente, existen 2 problemas diferentes a resolver, el primero es la forma de la curva de presión contra gasto en un momento determinado, y el segundo es la manera en que el **IPR** decrece a medida que continúa la producción.

El método de Vogel fue desarrollado de una ecuación empírica para la forma del **IPR** de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto del burbujeo.

Esto se representa en la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q'} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)^2$$

en análisis posterior, Standing reescribió la ecuación de Vogel, obteniendo:

$$\frac{q}{q'} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)$$

y de lo anterior se obtiene:

$$J = \frac{q'}{\bar{p}} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)$$

haciendo despreciable la diferencia entre \bar{p} y **Pws**.

I.II. POZO

Dentro del Pozo, podemos tener distintos elementos que van a variar de acuerdo al tipo de pozo, a su terminación.

En esta sarta de producción, pueden estar instaladas válvulas de tormenta y check. Esta instalación se muestra en la figura 3.

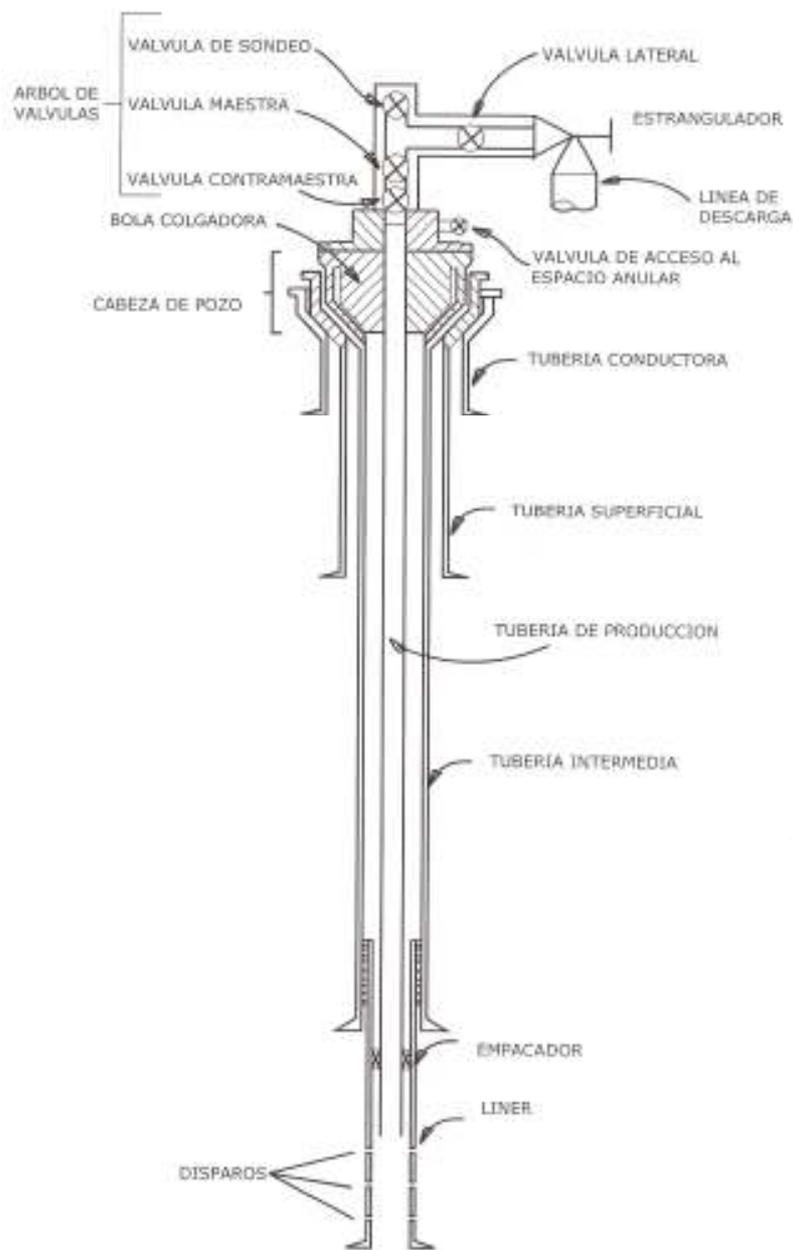


Figura 3.-. Sarta de producción.

Es muy importante considerar todos estos elementos para poder conocer el comportamiento de los fluidos y del flujo en sí dentro del pozo.

De acuerdo a lo anterior, se han realizado numerosas investigaciones y experimentos, con los cuales se ha llegado a presentar diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales. Estas correlaciones se denominan multifásicas, porque describen el comportamiento real de un pozo, en el cual en la mayoría de los casos, tendremos más de 2 fases fluyendo en su interior.

De acuerdo a estas correlaciones, la mayoría de estas comienzan definiendo el tipo de flujo que esta en su interior, y además, hacen esta verificación por intervalos de caída de presión, por lo que sus resultados son muy aproximados al comportamiento real del pozo.

En el caso de tener cambios de diámetro en la tubería de producción, válvulas, o incluso estranguladores y separadores de fondo, estas correlaciones se pueden adaptar al pozo, utilizando otras correlaciones que describen el comportamiento de una mezcla multifásica a través de una válvula, estrangulador, o incluso, separador.

Dentro del pozo, se pueden dar algunas restricciones al flujo que aunque no son planeadas, se tienen que tomar en cuenta para resolver este problema, como es el arenamiento del pozo, taponamiento de parafinas, asfaltenos e hidrocarburos pesados.

Los pozos pueden tener distintos tipos de terminación, por ejemplo obsérvese el que se muestra en la figura 4.

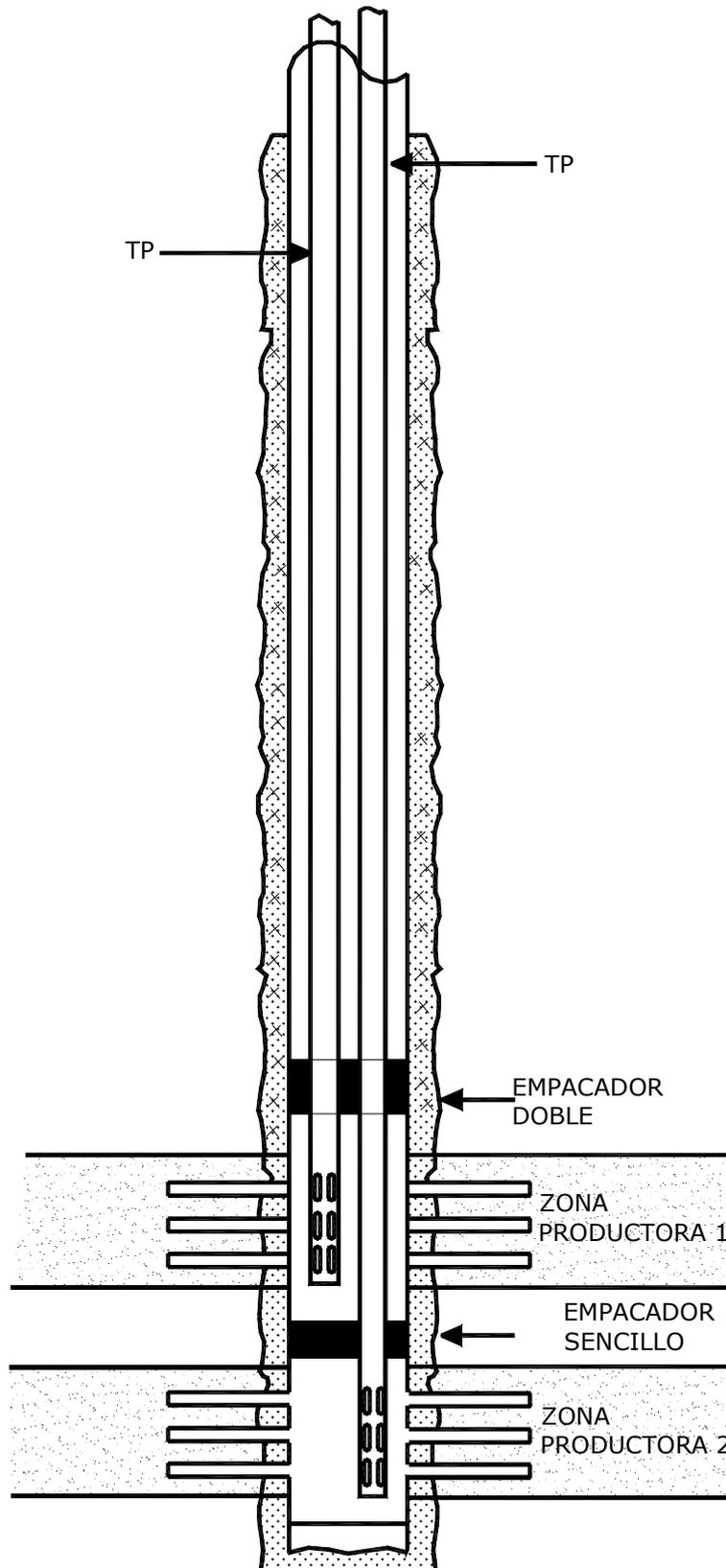


Figura 4.- Nótese las dos zonas productoras con sus respectivos empacadores; uno doble y el otro sencillo.

I.III. INSTALACIONES SUPERFICIALES

Dentro de las instalaciones superficiales, debemos de considerar a todo el equipo que interviene en la producción, que se encuentre a partir de la boca del pozo, y hasta los separadores. Todo este equipo involucra a las válvulas en la cabeza del pozo, estrangulador, línea de descarga, y batería de separación.

Dentro de la línea de descarga, pueden existir más válvulas y algunas derivaciones para dar mantenimiento a la línea.

Para la línea de descarga, también se debe de hacer un análisis del flujo que va a ir a través de ella, y de una forma muy similar al pozo, se utilizan correlaciones de flujo multifásico horizontal, con las cuales se describirá el comportamiento de los fluidos y las caídas de presión a través de la línea de descarga.

Estranguladores:

Es una práctica común en los campos petroleros escoger el estrangulador para un pozo fluyente de tal modo que las pequeñas variaciones en la presión corriente abajo, no afecten a la **P_{th}**, y en consecuencia, el comportamiento del pozo. Esto implica que el fluido se desplace por el estrangulador a velocidades superiores a las del sonido, y se ha determinado, bajo la diversidad de condiciones que se encuentran en el trabajo de los campos petroleros, este requisito se satisface si la **P_{th}** es por lo menos el doble de la presión promedio en la línea de flujo.

Separadores:

La separación de fases dentro del flujo proveniente del pozo, es la tarea más común y simple de procesamiento. El equipo que realiza esta tarea

se le conoce como separador. La separación de gas natural de los líquidos o impurezas en un separador, combina la fuerza de la gravedad (segregación gravitacional), tiempo, procesos mecánicos y en algunas ocasiones, químicos.

El tamaño del separador depende del gasto de gas o líquidos.

Los separadores pueden tener varias formas, verticales, horizontales y esféricos. Dependiendo de la composición de los fluidos del pozo, puede ser deseable el uso de más de una etapa de separación para obtener una recuperación más alta de fluidos. En general, entre mas alta sea la presión en la cabeza del pozo, mas etapas de separación serán requeridas.

II. DETERMINACION DEL MOMENTO OPORTUNO PARA INSTALAR UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION

Los sistemas artificiales en general, adicionan energía a los fluidos del pozo, para ayudarlos a vencer las caídas de presión, a través de válvulas, a vencer la contrapresión de la línea de descarga y el separador, de tal forma que los fluidos puedan llegar sin problemas al separador, y a una presión deseada.

Para tomar la decisión de instalar un sistema artificial de producción, hay que considerar un análisis económico del proyecto en el cual se considera la aplicación del sistema artificial.

El beneficio de un sistema artificial, debe siempre impactar sobre el aumento de la producción del pozo, siempre y cuando sea económicamente factible.

La instalación de un sistema artificial de producción no depende directamente de la etapa de explotación del campo, ya que un sistema artificial puede ser instalado y puesto en operación desde el inicio de la explotación de un campo, y tampoco se limita a los pozos no fluyentes, ya que la gran variedad de sistemas artificiales cubre toda la gama de problemas de los pozos, así que también pueden quedar instalados en pozos fluyentes.

Lo que es crítico, como ya se mencionó anteriormente, el análisis económico pertinente, en el que se demuestre que las ganancias por el aumento de la producción gracias a la instalación del sistema artificial, cubren perfectamente los gastos de dicha instalación, los costos de mantenimiento, los operacionales, y además, superen en un buen porcentaje a las ganancias que se tenían anteriormente, o que se hubieran tenido si no es instalado el sistema artificial.

La otra cuestión es la factibilidad técnica, es decir, que técnicamente sea posible instalar un sistema artificial de producción, considerando los problemas que implicaría al pozo la instalación del sistema artificial, y también a la formación, la cual se puede ver dañada al aumentar el ritmo de producción, o al aumentar el abatimiento de presión en ella, dando problemas de flujo confinado, entre otros.

III. PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION

La planeación de un sistema artificial es muy importante; las consideraciones para el diseño deben iniciar antes que el pozo o un grupo de pozos que se hayan perforado. Para obtener los gastos de producción óptimos por algún sistema de producción artificial en un futuro, se deben de proveer suficiente espaciamiento tubular. Los análisis de las especificaciones del tipo de instalación deben de comenzar mientras los pozos están fluyendo. La aplicación de un cierto sistema artificial de producción depende de que si un solo pozo, un grupo de pozos, un campo o un activo lo requieran.

El tipo de sistema artificial requerido es influenciado si existe o no una terminación convencional o múltiple. Las terminaciones múltiples presentan problemas, ya que no proveen suficiente espaciamiento tubular, por lo que la elección del sistema artificial no estará determinada por el diseño óptimo o por criterios económicos, sino por limitaciones físicas.

Incluido en esto la locación del pozo, las plataformas marinas están limitadas en extensión areal. En igualdad de condiciones, el mejor sistema artificial en la tierra, puede no ser práctico en una plataforma con espacio limitado. Aquí de nuevo, las terminaciones múltiples y/o pozos desviados dictan la elección del sistema artificial.

También la consideración de la existencia de una fuente de energía como motor principal. En algunas áreas puede o no ser existente, de manera económica, técnica o práctica. La electricidad ha cobrado importancia debido a su disponibilidad y a su aplicación para la automatización. El costo de compra, transporte, almacenamiento y manejo se puede volver prohibitivo cuando se requiere diesel o propano como fuente primaria de energía.

El diseño del sistema artificial también depende de las condiciones de producción. Condiciones climáticas severas afectan la elección del sistema artificial. Frío o calor extremo, fuertes vientos, polvo o nieve pueden limitar esta elección. La corrosión también es un factor importante para escoger un sistema artificial. Crudos amargos, producción de salmuera y corrosión por oxígeno y CO₂ afectan también la selección del sistema artificial, al igual que la producción de sólidos como arena, sal parafinas y asfaltenos.

La profundidad del intervalo productor y la desviación del pozo deben de ser considerados para lograr un potencial de levantamiento adecuado para tiempos futuros. Las relaciones gas aceite y agua deben de ser consideradas también, ya que son factores limitantes de los tipos de sistemas artificiales.

En otras palabras, debe considerarse el yacimiento totalmente.

Los objetivos a largo plazo de producción dependen de las características del yacimiento. El diseño y la selección del sistema artificial deben reflejar estos objetivos.

Esto nos lleva a los sistemas artificiales de producción básicos en servicio.

Las posiciones de acuerdo a las instalaciones a nivel mundial de estos sistemas es la siguiente.

1. Bombeo mecánico.
2. Bombeo neumático.
3. Bombeo hidráulico.
4. Bombeo electrocentrífugo.
5. Bombeo hidráulico tipo jet.
6. Bombeo de cavidades progresivas.
7. Embolo viajero.
8. Otros métodos.

Estas posiciones pueden variar entre campos, entre estados, y entre países.

La elección entre los cuatro sistemas artificiales básicos depende de varios factores además de los costos de instalación y operación de los equipos. Algo muy importante es la productividad del pozo, y una primera etapa para elegir el sistema artificial de producción apropiado de acuerdo a lo anterior se muestra en la tabla 1.

Tabla 1.- Productividad del pozo y sistema artificial recomendado.

Gasto de producción (bl/día)	Sistema artificial recomendado
Mayor a 20,000	Bombeo electrocentrífugo o neumático
2,000-10,000	Cualquiera excepto bombeo mecánico
100-1,000	Cualquiera
Menor a 100	Cualquiera excepto electrocentrífugo

También es importante la presión del yacimiento. Una vez que ha disminuido por debajo de un tercio de la presión debida a la columna hidrostática de los fluidos en el pozo, el bombeo neumático continuo se vuelve cuestionable, ya que la cantidad de gas requerida para levantar los fluidos se vuelve excesiva.

Las bombas sumergibles pueden operar por debajo de algunos cientos de libras por pulgada cuadrada, y los pistones y los sistemas hidráulicos pueden operar esencialmente a una presión de cero, tal vez requiriendo ventilación de gas.

La profundidad puede ser una limitación importante, como se ilustra en la tabla 2:

Tabla 2.- Profundidad del pozo para el sistemas artificial recomendado.

Profundidad (pies)	Sistema artificial recomendado
Mayor a 12,000	Bombeo hidráulico
10,000 – 12,000	Cualquiera excepto electrocentrífugo
Menor a 8,000	Cualquiera

En la tabla 3 se muestran los problemas más comunes que afectan a la selección del sistema artificial de producción:

Tabla 3.- Problemas que influyen al elegir el sistema artificial de producción.

Problema	Bombeo			
	Mecánico	Hidráulico	Electrocentrífugo	Neumático
Arena	Normal	Normal	Normal	Excelente
Parafina	Malo	Bueno	Bueno	Malo
Alta RGA	Normal	Normal	Normal	Excelente
Agujero desviado	Malo	Bueno	Normal	Bueno
Corrosión	Bueno	Bueno	Normal	Normal
Altos	Malo	Bueno	Excelente	Bueno
Profundidad	Normal	Excelente	Normal	Bueno
Diseño Simple	Si	No	Si	No
Diámetro de la TR	Normal	Normal	Bueno	Bueno
Flexibilidad	Normal	Excelente	Malo	Bueno
Escala	Bueno	Normal	Malo	Normal

Como Factores secundarios, uno que se debe de considerar es que el sistema artificial apropiado para un pozo promedio es función de la edad del pozo.

En las etapas iniciales de un sistema artificial, la presión del yacimiento y la RGA son generalmente altas, por lo que el bombeo neumático se ve favorecido. Conforme ambas disminuyen, el bombeo neumático pierde sus ventajas y el bombeo electrocentrífugo se convierte en el más apropiado.

Finalmente, a bajas presiones y baja productividad, el bombeo mecánico y el hidráulico se convierten en los más adecuados. De cualquier manera, si la presión del yacimiento se mantiene con inyección de agua, el bombeo neumático y el eléctrico se mantienen como buenas opciones.

En la figura 5 se muestra el análisis del costo de inversión óptimo de los bombes hidráulico y eléctrico.

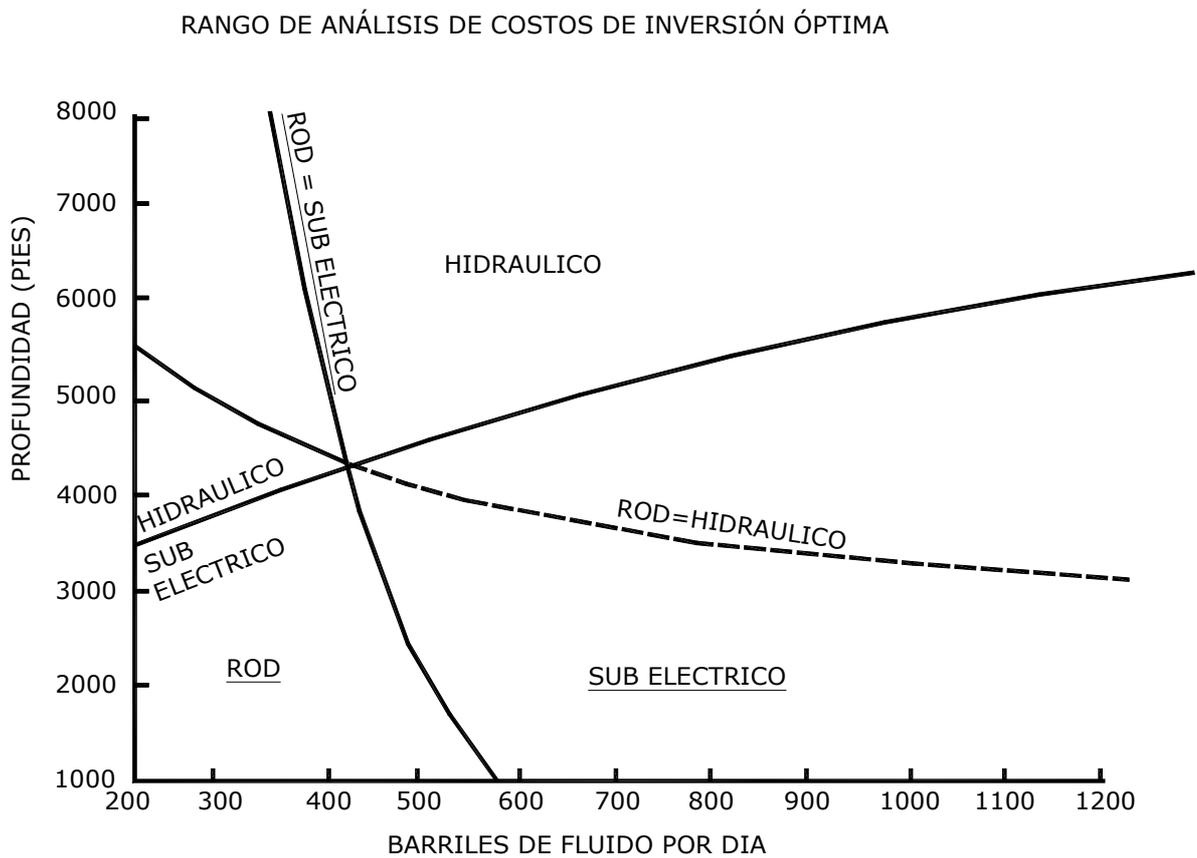
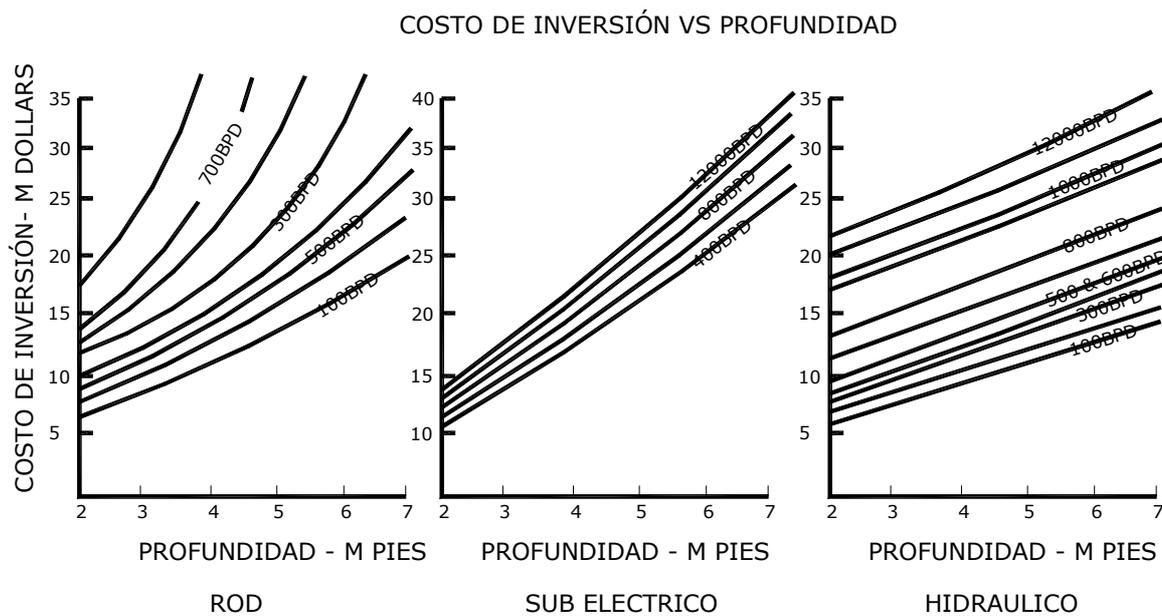


Figura 5.- Análisis del rango de costo de inversión óptimo.

En la figura 6 se muestra el costo de inversión contra la profundidad de los bombes hidráulico y eléctrico.



Fuente: L.D. Johnson

Figura 6.- Costo de inversión vs profundidad.

Bombeo Neumático

El bombeo neumático domina la costa del Golfo como sistema artificial de producción y se utiliza de manera extensiva en todo el mundo. La mayoría de estos pozos están bajo el bombeo neumático continuo.

El bombeo neumático a flujo constante se recomienda para pozos de alto volumen y alta presión estática de fondo, donde la mayoría de los sistemas de bombeo tienen problemas. Es una excelente aplicación para formaciones clásticas costa afuera con mecanismos de desplazamiento por expansión del agua de formación o por entrada de agua de un acuífero activo.

Sus ventajas son:

El bombeo Neumático es el mejor sistema artificial de producción para el manejo de materiales sólidos. Muchos pozos producen arenas aunque tengan instalados sistemas de control de arena. La arena producida afecta mecánicamente a las válvulas, pero en menor proporción que los equipos

de otros sistemas, que con una cantidad mínima de arena quedarán dañados.

Los pozos desviados pueden ser bombeados con este sistema sin ningún problema. Esto es de especial importancia para pozos en plataformas marinas, donde se perfora de manera direccional.

Este sistema permite la introducción de equipos de registro dentro del pozo, y de la misma manera, equipos de mantenimiento a través de la TP.

El diseño normal de este sistema deja a la TP sin ninguna obstrucción.

En este sistema, al encontrarnos con un pozo con una RGA muy alta, nos estamos topando con un beneficio, y no un perjuicio en comparación con los demás equipos.

Con el mismo equipo de bombeo neumático se puede poner a producir pozos con un rango muy amplio de volúmenes y de longitudes, lo que hace que este sistema sea muy flexible.

El equipo de superficie de este sistema es muy pequeño y poco costoso, además de su mantenimiento económico.

Sus limitaciones son:

La contrapresión relativamente alta dentro del pozo puede causar serios problemas restrictivos.

El costo de los compresores es muy alto, y estos requieren de mucha energía, ya que el costo por caballo de fuerza de un compresor supera los \$800 para locaciones en tierra, y de \$1800 para plataformas marinas. Además, el compresor representa mayor espacio y mayor peso para las instalaciones superficiales.

Se necesita tener una fuente adecuada de gas durante la vida del proyecto.

La operación y mantenimiento de los compresores es muy cara.

Existen restricciones para el bombeo neumático al trabajar con aceites con gravedades específicas.

IV. DESCRIPCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION Y EJEMPLOS DE APLICACION

Cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, se tiene que elegir que sistema artificial de producción será instalado.

El problema reinicia nuevamente al considerar el inicio de nuevo del flujo en un pozo muerto por medio de la inyección de gas y se señala que se requieren presiones mucho más altas en la salida del compresor para la reactivación que para la producción permanente. Los intentos para vencer esta dificultad han llevado al desarrollo de válvulas para bombeo neumático que se corren como parte de la sarta de la tubería de producción. Estas permiten la introducción del gas en la columna estática del flujo a profundidades intermedias con el objeto de iniciar el flujo.

Por lo común, se incluyen varias válvulas en la sarta de producción y están localizadas de tal modo que el gas inyectado puede entrar a la tubería de producción a profundidades progresivamente más bajas durante el proceso de inducir nuevamente el flujo por inyección de gas en un pozo muerto. En esta forma, la P_{wf} puede reducirse al punto en el cual la presión en la superficie para la inyección de gas es suficiente para inyectarlo cerca del pie de la tubería de producción.

El costo de instalación de un compresor se eleva naturalmente con los caballos de fuerza, y es razonable preguntar si es posible reducir substancialmente los caballos de fuerza del compresor y mantener todavía un gasto de producción de aceite cercano al valor óptimo.

Aunque existen modificaciones en la técnica de bombeo neumático que permiten su uso en pequeños pozos productores y que están abajo del límite económico, este tipo de bombeo es esencialmente un método para lograr una producción alta. Como tal, la fase de bombeo neumático en la historia de un pozo es por lo general corta (hasta 5 años) y está entre el

periodo inicial de flujo natural y la instalación final de extracción artificial, la cual probablemente será alguna forma de bombeo. El bombeo neumático, entonces, tiene sus aplicaciones más notables donde las restricciones del mercado y gobierno no son factores limitantes para decidir el gasto de producción del pozo. Y, ya que, al final, tiene que instalarse por lo común una bomba en cualquier caso, la justificación económica de instalar un sistema de bombeo neumático descansa frecuentemente en las ventajas económicas que se tienen al obtener producción, y en consecuencia, el ingreso adelantado tanto como sea posible.

El bombeo neumático es un sistema artificial de producción que funciona por un método de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo, hasta la superficie, a través de la inyección de gas.

Se utilizan presiones de inyección relativamente altas (250 lb/in² como mínimo), esta inyección de gas se da a través del espacio anular, y entra a la tubería de producción a través de válvulas colocadas en uno o más puntos de inyección.

Existen 2 métodos:

Bombeo neumático continuo.

En este, el gas se introduce de manera continua, es decir, un volumen continuo a través del espacio anular a la tubería de producción para aerar o aligerar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión en el fondo permita un abatimiento de presión suficiente en la formación, causando que el pozo produzca el gasto deseado.

Para realizar esto, se coloca una válvula en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie. Este método se utiliza en pozos con un alto IP (mayor a 0.5 bl/día/lb/in²) y presiones de fondo fluyendo relativamente altas,

es decir, que la columna hidrostática sea del orden del 50% o más en relación a la profundidad del pozo.

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

Bombeo neumático intermitente

Este método consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador o interruptor, después, este gas pasa del espacio anular a la tubería de producción. A través de una válvula que va insertada en un mandril en la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la tubería de producción, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite debido a la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, sólo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

En el bombeo neumático intermitente el gas es inyectado a intervalos regulares, de tal manera que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que está produciendo la formación hacia el pozo.

El bombeo neumático intermitente es usado en pozos con volumen de aceite, generalmente bajo o en pozos que tienen las siguientes características:

- a. Alto índice de productividad (mayor a $0.5 \text{ bl/día/lb/in}^2$) en pozos con baja presión de fondo, columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad.
- b. Bajo índice de productividad (menor a $0.5 \text{ bl/día/lb/in}^2$) en pozos con baja presión de fondo.

Tipos de instalación para bombeo neumático:

En general, el tipo de instalación para bombeo neumático esta influenciado principalmente si el pozo va a ser puesto en producción con flujo continuo o intermitente. También la selección del tipo de válvula depende de esta característica de producción del pozo. Las válvulas están diseñadas de tal manera que trabajen de manera similar a través de un orificio variable para flujo continuo, dependiendo de la presión de la tubería de producción. Las condiciones del pozo dictarán el tipo de instalación en un grado alto. El tipo de terminación, como en agujero descubierto es muy importante también. Además, condiciones como la producción de arena y conificación por agua o gas son puntos vitales para el diseño de la instalación.

En la determinación del tipo de instalación inicial, el juicio deberá de estar basado en el comportamiento futuro del pozo, incluyendo la declinación de la presión de fondo y el índice de productividad. Terminaciones múltiples requerirán una instalación más compleja. Pozos marinos requerirán un análisis más exhaustivo debido a los altos costos de operación fuera de la costa.

Instalaciones abiertas:

En esta operación la tubería de producción esta suspendida en el pozo sin ningún empacador. El gas es inyectado por el espacio anular y los fluidos son sacados de la tubería de producción. Esto permite una comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular, por lo que se restringe este tipo de instalación a pozos que ofrezcan un buen sello de fluidos. Esta instalación se muestra en la figura 7.

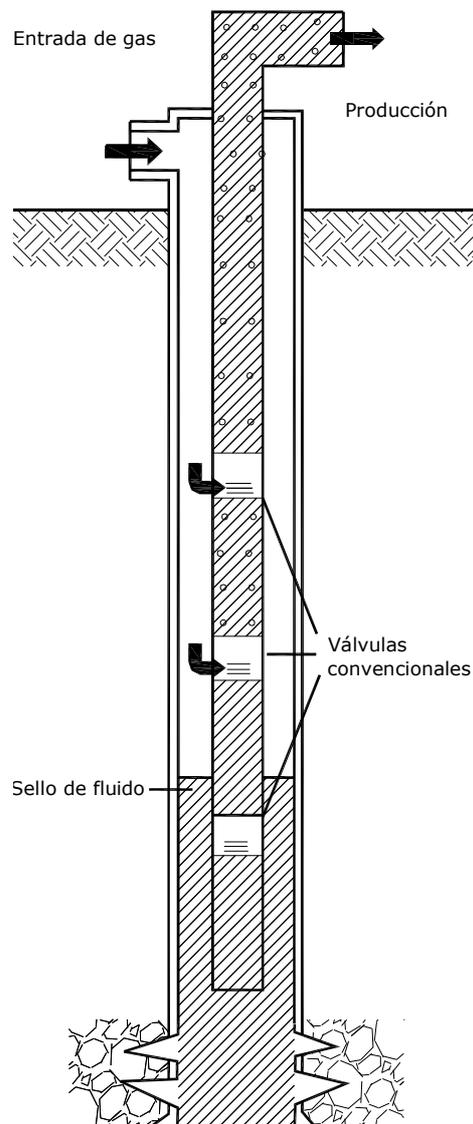


Figura 7.- Instalaciones abiertas se usan para flujo continuo e intermitente.

Normalmente esto significa que estos pozos son sujetos solamente a un flujo continuo. A pesar de esto, puede ser posible poner una instalación de este tipo a un pozo con flujo intermitente, pero solamente que exista alguna condición para no correr un empacador.

Otro problema que presenta este tipo de instalación es que al variar la presión de la línea de descarga, el nivel del fluido en el espacio anular subirá y bajará, causando una severa erosión en las válvulas.

Además, el pozo deberá de ser vaciado y reestabilizado cada vez que se cierre. Como no hay empacador en el pozo, el fluido se elevará durante el cierre, por lo que este fluido debe de ser sacado del espacio anular.

De acuerdo a las distintas desventajas que presenta este tipo de instalaciones, es evidente que normalmente no es muy recomendable. De cualquier forma, existen casos en donde correr un empacador es indeseable por condiciones de corrosión, mal asentamiento de la tubería de revestimiento, entre otras. Donde no es posible correr un empacador, se debe de poner la instalación abierta, y esta trabajará eficientemente en la mayoría de los pozos con flujo continuo.

Instalaciones semi-cerrada:

Esta instalación es idéntica a la abierta, excepto que se agrega un empacador para aislar el espacio anular de la tubería de producción. Este tipo de instalación es adecuada para ambos casos de flujo constante o intermitente. La instalación se muestra en la figura 8.

Ofrece varias ventajas sobre la instalación abierta. Primero, una vez que el pozo ha sido vaciado, no existe la posibilidad de que el fluido reingrese al espacio anular, ya que todas las válvulas cuentan con una válvula check invertida. Segundo, ningún fluido puede salir de la tubería de producción y entrar al espacio anular por la parte de debajo de la tubería de producción.

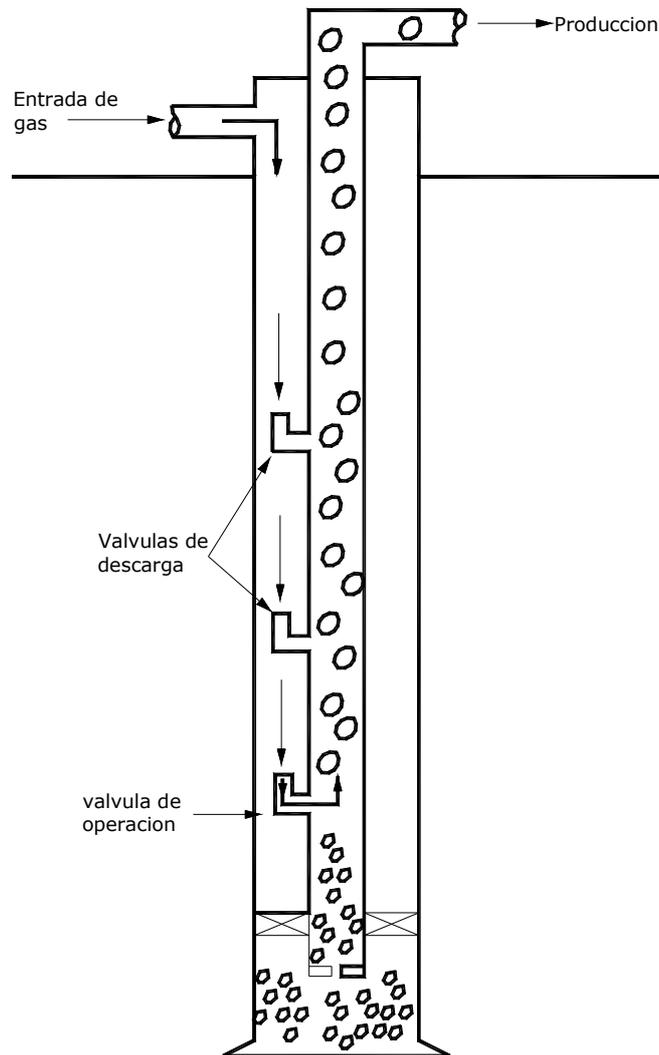


Figura 8.- Instalación semi-cerrada adecuada para flujo constante e intermitente.

Este tipo de instalación también se utiliza para bombeo neumático intermitente. A pesar de que en la instalación se permite comunicación directa de la presión en la tubería de producción hacia la formación, el empacador evitará que la presión del gas inyectado actúe sobre la formación, aunque como se menciono anteriormente, este tipo de instalación no permite que la presión del gas actúe sobre la formación, después de que el gas ingresado a la tubería de producción a través de las válvulas, lo que puede ocurrir en el bombeo intermitente.

Instalación cerrada:

Este tipo de instalación es similar a su vez, a la instalación semi-cerrada, excepto por una válvula se instala dentro de la tubería de producción. Aunque normalmente esta válvula que se instala en el fondo del pozo, esta también se puede colocar directamente por debajo de la última válvula de bombeo neumático. . Esta instalación se muestra en la figura 9.

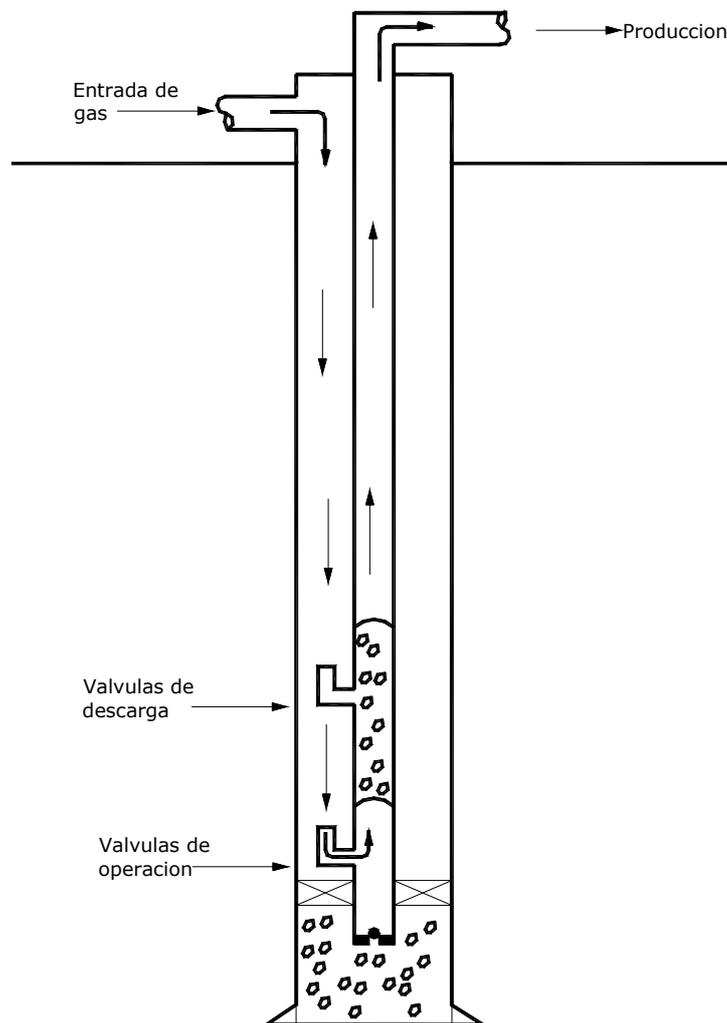


Figura 9.- Instalación cerrada adecuada para bombeo intermitente.

Esta válvula previene que la presión de gas inyectado actúe en la formación y debe colocarse en instalaciones de bombeo intermitente.

Válvulas:

Los diferentes fabricantes han categorizado a las válvulas de BN dependiendo de que tan sensible sea una válvula a una determinada presión actuando en la TP o en la TR. Generalmente son clasificadas por el efecto que la presión tiene sobre la apertura de la válvula; esta sensibilidad esta determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada de gas.

Normalmente, la presión a la que se expone una válvula la determina el área del asiento de dicha válvula. Los principales mecanismos de las válvulas para ambos casos (en la TP y la TR), son los mismos, y solo la nomenclatura cambia.

Las válvulas de BN operan de acuerdo a ciertos principios básicos, que son similares a los reguladores de presión.

Las partes que componen una válvula son:

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

Clasificación de las válvulas de BN:

- a) Válvulas Balaceadas

Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o en la posición abierta.

Se observa que la presión de la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión. De acuerdo a esto, la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.

b) Válvulas Desbalanceadas

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

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

V. DISEÑO DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION

Bombeo Neumático:

Diseño de válvulas y sargas para el bombeo neumático.

La colocación de las válvulas en la posición óptima en la sarga depende de un gran número de variables, como la densidad relativa y temperatura del gas inyectado, los diámetros de la tubería de producción y revestimiento, la temperatura del pozo a diversas profundidades, la presión de la inyección del gas y el comportamiento del flujo de entrada al pozo entre otras, además de varias características diferentes del diseño en los diversos tipos de válvulas para bombeo neumático disponibles en el mercado.

Válvulas diferenciales:

Las características principales de la válvula diferencial se ilustran en la figura 10.

El vástago de la válvula está acoplado a un resorte helicoidal, el cual, en ausencia de otras fuerzas, mantiene el vástago alejado del asiento de la válvula, de tal manera que la válvula está abierta normalmente. La acción del resorte puede regularse con una tuerca ajustable.

Cuando la válvula está abierta, se aplica presión extrema al vástago de dos formas: a través de la ventana u orificio abierto en la parte superior de la válvula de modo que la presión total de la inyección de gas a la profundidad en la cual está colocada la válvula se aplica sobre el área del Vástago de la válvula, oponiéndose al resorte y actuando para cerrar la válvula: otra forma es a través del estrangulador situado en la pared de la válvula.

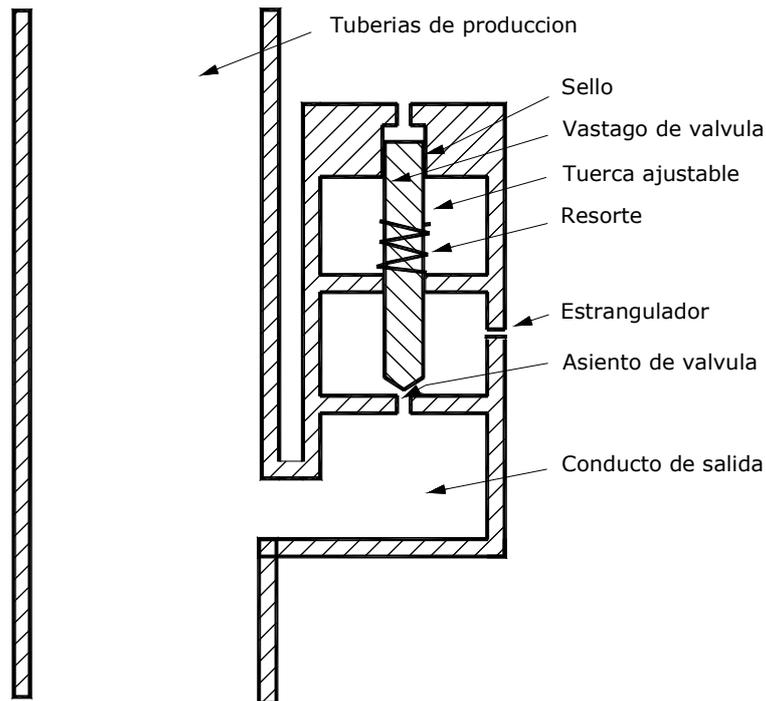


Figura 10.- Válvula diferencial se usa en pozos poco profundos y de baja producción.

Cuando la válvula esta abierta, y siempre que la presión de inyección de gas sea mayor que la presión en la tubería de producción a la profundidad de la válvula, el gas fluye a través del estrangulador y dentro de la tubería de producción. La presencia del estrangulador ocasiona una caída de presión, de modo que la presión aplicada a la parte inferior del vástago de la válvula es menor que la que se aplica en el extremo superior. Cuando el flujo de gas a través del estrangulador llega a ser suficientemente grande, la diferencia en las presiones del gas aplicada a los extremos superior e inferior del vástago, multiplicada por la sección transversal del vástago, es mayor que la fuerza ejercida por el resorte y la válvula se cierra. Por lo común, la válvula puede ajustarse para cerrar cuando la diferencia está en el rango de 100 a 150 lb/in².

Ya que la presión en la tubería de producción es aún menor que la presión del gas de inyección después del estrangulador, la válvula no se volverá a abrir hasta que la presión en la tubería de producción haya

pasado por una elevación substancial, de modo que la acción de cierre es positiva y no hay tendencia a que vibre la válvula.

Aunque este tipo de válvula es comparativamente de construcción simple, barata y aunque tiene la ventaja de que su operación está controlada por las condiciones en la columna fluyente, tiene una desventaja mayor. Para asegurarse que la condición en la columna que fluye regula la operación de la válvula, es necesario limitar la caída de presión a través del estrangulador.

Como resultado, el gasto de la inyección de gas que pasa a la tubería vía una válvula diferencial está limitado y, por lo tanto, no se alcanzan las condiciones óptimas de flujo en la tubería de producción arriba de la válvula. Por esta razón, las válvulas diferenciales no se usan en pozos profundos, es decir, debajo de 4000 pies. Su mayor aplicación se encuentra en los pozos en donde los grandes incrementos de la producción están acompañados relativamente por pequeños incrementos en la **RGL**; o en pozos en los cuales la baja producción se obtiene de profundidades someras (de escasa profundidad o poco profunda).

Ejemplo:

Se diseñará una sarta de válvulas diferenciales para utilizarla en el siguiente pozo:

Datos:

Intervalo productor	7,000 a 7,030 pies
Presión estática	2,000 a 7,000 pies
Índice de productividad	0.4 bl/día/lb/in ²
RGL de la formación	200 ft ³ /bl
Densidad relativa del aceite	25° API

Está disponible gas de densidad relativa de 0.6 en cantidades ilimitadas a una presión de 550 lb/in². Están disponibles válvulas diferenciales de varios diámetros de estrangulador y con ajustes de resorte de 100 lb/in².

El primer paso es decir si hay suficiente presión de gas para permitir que se inyecte el gas cerca de la zapata de la tubería de producción (se supone que esta a 7,000 pies) cuando el pozo está en producción constante, y si no, a que nivel de profundidad que sea el más bajo puede colocarse una válvula de tal manera que sea útil.

Si el gas se inyecta a 7,000 pies, la presión en ese punto no podría ser mayor de 500 lb/in². Con una contrapresión de 500 lb/in² a 7,000 pies, la formación puede producir.

$$0.4 (2000 - 500) = 600 \text{ bl/día}$$

A esta producción, suponiendo **RGL** óptimas, las curvas de la presión muestran que una presión de 500 lb/in² soporta una columna fluyendo de 10,000 pies en una tp de 3 ½ inch. Se podría decidir entonces usar una sarta de tp de 2 7/8 inch., cuando es evidente que el gas hará turbulencia ya sea en la zapata o cerca de ella a 7,000 pies en producción constante.

Si se ha decidido entonces correr una sarta de 7,000 pies de tubería de producción de 2 7/8 inch, el paso siguiente es fijar la posición de la primera válvula (superior). Esto puede hacerse basándose en las consideraciones estáticas.

El aceite es de 25° **API**, es decir, su densidad relativa es de 0.9042, por lo que ejerce una presión estática de 0.39 lb/in²/ft. Entonces, cuando el pozo está fuera de producción, hay una columna de aceite de longitud de 2,000/0.39, ó 5,130 pies en la tubería de producción y el nivel de fluido es de 7,000 – 5,130, ó 1,870 pies debajo de la superficie.

Sin tomar en cuenta el peso de la columna de gas en el espacio anular y permitiendo un margen de seguridad de 50 lb/in², la válvula superior puede

ajustarse a una profundidad en la cual la columna estática ejerza una presión de 500 lb/in². Si esta profundidad es D_1 , entonces D_1 se calcula mediante la ecuación:

$$0.39 (D_1 - 1870) = 500$$

$$D_1 = 3150 \text{ pies}$$

Ahora se hacen las gráficas de las curvas de presión contra el gasto en la tubería de producción a diversas profundidades, usando la **RGL** natural de la formación de 200 ft³/bl. Esta gráfica se muestra en la figura 11.

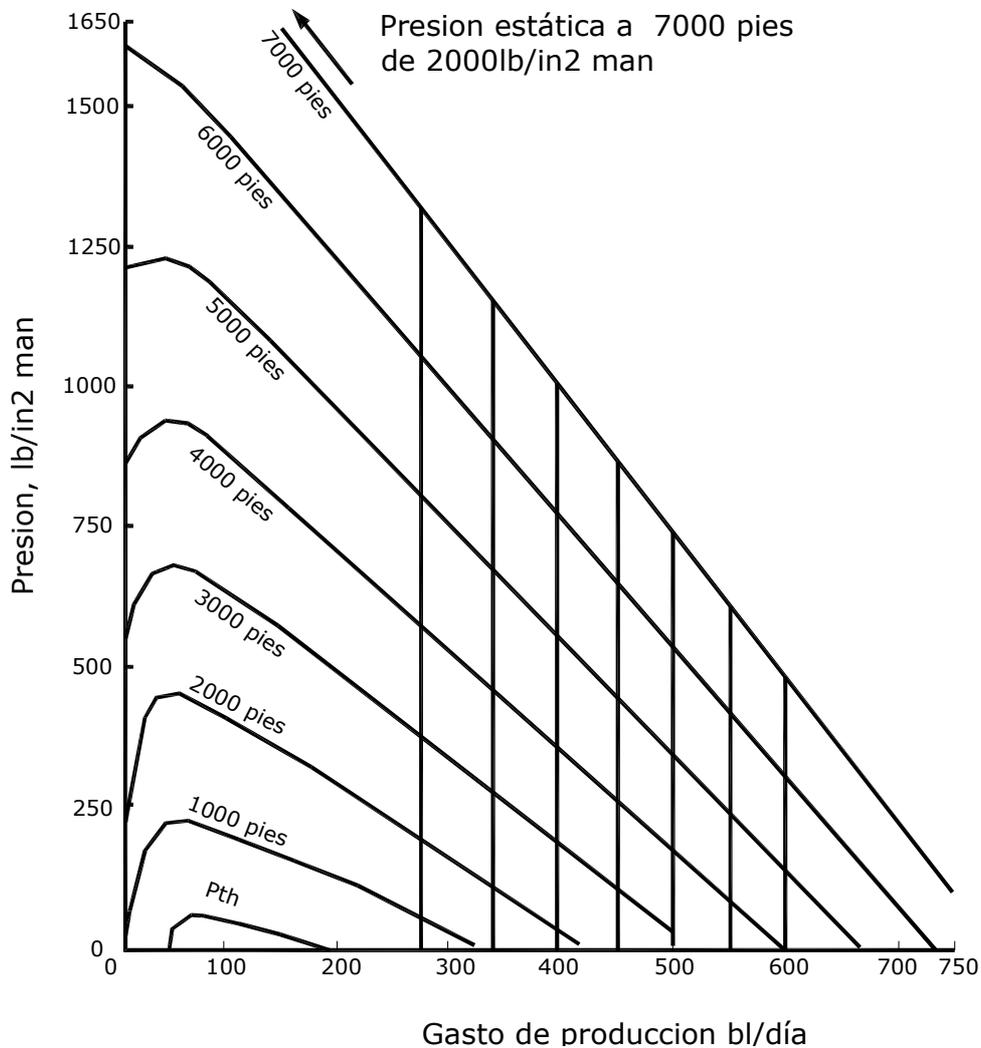


Figura 11.- En la tubería de producción a diversas profundidades (presión estática a 7000 pies de 2000 lb/in² man.).

Esta gráfica surge de los datos calculados a partir de las curvas de distribución de la presión para la **tp** de 2 7/8 inch y una **RGL** de 200 ft³/bl.

Después, se hace la gráfica de la curva de presión contra gasto en la tubería de producción a la profundidad de la primera válvula, a saber, 3,150 pies, usando la RGL natural de la formación, ya que durante la inducción al flujo en el pozo mediante inyección de gas, cuando el gas de inyección pasa sólo por la válvula superior, el flujo en la sarta de la tp debajo de esta válvula está a la **RGL** de la formación. La gráfica se muestra en la figura 12.

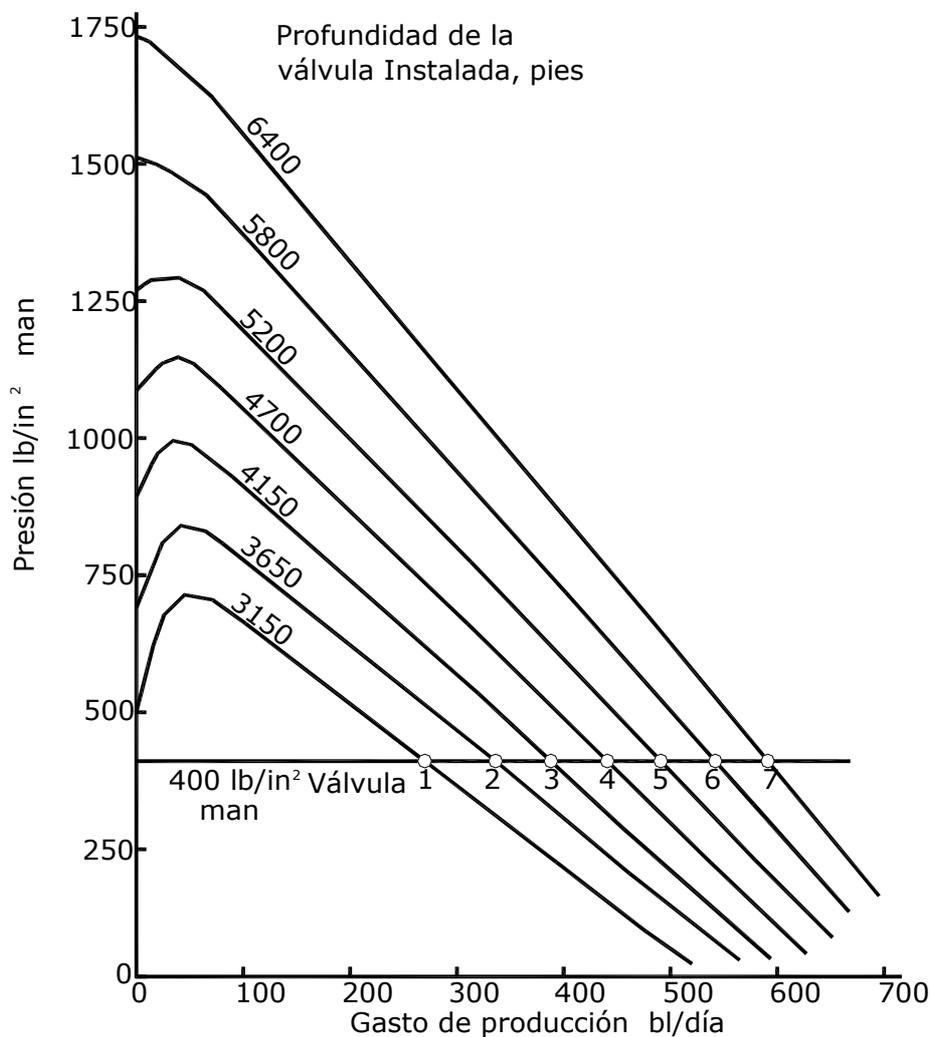


Figura 12.- En la tubería de producción a la profundidad de la primera válvula a 3150 pies.

De acuerdo a esta gráfica, es evidente que el gasto en equilibrio que se alcanzará con la inyección de gas en la válvula 1 es de 275 bl/día.

Para determinar la profundidad a la cual debe de colocarse la válvula 2, es necesario encontrar el punto en la tubería de producción que tenga una presión de 500 lb/in² cuando el gas está inyectado por la válvula 1 y la presión a 3,150 pies es de 400 lb/in². Para hacerlo, se hace una gráfica de presión contra profundidad a partir de la primera gráfica con un gasto de producción de 275 bl/día. Esta gráfica se muestra en la figura 13.

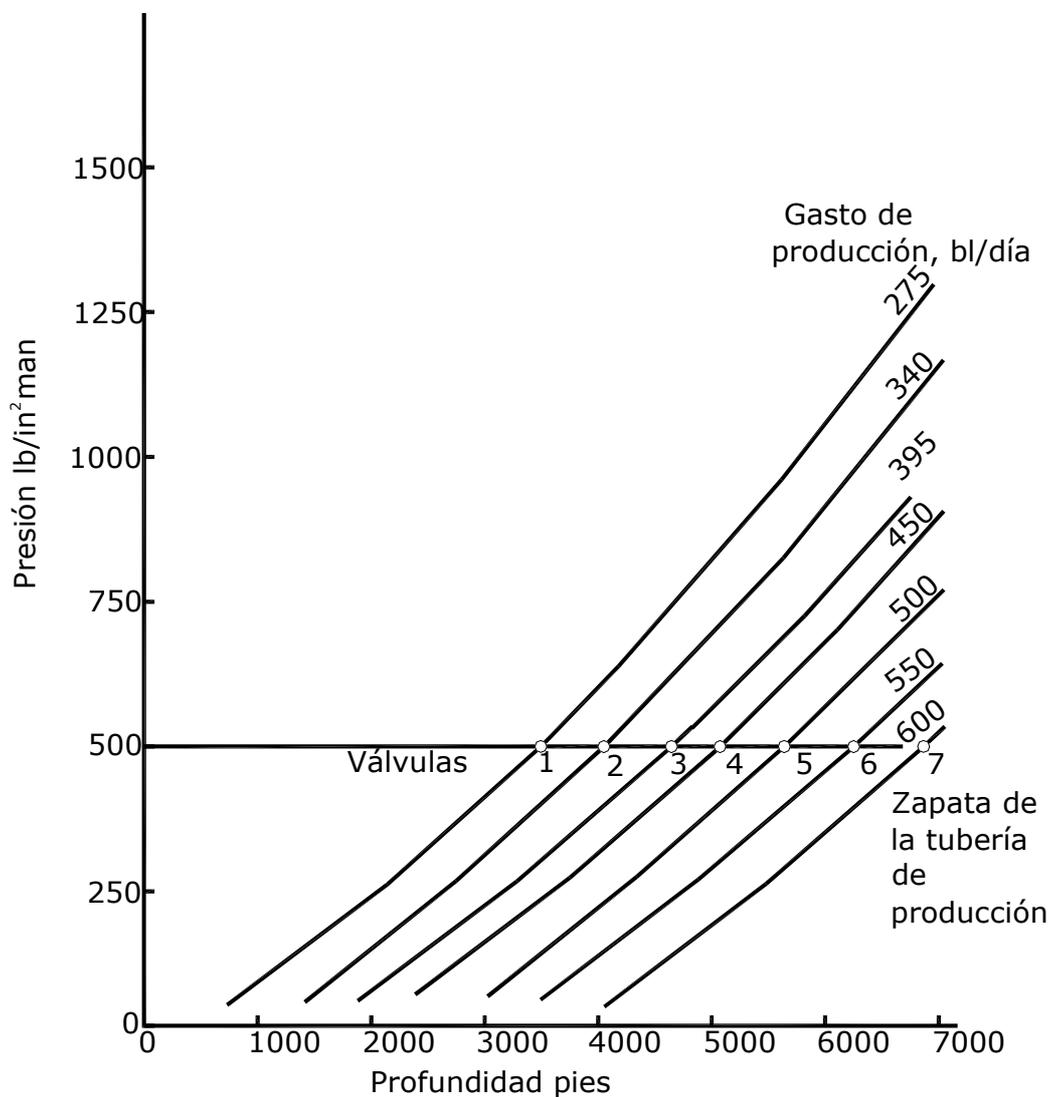


Figura 13.- Gasto de producción de 275 lb/día en la primera válvula.

Es claro que la válvula 2 debe colocarse a 3,650 pies. De la gráfica antepasada, se puede ver que el gasto del pozo, cuando la presión en la tp a 3,650 pies de 400 lb/in² será de 340 bl/día.

Las últimas 2 figuras muestran ya la continuación del proceso descrito anteriormente, para llegar al resultado de la sarta de válvulas que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.- Resultado de la sarta de válvulas profundidad, gasto.

Válvula	Profundidad (pies)	Gasto cuando la presión a esta profundidad es de 400 lb/in ² . (bl/día)
1	3150	275
2	3650	340
3	4150	395
4	4700	450
5	5200	500
6	5800	550
7	6400	600
Zapata de la tp	7000	500 @ 500 lb/in ²

El siguiente paso es verificar si, de hecho pueden mantenerse las presiones de flujo de 400 lb/in² junto con una **P_{th}** positiva, a las profundidades calculadas para la colocación de las diversas válvulas. Como parte de esta verificación, se determinarán los gastos mínimos a los cuales las diferentes válvulas deben pasar gas, y éstos se usarán para la etapa final para determinar los diámetros requeridos de estranguladores.

Suponiendo que se desea operar con una **P_{th}** de 50 lb/in². Ya que los gastos en la tp a las profundidades de las diversas válvulas quedan debajo de 200 y 600 bl/día y como la presión a cualquier profundidad de la válvula

debe caer a 400 lb/in² antes de que esa válvula cierre, todo lo que se requiere para determinar si el resorte de válvula, trabajará en realidad, en la figura 14.

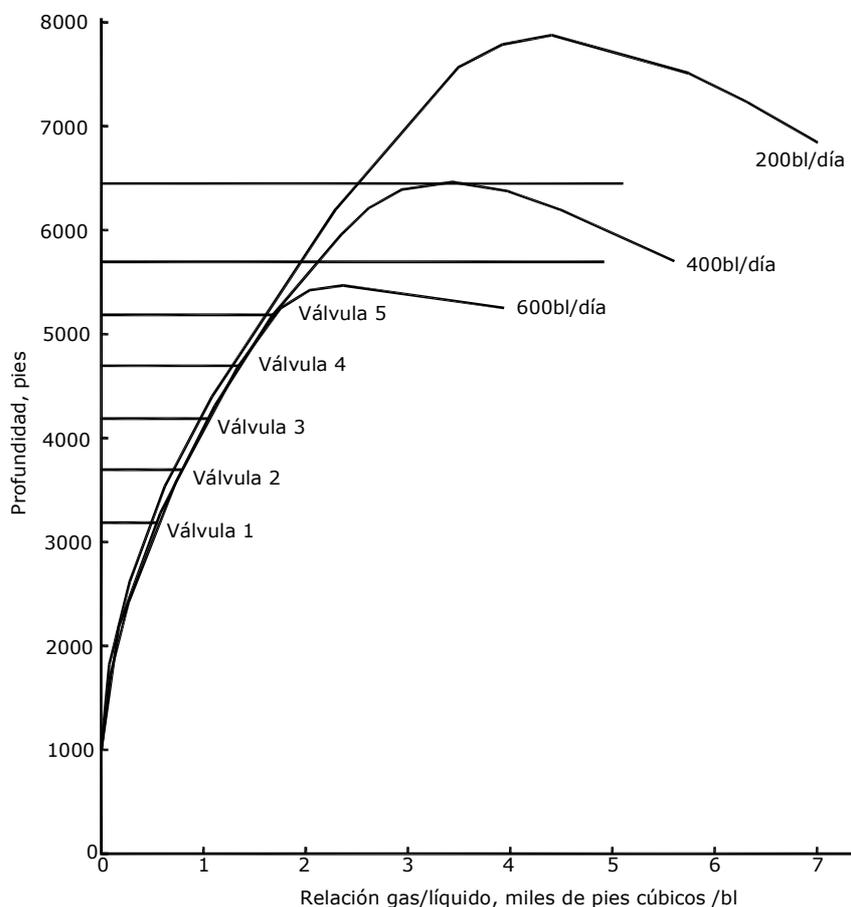


Figura 14.- Los gastos en la tubería de producción a las profundidades de las válvulas instaladas quedan por debajo de 200 y 600 bl/día.

En esta figura, la profundidad a la cual la presión en la tp es de 400 lb/in² se grafica contra la **RGL** para gastos de producción de 200, 400 y 600 bl/día. La información se deduce de las curvas de distribución de presión anterior.

Las posiciones de las cinco primeras válvulas se han graficado, pero no es posible localizar las válvulas 6 y 7. Se deduce que la válvula 6 abrirá, pero la presión en la tp a esta profundidad de válvula nunca se reducirá a

400 lb/in², aún a la RGL óptima; por lo tanto, esta válvula no se cerrará, y la válvula 7 no entrará en operación.

Para determinar la presión mínima que se puede lograr a 5,800 pies (profundidad de la válvula 6) y el gasto de producción correspondiente, es necesario volver a la gráfica de gasto de producción contra presión en la tp a esa profundidad (curva A), y superponer la gráfica de gasto de producción contra la presión a la RGL óptima, suponiendo P_{th} de 50 lb/in² (curva B). Esto se muestra en la figura 15.

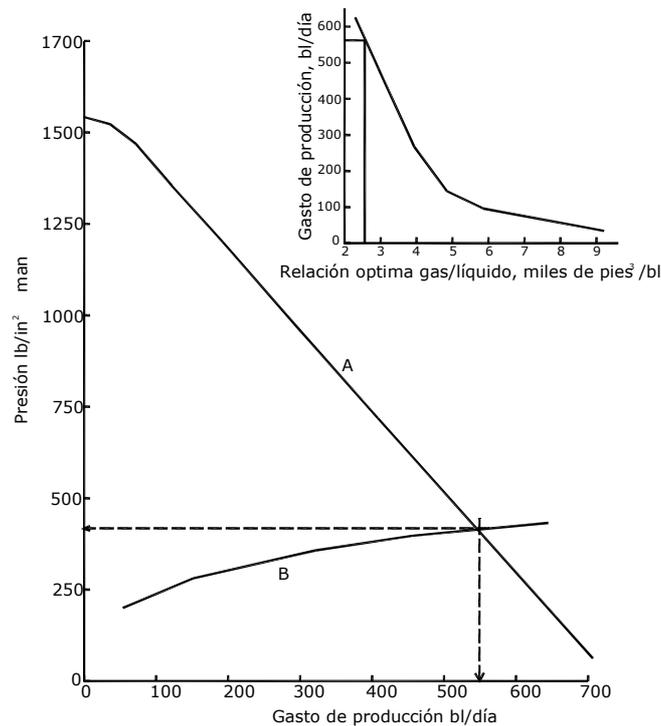


Figura 15.- La intersección de las curvas A y B muestra que el pozo producirá a 545 bl/día, la presión opuesta a la válvula 6 es de 410 lb/in². La gráfica pequeña muestra que con un gasto de 545 bl/día por una tp de 2 7/8 in, la RGL óptima es de 2.6 mil pies cúbicos/bl.

El gasto de inyección de gas a través de cada válvula durante la reactivación del pozo, y por lo tanto, los diámetros de estranguladores requeridos para las diversas válvulas, pueden obtenerse de la información de la penúltima figura, para dar como resultado la siguiente tabla:

Tabla 5.- Gasto máximo de producción, volumen de gas inyectado.

Válvula	RGL requerida en la tp (mpc/bl)	RGL inyectada (mpc/bl)	Máximo gasto de producción (bl/día)	Volumen de gas inyectado diariamente por la válvula (mpc)
1	0.55	0.35	275	96.25
2	0.80	0.60	340	204.00
3	1.15	0.95	395	375.25
4	1.45	1.25	450	562.50
5	1.80	1.60	500	800.00
6	2.60	2.40	545	1308.00

Para las válvulas diferenciales bajo consideración, la presión corriente arriba es de 500 lb/in² y la presión de cierre corriente abajo para las válvulas 1 a 5, inclusive es de 400 lb/in². Para la válvula 6, la presión mínima corriente abajo es de 410 lb/in². Entonces, utilizando la ecuación:

$$F\left(\frac{P_2}{P_1}\right) = \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{1.6} - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{1.8} \right]^{1/2}$$

Los diámetros del estrangulador requeridos en las diversas válvulas se pueden encontrar en la siguiente tabla:

Tabla 6.- Diámetro de estranguladores de cada válvula con redondeo a 1/64".

Válvula	p1	p2	p1/p2	F(p1/p2)	A	Φ estrangulador	Redondeo a 1/64"
1	515	415	0.806	0.173	0.0079	0.100	7
2	515	415	0.806	0.173	0.0168	0.146	10
3	515	415	0.806	0.173	0.0309	0.198	13
4	515	415	0.806	0.173	0.0464	0.243	16
5	515	415	0.806	0.173	0.0659	0.290	19
6	515	425	0.825	0.167	0.1117	0.377	25

En resumen, si se va a usar una sarta de 2 7/8 inch. De válvulas diferenciales, el gasto máximo con bombeo neumático que puede esperarse es de 545 bl/día y se deben colocar 6 válvulas en la sarta de la siguiente manera, como se indica en la tabla 7:

Tabla 7.- Profundidad a la que las válvulas deben ir colocadas en la sarta.

Válvula	Profundidad (pies)	Diámetro del estrangulador (in)
1	3150	7/64
2	3650	10/64
3	4150	13/64
4	4700	16/64
5	5200	19/64
6	5800	25/64

Con esta sarta, el punto de inyección más bajo debe ser en la válvula 6. La inyección de gas requerida será de 1308 miles de pies cúbicos/día de gas a 500 lb/in².

Válvulas con fuelle cargado a presión:

El tipo de válvula cargada a presión es la llamada de flujo intermitente que, a pesar de su nombre, se puede usar para flujo constante lo mismo que para condiciones de flujo intermitente. Las características principales de estas válvulas, se muestran en la figura 16.

La válvula se mantiene normalmente cerrada por medio de fuelles o domos cargados a presión. La fuerza de la carga de presión en el área de los fuelles se opone a la fuerza ejercida por la presión de la inyección de gas en el área de los fuelles menos el área del vástago de la válvula por la presión en la tubería de producción a la profundidad de la válvula.

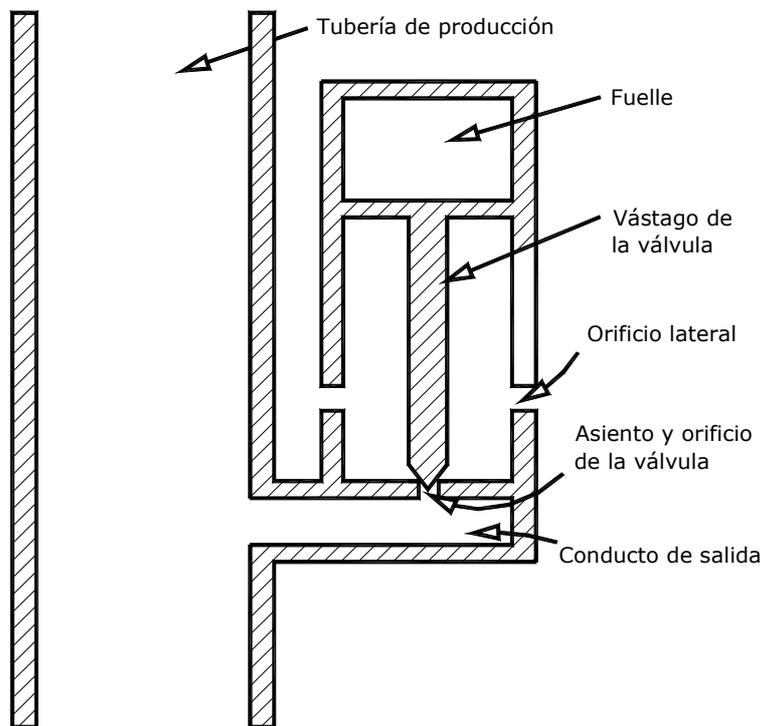


Figura 16.- Válvula con fuelle cargado a presión también llamada de flujo intermitente, se usa para flujo constante e intermitente.

Si:

p_i = Presión de la inyección de gas, lb/in²

p_b = Presión de carga en los fuelles, lb/in²

p = Presión en la tubería de producción, lb/in²

A = Presión de los fuelles, in²

B = Área del vástago de la válvula, in²

Entonces la válvula abrirá cuando p_i se eleve a un valor tal que:

$$P_i(A - B) + pB > p_b A$$

Con la válvula abierta, suponiendo que p_i es suficientemente grande para que tenga lugar la inyección de gas, el gas se mueve adentro de la tubería de producción a través de la válvula. Ya que las aberturas laterales son grandes y no ejercen ningún efecto de estrangulación apreciable, la presión

dentro del cuerpo de la válvula es igual a la presión de la inyección de gas p_i , y ésta actúa ahora sobre el área total de fuelles, de modo que la fuerza que se opone a la influencia de cierre de la carga de los fuelles es $p_i A$. Pero p_i es mayor que p , de modo que:

$$p_i A > P_i (A - B) + p B$$

Ya que las condiciones del flujo óptimo se alcanza a la profundidad en que se encuentra cada válvula, se supera la desventaja de la sarta de válvulas diferenciales; las válvulas de tipo intermitente pueden espaciarse en intervalos más amplios que las válvulas de tipo diferencial. Sin embargo, el área del vástago de la válvula debe ser relativamente pequeña (por lo general de 3/8 de inch o menos); de otra forma, la razón de esta área con respecto al área de los fuelles sería grande, y la apertura de válvula llegaría a depender altamente de la presión en la tubería de producción. Por lo tanto, los gastos altos de gas requeridos para instalar el bombeo neumático en un productor grande o para la extracción de lodo de un pozo pequeño, por ejemplo, no puede pasar a través de una válvula de flujo intermitente del tipo descrito anteriormente.

Diseño de bombeo neumático continuo:

En la figura 17 se muestra una instalación típica de bombeo neumático continuo.

Hay 6 válvulas en el pozo. Las cuatro válvulas superiores son utilizadas como válvulas de descarga para llegar a la quinta válvula, que es la válvula operante. Una válvula adicional se agrega por seguridad al cambiar las condiciones del pozo.

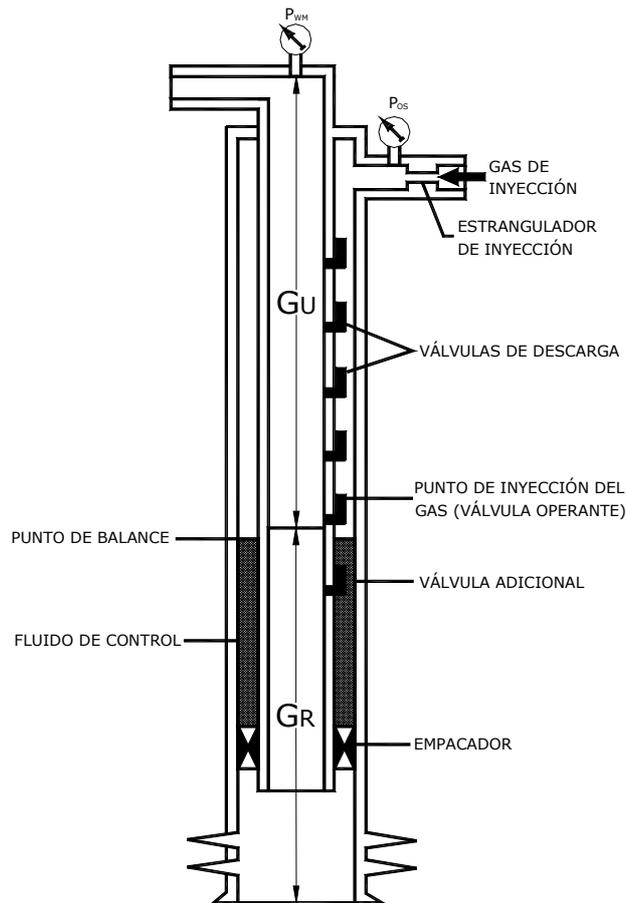


Figura 17.- Instalación típica de bombeo neumático continuo cuenta con 6 válvulas en el pozo. Las 4 válvulas superiores son las de descarga, la quinta es la operante y una válvula adicional que se agrega por seguridad.

Como existe una válvula extra por debajo de la operante, el fluido de control se ubica en un punto de balance entre la presión en el espacio anular y la presión de la tubería de producción.

Sin esta válvula en el pozo, el nivel del líquido en el espacio anular se mantendría a la profundidad de la quinta válvula.

Las cuatro válvulas de descarga se mantienen inoperantes hasta que es necesario descargar el pozo de nuevo por alguna razón, como después de cerrar el pozo. Si las válvulas check inversas funcionan adecuadamente, el nivel del líquido no debería de cambiar en el espacio anular después de alcanzar las condiciones de estabilidad.

En la gráfica 18, se muestran los gradientes y las presiones involucradas en el bombeo del pozo:

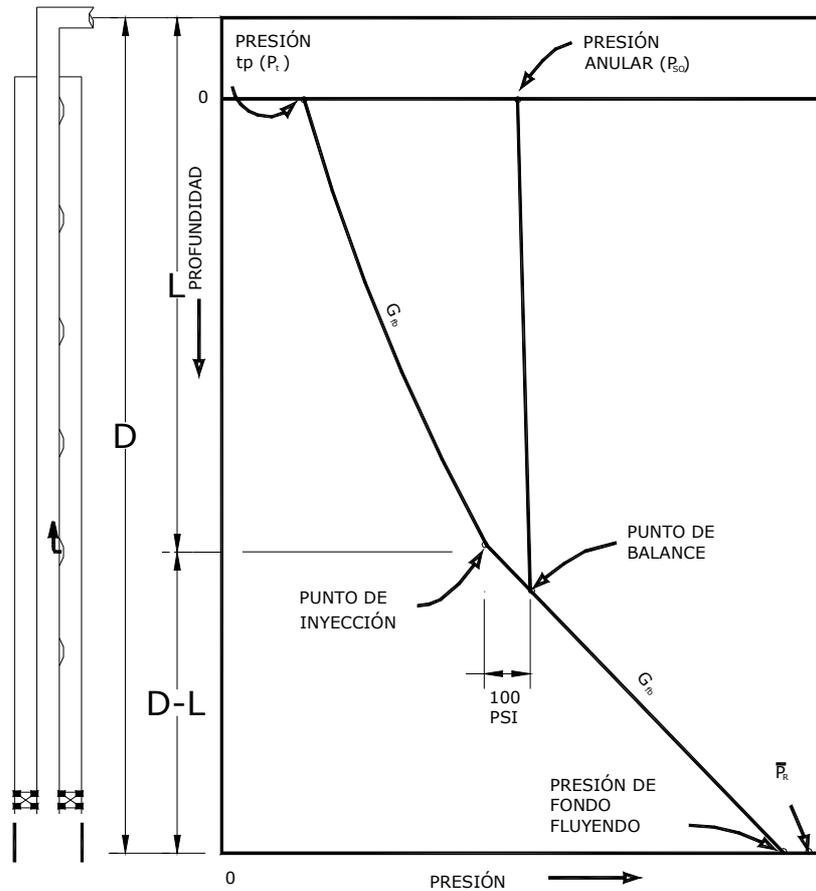


Figura 18.- Gradientes y presiones del recorrido de los fluidos hasta la superficie.

En esta ilustración, se grafica la profundidad contra la presión, y la presión del recorrido de los fluidos; comienza con la presión de fondo fluyendo, y sigue todo el camino hasta la superficie.

Asumiendo un gradiente de flujo por debajo del punto de inyección, y un gradiente de flujo promedio por encima del punto de inyección, hay que comenzar con la presión de la tubería de producción y calcular la presión de fondo fluyendo, de la siguiente manera:

$$P_{wh} + G_{fa}L + G_{fb}(D-L) = P_{wf}$$

donde:

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

G_{fa} = Gradiente de flujo promedio por encima del punto de inyección, pies.

G_{fb} = Gradiente de flujo promedio por debajo del punto de inyección, pies.

L = Profundidad del punto de inyección, pies.

D = Profundidad total del pozo, en pies.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, lb/in².

Esta es la base del diseño del bombeo neumático continuo. El flujo continuo crea la necesaria presión de fondo fluyendo para permitir que el pozo fluya a un gasto en particular.

El gas es inyectado en tal punto de tal forma que se consiga esta presión. Algunos factores como la presión disponible, el volumen de gas disponible, el diámetro de la tubería de producción y la presión de flujo en la tubería de producción, influenciarán la producción.

Análisis nodal

El análisis nodal del sistema de producción por Bombeo Neumático Continuo se describe a continuación, utilizando como nodo solución la boca del Pozo.

A partir de la presión estática, suponiendo gastos (q_{os}) para calcular la presión en el fondo del pozo (P_{wf}).

Este procedimiento se realiza con la **IPR** calculada con una de las ecuaciones existentes (Vogel, Fetkovich o Jones).

A partir de esta presión, se calcula la presión del fluido produciendo a la profundidad de la válvula (p_{ti}). Estos cálculos se realizan con la **R** de la formación utilizando el método de flujo multifásico apropiado.

Se calcula la presión en la cabeza del pozo a partir de la presión de la válvula calculada anteriormente, pero ahora hay que considerar el gas inyectado que se incorpora en los fluidos producidos, calculando el flujo multifásico con una relación gas total aceite (RGTL) que esta constituida por el gas de la formación mas el gas inyectado (i_g).

Este procedimiento se debe de repetir para diferentes gastos de aceite y RGTL.

Con estos valores calculados de p_{th} contra gasto, a diferentes RGTL.

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} de la misma manera que en el procedimiento anterior.

Se grafican nuevamente estos valores como en la gráfica señalada anteriormente.

Se sobreponen las gráficas para que podamos observar las distintas capacidades de producción del sistema y las presiones en la boca del pozo a diferentes RGTL o dicho de otra forma, gastos de inyección de gas.

VI. ANÁLISIS ECONÓMICO

Costos de producción por Bombeo Neumático Continuo

Para realizar el análisis económico de este sistema, primero debemos calcular la **HP** (potencia requerida de compresión) de la siguiente forma:

Primero calculamos **RCT**, relación de compresión, que esta definido como:

$$\mathbf{RCT} = \mathbf{Pd/Ps}$$

si este valor es mayor a 4 el proceso de compresión debe realizarse en varias etapas, por lo que se calcula **RCS** de la siguiente manera:

$$\mathbf{RCS} = (\mathbf{Pd/Ps})^{1/Nc}$$

donde:

Ps es la presión de succión de los compresores en lb/in²

Pd es la presión de descarga de los compresores, también en lb/in²

Nc es el número de etapas de compresión.

Si **RCS** sigue siendo mayor de 4, hay que agregar una etapa más de compresión y recalculamos **RCS** haciendo este procedimiento de manera iterativa hasta que **RCS** sea menor a 4.

Luego, podemos calcular **HP** de la siguiente forma:

$$\mathbf{HP} = 44.5 \mathbf{N}_c \left(\mathbf{RSC}^{\frac{\mathbf{k}-1}{\mathbf{k}}} - 1 \right) \left(\frac{\mathbf{k}}{\mathbf{k}-1} \right) \mathbf{i}_g \frac{\mathbf{F}_s}{\mathbf{E}_c}$$

donde:

E_c es la eficiencia de compresión, adimensional (fracción)

F_s es un factor de seguridad

Ya con **HP** calculado, podemos proseguir con el análisis económico, calculando **INVC**, que es la inversión por compresión, en dólares/pozo:

$$\mathbf{INVC = HP \cdot CHP + INVP}$$

CHP= costo de compresión (dls/HP)

Se calcula ahora el costo total de las inversiones necesarias para operar el BNC.

$$\mathbf{INVT = INVC + INVDG + INVVM + INVACP + INVIAG}$$

INVC= Inversión por compresión, en dll/pozo

INVDG= Inversión por instalaciones de distribución de gas, en dls/pozo

INVVM= Inversión en válvulas y mandriles, en dll/pozo.

INVACP= Inversión por acondicionamiento del pozo, en dls/pozo

INVIAG= Inversión por instalaciones para el acondicionamiento del gas, en dls/pozo.

Calculamos el factor reconversión a costo anual:

$$\mathbf{FI = \frac{1 + (1 + i)^n}{(1 + i)^n + 1}}$$

Se obtiene la amortización anual de las inversiones anteriores:

$$\mathbf{AMAK = F1 \cdot X \cdot INVT}$$

El costo de mantenimiento de los compresores (dll/HP/año)

$$\mathbf{CMTOC = CMC \cdot X \cdot HP}$$

CMC= costo por mantenimiento de los compresores, en dll/HP/año.

El costo de aditivos del gas, para evitar la corrosión es

$$\mathbf{CAG = i_g \times CAC \times 365}$$

CAC = precio de aditivos para el gas, en dlls/MMPC.

El costo total del mantenimiento

$$\mathbf{CMTOT = CMTOC + CECV + CAG}$$

CECV = costo de extracción y colocación de válvulas, en dlls/año/pozo

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

$$\mathbf{CFU = 24 \times 365 \times FCM \times CGAS \times HP/1000}$$

FCM = consumo de gas en la compresión, en pc/hrHP/pozo.

CGAS = precio del gas, en dlls/MPC

El costo de gas perdido por fugas es:

$$\mathbf{CGL = 365 \times FRCG \times i_g \times CGAS \times 1000}$$

FRCG = fracción de gas perdido por fugas.

El costo de barril de aceite producido por **BCN** se calcula con:

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

q_{ob} = gasto de aceite obtenido con el BNC, en bl/día.

q_{on} = gasto de aceite obtenido por flujo natural, en bl/día

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los sistemas artificiales de producción, son herramientas que nos van a permitir mejorar la producción de un pozo, por lo que es de gran importancia seleccionar el más adecuado para un pozo en particular, tomando en cuenta todos los factores que rodean al sistema integral de producción y tipo de fluido, desde el yacimiento, pozo, hasta las baterías de separación, y también los factores ambientales.

La elección de un sistema artificial, no es un proceso que se tenga que seguir paso a paso, es un proceso el cual se va construyendo conforme se va obteniendo más información, este nos permite conocer mejor al sistema integral de producción.

Un análisis económico es indispensable para la elección del sistema artificial de producción a instalar, ya que los costos también varían mucho de un sistema a otro; se tiene que conocer los efectos positivos sobre la producción que el sistema traerá al ser instalado, lo cual se traduce a mayores ingresos.

Cuando se haya elegido el mejor sistema artificial, el siguiente paso es diseñar la instalación a las condiciones de operación de cada pozo.

Además, se tiene que tener en cuenta el mantenimiento que los distintos sistemas artificiales requieren.

El bombeo neumático, es un sistema artificial versátil, pero como todos, se tiene que conocer sus ventajas y sus desventajas, las cuales serán de peso en el momento de seleccionar el sistema adecuado.

Los principios de operación del bombeo neumático, consiste en reducir la densidad de los líquidos en el pozo al disolver un poco de gas en ellos (la cantidad a una presión que se requiera) y de esta manera se disminuye la carga hidrostática de los fluidos sobre la carga de la formación productora.

Lo recomendable es hacer un estudio completo, para conocer las condiciones de flujo del pozo, y de esta forma, decidir si un cambio de sarta de producción solucionará el problema, o mejorará la producción, para obtener un gasto deseado, o si para obtener este gasto es necesario instalar un sistema artificial de producción, como bombeo neumático

B I B L I O G R A F I A

American Petroleum Institute, "Introduction to Oil and Gas Production", Vocational Training Series, Quinta Edición, E.U.A. Junio 1996.

Brown, Kermit E., "The technology of artificial lift methods", Volúmenes 2a y 2b, PennWell Publishing Company, Tulsa, OK. E.U.A. 1980.

Craft, Ben C., Hawkins, Murray F., "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice Hall, Segunda Edición, E.U.A. 1991.

Economices, Michael J., "Petroleum Production Systems", Prentice Hall, E.U.A. 1994.

Garaicochea Petreña, Francisco, "Transporte de Hidrocarburos por Ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, México, 1991.

Gómez Cabrera, J. Angel, "Producción de Ingeniería, U.N.A.M., México, 1985.

T.E.W. Nind, "Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros", Editorial Limusa, Segunda Edición.