

01153

2005



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

"APLICACIÓN COMBINADA DE SISTEMAS
ARTIFICIALES BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO Y
BOMBEO NEUMÁTICO"

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE:

ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PETROLERA

PRESENTA:

JUAN URBINA HERNÁNDEZ

Urbina Hernandez, Juan



ABRIL 2005

m344707



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
UNAM

ESPECIALIDAD DE:
SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

TRABAJO:
APLICACIÓN COMBINADA DE SISTEMAS ARTIFICIALES
BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO Y BOMBEO NEUMÁTICO

JUAN URBINA HERNÁNDEZ

MÉXICO, DF. ENERO DE 2003

RESUMEN.

En el presente trabajo se revisa la factibilidad de aplicación combinada de los sistemas de bombeo electrocentrífugo y neumático (BN-BEC) con el objeto de conocer con mayor detalle los beneficios que ofrece esta aplicación.

El trabajo se desarrolla en 4 capítulos básicos. En el capítulo I se proporcionan los conceptos generales que se manejan y que son necesarios para la comprensión de los capítulos subsecuentes. En el capítulo II y III se describen los sistemas de bombeo electrocentrífugo y neumático respectivamente. Finalmente en el capítulo IV se revisan algunas aplicaciones realizadas en otros campos del mundo y se termina realizando el análisis de una de las filosofías de operación bajo las cuales se aplica esta alternativa de BN-BEC combinado para un pozo tipo.

Las filosofías de operación, que pueden encontrarse son las siguientes:

Caso 1).- *Operación simultánea de ambos sistemas para la reducción de requerimientos en el gas de inyección en el sistema de BN.*

Caso 2).- *Operación simultánea de ambos sistemas para la reducción de requerimientos de potencia en el sistema BEC.*

Caso 3).- *Operación individual del sistema BEC con sistema de BN de respaldo.*

En el caso del análisis del pozo "tipo" en estudio, se considera que no es posible la inyección de gas dulce excepto para condiciones extraordinarias como lo sería la falla o suspensión temporal de un equipo BEC, esto debido a la existencia de un programa de ahorro en el consumo de gas.

Para el pozo analizado si el % de agua no se incrementa sustancialmente este será capaz de aportar altas producciones por flujo natural.

La factibilidad de aplicar el sistema BEC sólo es recomendable cuando la producción de agua es mayor al 40% (escenario 3).

Los incrementos de producción con el sistema BEC cuando se tiene 40% de agua es 500 y 1261 BPD cuando se tiene 60%.

Con el sistema de bombeo neumático las producciones esperadas son superiores, con incrementos de producción del orden de 1599 y 2405 BPD para los mismos escenarios.

AGRADECIMIENTOS.

- A Dios, por cumplir su palabra...
- Al IMP, por ser una Institución de gran valor.
- Ing. Horacio Zúñiga Puente, por compartirnos sus conocimientos.
- Ing. Mario A. Hernández Puente, por ser una persona que cree en la gente y la apoya.
- Ing. Hortensia Urbina Hernández, por ayudarme hasta muy tarde.
- A mis compañeros de trabajo por soportarme en todo momento.
- Y a todos lo que de una u otra forma cooperaron para concluir este trabajo.

CONTENIDO

TEMA:	Pag.
LISTA DE FIGURAS.	6
LISTA DE TABLAS	10
INTRODUCCIÓN.	11
REVISIÓN DE LITERATURA	12
CAPITULO I. CONCEPTOS GENERALES.	
I.1.- UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS BÁSICO.	13
I.2.- CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS.	13
I.3.- PROPIEDADES DE FLUIDOS.	16
I.4.- FLUJO MULTIFÁSICO.	18
I.5.- LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.	22
CAPITULO II. EL SISTEMA BEC.	
II.1.- BOMBAS.	24
II.1.1 DEFINICIÓN DE UN EQUIPO DE BOMBEO.	
II.1.2 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS.	
II.1.3 CONCEPTOS BÁSICOS DE BOMBAS.	
II.2.- MOTORES ELÉCTRICOS.	31
II.2.1 FUNDAMENTOS DE ELECTRICIDAD.	
II.2.2 FUNDAMENTOS DE MAGNETISMO.	
II.2.3 MOTORES ELÉCTRICOS TIPO JAULA DE ARDILLA.	
II.3.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA BEC.	38
II.3.1 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA BEC	
II.3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA.	
II.3.2.1 EQUIPO SUBSUPERFICIAL.	
II.3.2.2 EQUIPO SUPERFICIAL.	
II.3.2.3 ACCESORIOS.	
II.3.3 TIPO DE INSTALACIONES CON EL SISTEMA BEC.	
II.4.- FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO BEC.	42
II.5.- DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN BEC.	44
II.5.1 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.	

CAPITULO III. EL SISTEMA BN.	
III.1.- COMPRESORES.	53
III.1.1 DEFINICIÓN DE UN EQUIPO DE COMPRESIÓN.	
III.1.2 CLASIFICACIÓN DE COMPRESORES.	
III.1.3 CONCEPTOS BÁSICOS DE COMPRESORES.	
III.1.4 PRINCIPIOS BÁSICOS DE FUNCIONAMIENTO DE COMPRESORES.	
III.1.4.1. RECIPROCANTES.	
III.1.4.2. CENTRÍFUGOS.	
III.1.5 CRITERIOS DE DISEÑO DE COMPRESORES.	
III.1.5.1 RECIPROCANTES.	
III.1.5.2 CENTRÍFUGOS.	
III.2.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA BN.	61
III.2.1 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA BN.	
III.2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA.	
III.2.2.1 EQUIPO SUBSUPERFICIAL.	
III.2.2.2 EQUIPO SUPERFICIAL.	
III.2.3 TIPO DE INSTALACIONES CON EL SISTEMA BN.	
III.3.- FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DEL BN.	71
III.4. DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE BNC.	74
III.4.1 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.	
III.4.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BN.	
CAPITULO IV. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS COMBINADOS.	
IV.1 CONCEPTO DE APLICACIÓN COMBINADA.	80
IV.2 DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN COMBINADA PARA UN POZO TIPO.	84
IV.2.1 DISEÑO DEL SISTEMA BEC.	
IV.2.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE BN.	
IV.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.	97
IV.4 CONCLUSIONES.	99
IV.3 RECOMENDACIONES.	100
REFERENCIAS	101
APÉNDICES	102

LISTA DE FIGURAS.

CAPITULO I

FIGURA No.1.1
DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS BÁSICO.

FIGURA No.1.2/1
DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UNA TRAMPA GEOLÓGICA.

FIGURA No.1.2/2
CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACUERDO A SUS FLUIDOS PRODUCIDOS Y SU DIAGRAMA DE FASES.

FIGURA No.1.2/3
CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACUERDO AL TIPO DE EMPUJE.

FIGURA No.1.4/1
CAÍDAS DE PRESIÓN PRINCIPALES EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

FIGURA No.1.4/2
DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE FLUJO DE UN POZO CON ANÁLISIS NODAL.

FIGURA No.1.4/3
PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS VERTICALES.

FIGURA No.1.5
DIAGRAMAS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES BÁSICOS.

CAPITULO II

FIGURA No.II.2.1/1
COMPORTAMIENTO DE UN CIRCUITO DE CORRIENTE DIRECTA.

FIGURA No.II.2.1/2
FORMACIÓN DE LA CORRIENTE ALTERNA.

FIGURA No.II.2.1/3
VOLTAJE Y CORRIENTE EFICAZ (RMS).

FIGURA No.II.2.1/4
CIRCUITOS CON INDUCTORES Y CAPACITORES.

FIGURA No.II.2.2/1
LÍNEAS DE FUERZA DE UN CAMPO MAGNÉTICO.

FIGURA No. II.2.2/2
DIRECCIÓN DE UN CAMPO MAGNÉTICO.

FIGURA No. II.2.2/3
APARIENCIA DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO TIPOS DE CONEXIONES.

FIGURA No. II.2.3.1
PRINCIPIOS BÁSICOS Y OPERACIÓN DE UN MOTOR.

FIGURA No. II.3.1
APARIENCIA DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA PARA POZOS DE PETRÓLEO.

FIGURA No. II.3.2
COMPONENTES DEL SISTEMA BEC.

FIGURA No. II.3.2.1/1
BOMBAS CENTRÍFUGAS BEC.

FIGURA No. II.3.2.1/2
PROTECTOR (SECCIÓN SELLO).

FIGURA No. II.3.2.1/3
MOTOR ELÉCTRICO BEC.

FIGURA No. II.3.2.1/4
SEPARADOR DE GAS.

FIGURA No. II.3.2.1/5
CABLE DE POTENCIA.

FIGURA No. II.3.2.2
EQUIPO SUPERFICIAL BEC.

CAPITULO III

FIGURA No. III.1.1.1
RANGO ESQUEMÁTICO DE APLICACIÓN DE COMPRESORES.

FIGURA No. III.1.4.1
COMPRESORES RECIPROCANTES.

FIGURA No. III.1.4.2/1
COMPRESORES CENTRÍFUGOS.

FIGURA No. III.1.4.2/2
CURVA TÍPICA DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS.

FIGURA No. III.2.2.1
COMPONENTES DEL SISTEMA DE BN.

FIGURA No. III.2.2.2
MANDRILES DE BOLSILLO Y VÁLVULAS DE BN RECUPERABLES.

FIGURA No. III.2.2.3
TIPOS DE VÁLVULAS DESBALANCEADAS.

FIGURA No. III.2.2.4
EQUIPO Y ACCESORIOS DEL SISTEMA DE BN SUPERFICIAL.

FIGURA No. III.5.1.1
DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE INYECCIÓN.

FIGURA No. III.5.1.2
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO PARA DIFERENTES GASTOS.

FIGURA No. III.5.1.3
DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO CON BN.

FIGURA No. III.5.1.4
MÉTODO UNIVERSAL DE ESPACIAMIENTO DE VÁLVULAS DE BN

CAPITULO IV

FIGURA No. IV.1.1
CONCEPTO Y TERMINACIONES DE SISTEMAS COMBINADOS.

FIGURA No. IV.2.1.1
PROPIEDADES DE FLUIDOS DEL POZO EN EL SOFTWARE DE FLUJO MULTIFÁSICO (WellFlo).

FIGURA No. IV.2.1.2
PERFILES DE PRESIÓN CON DIFERENTES CORRELACIONES (WellFlo).

FIGURA No. IV.2.1.3
ANÁLISIS NODAL CON DIFERENTES CORRELACIONES (WellFlo).

FIGURA No. IV.2.1.4
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL ABRIR EL ESTRANGULADOR PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE ARTIFICIAL (WellFlo).

FIGURA No. IV.2.1.5
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL INCREMENTARSE EL % DE AGUA (WellFlo).

FIGURA No. IV.2.1.6
AJUSTE DEL POZO EN EL SOFTWARE DE DISEÑO DE BEC (SubPump).

FIGURA No. IV.2.1.7
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL ABRIR EL ESTRANGULADOR (SubPump).

FIGURA No. IV.2.1.8
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL INCREMENTARSE EL % DE AGUA
(SubPump).

FIGURA No. IV.2.1.9
DISEÑO BEC CON DOS EQUIPOS DISTINTOS DN4000/164 Y DN4000/72
(SubPump).

FIGURA No. IV.2.1.10
DISEÑO CON UN SOLO EQUIPO: DN4000/164 etapas (SubPump).

FIGURA No. IV.2.2.1
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL ABRIR EL ESTRANGULADOR (Glop).

FIGURA No. IV.2.2.2
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL INCREMENTARSE EL % DE AGUA (Glop).

FIGURA No. IV.2.2.3
COMPORTAMIENTO DEL POZO CON BN AL INCREMENTARSE EL % DE AGUA
(Glop).

FIGURA No. IV.2.2.4
DISEÑO DE BN PARA 0 % DE AGUA (Glop).

FIGURA No. IV.2.2.5
DISEÑO DE BN PARA 60 % DE AGUA (Glop).

LISTA DE TABLAS.

CAPITULO I

TABLA No. I.2/1.
CLASIFICACIÓN GENERAL DE YACIMIENTOS.

TABLA No. I.2/2.
CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACUERDO A LA RELACIÓN GAS ACEITE.

TABLA No. I.5/1.
SISTEMAS ARTIFICIALES MÁS COMÚNMENTE USADOS.

CAPITULO III

TABLA No. III.1.5.2/1
COMPORTAMIENTO DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS.

TABLA No. III.1.5.2/2
RANGOS DE VELOCIDAD PERIFÉRICA DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS.

TABLA No. III.1.5.2/3
RANGOS DE OPERACIÓN, MÁXIMOS, DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS.

TABLA No. III.4.2/1
RANGO DE OPERACIÓN DEL BN.

INTRODUCCIÓN.

En general las causas de la reducción de la producción de hidrocarburos son muy diversas y dependen de muchos factores. Algunas de ellas pueden ser por ejemplo: el abatimiento de la presión de fondo, el incremento de la producción de agua o la canalización del gas, la precipitación de materiales orgánicos e inorgánicos en el pozo o las tuberías, etc. De cualquier forma es necesario dar solución a cada una de estas problemáticas.

Si los pozos ya no son capaces de llevar por si mismos los fluidos producidos hasta el punto de entrega debido a cualquiera de la causas antes mencionadas, es necesario considerar nuevos medios o métodos que proporcionen esta energía requerida.

Uno de estos medios es la aplicación de los sistemas artificiales, éstos usan cierta energía para operar y la transforman en otro tipo de energía que es suministrada y aprovechada por los pozos para continuar con el proceso de producción.

Los sistemas más comúnmente empleados, son: el bombeo neumático continuo, neumático intermitente, electrocentrífugo, hidráulico tipo jet y tipo pistón, mecánico, cavidades progresivas y embolo viajero, en la tabla No.1.5/1 se muestran los gastos que pueden manejar o producir y el tipo de energía que emplean.

Cada uno de los sistemas artificiales de producción, tiene condiciones específicas de diseño y operación por lo cual su correcta selección es de gran importancia, La operabilidad y éxito de cada uno, ha sido comprobada a través de la aplicación de los mismos en diferentes pozos y campos del mundo.

La experiencia de la aplicación del sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC) en México, no ha sido exitosa. Sin embargo, en muchas partes del mundo el sistema ha funcionado, aunque bajo condiciones muy diferentes a las de nuestro país. Actualmente en la universidad de TULSA, se están desarrollando nuevos estudios para poder aplicarlos en condiciones más adversas, como son la producción de aceites ligeros y de muy alta viscosidad.

Por otro lado, en forma práctica, algunos países están experimentando con aplicaciones de sistemas combinados que muy raramente se encuentran documentadas aún cuando son algo antiguas (1939). Los sistemas artificiales que se conoce se han combinado son: el bombeo electrocentrífugo y mecánico con el bombeo neumático. Ver la referencia mostrada en el capítulo IV.

En este trabajo se pretende profundizar un poco más en la factibilidad de aplicar estas alternativas en pozos del país y estimar los beneficios que pudieran obtenerse si es que los hay.

REVISIÓN DE LITERATURA.

- Garaicochea.P.F.: "Transporte de hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México (1991).
- Apuntes de producción 1 UNAM
- Trabajo de: M.en I. Carlos Balderas Joers, Puebla, Puebla 3-14 de septiembre de 1990, Petróleos Mexicanos, Gcia. De Ingría. de Yacimientos.
- H. Dale Beggs, "Production Optimization, Using Nodal Analysis", OGCI Publications.
- Pemex, SPCO, GIP, México, D.F. 1991, "Manual de procedimientos de ingeniería de diseño"
- Reda Production Systems - Schlumbreger, "Bombeo Electrocentrífugo Sumergible"
- Kermit E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods" vol. 2b, Electric Submersible Centrifugal Pumps.
- Centrilift "Guía practica de diseño de BEC"
- IMP, Delg. Z.S. Vhsa, Tab. 2001, Proyecto IMP-53528 "Estudio de factibilidad para la aplicación de Sist. Artif. de Prod. en el campo Jujo Tecominoacán"
- Pemex, "Diseño, selección y aplicación del sistema de bombeo neumático para el pozo Ku-445"
- WORLD OIL, October 1990, "Combination gas lift/Esp system increases flexibility"
- SPE 56665, B.T.Santoso, SPE, Maxus, Indonesia and P.Priyandoko, SPE, ARCO Indonesia, Boyke Harahap, SPE, ARCO Indonesia, 1999.
- SPE 53966, Hubert Borja, and Ricardo Castano, HOCOL S.A. (a NIMIR Petroleum Company)
- Cia. CEALC, Licencia de software Glop O5991910, "Gas Lift Optimization Program"
- Cia. EPS de México, Licencia de software FloSystem 30915, modulo Wellflo.

CAPITULO I. CONCEPTOS GENERALES.

I.1.- UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS BÁSICO.

Un sistema de producción de hidrocarburos consiste en un conjunto de elementos, tales que en forma integral son capaces de producir hasta las instalaciones de venta y comercialización. El petróleo y sus productos son de alto valor económico y substancial para la generación de energía y materias primas para la industria en general.

El sistema se encuentra constituido por tres partes principales, que son:

- 1.- Yacimiento.
- 2.- Pozo
- 3.- Instalaciones superficiales.

El yacimiento es el elemento en el que se encuentran almacenados los fluidos y que define el flujo en el medio poroso, asimismo determina la capacidad de producción de un pozo. Por ello es necesario tener un conocimiento adecuado del yacimiento, las propiedades de sus fluidos, la declinación de su presión, la variación de la saturación, de sus permeabilidades relativas y el tipo y severidad del daño a la formación, entre otros aspectos¹.

El pozo es el elemento que recibe los fluidos que ingresan del yacimiento y los conduce hasta la superficie para ser recibidos por las instalaciones superficiales. En este elemento se pierde la mayor cantidad de energía, esta va del orden de hasta 60 a 90 %.

Las instalaciones superficiales son las que finalmente reciben la producción de los pozos y en ellas se llevan a cabo los procesos de transporte, recolección, separación, estabilización, deshidratación y desalado y bombeo y compresión para llevar los fluidos a los puntos de transferencia de custodia, donde se llevan a cabo las operaciones de comercialización.

En la figura No.1.1 se muestra en forma esquemática un sistema de producción de hidrocarburos básico.

I.2.- CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS.

Un yacimiento es una trampa geológica constituida por una roca almacenadora que aloja hidrocarburos y una roca sello que evita que estos migren a otro lado², ver figura No.1.2/1.

Los yacimientos se clasifican principalmente de acuerdo a su geología, petrofísica, fluidos producidos y mecanismos de producción. Cada una de estas clasificaciones contiene diversos aspectos que pueden, en un momento dado, indicarnos que tipos

de problemas pueden presentarse en la explotación de un pozo de forma natural o con sistema artificial. En la tabla No. I.2/1, se muestra dicha información.

Las dos clasificaciones que se consideran más útiles para el análisis de sistemas artificiales, son: 1.- De acuerdo a los fluidos que producen y 2.- de acuerdo al mecanismo de empuje que origina el movimiento de los mismos. A continuación se describe en forma breve estas clasificaciones de yacimientos.

CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A LOS FLUIDOS PRODUCIDOS.

Es práctica común clasificar los hidrocarburos producidos de acuerdo a sus características y a las condiciones bajo las cuales se presentan acumulados en el subsuelo.

Tomando en cuenta sus características se tienen yacimientos de aceite: negro, aceite ligero (volátil), gas seco, gas húmedo y de gas y condensado². Ver tabla No.I.2/2.

*Aceite negro*².- También es conocido como yacimiento de bajo encogimiento. Un pozo en este tipo de yacimiento produce un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.850 y una relación gas – aceite instantánea menor de $200 \text{ m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$.

Se caracteriza por ser bajo en componentes intermedios, de $\text{C}_3 - \text{C}_6$ y alto en componentes pesados.

*Aceite volátil*².- Este tipo de yacimientos se le conoce también como yacimientos de alto encogimiento. En ellos se produce un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.800 y 0.850, y la relación gas aceite instantánea varía entre 200 y $1000 \text{ m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$. En éstos el contenido de componentes intermedios es muy alto, por lo cual son más cotizados.

*Gas y Condensado*².- En estos yacimientos el fluido se encuentra inicialmente en estado gaseoso, por lo que se obtiene grandes cantidades de gas asociado, así mismo se produce un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa que varía entre 0.750 y 0.820 y una relación gas – aceite entre 500 y $15000 \text{ m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$. En estos fluidos existen cantidades regulares de componentes intermedios y adicionalmente se presenta un fenómeno singular denominado condensación retrógrada.

*Gas húmedo*².- En el yacimiento nunca se tendrán dos fases, sin embargo a condiciones de superficie se recupera el gas asociado del yacimiento y un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.750, y relación gas – aceite entre $10,000$ y $20,000 \text{ m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$. En estos fluidos existen pequeñas cantidades de componentes intermedios.

*Gas seco*².- En estos tipo de yacimientos se produce principalmente metano con pequeñísimas cantidades de etano y propano. En el yacimiento ni en superficie nunca se entra a la región de dos fases, el gas siempre permanece seco, si se presentara alguna cantidad de líquido, este sería transparente y con relaciones gas – aceite mayor a $20,000 \text{ m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$.

Se ha visto que se obtiene una clasificación más apropiada de un yacimiento cuando se consideran las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos a la temperatura y presión a que se encuentra dentro del yacimiento. Es decir se considera la localización de su presión y temperatura iniciales con respecto a la región de dos fases, en un diagrama temperatura-presión. En la figura No.1.2/2, se muestran diagramas de fase típicos de esta clasificación.

CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL MECANISMO DE EMPUJE.

La energía de presión que causa que el aceite y el gas fluyan hacia el pozo tiene un efecto sustancial sobre el comportamiento del yacimiento y el sistema de producción total. Esta clasificación también es muy valiosa ya que nos proporciona información relacionada con el factor de recuperación y la tendencia de la declinación de la presión de fondo.

Los principales tipos de mecanismos de empuje de esta clasificación son los siguientes: Hidráulico, gas en solución, casquete de gas y segregación gravitacional². Las características de estos yacimientos, de acuerdo a esta clasificación, se muestran en la figura No.1.2/3.

Empuje hidráulico.- Se caracteriza por la existencia de un acuífero que esta en contacto con los hidrocarburos, este acuífero suministra el material para remplazar el aceite y gas producido y puede ser activo o inactivo. Cuando el acuífero es activo, la presión de fondo decrece lentamente. En estos yacimientos el factor de recuperación es del mayor de 60 %.

El aceite será bajo saturado inicialmente pero si la presión declina por debajo de la presión de burbuja, se formara una capa de gas libre y el mecanismo de gas disuelto estará presente contribuyendo a la energía para la producción, esto sucede generalmente cuando se tiene un acuífero inactivo. Donde el factor de recuperación varia entre 35 y 75 % del volumen original².

El agua que aparece en los pozos puede venir desde el agua congénita o desde el acuífero que esta conectado al yacimiento.

Empuje gas disuelto.- Un yacimiento por empuje de gas disuelto es cerrado a cualquier fuente externa de energía, tal como invasión de agua. Su presión es inicialmente arriba del punto de burbuja, P_b , y por lo tanto no existe gas libre. La única fuente de materia para remplazar el fluido producido es la expansión de los fluidos remanentes en el yacimiento y en pequeña proporción la expansión del agua congénita y la roca.

En estos yacimientos la presión, P_R , declina rápidamente con la producción, hasta que $P_R = P_b$ donde únicamente el aceite se expande para remplazar a los fluidos producidos, y la relación gas aceite, R , durante este periodo será $R = R_{si}$.

Una vez que la P_R declina debajo de la P_b , gas libre estará disponible para expandirse, y la P_R declinará menos rápidamente. Sin embargo tan pronto como la

saturación de gas exceda la saturación crítica de gas, la RGA se incrementará rápidamente agotando la energía del yacimiento.

La recuperación a las condiciones de abandono varían entre 5 y 30 %. Sin embargo en la mayoría de los casos algún tipo de mantenimiento de presión es aplicado para completar la energía del yacimiento y aumentar la recuperación².

Empuje de gas libre o casquete de gas.- Este yacimiento es también cerrado y ninguna fuente externa esta presente, pero está saturado con gas desde su presión original y por lo tanto habrá gas libre. Cuando el aceite es producido la capa de gas se expande y ayuda a mantener la presión del yacimiento por un tiempo, sin embargo, posteriormente la presión declinará aunque mas lentamente que el de empuje de gas disuelto, por otro lado como la capa de gas se expande, algunos pozos estructuralmente superiores producirán con altas relaciones gas – aceite. Bajo condiciones primarias la recuperación podrá ser entre 20 y 40 % del volumen original².

Empuje por segregación gravitacional.- Este tipo de empuje se caracteriza por presentarse en yacimientos fracturados o con fallas normales, donde la gravedad obliga a los fluidos a desplazarse hacia una zona de mayor profundidad y concentrarse en uno o una serie de pozos. Generalmente se presenta como un empuje secundario en yacimientos donde la presión de fondo es muy baja. Se considera que este tipo de empuje será una de las alternativas, en el futuro, para llevar los fluidos del yacimiento hacia los pozos con el objeto de obtener condiciones de abandono bajas².

I.3.- PROPIEDADES DE FLUIDOS ¹

Los ingenieros de producción hacen uso frecuente de ciertas propiedades de los hidrocarburos, para llevar a cabo el análisis de los pozos. Entre éstas destacan la solubilidad del gas en el aceite, el factor de volumen, la viscosidad, la densidad y la tensión superficial.

Existen diversos procedimientos para la determinación de dichas propiedades, estos son los siguientes:

- 1.-Análisis PVT.
- 2.- Correlaciones empíricas,
- 3.- Simulación composicional (ecuaciones de estado)

Los *análisis PVT* es información puntual que se emplea principalmente como comprobación. No es común solicitar un análisis PVT para diferentes temperaturas del flujo de los fluidos por todo el pozo, generalmente se solicita a las condiciones de yacimiento.

Las *correlaciones empíricas* tienen limitaciones, tales como que no consideran la condensación retrograda, sin embargo es una herramienta que da una buena aproximación cuando se aplica adecuadamente.

Las *ecuaciones de estado*, son el mejor método de calcular las propiedades de fluidos, ya que consideran la mayoría de las condiciones, sin embargo depende ampliamente de la información alimentada.

A continuación se indican las principales definiciones empleadas en relación con las propiedades de los hidrocarburos:

*Aceite Residual*¹.- Es el líquido que permanece en la celda PVT al terminar un proceso de separación en el laboratorio. Generalmente, el aceite residual se determina a 60°F y 14.7 lb/pg².

*Aceite en el tanque de Almacenamiento*¹.- Es el líquido que resulta de la producción de los hidrocarburos de un yacimiento a través del equipo superficial empleado para separar los componentes gaseosos. Las propiedades y la composición del aceite dependen de las condiciones de separación empleadas, como son: número de etapas de separación, presiones y temperaturas. El aceite en el tanque se acostumbra reportarlo a condiciones estándar.

*Condiciones estándar*¹.- Las condiciones estándar son definidas por los reglamentos de los estados o países. Por ejemplo, en el estado de Texas las condiciones base son: p=14.65 lb/pg² abs y T= 60°F, mientras que en Colorado son: p=15.025 lb/pg² abs y T= 60°F. Aquí en México se consideran de P= 14.69 lb/pg² abs y T= 60°F.

*Aceite Estabilizado*¹.- Aceite que ha sido sometido a un proceso de separación con el objeto de ajustar su presión de vapor y reducir su vaporización al quedar expuesto, posteriormente, a las condiciones atmosféricas.

*Densidad relativa de un gas*¹.- Es el peso molecular de un gas dividido entre el peso molecular del aire. El metano (con peso molecular de 16.04) tiene una densidad relativa de $16.04/28.97 = 0.55$.

*Encogimiento*¹.- Es la disminución de volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por su contracción térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen o formación.

*Factor de compresibilidad (Z)*¹.- Se denomina también factor de desviación y factor de súper compresibilidad. Es un factor que se introduce a ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación de un gas real respecto a uno ideal ($pV = z n R T$); z es el factor de compresibilidad.

*Factor de volumen del aceite (Bo)*¹.- Es la relación del volumen de líquido, a condiciones de yacimiento o a condiciones de escurrimiento, respecto al volumen de dicho líquido a condiciones estándar o de almacenamiento.

$$Bo = [\text{Vol aceite (con su gas disuelto) @ c.y. ó c.e.}] / [\text{Vol aceite @ c.s.}] > 1.0$$

*Factor de volumen de un gas (Bg)*¹.- Es el volumen a condiciones de yacimiento o escurrimiento que ocupa un pie³ de gas @ c.s.

$$B_g \leq 1.0$$

Fase.- Es la parte de un sistema que difiere en sus propiedades intensivas de las de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gas y líquido.

*Gas disuelto*¹.- Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero que forman parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento o de flujo.

*Liberación de gas diferencial*¹.- Es el proceso de remoción de una fase gaseosa, de un sistema de hidrocarburos, a medida que el gas se forma a condiciones de burbujeo. Por lo tanto, durante un proceso diferencial la composición del sistema varía continuamente.

*Liberación de gas instantánea*¹.- El gas se forma del líquido, al reducirse la presión, manteniéndose constante la composición total del sistema.

*Mole*¹.- Es el peso molecular de cualquier sustancia. Por ejemplo 16.04 de metano es una mole-lb. En igual forma una mol-gramo de metano son 16.04 gramos del mismo gas. Una mol-lb de un gas ocupa 379 pies³ @ c.s.

*Presión de vapor*¹.- Es la presión que ejerce el vapor de una sustancia cuando ésta y su vapor están en equilibrio. El equilibrio se establece cuando el ritmo de evaporización de una sustancia es igual al ritmo de condensación de su vapor.

*Relación gas aceite*¹.- Son los pies³ de gas producidos por cada barril de aceite producido, medidos ambos a condiciones estándar. Las condiciones de separación como son: presión, temperatura y etapas, afectan el valor de dicha relación.

*Presión de vapor Reid*¹.- Presión que ejerce el vapor en una celda especial, a 100 °F, al seguir la norma de evaluación así denominada.

*Relación de solubilidad (Rs)*¹.- Son los pies³ de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos a condiciones estándar. Es decir, expresa la cantidad de gas disuelto en el aceite.

$$R_s = \left[\left(\text{pies}^3 \text{ de gas disuelto @ c.y. ó c.e} \right) @ \text{c.s.} \right] / \left[\text{Barriles de aceite @ c.s} \right]$$

I.4.- FLUJO MULTIFÁSICO³.

La razón de perforar y terminar cualquier pozo productor es mover el aceite o gas de su posición original en el yacimiento a los lugares de recolección o líneas de venta.

El movimiento de esos fluidos requiere de energía suficiente para vencer las todas las pérdidas en el sistema de producción de hidrocarburos.

El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes, en los cuales se pueden presentar pérdidas de presión. Ver figura No.1.4/1 diagrama de caídas de presión en un sistema de producción.

Los fluidos deberán viajar a través del yacimiento, del sistema de tuberías, tanto verticales como horizontales, a través de las restricciones (estranguladores de fondo o superficie), hasta llegar al separador, es decir diferentes tipos de medios, durante toda la trayectoria. Con esto surge la necesidad de realizar un estudio específico en cada medio de conducción, donde se generan diferentes caídas de presión que afectaran finalmente la recuperación de los hidrocarburos y que son imposibles de eliminar, sin embargo pueden minimizarse.

La caída de presión en todo el sistema a cualquier tiempo será la presión inicial del fluido menos la presión final del fluido, esto es:

$$\Delta P = P_i - P_f$$

que aplicada al sistema de fluidos será:

$$\Delta P = P_R - P_{sep}$$

Esta caída de presión es la suma de todas las caídas de presión que se tienen en cada uno de los componentes del sistema, cada una varía con el ritmo de producción y son controladas por los componentes seleccionados. La selección y tamaño de estos componentes es muy importante; tampoco debe olvidarse la interrelación que existe entre ellos, y un cambio en la caída de presión en uno de ellos puede cambiar el comportamiento de las caídas de presión en los otros componentes. Esto se debe a que el flujo de fluidos es compresible y por lo tanto la caída de presión en un componente en particular depende no únicamente del ritmo de flujo a través de ese componente, si no también de la caída de presión promedio de dicho componente, es decir $\Delta P = f(q_L, \Delta P)$.

El diseño final de un sistema de producción no puede ser separado del comportamiento del yacimiento y del sistema de tuberías, por eso debe ser manejado en forma integral como una unidad. Por ejemplo la cantidad de aceite y gas fluyendo hacia el pozo desde el yacimiento, depende de la caída de presión y de la cantidad de líquido que se tenga en el sistema de tuberías.

El ritmo de producción de un pozo puede, a menudo, ser modificado por el comportamiento de únicamente un componente del sistema, si el efecto de cada componente sobre el comportamiento total del sistema puede ser aislado, entonces el comportamiento del sistema puede ser optimizado en una forma más económica. Por ejemplo, existen ocasiones en que se invierte dinero en estimular la formación, cuando la capacidad de producción de los pozos esta restringida por las líneas de flujo (TP o líneas de descarga), entonces es necesario realizar un estudio integral del sistema. O en caso contrario en ocasiones se terminan los pozos con tuberías de producción muy grandes, cuando se esperan altos volúmenes. Sin embargo, si el yacimiento no responde como se esperaba, la tubería puede quedar demasiado grande y causar una gran pérdida de energía por sobre carga de la columna e inclusive se puede matar el pozo. Siendo que la solución más apropiada pudo ser la

anticipación de un diseño óptimo de tuberías o prever la instalación de un sistema artificial de producción.

Un método para analizar el comportamiento de un pozo, en el cual se desea conocer la capacidad de producción con cualquier combinación de componentes es descrito en la siguiente sección. Este método puede ser usado para determinar localizaciones de resistencia excesiva al flujo o caídas de presión en cualquier parte del sistema. El efecto de cambiar cualquier componente sobre el comportamiento del sistema puede ser fácilmente determinado.

SISTEMA DE ANÁLISIS

El sistema de análisis se denomina "Análisis Nodal", éste ha sido aplicado por muchos años para analizar el comportamiento de sistemas compuestos, como son: circuitos eléctricos, o sistemas complejos de redes de tuberías, sistemas de bombeo, etc. Su aplicación a sistemas de pozos productores fue propuesto por primera vez por Gilbert en 1954 y posterior a esto lo aplicaron Nind en 1964 y Brown en 1978.

El procedimiento consiste en seleccionar un conjunto de puntos o nodos en el pozo y dividirlo entre estos puntos. Los puntos mas comunes se muestran en la figura No. 1.4/1.

Todos los componentes corriente arriba del nodo comprenden la sección de entrada del fluido, mientras que la sección de salida del fluido consiste de todos los componentes corriente abajo del nodo.

Una condición para el análisis, es que la relación entre el ritmo de flujo y la caída de presión deberá estar disponible para cada componente del sistema. Es decir, el flujo a través del sistema puede ser determinado una vez que se cumpla lo siguiente:

- 1.- Flujo hacia el nodo igual a flujo fuera del nodo.
- 2.- Únicamente una presión existe en el nodo.

En cualquier tiempo de la vida del pozo hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del gasto. Una es la presión del yacimiento, P_R , y la otra es la presión de salida del sistema, que generalmente es la presión de separación, P_{sep} . Si el pozo esta controlado por un estrangulador de superficie, la presión de salida puede ser la presión en la cabeza, P_{wh} .

Una vez que el nodo es seleccionado la presión es calculada desde ambas direcciones iniciando en las presiones fijas.

Flujo hacia dentro del nodo ó curva inflow del sistema:

$$P_{nodo} = \bar{P}_R - \Delta P \text{ (de los componentes corriente arriba)}$$

Flujo hacia fuera del nodo ó curva outflow del sistema:

$$P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P \text{ (de los componentes corriente abajo)}$$

La caída de presión en cualquier componente varia con el gasto, q_L , y por lo tanto una gráfica de presión del nodo, versus q_L producirá dos curvas donde la intersección entre ambas dará las condiciones que satisfacen los requerimientos antes mencionados. En esta gráfica se indica la capacidad de producción de un pozo (inflow) y la capacidad de transporte del mismo (outflow) para llevar los fluidos producidos hasta la superficie o punto de entrega. El procedimiento se ilustra en la figura No.1.4/2 determinación de la capacidad de flujo de un pozo, con análisis nodal.

El efecto de cualquier cambio en los componentes del sistema puede ser analizado recalculando la presión del nodo versus q_L usando las nuevas características del componente que fue cambiado.

Si el cambio fue hecho a un componente corriente arriba, la curva hacia fuera deberá permanecer sin cambio. Por el contrario si el cambio fue hecho a un componente corriente abajo, la curva de entrada permanecerá constante. Sin embargo, si cualquiera de las curvas es cambiada la intersección se moverá y una nueva capacidad de flujo y presión existirán en el nodo. También las curvas deberán ser movidas si cualquiera de las presiones fijas son cambiadas, lo cual puede ocurrir, a P_R , con el agotamiento natural del yacimiento ó, a P_{sep} , si se modifican las condiciones de separación.

Como puede observarse el "Análisis Nodal" es una herramienta muy poderosa y flexible, que puede ser usada para mejorar el comportamiento de un sistema con varios pozos. La base se fundamenta en la capacidad de poder calcular las caídas de presión en cada uno de los elementos o componentes. Los métodos para determinar dichas caídas de presión deben ser lo más exactos posibles para reducir el error inherente de las mediciones de los parámetros involucrados.

Existen métodos específicos para calcular las caídas de presión en cada componente del sistema. Para esto se requiere un conocimiento mínimo sobre ingeniería de yacimientos, para determinar el comportamiento de los fluidos en el medio poroso, métodos para evaluar pozos dañados o estimulados, conceptos sobre el flujo multifásico en tuberías tanto verticales, horizontales y estranguladores, así como el comportamiento y el efecto de implementar sistemas artificiales de producción.

Por ejemplo, el flujo multifásico a través de tuberías verticales, es el movimiento de gases libres y líquidos a través de ellas, en las que pueden presentarse diferentes arreglos de flujo (patrones de flujo) como los que se muestran en la figura No.1.4/3. Patrones de flujo en tuberías verticales. Para calcular las caídas de presión en las tuberías se han desarrollado métodos empíricos denominado correlaciones de flujo multifásico y métodos analíticos denominados correlaciones mecánicas. Las correlaciones empíricas fueron desarrolladas por experimentación para cierto tipos de aceites y se generalizaron en unas ecuaciones, las cuales se han usado durante mucho tiempo con resultados muy buenos. Las correlaciones mecánicas son modelos matemáticos en los que se intenta incluir todos los efectos físicos y termodinámicos que se presentan en el flujo de fluidos por tuberías. Se considera que en un tiempo no muy lejano estas correlaciones se perfeccionen suficientemente hasta desplazar a las correlaciones empíricas.

I.5.- LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

Como se observó en la clasificación de yacimientos, los tipos de mecanismos de empuje que tienen los pozos, influyen fuertemente en su vida productiva y más cuando lo hacen por flujo natural.

Cuando un yacimiento de aceite es explotado por primera vez, está bajo la presión de las fuerzas naturales (mecanismos de empuje) que rodea la trampa o yacimiento, de tal forma que si un pozo es perforado en este yacimiento, las fuerzas naturales causarán que el fluido salga del yacimiento y se mueva hacia el pozo. Esta energía causa que el pozo produzca como resultado de la reducción de presión en todo el sistema (yacimiento - pozo e instalaciones de producción en superficie). Sin embargo, si la presión en el yacimiento y el pozo están tendiendo a igualarse esto causará que ya no exista flujo y que el pozo no produzca⁴.

Hay muchas razones o factores que pueden afectar las características de producción en un pozo y que frecuentemente se interrelacionan, algunas de ellas son: cambio de las propiedades de los fluidos del mismo aceite, tamaño de la tubería de producción ó de las instalaciones superficiales. Todos estos factores juegan un papel importante en el comportamiento de producción de un pozo, donde una instalación de producción óptima tratará de emplear al máximo la energía natural del yacimiento⁴.

Cuando un pozo ya no es capaz de llevar los fluidos producidos hasta el punto de entrega o recolección, es necesario suministrarle energía adicional para completar el proceso de producción de hidrocarburos. Esto se realiza a través de la aplicación de sistemas artificiales, los cuales transforman la energía que emplean para operar, en una energía aprovechable por el pozo.

Existen cuatro tipos de sistemas artificiales básicos y los más antiguos, éstos son:

- 1.- Bombeo Neumático (continuo e intermitente)
- 2.- Bombeo Electrocentrífugo.
- 3.- Bombeo Hidráulico (tipo Jet y tipo pistón)
- 4.- Bombeo Mecánico.

Adicionalmente otros sistemas artificiales han surgido posteriores, a los sistemas básicos, los cuales son o una modificación, combinación o complemento de los primeros, estos son:

- 5.- Bombeo de Cavidad Progresiva.
- 6.- Embolo viajero.

En la tabla No. I.5/1 se muestran los gastos que manejan y el tipo de energía que emplean y en la figura No. I.5, se muestra un esquema de estos sistemas.

La selección de un sistema artificial para un pozo dado, depende de muchos factores. Algunos de ellos son por ejemplo:

- Potencial del pozo (IPR):

- ✓ Gasto deseado.
- ✓ Presiones de succión permisibles.
- ✓ Comportamiento del pozo y yacimiento a futuro.
 - Pronósticos de: producción, presión, % de agua y RGA.
- Propiedades de los fluidos:
 - ✓ Densidad del aceite.
 - ✓ Viscosidad del aceite.
 - ✓ Relación gas aceite (% de gas libre @ bba.)
 - ✓ Temperatura de fondo.
- Estado mecánico:
 - ✓ Ø de tuberías de revestimiento.
 - ✓ Desviación del pozo.
 - ✓ Profundidad de colocación.
- Suministro de energía.
 - ✓ Disponibilidad de red de BN.
 - ✓ Disponibilidad de energía eléctrica.
- Problemáticas:
 - ✓ Precipitación de material orgánico (parafinas o asfáltenos)
 - ✓ Precipitación de material inorgánico (carbonato de calcio, CaCo₂)
 - ✓ Conificación de agua o gas.
 - ✓ Producción de arena.
- Análisis de factibilidad técnico-económico:
 - ✓ Capacidad de producción.
 - ✓ Flexibilidad operativa para los cambios en las condiciones de producción.
 - ✓ Tiempo de vida útil.
 - ✓ Disponibilidad de refaccionamiento y servicio.
 - ✓ Localización geográfica.
 - ✓ Estadística de fallas comunes y reacondicionamiento del sistema.
 - ✓ Inversión inicial.
 - ✓ Costos de operación y mantenimiento.
 - ✓ Recuperación de la inversión.
 - ✓ Proyección a futuro y número de pozos destinado al sistema artificial.

Como puede observarse son numerosos los puntos que deben evaluarse para seleccionar el mejor sistema artificial ya sea para un pozo o campo completo.

Desde el punto de vista económico, el mejor sistema artificial es aquel que provee el mayor **valor presente neto (VPN)** con la mínima inversión y tiempo de amortización, sin embargo, cuando las facilidades para instalar un sistema artificial no son grandes, lo único que queda es ver cual de ellos es factible de implantar técnicamente aunque los costos de instalación sean altos, claro siempre y cuando la producción pueda pagar la inversión y obtener los beneficios mínimos de rentabilidad.

CAPITULO II. EL SISTEMA BEC.

II.1.- BOMBAS⁵.

II.1.1 DEFINICIÓN DE UN EQUIPO DE BOMBEO.

Un equipo de bombeo es un transformador de energía. Recibe energía mecánica que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc. y la convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, posición o velocidad. El fluido que puede ser manejado en esencia por una bomba, es 100% líquido, si embargo se han realizado mejoras a algunos tipos de bombas para poder manejar una pequeña tolerancia con fluido que contenga una pequeña cantidad de gas o líquido con alta viscosidad.

Así, se tienen bombas que se utilizan para cambiar la posición de un cierto fluido, como una bomba de un pozo profundo, que adiciona energía para que el agua del subsuelo salga a la superficie. Un ejemplo de bombas que adicionan energía de presión, sería una bomba en un oleoducto, donde las cotas de altura, así como los diámetros de tuberías y consecuentemente, las velocidades fuesen iguales, en tanto que la presión es incrementada para poder vencer las pérdidas de fricción que se tuviesen en la conducción.

Existen bombas trabajando con presiones y alturas iguales que únicamente adicionan energía de velocidad. En la mayoría de las aplicaciones, la energía conferida por una bomba es una mezcla de las tres, las cuales se comportan de acuerdo con las ecuaciones fundamentales de la mecánica de fluidos.

II.1.2 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS.

Las bombas se pueden clasificar según dos consideraciones generales.

- 1.- De acuerdo a las características del movimiento del líquido.
- 2.- De acuerdo al tipo de aplicación específica para la cual ha sido diseñada.

La primera clasificación es la más usada ya que da mayor información de los principios de operación y puede ser generalizada.

Existen tres clases de bombas de acuerdo a esta clasificación, éstas son:

- A.- Centrífugas.
- B.- Rotatorias.
- C.- Recíprocas.

A. BOMBAS CENTRÍFUGAS.

A1) *Bomba centrífuga tipo voluta*.- En esta bomba, el impulsor descarga en una caja espiral que se expande progresivamente de tal forma que la velocidad del líquido se

reduce en forma gradual. Por este medio, parte de la energía de velocidad del líquido se convierte en energía de presión.

A2) *Bomba centrífuga tipo difusor.*- Cuenta con alabes direccionales estacionarios que rodean al rotor o impulsor. Estos pasajes con expansión gradual cambian la dirección del flujo y convierten la energía de velocidad a energía de presión.

A3) *Bomba centrífuga tipo turbina regenerativa.*- Conocida también como de vórtice, periférica o regenerativa. En este tipo de bombas se producen remolinos en el líquido por medio de los alabes a velocidades muy altas dentro del canal anular en el que gira el impulsor. Así el líquido va recibiendo impulsos de energía.

A4) *Bomba centrífuga de flujo mixto.*- Desarrolla su "carga" parcialmente por fuerza centrífuga y parcialmente por el impulso de los alabes sobre el líquido. El diámetro de descarga de los impulsores es mayor que el diámetro de entrada de la bomba.

A5) *Bomba centrífuga de flujo axial.*- Desarrolla su "carga" por la acción de un impulsor o elevación de las paletas sobre el líquido. El diámetro del impulsor es el mismo en la succión y en la descarga.

B. BOMBAS ROTATORIAS.

B1) *Bomba rotatoria de engranes.*- En este tipo de bombas, el fluido es transportado entre los dientes de los engranes y es desplazado cuando estos cierran al girar. Las superficies de los rotores cooperan para proporcionar sello continuo y cada rotor es capaz de accionar al otro. Los engranes de estas bombas pueden ser externos o internos.

Las bombas de engranes externos constan de dos engranes, cada uno con su propio eje, que giran alojados en una tolerancia muy estrecha dentro del cuerpo de la bomba.

Las bombas de engranes internos tienen también dos engranes, pero un solo rotor, de tal forma que el engrane interno se encuentra dentro y en el centro del otro engrane el cual es mayor.

B2) *Bomba rotatoria de alabe.*- Las bombas de alabes oscilantes tienen dos aspas articuladas que se balancean conforme gira el rotor, atrapando el líquido y forzándolo en el tubo de descarga de la bomba. Las aspas deslizantes se presionan contra la carcasa por la fuerza centrífuga cuando gira el rotor.

El líquido es atrapado entre las dos aspas y se conduce y fuerza hacia la descarga de la bomba. Estas bombas son de baja velocidad, recomendadas para líquidos de viscosidad reducida.

B3) *Bomba rotatoria de leva y pistón.*- También conocida como de embolo rotativo, consiste en un excéntrico con un brazo ranurado en la parte superior, la rotación de la flecha hace que el excéntrico atrape el líquido contra la caja. Conforme continúa la rotación, el líquido se fuerza de la caja a través de la ranura a la salida de la bomba.

B4) *Bomba rotatoria de tornillo*.- Esta bomba puede tener de uno a tres tornillos convenientemente roscados que giran en una caja fija. La de un solo tornillo tiene un rotor en forma de espiral que gira sobre su eje en un estator de hélice interna o cubierta. El rotor es de metal y la hélice, generalmente, es de hule duro o blando dependiendo del líquido que se maneje.

La de doble tornillo consta de un motriz y un inducido, en ejes paralelos que engranan en un alojamiento muy ajustado. La de tres tornillos consta de un tornillo conductor central con dos tornillos inducidos secundarios en alojamiento muy ajustado. En éstos el líquido fluye entre la rosca de los tornillos y el estator a lo largo de los ejes que forman la bomba.

B5) *Bomba rotatoria de lóbulo*.- Se asemeja a la bomba de tipo de engranes en su forma de acción, pueden tener desde dos, tres, cuatro o más lóbulos en cada rotor. Los rotores se sincronizan para obtener una rotación positiva por medio de engranes externos; el flujo de tipo lobular no es tan constante como la bomba de engranes. Existen también combinaciones de engranes y lóbulos.

B6) *Bomba rotatoria de bloque de vaivén*.- Tiene un rotor cilíndrico que gira en una carcasa concéntrica, en el interior del rotor se encuentra un bloque que cambia en posición de vaivén y un pistón recíprocado por un perno "loco" colocado excéntricamente, produciendo succión y descarga.

C. BOMBAS RECÍPROCANTES.

C1) *Bomba recíprocante de acción directa*.- En este tipo, una varilla común de pistón conecta un pistón de vapor y uno de líquido o embolo. Estas bombas, se construyen, Simples (un pistón de vapor y uno de líquido) y Duplex (dos pistones de vapor y dos de líquido). Los extremos compuestos y de triple expansión, ya no se fabrican como unidades normales. Las bombas de acción directa horizontales - simples y duplex, se han usado por mucho tiempo para diferentes servicios, incluyendo manejo de lodos, bombeo de aceite y agua y otros.

Se caracterizan por la facilidad de ajuste de la columna, velocidad y capacidad. Estas se detienen cuando la fuerza total en el pistón del líquido iguala a la del pistón de vapor. Así mismo desarrollan una presión muy elevada antes de detenerse. También tienen un flujo de descarga pulsante.

C2) *Bomba recíprocante de potencia*.- Tiene un cigüeñal movido por una fuente externa, generalmente, un motor eléctrico, banda o cadena. Frecuentemente se usan engranes entre motor y cigüeñal para reducir la velocidad de salida del elemento motor. Cuando se mueve a velocidad constante, estas bombas proporcionan un gasto casi constante para una amplia variación de columna. El extremo líquido, que puede ser del tipo pistón o embolo, desarrollará una presión elevada cuando se cierra la válvula de descarga de la bomba. Por esta razón, es práctica común proporcionar una válvula de alivio, con el objeto de proteger la bomba y la tubería.

C3) *Bomba recíprocante tipo diafragma*.- Se usan para gastos elevados de líquido, ya sea claros o conteniendo sólidos. También son apropiadas para líquidos tipo pulpas

gruesas, drenajes, lodos, soluciones ácidas y alcalinas, así como mezclas de agua con sólidos que pueden originar erosión.

Un diafragma de material flexible no metálico, puede soportar mejor la acción corrosiva o erosiva que las partes metálicas de algunas bombas reciprocantes.

II.1.3 CONCEPTOS BÁSICOS DE BOMBAS ⁸.

La presión en cualquier punto de un líquido puede imaginarse como la que ejerce una columna vertical de líquido debido a su peso sobre dicho punto. La altura de esa columna es llamada "carga estática" y se expresa en unidades de longitud (pies, metros, etc.), la carga estática correspondiente a una presión específica depende de la densidad relativa.

$$\text{Carga (pies)} = \left(\frac{\text{Presión (psi)} \times 2.31}{\text{Densidad relativa}} \right)$$

Una bomba centrífuga imparte velocidad a un líquido, donde la energía de velocidad es transformada en energía de presión en el difusor a medida que el líquido abandona la bomba, siendo la "carga" desarrollada aproximadamente igual a la energía de velocidad en la periferia del impulsor. Esta relación es expresada por la siguiente fórmula:

$$H = \frac{v^2}{2g}$$

donde: H= Carga total desarrollada (pies), v= Velocidad en la periferia del impulsor (pies/seg) y g= Constante de aceleración (32.2 pies/seg²).

Se puede predecir aproximadamente la carga de cualquier bomba centrífuga, calculando la velocidad periférica del impulsor y substituyendo su valor en la fórmula anterior. Una fórmula práctica para el cálculo de la velocidad periférica es:

$$v = \frac{\text{RPM} \times D_i}{229}$$

donde: D_i= Diámetro del impulsor (pulg) y 229= Constante (sistema ingles)

Lo anterior demuestra que para una bomba centrífuga se debe pensar en términos de carga, más que de presión, ya que para un determinado diámetro de impulsor y velocidad fija la bomba elevará un líquido a cierta altura sin importar el peso del mismo.

Todas estas formas de energía involucradas en un sistema de flujo de líquido pueden ser expresadas en términos de altura de líquido. El total de estas cargas se conoce como la carga total del sistema o el trabajo que una bomba debe ejecutar en el sistema.

A continuación se definen los términos de *carga*: estática, fricción velocidad y presión, que al combinarlos se obtienen los términos de carga dinámica con los cuales se determina la potencia de entrada (BHP) y la potencia de salida (WHP) de la bomba.

1.- *Altura de succión*.- Es la distancia vertical que existe desde la línea central de la bomba al nivel de líquido de la fuente de alimentación, cuando dicho nivel se encuentra por *debajo* de la línea central de la bomba, en este caso la carga es positiva (-).

2.- *Carga de succión*.- Es la distancia vertical que existe desde la línea central de la bomba al nivel de líquido de la fuente de alimentación, cuando dicho nivel se encuentra por *arriba* de la línea central de la bomba, en este caso la carga es negativa (+).

3.- *Carga estática a la descarga de la bomba*.- Es la distancia vertical que existe desde la línea de centros de la bomba y el punto de descarga de dicha bomba.

4.- *Carga total estática*.- Es la suma algebraica de la *altura* o *carga de succión* y la *carga estática de descarga* de la bomba. En aplicaciones normales esta es siempre positiva (+).

5.- *Carga de fricción (Hf)*.- Es la carga requerida para vencer la resistencia de un líquido a fluir en la tubería y accesorios. Esta depende de algunos factores como: tamaño y tipo de tubo, flujo y naturaleza del líquido, así como de la cantidad y tipos de accesorios.

6.- *Carga de velocidad (Hv)*.- Es la energía contenida en un líquido como resultado de su movimiento a una velocidad (v).

$$H_v = \frac{v^2}{2g}$$

Normalmente esta carga es muy pequeña y puede despreciarse en la mayoría de los sistemas de alta carga. Sin embargo, puede ser un factor importante en los sistemas de baja carga.

7.- *Carga de presión*.- En un sistema de bombeo debe considerarse si la entrada y salida se encuentra presurizada o al vacío, de tal forma que la presión del tanque debe convertirse a columna de líquido.

Un vacío en el tanque de succión o una presión en el tanque de descarga se deben sumar (+) a la carga del sistema. Mientras que una presión en el tanque de succión o un vacío en el tanque de descarga deben ser restados (-).

$$\text{Vacío (pies)} = \frac{\text{Vacío (pulg Hg)}}{\text{Densidad relativa}} \times 1.13$$

8.- *Altura total dinámica de succión (Hs).*- Es la altura de succión estática *menos* la carga de velocidad en la brida de succión de la bomba *más* la carga total de fricción en la línea de succión.

9.- *Carga total dinámica de succión (Hs).*- Es la carga estática de succión *más* la carga de velocidad en la brida de succión de la bomba *menos* la carga total de fricción en la línea de succión.

10.- *Carga total dinámica a la descarga (Hd).*- Es la carga estática a la descarga *más* la carga de velocidad en la brida de descarga de la bomba *más* la carga total de fricción en la línea de descarga.

11.- *Carga total (H) o Carga dinámica total (TDH).*- Es la carga dinámica total a la descarga *menos* la carga dinámica total de succión o *más* la altura dinámica total de succión.

$$TDH = Hd + Hs \text{ (con altura de succión)}$$

$$TDH = Hd - Hs \text{ (con "carga" de succión)}$$

12.- *Capacidad (Q).*- Es la cantidad de líquido que la bomba mueve en una unidad de tiempo determinado. Generalmente se expresa en galones por minuto (GPM) o en metros cúbicos por hora (m³/hr).

13.- *Potencia y Eficiencia.*- El trabajo efectuado por una bomba es una función de la carga total y el peso del líquido bombeado en un cierto tiempo. La *potencia de entrada o potencia al freno* (BHP) es la potencia requerida en la flecha de la bomba. La *potencia de salida o potencia hidráulica* (WHP) es la potencia desarrollada en el líquido por la bomba. Estos dos términos son definidos por las siguientes fórmulas:

$$WHP = \frac{Q \times TDH \times \text{Densidad relativa}}{3960}$$

$$BHP = \frac{Q \times TDH \times \text{Densidad relativa}}{3960 \times \text{Eficiencia de la bomba}}$$

donde: Q esta en GPM y TDH en pies.

La constante 3960 es obtenida de la división de 33,000 lb-pie (equivalente de 1 HP), por el peso de un galón de agua (8.33 lb).

La potencia al freno o de entrada para una bomba es mayor que la potencia hidráulica o de salida, debido a las pérdidas mecánicas o hidráulicas que ocurren en la bomba. Por lo tanto, la eficiencia es la relación de estos dos valores.

$$\text{Eficiencia de la bomba} = \frac{WHP}{BHP}$$

14.- *Carga neta positiva de succión (NPSH).*- Es una medida de la cantidad de *carga* que debe existir en la succión de la bomba para prevenir la cavitación.

NPSH disponible.- Es diferencia entre la presión absoluta en la succión de la bomba y la presión de vapor del líquido, ambas transformadas en carga.

NPSH requerido.- Es la carga hidrostática mínima, necesaria en la succión de la bomba, para hacer llegar el líquido al impulsor sin vaporización.

15.- Cavitación.- Es la formación y colapso de burbujas de vapor en el líquido cuando la bomba está operando cerca del mínimo de NPSH. Cuando se presenta la cavitación parte del líquido se transforma en vapor debido a que se encuentra en una zona de baja presión (succión de la bomba) entonces las burbujas de vapor son conducidas a otra zona de mucho mayor presión (descarga de la bomba), donde se colapsan y el líquido se precipita con tal fuerza que produce golpes, picado y erosión del metal de la bomba.

II.2.- MOTORES ELÉCTRICOS⁶.

II.2.1 FUNDAMENTOS DE ELECTRICIDAD.

La materia esta constituida básicamente por el átomo como estructura fundamental de ésta. Y el átomo a su vez está constituido principalmente por protones, neutrones, electrones y otras partículas que son de menor importancia en electrostática. Los átomos son eléctricamente neutros. Los electrones son partículas cargadas negativamente y los protones son partículas con cargas positivas. El átomo tiene igual número de electrones que de protones. Cuando decimos que un objeto esta cargado, lo que queremos decir es que tiene un exceso de carga; que puede ser positiva (deficiencia de electrones) o negativa (exceso de electrones). Los electrones ocupan diferentes capas alrededor del núcleo, donde los más cercanos al núcleo tienen mayor atracción a éste; mientras que los de las capas más alejadas tienen menor atracción al núcleo.

Si hay un nivel de energía capaz de romper el enlace que tienen los electrones con respecto a su átomo natural este pasaría a otro átomo vecino, produciéndose así una corriente llamada *corriente electrónica* o de movimiento del electrón.

Para obtener una corriente o flujo de electrones tiene que haber una diferencia de potencial a través del conductor y tenerse un circuito cerrado. La diferencia de potencial causa que los electrones se muevan, de tal forma que, cuando un electrón se mueve crea un espacio que será llenado por otro electrón que viaja en la misma dirección.

- *Electricidad.*- Es la energía que se caracteriza por el movimiento de cargas en un circuito desde un punto de alta tensión hasta uno de baja tensión.
- *Intensidad de corriente o Corriente eléctrica.*- Es la cantidad de flujo de corriente que se produce en un circuito cerrado debido a una diferencial de potencial, y que se encuentra expresada en Amperios.
- *Tensión o voltaje.*- Es la diferencia de potencial que se encuentra concentrada en una fuente de energía para producir un flujo de corriente en un circuito. Si el circuito esta abierto, la energía se encuentra disponible entre los terminales de dicha fuente; si el circuito se cierra esta energía se distribuirá en los elementos del circuito representada como una caída de voltaje de tal forma que la suma de todas las caídas de voltaje serán igual a la de la fuente, en un circuito en serie.

Con respecto a la electricidad, existen dos tipos básicos de materiales:

- 1) *Conductores* y
- 2) *Aisladores.*

- *Conductor.*- Es un material que conduce electricidad razonablemente bien. Ejemplo de ellos son: oro, platino, plata, cobre, aluminio hierro, etc. Los primeros son excelentes conductores, sin embargo son muy costosos, por lo cual se usa comercialmente el aluminio y el cobre.

- *Aislador*.- Es simplemente un material con poca capacidad para conducir electricidad. Por ejemplo: papel, madera, plásticos, vidrio, cerámicas, etc.

Debido a que no hay un conductor que sea 100 % eficiente, siempre habrá una resistencia al flujo de corriente, inherente en el material. Normalmente la resistencia esta expresada en Ohmios; esta resistencia causa una caída de voltaje en el circuito.

Es posible predecir la caída de voltaje en un conductor, a través de la ley de Ohmios, la cual dice:

$$V = I \times R$$

Donde: V= Diferencia de potencial (Voltios), I= Intensidad de corriente (Amperios) y R= Resistencia del conductor (Ohmios).

- *Circuitos de corriente directa (DC)*. En los circuitos de corriente directa el voltaje, la corriente y la potencia se mantiene constantes con respecto al tiempo.

En estos circuitos, si la resistencia es fija, el amperaje cambiará proporcionalmente con el voltaje. En cambio si el voltaje es fijo, el amperaje cambia inversamente proporcional con la resistencia. Ver figura No.II.2.1.1.

Una resistencia conectada en un circuito cerrado producirá calor. Este calor es *trabajo o potencia*, la cual es el producto del voltaje por la corriente y se expresa en Volts – Amper (VA o KVA).

$$KVA = \frac{V \times I}{1000}$$

Los KVA son el valor instantáneo de potencia de un circuito.

Cuando hay dos o más resistencias conectadas en serie, la resistencia equivalente será la suma de todas las resistencias individuales.

$$R_{Eq} = R_1 + R_2 + R_3 + R_n$$

En un circuito conectado en serie, la corriente es la misma en cada resistencia, mientras que el voltaje es diferente. El voltaje total es igual a la suma de los voltajes en cada resistencia.

Cuando hay varias resistencias conectadas en paralelo, la resistencia equivalente es calculada por la ley de Kirchoff de resistencias.

$$R_{Eq} = \frac{1}{1/R_1 + 1/R_2 + 1/R_3 + 1/R_n}$$

En estos circuitos, el voltaje es el mismo en cada resistencia mientras que la corriente es diferente. La corriente total del circuito es igual a la suma de la corriente que se divide en cada una de las resistencias del circuito.

- *Circuitos de corriente alterna (AC)*. El otro tipo de corriente muy común es la corriente alterna. Aquí el voltaje, el amperaje y la potencia no se mantienen constante con respecto al tiempo.

En la corriente alterna el voltaje aumenta en una dirección hasta un valor máximo, para luego cambiar de dirección y llegar a un valor máximo en el sentido opuesto después de pasar por cero. Cada vez que esto ocurre decimos que se ha completado un ciclo que corresponde a 360° .

A la cantidad de ciclos que se producen durante un tiempo de 1 segundo, se le llama *Frecuencia*, y normalmente esta expresado en *Hertz*.

La corriente alterna puede ser de diferentes tipos de ondas. Esto se llama forma de onda, y cada una tiene aplicaciones específicas. Por ejemplo para aplicaciones de potencia se usa la forma sinusoidal y para aplicaciones de control y transmisión de datos se usan las formas cuadradas y diente de sierra.

Una forma de onda sinusoidal resulta de la geometría interna de un generador de C.A. El voltaje en la salida de un generador está en función de la distancia entre los carrios magnéticos del rotor y el estator.

Por ejemplo cuando los polos del rotor están paralelos a las líneas de fuerza de los polos del estator, el voltaje es cero. A medida que el rotor gira el voltaje comienza a incrementarse hasta que los polos del rotor se encuentran perpendiculares a las líneas de fuerza de los polos del estator, en ese momento el voltaje es máximo. Y si el rotor continúa girando el voltaje comienza a reducirse hasta llegar a cero, este es un ciclo positivo de la corriente alterna, así mismo si el rotor continúa girando aún más se formara otro ciclo, pero con sentido opuesto es decir un ciclo negativo.

De esta forma la corriente alterna se forma y va variando con respecto al tiempo cambiando constantemente de sentido de positivo a negativo en cada ciclo. Ver figura No. II.2.1.2.

- *Potencia, Voltaje y Corriente eficaz (RMS)*.

La *potencia instantánea o potencia aparente*, dada en KVA.- Es el producto de la corriente por el voltaje, y esta cambiará constantemente su valor con respecto al tiempo. En el caso de un circuito de corriente alterna, C.A., esta potencia instantánea, KVA, será diferente de la *potencia eficaz o promedio (RMS)* del sistema, dada en KW. Esto se debe a que en ciertos puntos, de su curva, la potencia aparente esta en su valor máximo pero, la mayor parte del tiempo, es de un valor menor. También, dos veces en cada ciclo, esta potencia es cero.

Para tomar esto en cuenta, y conocer la *potencia eficaz o promedio*, dada en KW, es necesario calcular un valor promedio. La potencia eficaz es el producto del voltaje eficaz por la corriente eficaz. Para obtener los valores de *voltaje y corriente eficaz*, es necesario dividir el valor máximo de cada uno por la raíz cuadrada de dos ($2^{1/2}$). Esto nos da el voltaje eficaz (RMS) y corriente eficaz (RMS). Ver figura No. II.2.1.3.

La energía eléctrica que se observa en la figura 2.3, corresponde a un voltaje y corriente monofásica, es decir solo existe una señal eléctrica de voltaje y una de corriente, las cuales se encuentra en fase. Esto quiere decir que las dos parten del mismo punto y llegan al mismo punto al mismo tiempo.

También existen corrientes eléctricas bifásicas y trifásicas, estas son las siguientes:

- *Corriente bifásica y trifásica.-*

La *corriente bifásica* viene en dos fases de 120 VAC, RMS, cada una, medidas con respecto a tierra. Debido a que algunas maquinas usan 240 VAC, si hay dos fases de 120 VAC desfasadas 180 grados eléctricos, es posible conseguir 240 VAC entre ellas.

En aplicaciones industriales es más común el uso de la *corriente alterna trifásica*. Cada fase esta 120° fuera de fase con respecto a las otras. Cada fase puede ser utilizada individualmente o las tres juntas, si los equipos son compatibles con potencia trifásica. Una ventaja de esto es que las maquinas operan más suaves con corriente trifásica, debido a que el estator del motor siempre esta recibiendo potencia. Como resultado de esto, es posible realizar un trabajo mayor con un motor de menor tamaño.

- *Factor de potencia.-*

En muchos circuitos la carga eléctrica no es solamente resistiva. En este caso, la potencia aparente dada en KVA y la potencia real dada en KW, no serán iguales. El factor de potencia es la relación entre la potencia real y la potencia aparente:

$$F.P. = \frac{\text{Potencia consumida, KW}}{\text{Potencia requerida, KVA}}$$

Los KW, consumidos, son el producto del voltaje por la corriente real, mientras que los KVA requeridos se obtienen multiplicando el voltaje por la corriente total.

En un circuito eléctrico hay dos tipos de carga. Una usa energía y la transforma en un trabajo y la otra almacena energía eléctrica sin convertirla en nada.

Un elemento que almacena energía en un circuito generará una corriente desfasada 90° con respecto a la corriente que produce trabajo. Los dispositivos que ocasionan este tipo de comportamiento son los inductores y los capacitores.

Un inductor almacena energía en un campo magnético, mientras que un capacitor lo hace en un campo eléctrico. La diferencia entre ambos es que cuando uno esta almacenando energía, el otro esta llevándola de regreso. Si ambos dispositivos se encuentran conectados al mismo tiempo, y si las corrientes inductivas y capacitivas son exactamente iguales ellas se cancelaran.

La corriente del inductor, I_L , retrasará la corriente que produce trabajo y la corriente del capacitor, I_C , la adelantará. Ver figura No. II.2.1.4.

Un factor de potencia diferente de uno, en realidad es el resultado de que la onda de corriente y la onda de voltaje no están en fase. Esto se debe a que la reactancia, debida a un inductor o capacitor, en un circuito atrasa o adelanta a la onda de corriente que produce trabajo.

II.2.2 FUNDAMENTOS DE MAGNETISMO

Electricidad y magnetismo tienen una relación muy cercana. Por ejemplo si se tiene una barra, hecha de un material ferromagnético como el hierro, con dos polos norte y sur en sus extremos, se dice que entre ambos polos, se tiene una conexión magnética, donde existe un campo de fuerzas alrededor de dicha barra. Ver figura No. II.2.2.1

Este campo de fuerzas es representado por líneas continuas que se concentran en los polos, y donde el campo es mas fuerte cerca del magneto y decrece con la distancia. Las líneas siempre se originan en el polo norte y finalizan en el polo sur.

El flujo de corriente a través de un alambre conductor crea un campo magnético alrededor de éste, perpendicular a la dirección del flujo de corriente. Si la corriente cambia de dirección y se desplaza en sentido contrario, el campo magnético invierte su dirección también. Ver figura No. II.2.2.2.

- TRANSFORMADORES

Si un cable esta devanado alrededor de un núcleo de hierro y una corriente pasa a través de éste, un campo magnético será inducido en el núcleo. La fuerza del campo magnético dependerá del KVA que esta pasando a través del devanado.

Si hay otro cable en el devanado alrededor del mismo núcleo de hierro, el campo magnético inducirá una corriente y un voltaje en el segundo devanado.

Al devanado que recibe el voltaje desde una fuente para inducir el campo magnético se le conoce como "Primario", mientras que el al que recibe el voltaje por inducción desde el campo magnético se le conoce como "Secundario".

Es posible predecir el voltaje (y también la corriente) inducidos en el lado secundario a partir de la relación entre las vueltas de ambos devanados.

Cuando el número de vueltas es el mismo de ambos lados, así la relación de vueltas es de uno a uno (1:1) y el voltaje de entrada es igual al de salida.

Debido a que la energía no puede ser creada ni destruida, solo se transforma, el KVA de entrada es igual al de salida. Es decir:

$$\begin{aligned}KVA_1 &= KVA_2 \\V_1 * I_1 &= V_2 * I_2\end{aligned}$$

Cuando un transformador no tiene el mismo numero de vueltas en ambos devanados, el voltaje en la salida del secundario será diferente que el voltaje de entrada en el primario, obteniéndose así un "Transformador de Potencia".

En cambio, la corriente en el secundario será igual al producto de la corriente del primario por la relación de transformación (RT).

Cuando la RT no es muy alta, es posible tener un devanado solo para ambos lados primario y secundario. Esto se llama "Autotransformador", y la RT será limitada a un valor menor de 2:1.

Los transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos. La apariencia de un típico transformador monofásico se puede ver en la [figura II.2.2.3](#).

Normalmente cuando se usan transformadores monofásicos con electricidad trifásica, es necesario utilizar tres transformadores individuales. Estos se pueden conectar en varias configuraciones. Estas son: conexión Delta (triangulo) o Estrella. Ver [figura II.2.2.3](#).

Si el transformador esta conectado en triangulo, el voltaje de fase a fase será el mismo que el voltaje de línea a línea. En cambio si los transformadores están conectados en estrella en el lado primario, habrá un ángulo eléctrico de 60° entre cada fase.

II.2.3 MOTORES ELÉCTRICOS TIPO JAULA DE ARDILLA.

Ya conocemos que un flujo de corriente continua en un conductor induce un campo magnético alrededor de él. Entonces es posible, en un mismo tramo de conductor en forma de círculo, tener campos magnéticos moviéndose en direcciones opuestas, mientras que la corriente está viajando en una sola dirección. Ver [figura II.2.3.1. a](#)).

Un estator de un motor, esta hecho de laminaciones de hierro con tres vueltas grandes de conductores (una para cada fase). A esto se le conoce como devanado, y cuando una corriente continua esta fluyendo a través de una fase, se induce un campo magnético constante. Ver [figura II.2.3.1. b](#)).

El devanado del estator puede fabricarse para crear dos polos, uno norte y uno sur, y pueden también fabricarse para crear más de dos polos, por ejemplo cuatro polos (mayor velocidad), ver [figura II.2.3.1. b](#)).. Hasta aquí solo se tiene la mitad del trabajo. El estator toma energía eléctrica para convertirla en energía magnética, el siguiente paso es convertir la energía magnética en trabajo útil.

Si colocamos un alambre, en forma de loop, dentro de un campo magnético no sucederá nada, sin embargo si hacemos fluir una corriente por el alambre se creará otro campo magnético en él. Con dos campos magnéticos podemos tener fuerzas atractivas y repulsivas. Esto causará dos fuerzas iguales y opuestas en el loop (un torque), haciendo que éste quiera girar para balancear las fuerzas. Esto provocara un movimiento rotatorio solo por un momento. Ver [figura II.2.3.1. c](#)).

Para conseguir que el loop gire más que esto, necesitamos cambiar la dirección del campo magnético. Si la corriente que usamos es alterna en vez de continua, la cual cambia de dirección 50 o 60 veces por segundo, entonces tendremos un movimiento continuo del loop. Ver [figura II.2.3.1. d](#)).

El rotor de un motor realmente es un loop de cobre compuesto por muchas barras de cobre cortocircuitadas en los extremos por medio de un anillo de cobre. Como el rotor tiene la apariencia de la jaula de una ardilla, se le denomina de esta forma. Ver [figura II.2.3.1. e](#)).

El campo magnético del estator induce un flujo de corriente (energía eléctrica) en el rotor. Ver [figura II.2.3.1. f](#)).

Un motor eléctrico hace girar una flecha a partir de un torque (fuerzas iguales en sentido opuesto) generado por un sistema de campos magnéticos.

II.3.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA BEC.

II.3.1 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA BEC

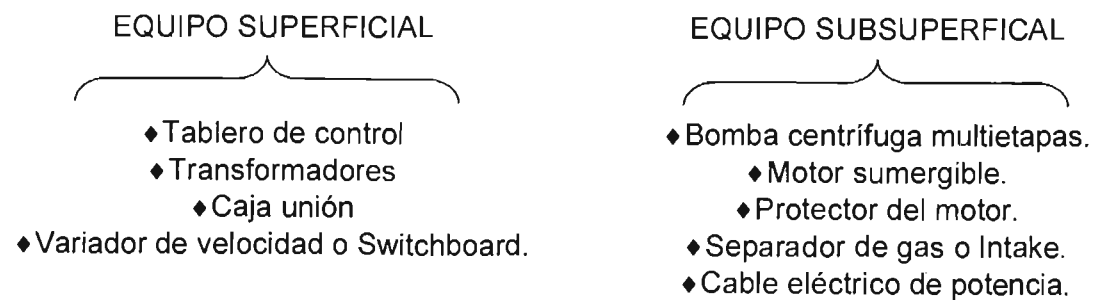
Las bombas BEC son bombas centrífugas de etapas múltiples. El impulsor se encuentra fijo al eje y gira con éste, proporcionando energía cinética al fluido, mientras que el difusor se encuentra estático dentro de la carcasa de la bomba y, le proporciona energía potencial. Ver figura No. II.3.1

La bomba es accionada por un motor eléctrico, donde la energía eléctrica es transmitida desde la superficie hasta el motor de fondo, utilizando un cable de potencia: Al girar el motor el fluido es introducido en las etapas de la bomba y enviado hacia la superficie.

Las etapas de la bomba pueden ser de tipo radial o mixto, las de tipo radial están diseñadas para manejar bajo gasto y alta presión y las de tipo mixto alto gasto y baja presión. El tipo de etapa determina el volumen de fluido que maneja la bomba y el número de ellas determina el levantamiento total generado (TDH). Las bombas se construyen en un amplio rango de capacidades, para aplicaciones en diferentes tamaños de tuberías de revestimiento.

II.3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA

Un sistema BEC se compone de dos partes principales, de acuerdo a su ubicación, estas son: 1) Equipo superficial y 2) Equipo subsuperficial, estos se conforman por los siguientes componentes:



Ver figura No. II.3.2.

II.3.2.1 EQUIPO SUBSUPERFICIAL⁶.

Bomba centrífuga multietapas.

Las bombas centrífugas son de etapas múltiples y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tipo de etapa que se use determina la carga generada y la potencia requerida.

Con el fin de evitar los empujes axiales, la bomba debe operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y generalmente va del 75% al 125% del punto de mayor eficiencia de la bomba. Ver figura No. II.3.2.1/1.

Protector del Motor o Sección Sellante.

El protector en general cumple cuatro funciones básicas:

- Conecta la carcasa de la bomba con la del motor, uniendo la flecha impulsora del motor con la flecha de la bomba.
- Aloja el cojinete que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba.
- Evita la entrada de fluido del pozo al motor.
- Realiza la función de un recipiente para compensar la expansión y contracción del aceite del motor, debido al calentamiento y enfriamiento del mismo cuando la unidad trabaja o está fuera de operación.

Ver figura No. II.3.2.1/2

Motor sumergible

El motor provee la fuerza impulsora que hace girar a la bomba. Los motores eléctricos usados en operaciones de bombeo eléctrico, son motores trifásicos, de inducción, de dos polos que operan a una velocidad relativamente constante de 3500 rpm a 60 Hz. Estos motores se llenan con un aceite mineral altamente refinado que debe proporcionar alta resistencia dieléctrica y buena conductividad térmica; así mismo este aceite lubrica los cojinetes internos y transfiere el calor generado por el mismo a la carcasa, que a su vez es transferido a los fluidos del pozo que pasan por la superficie externa del motor.

Ver figura No. II.3.2.1/3

Separador de Gas.

El separador de gas es una sección normalmente colocada entre el protector y la bomba y sirve como succión o entrada a la bomba. Separa el gas libre del fluido y lo desvía hacia el exterior de la bomba. El separador es una ayuda en la prevención del candado de gas y normalmente permite un bombeo más eficiente en pozos que manejan alto contenido de gas libre. Ver figura No. II.3.2.1/4

Cable eléctrico de potencia.

La potencia se suministra al motor por medio de un cable eléctrico. Un rango de tamaños del conductor permite cubrir los requerimientos del motor. Existen cables redondos y planos, los cables pueden instalarse en pozos con diversos rangos de temperaturas de acuerdo a sus características particulares. Estos rangos son: hasta 250°F (121°C) para motores estándar, hasta 300°F (149°C) para motores intermedios y existen motores para aplicaciones especiales de temperatura, los cuales pueden ser aplicados hasta 500°F (260°C), dependiendo de las condiciones del pozo.

El cable puede tener armadura de acero, bronce o monel. El tamaño apropiado del cable lo determina el amperaje, la caída de voltaje y el espacio disponible entre la tubería de revestimiento y la de producción. Ver figura No. II.3.2.1/5

II.3.2.2 EQUIPO SUPERFICIAL⁶

Este equipo es todo aquel que se encuentra instalado en superficie y que es necesario para el control y operación del equipo de fondo. Ver figura No. II.3.2.2

Tablero de control.

Los tableros de control son a prueba de agua y están disponibles en varios tamaños, acompañados de accesorios para ajustarse a cualquier instalación de bombeo; ensamblados con fusibles de desconexión, amperímetro, protección de baja carga y sobrecarga, luces, relojes para bombeo intermitente e instrumentos para operación automática o a control remoto.

Transformadores.

Para uso en equipo subsuperficial se fabrican transformadores estándar trifásicos, autotransformadores trifásicos, o bien, conjuntos de tres transformadores de fase única. Estas unidades están diseñadas para convertir el voltaje de la línea primaria al voltaje requerido por el motor.

Caja Unión.

Por razones de seguridad la caja unión se localiza entre el cabezal del pozo y el transformador. La caja unión impide la migración del gas del fondo del pozo a través del cable superficial hasta el transformador, eliminando así el riesgo de incendio o explosión.

Variador de velocidad (VSD).

Una forma de operar las unidades de bombeo electrocentrífugo es utilizando un variador de frecuencia (VSD). Un VSD es utilizado para cambiar la frecuencia fija de la forma de onda de corriente alterna de potencia de entrada, a otras frecuencias (usualmente entre 30 a 90 Hz), con el objeto de modificar el gasto de producción y las

condiciones de operación del sistema. Con esto se evita estar limitado a la frecuencia de línea.

Switchboard.

Este equipo es otro tipo de arrancador de motores, con la peculiaridad que no maneja cambios en frecuencia, por lo que únicamente trabajan con la frecuencia de alimentación. Esto no permitirá arranques suaves ni cambios en su operación por efecto de las condiciones del equipo de fondo.

La diferencia fundamental entre los sistemas de arrancadores, como lo son el Switchboard y el VSD, radica en que con el uso de los variadores de velocidad, el rango de operación del sistema BEC se incrementa sustancialmente en comparación con la operación a velocidad fija, cuando se usa un switchboard. Esto resulta muy útil cuando la productividad del pozo es desconocida o para ajustar las condiciones de operación a los cambios en las condiciones del pozo con el tiempo.

Cabezal BEC y sistema penetrador.

Este equipo permite realizar la instalación de la tubería de producción considerando el cable de potencia con el sistema de penetración especial para instalaciones BEC.

II.3.2.3 ACCESORIOS

Algunos de los accesorios que con mayor frecuencia utilizados en el sistema BEC son:

- Válvula check.- Evita dejar vacía la TP y evita el "Backspin".
- Válvula de drene.- Permite drenar la TP cuando se tiene válvula check.
- Centrales.- Permiten guiar el equipo en su instalación y recuperación, evitando daños debido a golpes ligeros.
- Flejes.- Fijan el cable de potencia a la TP para evitar que este suelto y se produzca juego o posibles atoramientos del cable.
- Registradores de presión y temperatura de fondo.- Permiten registrar variables de interés, en el fondo del pozo en tiempo real.

II.3.3 TIPO DE INSTALACIONES CON EL SISTEMA BEC.

Hay diferentes tipos de aplicaciones que pueden realizarse con los sistemas de bombeo electrocentrífugos, combinando los componentes típicos o usando algunos con ciertas modificaciones para satisfacer las más diversas necesidades de operación.

Una aplicación típica usa una bomba multietapas suspendida en el fondo del pozo por la tubería de producción; debajo de la bomba existe una entrada, la cual provee un ingreso para el fluido del pozo o también provee una separación de gas, de ser necesario, en la parte inferior de la entrada de fluidos existe una sección de sello que

se llama "protector" el cual aísla el fluido del pozo del motor, y finalmente el motor eléctrico que se encuentra en la parte mas baja y provee la potencia necesaria para mover la bomba.⁶

Otra aplicación, no tan común, es utilizar el sistema de bombeo para aumentar la presión cuando se requiere llevar los fluidos desde un punto a otro, desde un sitio intermedio, ésto es, como sistema booster o de recompresión. El fluido de baja presión entra en el espacio anular y es desplazado por la bomba de fondo a través de la tubería de producción a la presión deseada. Este tipo de aplicación es benéfico en las áreas pobladas, debido a que la unidad no maneja equipo en movimiento en superficie ni ruidos que afecten a zonas habitadas⁶.

Una ligera variación en el sistema convencional es colocar la descarga de la bomba en la parte inferior, para la inyección al yacimiento a alta presión, el fluido de inyección puede ingresar por el espacio anular o también por la tubería de producción o en ambas. Si el fluido de inyección ingresa a través de la tubería, un niple perforado por encima de la unidad permitirá que el fluido sea admitido dentro del espacio anular justo arriba del motor. Si se quiere producir e inyectar al mismo tiempo en diferentes capas se requerirá aislar ambas zonas⁶.

Actualmente existe la posibilidad de aplicar el sistema BEC con cable de acero o tubería flexible continua colgada, ésto permite instalar la unidad sin la necesidad de un equipo de reparación, permitiendo una rápida instalación. La aplicación de este sistema es útil en áreas donde el acceso es difícil y asimismo es ventajoso en pozos someros con bajos ritmos de producción.

II.4.- FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO BEC.

Cuando se considera la posibilidad de realizar un estudio de factibilidad para aplicar un sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC), es muy importante reconocer las ventajas y desventajas que tiene el sistema. Ya que la vida útil promedio de ellos solo es larga, cuando se tienen condiciones ideales de operación, y estas condiciones no son muy comunes en la mayoría de los pozos de petróleo.

Al sistema BEC le afectan muchos factores un poco más que a otros sistemas, por ejemplo:

- 1.- Altas relaciones gas-líquido que ocasionen un alto porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba mayor a 10 % sin accesorios especiales y 50% aún con accesorios especiales, no es recomendable.
- 2.- Altas temperaturas, debido a la naturaleza del motor eléctrico la alta temperatura termina por reducir la vida útil del sistema considerablemente.
- 3.- Altas viscosidades, estas reducen el enfriamiento del motor y aumentan el consumo de potencia, así como la reducción de esperar altas producciones.

4.- Tamaños de casing muy reducidos, estos elevan el costo y disminuyen la eficiencia de los equipos.

5.- Las altas desviaciones de los pozos, reducen la posibilidad de proteger mejor el motor de fondo, debido a que se reducen las configuraciones permisibles para seleccionar los sellos protectores del motor.

6.- Si se tienen problemáticas de producción como:

- Precipitación de material orgánico e inorgánico, estas reducirán la eficiencia del equipo en el primero de los casos y el enfriamiento del motor en el segundo, así mismo la reducción de la producción en forma paulatina hasta causar un daño serio al equipo como puede ser atoramiento de las bombas o cortocircuito del motor.
- Cuando se produce arena, dependiendo del tamaño de esta, puede causarse erosión en los impulsores y difusores cuando los granos son grandes y atoramiento en las flechas y cojinetes cuando los granos son muy finos.

7.- Información errónea, esto como en todos los sistemas conduce a un diseño fuera de rango, el problema con un sistema BEC, es que su flexibilidad para los cambios de condición es muy pequeña, por lo que si no se consideraron en el diseño es muy difícil remediar el problema ocasionando así que no sea posible la operación del equipo o que la vida útil del mismo sea de tan solo unas horas, días o meses.

8.- Los costos de inversión iniciales son muy altos, por lo que existe un gran compromiso en lograr por todos los medios el máximo posible de vida útil, que por lo menos recupere la inversión realizada.

9.- El sistema requiere de una especializada atención para el seguimiento y operación, con lo cual se requiere de personal capacitado o depender de los servicios de las compañías proveedoras del sistema con un costo adicional.

10.- La naturaleza del sistema no recomienda la rehabilitación de los equipos usados, ya que la diferencia entre uno nuevo y uno usado no es tan considerable y en comparación con la posibilidad de falla. Lo que termina haciendo costoso la explotación con este sistema.

11.- Si se considera que la descarga del pozo se realice con el mismo equipo esto aumenta los requerimientos de potencia iniciales y sobredimensiona un poco el equipo con lo cual se eleva el costo.

Lo que se pretende con mostrar lo anterior es que se tenga muy en cuenta las ventajas y desventajas que tiene el sistema, así como sus rangos de aplicación. Algunas razones pueden ser:

II.5.- DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN BEC⁷.

Para el diseño manual de una instalación BEC, puede considerarse que hay dos tipos de pozos: pozos que producen gas y pozos que no producen gas. Si no hay gas en el pozo los cálculos para la selección del equipo de bombeo son relativamente cortos y simples. La cantidad de levantamiento que la bomba debe producir es simplemente la suma de los pies de altura requeridos para levantar el líquido hasta la superficie más la fricción en la tubería de producción y la presión en la cabeza del pozo. Estos cálculos son simples debido a que la gravedad específica del fluido es, para propósitos prácticos, la misma a través de todo el pozo, entonces la conversión de presión en psi a presión en pies es la misma en todos los puntos del pozo.

Sin embargo, si el pozo produce gas, el problema es mucho más complicado. Como la presión y la temperatura en dos puntos diferentes del pozo no son iguales, el volumen de gas también no es el mismo. Esto resulta en un constante cambio de la densidad de la mezcla cuando el fluido pasa por las perforaciones, la bomba y llega a la superficie a través de la tubería de producción. En este caso la conversión entre la presión en psi y la presión en pies no es constante, con lo cual es necesario hacer cálculos a intervalos más pequeños a lo largo de la tubería (caracterización del patrón de flujo). Entonces la presión que la bomba debe producir puede ser determinada a través de la suma de la información determinada por los cálculos desarrollados intervalo a intervalo.

El dimensionamiento de un equipo de bombeo electrocentrífugo (BEC), en muchas aplicaciones, es simple si los fundamentos básicos del equipo BEC se encuentran bien asimilados y los datos del pozo son confiables.

Cada aplicación es una situación única debido a las condiciones variables del pozo y el tipo de fluidos que se este bombeando.

A continuación se proporciona un procedimiento general para el diseño de un sistema de bombeo electrocentrífugo.

II.5.1 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO⁸.

El procedimiento que se describe a continuación es una guía general, para realizar el análisis de un pozo y el diseño de un sistema de Bombeo Electrocentrífugo, éste consta de nueve pasos principales, de los cuales, se da una breve descripción y estos pueden ampliarse o reducirse de acuerdo a las características particulares del pozo y condiciones de operación.

PASOS PRINCIPALES DEL PROCEDIMIENTO

- I. Recopilación y validación de la información necesaria para el análisis y diseño del pozo.
- II. Determinación de la capacidad de producción del pozo, análisis de la posible ubicación de la bomba y criterio de diseño.

- III. Cálculo de la cantidad de gas libre en la entrada de la bomba.
- IV. Determinación de la Altura Dinámica Total (TDH).
- V. Selección del tipo y tamaño de la bomba, en función de la capacidad (gasto a manejar), levantamiento y mayor eficiencia.
- VI. Optimización de los componentes del sistema BEC (bomba, motor y protector).
- VII. Selección del tipo y tamaño correcto de cable.
- VIII. Selección del equipo superficial, accesorios y equipo opcional (controlador del motor, transformadores, cabezal BEC e instrumentación).
- IX. Caracterización del comportamiento del sistema "Pozo-equipos BEC".

DESCRIPCIÓN DETALLADA

I.- INFORMACIÓN NECESARIA.

Como se comentó anteriormente el diseño de un sistema BEC, para condiciones ideales, no representa ningún problema si la información necesaria esta disponible y es confiable. En caso contrario esto puede resultar en un mal dimensionamiento y selección del equipo, dando como consecuencia pérdidas económicas considerables. Una mala aplicación de un sistema BEC, son por ejemplo:

- Operar la Bomba fuera del rango recomendado.
- Sobre o subdimensionamiento del motor.
- Sobre explotación del pozo.

La falta de información confiable es una situación muy frecuente en la práctica, lo cual conduce a diseños inadecuados (subdimensionado o sobredimensionando de equipo) tanto para el motor como bomba. El problema con un sistema BEC es que su flexibilidad operativa, a diferencia del BN por ejemplo, es muy limitada. La situación anterior ocasiona que el equipo diseñado no opere o, tan solo, lo haga por unos momentos o algunos días.

Cuando no se dispone de información suficiente de un pozo en estudio, es común la correlación con pozos vecinos, asumiendo que como se encuentran en la misma localización estructural tendrán características parecidas. Esto debe manejarse cuidadosamente ya que la consideración de información incorrecta, inevitablemente resultara en un mal dimensionamiento y una condena al fracaso del sistema.

La información necesaria es la siguiente:

1.- Datos del pozo.

- Estado mecánico.
- Nivel medio de los disparos.
- Posible ubicación de la Bomba (pivote).

2.- Datos de producción.

- Presión en la cabeza del pozo.

- Presión en la TR.
- Gasto de producción actual
- Presión de fondo fluyendo o nivel dinámico.
- Presión de fondo estática o nivel estático.
- Temperatura de fondo.
- Gasto de producción deseado.
- RGA
- % de agua.

3.- Condiciones del fluido del pozo.

- Gravedad específica del agua.
- °API del aceite.
- Gravedad específica del gas.
- Presión del punto de burbuja del gas.
- Viscosidad del aceite.
- Datos PVT.

4.- Energía eléctrica.

- Voltaje disponible en el primario del Transformador.
- Frecuencia de operación.
- Potencia disponible (KVA).

5.- Posibles problemas.

- Arena.
- Corrosión.
- Parafina.
- Emulsión.
- Gas.
- Temperatura.

II.- CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL POZO

Es necesario definir el método de comportamiento de afluencia del pozo, para estimar y conocer el gasto que este es capaz de aportar sin caer en una mala aplicación del sistema. Con esto se determina el gasto deseado a producir.

Los métodos que se emplean son:

- IP (línea recta).
- IPR (vogel), IPR (vogel) para corrección por agua.
- Método generalizado.

Cuando la presión de fondo fluyendo es mayor que la presión de burbuja del gas, el fluido es similar al flujo de una sola fase, y la curva de comportamiento de afluencia es una línea recta y que es dada por el Índice de Productividad "J".

$$IP = Q / (P_{ws} - P_{wf})$$

Q = Gasto de aceite de la prueba.

P_{ws} = Presión estática.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo para el gasto de la prueba.

Si la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de burbuja del gas, esto resulta en un flujo multifásico, por lo tanto será empleado el método de IPR (vogel).

$$Q_{o_{max}} = Q_o / (1 - 0.2(P_{ws} / P_{wf}) - 0.8(P_{ws} / p_{wf})^2)$$

III.- CÁLCULOS DE GAS LIBRE EN LA ENTRADA DE LA BOMBA

La presencia de gas libre en la entrada y descarga de la bomba, hacen el proceso de selección del equipo un poco más complicado.

El gas afecta principalmente dos aspecto o puntos del diseño de un sistema BEC:

- La TDH resultante.
- El comportamiento de la Bomba (candado de gas).

La TDH resultante se debe a que como el fluido que se maneja (líquido y gas) va avanzando a través de las etapas de la bomba y en la misma TP, las presiones y propiedades del mismo van cambiando. Resultando que en el interior de la bomba, el gas libre se vaya comprimiendo y en la TP se vaya liberando.

En el comportamiento de la bomba se tendrá que garantizar, ya sea con el equipo solo o con accesorios (manejadores y separadores de gas), que el equipo podrá manejar la cantidad de gas libre en la entrada de la bomba y es por eso la importancia de este parámetro en el diseño y operación el equipo BEC.

Es esencial determinar la cantidad de gas libre en la entrada de la bomba y estimar los efectos que puede ocasionar, para esto se presenta las siguientes ecuaciones:

$$\% \text{ gas libre} = V_g / V_T$$

$$V_T = V_o + V_g + V_w$$

Nota: Los volúmenes de las ecuaciones son a condiciones de la profundidad de colocación de la Bomba, los datos a condiciones de superficie deberán afectarse por sus correspondientes factores de volumen.

IV.- ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)

Esta es calculada para el levantamiento requerido por el gasto deseado en superficie, está dada en unidades de longitud de una columna hidrostática. La TDH se define como la sumatoria de las caídas de presión que se presentan por:

- 1.- Presión necesaria para levantar los fluidos desde el nivel dinámico hasta la superficie.
- 2.- Presión necesaria para vencer la fricción en la Tubería de producción (TP).
- 3.- Presión necesaria para vencer la presión en la cabeza del pozo.

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

TDH = Altura dinámica total o levantamiento necesario para producir el gasto de líquido deseado en superficie.

H_d = Distancia vertical entre la cabeza del pozo y el nivel dinámico del gasto que se desea producir.

F_t = Presión necesaria, en unidades de longitud, para vencer la fricción en la TP.

P_d = Presión necesaria, en unidades de longitud, para vencer la presión en la cabeza del pozo.

Nota: Las presiones, generalmente, son proporcionadas en unidades de fuerza sobre área, sin embargo se requieren tener en unidades de longitud, para la conversión de éstas se emplea la siguiente ecuación:

$$P = \gamma h$$

P = Presión en unidades de fuerza sobre área.

γ = Gradiente del líquido que se está manejando.

V.- SELECCIÓN DE LA BOMBA

Esta etapa del diseño de un sistema de Bombeo Electrocentrífugo depende de la marca de equipos que se quieren evaluar. Existen diferentes fabricantes de bombas centrifugas, cual quiera que sea la marca, todas proporcionan la información necesaria para el diseño del sistema con sus equipos.

Una bomba se caracteriza por su curva de comportamiento, esta puede estar referida a 50 o 60 Hz. Vienen incluidas en la sección de curvas de los catálogos de cada fabricante.

La bomba seleccionada deberá operar en el rango que marca la curva de comportamiento, y de preferencia en el punto de mayor eficiencia, en caso de que varias bombas tengan eficiencias similares para el gasto deseado, deberá elegirse la más conveniente. Se sugiere emplear el siguiente criterio para elegir la bomba:

- Elegir la bomba de mayor tamaño que pueda ser introducida en la tubería de revestimiento y que maneje el gasto deseado.

- 1.- Esto resultara en un menor costo
- 2.- Empleo de motores más robustos y mayor eficiencia de operación.
- 3.- Mayor capacidad para manejar gas por si solas.

- Cuando no se conozca a ciencia cierta la capacidad del pozo, deberá emplearse la bomba que ofrezca un mayor número de etapas con un solo housing y se contemplará el uso de un variador de velocidad para caracterizar el pozo.

Posteriormente, se calculará el número de etapas necesarias para la aplicación, este cálculo se realiza en el siguiente paso.

VI.- OPTIMIZACIÓN DE LOS COMPONENTES

El sistema de Bombeo Electrocentrífugo esta conformado de dos partes fundamentales, el equipo subsuperficial y el equipo superficial, en este paso se describe el primero. Esta parte es un sistema modular, es decir, se construye de una serie de componentes básicos:

- 1.- Motor.
- 2.- Protector.
- 3.- Sección de entrada de fluidos.
- 4.- Bomba.

Algunos componentes opcionales son:

- | | |
|---|---|
| { | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sensor de presión y temperatura. ▪ Manejador avanzado de gas. ▪ Separador de gas. |
|---|---|

Los aspectos que deben revisarse en la selección del equipo BEC son los siguientes:

- a) Compatibilidad de los componentes con los cuales se pretenden formar el equipo subsuperficial.
- b) Claro de los equipos que serán introducidos en la TR donde se ubicará el equipo subsuperficial.
- c) Límites de carga y presión máximos.
- d) Velocidad del fluido para enfriamiento del motor.
- e) Resistencia de las flechas para la potencia manejada (con mayor razón si se va a variar la frecuencia).

BOMBA:

Con la curva de comportamiento de la bomba seleccionada se determinan el número de etapas requerido para producir el gasto deseado. Este gasto deseado esta transformado en una altura dinámica total previamente calculada. Las curvas pueden estar referidas a 60 o 50 Hz, muestran el comportamiento de una sola etapa y están basadas empleando como líquido agua (gravedad específica de 1.00). El número de etapas requerido se obtiene de dividir la altura dinámica total entre el levantamiento por etapa que proporciona la bomba seleccionada. El levantamiento que genera la etapa se lee directamente de la curva de comportamiento de la bomba.

$$\text{No. etapas} = \text{TDH} / \text{LE}$$

No. Etapas = Numero de etapas totales necesarias para levantar el gasto de diseño.
 TDH = Altura dinámica total.

LE = Levantamiento que produce una sola etapa de la bomba seleccionada.

MANEJADOR Y/O SEPARADOR DE GAS:

Cuando la cantidad de gas libre supera la capacidad que tiene la bomba para manejar gas por si sola (sin separador), entonces se evalúa la posibilidad de emplear ya sea un manejador de gas o simplemente un separador de gas con el objeto de lograr manejar la mayor cantidad de gas posible para no limitar el sistema BEC y asegurar que operara correctamente.

La cantidad de gas libre que puede manejarse depende de la eficiencia de separación y manejo de gas que ofrezcan los equipos de cada fabricante que se encuentren en el mercado en la actualidad.

MOTOR:

La selección del motor se basa en el cálculo de los "HP al freno en seco" requeridos por la bomba, éste se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{BHP} = \text{No. etapas}_{\text{totales}} * (\text{BHP} / \text{etapa}) * \text{Gr. especific.}$$

BHP = Potencia requerida al freno en seco.

No. Etapas totales = etapas resultantes de la bomba.

BHP/etapa = Potencia requerida por una sola etapa de la bomba.

Gr. Especific. = Gravedad específica del fluido que se maneja.

SECCIÓN SELLO O PROTECTOR:

Este componente se selecciona de acuerdo a la aplicación que se este manejando ya que es un componente que esta formado por cámaras modulares, las cuales pueden ser una bolsa o un laberinto, o estar conectadas muchas de ellas de tal forma se que desee obtener como resultado algún objetivo particular que cubrir.

Algunas de las configuraciones que se pueden encontrar son las siguientes:

L	: Cámara laberíntica
B	: Cámara de bolsa
LSL	: Cámara laberinto-serie-laberinto
BPB	: Cámara bolsa-paralelo-bolsa
LSB	: Cámara laberinto-serie-bolsa
BSL	: Cámara bolsa-serie-laberinto
LSBPBSL	: Cámara laberinto-serie- bolsa-paralelo-bolsa-serie-laberinto

VII.- CABLE ELÉCTRICO

La selección del cable se divide en tres principales etapas:

- 1.- Seleccionar el tamaño.
- 2.- Seleccionar el tipo.

3.- Determinar la longitud.

1.- La primera etapa depende de la combinación de algunos factores como:

- Caída de voltaje en el cable.
- Amperaje máximo y de operación.
- Dimensiones.

La caída de voltaje se obtiene de una curva que relaciona la caída de voltaje en función de la corriente de operación, el tamaño de cable y la temperatura. Esta viene definida para una determinada longitud y temperatura, por lo que deberá hacerse su correspondiente corrección por temperatura y longitud real. Se recomienda que la caída de voltaje sea menor de 30 volts por cada 1000 ft.

2.- La selección el tipo de cable está basada principalmente en las condiciones de los fluidos que se van a manejar, las temperaturas de fondo y del espacio anular que se dispone en el pozo.

Se construyen diferentes aislamientos para cada aplicación, de acuerdo a las premisas establecidas como: costo, peso, dimensiones, etc, se elige el tipo que más garantice una operación prolongada y considere el compromiso económico. El cable viene en diferentes configuraciones físicas y geométricas:

Cable plano o redondo, con conductores sólidos o trenzado.

VIII.- ACCESORIOS Y EQUIPO OPCIONAL

1.- Accesorios de fondo.

- Cable plano (cable de extensión del motor).- Este componente se selecciona dependiendo de la serie del motor. Existe tipos específicos que pueden ser empleados en los motores de sistemas BEC, por ejemplo:

Para un motor de la serie 400 el cable de extensión que se emplea es de conductor No. 6.

Para un motor de la serie 540, el cable que se emplea es de conductor No. 4.

Estos cables tienen características especiales, estrictamente se encuentran recubiertos con una película de alta temperatura denominado Kapton. El cual le proporciona mayor tiempo de vida. Para mayores detalles es necesario consultar un catálogo de alguna compañía fabricante.

- Protectores de cables y flejes.- Los protectores de cables son de dos tipos. Unos son empleados para sujetar el cable directamente sobre el equipo BEC y los otros se emplean para sujetar el cable de potencia sobre los coples de la tubería de producción.

Los flejes también son empleados, pero tienen que instalarse con mucho cuidado para evitar que éstos dañen el cable, y solo se utilizan para fijar el cable de potencia.

- Válvulas de pie y válvulas check.- La selección de estos accesorios debe realizarse cuidadosamente en función de las características de los fluidos producidos, ya que en pozos donde se tienen problemas de depositación de material orgánico e inorgánico estos causaran problemas de taponamiento.

2.- Transformadores, Controladores de motores y Cable superficial.- Estos son dispositivos de potencia y electrónicos de estado sólido que proveen el suministro de energía y las protecciones que se requieren para la operación y control del sistema. Las protecciones mínimas con las que deben de contarse son: protecciones de alta y baja corriente, detección de desbalance de corriente y de voltaje entre las fases.

La selección de estos equipos se basa principalmente en los siguientes parámetros:

- Rating de voltaje, Volts.
- Rating de corriente, Ampers.
- Rating de potencia, KVA.

3.- Cabezales BEC y sistema cable Penetrador.- Estos accesorios se seleccionan de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Tamaño de casing.
- Tamaño de tubing.
- Máxima carga de trabajo.
- Presión de superficie.
- Máxima profundidad.
- Normas de seguridad establecida por las compañías operadoras.

Equipo opcional:

4.- Sensores de Presión y temperatura de fondo.- Estos dispositivos se selecciona de acuerdo a las presiones y temperaturas que se esperan se presenten en la operación del sistema BEC.

5.- Monitoreo y automatización del sistema BEC.- La implementación de estas alternativas de control y monitoreo de los sistemas se realiza considerando la filosofía de operación que se haya determinado que es conveniente para la optima operación del equipo. Por ejemplo se pueden tener controles para reiniciar automáticamente el equipo después de una sobre o baja carga y a determinado tiempo.

IX.- ESTABILIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL EQUIPO

En la mayoría de las ocasiones es necesario ajustar las condiciones de operación de un pozo. Para esto se emplean los variadores de velocidad los cuales permiten ajustar los parámetros de control del sistema BEC. Por ejemplo si se tiene un gasto de producción abajo o arriba del de diseño. A través de la variación de la velocidad del equipo, es posible regular el gasto de producción o las presiones de operación.

CAPITULO III. EL SISTEMA BN.

III.1.- COMPRESORES⁶.

III.1.1 DEFINICIÓN DE UN EQUIPO DE COMPRESIÓN.

¿Qué es la compresión?

Es la operación mediante la cual se confina un fluido compresible a través de equipos especiales para incrementar su presión. En la práctica los rangos de presión utilizados pueden ser desde 2 lb/pulg², hasta miles de lb/pulg² y el volumen a manejar puede variar desde unos cuantos pies cúbicos/min hasta millones de pies cúbicos /min. Ver figura III.1.1.1, rango esquemático de aplicación de compresores.

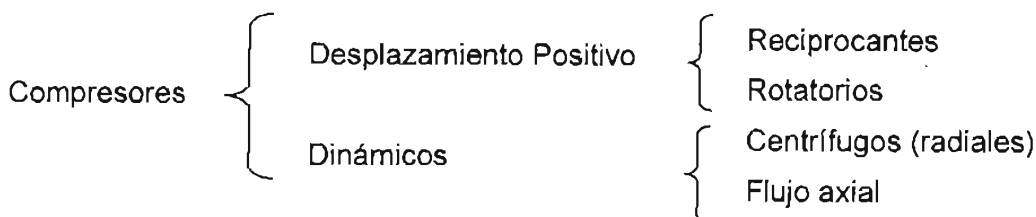
La compresión de un fluido se emplea para múltiples propósitos, por ejemplo:

- A) Transmitir potencia por medio de un sistema de aire comprimido para operar herramientas mecánicas.
- B) Distribuir gas combustible en una ciudad.
- C) Controlar procesos industriales por medio de válvulas operadas neumáticamente.
- D) Mejorar las condiciones de reacción en un proceso químico, mediante la inyección a presión de un reactivo gaseoso en el sistema.
- E) **Inyección de gas a pozos de petróleo para modificar las condiciones de operación de los mismos (bombeo neumático).**
- F) Etc.

La compresión se realiza en equipos de procesos o servicio conocidos como compresores.

III.1.2 CLASIFICACIÓN DE COMPRESORES.

Los compresores pueden clasificarse como sigue:



La selección de un compresor depende de las condiciones de presión requeridas en la descarga y la capacidad de fluido a manejar.

y si el gas se encuentra muy seco el problema se refleja directamente en los anillos de los pistones, dañándolos rápidamente. En el caso de los compresores lubricados, el problema se presenta de manera menos precipitada, sin embargo también los afecta al destruir la película de aceite dentro de los cilindros.

De acuerdo a la colocación de los pistones estos compresores se clasifican en:

- Verticales.- El pistón se mueve de arriba hacia abajo.
- Horizontales.- El pistón se mueve de izquierda a derecha (es el más utilizado).
- De ángulo.- El pistón se mueve en forma oblicua o diagonal con respecto al cuerpo del equipo.

III.1.4.2. CENTRÍFUGOS (principios de funcionamiento).

Estos equipos están diseñados para incrementar la presión de un gas por conversión de su energía cinética. Esto significa que la presión se incrementa debido a la velocidad que se le imprime al gas al fluir en forma radial a través del impulsor, lo cual puede ocurrir en una o varias etapas. Ver figura No. III.1.4.2/1 compresores centrífugos.

La presión de descarga, casi no varía en relación con el flujo, debiéndose indicar invariablemente las condiciones mínimas de flujo para evitar que se opere en zona inestable ("surge limit").

Respecto a la velocidad, un cambio en esta variable origina un cambio en el flujo manejado por el compresor.

La operación de un compresor se evalúa básicamente por su curva característica de presión y capacidad, en la cual se señala el punto de inestabilidad; lo que indica con que flujo mínimo debe operar, ya que si el flujo disminuye más del valor señalado, el punto de operación se ubicará en la zona de "surge" donde desconoce el comportamiento del equipo, pudiéndose presentar un ciclo de flujo regresivo.

En los compresores multietapas, el punto de inestabilidad decrece aproximadamente 5% con la adición de cada paso, el peso molecular también afecta el valor de flujo mínimo.

Para lograr una adecuada operación, el gas debe estar libre de líquidos, componentes corrosivos, materiales abrasivos, partículas que puedan depositarse en el impulsor o diafragma, o compuestos que puedan polimerizarse.

Aunque existen equipos que pueden llevar a cabo la separación en cualquiera de los casos citados anteriormente, no es deseable que ellos ocurran, ya que reducen el tiempo de vida útil y la eficiencia.

Cuando no es posible realizar alguna separación, deberán modificarse las condiciones de operación para absorber o minimizar los efectos negativos que se producen. Por ejemplo cuando existe líquido, se aumenta la potencia requerida, observándose erosión y cavernas en los elementos del compresor, debido a las gotas que chocan fuertemente. En este caso se recomienda instalar un dren para eliminar el líquido acumulado.

Curvas de compresores centrífugos.

El comportamiento de un compresor se rige por su curva de operación, la que permite estimar y conocer puntos de operación a diferentes condiciones. El arreglo típico de un sistema de curvas se hace variando la velocidad de operación y graficando la descarga contra la capacidad. Ver figura No. III.1.4.2/2 curva típica de un compresor centrífugo.

En el sistema de curvas existen muchas combinaciones, para mayor relación de compresión a una misma capacidad, la curva se desplaza hacia arriba (curva B, de la figura anterior).

Si se requiere mayor capacidad a una misma relación de compresión, la curva de operación se desplaza a la izquierda (curva C, de la figura anterior), para conseguir esto se modifica el equipo. Por ejemplo, si se requiere mayor capacidad a una misma relación de compresión se incrementa el diámetro del impulsor y para mayor relación de compresión a una misma capacidad se aumenta el número de etapas de compresión.

Los equipos son diseñados en función de su eficiencia y costo, por lo que deberá tenerse el menor número de pasos cerca de la velocidad máxima y a una baja relación de compresión.

Cuando se requiere aumentar la presión a una misma capacidad se debe modificar la velocidad de operación, ya que es imposible hacerlo de otra manera, por lo que el compresor deberá ser diseñado con algún exceso en su capacidad y el margen estará en función de la exactitud de las condiciones conocidas del proceso.

Hay varias combinaciones de puntos de trabajo entre el compresor y el proceso, lo importante es conseguir que la operación esté localizada en la intersección de la curva del compresor y la del sistema para el flujo deseado.

III.1.5 CRITERIOS DE DISEÑO DE COMPRESORES.

III.1.5.1 RECIPROCANTES (criterios de diseño).

- a) *Relación de compresión.*- Una alta relación de compresión genera una temperatura elevada a la descarga y requiere Inter ó post – enfriadores para el gas. La máxima relación de compresión (R_c) que se recomienda es de 3.5 a 4.0. En compresores de aire es posible tener relaciones de compresión desde 7 a 8 como máximo.

- b) *Temperatura de descarga.*- De acuerdo al API-618, la temperatura máxima de salida predeterminada debe ser de 300°F; esto reduce la carbonización del aceite y el peligro de fuego. Para presiones mayores a 300 psig se deben considerar los límites inferiores, ya que la vida útil del empaque se acortará significativamente por el requerimiento dual de sellar a alta temperatura y presión del gas; un rango práctico de temperatura es de 250 a 275°F.
- c) *Velocidad del pistón.*- En compresores no lubricados la velocidad promedio del pistón es de alrededor de 700 pies/min y en los lubricados de 800 a 850 pies/min. En compresores grandes la velocidad de rotación es de 300 a 600 rpm, y en pequeños de 1000 a 1500 rpm (refrigeración por aire). A mayor velocidad mayor desgaste y mantenimiento.
- d) *Eficiencia.*- Se consideran como datos aproximados los siguientes:

Rc	1:1	1:2	1:3	1:5	2:0	2:5	3:0	4:0
Eficiencia (%)	50-60	60-70	70-85	70-85	75-88	80-89	82-90	85-90

- e) *Eficiencia volumétrica.*- Ya que el pistón no viaja completamente hasta el final de la carrera, el efecto del gas contenido en este claro se representa por:

$$\eta_{\mu} = 96 - r - C * [(Z_s/Z_d)^k * r^{1/k} - 1]$$

donde:

- η_{μ} : Eficiencia volumétrica
 C: Claro del cilindro en % del $V_{cilindro}$
 r: Relación de compresión
 Z: Factor de compresibilidad
- s: Succión
 d: Descarga
 96: (100% - factor arbitrario) NGPSA
 k: Relación de capacidades caloríficas del gas a la temperatura media del cilindro.

NGPSA= National Gas Processor Suppliers Association.

- f) *Esfuerzos sobre cuerpo y biela.*- En funcionamiento normal, la carga calculada debe ser 60-75 % de la resistencia máxima calculada del cuerpo.
- g) *Capacidad.*- Se calcula como el desplazamiento del pistón multiplicado por la eficiencia volumétrica. El desplazamiento del pistón (D_p) es igual al área neta del mismo multiplicada por la longitud del barrido de éste en un periodo dado, esta dado comúnmente en pie^3 . a continuación se muestran las ecuaciones del desplazamiento del pistón para cada tipo de acción.

- Pistón de acción simple comprimiendo en extremo exterior $= 4.55 \times 10^{-4} (C)(\text{rpm})(D^2)$
- Pistón de acción simple comprimiendo en lado del carter $= 4.55 \times 10^{-4} (C)(\text{rpm})(2D^2 - d^2)$
- Pistón de acción doble $= 4.55 \times 10^{-4} (C)(\text{rpm})(2D^2 - d^2)$

C= Carrera del pistón (pie); D= Diámetro del cilindro (pulg); d= Diámetro de la varilla del pistón (pulg).

III.1.5.2 CENTRÍFUGOS (criterios de diseño).

La variación en las características del fluido al modificarse alguna variable o propiedad del mismo, o condición de operación afecta directamente el diseño de un compresor centrífugo. En la tabla III.1.5.2/1 se muestra como se modifican los parámetros más importantes.

Otras variables de interés son las siguientes:

- **Humedad.**- Afecta M , R , ρ , K , η y la gravedad específica.
- **Altitud.**- Varía la presión barométrica y la densidad del gas a la entrada; específicamente para el aire.
- **Enfriamiento.**- Reduce la potencia requerida al bajar la temperatura, incrementa la densidad promedio y reduce la carga politrópica requerida para una presión de descarga dada. El enfriamiento permite reducir la velocidad y/o el número de pasos.
- **Multi – etapas.**- Se usan para ahorrar potencia, limitar la temperatura de descarga y la presión diferencial. Para limitar, por razones mecánicas, la velocidad periférica del impulsor siempre se reducirá al mínimo el número de etapas consistente con el diseño sónico.
- **Limitaciones de capacidad.**- La curva del compresor tiene limitaciones a la izquierda y derecha (línea de "surge" y "stonewall", respectivamente).

"SURGE" (inestabilidad).- Es la capacidad en la cual la operación del compresor a cualquier velocidad se vuelve inestable. Este punto varía del 50 al 90 % de la capacidad de diseño dependiendo del diseño del impulsor, número de pasos, forma de la curva, carga, capacidad, gas comprimido, etc., las curvas de fabricante indican un valor de punto "surge" aproximado.

"STONEWALLING".- Este fenómeno, poco frecuente, ocurre en máquinas dinámicas cuando la velocidad de flujo dentro de la misma alcanza la velocidad del sonido (velocidad sónica o "mach" = 1).

En este punto, la curva de carga-capacidad es casi vertical conforme la capacidad se incrementa y la velocidad alcanza su valor sónico. La solución es usar un impulsor diferente o más etapas y una velocidad menor. Ver tabla No. III.1.5.2/2.

La velocidad en las puntas de un impulsor convencional suele ser de 800 a 900 pies/seg.

- **Carcaza.**- Existen tres tipos:
 - 1) Seccionada.
 - 2) Partida horizontalmente.
 - 3) Partida verticalmente.

Carcaza seccionada.- Normalmente, los impulsores están montados sobre la flecha extendida del motor con excepción de los tamaños mayores o con más etapas. La máquina es un conjunto de secciones similares atornilladas: las carcazas son de lámina de acero o de hierro fundido. El control se logra mediante una computadora. Este diseño se utiliza en horno, transporte neumático de materiales, agitación y

aereación: aplicaciones de baja presión y volúmenes pequeños. Los valores máximos son: 10 psi, 20,000 pcm (pies cúbicos por minuto) y 600 BHP.

Carcaza partida horizontalmente.- La carcaza está partida axialmente y las partes están unidas por medio de tornillos y centradas con pernos guía, tiene limitaciones de presión. Debido a la gran superficie de sellamiento en la unión para mantenimiento es de fácil acceso al rotor. Se recomienda usar en gases con peso molecular mayor a 10. Ver tabla No. III.1.5.2/3, los rangos de operación máximos aproximados.

Carcaza partida verticalmente.- En etapa simple existen tres diseños:

- o Impulsor soportado en la flecha del motor.
- o Impulsor soportado sobre una flecha colocada en los apoyos del compresor.
- o "Booster" de alta presión multietapas.

Se emplean para presiones donde es inadecuada la carcaza partida horizontalmente. Ver tabla No. III.1.5.2/3, los rangos de operación máximos aproximados.

- **Impulsores.**- El más empleado es el impulsor cerrado con entrada simple, adecuado para flujos moderados y grandes.

Las aspas radiales ofrecen cargas más altas a eficiencia aceptables, sin embargo tienen un rango estable limitado. Los impulsores abiertos y semicerrados tienen las aspas radiales y los cerrados tienen las aspas apoyadas hacia atrás.

III.2.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA BN.⁹

III.2.1 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA BN

El *bombeo neumático* es el Sistema Artificial de Explotación que más se parece al proceso de flujo natural.

Existen dos tipos de bombeo neumático:

- *Bombeo Neumático Continuo*
- *Bombeo Neumático Intermitente*

BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO (BNC).

Orígenes, inicios y evolución del bombeo neumático continuo.

Carl Emanuel Lasher (ingeniero de minas, Alemán) aplicó aire comprimido como medio de levantamiento de líquido en experimentos de laboratorio en 1797. La primera aplicación práctica de levantamiento con aire fue en 1846 cuando Cockford (ingeniero norteamericano) logró una aplicación de levantamiento de aceite en algunos pozos de Pennsylvania. La primera patente de Estados Unidos para bombeo neumático se llamó "Eyector de aceite" y fue desarrollado por A. Brear en 1865.

1864 – 1900. Se hicieron levantamientos de fluidos con aire comprimido a través del espacio anular en una tubería.

1900 – 1920. En el área de la costa del golfo en el campo "Spindle" se logró producir aceite mediante la inyección de aire.

1929 – 1945. Se caracteriza por la patente de diferentes tipos de válvulas. Se hacen más eficientes los gastos de producción de acuerdo al uso de estas válvulas.

1945. Al final de la segunda guerra mundial, la válvula operada por presión prácticamente había reemplazado todos los tipos de válvulas de BNC, muchas compañías se dedicaron a la mercadotecnia y fabricación de válvulas de bombeo neumático.

1957. Introducción de la línea de acero para operaciones con válvulas recuperables de bombeo neumático.

1980. Inyección con Nitrógeno y válvulas eléctricas.

1990. BNC con tubería flexible y motocompresores a boca de pozo (México).

El bombeo neumático continuo (BNC) consiste en inyectar gas a alta presión, en forma continua a la tubería de producción. Dicho gas al integrarse a la corriente de fluidos, provenientes de la formación productora, provoca una disminución en la

densidad de la mezcla de los fluidos que fluyen a través de la tubería de producción. El efecto es un aligeramiento de la columna de fluidos, desde el punto de inyección hasta la superficie, ocasionando una reducción en la presión de fondo fluyendo. Como consecuencia de esta reducción de presión; la formación productora responde con una mayor aportación adicional de fluidos, dando como resultado un incremento en la producción del pozo.

La operación de un pozo con bombeo neumático continuo es muy similar a la que tendría un pozo fluyente. La diferencia radica en que la relación gas líquido cambia en el punto donde se inyecta el gas a la tubería de producción.

El gas inyectado contribuye a mover los fluidos hasta la superficie por alguna de las siguientes causas, o su combinación:

- Reduciendo la presión que ejerce la carga de la columna de fluido sobre la formación, por la disminución de la densidad del fluido.
- Por la expansión del gas inyectado y el desplazamiento del fluido.

La inyección de gas puede realizarse a través de una perforación (Puncher) en la T.P., una válvula calibrada o una T.F. colgada. El uso de válvulas permite un mejor control del volumen de gas de inyección requerido, así como de la aplicación de la presión disponible. Por lo anterior el uso de mandriles con válvulas de B.N es el método de mayor aplicación en el mundo. Ocasionalmente se utilizan el puncher o la T.F.

El Bombeo Neumático Continuo es utilizado en pozos con alto Índice de productividad (>0.5 bl/día/psi) y presiones de fondo altas (columna hidrostática del orden del 50% o más, con relación a la profundidad del pozo).

Se sabe que la producción de fluidos por este sistema es del orden de 200 a 20,000 bpd a través de una tubería de producción de diámetro usual. El flujo por tubería de revestimiento llega a ser de más de 80,000 bpd.

Gastos de aceite bajos se producen eficientemente con tuberías tipo "macarroni" y tan bajos como lo son 25 bpd pueden producirse eficientemente a través de tuberías de 1 pg de diámetro.

La profundidad de inyección está determinada, generalmente, por la presión de la red de BN, en el caso de que exista esta infraestructura. Si no existe entonces se determina realizando un estudio técnico y económico que produzca las mejores condiciones de explotación versus consumo de energía.

BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE (BNI)

En este caso el suministro de gas a presión es de forma cíclica, o intermitente, lo que permite sólo la producción periódica de determinado volumen de aceite (bache) impulsado por el gas inyectado.

En el BNI se utiliza una válvula operante especial denominada válvula piloto, por tener una sección motriz especial que permite inyectar, a la T.P., un gran volumen de gas en un corto tiempo.

Cuando la válvula abre el fluido proveniente de la formación que se ha acumulado dentro de la T.P. es impulsado a la superficie en forma de tapón o bache de aceite, a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido que ocurre dentro de la T.P., sólo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto de 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 este periodo la formación productora continúa aportando fluido al pozo hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo. El ciclo de bombeo es regulado para que coincida con el tiempo de llenado de fluido de la formación productora al pozo.

El flujo intermitente es utilizado en pozos con volúmenes de fluido relativamente bajos o pozos que tienen las siguientes características:

- Alto índice de productividad (>0.5 bl/día/lb/pg²) con bajas presiones de fondo.
- Bajo índice de productividad (<0.5 bl/día/lb/pg²) con bajas presiones de fondo (columna hidrostática del orden del 30% o menor, en relación con la profundidad del pozo).

En el bombeo neumático intermitente pueden ser utilizados puntos múltiples de inyección de gas a través de más de una válvula. La instalación debe ser diseñada para que las válvulas abran justo cuando el bache de líquido pase por arriba de cada válvula. Este tipo de bombeo es utilizado normalmente con válvulas operadas por fluido, las que por diseño requieren de un tamaño de orificio pequeño para asegurar el cierre de la válvula.

Existen algunos pozos que, por sus características, pueden operarse por BNI con algún equipo complementario como el émbolo viajero o la cámara de acumulación (variantes del bombeo neumático intermitente).

El propósito del B.N. intermitente y continuo son idénticos, crear la presión de fondo fluyendo necesaria que permita producir al pozo a un gasto deseado. Una diferencia importante es que en el B.N.I. se debe formar primero un bache de líquido, entonces el gas es inyectado debajo del bache. El gas impulsa el bache hacia la superficie. La presión de fondo fluyendo varía bastante durante el periodo entre la inyección de gas abajo del bache y el ascenso de éste a la superficie.

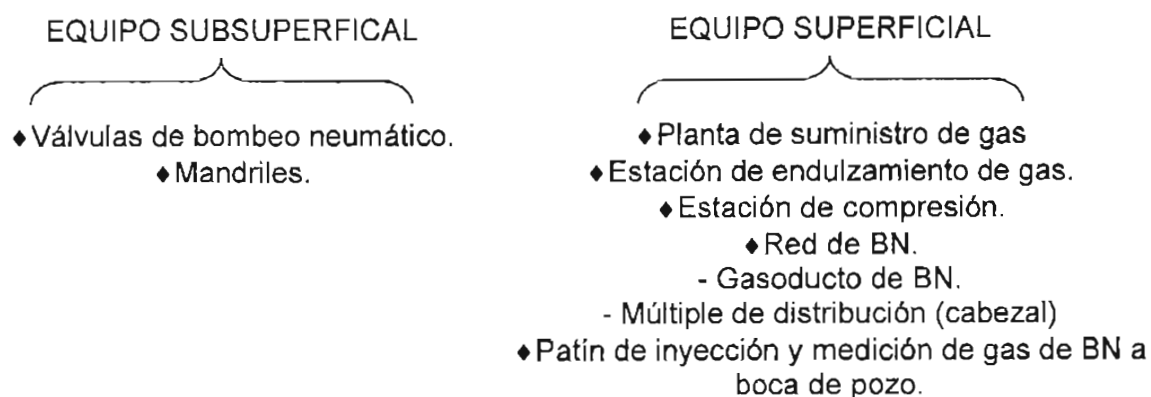
En ambos sistemas las válvulas que se encuentran encima de la válvula operante (válvulas de descarga), facilitan la descarga de los fluidos del pozo con un suministro de presión de gas existente.

En pozos con instalaciones para flujo continuo o intermitente en yacimientos con empuje de agua, la válvula más profunda no siempre es la válvula operante. Esta y otras válvulas son instaladas para estar disponibles cuando la presión en el pozo decline y el punto de operación sea removido más abajo. Un incremento en el contenido de agua del fluido producido puede también necesitar una reparación posterior en el pozo.

III.2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA

Un sistema BN se compone de dos partes principales: 1) Equipo Sub-superficial y 2) Equipo superficial, estos se conforman por los siguientes componentes:

Los principales equipos que conforman el sistema son:



Ver figura No. III.2.2.1. Componentes del sistema de BN.

III.2.2.1 EQUIPO SUBSUPERFICIAL

El equipo subsuperficial se muestra con más detalle en la figura No. III.2.2.2.

Válvulas de Bombeo Neumático

La válvula subsuperficial de bombeo neumático es el componente que es considerado como el corazón de la instalación, debido a que es precisamente ahí donde se realiza la transferencia de energía del gas de inyección al fluido producido por el pozo. Una de sus grandes ventajas es que, tiene el mínimo de partes móviles con lo cual su vida útil es muy grande. Existen diversos tipos de válvulas para B.N, de acuerdo a la aplicación y función para la que se desee usar.

Las funciones principales de las válvulas de bombeo neumático son:

- Descargar los fluidos de control del pozo.
- Inyectar un volumen de gas, controlado, en un punto óptimo de la tubería de producción.

- o Crear la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo pueda producir el gasto de producción deseado.

La característica más importante de las válvulas de bombeo neumático, es la sensibilidad que tienen en su mecanismo interno de operación, para abrir, cerrar o permitir un paso continuo y controlado de entrada de gas de inyección.

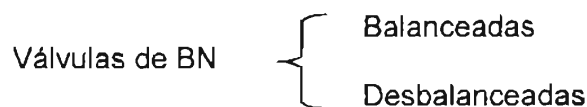
Esta sensibilidad está determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada de gas. Generalmente la presión a la que se expone una válvula esta determinada por el área de asiento de dicha válvula.

Las partes que componen una válvula de bombeo neumático son:

- ✓ 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 diafragma de hule).
- ✓ Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal).
- ✓ Elemento medidor (orificio o asiento).

TIPOS DE VÁLVULAS DE B.N.

Las válvulas de bombeo neumático pueden clasificarse de dos formas básicas:



Para algunas personas esta clasificación ya no tiene mucha validez, ya que actualmente en la industria solo se fabrican válvulas de tipo desbalanceadas.

- A) *Válvulas balanceadas*.- Este tipo de válvulas no están influenciadas por la presión de la tubería de producción cuando están en la posición cerrada o abierta. En esta válvula la presión en la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión del domo). De acuerdo a ésto, la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.
- B) *Válvulas desbalanceadas*.- Este tipo de válvulas son las que tienen un rango de presión definido por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinado por las condiciones del pozo, es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja. Cuando la válvula está abierta, la presión bajo la bola es la presión en la T.R. no la presión en T.P.

Las válvulas desbalanceadas son las más empleadas en la actualidad y han dado buenos resultados, existen diversos tipos de acuerdo a la aplicación que se desee implementar. A continuación se describe cada una de ellas, ver figura No. III.2.2.3.

- 1) *Válvula de domo cargado*.- Como su nombre lo indica, cuentan con una cámara o domo que se represiona con gas, generalmente N₂. Como la válvula es más sensible a la presión en el espacio anular, la presión de apertura se define como la presión en la T.R., requerida para abrir la válvula actuando bajo condiciones de operación. El elemento de respuesta es un fuelle que permite que el vástago mueva la bola de su asiento. La presión en la T.P. actúa en el área del asiento contribuyendo a la fuerza de apertura. En este caso la temperatura de operación es considerada para la calibración de la válvula, por la naturaleza del gas.
- 2) *Válvula de resorte*.- En este tipo de válvulas los efectos de la temperatura son despreciables y no son considerados cuando la válvula es calibrada. Altos gastos de gas de inyección causan que la válvula funcione como un orificio variable. Esta característica provee una serie infinita de áreas para el paso de gas. Normalmente se usa un orificio fijo.
- 3) *Válvula con domo y resorte cargado*. Este tipo de válvula es llamada de doble elemento ya que tiene estas dos formas de carga: presión en el resorte y presión en el domo.
- 4) *Válvula piloto*.- Cuando se tiene un pozo operando con bombeo neumático intermitente es conveniente utilizar, hasta cierto grado, una válvula de B.N. con puerto grande, debido a esta necesidad se desarrolló la válvula piloto. El puerto grande es usado para conducir el gas cuando la válvula abre. El puerto puede ser tan grande como sea posible hacerlo mecánicamente y no tiene que cambiarse para modificar la amplitud. En esta válvula el puerto pequeño es llamado orificio de control y el puerto grande, para el suministro del gas, es conocido como orificio motriz. La sección de control es la de una válvula desbalanceada. La presión de la tubería de producción y de revestimiento actúan en la sección de control. Cuando la válvula de control abre, la válvula motriz abre y cuando cierra, la válvula motriz cierra. El gas fluyendo a través de la pequeña apertura de la sección de control actúa en el pistón de la válvula motriz para abrirla. Cuando la válvula de control cierra, un resorte regresa la válvula motriz a la posición cerrada.

Mandriles

Los mandriles para válvulas de B.N. son de dos tipos:

- o Convencionales
- o De bolsillo

En los mandriles del tipo convencional, la válvula es instalada en la parte externa del mandril y para tener acceso a dicha válvula, debe recuperarse todo el aparejo de producción.

A diferencia de los mandriles convencionales, los mandriles de bolsillo alojan la válvula subsuperficial de bombeo neumático en un área especial en el interior del

mandril, denominada bolsillo, y que puede recuperarse en cualquier momento mediante línea de acero, la cual es corrida a través de la tubería de producción.

Para la instalación y recuperación de las válvulas recuperables, además del uso de la varilla estándar y martillo, se requiere utilizar una herramienta especial conocida como pateadora (kickover).

El mandril de bolsillo tiene dos configuraciones básicas.

- 1) La primera, o estándar, es para producir por la tubería de producción y la inyección de gas se realiza por el espacio anular. En este caso el mandril tiene los orificios para la entrada del gas, perforados en la parte exterior del mismo, de tal forma que actúe para accionar los mecanismos y elementos de control de la válvula en este sentido.
- 2) La segunda configuración, la cual se considera para aplicaciones especiales como de alta producción, produce por el espacio anular e inyecta el gas de BN por la tubería de producción. En este otro caso los orificios para la entrada del gas se encuentran en el bolsillo dentro del mandril, pero del lado de la tubería de producción.

Para ambas configuraciones las válvulas deben contener sellos especiales y el bolsillo debe tener la facilidad para realizar la instalación y recuperación de la misma. Esto es posible a través de un pestillo o ranura guía en el bolsillo.

Además del bolsillo, muchos mandriles tienen mecanismos diseñados para facilitar su alineación, y la de la válvula, mediante herramientas de línea de acero. Una sección tubular dentro del mandril es algunas veces utilizado para causar un alineamiento forzado de la válvula.

Las válvulas utilizadas con mandriles de bolsillo tienen los mismos componentes básicos que las utilizadas con mandriles convencionales. Muchas de las partes son idénticas. Además de los componentes básicos, una válvula recuperable debe tener un candado que le permita fijarse dentro del bolsillo del mandril. La válvula debe tener también sellos que actúen entre la válvula y el bolsillo para evitar comunicación entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, en cualquier dirección.

III.2.2.2 EQUIPO SUPERFICIAL

Este equipo es todo aquel que se encuentra instalado en superficie y que es necesario para el suministro, control y operación del sistema de BN. Ver figura No. III.2.2.4

Planta de suministro de gas de BN.

Esta planta tiene la función de suministrar el gas para bombeo neumático a una determinada presión. El gas de bombeo neumático es gas dulce (sin H₂S), y por lo general la planta lo suministra a una presión intermedia (700 psi). Esto significa que

los procesos de separación, deshidratación y endulzamiento del gas se llevan a cabo en este mismo lugar.

Si no se tiene un proveedor que suministre integralmente el gas dulce para bombeo neumático, estos procesos se tienen que realizar por separado y constituirían parte como nuevos componentes superficiales del sistema de BN.

Estación de compresión.

La selección de la estación de compresión adecuada para un sistema de B.N., que opere por compresión de gas o aire, es considerado uno de los aspectos más importantes, tanto para el buen funcionamiento de las instalaciones como para la reducción de costos de capacidad y mantenimiento. Ver gráfica No. III.2.2.1 componentes del sistema de BN.

CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN

- *Sistema abierto.* En este sistema el gas, que proviene de un sistema de baja presión, se comprime a la presión requerida en los pozos con bombeo neumático, utilizándose y regresándose al sistema de baja presión. No se hace esfuerzo alguno para la recirculación del gas.
- *Sistema semicerrado.* Es básicamente el mismo que el anterior, con la excepción de que el gas, que proviene de los pozos, se circula de manera que puede ser recomprimido. Sin embargo, se dispone de gas ya comprimido para mantener el sistema cargado. No se intenta recircular todo el gas.
- *Sistema cerrado.* En este sistema el gas se recircula del compresor al pozo, de éste al separador y de nuevo al compresor. El gas efectúa un ciclo completo. Un sistema diseñado adecuadamente no requiere de gas suministrado por otra fuente, sin embargo es necesario tener gas comprimido adicional para cargar el sistema al principio de la operación.

La presión de descarga, de la estación de compresión afecta directamente la operación de la válvula y es la primera consideración de diseño. La presión disponible, en la cabeza del pozo, establece la profundidad de inyección de gas con una determinada eficiencia de levantamiento.

CONTROL DE INYECCIÓN

El mejor control, de una instalación de Bombeo Neumático, se logra controlando la inyección de gas en la cabeza del pozo. Diferentes métodos pueden ser usados para controlar la inyección. Algunos de estos métodos son los siguientes:

- *Control de la inyección mediante estrangulador.* Este es el tipo de control más simple y recomendado para usarse en instalaciones de B.N. continuo. En este caso, un estrangulador positivo o variable, es instalado en la línea de inyección y del diámetro necesario para permitir el volumen requerido de gas,

al espacio. Los cambios en la operación de inyección se realizan ajustando el tamaño del estrangulador.

- *Control de la inyección mediante un controlador cíclico de tiempo.* Este tipo de control es el más común en el BN intermitente. En este caso, un dispositivo cíclico de tiempo es utilizado para controlar la apertura y cierre de una válvula de control con un paso de gas de $\frac{3}{4}$ de pulgada. Una amplia variedad de ciclos de inyección se tiene disponible con este tipo de control.
- *Control de la inyección mediante estrangulador y regulador.* Comúnmente es usado en instalaciones de flujo continuo (o de flujo intermitente que utilizan válvulas desbalanceadas) cuando el fluido está expuesto a presión, de tiempo en tiempo, proveniente del yacimiento, por lo que no es necesario inyectar gas durante estos periodos. En este caso el regulador de control de presión es conectado a la tubería de producción en la cabeza del pozo. Cuando se alcanza una presión, en la cabeza del pozo, mediante el flujo natural del fluido, se impide la entrada de gas inmediatamente.

Red de bombeo neumático.

La red de bombeo neumático, como tal, es el componente más simple del sistema, ya que esta formada por un gasoducto (serie de líneas de tuberías) y múltiples de distribución (cabezales), que conducen y suministran el gas de BN hasta los ramales individuales de distribución para los pozos que operan con este sistema artificial. Sin embargo es uno de los componentes más costosos en inversión y mantenimiento. Ver gráfica No. III.2.2.1 componentes del sistema de BN.

Patín de Inyección y Medición de gas de BN.

Este componente es el que regula el volumen y la presión final del gas de inyección al pozo, de acuerdo a las simulaciones del estudio de factibilidad del sistema artificial de producción.

III.2.3 TIPO DE INSTALACIONES CON EL SISTEMA BN.

En general el tipo de instalación que se aplicará, está condicionada por los resultados de un estudio de factibilidad técnico – económico de sistemas artificiales para un determinado pozo o campo. En el caso de bombeo neumático puede resultar en aplicar BN continuo o BN Intermitente. En cualquiera de los casos, las válvulas están diseñadas de modo que funcionen como un orificio de apertura variable, para el caso de bombeo neumático continuo, dependiendo de la presión de la T.P., o pueden tener un asiento amplio para el caso de B.N.I. y suministrar un volumen de gas rápidamente a la T.P. para desplazar el bache de líquido.

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

comportamiento futuro del pozo, incluyendo el decremento de la presión de fondo fluyendo y del índice de productividad.

- *Instalación abierta.*

En este tipo de instalación el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se inyecta en el espacio anular y los fluidos dentro de la T.P. son desplazados. Esto permite la comunicación entre las tuberías de revestimiento y producción, de modo que esta instalación queda restringida a pozos con condiciones favorables, que presentan un nivel alto de fluido, formando un sello o tapón. Normalmente esto puede involucrar exclusivamente a pozos que se exploten con bombeo neumático continuo. Aunque puede ser posible usar este tipo de instalación para pozos que se vayan a explotar con bombeo intermitente. Esto deberá hacerse solamente cuando el empacador no pueda instalarse por alguna razón. De cualquier modo, no se debe usar una instalación abierta cuando exista alguna posibilidad de liberación de gas alrededor del fondo de la T.P.

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

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

Existe también la posibilidad de que, mientras el pozo produce, cierta cantidad de fluido se mueva en el espacio anular a través de las válvulas inferiores y hacia el interior de la T.P. Esto se debe a la menor resistencia al flujo en el espacio anular. Así se provoca erosión por el paso del fluido en las válvulas inferiores.

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

- *Instalación semicerrada.*

Esta instalación es similar a la instalación abierta, excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislante entre las tuberías de revestimiento y producción. Este tipo de instalación se puede usar tanto para B.N. continuo como intermitente.

Cuando se aplica el programa de cómputo para diseñar aparejos de bombeo neumático, la presión de inyección más eficiente, y otros factores, incluyendo los económicos se deben considerar para determinar el buen funcionamiento del sistema, siendo los más importantes los que se enlistan a continuación:

- Presión de burbujeo y relación de solubilidad.
- Productividad del pozo.
- Porcentaje de agua.
- Especificación por presión del equipo.
- Contrapresión en la cabeza del pozo.
- Características del gas inyectado.
- Otros parámetros.

1.- *Presión de burbujeo y relación de solubilidad gas-aceite de los fluidos producidos.* La presión de saturación (P_b), la relación gas - aceite producida (RGA) y la relación de solubilidad gas-aceite (R_s), determinan la cantidad de gas libre en la corriente de flujo a cualquier condición de presión y temperatura. Para una columna de fluidos vertical, estos factores son los de mayor importancia para determinar la densidad promedio del fluido en cualquier punto de la corriente de flujo, por lo que podemos concluir que la cantidad de gas libre es generalmente el factor más importante en la determinación de la presión fluyente del fluido.

Para yacimientos de aceite saturado se espera que todo el gas inyectado permanezca en estado libre. En sistemas de crudo bajosaturados la inyección de gas libre en la columna de fluido produce dos efectos importantes:

- a) Un aumento en la presión de burbujeo de la mezcla, lo que implica, un aumento en la profundidad a la cual el gas libre está presente.
- b) Parte del gas libre se disuelve en el aceite crudo, en el caso de que el crudo tenga un bajo punto de saturación, la inyección de gas podría causar que una gran parte del gas adicional se vuelva a disolver en el aceite, resultando que exista muy poca o ninguna reducción en el abatimiento de presión, frente al yacimiento, a profundidades mayores de inyección.

2.- *Productividad del pozo.* Los pozos con alta productividad tendrán un abatimiento de presión en el yacimiento muy pequeño durante las operaciones normales de producción. Por lo tanto requerirán de una inyección de gas a alta presión en la corriente de flujo a cualquier profundidad significativa del pozo. Sin embargo, en este caso, la posibilidad de inyectar el gas a la profundidad total proporciona la máxima eficiencia y economía, ya que sólo se requieren mínimas cantidades de gas para reducir el gradiente de presión fluyente a lo largo de todo el pozo.

3.- *Porcentaje de agua.* Los pozos que producen altos porcentajes de agua necesitarán cantidades mayores de gas para complementar la cantidad relativamente pequeña de gas que produce el pozo con el aceite de la formación. Mientras más profundamente sea inyectado este gas en la corriente de flujo, mayor será el abatimiento de presión frente a la formación.

4.- *Especificación por presión del equipo.* El equipo superficial para el bombeo neumático estará normalmente disponible de acuerdo a las siguientes clasificaciones: clase 600 del ANSI (1,440 lb/pg²), clase 900 del ANSI (2,160 lb/pg²), y clase 1,500 del ANSI (3,600 lb/pg²).

La especificación por presión de estos equipos a 100° F (38° C) se muestra para cada clase entre paréntesis. Los costos serán proporcionalmente mayores cuando se seleccione equipo para una presión mayor. Por lo tanto, se optará por presiones de diseño máximas del sistema de 1,440 o 2,160 lb/pg² cuando las presiones de operación más eficientes estén cerca de estos límites. Para visualizar estas restricciones más fácilmente, por ejemplo se usará un equipo de 1,440 lb/pg² cuando la presión de inyección en la superficie indicada varíe entre 1,500 y 1,550 lb/pg². En este caso, la selección de una presión de inyección ligeramente menor es la más económica.

5.- *Contrapresión en la cabeza del pozo.* La contrapresión en la cabeza del pozo tiene un efecto importante en la presión de inyección del gas. El efecto negativo de las altas contrapresiones en la cabeza del pozo es grandemente amplificado cuando se usa una baja presión de inyección del gas. Los pozos con altas contrapresiones en la cabeza y con baja presión de inyección requieren un espaciamiento de válvulas más reducido, lo cual provoca una inyección de gas somera. El espaciamiento reducido entre las válvulas es debido a la limitada diferencia de presiones entre el gas inyectado y el fluido producido. Por otro lado, se pueden aceptar altas presiones en la cabeza del pozo que posea restricciones en el aparejo siempre y cuando se use gas a alta presión.

6.- *Características del gas inyectado.* La determinación de las características de un gas de inyección apropiado requiere de un estudio más detallado, el cual no es objetivo de este trabajo. Con un análisis cuidadoso se puede determinar si un gas es rico, por ejemplo con una densidad relativa del orden de 0.90, será más económico para usarse en bombeo neumático que un gas pobre que tenga una densidad relativa de 0.65. La carga estática del gas más denso proporciona una mayor presión de inyección en el fondo del pozo, que la del gas más ligero, para una presión de inyección en la superficie idéntica. Aún otros factores, tales como el procesamiento del gas, deberán ser considerados también antes de la elección final de una fuente de gas para el bombeo neumático.

7.- *Otros parámetros* a considerar en el diseño de este sistema artificial, será el aparejo óptimo y la línea de flujo horizontal, así como el diámetro de la válvula operante, ya que por ejemplo una de 1 pg necesita una presión de inyección más alta en el fondo del pozo para realizar el mismo efecto de bombeo que la de una válvula de 1 1/2 pulg. Esto se debe al área reducida de fuelles, y a la resultante relación mayor de área de orificio a área de fuelles, la cual reduce la presión de operación efectiva de la válvula. Por lo tanto, la válvula de menor diámetro provocará el uso de más gas de inyección y más potencia en la compresión que la válvula de 1 1/2 pulg, para bombear gastos equivalentes.

La selección y diseño del equipo de compresión y las instalaciones relacionadas con él, deben considerarse cuidadosamente en los sistemas de bombeo neumático,

debido a los altos costos de la potencia de compresión como inversión inicial. Generalmente, la presión de gas de inyección requerida en la cabeza del pozo determina la presión de descarga del compresor. A mayores presiones de inyección mayores serán los requerimientos de compresión, es decir se incrementará el requerimiento de potencia del compresor. Sin embargo, entre mejor esté diseñado el sistema la eficiencia aumenta y los requerimientos de potencia disminuyen y se proporciona una mayor presión de inyección.

III.4. DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE BNC.

III.4.1 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO¹⁰.

El diseño de aparejos de bombeo neumático se realiza desarrollando los siguientes puntos básicos:

- a) Determinación del punto de inyección.
- b) Cálculo de la presión de fondo fluyendo.
- c) Espaciamiento de válvulas.
- d) Cálculos de diámetros de orificios de las válvulas.
- e) Presiones de calibración de las válvulas.

Se manejan dos métodos para el espaciamiento de válvulas:

- Método Universal.
- Método de gradiente de presión variable.

a).- Establecer la profundidad del punto de inyección en una instalación de bombeo neumático es de vital importancia, ya que en este punto quedará ubicada la válvula operante o válvula de inyección y, una vez descargado el fluido de control del pozo, deberá ser la única válvula que inyecte gas a la tubería de producción.

Después se obtiene con un método de flujo multifásico, el gradiente de presión fluyendo por la tubería de producción, a partir de la presión fluyendo en la cabeza del pozo y considerando en la relación gas-líquido, el volumen de gas inyectado.

La línea de gradiente del gas de inyección se obtiene considerando el peso de la columna de gas, a partir de la presión de operación del gas de inyección en la cabeza del pozo.

Para llegar a determinar el punto de inyección se requiere primero establecer el punto de balance o el punto definido por la intersección de la línea de gradiente de gas de inyección y la línea de gradiente de presión fluyendo por la tubería de producción, para un gasto dado como se muestra en la figura No. III.5.1.1.

El punto de inyección se localiza arriba del punto de balance al dejar una diferencia de presión entre el espacio anular y la tubería de producción. Según la literatura técnica, este valor puede variar entre 100 y 250 lb/pg², diferencia que representa la caída de presión a través de la válvula de inyección en condiciones de operación.

Cuando existe alguna restricción física para colocar el punto de inyección a la profundidad de diseño, ya sea por un empacador permanente o una boca de liner, el programa fija la profundidad del punto de inyección, 20 m arriba de este límite.

b).- Una vez determinada la profundidad del punto de inyección se procede a calcular la presión de fondo fluyendo del pozo.

A partir del punto de inyección y considerando la relación gas líquido natural de la formación, se calcula con el método seleccionado de flujo multifásico el gradiente de presión fluyendo abajo de este punto, véase figura No. III.5.1.1.

Para ello, es necesario considerar todos los cambios de diámetro que se presentan desde el punto de inyección hasta la profundidad del intervalo productor. A esta profundidad se tendrá la presión de fondo fluyendo del pozo para un gasto dado.

Para determinar el gasto que se producirá con el sistema de bombeo neumático, deberá recurrirse a los datos de una prueba de producción y al método de Vogel o de la Curva Generalizada, para generar la curva de comportamiento de flujo al pozo más conocida como IPR (Inflow Performance Relationship)

Se recalcula la presión de fondo fluyendo como se describió antes, empleando como primer gasto la décima parte del 70 % del potencial del pozo. Con incrementos constantes en el gasto se calculan las presiones de fondo fluyendo correspondientes. Véase la figura No. III.5.1.2.

En la figura No. III.5.1.3 se muestra un diagrama gasto-presión de fondo fluyendo, en donde se grafican los resultados anteriores, hasta intersectar la curva de comportamiento de flujo al pozo. Esta intersección representa la producción que aportará el pozo con el aparejo de bombeo neumático. Con este gasto se determina el punto de inyección definitivo, que será el que realmente se establece al operar dicho aparejo.

c).- El paso a seguir será determinar el espaciamiento de válvulas, con un programa de cómputo, se selecciona uno de los métodos de diseño disponibles. Por ejemplo, el método de diseño universal, propuesto por el Dr. Kermit E. Brown, consiste en lo siguiente:

El método consiste en establecer tres líneas base, ver figura No. III.5.1.4. Método universal de espaciamiento de válvulas de bombeo neumático.

1. Línea de gradiente del gas de inyección partiendo de la presión máxima disponible (Gr1) .
2. Línea de gradiente del gas de inyección partiendo de la presión de operación (Gr2).
3. Línea de gradiente de diseño (Gr3)

Las dos primeras líneas se obtienen considerando el peso de la columna de gas. La línea de gradiente de diseño se obtiene al unir el punto que corresponde a la presión de descarga en la cabeza del pozo Pwh más 200 lb/pg2 con el punto de inyección.

A partir de la Pwh y con el gradiente del fluido de control del pozo Grfc, se encuentra la intersección con Gr1; punto que corresponde a la profundidad de la primera válvula.

De esa profundidad y a partir de la línea de gradiente de diseño Gr3, con el gradiente de fluido de control se traza una línea hasta interceptar Gr2. Este punto corresponde a la profundidad de la segunda válvula.

Para determinar la profundidad de las demás válvulas se repite el procedimiento descrito en el párrafo anterior hasta llegar al punto de inyección donde quedará ubicada la última válvula. El método universal de espaciamiento contempla que la distancia entre dos válvulas no sea menor de 250 pies, si esto sucede el programa hace un re-espaciamiento de válvulas.

d).- El diámetro de orificio que es necesario determinar, es el de la válvula de inyección, ya que este mismo diámetro se selecciona para el resto de las válvulas. Esto se hace con el propósito de evitar interferencia entre ellas, durante el proceso de descarga del fluido de control.

Para determinar el diámetro de orificio de la válvula de inyección se despeja la ecuación de Cook-Dotterweich, que se muestra a continuación:

$$q_g = \frac{155.5 C_d A_p \sqrt{2g \frac{k}{k-1} \left(r^{2/k} - r^{(k+1)/k} \right)}}{\sqrt{\gamma_g T}}$$

donde:

k , C_p/C_v es la relación de calores específicos.

r , $p_2/p_1 \geq r_o$.

r_o , $(2/k + 1) k/k(k-1)$ es la relación de presiones para flujo crítico.

T , temperatura en °F.

A_p , área de la tubería en pie²

Cabe mencionar que el diámetro de orificio de la válvula de inyección es función entre otras variables del volumen de gas que se pretende inyectar, de la diferencia de presión que se establezca entre la tubería de revestimiento-producción y la temperatura a la profundidad del punto de inyección.

Por otra parte debe señalarse que el diseño de una instalación de bombeo neumático, se hace para un determinado volumen de gas de inyección, por lo que si se inyectan volúmenes mayores de gas, puede provocarse la apertura de una o más válvulas superiores, en deterioro de la eficiencia de la instalación.

e).- Una vez determinada la profundidad de colocación de las válvulas y el diámetro de orificio de éstas, se procede a calcular la presión de calibración correspondiente.

Debe pensarse en aprovechar al máximo la presión de inyección y al mismo tiempo, asegurar la apertura de las válvulas en la condición más crítica, con la presión del gas disponible. Para esto se establecerá el siguiente procedimiento:

1. - Determinación del peso de una columna estática de gas según Brown:

$$P_2 = P_1 \text{ Exp } [(0.01877 \gamma_g L) / T Z]$$

Como el factor de compresibilidad Z es función de presión y temperatura medias, la solución de la ecuación se convierte en un proceso iterativo.

- Siendo una primera aproximación de P_2 la siguiente ecuación:

$$P_2 = P_1 [2.5 (P_1 / 100) (L/1000)]$$

Considerando el peso de la columna de gas y la presión máxima disponible del gas de inyección, se calcula la presión a la profundidad de la primera válvula, tomando este valor como la presión de apertura de la válvula a condiciones de operación P_{vo1} es decir:

$$P_{vo1} = P_{ko} + \text{Peso de la columna de gas.}$$

2.- Tomando en cuenta las características de la válvula, se determina la presión de cierre a condiciones de operación P_{vc1} , usando la siguiente expresión:

$$P_{vc1} = P_{vo1} [1 - (A_v/A_b)]$$

3. Restando al valor anterior el peso de la columna de gas, se obtiene la presión superficial de cierre de la primera válvula P_{sc1} , lo que se representa como

$$P_{sc1} = P_{vc1} - \text{Peso de la columna de gas}$$

4. Restando 10 lb/pg² al valor anterior, se obtiene la presión superficial de cierre de la segunda válvula P_{sc2} .

$$P_{sc2} = P_{sc1} - 10$$

5. Considerando el peso de columna de gas y el valor anterior, se calcula la presión de cierre de la segunda válvula a condiciones de operación P_{vc2}

$$P_{vc2} = P_{sc2} + \text{Peso de la columna de gas}$$

6. La presión superficial de cierre del resto de las válvulas se obtiene al restar 10 lb/pg² de la presión superficial de cierre de la válvula anterior.

$$P_{scn} = P_{sc(n-1)} - 10$$

donde: $n = 1, 2, 3, \dots$

7. La presión de cierre a condiciones de operación se calcula considerando el peso por columna de gas.

$$P_{vcn} = P_{scn} + \text{Peso de la columna de gas}$$

8. La presión de cierre de las válvulas a condiciones de taller P_{cn} se obtiene corrigiendo por temperatura la presión de cierre a condiciones de operación P_{vcn} . Esto se hace exclusivamente para las válvulas con domo de nitrógeno.

$$P_{cn} = P_{vcn} \times Ct$$

las válvulas con resorte no son afectadas por la temperatura, por lo tanto:

$$P_{cn} = P_{vcn}$$

9. Finalmente la presión de apertura de las válvulas a condiciones de taller se calcula con los valores obtenidos en el paso anterior, utilizando la siguiente expresión:

$$P_{on} = P_{cn} / (1 - [Av/Ab])$$

Si se sigue este procedimiento, se puede tener la seguridad de que no exista interferencia entre válvulas, durante el proceso de descarga del pozo, teniendo la seguridad de que éstas abrirán con la presión del gas disponible, aún sin carga en la T.P., e independientemente del diámetro de orificio que se esté empleando.

Actualmente existen programas de cómputo que permiten analizar y predecir el comportamiento de pozos fluyentes, o con bombeo neumático, así como obtener el diseño de la instalación con el tipo y marca de válvula deseada.

En dichos programas, el diseño de BN se simplifica considerablemente, es necesario seleccionar un método de flujo multifásico, para el cálculo del perfil de presión y suministrar las propiedades de los fluidos a condiciones de flujo, las cuales se obtienen a partir de un análisis PVT o en su defecto con correlaciones.

III.4.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BN⁹.

Al igual que los demás sistemas artificiales de explotación, en el bombeo neumático existen ventajas y desventajas para la utilización de dicho sistema artificial, por lo que es importante conocerlo a detalle, bajo las características no propias para el empleo del sistema. En la tabla No. III.4.2/1 se resumen un rango de operación, general, de los principales factores que definen la aplicación del sistema de BN.

A continuación se muestra un listado de las principales ventajas y de las limitantes o desventajas del equipo:

Ventajas:

- Alto grado de flexibilidad para ajustarse a condiciones variantes del pozo.
- Excelente manejo de arenas.
- Requerimientos mínimos de equipos de superficie.
- Control de la producción en la superficie.
- Producción de muchos pozos con un solo compresor.
- Mínimas partes en movimiento.
- El costo del equipo y su operación es usualmente bajo.
- El sistema no se ve afectado por la desviación del pozo.
- El mayor número de equipos (compresor de gas) está instalado en la superficie donde puede ser fácilmente inspeccionado, reparado y recibir mantenimiento. Este equipo puede usar el gas o electricidad como fuente de energía para el motocompresor.
- No es necesaria una intervención con equipo de reparación de pozos por falla del aparejo, no es necesario extraerlo, ya que mediante el empleo de las válvulas recuperables, es posible extraerlas e introducir las al pozo con la ayuda del equipo de línea de acero, ahorrando tiempo y dinero.
- La sustitución y reparación del equipo se puede llevar a cabo en el país, ya que se cuenta con técnicos y operarios que tienen amplia experiencia con el manejo del sistema.
- Los pozos fluyentes pueden ser terminados con el aparejo de bombeo neumático, lo que permite su operación en el momento que se juzgue conveniente.
- Es posible realizar tratamientos a la formación sin necesidad de extraer el aparejo y dañar algún equipo.

Desventajas:

- El gas debe ser dulce, seco y libre de partículas sólidas.
- Disponibilidad de grandes volúmenes de gas para su inyección.
- Se requiere de grandes volúmenes iniciales de gas y el suministro de éste a una presión constante, para alimentar la red de bombeo neumático.
- La corrosión provocada por gas puede incrementar el costo de operación, por eso es necesario el uso de gas seco.
- El espaciamiento entre pozos puede limitar el uso de una central de compresión de gas.
- La conversión de pozos maduros a bombeo neumático requiere de un nivel alto de integración de tuberías de revestimiento.
- No es eficiente para campos pequeños o de un solo pozo.
- Congelamiento de gas y problemas de hidratos.
- Problemas de líneas sucias en la superficie.
- El estado mecánico debe resistir la presión de levantamiento.

CAPITULO IV. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS COMBINADOS.

IV.1 CONCEPTO DE APLICACIÓN COMBINADA^{11,12,13}.

La combinación de instalaciones de sistemas artificiales, para el levantamiento artificial en pozos de petróleo, no es nueva, especialmente para los expertos en ingeniería de producción.

Por ejemplo se conocen aplicaciones donde se ha combinado el bombeo mecánico (BM) o electrocentrífugo (BEC) con el bombeo neumático continuo (BNC).

Un número pequeño de experimentos y pruebas, de BN – BEC, han sido descritos por algunos autores, como Shaw en 1939. Sin embargo, en la práctica, no todos han dado detalles de los resultados obtenidos y las técnicas de análisis empleadas.

El sistema BN – BEC combinado, ofrece numerosas posibilidades para la optimización de la producción, y contribuye a reducir los tiempos fuera de operación de la producción en muchos pozos. Esto depende en gran manera de la filosofía de operación que se haya elegido para la aplicación en particular.

Estas filosofías de operación, no se encuentran documentadas como tales, sin embargo, son aplicadas y pueden diferenciarse como sigue:

Caso 1).- *Operación simultánea de ambos sistemas para la reducción de requerimientos en el gas de inyección en el sistema de BN.*

Caso 2).- *Operación simultánea de ambos sistemas para la reducción de requerimientos de potencia en el sistema BEC.*

Caso 3).- *Operación individual del sistema BEC con sistema de BN de respaldo.*

En los dos primeros casos, el sistema primario que puede ser BN o BEC, tiene una gran dependencia del sistema secundario, BEC o BN, respectivamente, lo que significa que no pueden operar en forma individual, como sucede en el caso 3.

Se observa que en campos que operan preferentemente con BN, un equipo BEC, puede ser instalado para extender la vida de una instalación de BN. En este caso el BEC funciona en el fondo como un sistema Booster de presión, que incrementa la presión de fondo fluyendo a la profundidad de inyección.

Por otro lado en campos que operan preferentemente con sistemas BEC, puede verse que, combinando simultáneamente ambos sistemas, es posible requerir de equipos de menor tamaño en etapas y HP. En este caso esta mejora es muy importante tanto económicamente como operativamente, ya que muchas veces no es recomendable o factible la instalación de sistemas BEC con un gran número de bombas y motores de fondo.

Con la aplicación combinada de estos sistemas, el BN, el cual es el sistema de mayor flexibilidad y vida operativa, siempre proveerá un sistema de levantamiento de respaldo en caso de que el BEC falle, aunque el pozo no se encuentre optimizado.

Muchas instalaciones de BEC, son desarrolladas en pozos costa afuera (plataformas) y otras localizaciones donde una falla del equipo BEC, puede esperar muchos días para su revisión y/o reparación. Resultando en una enorme pérdida en producción de hidrocarburos.

En estos casos, si los pozos con aparejo de BEC son equipados simultáneamente con equipo de BN (mandriles y válvulas de BN), cierta producción puede ser mantenida por la operación del BN, mientras se realiza la revisión o rehabilitación del equipo BEC.

Cuando se desea que la producción de los fluidos del yacimiento no pasen a través del equipo BEC durante la operación del BN es necesario que se instale, en el aparejo, una camisa que permita la entrada de fluidos en vez de pasar por el equipo BEC o una herramienta adicional denominada "Y – Tool", con la cual se obtiene la misma función.

Las válvulas de BN recuperables pueden ser instaladas en los mandriles durante o después de la instalación del BEC.

Para asegurar que ambos sistemas, BEC y BN, trabajen apropiadamente la hermeticidad de la tubería de producción debe ser probada. Esta prueba se realiza con la finalidad de asegurarse que no existan fugas en los mandriles, válvulas de BN o camisa. Cuando se detecta que existe alguna fuga en las válvulas, es necesario reemplazarlas por válvulas Dummy (obturadas).

Las válvulas empleadas para el sistema de BN, son del tipo operadas por presión de TR, debido a que cuando opera el sistema BEC, éstas no deben responder a la presión de la TP.

La aplicación combinada, en general, de sistemas de levantamiento artificial en campos de petróleo, mejora y optimiza la producción en términos de incrementos de producción de hidrocarburos, costos de operación, mantenimiento y condiciones de operación, que no podrían ser obtenidas si se aplican en forma individual.

Adicionalmente muchas de las restricciones que, en forma individual, tienen los sistemas artificiales pueden ser resueltas combinándolos apropiadamente, mientras se preparan los pozos para condiciones futuras de explotación; tales como recuperación secundaria, mejorada, nuevas perforaciones o terminaciones inteligentes.

Algunas de las restricciones o limitantes que existen, con mayor frecuencia, para la aplicación de sistemas artificiales son:

- Tamaños de tuberías de revestimiento pequeñas.
- Grandes profundidades de operación.

- Altos porcentajes de gas libre.
- Alta viscosidad.
- Altos cortes de agua.
- Fluidos corrosivos.
- Otros.

La automatización y el control inteligente de las instalaciones y los sistemas pueden ayudar considerablemente a optimizar la producción y los requerimientos de energía, como es el gas de inyección en el BN o los HP en el sistema BEC. Esto puede ser, por ejemplo, el empleo de variadores de velocidad para el equipo BEC o válvulas inteligentes para la inyección del gas.

El equipo de control que se emplea en superficie para una instalación BN – BEC, es el mismo que se requiere para el control de los sistemas cuando operan individualmente. Un Swichboar o VSD es requerido para el BEC y una válvula de inyección de gas para el sistema de BN. En la [figura IV.1](#) se muestra esquemáticamente diversos esquemas de instalaciones combinadas de BN – BEC.

OTRAS APLICACIONES.

- Cuando se tiene un pozo que presenta problemas de producción de arena o se espera que los presente y se ha programado para opera con el sistema BEC, puede ser recomendable que incluya la instalación del equipo de BN. Esto debido a la incertidumbre que puede existir sobre en cuanto tiempo se presente u opere con estas condiciones adversas.
- Si se tiene programado operar un pozo de aceite ligero con el sistema BEC, y no se desea dimensionar el equipo BEC para que sea capaz de descargar un fluido de control pesado, igualmente es recomendable que incluya la instalación del equipo de BN. De esta forma no se sobre dimensionará el motor del equipo BEC y adicionalmente se tendrá un sistema de respaldo para cuando el sistema BEC falle.
- En aplicaciones donde sea necesario emplear un empacador deberá analizarse el comportamiento y la capacidad de la bomba para manejar los fluidos producidos, incluyendo el gas libre, por si sola o pensar en alternativas que incluyen el uso de accesorios especiales como lo son el separador de gas y manejador de gas.

CARACTERÍSTICAS DEL IP Y LA PRESIÓN DE YACIMIENTO.

Aunque una información precisa de los pozos es difícil de encontrar, es posible clasificarlos de acuerdo a su índice de productividad (IP) y su presión de yacimiento (Pws).

Esta clasificación básica incluye:

- a) Alto IP y alta presión de yacimiento.

- b) Alto IP y baja presión de yacimiento.
- c) Bajo IP y alta presión de yacimiento.

Todos estos casos son candidatos para la aplicación de los sistemas de BN o BEC.

Sin embargo, con un pozo de bajo IP y baja presión de yacimiento ya no es recomendable estos sistemas.

- a) Condiciones del pozo con: Alto IP y alta presión de yacimiento.-

En este caso el empacador no es estrictamente requerido, si la entrada de la bomba es apropiadamente espaciada en relación a la profundidad de la válvula de bombeo neumático operante. El nivel de fluidos en el espacio anular deberá permanecer siempre por arriba de la entrada de la bomba y de la válvula operante para todos los gastos de producción que se vayan a manejar. La presencia de gas a la entrada de la bomba, en este caso, es remota o muy pequeña.

- b) Alto IP y baja presión de yacimiento.-

Si la presión del gas de inyección, a la profundidad de la entrada de la bomba, supera la presión de succión de la bomba debido a los fluidos producidos será necesario la instalación de un empacador. En este caso toda la producción de fluidos, incluyendo el gas libre el cual es muy probable que exista por la baja presión del yacimiento, pasará a través de la bomba centrífuga. Para estas condiciones es muy importante que el diseño considere la condición de presencia de gas.

Existe un punto en el cual la cantidad de gas comienza a deformar las curvas de comportamiento de las bombas centrífugas y que esta en función de la *relación vapor/líquido* y de la *presión de succión*.

- c) Bajo IP y alta presión de yacimiento.-

En este caso como la presión del yacimiento es alta, no es estrictamente necesaria la instalación de un empacador. Sin embargo, debe asegurarse que la presión de inyección a la profundidad de la bomba no supere la presión de succión de la entrada de fluidos. Por otro lado se observará que en este tipo de pozos el incremento en la producción de líquido disminuirá drásticamente, ya que es una característica de este tipo de pozos, así como la presión de yacimiento continuará con su declinación.

IV.2 DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN COMBINADA PARA UN POZO TIPO.

En este trabajo se seleccionó el análisis de la aplicación del caso No. 3, denominada “Operación individual del sistema BEC con sistema de BN de respaldo”.

Primeramente se presenta la filosofía de operación y las condiciones de operación del lugar donde se encuentra el pozo en estudio.

La filosofía es trabajar con el sistema BEC debido a que se tiene un programa de ahorro del consumo de gas natural.

Las condiciones del lugar y las limitaciones son:

- Existe energía eléctrica.
- Se tiene cierto espacio en plataforma.
- No existe personal a bordo.
- Hay un estricto ahorro en el consumo de gas.

A continuación se realizan los diseños de los sistemas artificiales de bombeo neumático (BN) y electrocentrífugo BEC, en forma independiente.

IV.2.1 DISEÑO DEL SISTEMA BEC.

El diseño se realizó siguiendo el procedimiento de diseño de equipos BEC descrito en el capítulo II y empleando los software de flujo multifásico WellFlo y diseño de equipos BEC SubPump.

PASO 1) INFORMACIÓN DEL POZO.

La información empleada para realizar el análisis de flujo multifásico y los diseños de aparejos de sistemas artificiales, es la siguiente.

IDENTIFICACIÓN		FLUJO MULTIFÁSICO	
FECHA	15-Dic-02	METODO VERTICAL	% ERROR
POZO	1	Hagedorn & Brown	
CAMPO	X	METODO HORIZONTAL	% ERROR
PLATAFORMA	A	?	
COMPAÑÍA	IMP	MODELO IPR	
LOCALIZACIÓN	Golfo de México	Vogel	
TIPO DE POZO	Productor de Aclete		

INTERVALOS DE PRODUCCIÓN				
	FECHA	CIMA (m)	BASE (m)	m)
1	01/12/2002*	4380	4400	4390
2				

PROPIEDADES DE FLUIDOS

°API	37.5
S.G. ACEITE	0.837
S.G. AGUA	1.02

S.G. GAS	0.85 - 0.88
PESO MOLEC.	25.3
PODER CALOR.	1399.76

¿ Tiene PVT ?	
Fecha	
Temp. yacimiento	142.3 (Kg/cm2)
Presión de burbuja (Pb @ T.Y.)	267 (Kg/cm2)
Relación de solubilidad (Rs @ Pb)	200 m3/m3
Factor Vol. Aceite (Bo @ Pb)	1.74 m3/m3
Visc. Oil	-
Visc. Gas	-
Fact. de compre. gas	-

	Pres. (Kg/cm2)	Temp. (°C)	Viscosidad, cP
1	267	142.3	0.3637
2	0	142.3	1.51
3	0	20	5.7
4			

MODELO DE TEMPERATURA (°C)

LINEAL / EXPONENCIAL
 TEMP. DE FONDO
 TEMP. DE SUP.
 TEMP. SEPARACIÓN
 TEMP. ATMOSFERICA
 TEMP. DEL MAR
 GRAD. GEOTÉRMICO

Lineal
142.3
23
65
25
20
0.0271

PERFIL DE DESVIACIÓN

	mD	mV	Angulo
1	600	600	0
2	960	948.8	20.5
3	1578	1498.9	30.7
4	2193	2022	34
5	2777	2522.6	30
6	3385	3027.2	36.75
7	3867	3462.6	20.5
8	4440	4004.2	18.5
9	4560	4118.7	17
10			

PERFIL DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

	O.D "	GRADO	I.D.	PROF. (m)
1	9 5/8	47		1257
2	9 5/8	53.5		1802
3	7	32		4530
4				
Prof. interior del último Tapón				4530

Rugosidad absoluta: TP TR

	O.D "	I.D. "	Prof. (m)
VSSS	4.5	3.81	137.7
Empacador	7	3.5	3500

PERFIL DE TUBERIA DE PRODUCCIÓN ACTUAL

FECHA DE INTRODUCCIÓN:

	O.D "	GRADO	I.D. "	PROF. (m)
1	4 1/2	12.6	3.958	3500

La prueba de producción empleada para el ajuste del pozo es la siguiente:

Fecha	Pws	Pwf	QL	ØE	%w	RGA	Pwh	Tsup	IP
	Kg/cm2	Kg/cm2	BPD	pulg	%	m3/m3	Kg/cm2	°C	BPD/Kg/cm2
01-dic-02	245	229.09	5260	---	0	150	35	65	326

El pozo se encuentra produciendo sin problemas de agua, sin embargo se espera que esta se presente en un futuro, ya que el yacimiento tiene empuje hidráulico y el contacto agua aceite se encuentra muy cerca; además es un yacimiento naturalmente fracturado.

PASO 2) CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL POZO Y MODELO DE FLUJO MULTIFÁSICO.

- Es necesario construir un modelo de flujo multifásico que ayude a predecir el comportamiento del pozo, así como realizar pronósticos de producción. Este modelo se realiza seleccionando un conjunto validado de datos del pozo y correlaciones de flujo multifásico y de las propiedades de fluidos. Esto puede realizarse en forma manual con una memoria de cálculo o con la ayuda de un simulador de flujo multifásico, el modelo debe ser capaz de reproducir la historia del pozo desde su inicio hasta las condiciones actuales, respetando todos los eventos que se hayan presentado en la historia del mismo.
- A partir de la información, disponible para este caso, se observa que la presión del yacimiento es menor a la de saturación (Pb), por lo que el potencial del pozo (inflow) se calculó con el método de Vogel. El pozo tiene un potencial absoluto máximo de: 46,337 BPD.

$$QL_{max} = QL / [1 - 0.2 (Pwf/Pws) - 0.8 (Pwf/Pws)^2]$$

Con la ayuda del software de flujo multifásico (wellflo) se encontró que la correlación para el cálculo de caídas de presión en la tubería vertical y que reproduce el comportamiento del pozo (outflow), en su historia y las condiciones actuales (aforo del 01-dic-02, QL=5260 BPD) fue: **Hagedorn & Brown**.

- La correlación PVT seleccionada fue la de "Lasater", por acercarse más a las propiedades de fluidos medidos (Pb, Rs y Bo).

Pb= 267 Kg/cm ²	Rs=200 m ³ /m ³	Bo=1.7 m ³ /m ³
----------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------

La forma de como fue suministrada la información en el software de flujo multifásico se muestra en la figura No. IV.2.1.1 .

Los perfiles de presión y el análisis nodal, con las diferentes correlaciones pueden observarse en las figuras No. IV.2.1.2 y IV.2.1.3 .

En aplicaciones de sistemas artificiales, la teoría sugiere que no deben existir restricciones en la cabeza del pozo que produzcan caídas de presión, como son los estranguladores de superficie, ya que en este caso se estaría perdiendo la energía la cual es producida a un alto costo. Existen algunas aplicaciones en las que tal vez sea necesario estrangular el pozo, pero esto será derivado de nuevas condiciones de operación que se hayan presentado.

- De acuerdo al aforo el pozo produce actualmente con una presión en la cabeza de 35 Kg/cm^2 , si se aplica el criterio de eliminar las restricciones en la cabeza, la producción se incrementa significativamente con solo quitar el estrangulador. Ver figura No. IV.2.1.4 .
- Por otro lado, también se espera que la producción de agua se incremente paulatinamente, debido a las características del yacimiento, el cual produce por empuje hidráulico y es naturalmente fracturado. De acuerdo al análisis del pozo, con el simulador de flujo multifásico, se espera que el pozo se abata cuando el agua llegue a 50 %. Ver figura No. IV.2.1.5. Con estas nuevas condiciones de operación el pozo requerirá de un sistema artificial.

Si se emplea un software especializado para el diseño de un sistema artificial, lo recomendable es que también se realice en dicho software el ajuste del pozo con el objeto de tener las mismas condiciones de diseño. Sin embargo, algunos software no incluyen esta etapa de ajuste y solo se limitan a realizar una selección del equipo del sistema, en forma independiente del comportamiento del pozo.

Otros software si incluyen esta etapa preliminar del ajuste del pozo, y en estos casos es posible realizar el ajuste del pozo, aunque en forma general, ya que no son especiales para esto. Por otro lado es importante comentar que, aunque ambos software (de flujo multifásico y de diseño del sistema artificial) contengan las mismas correlaciones, al comparar los resultados para una misma condición es posible que exista cierta diferencia entre ambos.

Para el caso del pozo en estudio, y del software de diseño de equipos BEC, si fue posible comparar los cálculos de ambos software, para el aforo de prueba con diferentes correlaciones de flujo multifásico. Ver figura No. IV.2.1.6.

El comportamiento del pozo al abrir el estrangulador y al incrementarse el agua, en este mismo software, se muestra en la figura No. IV.2.1.7 y IV.2.1.8.

PASO 3 Y 4) CÁLCULOS DE GAS LIBRE EN LA ENTRADA DE LA BOMBA Y ALTURA DINÁMICA TOTAL.

Con la ayuda del software de diseño de equipos BEC se calculó el porcentaje de gas libre a la profundidad de colocación de la bomba y la carga o altura dinámica total (TDH) que, como se mencionó en el procedimiento de diseño esta última, es la sumatoria de: la presión requerida para la elevación del fluido hasta la superficie *más* las pérdidas de presión por fricción *más* la presión del sistema en la cabeza del pozo.

$$\text{TDH} = \text{Elevación vertical (m)} + \Delta P \text{ fricción (m)} + P_{wh} \text{ (m)}$$

Sensibilidad de aparejos de producción:

- El análisis se realizó sensibilizando diferentes aparejos de producción y profundidades de colocación, para dos escenarios de % de agua 0 y 60.

- La presión de fondo estática corresponde para la fecha de interés o condiciones de diseño (245 Kg/cm^2), la cual deberá coincidir con la tendencia de los datos medidos.
- Para este pozo se considerará producir entre 3000 y 4000 BPD, manteniendo el IP constante de 326 BPD/Kg/cm², el potencial máximo es de 46,337 BPD.
- De acuerdo a la experiencia, las tuberías recomendadas para producir estos gastos son: TP de 2 7/8, 3 1/2 y 4 1/2 pulg. De acuerdo con lo anterior, el aparejo de producción actual puede ser adecuado. Para confirmar esto se realizó una sensibilidad con los diámetros anteriores y diferentes profundidades de colocación de la bomba.

A continuación se realiza un análisis con diferentes aparejos de producción.

Agua	Datos	1	2	3	4	5
	Ø TP (pulg)	4 1/2	3 1/2	2 7/8	4 1/2	4 1/2
	Profundidad (m)	3500	3500	3500	3000	2500
0 %	% GAS	20.7	20.7	20.7	26.7	32.9
	TDH (m)	(-) 494.4	268.3	1292.7	(-) 454.4	(-) 425.2
	PSUC (Kg/cm ²)	177.57	177.57	177.57	153.08	129.93
	Niv-dinámico (m)	744.4	744.4	744.4	685.8	605.5
60 %	% GAS	12.7	12.7	12.7	18.2	26.8
	TDH (m)	753.7	1109.5	1731.0	744.1	734.4
	PSUC (Kg/cm ²)	162.21	162.21	162.21	130.34	100.66
	Niv-dinámico (m)	1435,9	1435,9	1435,9	1395.4	1323.8

- Como el pozo esta terminado en 9 5/8 pulg hasta 1802 m y liner de 7 hasta 4530 m, los equipos recomendados para analizar son de la serie 400 (4.0 y 4.56 pulg).
- La presión de succión mínima recomendada es de 14 Kg/cm^2 (NPSH - net positive suction head) para las bombas BEC, con este criterio cualquiera de las cuatro opciones son recomendadas.
- El porcentaje de gas libre es alto para todos los aparejos cuando el % de agua es 0. y cuando el % de agua se incrementa a 60 % se reduce considerablemente. El aparejo que ofrece el menor porcentaje de gas y menor TDH es el aparejo actual.

Escenarios de análisis:

En la siguiente tabla se muestra los escenarios de análisis que se estudiaron:

No.	RGA	AGUA	Pwh
	m ³ /m ³	%	Kg/cm ²
1	150	0	14.5
2		20	
3		40	
4		60	

A continuación se presenta los cálculos de % de gas libre y TDH para cada escenario de estudio.

Escenarios	1	2	3	4
Prod. por flujo natural (BPD)	8060.00	5900.00	0	0
Prod. con el sistema BEC (BPD)	N/A	N/A	3909.32	3153.43
Gas libre en la entrada Bba. (%)	23.1	19.4	17.0	12.1
Altura dinamica total, TDH (m)	-3.6	-3.6	403.2	689.3

En los casos 1 y 2 no se recomienda la aplicación del sistema BEC, ya que las producciones por flujo natural son altas, y se requerirían de equipos BEC de muy alto gasto para superar esta producción. Los equipos de alto gasto son de gran diámetro, y en este caso el estado mecánico del pozo no permite la introducción de uno de estas características (TR de 9 5/8 hasta 1802 m y continua con liner de 7" hasta 4530 m).

Sin embargo cuando la producción de agua se incrementa por arriba del 40% la producción se ha reducido hasta abatirse, donde la única forma de obtener producción es a través del sistema artificial.

PASO 5) SELECCIÓN DE LA BOMBA.

La selección de la bomba se realizó en función de los cálculos de fluido total ($Q_o + Q_w + Q_g$) a manejar, en el fondo, por el equipo para los gastos de interés o deseados. En este caso los gastos de fluido total que la bomba maneja en el fondo son del orden de 3700 a 5200 BPD, con lo cual la bomba DN4000 de la Cía. Reda, cubre perfectamente este rango. Con esta bomba el TDH requerido para los casos 3 y 4 es de 403 y 689 m respectivamente.

Rango de flujo de la bomba DN4000 en BPD		
Mínimo	Mayor eficiencia	Máximo
3200	4000	5200

Requerimientos de la bomba para los escenarios de estudio

Equipo	Etapas	RGA	% agua	Pwh
DN4000	72	150	40	14.5
DN4000	164	150	60	14.5

El comportamiento del pozo con estos dos equipos puede verse en la figura No. IV.2.1.9.

Con el equipo de 164 etapas, es posible poder operar para los escenarios 3 y 4 como puede verse en la figura No. IV.2.1.10. En la siguiente tabla, se muestran las condiciones de operación del equipo BEC calculadas por el software de diseño de equipos BEC, para esta bomba.

Escenario	1	2	3	4
Surf. Final Liq. Rate(O+W), Bbl/D:	8060.00	5900.00	3909.32	3153.43
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	8060.00	5900.00	4000.00	4000.00
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	0.00	0.00	5144.49	3779.52
Free Gas by Volume @ Pump, %:	23.1	19.4	17.0	12.1
Free Gas by Volume into Pump, %:	8.3	6.8	5.7	3.8
Total Dynamic Head (TDH), m:	-3.6	-3.6	403.2	689.3
Pump Intake Pressure, kg/cm ² :	169.548	171.209	174.254	167.947
Pump Operating Power, HP:	0.0	0.0	70.2	82.7
Flowline Pressure, kg/cm ² :	14.500	14.500	26.000	14.500
Casing Pressure, kg/cm ² :	14.500	14.500	14.500	14.500

Observando los resultados obtenidos, como son el gasto de fluidos total y el % de gas libre resultante se considera lo siguiente:

- La aplicación del sistema contempla colocar un empacador especial para instalación de equipos BEC, con el objeto de aislar el equipo BEC del sistema de BN.
- Como no se tiene un manejador de gas para los gastos de fondo esperados y si no se quiere correr el riesgo de tener problemas de gas es recomendable emplear un separador de gas.
- En este caso el empacador se colocará inmediatamente después del punto de inyección resultante y el equipo BEC en el extremo del aparejo, 3500 m. Así mismo se tendrá un tubo conductor del gas liberado en el fondo que lo reintegrara a la corriente de la superficie.

PASO-6) OPTIMIZACIÓN DE LOS COMPONENTES.

MOTOR.

A continuación se presenta el cálculo de los HP requeridos para los escenarios 3 y 4.

Escenario	1	2	3	4
Ql (bpd) en superficie	8060	5900	3909	3153
Etapas requeridas	n/a	n/a	164	164
Max % gas libre	23.1	19.4	17.0	12.1
Pot bomba (hp)	n/a	n/a	70.2	82.7
+ Pot Sep. (hp)	n/a	n/a	3.0	3.0
+ Pot AHG. (hp)	n/a	n/a	n/a	n/a
Sub Total de potencia (hp)	n/a	n/a	73.2	85.7
+ F.S. (hp)	n/a	n/a	10.98	12.85
Total de HP	n/a	n/a	84.18	98.55

Seleccionando un motor de 100 Hp, el comportamiento del equipo seria:

Escenario de agua (%)	0	20	40	60
Frequency, Hz:	60.0	60.0	60.0	60.0
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	0.0	0.0	71.2	83.7
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	0.0	0.0	71.2	83.7
Operating Speed, RPM:	0.0	0.0	3500.0	3500.0
Operating Current, Amps:	0.0	0.0	21.3	24.3
Operating Voltage, Volts:	0.0	0.0	2362.0	2362.0
Operating Power Factor :	0.000	0.000	0.797	0.808
Adjusted for Motor Slip :	Yes	Yes	Yes	Yes
Pump Efficiency, %:	0.0	0.0	52.9	58.3
Motor Efficiency, %:	0.0	0.0	81.8	83.0
Operating Thrust Load, lb:	N/A	N/A	N/A	N/A
Maximum Thrust Load, lb:	N/A	N/A	4936.4	4936.4
Surf. Final Liq. Rate(O+W), Bbl/D:	8060.00	5900.00	3916.19	3015.33
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	8060.00	5900.00	4000.00	4000.00
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	0.00	0.00	5142.77	3773.78
Free Gas by Volume @ Pump, %:	23.1	19.4	17.0	12.1
Free Gas by Volume into Pump, %:	8.3	6.8	5.8	3.8
Total Dynamic Head (TDH), m:	-3.6	-3.6	403.7	695.1
Pump Intake Pressure, kg/cm ² :	169.548	171.209	174.216	168.260
Pump Operating Power, HP:	0.0	0.0	71.2	86.8
Flowline Pressure, kg/cm ² :	14.500	14.500	26.000	14.500
Casing Pressure, kg/cm ² :	14.500	14.500	14.500	14.500

- Para el caso 3 y 4 se estarán requiriendo de 71.2 y 86.8 HP respectivamente.
- La corriente de operación fluctuará entre 21 y 24 Amper, con lo cual no se tendrá alto calentamiento del cable de potencia, de los conectores de fondo y de los empalmes. Por otro lado el voltaje de superficie será de 2551.5 Volts.

PROTECTOR.

Como la máxima carga de empuje que existirá sobre el protector es de sólo 4936.4 lb, un protector tipo KMC tiene la resistencia suficiente para realizar este trabajo. Y la configuración elegida es:

LSBSL (Laberinto-serie-bolsa-serie-laberinto)

PASO 7) CABLE ELÉCTRICO.

a) DE POTENCIA:

- *Tamaño:* El amperaje máximo que se espera se tenga fluctúa entre 21 y 24 ampers, con lo cual un cable del No. 4 AWG tiene la capacidad de manejar adecuadamente tanto en corriente máxima como mínimas caídas de voltaje.

- *Configuración:* Redondo.

- *Tipo:* Como el fluido que se va a manejar no es corrosivo, pero si existirá un poco de gas se empleara un aislamiento que soporte esto adicionalmente a una protección mecánica de armadura de acero galvanizado.

b) DE EXTENSIÓN:

El tamaño de este cable ya viene definido por la serie del motor a emplear, en este caso como es un motor de la serie 456, el cable es del No. 6 AWG

Y como medida de seguridad se usará del tipo EPDM (Etileno, Propileno, Dieno, Metileno) con armadura de monel.

PASO 8) ACCESORIOS Y EQUIPO OPCIONAL.

(TRANSFORMADORES)

Voltaje, Volts	2551.5
Corriente, Amper	27
Potencia, KVA	120 ó 150

PASO 9) TABLERO DE CONTROL.

Se usara un VSD de: 120 ó 150 KVA.

EL EQUIPO BEC RESULTANTE ES:

El equipo seleccionado es: 2 bombas DN 4000/164 etapas del tipo compresivas y alta estabilidad:

Housing	Etapas
150	85
140	79
Total	164

El Motor total seleccionado es: 100 HP de serie 456-I M - single

HP	Volts	Amper
100	2362	27

IV.2.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE BN.

De acuerdo al procedimiento de diseño para el sistema de bombeo neumático (BN), mostrado en el capítulo III, previamente es necesario realizar los mismos trabajos de recopilación y validación de la información a emplear. Así como la construcción del modelo de flujo multifásico. En las figuras No. IV.2.2.1 y IV.2.2.2, se muestra el comportamiento del pozo al abrir el estrangulador y al incrementarse el porcentaje de agua. En este caso como ya fue desarrollado en el diseño del sistema BEC, solo continúa con la parte propia del sistema de BN, como sigue:

PASO 1) DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE INYECCIÓN.

El calculo y efectividad de esta profundidad, calificará la eficiencia y operabilidad del diseño de BN realizado. La eficiencia depende de esta profundidad, debido a que es muy posible que el sistema opere aunque este mal diseñado el punto de inyección, sin embargo, puede no estar optimizado, es decir dando menos producción de lo que es posible aportar o empleando un excesivo consumo de gas de inyección.

Para el caso del **pozo tipo** en estudio, la tubería de producción llega hasta 3500 m, por lo que la profundidad limite de inyección es 3500 – 50 m, es decir 3450 m. ahora se tiene que ver si la presión de inyección disponible o de operación son capaces de poder inyectar hasta esta profundidad para todos los escenarios de operación que se están analizando.

En la siguiente tabla se muestran los escenarios de análisis que se estudiaron:

No.	RGA	AGUA	Pwh
	m ³ /m ³	%	Kg/cm ²
1	150	0	14.5
2		20	
3		40	
4		60	

Con ayuda del modulo de ajuste de pozo y flujo multifásico que se integra en el software de diseño de bombeo neumático (Glop), se calcularon los gradientes de presión del fluido y del gas de inyección, donde se encontró que la presión disponible solo es capaz de inyectar hasta 3082 m para el caso de 60% y 3006 m en el caso de 40%. En los casos de 0 y 20 % de agua la influencia del BN es muy pequeña. Ver gráfica de comportamiento de BN, figura No. IV.2.2.3.

Con estos resultados se fija como punto de inyección la profundidad de 3000 m, colocando el empacador (empacador especial para instalación de equipos BEC) 50 m a bajo del punto de inyección para aislar el sistema de BN del equipo BEC.

PASO 2) CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO.

Las presiones de fondo fluyendo para un gasto de inyección de gas de 2.0 mmpcd inyectándolo a 3000 m son las siguientes:

% agua	Qg iny (mmpcd)	Pwf (Kg/cm2)	QL (BPD)	Qo (BPD)
40	1.959	223	7355	4413
60	1.959	227	6011	2405

PASO 3, 4 y 5) ESPACIAMIENTO DE VÁLVULAS, CÁLCULO DE DIÁMETROS DE ORIFICIO DE VÁLVULAS Y PRESIONES DE CALIBRACIÓN.

Todos estos pasos se realizaron con un programa de cómputo (Glop) el cual considera lo siguiente:

- Método de espaciamento universal.
- Calculo del diámetro de orificios y gasto de gas a través de válvulas considerando el comportamiento dinámico de válvulas, no con la ecuación de *Thornhill- Craver*.
- Presiones de calibración para válvulas cargadas con domo de nitrógeno, como lo es la válvula R20 de la compañía Camco.

ESCENARIO 3.- El diseño y las especificaciones técnicas para este escenario de 40 % de agua son los siguientes:

```

=====
                GAS LIFT INSTALLATION DESIGN
Pressure Operated System Design - Mandrels in place
=====
Country..... México State..... Golfo de México
Company..... UNAM Field..... X
Well..... Proy: Especial1 Run Date/Time.. 01/04/103-
=====
                DESIGN PARAMETERS

Water Cut = 40.00 %
Design Oil Rate..... 4356.6 bbl/d
Liquid Rate..... 7261.0 bbl/d
Injection Gas Rate..... 2000.0 Mscf/d
Formation Avg. Pressure..... 245.2 kg/cm2
Well Head Pressure..... 14.5 kg/cm2
Surface Injection Pressure..... 120.0 kg/cm2
Unloading Wellhead Pressure..... 14.5 kg/cm2
Kick-off Pressure..... 120.0 kg/cm2
Formation GLR..... 90.0 scm/scm
Oil Gravity..... 35.700 deg API
Water Gravity..... 1.020 (-)
Gas Gravity..... 0.850 (-)
Kill Fluid Gradient..... 0.400 psi/ft
Liquid Column Gradient..... 0.400 psi/ft
Formation DOES NOT absorb unloading liquid.
Min. Unloading Rate..... 529.2 bbl/d
Drop across each valve to
initiate gas flow..... 3.5 kg/cm2
Valve Setting Temperature..... 15.6 deg C
=====
    
```

SUMMARY OF VALVE LOCATION AND SPECIFICATION

VALVE No.	LENGTH m	DEPTH m	PvcT kg/cm2	PvoT kg/cm2	TYPE	PORT	NUM	TEMP. deg C	PCLOSE kg/cm2
1	1900	1773	98.0	104.9	R-20	1/4	1	100	118.3
2	2550	2328	98.0	105.0	R-20	1/4	1	110	117.5
3	2850	2583	98.1	105.0	R-20	1/4	1	115	116.7
4	3000	2708	N/A	N/A		22/64	1	118	N/A

VLV No.	Piod kg/cm2	PGasS kg/cm2	Ppd kg/cm2	PPMIN kg/cm2	PPMAX kg/cm2	GLRR scm/scm	QGR Mscf/d	QGV Mscf/d	QL bbl/d
1	136.4	120.0	84.9	86.7	108.5	57.5	168.9	2340.2	529.2
2	139.4	118.3	112.4	116.7	125.8	63.2	185.8	1956.1	529.2
3	140.7	117.5	126.2	127.8	132.5	66.8	196.2	1546.3	529.2
4	141.1	116.7	133.1	N/A	N/A	49.6	2000.0	2000.0	7261.0

El diseño gráfico, para este escenario se encuentra en la figura No. IV.2.2.4.

ESCENARIO 4.- El diseño y las especificaciones técnicas para este escenario de 60% de agua son las siguientes:

```

=====
                      GAS LIFT INSTALLATION DESIGN
Pressure Operated System Design - Mandrels in place
=====
Country..... México State..... Golfo de México
Company..... UNAM Field..... X
Well..... Proj: Especiali Run Date/Time.. 01/04/103-
=====

```

DESIGN PARAMETERS

```

Water Cut = 60.00 %
Design Oil Rate..... 2372.7 bbl/d
Liquid Rate..... 5931.7 bbl/d
Injection Gas Rate..... 2000.0 Mscf/d
Formation Avg. Pressure..... 245.2 kg/cm2
Well Head Pressure..... 14.5 kg/cm2
Surface Injection Pressure..... 120.0 kg/cm2
Unloading Wellhead Pressure..... 14.5 kg/cm2
Kick-off Pressure..... 120.0 kg/cm2
Formation GLR..... 60.0 scm/scm
Oil Gravity..... 35.700 deg API
Water Gravity..... 1.020 (-)
Gas Gravity..... 0.850 (-)
Kill Fluid Gradient..... 0.400 psi/ft
Liquid Column Gradient..... 0.400 psi/ft
Formation DOES NOT absorb unloading liquid.
Min. Unloading Rate..... 529.2 bbl/d
Drop across each valve to
initiate gas flow..... 3.5 kg/cm2
Valve Setting Temperature..... 15.6 deg C
=====

```

SUMMARY OF VALVE LOCATION AND SPECIFICATION

VALVE No.	LENGTH m	DEPTH m	PvcT kg/cm2	PvoT kg/cm2	TYPE	PORT	NUM	TEMP. deg C	PCLOSE kg/cm2
1	1900	1773	97.8	104.7	R-20	1/4	1	100	118.3
2	2550	2328	97.9	104.8	R-20	1/4	1	110	117.5
3	2850	2583	97.9	104.8	R-20	1/4	1	115	116.7
4	3000	2708	N/A	N/A		22/64	1	118	N/A

VLV No.	Piod kg/cm2	PGasS kg/cm2	Ppd kg/cm2	PPMIN kg/cm2	PPMAX kg/cm2	GLRR scm/scm	QGR Mscf/d	QGV Mscf/d	QL bbl/d
1	136.4	120.0	81.3	85.4	108.5	59.1	173.7	2340.2	529.2
2	139.4	118.3	108.5	116.1	125.8	62.4	183.3	1972.4	529.2
3	140.7	117.5	122.1	127.5	132.5	65.7	193.0	1559.7	529.2
4	136.1	112.9	129.0	N/A	N/A	60.7	2000.0	2000.0	5931.7

El diseño gráfico, para este escenario se encuentra en la figura No. IV.2.2.5.

La nomenclatura del diseño de BN, es la siguiente:

DEFINITION OF VARIABLES:

- LENGTH : Valve location--actual length;
- DEPTH : Valve location--vertical depth;
- PvcT : Valve closing pres. at 15.6 deg C
- PvoT : Valve test rack opening pressure at 15.6 deg C
- TEMP : Temperature at valve depth;
- PCLOSE : Surface valve closing pressure during UNLOADING;
- Piod : Injection gas pressure @ valve depth;
- PGasS : Injection gas pressure @ surface;
- Ppd : Production pressure @ valve depth;
- PPMIN : Transfer pressure @ valve depth;
- PPMAX : Maximum prod. pressure @ valve depth;
- GLRR : Required GLR @ valve depth;
- QGR : Required injection gas rate;
- QGV : Gas passage through valve(s);
- QL : Obtainable liquid rate.

IV.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

COMENTARIOS Y RESULTADOS.

La bomba se colocó a 3500 m dentro del líner de 7 pulg y empacador a 3050 m, con la finalidad de cumplir los siguientes criterios de diseño:

- Mínimo % de gas
- Presión de succión mayor a la NPSH (+/- 200 psi)
- Mínimo de empalmes eléctricos.

Se realizaron cuatro escenarios de estudio del % de agua, con la finalidad de observar el rango de operabilidad del equipo en función de la RGA y corte de agua y de igual forma visualizar los requerimientos de potencia para dichos escenarios.

Para los casos 1 y 2 el equipo BEC diseñado no podrá operar debido a la alta producción por flujo natural que se predice exista, de acuerdo al simulador de flujo multifásico. Para los casos 3 y 4 el equipo tiene un rango específico de RGA y corte de agua, ver [figura No. IV.3.1](#). Esto se puede alcanzar operando el equipo BEC a dos diferentes presiones en la cabeza.

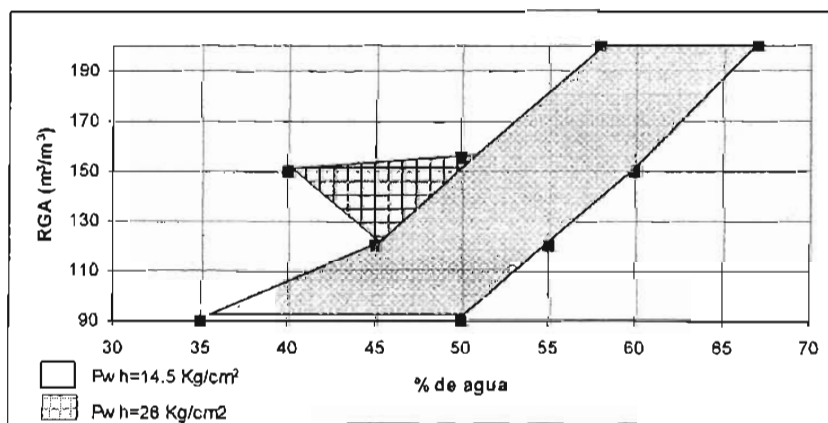


Figura IV.3.1. Operabilidad de la bomba en función de la RGA y corte de agua.

Cabe mencionar que en los casos en donde el corte de agua es menor a un 40 %, es conveniente utilizar un separador del tipo vortex, debido a que la bomba no es capaz de manejar todo ese volumen en el fondo. No fue posible usar únicamente un manejador de gas, en vez del separador, ya que no existe en el mercado con esta compañía, uno para manejar un rango de 3000 a 5000 BPD para TR de 7 pulg.

En este diseño se seleccionaron etapas compresivas de estabilidad mejorada, ya que la carga de empuje sobre el cojinete del protector esta por la mitad de la capacidad máxima del protector. Adicionalmente con este tipo de etapas se tiene una mayor eficiencia.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO RESULTANTE.

	Equipo subsuperficial	Serie	Modelo	Características	Longitud m
1	Bomba (1+1)	400	DN4000	164 etapas CR-ES Hsg (150, 140)	12.86
2	Separador de gas	400	Vortex		1.00
3	Protector (1)	400	KMC	LSLSB	2.93
4	Motor (1)	456	MK (UT)	100 HP, 2362 V, 27 A	7.89
5	Sensor	n/a			
6	Cable de extensión	456	Redalead	Cond. sólido, No. 6, AWG, config. Plano	30.48
7	Cable de potencia		Redalead	Cond. sólido, No. 4, AWG, config. Redondo	3500

Con el simulador de diseño del sistema de BN, se encontró que el pozo tiene las siguientes condiciones de producción por flujo natural. Ver figura No. IV.2.2.3.

Agua	0%	20%	40%	60%
QL (BPD)	8807	7271	4690	0

El pozo no requiere del sistema artificial, BN, hasta que la producción de agua se incrementa hasta 40%, cuando ya se hace atractiva esta alternativa con incrementos de producción del orden de 1599 BPD de aceite y además esta próximo de abatirse.

Cuando el agua se incrementa hasta 60% no existe producción por flujo natural y la única forma de producir es a través del sistema. En este caso el incremento de producción es del 100%, con producciones del orden de 2405 BPD de aceite.

El aparejo de bombeo neumático resultante es el siguiente:

PERFIL DE TUBERIA DE PRODUCCIÓN ACTUAL

1	4 1/2	12.6	3.958	137.7
	VSSS		3.81	137.7
	M1			1900
	M2			2550
	M3			2850
	M4			3000
	4 1/2	12.6	3.958	3500

El aparejo de bombeo neumático seleccionado es capaz de operar para los dos escenarios de producción esperados, 40 y 60% de agua.

Las válvulas de descarga son del tipo R20 de la compañía Camco, de 1 ½ pulg de cuerpo, con puertos de ¼ pulg con el objeto de permitir el paso de gas necesario en la

descarga del fluido de control y no ser a la vez lo suficientemente pequeñas como para obstruirse.

El orificio de la válvula operante es 22/64 pulg y del tipo RDO-5, por el cual pasara de acuerdo al diseño 2.0 mmpcd de gas.

La calibración de las válvulas se obtuvo como parte de los resultados del software de diseño de BN. Estas calibraciones dependen de la condición y escenario en el que se encuentre el pozo, es decir 40 o 60%.

IV.4 CONCLUSIONES

Antes que nada debe recordarse la filosofía de operación y las condiciones del lugar donde se encuentra el pozo en estudio. Esta es trabajar con el sistema BEC, como instrucciones directivas, debido a un estricto programa de ahorro en el consumo de gas natural.

Si el % de agua no se incrementa sustancialmente el pozo es capaz de aportar altas producciones por flujo natural.

La factibilidad de aplicar el sistema BEC en este pozo sólo es posible cuando la producción de agua es mayor al 40% (escenario 3). Antes de este corte de agua la producción por flujo natural supera las capacidades en el fondo (5200 BPD) del equipo de mayor tamaño que puede ser introducido con confianza en una TR de 7 pulg de 35 lbs/pie, como es el caso del pozo en estudio. Adicionalmente para este escenario es necesario estrangular el pozo de 14.5 Kg/cm², presión de la línea de descarga, hasta 26 Kg/cm² con el objeto de tener el equipo BEC dentro del rango de operación recomendado. Esto último se debe a que el equipo esta sobredimensionado para esta condición.

Para el escenario de 60% (escenario 4) el equipo BEC ha sido diseñado en la parte de menor gasto y mayor presión (Down-thrust).

Los incrementos de producción con el sistema BEC para estos dos escenarios, 3 y 4, son del orden de: 500 y 1261 BPD respectivamente. El incremento de producción sólo es atractivo en el escenario 4, donde es del 100%

Con el sistema de bombeo neumático las producciones esperadas son superiores, sin embargo, dado la filosofía de operación que autoriza el consumo de gas sólo para cuando se realice alguna rehabilitación del equipo BEC o cuando éste falle.

Los incrementos de producción con el BN son del orden de 1599 y 2405 BPD de aceite para 40% y 60% de agua respectivamente.

IV.3 RECOMENDACIONES

La calibración de las válvulas de bombeo neumático se encuentra documentada para 40 y 60 %. En caso de tener una condición intermedia será necesario recalcular estos parámetros de acuerdo a las condiciones presentes.

REFERENCIAS

- | No | Referencia |
|----|---|
| 1 | Garaicochea.P.F.: "Transporte de hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México (1991). |
| 2 | Apuntes de producción 1 UNAM |
| 3 | Trabajo de: M.en I. Carlos Balderas Joers, Puebla, Puebla 3-14 de septiembre de 1990, Petróleos Mexicanos, Gcia. De Ingría. de Yacimientos. |
| 4 | H. Dale Beggs, "Production Optimization, Using Nodal Analysis", OGCI Publications. |
| 5 | Pemex, SPCO, GIP, México, D.F. 1991, "Manual de procedimientos de ingeniería de diseño" |
| 6 | Reda Production Systems - Schlumbreger, "Bombeo Electrocentrífugo Sumergible" |
| 7 | Kermit E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods" vol. 2b, Electric Submersible Centrifugal Pumps. |
| 8 | Centrilift "Guía practica de diseño de BEC" |
| 9 | IMP, Delg. Z.S. Vhsa, Tab. 2001, Proyecto IMP-53528 "Estudio de factibilidad para la aplicación de Sist. Artif. de Prod. en el campo Jujo Tecominoacán" |
| 10 | Pemex, "Diseño, selección y aplicación del sistema de bombeo neumático para el pozo Ku-445" |
| 11 | WORLD OIL, October 1990, "Combination gas lift/Esp system increases flexibility" |
| 12 | SPE 56665, B.T.Santoso, SPE, Maxus, Indonesia and P.Priyandoko, SPE, ARCO Indonesia, Boyke Harahap, SPE, ARCO Indonesia, 1999. |
| 13 | SPE 53966, Hubert Borja, and Ricardo Castano, HOCOL S.A. (a NIMIR Petroleum Company) |
| 14 | Cia. CEALC, Licencia de software Glop O5991910, "Gas Lift Optimization Program" |
| 15 | Cia. EPS de México, Licencia de software FloSystem 30915, modulo Wellflo. |

APÉNDICES

Apéndice 1.- Figuras.

Apéndice 2.- Tablas.

FIGURAS CAPITULO I

CAPITULO I

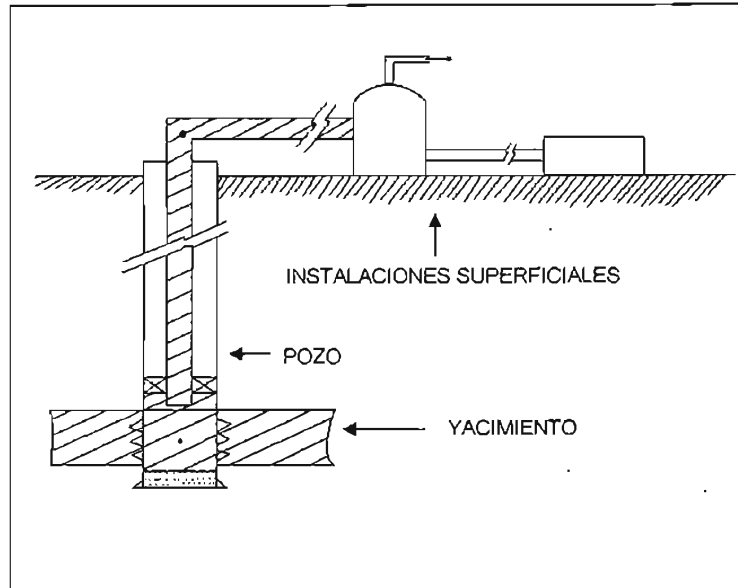


FIGURA No.1.1
DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS BÁSICO.

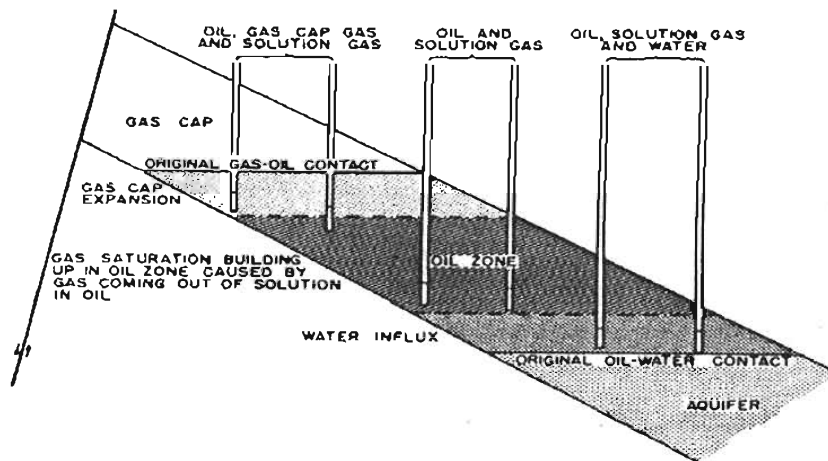


FIGURA No.1.2/1
DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UNA TRAMPA GEOLÓGICA.

TIPO	YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELT		YACIMIENTOS DE GAS		
	DE BAJO ENRIQUECIMIENTO (ACEITE NEGRO)	DEL ALTO ENRIQUECIMIENTO (ACEITE VOLATIL)	GAS Y CONDENSADO	GAS HUMEDO	GAS SECO
CARACTERISTICAS					
DIAGRAMA DE FASE					
TEMPERATURA	$T_y < T_c$	$T_y \approx T_c$	$T_c \rightarrow T_y < \text{Cricondensama}$	$T_y > \text{Cricondensama}$	$T_y > \text{Cricondensama}$
PUNTO CRITICO	P.C. a la derecha de la cricondenbana	P.C. cercano a la cricondenbana	P.C. a la izquierda de la cricondenbana	P.C. a la izquierda de la cricondenbana	P.C. a la izquierda de la cricondenbana
ESTADO EN EL YACIMIENTO	Si $P > P_b \neq T_y$, yac. bajosaturado (1 fase) Si $P \leq P_b \neq T_y$, yac. saturado (2 fases)	Si $P > P_b \neq T_y$, yac. bajosaturado (1 fase) Si $P \leq P_b \neq T_y$, yac. saturado (2 fases)	Si $P > P_r \neq T_y$, yac. bajosaturado (1 fase) Si $P \leq P_r \neq T_y$, yac. saturado (2 fases)	P_y nunca entra a la región de 2 fases en el yac. siempre se está en estado gaseoso	P_y nunca entra a la región de dos fases en el yac. siempre se está en estado gaseoso.
CURVAS DE CALIDAD	Muy pegada a línea de puntos de rocío	Más separadas de la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a línea de puntos de burbuja	Más pegadas a líneas de puntos de burbujas	Casi pegadas a línea de puntos de burbujas
SENGULARIDADES	—	—	fenómenos retrogradados	—	—
PRODN. EN SUPERFICIE	Dentro región 2 F	Dentro región 2 F	Dentro región 2 F	Dentro región 2 F	Fuera región 2 F
COMPOSICION	Grandes cantidades de pesados en mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en mezcla original	Casi puros componentes ligeros en mezcla original
RGA (m^3/m^3)	< 200	200 — 1000	500 — 15000	10,000 — 20 000	> 20,000
Densidad líquido (gr/cm^3)	> 0.85	0.85 — 0.80	0.82 — 0.75	0.80 — 0.75	< 0.75
COLOR LIQUIDO	OSCURO	LIGERAMENTE OSCURO	LIGERAMENTE COLOREADO	CASI TRANSPARENTE	TRANSPARENTE

FIGURA No.1.2/2
CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACUERDO A SUS FLUIDOS PRODUCIDOS Y SU DIAGRAMA DE FASES.

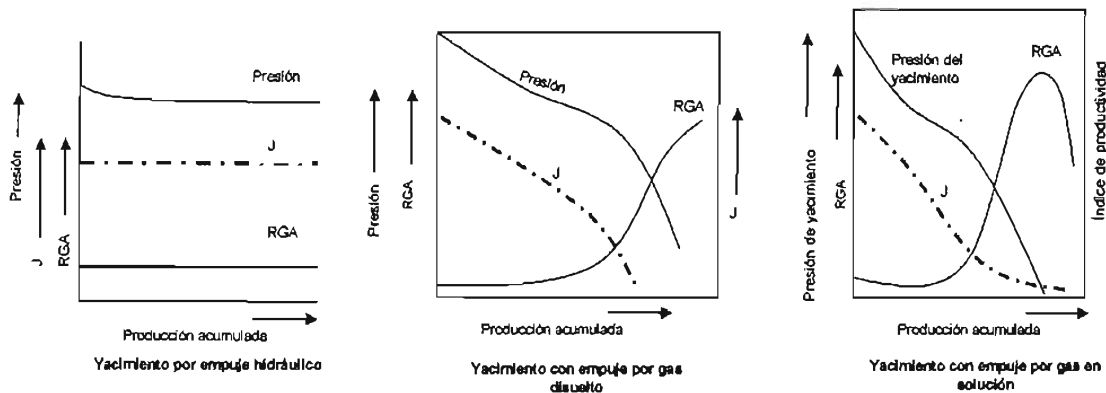


FIGURA No.1.2/3
CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACUERDO AL TIPO DE EMPUJE.

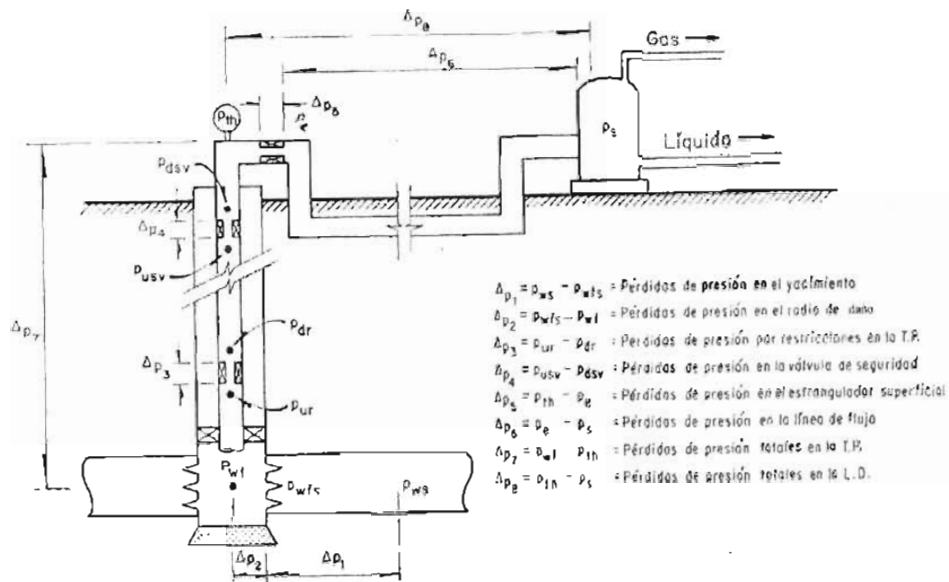


FIGURA No.I.4/1
CAÍDAS DE PRESIÓN PRINCIPALES EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

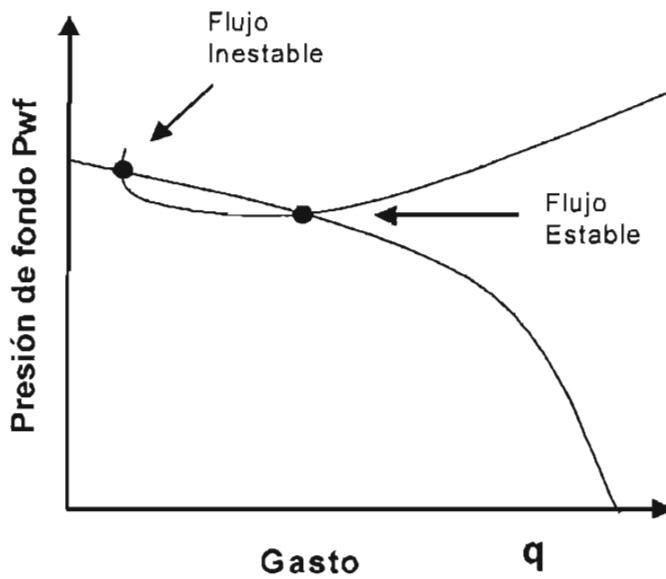


FIGURA No.I.4/2
DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE FLUJO DE UN POZO.
CON ANÁLISIS NODAL.

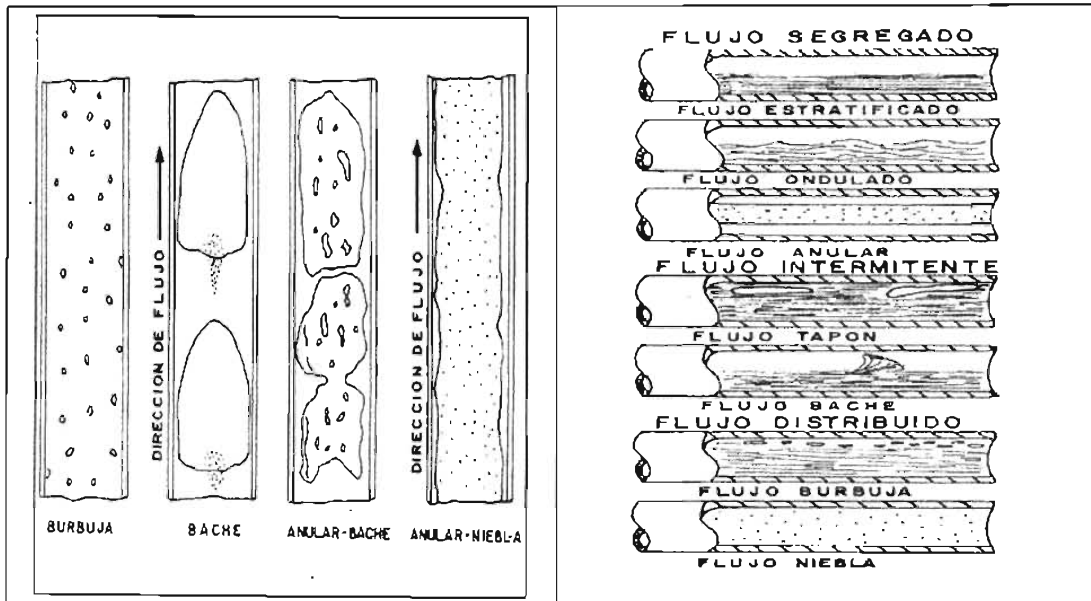
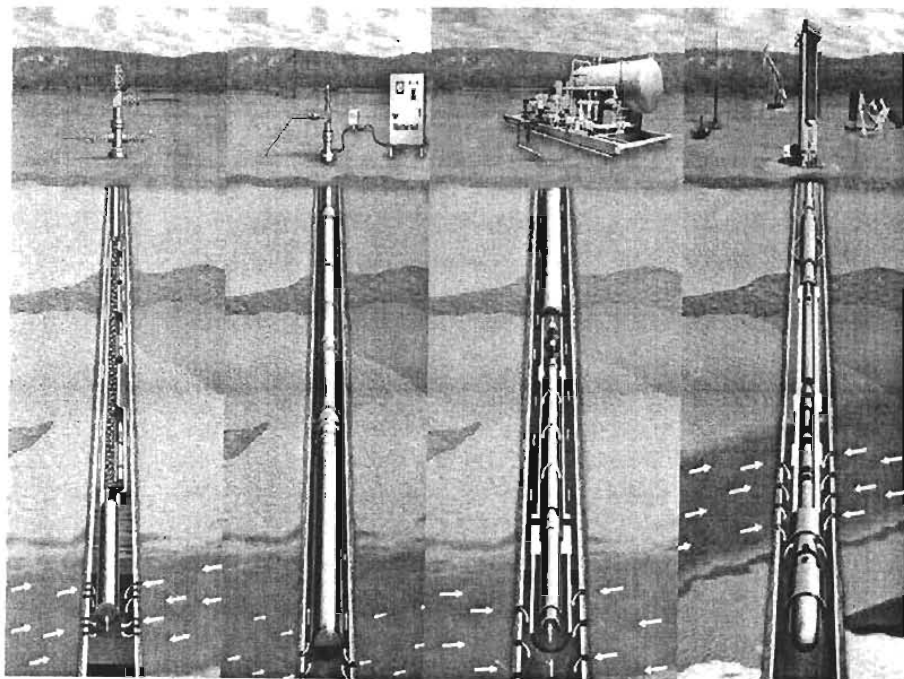


FIGURA No.I.4/3
PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS VERTICALES.



1.- Bombeo Neumático. 2.- Bombeo Electroce
 3.- Bombeo Hídrico. 4.- Bombeo Mecánico

FIGURA No.I.5
DIAGRAMAS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES BÁSICOS.

FIGURAS CAPITULO II

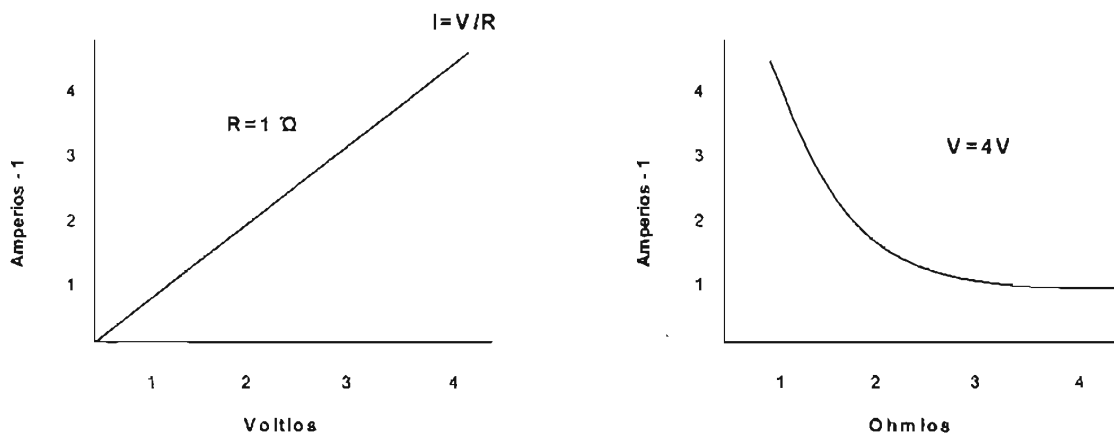


FIGURA No.II.2.1/1
COMPORTAMIENTO DE UN CIRCUITO DE CORRIENTE DIRECTA.

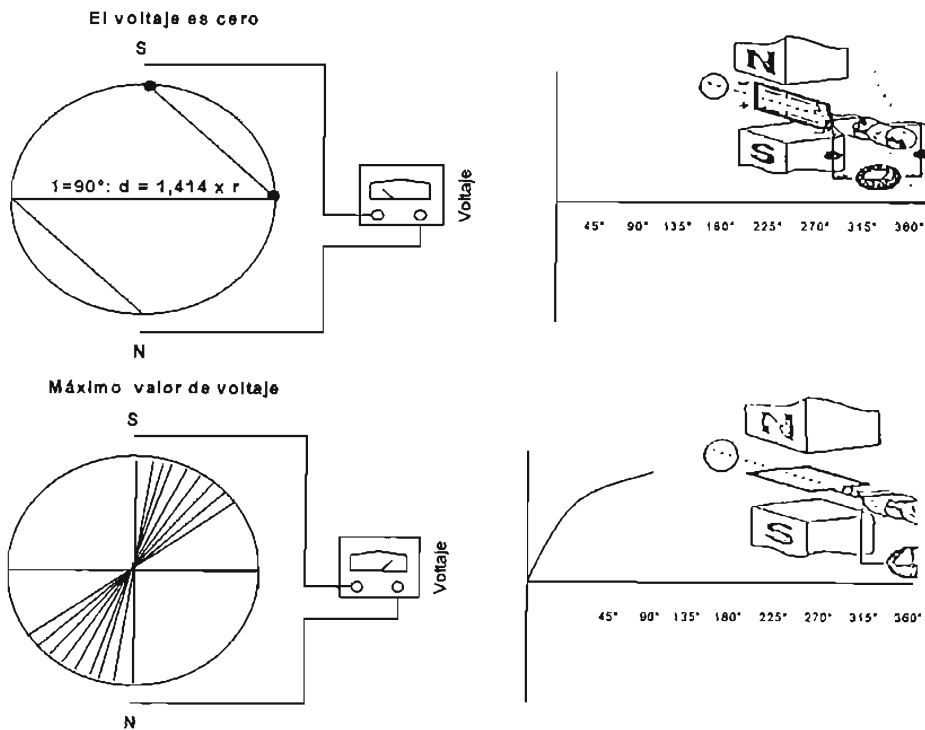


FIGURA No.II.2.1/2
FORMACIÓN DE LA CORRIENTE ALTERNA.

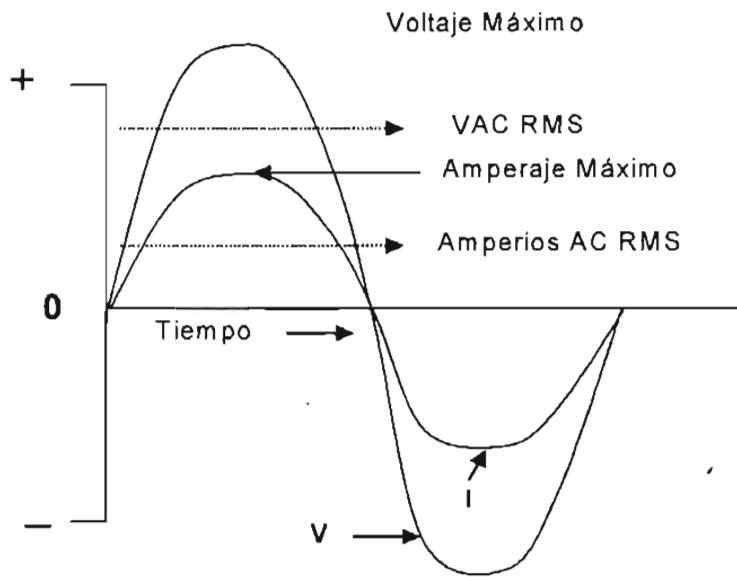


FIGURA No.II.2.1/3
VOLTAJE Y CORRIENTE EFICAZ (RMS)

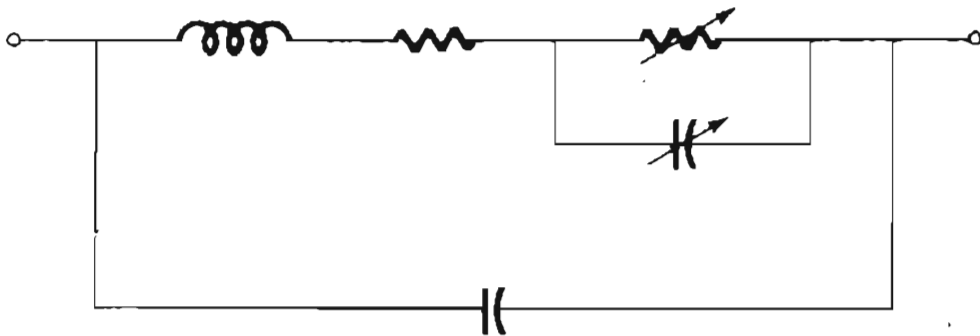


FIGURA No.II.2.1/4
CIRCUITOS CON INDUCTORES Y CAPACITORES
Y SU COMPORTAMIENTO.

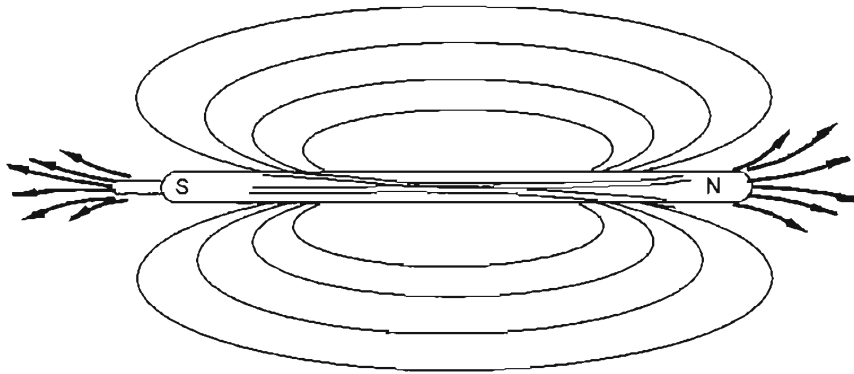


FIGURA No.II.2.2/1
LÍNEAS DE FUERZA DE UN CAMPO MAGNÉTICO.

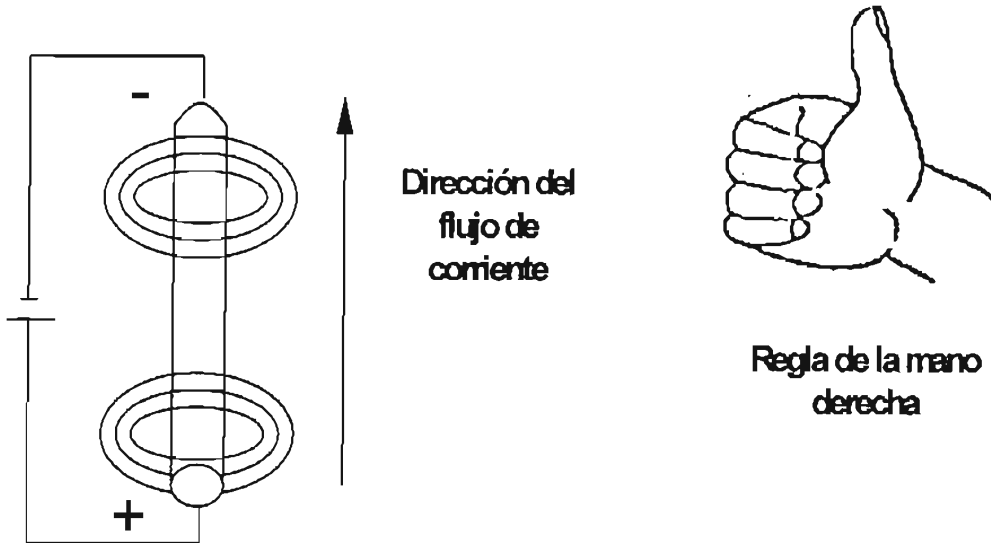


FIGURA No.II.2.2/2
DIRECCIÓN DE UN CAMPO MAGNÉTICO.

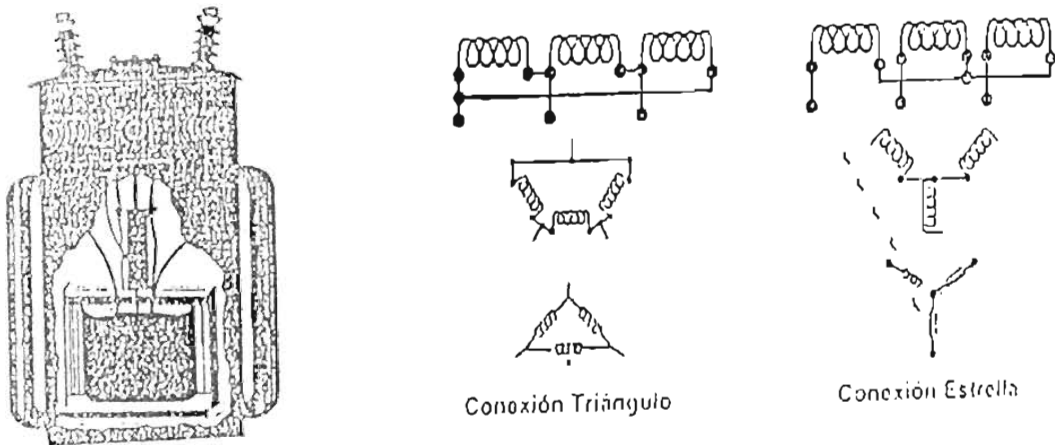


FIGURA No.II.2.2/3
APARIENCIA DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO
TIPOS DE CONEXIONES.

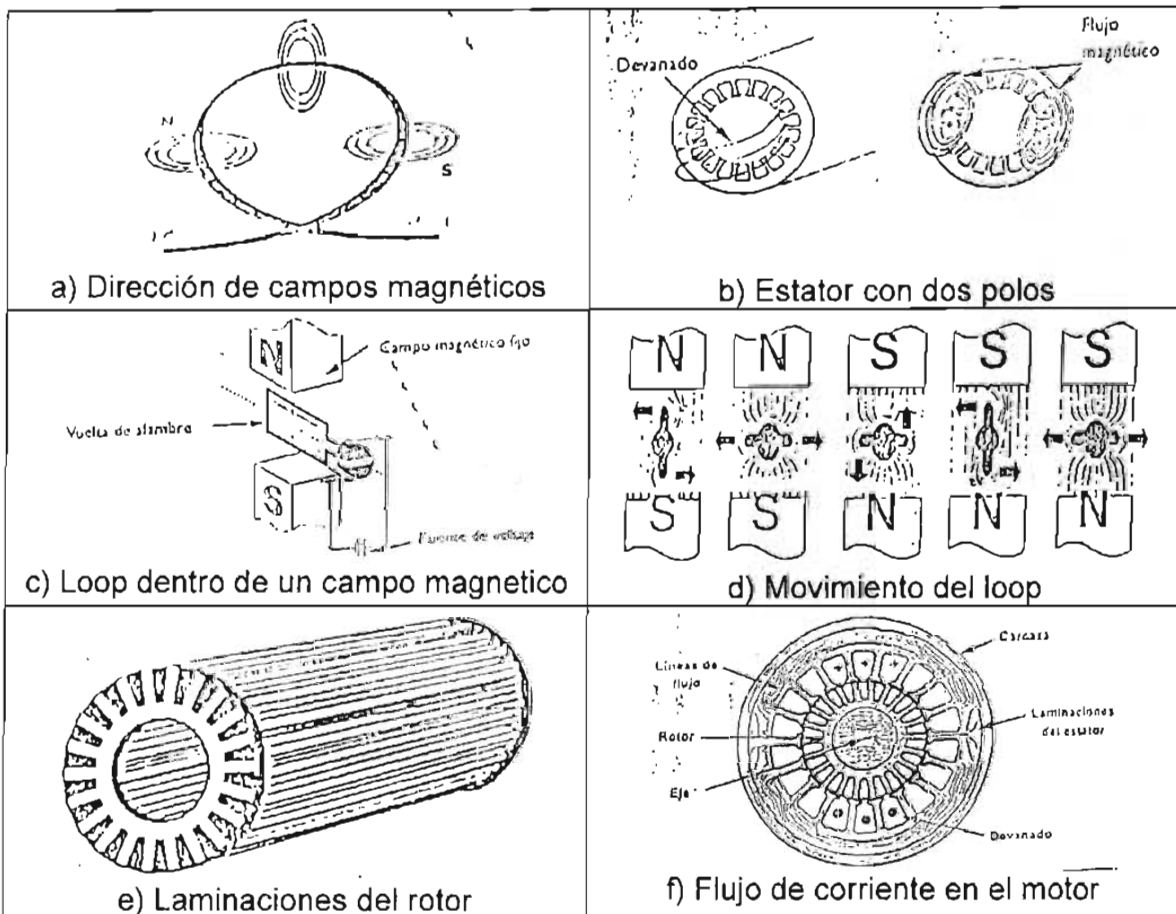
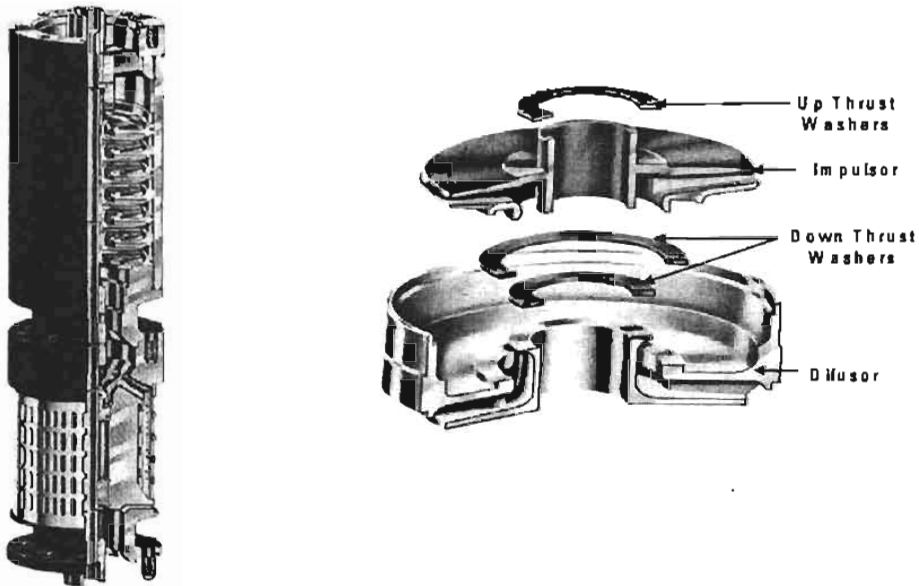
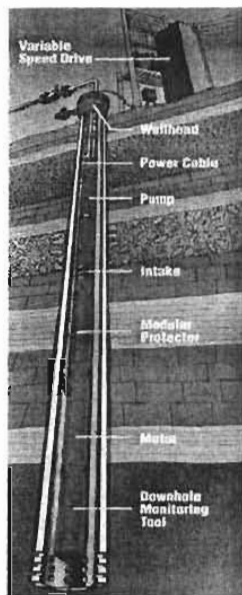


FIGURA No.II.2.3.1
PRINCIPIOS BÁSICOS Y OPERACIÓN DE UN MOTOR.



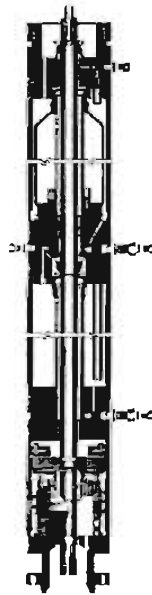
Bomba ElectroCentrifuga BEC (Cortesía de REDA)
FIGURA No. II.3.1
APARIENCIA DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA PARA
POZOS DE PETROLEO.



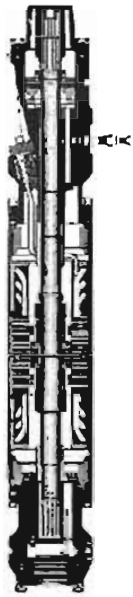
Sistema BEC (Cortesía de REDA)
FIGURA No. II.3.2
COMPONENTES DEL SISTEMA BEC



Corte interior de una bomba sumergible (Cortesía de Centrilift)
FIGURA No. II.3.2.1/1
BOMBAS CENTRÍFUGAS BEC



Protector modular (Cortesía de Centrilift)
FIGURA No. II.3.2.1/2
PROTECTOR (SECCIÓN SELLO)



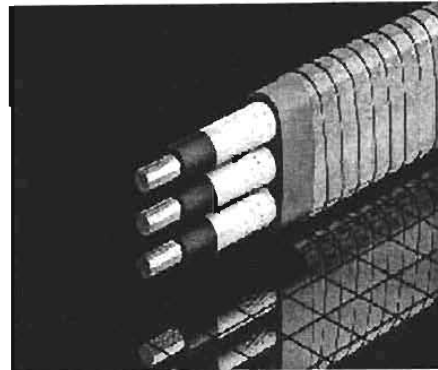
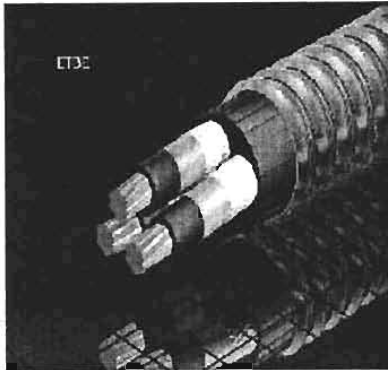
Motor trifásico de bombeo electrocentrífugo (Cortesía de Centrilift)

**FIGURA No. II.3.2.1/3
MOTOR ELÉCTRICO BEC**



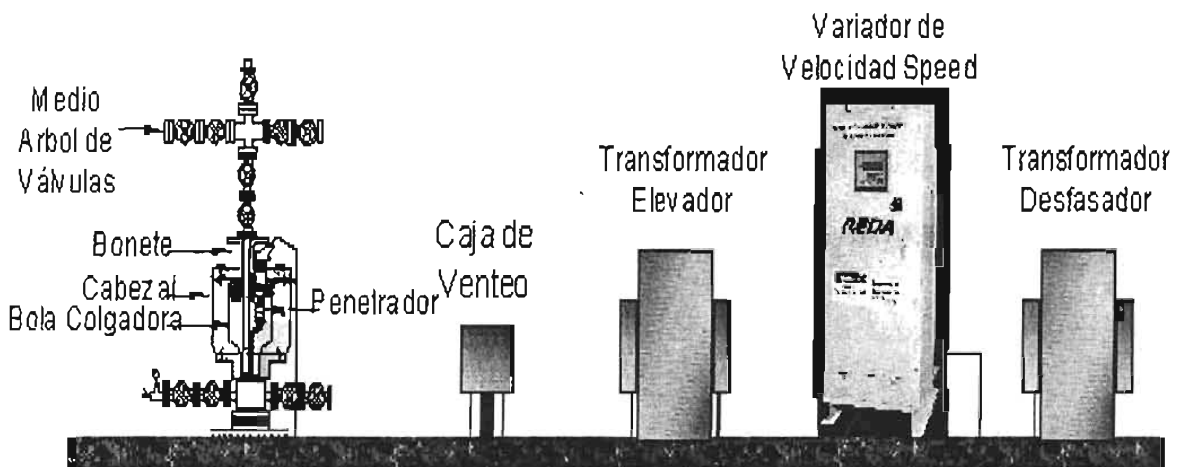
Separador de gas (Cortesía de Centrilift)

**FIGURA No. II.3.2.1/4
SEPARADOR DE GAS**



Cable redondo y plano (Cortesía de REDA)

**FIGURA No. II.3.2.1/5
CABLE DE POTENCIA**



**FIGURA No. II.3.2.2
EQUIPO SUPERFICIAL BEC.**

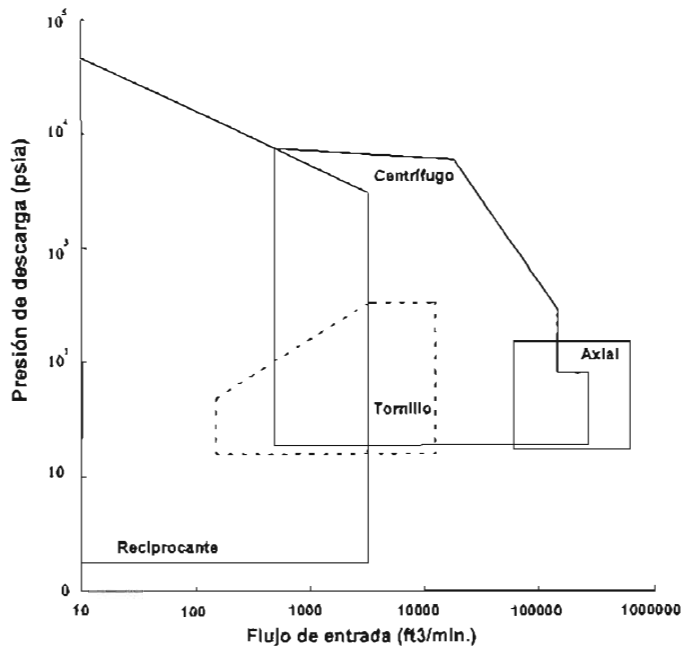


FIGURA No. III.1.1.1
RANGO ESQUEMÁTICO DE APLICACIÓN DE COMPRESORES

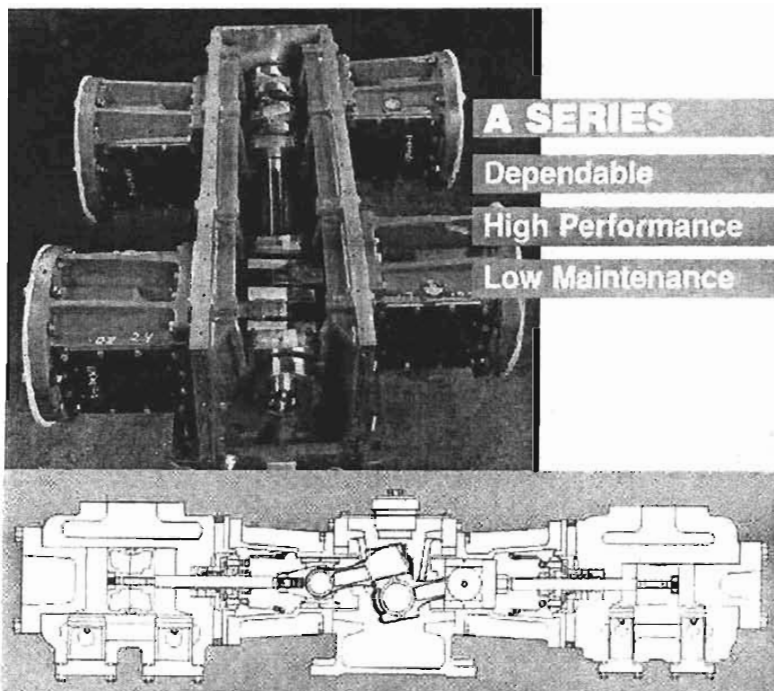
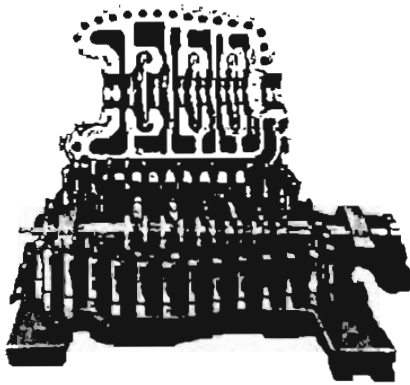
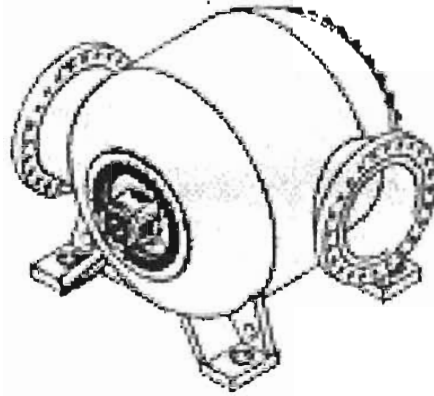


FIGURA No. III.1.4.1
COMPRESORES RECIPROCANTE.



a). Carcaza dividida de forma horizontal.



b). Carcaza dividida de forma vertical.

FIGURA No. III.1.4.2/1
COMPRESORES CENTRÍFUGOS.

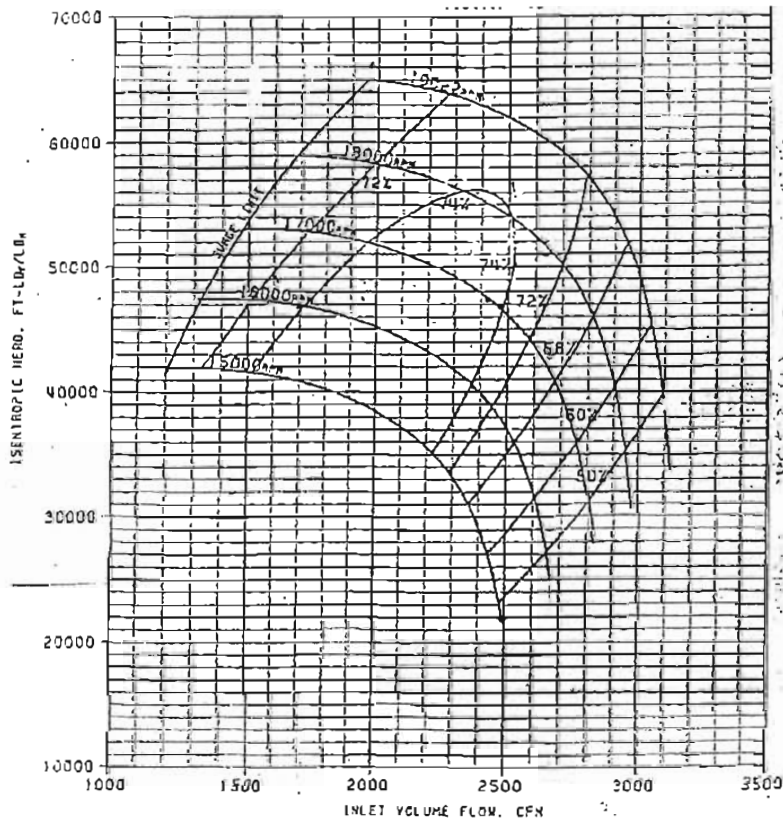


FIGURA No. III.1.4.2/2
CURVA TÍPICA DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS.

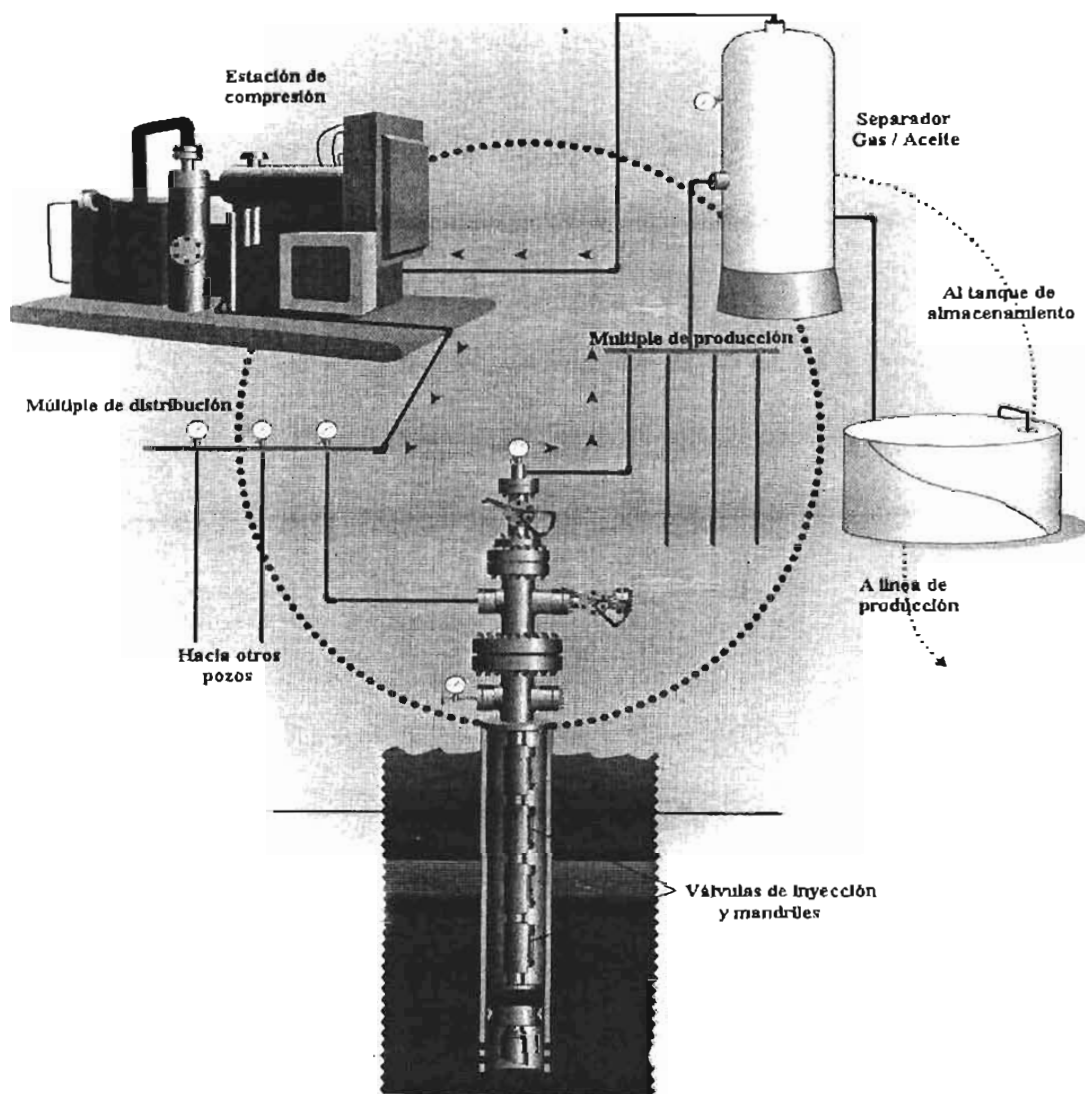


FIGURA No. III.2.2.1
COMPONENTES DEL SISTEMA DE BN

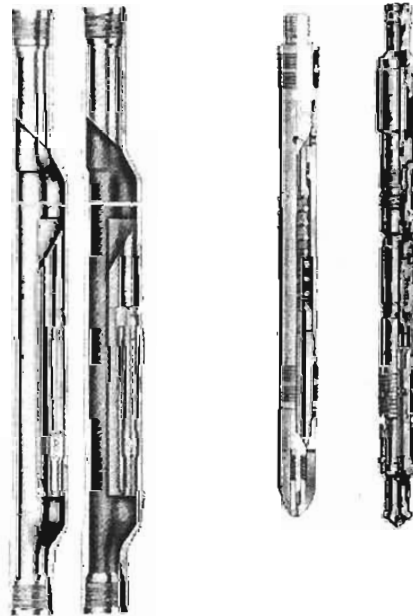
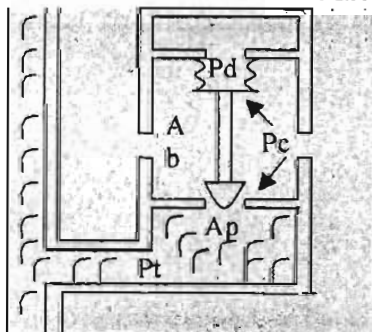
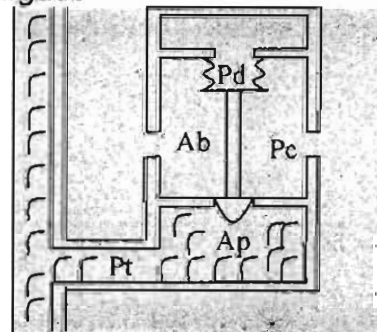


FIGURA No. III.2.2.2
MANDRILES DE BOLSILLO Y VÁLVULAS DE BN RECUPERABLES.

Válvula de domo cargado

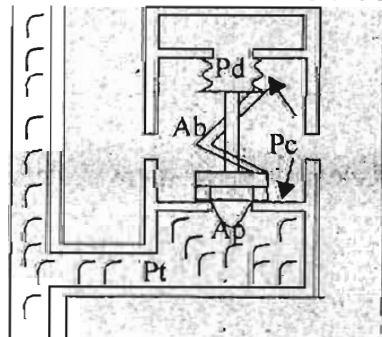


Abierta

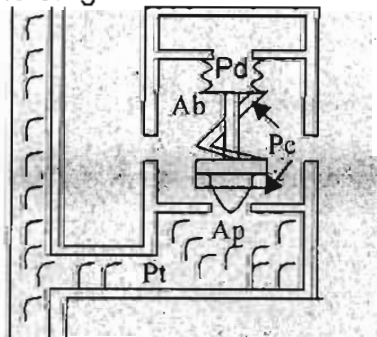


Cerrada

Válvula de domo y resorte cargado



Abierta



Cerrada

FIGURA No. III.2.2.3
TIPOS DE VÁLVULAS DESBALANCEADAS

- Pd** - Presión en el domo (lb/pg²)
- Ab** - Área efectiva total del fuelle (pg²)
- Pc** - Presión en la T.R. que requiere la válvula para abrir en condiciones de operación (lb/pg²)
- Ap** - Área de asiento de la válvula (pg²)
- Pt** - Presión de la T.P. en la válvula cuando está cerrada (lb/pg²)

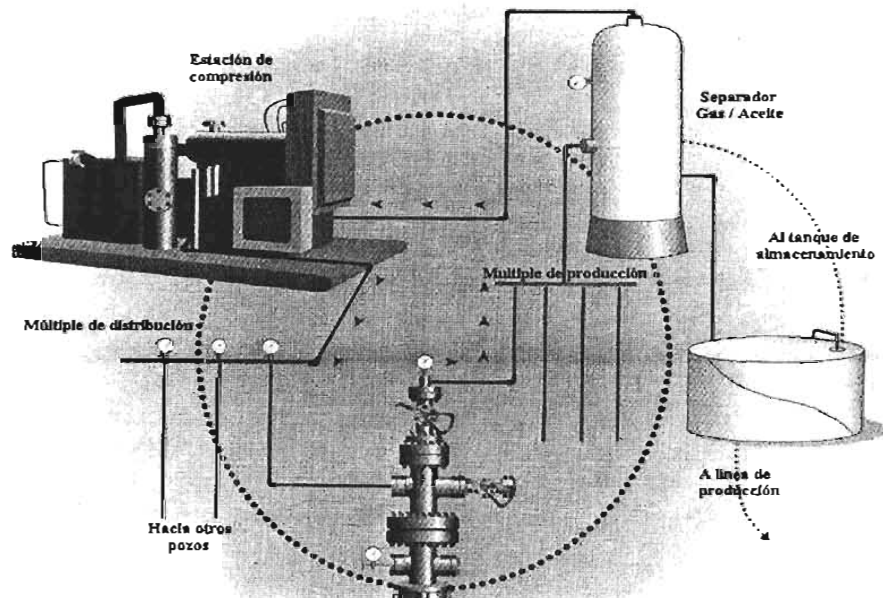


FIGURA No. III.2.2.4
EQUIPO Y ACCESORIOS DEL SISTEMA DE BN SUPERFICIAL.

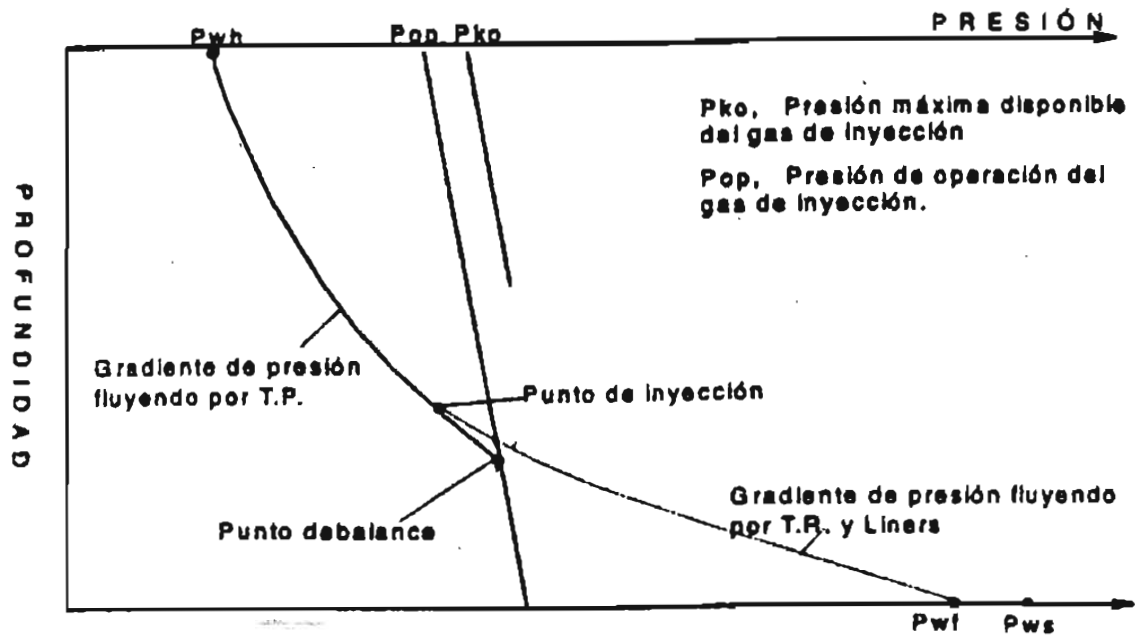


FIGURA No. III.5.1.1
DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE INYECCIÓN

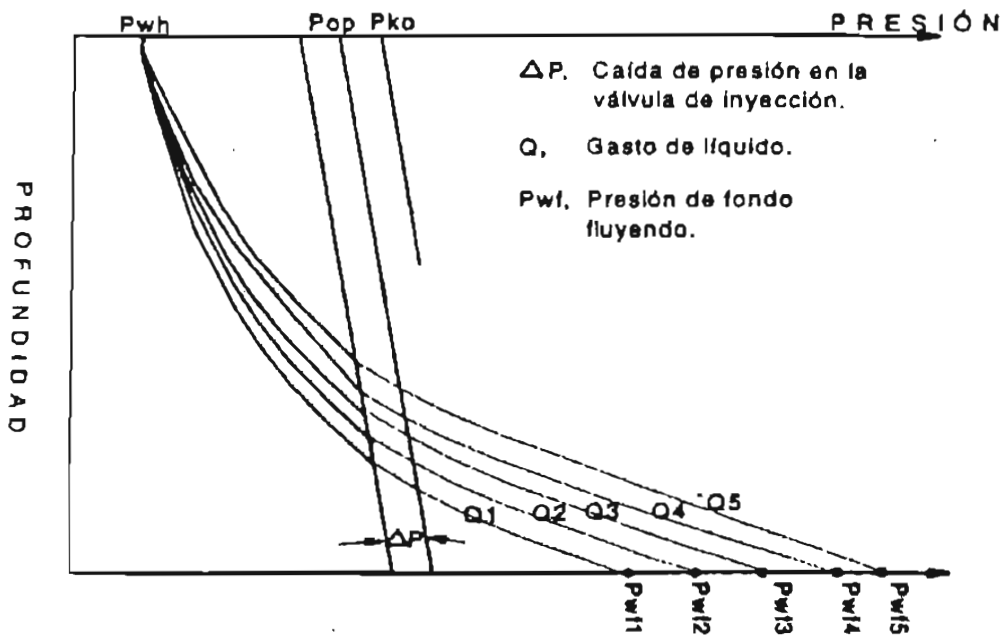


FIGURA No. III.5.1.2
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO PARA DIFERENTES GASTOS

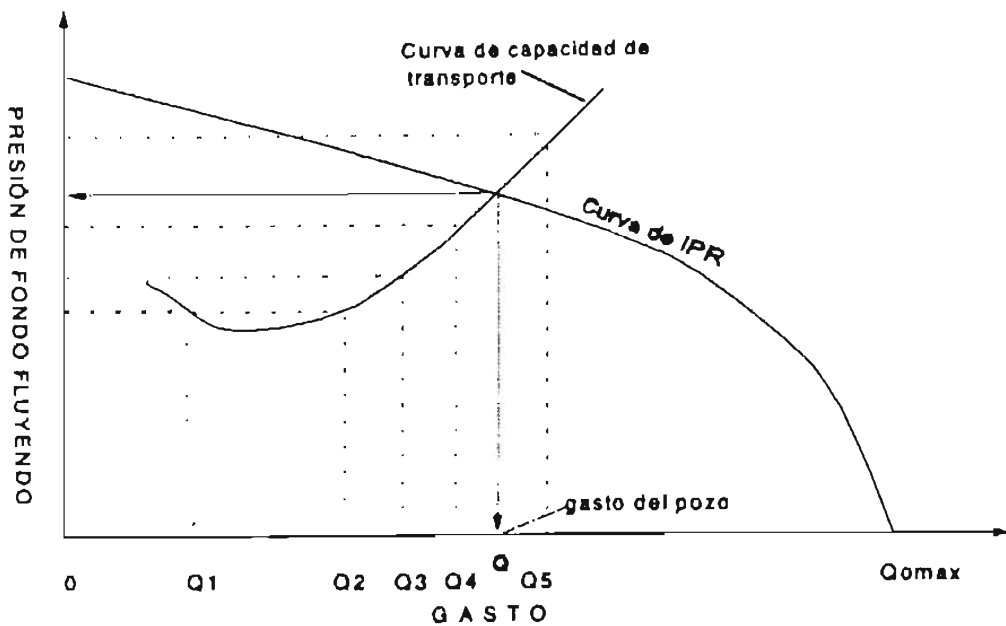


FIGURA No. III.5.1.3
 DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO CON BN.

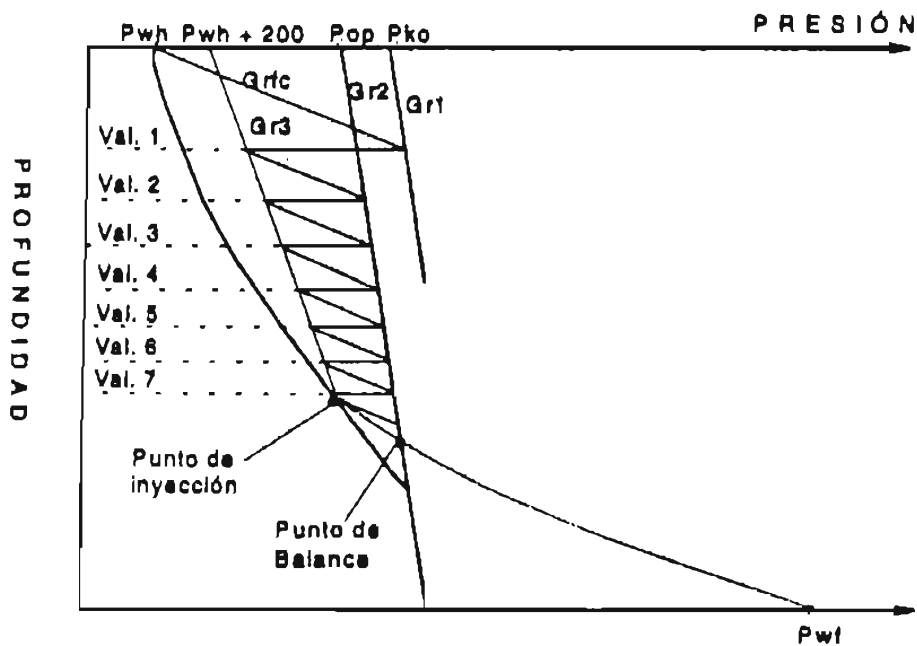
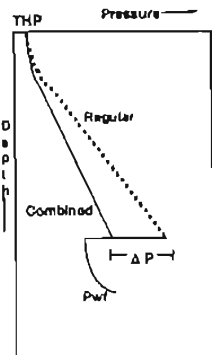
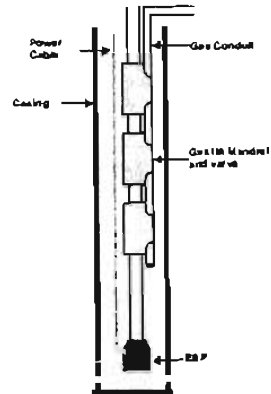


FIGURA No. III.5.1.4
 MÉTODO UNIVERSAL DE ESPACIAMIENTO DE VÁLVULAS DE BN

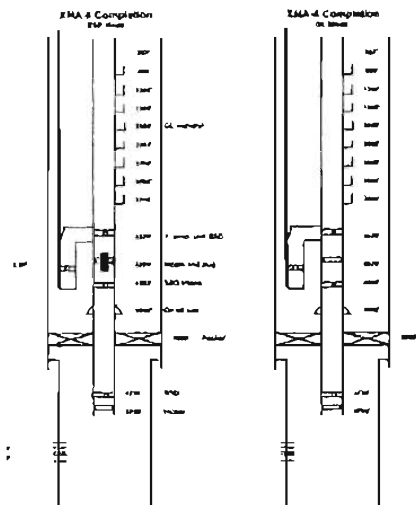
FIGURAS CAPITULO IV



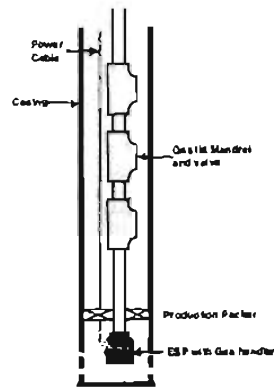
a) Perfiles de presión de un sistema regular y uno combinado.



c) Instalación BN-BEC usando conducto del gas de inyección



b) Completaciones híbridas BN-BEC



c) Instalación BN-BEC usando manejador de gas para el sistema de BEC

FIGURA No. IV.1.1
CONCEPTO Y TERMINACIONES DE SISTEMAS COMBINADOS.

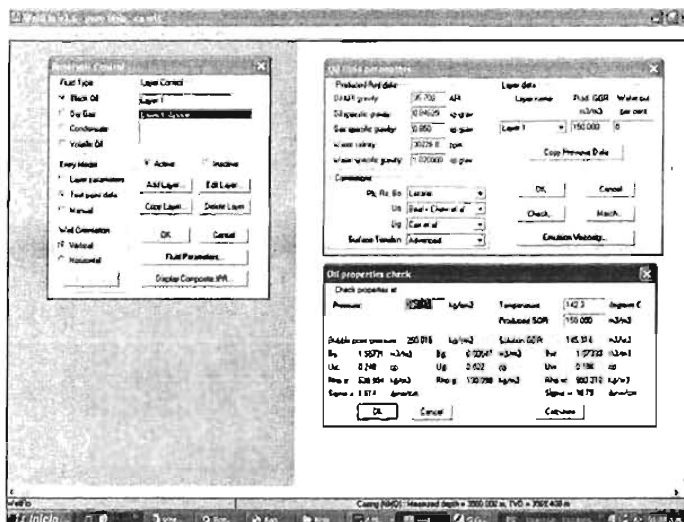


FIGURA No. IV.2.1.1
PROPIEDADES DE FLUIDOS DEL POZO EN EL SOFTWARE DE FLUJO MULTIFÁSICO.

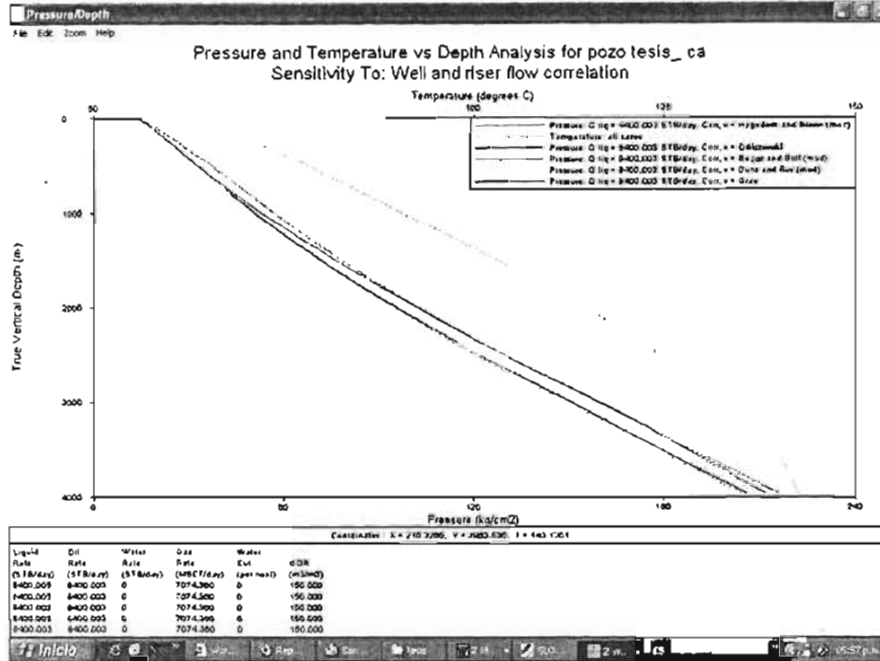


FIGURA No. IV.2.1.2
PERFILES DE PRESIÓN CON DIFERENTES CORRELACIONES

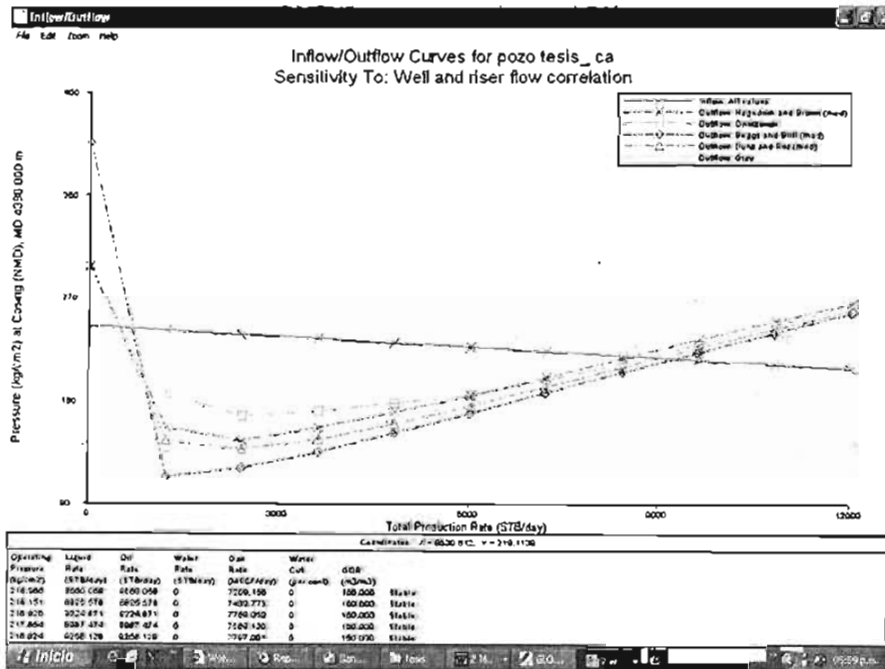


FIGURA No. IV.2.1.3
ANÁLISIS NODAL CON DIFERENTES CORRELACIONES

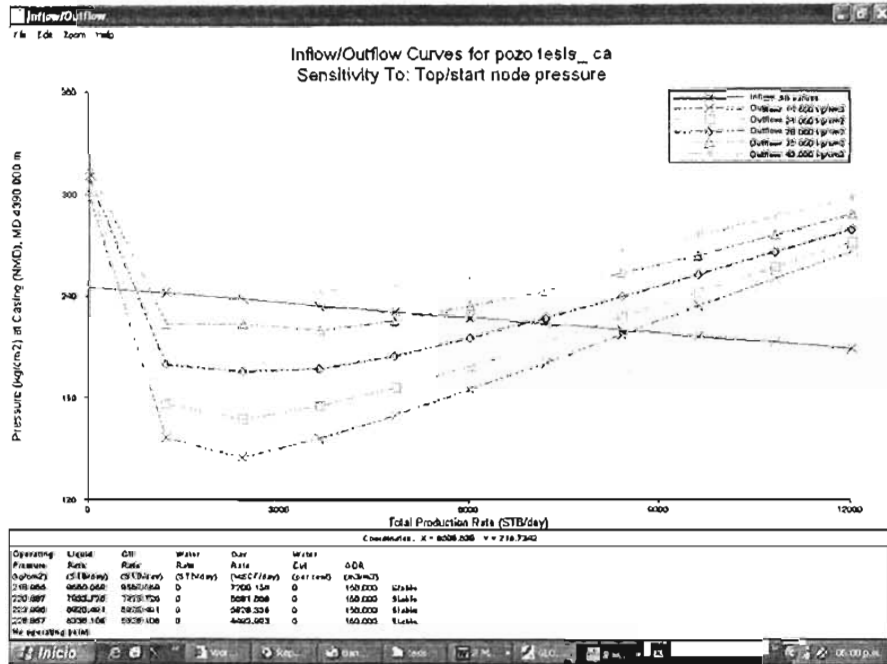


FIGURA No. IV.2.1.4

COMPORTAMIENTO DEL POZO AL ABRIR EL ESTRANGULADOR PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE ARTIFICIAL

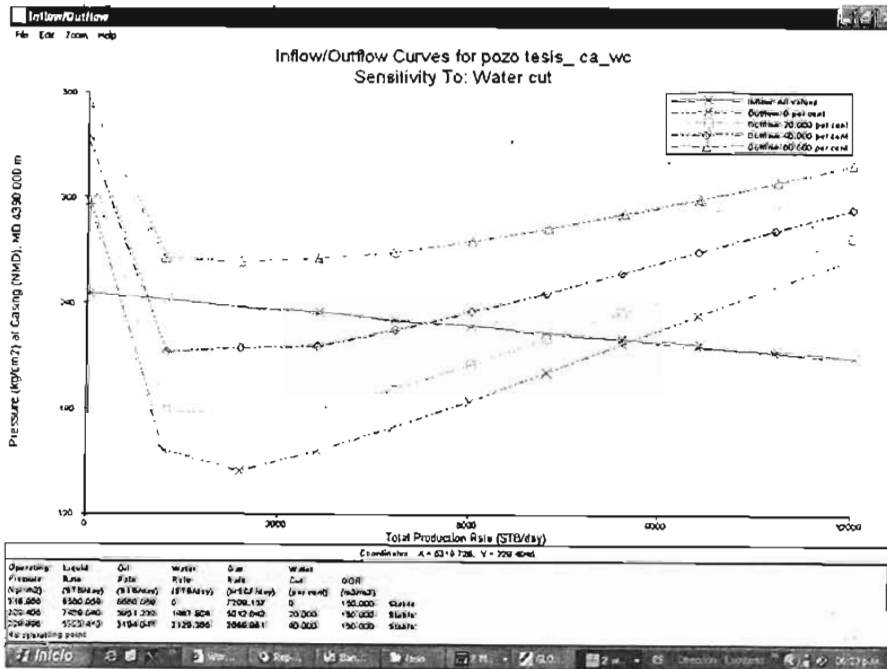


FIGURA No. IV.2.1.5

COMPORTAMIENTO DEL POZO AL INCREMENTARSE EL % DE AGUA

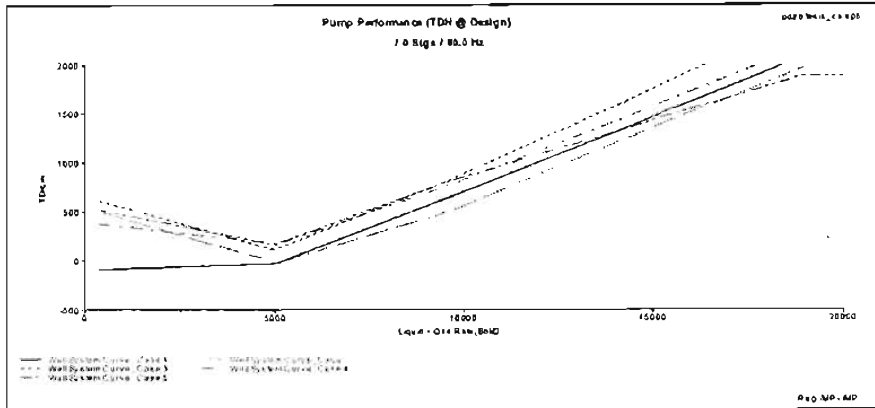


FIGURA No. IV.2.1.6
AJUSTE DEL POZO EN EL SOFTWARE DE DISEÑO DE BEC
SENSIBILIDAD DE CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO

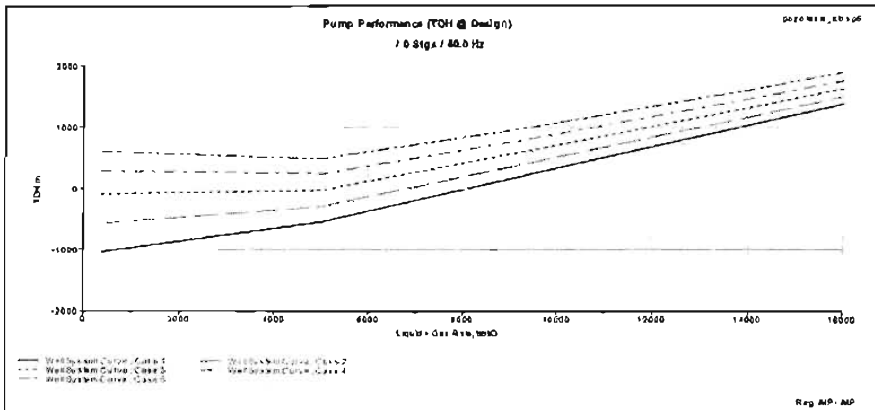


FIGURA No. IV.2.1.7
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL ABRIR EL ESTRANGULADOR

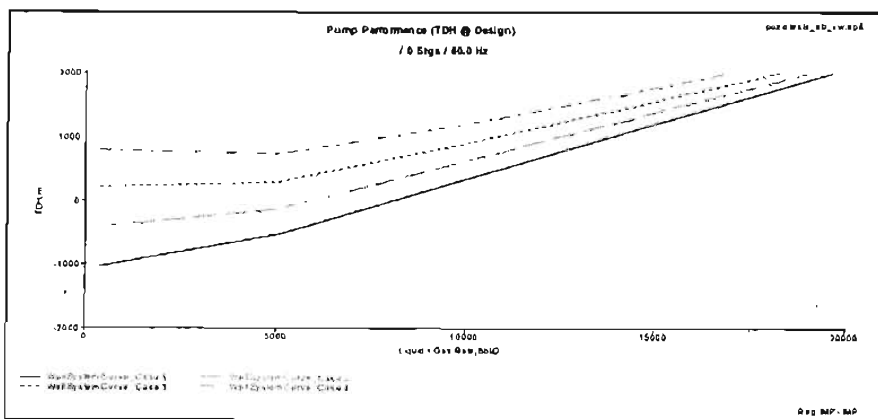


FIGURA No. IV.2.1.8
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL INCREMENTARSE EL % DE AGUA

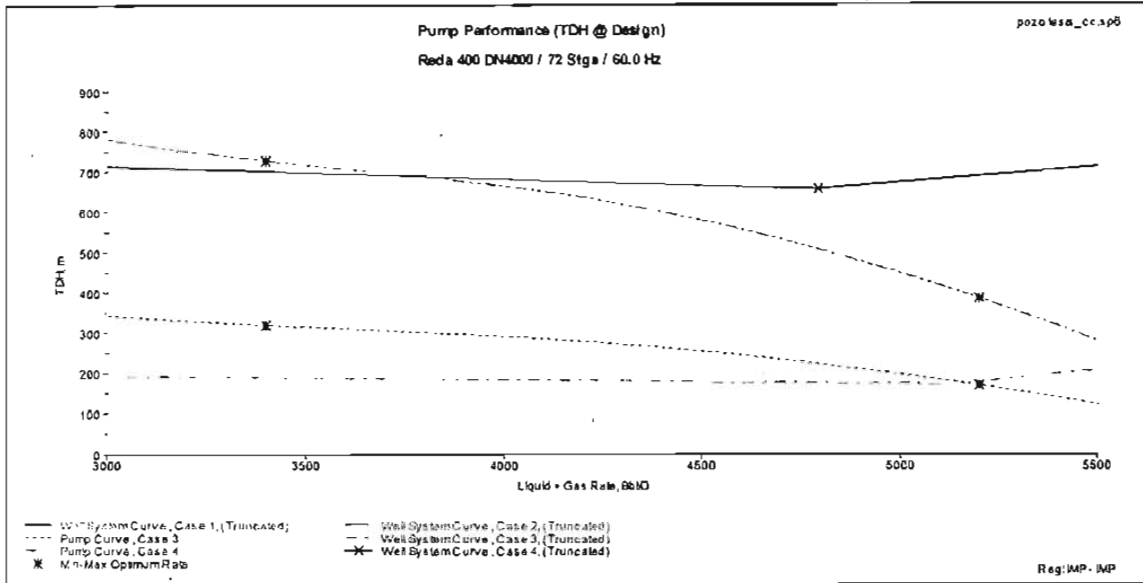


FIGURA No. IV.2.1.9
DISEÑO CON DOS EQUIPOS DISTINTOS
 wc=60, Pwh= 14.5 kg/cm² (DN4000/164 stg)
 wc=40, Pwh= 14.5 kg/cm² (DN4000/72 stg)

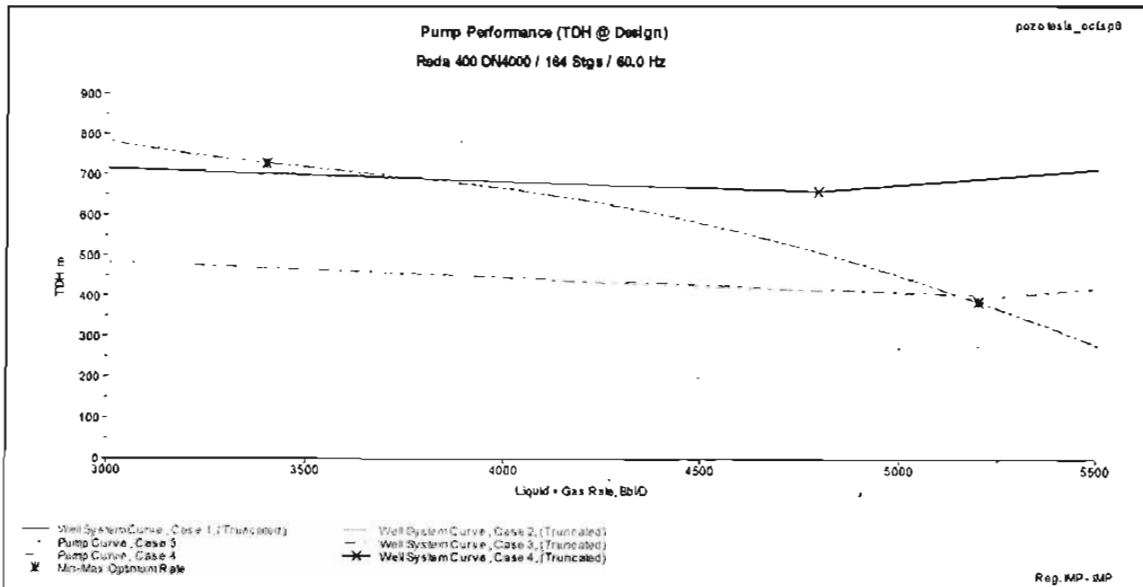


FIGURA No. IV.2.1.10
DISEÑO CON UN SOLO EQUIPO (DN4000/164 stg)
 wc=60%, Pwh= 14.5 kg/cm² Y wc=30%, Pwh= 26 kg/cm²

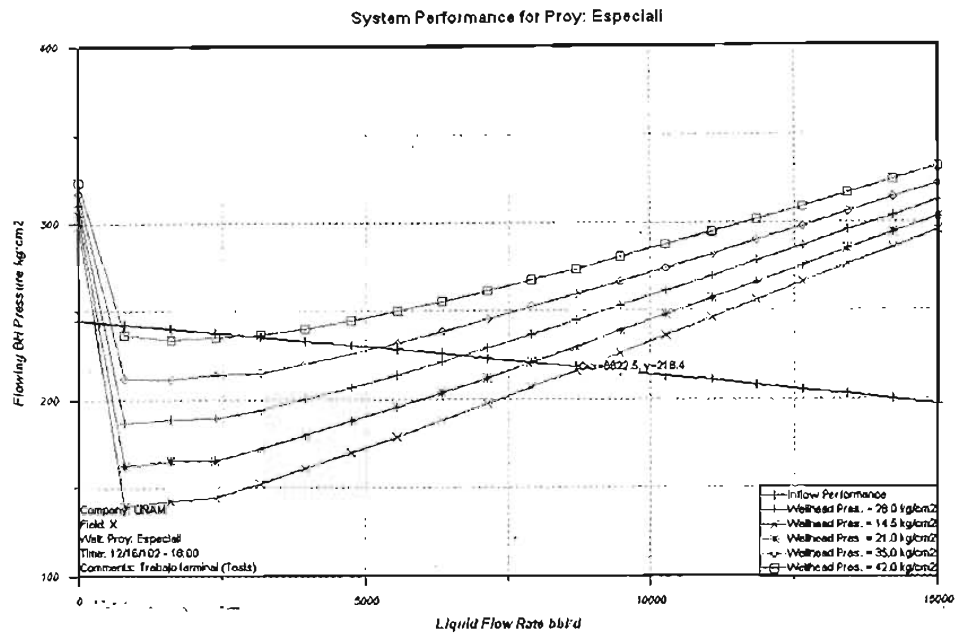


FIGURA No. IV.2.2.1
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL ABRIR EL ESTRANGULADOR (Glop)

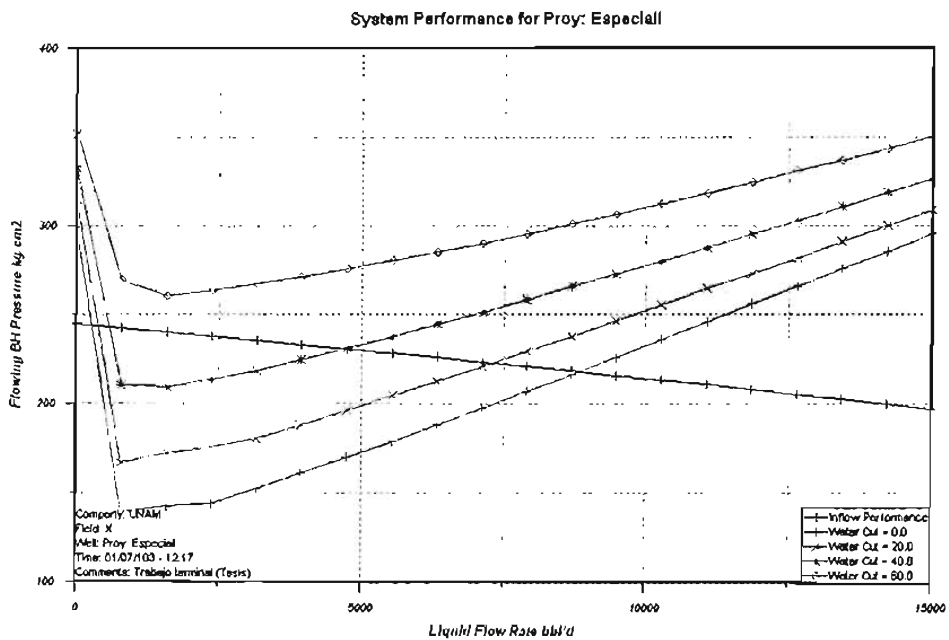


FIGURA No. IV.2.2.2
COMPORTAMIENTO DEL POZO AL INCREMENTARSE EL % DE AGUA (Glop)

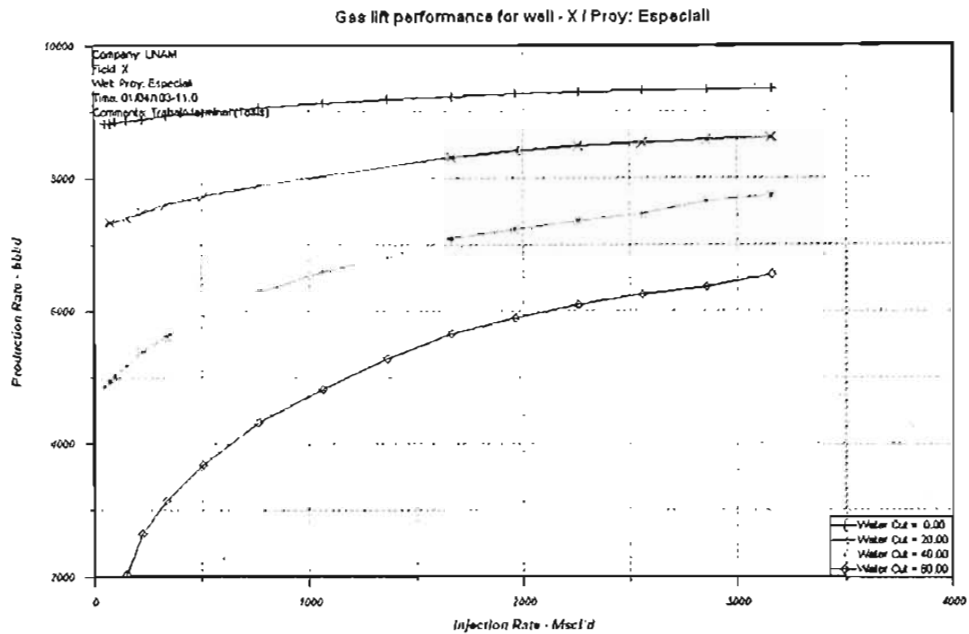


FIGURA No. IV.2.2.3
COMPORTAMIENTO DEL POZO CON BN AL INCREMENTARSE EL % DE AGUA (Glop)

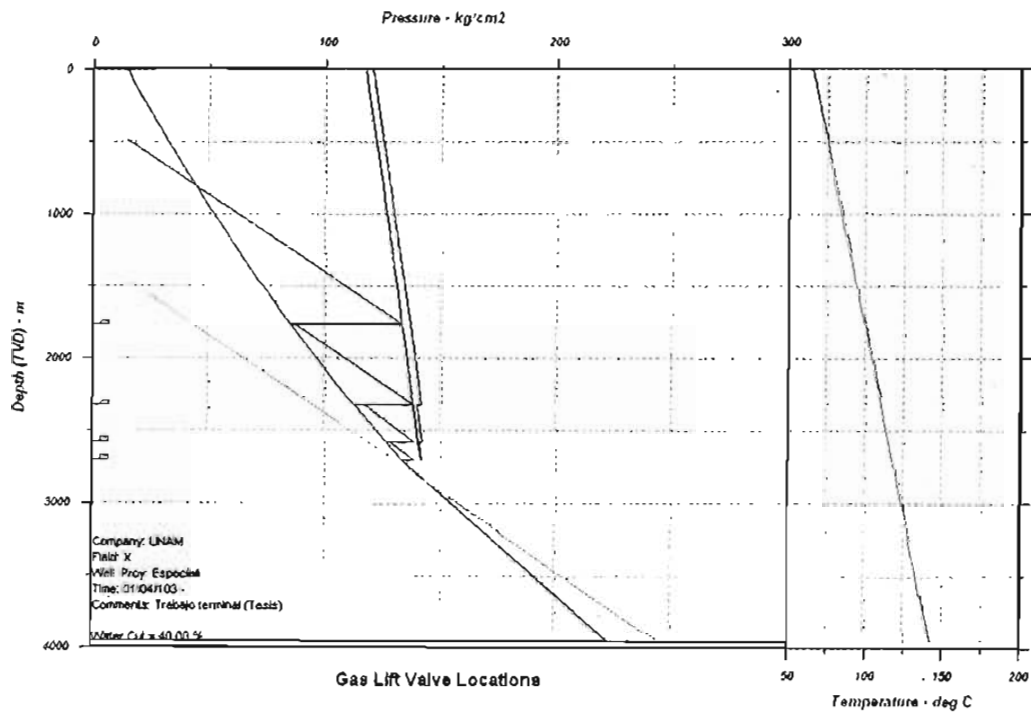


FIGURA No. IV.2.2.4
DISEÑO DE BN PARA 0 % DE AGUA (Glop)

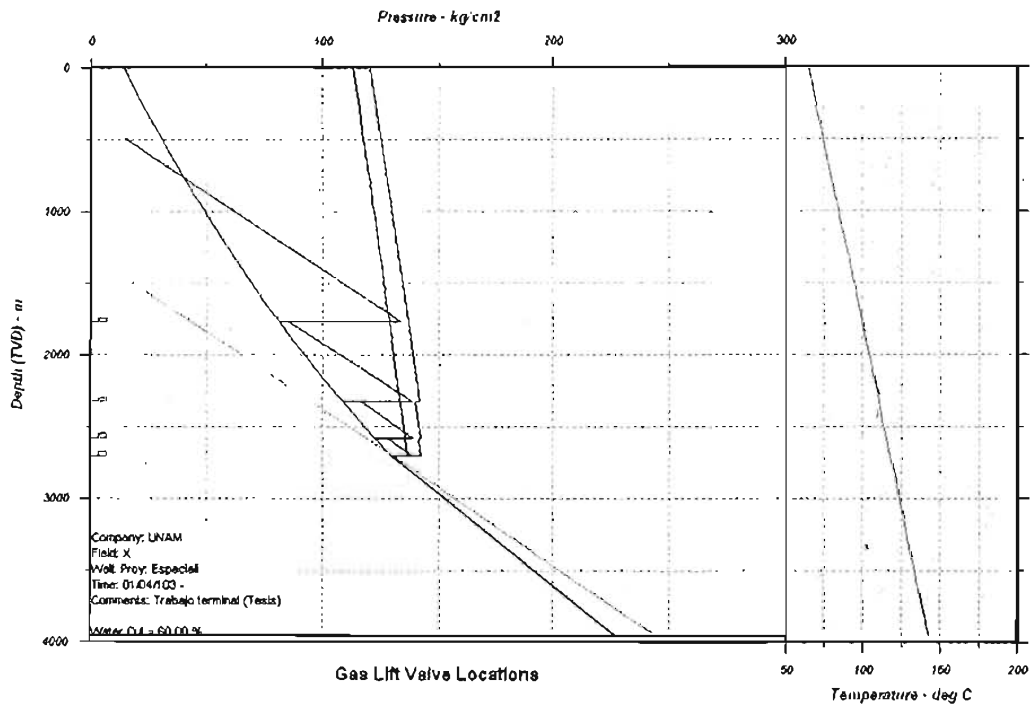


FIGURA No. IV.2.2.5
DISEÑO DE BN PARA 60 % DE AGUA (Glop)

APÉNDICE B: TABLAS

TABLA No.1.2/1
CLASIFICACIÓN GENERAL DE YACIMIENTOS

CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS	INFORMACIÓN CUALITATIVA QUE PUEDE OBTENERSE
Aspectos geológicos <ul style="list-style-type: none"> • Tipo de roca y grado de consolidación • Tipo de trampa 	Cantidad y tipo de materiales que pueden producirse durante la producción del pozo, como sólidos y materiales de la formación productora.
Aspectos petrofísicos <ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad • Mojabilidad • Saturación 	Comportamiento de la presiones de fondo (tiempo de vida del equipo)
Tipo de Hidrocarburos <ul style="list-style-type: none"> • Fluidos producidos • Diagrama de fases 	Índice de Productividad del pozo (alto o bajo gasto).
Mecanismo de Producción <ul style="list-style-type: none"> • Empuje hidráulico • Empuje por gas disuelto liberado • Empuje por expansión del gas libre • Expansión del sistema roca-fluidos • Segregación gravitacional 	Cantidad de gas liberado en el fondo del pozo. Cantidad de agua a manejar.

TABLA No.1.2/2
CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACUERDO A LA RELACIÓN GAS ACEITE

RGA (m ³ / m ³)	Yacimiento	Producto
0-200	Aceite y gas disuelto.	Aceite de bajo encogimiento (Aceite negro)
200-1,000		Aceite de alto encogimiento (Aceite volátil)
500 a 15,000	Gas.	Gas y condensado.
10,000 a 20,000		Gas húmedo
> 20,000		Gas seco.

TABLA No.I.5/1
SISTEMAS ARTIFICIALES MÁS COMÚNMENTE USADOS

Sistema	QL. que manejan (BPD)	Tipo de energía que emplean
1.- Neumático continuo.	100-50,000	Gas natural.
2.- Neumático intermitente.	100-1,000	Gas natural.
3.- Electrocentrífugo.	100-100,000	Energía eléctrica (alta potencia).
4.- Hidráulico tipo Jet.	100-15,000	Energía eléctrica (alta potencia).
5.- Hidráulico tipo pistón.	10-500	Energía eléctrica (baja potencia).
6.- Mecánico.	10-500	Energía eléctrica (baja potencia).
7.- Cavity Progresiva.	10-1000	Energía eléctrica (baja potencia).
8.- Embolo viajero.	10-350	Ninguna.

TABLA III.1.5.2/1
COMPORTAMIENTO DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS

La variación en las características del fluido al modificarse alguna variable o propiedad del mismo, se indica en la tabla siguiente:

Variable Incrementada →	Presión succión P_1	Temp. succión T_1	M	K
Variable afectada (↓)				
ρ_1 Densidad de entrada	I	D	I	C
ΔP Diferencial de presión	I	D	I	D
P_2 Presión a la descarga	I	D	I	D
R Relación de compresión	C	D	I	D
T_2 Temperatura de descarga	C	D	I	I
HP Potencia el gas	C	C	C	C
v Velocidad	C	C	C	C
BHP Potencia al freno	I	D	I	C
K Coeficiente politrópico				

I= incrementa D= disminuye C= conserva

TABLA No.III.1.5.2/2
RANGOS DE VELOCIDAD PERIFÉRICA DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS.

TIPO	PROCESOS	RANGO	UNIDAD
Centrífugo	Proceso	3,000-12,000	pies/seg
Centrífugo	aire, especiales, bajo volumen y alta carga	30,000-50,000	pies/seg
Axiales		3,000-6,000	pies/seg

**TABLA No.III.1.5.2/3
RANGOS DE OPERACIÓN, MÁXIMOS, DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS.**

	Presión (psi)	Capacidad (pcm) en la entrada	BHP
CARCAZA PARTIDA HORIZONTALMENTE			
1 etapa*	15	650,000	10,000
Multi - etapas	1000	200,000	35,000
CARCAZA PARTIDA VERTICALMENTE			
1 etapa	30	250,000	10,000
Tubería	1,200	25,000	20,000
Multi - etapas	Mayor de 5,500	20,000	15,000

* Basados en aire a condiciones atmosféricas de entrada.

**TABLA No.III.4.2/1
RANGO DE OPERACIÓN DEL BN.**

CONSIDERACIONES DE APLICACIÓN		
	RANGO TIPICO	MÁXIMO
Profundidad de operación	5,000 – 10,000 FT	15,000 FT
Volumen de operación	100 – 15,000 BPD	30,000 BPD
Temperatura de operación	100 – 250 °F	400 °F
Manejo de corrosión	Bueno a excelente con mejor calidad de materiales.	
Manejo de gas	Excelente	
Manejo de arenas	Bueno	
Gravedad de fluidos	>15° API	
Tipo de movimiento primario	Gas o eléctrico	
Aplicación en plataforma	Excelente	
Sistema de eficiencia	10% - 30%	