

20
2y.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS Y DISEÑO DEL BOMBEO
HIDRAULICO TIPO JET
(PROGRAMACION ORIENTADA A OBJETOS)

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
GÓMARO ANTONIO GUZMAN ARAIZA

ASESOR: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO



MEXICO, D. F.

ABRIL 1997

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-66

SR. GUMARO ANTONIO GUZMAN ARAIZA
Presente

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

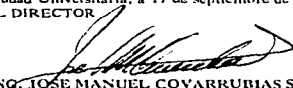
**ANALISIS Y DISEÑO DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET
(PROGRAMACION ORIENTADA A OBJETOS)**

- I INTRODUCCION**
- II CONCEPTOS BASICOS DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION**
- III BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET**
- IV DESARROLLO DEL PROGRAMA DE COMPUTO**
- V APLICACION PRACTICA A UN CASO DE CAMPO**
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 17 de septiembre de 1996
EL DIRECTOR



ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JMCS*RLR*gg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"Análisis y Diseño del Bombeo Hidráulico Tipo Jet"
(Programación Orientada a Objetos)

Tesis presentada por:

Gúmaro Antonio Guzmán Araiza

Dirigida por:

ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE:

ING. HÉCTOR DÍAZ ZERTUCHE

VOCAL:

ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

SECRETARIO:

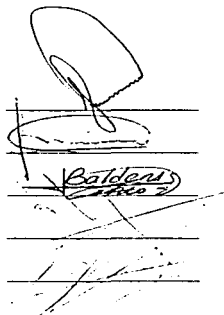
M.I. CARLOS BALDERAS JOERS

1ER. SPTE.:

M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

2DO. SPTE.:

ING. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL



Balderas
Carlo J

México, D.F., abril de 1997.

DEDICATORIA

El autor le dedica esta tesis al Señor, quien le dio la confianza, la sabiduría y la paciencia necesarias para conseguir una meta más en su camino, y también por todos los tropiezos a los cuales se enfrentó y superó durante sus estudios, ya que sin ellos no se hubiera preocupado por ser cada día mejor.

Esta tesis también se la dedica a sus padres: a la Sra. Patricia Rocío Araíza quien le enseñara que si no luchamos por nuestros sueños nadie los hará realidad y por todo el amor y cariño que le ha brindado, así como la confianza que siempre le ha demostrado y por todas aquellas tardes en que se la pasaba aconsejándolo y dándole todos aquellos principios que hoy en día rigen su conducta, y al Sr. Gúmaro Antonio Guzmán por que siempre estuvo con él apoyándolo, animándolo y dándole sus mejores consejos cuando más los necesitaba, así como su amor y paciencia que hasta el momento le brinda.

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis no hubiera sido posible haberla terminado de no haber contado con el apoyo incondicional de mis hermanas: Itsuri Darani Guzmán quien siempre estuvo a mi lado para impulsarme y entenderme así como para brindarme su cariño, y a Guillermina Fabiola Guzmán de quien no recibí otra cosa que no fuera su amor, paciencia y sus consejos para que siempre siguiera adelante no sólo en este trabajo sino en todo lo que he realizado. Por todo lo anterior, Gracias.

A mis abuelos, paternos y maternos, les doy las gracias por haberme dado unos padres como los que tengo. A mis tías, la Sra. Victoria Eugenia Araiza de Chalico quien me abriera las puertas de su casa desinteresadamente y con todo su cariño, cuando empezaba mis estudios universitarios, y a la Sra. Rosa María Guzmán de Gómez por todo el amor que me ha brindado en estos años y por enseñarme nuevamente el camino del Señor, y a todos mis primos con quienes he pasado ratos inolvidables y con los que he compartido muchos de los momentos más felices de mi vida.

Otro agradecimiento es a mis amigos: Alfonso Palacios, Edgar Rangel, Enrique Ayala, Heron Gachuz, Rafael Navarro y Siddhartha Banuet, con quienes aprendí el verdadero significado de la amistad y por todos los momentos de alegría y por los no tan alegres que compartimos, así como sus consejos y palabras de aliento que recibí de ellos durante toda la carrera, y a mi amigo Claudio De la Cerda.

Agradezco a todos mis maestros, pero muy en especial al Ing. Néstor Martínez Romero por el apoyo que me ha brindado hasta el momento, al M.I. José Angel Gómez Cabrera, al M.I. Carlos Balderas Joer, al Ing. Héctor Díaz Zertuche y al Ing. Juan De la Cruz Clavel.

Un agradecimiento muy especial es al Dr. Mario Ruiz Castellanos, por la confianza que me ha demostrado durante todo este tiempo y por las facilidades que me brindó durante la realización del servicio social, al Ing. Fernando Rosique por su amistad, y al Ing. Alfredo Rangel Islas por las facilidades que me otorgó para realizar esta tesis.

CONTENIDO

	PAG.
LISTA DE FIGURAS	I
LISTA DE TABLAS	II
RESUMEN	III
1. INTRODUCCION	1
2. CONCEPTOS BASICOS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION	2
2.1 Antecedentes	2
2.2 Cavidades Progresivas	4
2.3 Embolo Vajero	6
2.4 Bombeo Electrocentrifugo	8
2.5 Bombeo Mecánico	10
2.6 Bombeo Neumático	12
2.7 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	17
3. BOMBEO HIDRAULICO JET	18
3.1 Marco Histórico	18
3.2 Aspectos Generales	19
3.3 Descripción del Sistema de Bombeo Hidráulico	20
3.3.1 Sistema de Tratamiento del Fluido Motriz	21
3.3.2 Sistema de Inyección del Fluido Motriz	21
3.4 Equipo Superficial	23
3.4.1 Bomba Superficial	23
3.4.2 Válvula de Control del Cabezal del Pozo	24
3.4.3 Múltiple de Control	25
3.4.4 Sistema de Tanques de Almacenamiento y Tratamiento	26
3.5 Teoría de la Bomba Jet	30
3.6 Tamaños de Tobera y Garganta	32
3.7 Tipos de Bombas Jet	33
3.8 Presentación Matemática	33
3.8.1 Desarrollo Matemático con Densidad Constante	35
3.8.2 Desarrollo Matemático con Densidad Variable	41
3.9 Comparación de los Desarrollos	44
3.10 Eficiencia	45
3.11 Curvas de Comportamiento Adimensional	46
3.12 Flujo en la Tobera	47
3.13 Cavitación	48

	PAG.
3.14 Diseño de una Instalación de Bombeo Hidráulico Tipo Jet	49
3.15 Secuencia de Cálculo	53
3.16 Sumergencia de la Bomba	57
3.17 Diseño del Bombeo Hidráulico Jet en Pozos Productores de Gas	58
4. DESARROLLO DEL PROGRAMA DE COMPUTO	61
4.1 Antecedentes	61
4.2 Requerimientos	61
4.3 Ejecución	62
4.4 Descripción General del Estudio	71
5. APLICACION PRACTICA A UN CASO DE CAMPO	75
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
NOMENCLATURA	80
APENDICE A Comparación de los Sistemas Artificiales de Producción	83
APENDICE B Tamaños de tobera-garganta de Guilberson, Kobe y National	85
APENDICE C Listado del Programa Denvari	88
APENDICE D Graficas de Denvari	90
APENDICE E Ecuaciones de N en la Secuencia de Cálculo	99
APENDICE F Mensajes Preventivos en el Manejo de BIJJ para Windows Ver. 1.0	100
BIBLIOGRAFIA	102

LISTA DE FIGURAS

FIG.	NOMBRE	PAG.
2.1	Indice de Productividad	5
2.2	Cavidades Progresivas	7
2.3	Instalación Típica del Embolo Viajero	9
2.4	Diagrama Esquemático de una Instalación de Bombeo Electrocentrifugo	11
2.5	Componentes Básicos de un Aparejo de Bombeo Mecánico	13
2.6	Bombeo Neumático Continuo	15
2.7	Pasos de la Operación del Bombeo Neumático Intermitente	15
3.1	Circuito de Inyección del Fluido de Motriz	23
3.2	Bomba Triplex	24
3.3	Válvula de Cuatro Vías	25
3.4	Operación de la Válvula de Cuatro Vías	26
3.5	Múltiple de Control	27
3.6	Válvula Reguladora de Presión	28
3.7	Válvula Reguladora de Flujo	29
3.8	Equipo Superficial	29
3.9	Diseño Típico de la Bomba Jet	30
3.10	Variación de la Presión Respecto al Fluido Motriz	31
3.11	Jet de la Bomba	35
3.12	Comportamiento de M vs H para Diferentes Valores de R	47
3.13	Comportamiento Adimensional	51
3.14	Curva de Diseño	52
3.15	Instalación Paralela	59
3.16	RGA como Función de la Presión de Succión y Diferentes Grados API en Sistemas con Venteo de Gas	60

LISTA DE TABLAS

TABLA	NOMBRE	PAG.
3.1	Concentraciones Máximas Permisibles para Aceites de 30 a 20 °API	21
3.2	Tamaños de Tobera-Garganta de Kobe, National y Guiberson	86
3.3	Relaciones de Tobera-Garganta	32
3.4	Relación Óptima de Áreas	50

RESUMEN

Este trabajo esta dirigido al análisis del sistema artificial de producción denominado Bombeo Hidráulico Tipo Jet. En la literatura especializada, se acostumbra usar para fines de diseño de las instalaciones superficiales y subsuperficiales, densidades de fluido motriz y de formación iguales, aunque en la realidad esto no siempre se presente.

El primer objetivo de esta tesis consiste en analizar la diferencia de diseño existente cuando se consideran las densidades del fluido motriz y de formación, iguales y diferentes. Para lograr esta meta se desarrollaron las ecuaciones de N y M (relación de presiones y relación de gastos respectivamente) que consideran a las densidades iguales o diferentes, y un programa de cómputo en Quick Basic (Denvari bas) que proporciona los valores de M vs N, para sus respectivos valores de relación tobera-garganta y coeficientes de pérdida en la tobera y en la garganta-difusor, haciendo variar a la densidad del fluido motriz en un 15, 30 y 40% (más ligero y más pesado) del fluido de formación. A partir del programa desarrollado se determina hasta que punto se pueden considerar iguales a ambas densidades sin que afecte el diseño óptimo de la geometría de la bomba jet.

Adicionalmente se desarrolló el programa de cómputo BIH para Windows Ver. 1.0, que calcula la geometría óptima de la bomba jet, considerando las densidades diferentes hasta con un incremento del 40% en la densidad del fluido motriz con respecto al de la formación productora. Los resultados obtenidos del programa BHI para Windows Ver. 1.0 se compararon con los que obtuvo la compañía Guiberson en un estudio realizado en un pozo de Lubbock Texas, para demostrar la diferencia en el diseño de la bomba al considerar la densidad constante.

CAPITULO UNO

INTRODUCCION

Los Sistemas Artificiales de Producción, se emplean en la industria petrolera para proporcionar la energía necesaria a los fluidos dentro del pozo para su transporte desde la formación productora hacia la superficie con la presión requerida en la cabeza del pozo. Estos sistemas de producción se instalan en un pozo cuando el abatimiento de la presión ha dado como resultado la disminución gradual de la producción, de tal forma que el pozo ha dejado de fluir o de producir los gastos esperados en los programas de explotación; o cuando por el momento no se tiene planeado implantar un sistema de recuperación secundaria.

Uno de los objetivos principales de este trabajo es considerar al Bombeo Hidráulico Tipo Jet como una solución práctica para aplicarla en pozos en México, para lo cual se desarrolla el programa de cómputo BHJ para Windows Ver. 1.0, el cual realiza el diseño de la geometría óptima de la Bomba Jet. El otro objetivo es mostrar las diferencias que existen en el diseño de una Instalación de Bombeo Hidráulico Jet al considerar que las densidades de los fluidos, motriz y de producción son iguales y cuando son diferentes. En el Capítulo cinco se hace referencia a la variación en cuanto a los resultados obtenidos en un pozo en Lubbock Texas por parte de la Compañía Guiberson Division Dresser Industries, INC, la cual consideró a ambas densidades iguales, y los resultados obtenidos cuando se consideran diferentes aplicando el programa BHJ para Windows Ver. 1.0. El desarrollo de las ecuaciones con densidad variable se presentan en el Capítulo tres, así como una comparación de las ecuaciones desarrolladas y las que se presentan en la literatura especializada.

CONCEPTOS BASICOS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

2.1. ANTECEDENTES

La cantidad de hidrocarburos que es factible obtener de un yacimiento petrolero, depende de factores tales como características físicas de la roca almacenadora, de los fluidos contenidos en ella, de la energía propia del yacimiento y de las técnicas o sistemas de producción aplicadas para su extracción.

La energía de presión que causa que el aceite y el gas fluyan hacia el pozo tienen un efecto sustancial sobre el comportamiento del yacimiento y el sistema de producción total. Una descripción general de los tres tipos de empuje, de ésta energía de presión, se presenta a continuación.

a)Empuje por Gas Disuelto.

Los yacimientos con empuje por gas disuelto se caracterizan por tener una presión inicialmente arriba del punto de burbuja, por lo cual no existe gas libre (son yacimientos bajosaturados). La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciado.

b)Empuje de Gas Libre.

Un yacimiento con empuje de gas está saturado con gas desde su presión original y se presenta un casquete de gas. Cuando el aceite se produce, la capa de gas se expande y ayuda a mantener la presión del yacimiento.

c)Empuje por Agua.

En este tipo de empuje la zona de aceite esta en contacto con un acuífero cuya capa suministra el material para reemplazar el aceite y gas producido. El aceite es bajo saturado inicialmente, pero si la presión declina por abajo de la presión de saturación (presión a la cual aparece la primer burbuja de gas en una mezcla de hidrocarburos, P_b), se forma una capa de gas libre y el mecanismo de empuje por gas disuelto también estará presente contribuyendo a la energía para la explotación.

c)Empuje Combinado.

Al explotarse un yacimiento, los mecanismos de empuje nunca se presentan en forma aislada, es decir, un yacimiento esta sometido a más de uno de éstos mecanismos durante su vida productiva. Para cuestiones prácticas, al realizarse los análisis se considera que sólo actúa un mecanismo de desplazamiento, siempre y cuando la aportación de otros mecanismos sea insignificante; lo cual sólo se presenta en una etapa de explotación, al continuar con la aportación del fluido del yacimiento y se alcanza la saturación crítica de gas o la P_b , se presenta la acción de otros mecanismos de desplazamiento cuya aportación será de igual o mayor importancia que el anterior, los cuales expulsan a los fluidos de la formación productora hacia el pozo.

Gracias a la acción de éstos mecanismos de desplazamiento, el aceite y el gas son capaces de vencer las caídas de presión en el medio poroso ($P_r - P_{wf}$)* y en su trayectoria hacia la batería de separación.

Conforme avanza la explotación del yacimiento, la presión comienza a declinar, hasta el punto en que la energía aportada por el yacimiento es insuficiente para elevar la columna de fluidos hasta la superficie. En la actualidad, antes de que esto ocurra, se planea la implantación de un sistema artificial de producción.

La selección de alguno de éstos sistemas debe considerar varios factores para decidir cual es el mejor para un pozo en particular o un grupo de ellos. Algunos de los parámetros que intervienen en el análisis son: profundidad del pozo, relaciones gas-liquido (RGL) actuales y esperados, problemas de depósito de arena y parafina, desviación del agujero, diámetro de la tubería de revestimiento (TR), índice de productividad del pozo (IPR),

* Nomenclatura al final del capítulo.

presión de la formación y declinación de la misma, producción acumulativa estimada, disponibilidad de gas a alta presión, viscosidad del aceite, relaciones agua-aceite actuales y futuras, facilidad de reparación, criterios económicos y beneficios, considerando como función objetivo minimizar el costo de producción de un barril de aceite.

Existen ciertas consideraciones geográficas y ambientales que deberán ser contempladas también. Por ejemplo, el bombeo mecánico es el sistema artificial de producción más usado en los Estados Unidos de Norteamérica. Sin embargo, en una ciudad densamente poblada o en una plataforma marina con doce pozos contenidos en un área muy pequeña, el bombeo mecánico deberá ser eliminado por razones de espacio.

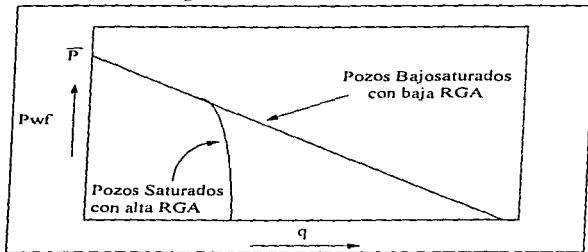
Entre los parámetros más importantes a considerar se encuentran: la presión media del yacimiento y el índice de productividad del pozo (IPR). La expresión del IPR generalmente se utiliza para definir el gasto de aceite en superficie y la presión de fondo fluyendo. El modelo más simple del IPR es la línea recta, la cual establece que el gasto es directamente proporcional a la caída de presión en el yacimiento. Este modelo es válido para aceites bajosaturados de compresibilidad pequeña, obviamente esta consideración no se aplica a pozos con aceites saturados o a pozos de gas, ya que el efecto de la compresibilidad del gas y el fluido en dos fases representa caídas de presión adicional como fue reportado por Vogel. El comportamiento del IPR se ilustran en la Fig. 2.1.

A continuación se presentan en forma general los aspectos más relevantes de los sistemas artificiales de producción que se emplean para la adición de energía necesaria al pozo para vencer las caídas de presión presentes en la trayectoria de los fluidos y/o cuando su explotación deje de ser económicamente rentable.

2.2. CAVIDADES PROGRESIVAS.

El principio básico de este sistema es el uso de una bomba que consta de un rotor helicoidal, el cual gira en el interior de un estator cuyo interior es también helicoidal. Al girar el rotor permite el ascenso del aceite por el interior del estator, dicho movimiento ascendente se logra gracias a la forma helicoidal del rotor y del estator. La bomba de cavidades progresivas es conocida con el nombre de "bomba PC" (Progressing Cavity). En la Fig. 2.2 se ilustra una instalación típica de este sistema de producción.

Fig. 2.1. Índice de Productividad.



El éxito del sistema de Cavidades Progresivas se basa en los bajos costos de inversión y de explotación. Este sistema cuesta aproximadamente la mitad de un sistema de bombeo mecánico para un pozo de baja producción, y una cuarta parte para un pozo de alta producción. El consumo de potencia es la mitad del sistema mecánico y menos de la mitad del eléctrico-sumergible.

Las características principales de las bombas PC, es que son del tipo volumétrico, no crean turbulencia y producen un gasto uniforme (sin pulsaciones), el gasto es controlado por la velocidad y no depende de la presión, aunque ésta tiene influencia sobre la eficiencia. Otra característica de éste tipo de bombas es la ausencia del bloqueo gaseoso y de la cavitación.

Las limitaciones de las bombas PC son:

- PROFUNDIDAD.
- RESISTENCIA QUIMICA.
- RELACION GAS-LIQUIDO (RGL).

El sistema de cavidades progresivas se debe considerar cuando se trata de mejorar los equipos existentes, como por ejemplo:

- Aumento del gasto.
- Reducción de la potencia consumida.
- Reducción del nivel de ruido y del impacto visual.
- Reducción del espacio a utilizar.

Así mismo, como solución a los problemas de bombeo siguientes:

- Condiciones abrasivas (producción de arena).
- Petróleo de alta viscosidad.
- Fallo de varillas.
- Desgaste de varillas/tubería de producción.
- Pozos desviados, inclinados y horizontales.
- Condiciones corrosivas.
- Formación de depósitos calcáreos.

2.3. EMBOLO VIAJERO

El principio del émbolo es básicamente el uso de un pistón libre actuando como una interfase mecánica entre el gas de formación y los líquidos producidos, la cual incrementa la eficiencia de acarreo del pozo.

El éxito en la operación de este sistema está basado en la suposición de que el pozo no tiene empacador, o bien de que existe comunicación entre las tuberías de producción y revestimiento en el fondo de la sarta de producción.

Una instalación típica consiste de un tope y un amortiguador colocado en el fondo de la sarta de producción, y un lubricador y receptor en la superficie actuando como amortiguador de impactos para el final del movimiento ascendente del émbolo. El émbolo recorre la totalidad de la tubería de producción entre el tope y el lubricador. El sistema es empleado con un controlador (tiempo y/o presión) y una válvula motora con la habilidad de abrir o cerrar la línea de flujo. En la Fig. 2.3 se muestra una instalación típica del émbolo viajero.

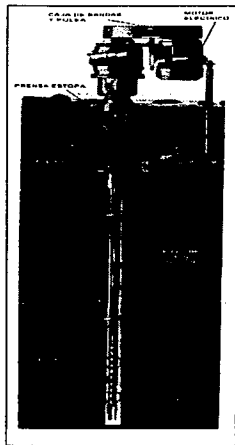


Fig. 2.2. Instalación Típica del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas

La operación del sistema se inicia cerrando la línea de flujo y permitiendo al gas de formación acumularse en el espacio anular debido a una separación natural, el espacio anular (área comprendida entre tuberías por donde regresa el fluido a la superficie) actúa como un compartimiento para el almacenamiento de gas.

Después que la presión se incrementa en la tubería de revestimiento hasta un cierto valor, la línea de flujo se abre. El movimiento rápido del gas de la tubería de revestimiento a la de producción, en adición al gas proveniente de la formación provoca una alta velocidad instantánea que causa una caída de presión a través del émbolo y los líquidos. El émbolo entonces se mueve hacia arriba con todos los líquidos sobre éste que se encuentran en el interior de la tubería de producción. Sin esta interface mecánica, solamente una porción de los líquidos podrían recuperarse.

Las ventajas principales de este sistema son:

- No requiere energía extra, además para su instalación solamente necesita equipo de línea de acero.
- Previene la depositación de parafinas e incrustaciones calcáreas en la tubería de producción, y
- La inversión inicial y los gastos de operación y mantenimiento son bajos con respecto a otros sistemas.

Por otra parte, los requerimientos para su aplicación, son: pozos con alta RGA (aunque pueda inyectarse gas), y que la tubería de producción tenga un mismo diámetro interior en toda su longitud.

2.4. BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.

El bombeo electrocentrífugo (BEC) ha sido reconocido por años como un sistema artificial de altos gastos, y su uso se ha incrementado en años recientes, aunque su aplicación requiere de diseños precisos y de personal capacitado.

Una instalación típica de bombeo electrocentrífugo (BEC) consiste básicamente de cuatro componentes: (1) un motor eléctrico instalado en la superficie, (2) una bomba centrífuga multietapas sub-superficial, (3) un cable eléctrico conectado a un costado de la TP. y (4) un tablero de control en la superficie.

En la Fig.2.4 se ilustra un diagrama esquemático de un sistema de BEC, en el que se muestra la distribución de sus componentes, en un aparejo instalado en un pozo.

La producción de gas que se tenga en el pozo es un factor de vital importancia para realizar el diseño de este sistema. Por ejemplo en el caso de que no se tuviera la presencia de gas, los cálculos para la selección del equipo son relativamente simples, ya que para propósitos prácticos se considera que la presión y la temperatura son iguales en cualquier punto del interior del pozo, en cambio, si el pozo presenta producción de gas, implica un cambio constante de la densidad conforme la mezcla de fluido y gas avance, del yacimiento al interior de la TP

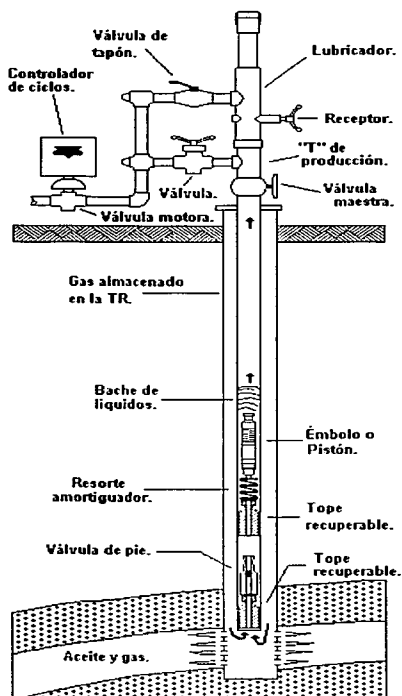


Fig. 2.3. Instalación Típica del Embolo Viajero.

Las ventajas de un sistema de BEC son principalmente:

- 1) Es aplicable a pozos altamente desviados.
- 2) Es silencioso, seguro y limpio para operaciones en plataformas y áreas urbanas.
- 3) Acepta el uso de espacios mínimos para controles superficiales e instalaciones asociadas con la producción.
- 4) Permite la producción continua del pozo mientras perforan y trabajan sobre otros pozos vecinos.
- 5) Es posible poner en producción al pozo inmediatamente después de su perforación.

Por otra parte, sus desventajas son:

- 1) Tolera porcentajes mínimos de producción de sólidos.
- 2) Las reparaciones para corregir fallas de fondo son costosas.
- 3) No se adapta en pozos con bajos volúmenes de producción.

2.6. BOMBEO MECANICO

El bombeo mecánico (BM) como sistema artificial de producción es el más viejo y también el más usado en los campos petroleros. Aproximadamente el 85% de los pozos no fluyentes de los Estados Unidos de Norteamérica se producen con bombeo mecánico.

En la Fig. 2.5 se ilustran las partes más importantes de un sistema de BM. Las partes esenciales de este tipo de sistema son principalmente:

- 1) Bomba sub-superficial impulsada por varillas.
- 2) Sarta de varillas de succión: se encargan de transmitir el movimiento de bombeo superficial hacia la unidad de bombeo sub-superficial, así como de conducir la potencia requerida por la misma.
- 3) Equipo superficial de bombeo: este equipo permite cambiar el movimiento rotatorio del motor principal al movimiento oscilatorio lineal para bombear.
- 4) Motor principal: proporciona la potencia necesaria al sistema.

Este sistema debe contar con la característica de ser: resistente, eficiente, fácil y barato de transportar, silencioso, no contaminante y fácil y seguro de instalar y de operar.

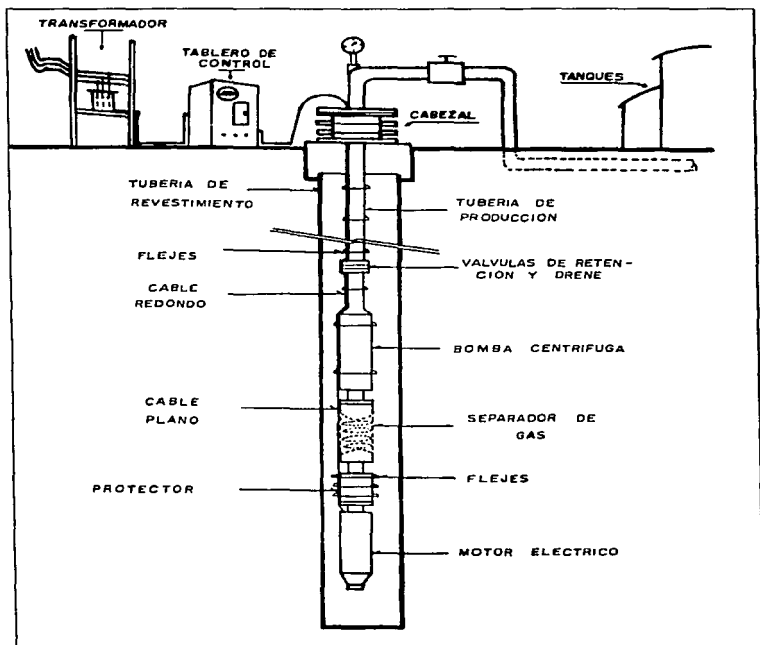


Fig. 2.4 Diagrama Esquemático de una Instalación de Bombeo Electrocentrifugo

Los sistemas de BM son usados en pozos nuevos, de bajo volumen, debido a que el personal operativo está más familiarizado con estos sistemas mecánicamente simples y pueden operarlos con mayor eficiencia. Además el personal sin experiencia puede operar este tipo de equipo con relativa facilidad comparado con cualquiera de los otros tipos de sistemas artificiales de producción. Los pozos con bombeo mecánico pueden operar eficientemente sobre un amplio rango de características de producción. También se utilizan para bombear volúmenes moderados desde profundidades someras y pequeños volúmenes a profundidades intermedias.

Para pozos desviados su instalación es incompatible, aunque en algunos casos operan correctamente. La capacidad que presenta el BM para bombear con arena el fluido de la formación es limitado. Así mismo las parafinas e incrustaciones pueden interferir con la eficiencia de operación.

2.7. BOMBEO NEUMATICO.

El bombeo neumático es un sistema artificial de producción que utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg² mínima) como medio de aligeramiento a través de un proceso mecánico. El gas inyectado (gas comprimido que se inyecta al interior de la TP o por el espacio anular, para ser utilizado como fuente de energía para el levantamiento de los fluidos) mueve los hidrocarburos líquidos y agua hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación; reduciendo la presión que ejerce la carga de fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido y por expansión del gas inyectado y el desplazamiento del fluido. Lo anterior se lleva a cabo por una de las dos técnicas siguientes:

FLUJO CONTINUO.- En el flujo continuo un volumen continuo de gas a presión alta se introduce dentro de la tubería para aerear o aligerar la columna de fluidos hasta reducir la presión en el fondo que permitirá una diferencial suficiente a través de la cara de la formación causando que el pozo produzca al gasto deseado. Para llevar a cabo esto se utiliza una válvula de flujo que permite un posible punto de inyección de presión disponible de B.N. en conjunción con una válvula que actúa como reguladora del gas inyectado desde la superficie dependiendo de la presión en la T.P. Este método se utiliza en pozos con un alto índice de productividad (> 0.5 bl/dia/lb/pg²) y una presión de fondo razonablemente alta (columna hidrostática del orden del 50 % o más en relación a la profundidad del pozo). En la Fig. 2.6 se muestra una operación de este tipo de flujo.

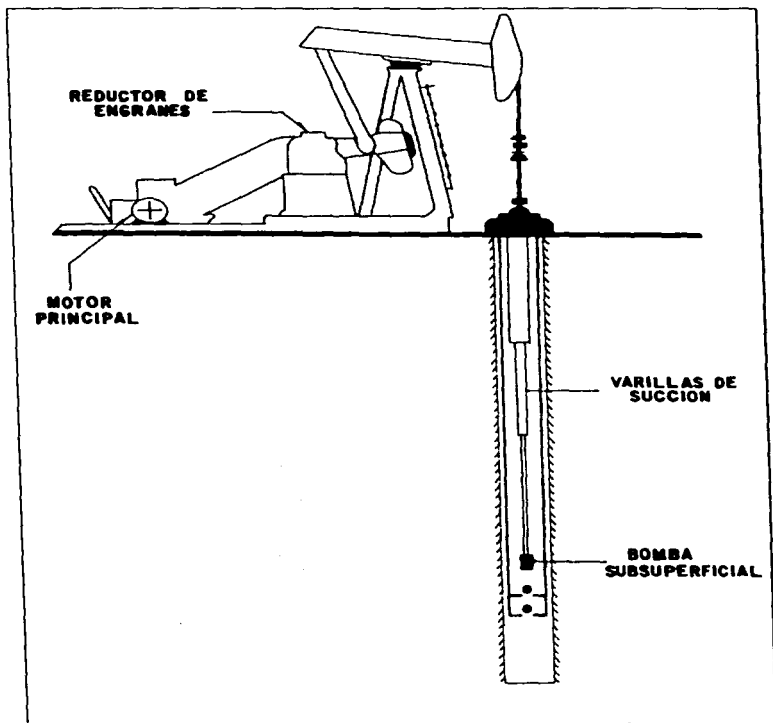


Fig. 2.5. Componentes Básicos de un Aparejo de Bombeo Mecánico.

El proceso debe ser de operación ininterrumpida. Las válvulas se espacian de modo que el pozo se descarga por sí mismo, o bien se instala una sola válvula en el fondo del pozo y con el equipo de tubería flexible se realiza el aligeramiento de la columna de fluidos. Si por alguna razón el pozo no descarga, se debe iniciar la inyección y descarga intermitente.

Al utilizarse el flujo continuo se impone una contrapresión relativamente alta en el yacimiento, lo cual hace que tenga una menor eficiencia comparada con los demás sistemas de bombeo.

FLUJO INTERMITENTE.- El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente un determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la TP se expulsa al exterior 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 TP, sólo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo. El ciclo se regula para que coincida con el gasto de llenado de fluido de la formación productora al pozo. En la Fig. 2.7 se ilustra una operación con flujo intermitente.

Este método se emplea generalmente en pozos que producen bajos volúmenes de fluidos. Los pozos recomendados para implementar flujo intermitente normalmente tienen las siguientes características:

- Alto índice de productividad y baja presión de fondo fluyendo.
- Bajo índice de productividad con alta presión de fondo fluyendo.

CONCEPTOS BASICOS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

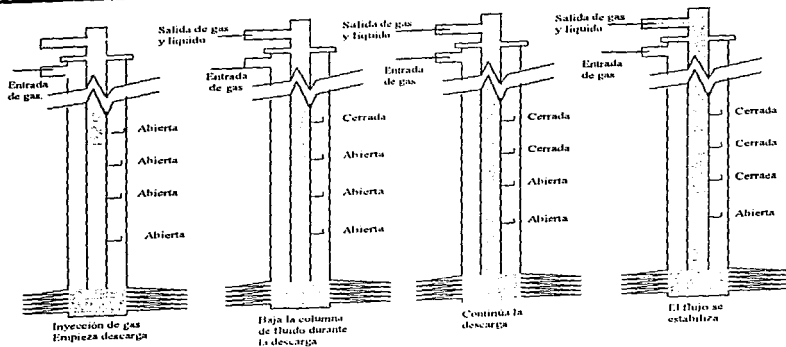


Fig. 2.6. Bombas Neumáticas Continuas.

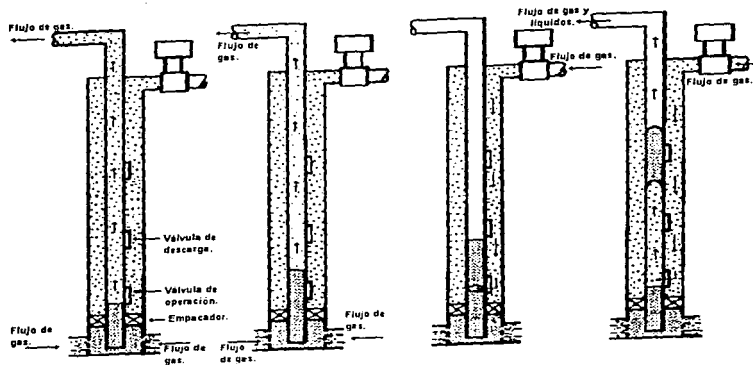


Fig. 2.7. Fases de la operación del Bombie Neumático Intermitente.

Una característica del B.N. es su flexibilidad. Frecuentemente las características del pozo no se conocen con precisión, por lo que es posible que a un pozo se le pueda aplicar B.N. continuo o intermitente. Un pozo que ha sido diseñado apropiadamente puede producir 100 bpd de fluido o solamente 50 bpd. Muchos otros tipos de sistemas artificiales requieren diferentes tipos y tamaños de equipo para ofrecer esta flexibilidad, en cambio una instalación de B.N. puede producir eficientemente a cualquier gasto.

VENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO.

1. Su operación es sencilla.
2. No presenta restricciones en la TP.
3. Trabaja en pozos con producción de arena.
4. Se puede usar en pozos que producen altas relaciones gas-aceite.
5. Muy flexible. Se puede un diseño realizar para trabajar bajo una variedad de cambios en las condiciones del pozo
6. Se puede usar en pozos desviados.
7. De bajo costo. El costo inicial del equipo generalmente es menor que el de otros sistemas artificiales, al igual que las costos de operación.
8. Se puede usar en instalaciones marinas, en donde no se tiene suficiente espacio para otros sistemas de producción.

DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO.

1. Se debe tener una fuente disponible de gas a alta presión (se puede usar también aire).
2. No presenta una buena eficiencia en pozos con baja densidad API.
3. Generalmente es de baja eficiencia.
4. No es posible obtener grandes gastos de producción en pozos con la TR dañada, en los que no sea económico repararla.
5. Es difícil diseñar instalaciones dobles, en donde la zona inferior está varios miles de pies abajo de la zona superior y tiene baja presión de fondo, particularmente en tamaños pequeños de TR

Cabe mencionar que el éxito o el fracaso de cualquier instalación de bombeo neumático, radica casi exclusivamente en el personal que lo maneja.

2.8. BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON.

El principio de operación del "Bombeo Hidráulico Tipo Pistón" (BHP) consiste, en transmitir energía adicional al pozo mediante un fluido conocido como "fluido motriz" (Fluido usado para proporcionar potencia a la bomba subsuperficial, los fluidos que se utilizan son: aceite crudo, agua dulce o salobre y gas), el cual, se inyecta a presión al fondo del pozo. El fluido motriz es conducido a través de una tubería que se introduce al pozo junto con la tubería de producción, accionando los pistones, tanto del motor como de la bomba instalada abajo del nivel de trabajo del fluido producido por el pozo (sumergencia).

Este proceso esta basado en el principio hidráulico que establece que: "Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmite en todas direcciones con igual intensidad". Esto significa que la presión proporcionada en la superficie al fluido motriz, es la misma que se aplica a los pistones de la unidad de bombeo, obligándolos a impulsar los fluidos producidos por el yacimiento hacia la superficie.

El BHP ha tenido gran aceptación en los últimos años; ya que ofrece ventajas que lo diferencian de otros sistemas artificiales. Puede alcanzar profundidades hasta de 18,000 pies y para sustituirlo o darle mantenimiento al mecanismo motor-bomba no se requiere equipo de reparación, únicamente se invierte el sentido del fluido motriz y es desacoplado el motor y la bomba, haciéndose llegar a la superficie por el desplazamiento del fluido motriz. Otras ventajas son:

- 1) Tiene buena flexibilidad sobre un amplio rango de gastos.
- 2) Es de fácil adaptación para su automatización.
- 3) Fácil para agregar inhibidores de corrosión.
- 4) Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.
- 5) Puede instalarse en áreas reducidas (plataformas) o en áreas urbanas.

En el apéndice A, se presenta una comparación de los diferentes "sistemas artificiales de producción" que se emplean en la industria petrolera.

Del apéndice A, se observa que el Bombeo Hidráulico Jet es mejor que otros sistemas artificiales, cuando éstos manejan un fluido con producción de arena, también al tratarse de pozos desviados, por mencionar algunas de sus ventajas.

BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

3.1. MARCO HISTORICO.

En 1870 Ranquine desarrolló la teoría del Bombeo Hidráulico Tipo Jet, posteriormente un gran número de autores incluyendo a Hesse (1904), Lorenz (1910), Gibson (1924), LeCont (1926) y Bergeron (1928) desarrollaron las ecuaciones teóricas. James Thomson en 1852 fue el primero en utilizar agua como fluido motriz en éste tipo de sistemas, según lo reportan Gosline y O'Brien

En investigaciones realizadas por Cunningham (1954) para la Fuerza Aérea de los Estados Unidos, se obtuvieron importantes resultados con la utilización de bombas jet y aceite lubricante en la remoción de residuos de aceite en los motores de las aeronaves, bombeando a condiciones de baja presión una mezcla de aceite lubricante y aire.

En los años de 1970 y 1971 fueron instaladas cinco prototipos de bombas jet, con una sumergencia (carga o columna hidráulica de fluido de formación que se debe ejercer sobre la succión de la bomba de fondo, para que esta pueda impulsar a los fluidos a la superficie) del 25% de la profundidad total, resultando adecuadas para pozos profundos, a pesar de la baja eficiencia y de la mínima presión de succión que podría ser obtenida.

3.2. ASPECTOS GENERALES.

Los Sistemas de Bombeo Hidráulico, consisten de un fluido motriz, así como de bombas de alta presión en la superficie, las cuales transmiten el fluido a la bomba que se encuentra en el fondo del pozo para activarla. El fluido motriz junto con el fluido de la formación se elevan hasta la superficie una vez que pasan por el tubo mezclador de la bomba.

Una instalación de equipo superficial, está constituida principalmente por una bomba triplex, desarenador ciclónico, bombas de carga, separador, medidores de flujo, válvulas y tuberías; en los subtemas siguientes se tratan con un mayor detalle cada uno de ellos. La presión de inyección requerida se controla a través de una válvula de contrapresión localizada en la descarga de la bomba triplex. El volumen de fluido motriz se cuantifica por medio de un medidor de flujo de desplazamiento positivo instalado en la tubería de inyección, localizado entre la bomba triplex y el cabezal del pozo.

Para maximizar la producción se requiere reducir la presión de fondo fluyendo (PWF) al valor mínimo práctico, lo cual es particularmente difícil en pozos profundos, por la necesidad de transmitir la potencia desde la superficie hasta el fondo del pozo y por las altas temperaturas que se encuentran a dichas profundidades. El bombeo hidráulico tipo jet se ha usado para tales propósitos, especialmente para profundidades mayores de 10,000 pies (3048 m), pero la bomba hidráulica tipo jet ha sido de mayor aplicación.

La principal ventaja de las bombas jet es el no contar con partes móviles, además, el rango de profundidad de la bomba es amplio, las reparaciones así como los cambios que se requieran son simples, es resistente a la calidad del fluido motriz y a los fluidos corrosivos y abrasivos de la formación, permite manejar relaciones gas-aceite (RGA) elevadas, requiere de poca supervisión de operación, se puede aplicar en localidades alejadas y en pozos desviados.

La producción máxima que se puede obtener con diferentes diámetros de TP es:

GASTO q [bpd]	TP Ø [pg]
3000	2 ³ / ₈
6000	2 ⁷ / ₈
10000	3 ¹ / ₂

Por otra parte, la desventaja que presenta la bomba jet, es su baja eficiencia total y que requiere de una presión de succión muy alta, por lo que la potencia en superficie también es alta, pero por otro lado, se ha observado que en pozos con gran producción se requiere realmente de una menor potencia.

3.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO.

El Sistema Artificial Bombeo Hidráulico Jet (BHH), se basa fundamentalmente en una bomba hidrodinámica que opera a través de una transferencia de energía (momentum) entre dos corrientes de energía adyacentes

La forma en que opera una instalación de BHH, consiste básicamente en inyectar un fluido motriz, ya sea agua, aceite o gas, desde la superficie, a través de la tubería de inyección, para que llegue a la bomba con una presión alta. Al pasar el fluido motriz por la tobera de la bomba, la energía potencial contenida en el fluido, debido a la presión, se transforma en energía cinética en el proceso de reducir la presión y aumentar la velocidad del fluido inyectado. La acción de bombeo ocurre cuando el fluido aportado por la formación, que entra por la succión de la bomba, se pone en contacto con la corriente a alta velocidad del fluido motriz y el intercambio de energía se efectúa al mezclarse las dos corrientes en la cámara de mezclado de la bomba. Al entrar la mezcla de los fluidos al difusor, la energía cinética remanente se transforma en energía potencial, de tal forma que la mezcla llega a la superficie con la presión requerida.

Una instalación típica de bombeo hidráulico consta principalmente de dos sistemas: (1) El sistema de tratamiento del fluido motriz, (2) Sistema de inyección del fluido motriz. A continuación se presenta la explicación de cada uno de ellos.

3.3.1. Sistema de Tratamiento del Fluido Motriz.

El sistema de tratamiento en superficie tiene la función de proveer una adición constante de fluido motriz idóneo a la unidad subsuperficial. El éxito y la operación económica de cualquier sistema de bombeo hidráulico depende de la calidad del fluido motriz que proporcione el sistema de tratamiento. De aquí, la gran importancia que tiene el sistema de tratamiento del fluido motriz.

La presencia de gas, sólidos o materiales abrasivos en el fluido motriz afecta seriamente las operaciones de la unidad de fondo y superficiales, y disminuye la "vida útil" de las mismas. Sin embargo, el objetivo primario en el tratamiento del aceite crudo o agua, para ser usados como fluido motriz, es limpiarlos de sólidos y gas lo mejor posible.

En la Tabla 3.1 se muestran las concentraciones máximas permisibles con las que debe cumplir un aceite de 30 a 40^o API, cuando se utiliza como fluido motriz.

Concentración de Sólidos, ppm	20
Concen. de Sal, lb/1,000 bl de aceite	12
Tamaño de Partícula, μm	15

En lugares poblados como ciudades o en plataformas marinas se ha comenzado a utilizar agua como fluido motriz, debido a la gran importancia que tiene la protección del medio ambiente.

3.3.2. Sistema de Inyección del Fluido Motriz.

Al referimos al sistema de inyección, se hace referencia al circuito cerrado o al circuito abierto. Ambos sistemas son iguales en el manejo del fluido motriz desde los tanques de almacenamiento hasta la unidad de bombeo subsuperficial, pero se diferencian, en la forma en que regresa el fluido a la superficie. A continuación se presentan las características principales de cada uno de ellos.

Todas las instalaciones, por lo general, utilizan sistemas abiertos, porque tanto el fluido motriz como el de la formación se mezclan en el tubo mezclador (cámara de mezclador o garganta) antes de ascender a la superficie como un sólo fluido. Las bombas jet son bombas abiertas, debido a que la transferencia de energía hacia la mezcla depende exclusivamente de los fluidos. Sin embargo, las bombas reciprocantes (tipo pistón) mantienen separados a ambos fluidos durante la transferencia de energía ya que cada uno de los fluidos cuenta con su propio pistón.

Cabe señalar que la principal desventaja que presenta un circuito abierto, es el incremento de volumen bruto que debe ser tratado en superficie para obtener el aceite limpio.

En el bombeo hidráulico jet no es posible tener un circuito cerrado de fluido motriz, en el cual se cuenta con una tubería extra que sirve como conducto de ascenso del fluido producido del yacimiento. De esta manera el fluido de la formación y el fluido motriz no se mezclan en el fondo del pozo, ni durante su trayectoria hacia la superficie. Sin embargo su principal desventaja son altos costos iniciales. Por otro lado, las principales ventajas que presenta éste tipo de instalaciones son:

- 1) Se tiene una mejor calidad del fluido motriz, al no contaminarse con el de la formación.
- 2) Al usarse agua como fluido motriz, retiene los inhibidores de corrosión; los cuales podrían perderse en un sistema abierto.

Como se mencionó anteriormente, éste tipo de sistema es igual al anterior en cuanto al manejo del fluido motriz desde los tanques de almacenamiento hasta la unidad de bombeo subsuperficial. En la Fig. 3.1 se ilustra una instalación típica de un circuito de inyección de fluido.

Una de las características del sistema de inyección del fluido motriz es que se puede realizar la inyección por la TP, o bien, por el espacio anular. A esta última se conoce con el nombre de flujo inverso o circulación inversa.

Para realizar este tipo de inyección es necesario que la TR cuente con un espesor de pared más grueso, para evitar su estallamiento al aplicarle presión al fluido motriz. Entre sus principales ventajas se encuentran: 1) mayor protección a la TR contra fluidos contaminados y 2) permite la instalación y extracción de la bomba jet, siempre y cuando el diámetro del aparejo de producción sea el mismo en toda su longitud.

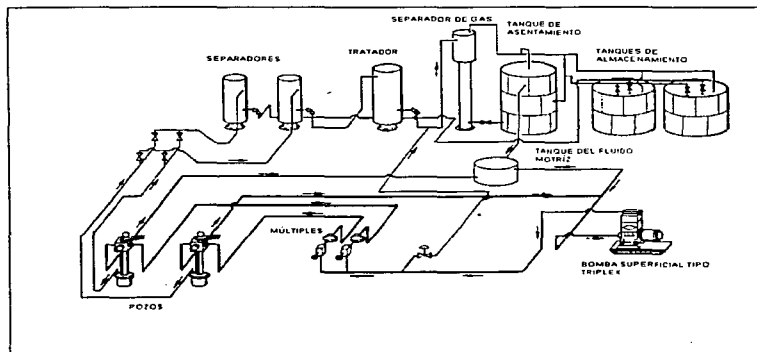


Fig. 3.1 Circuito de Inyección del Fluido Motriz.

3.4. EQUIPO SUPERFICIAL.

El equipo que se emplea en superficie en una instalación de bombeo hidráulico tipo jet, Fig. 3.8, consta de una bomba superficial, una válvula de control del cabezal del pozo, así como un múltiple de control y del sistema de almacenamiento y tratamiento que a continuación se explican por separado.

3.4.1. Bomba Superficial.

La gran mayoría de las instalaciones de bombeo hidráulico utilizan como fuente de potencia a bombas triplex o quintuplex; siendo las primeras las de mayor aceptación; impulsadas por motores de gas (combustión interna) o eléctricas. Las bombas triplex

emplean un rango de 30 a 625 hp. La mayoría de estas unidades de bombeo son de configuración horizontal como se muestra en la Fig. 3.2. Las instalaciones verticales se llegan a encontrar, particularmente en lugares en los cuales el espacio representa un problema.

La presión de operación en superficie requerida es del orden de 5,000 psi, presiones por debajo de 4,000 psi no son muy comunes actualmente. Los gastos que proporcionan de fluido motriz pueden oscilar desde unos cientos de barriles hasta 3,000 bpd.

Las velocidades con las que operan son bajas, esto es con el propósito de minimizar los efectos de vibración y proteger a la bomba de problemas dinámicos en las válvulas de succión y descarga; el rango recomendado de velocidad es del orden de 200 a 450 rpm.

3.4.2. *Válvula de Control del Cabezal del Pozo.*

Para regular la distribución del fluido motriz se emplean varios tipos de válvulas. Comúnmente en sistemas abiertos de bombeo se emplea la válvula de cuatro vías o la válvula de control del cabezal, la cual se monta en la cabeza del pozo como se muestra en la Fig. 3.3. Su función es proveer diferentes modos de operación (Fig. 3.4). El fluido motriz activa a la bomba subsuperficial una vez que ésta se encuentra colocada en el sello de la cámara de fondo (BHA), cuando la bomba se extrae del pozo, el fluido motriz se inyecta por el espacio anular para impulsar a la bomba a través de la TP hacia la superficie.

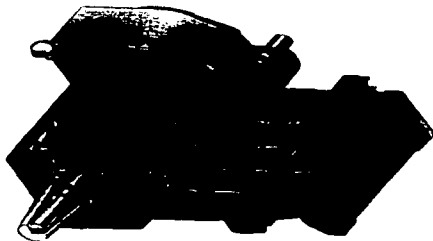


Fig. 3.2. Bomba Triplex.

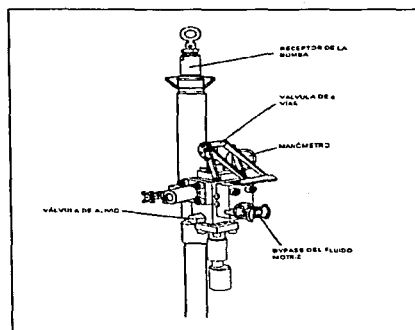


Fig. 3.3 Válvula de Cuatro Vías.

3.4.3. Múltiple de Control

El múltiple de control sirve para controlar la producción proveniente de los pozos, para lo cual cuenta con una válvula reguladora de presión en uno de sus costados, así como una válvula reguladora de flujo, en las Fig. 3.6 y 3.7 se muestra un esquema de cada una de ellas respectivamente; las primeras permiten controlar automáticamente las presiones de operación y las segundas controlan el volumen de fluido motriz inyectado, sin importar la presión de operación que se tenga.

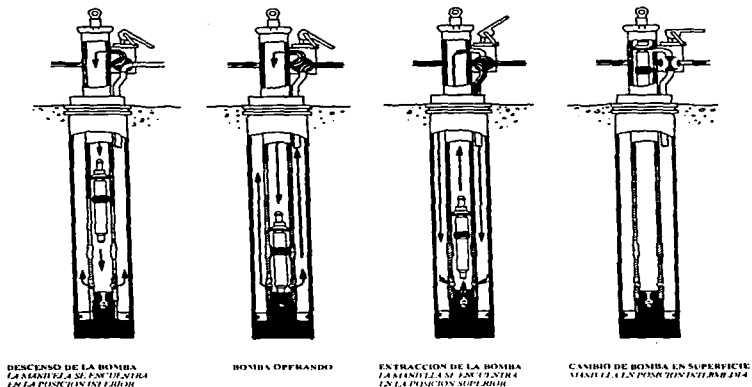


Fig. 3.4 Operación de la Válvula de 4 Vías.

3.4.4. Sistema de Tanques de Almacenamiento y Tratamiento.

Como el fluido motriz recorre todo el sistema superficial desde los tanques almacenadores pasando por la bomba superficial hasta la unidad de bombeo subsuperficial es importante que no contenga impurezas. En la Fig. 3.8 se ilustra un diagrama esquemático del equipo superficial.

A continuación se enlistan las especificaciones generales recomendadas con las que debe contar éste sistema, en la Fig. 3.1 se ilustra el diagrama de este equipo.

- 1) Tanque de asentamiento.- Tanque de tres anillos, de 750 bl de capacidad.
- 2) Separador atmosférico.- Dispositivo cilíndrico, esbelto, de mayor altura que el tanque de asentamiento. La entrada del fluido (aceite) debe efectuarse a través de la sección superior.

- 3) Línea de alimentación al tanque.- Debe ser de 4 pg de diámetro como mínimo, conectada a la sección inferior del separador y con una válvula de control que debe ser de compuerta (de paso completo).
- 4) Difusor.
- 5) Línea de descarga al tanque de almacenamiento.- Debe conectarse al tanque de almacenamiento a 18 pg de la cúpula para mantener el nivel del fluido necesario para alimentación de la bomba triplex.
- 6) Línea de alimentación a la bomba triplex.- Debe estar instalada diametralmente opuesta a la línea de descarga al tanque de almacenamiento, para evitar la canalización del fluido dentro del tanque.
- 7) Línea de descarga de vapores.- Debe tener un diámetro mínimo de 3 pg, y ésta, como todas las tuberías superficiales debe estar protegida contra la corrosión y deterioro mecánico.

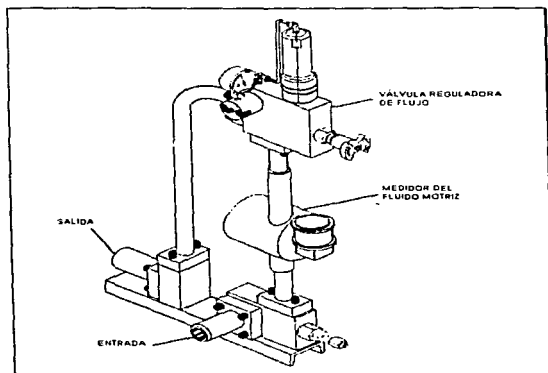


Fig. 3.5 Múltiple de Control

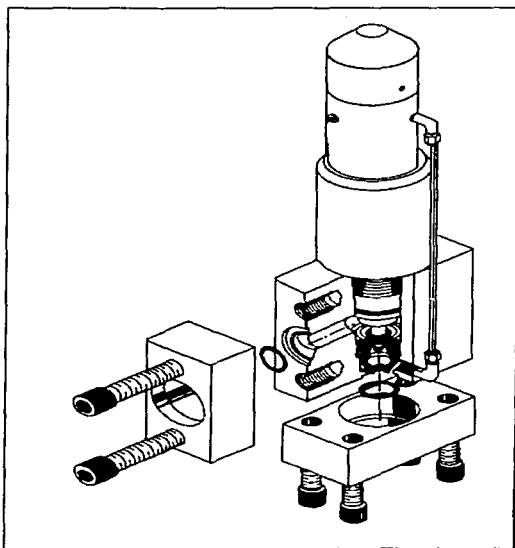


Fig. 3.6 Válvula Reguladora de Presión.

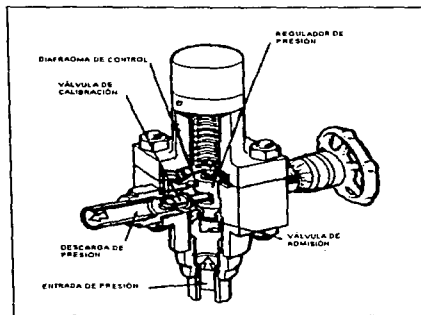


Fig. 3.7 Válvula Reguladora de Flujo.

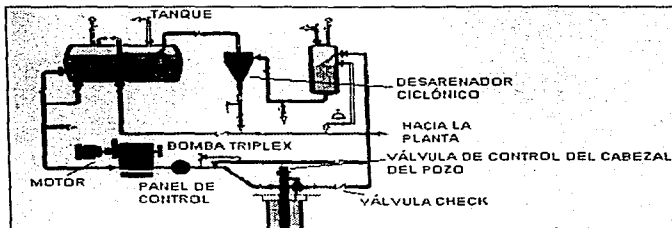


Fig. 3.8. Equipo Superficial.

3.5. TEORIA DE LA BOMBA JET.

Esta bomba es del tipo hidrodinámica y opera a través de la transferencia de momentum entre dos corrientes adyacentes de fluidos. En la Fig. 3.9 se muestra un diseño típico de una bomba jet. El fluido motriz con una presión y energía potencial alta pasa a través de la tobera, la cual convierte a la energía potencial en energía cinética con alta velocidad de carga, fig. 3.10. Los fluidos del pozo junto con el fluido motriz se mezclan dentro de la cámara de mezclado en donde se realiza la transferencia de momentum. Los fluidos al entrar al difusor, obtienen el remanente de energía cinética en forma de presión estática suficiente para elevarlos a la superficie, como se muestra en la Figura 3.10.

Los parámetros de diseño de la geometría de la bomba jet consideran el tamaño de la tobera y del tubo mezclador así como la proporción de sus áreas de flujo. A través de una adecuada selección de éstas áreas de flujo y de sus relaciones, se podrá realizar la selección óptima de la configuración de la bomba para las condiciones del pozo.

Cabe mencionar que el tamaño de la tobera y del tubo mezclador determinan el gasto, mientras que la relación de sus áreas determinan el balance entre la carga producida y el gasto.

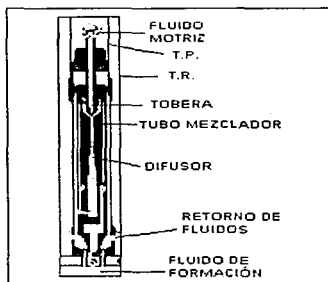


Fig. 3.9 Diseño Típico de la Bomba Jet.

Por ejemplo, si se selecciona un diámetro de la garganta, tal que el área de la tobera es el 60 % del área de la garganta, da como resultado una carga hidrostática alta y un gasto pequeño, puesto que existe un área relativamente pequeña por donde los fluidos de la formación entran a través de la bomba, provocando gastos muy bajos, y como la energía de la tobera es transferida a una producción baja se desarrollan altas cargas, fig. 3.11. Este diseño es adecuado para pozos profundos con alta energía.

Por otro lado, si se selecciona un área de tobera de solamente el 20 % del área de la garganta se tendrá un gasto mayor de producción, pero como la energía de la tobera es transferida a una gran cantidad de producción, se desarrollan bajas cargas, fig. 3.11. Los pozos candidatos para este tipo de diseños son los terminados a una profundidad no muy grande y con poca energía.

Otro aspecto a considerar es la cavitación, la cual ocurre cuando la presión del fluido desciende por debajo de su presión de vapor (presión a la que un líquido hierve y esta en equilibrio con su propio vapor). En el tema 3.13 se explica el concepto de cavitación.

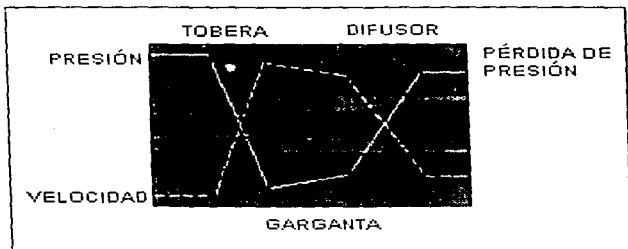


Fig. 3.10. Variación de la Presión Respecto al Fluido Motriz.

3.6 TAMAÑOS DE TOBERA Y GARGANTA.

Los fabricantes Kobe, National y Guiberson proporcionan una amplia gama de tamaños y combinaciones de tobera y garganta. Kobe y National utilizan una progresión geométrica para incrementar el tamaño de la tobera y garganta cuyo factor es de $10^{1/3} = 1.29155$ y de $4/\pi = 1.27324$ respectivamente, Guiberson emplea un concepto similar al de una progresión geométrica, pero no trabaja con el mismo factor para cubrir todo el número de toberas y gargantas que proporciona. Los tamaños para cada fabricante se muestran en la Tabla 3.2 del apéndice B.

La estricta progresión que emplea National y Kobe proporciona relaciones de área fijas entre tobera y garganta. Por ejemplo, si se utiliza un número de tobera con su correspondiente garganta siempre se obtendrá la misma relación de área (0.383 para National y 0.4 para Kobe). A la relación anterior se la conoce como relación A. Para obtener las relaciones B, C, D y E se selecciona una tobera N y una garganta N+1, N+2, N+3 y N+4 respectivamente, como se muestra en la Tabla 3.3.

TABLA 3.3 Relación Tobera-Garganta

N	N	A	0.410
N	N+1	B	0.328
N	N+2	C	0.262
N	N+3	D	0.210
N	N+4	E	0.168

Dado que Guiberson no tiene un factor constante para todo el rango de toberas y gargantas, no cuenta con una relación garganta-tobera bien definida, sin embargo, sus resultados cubren el mismo rango básico que los otros dos fabricantes.

3.7. TIPOS DE BOMBAS JET.

Las bombas tipo jet que se usan en el campo son generalmente presentadas por Kobe y por Fluid Packed Pumps. El diseño básico de estos fabricantes es muy similar, la diferencia es la forma en que los fluidos son circulados dentro y fuera de la sección de trabajo.

Existen básicamente dos tipos de instalaciones: el diseño de bombas fijas y el de bombas libres. En el primero, la bomba de fondo es anclada en la parte inferior del aparejo de producción y activada en el fondo del pozo. Las "bombas libres" son la característica más sobresaliente de las bombas hidráulicas y se diseñan de tal forma que permitan la circulación por el espacio anular o por la TP, una de sus ventajas es el poder instalarla con el equipo de línea. En la Fig. 3.4 se ilustra el procedimiento de colocación, así como su remoción del fondo hacia la superficie empleando la circulación de fluido.

3.8. PRESENTACION MATEMATICA.

A continuación se presenta el desarrollo matemático que valida el diseño de la geometría óptima de la bomba jet. Es importante mencionar que el desarrollo matemático se presenta para dos casos, en el primero se considera a la densidad del fluido motriz igual a la del fluido de formación y, en el segundo se consideran densidades diferentes. Posteriormente se hace una comparación de ambos desarrollos y de las diferencias que se presentan desde el punto de vista práctico.

3.8.1. *Desarrollo Matemático para Densidad Constante.*

De la consideración efectuada por Gosline y O'Brien, refiriéndose a la Fig. 3.11 Se definieron los siguientes términos:

$$M = \frac{q_1}{q_2} \quad (3.1)$$

$$q_1 = \frac{q_2}{M} \quad (3.1a)$$

$$R = \frac{A_2}{A_1} \quad (3.2)$$

Como una relación de continuidad se tiene:

* Nomenclatura al final del capítulo

$$q_1 = A_1 v_1 \quad (3.3)$$

$$q_3 = A_3 v_3 \quad (3.4)$$

$$q_3 + q_1 = A_4 v_4 = q_2 \quad (3.5)$$

$$A_4 + A_3 = A_1 \quad (3.6)$$

Igualando las ecuaciones (3.5) y (3.6) y despejando v_4 :

$$v_4 = \frac{q_3 + q_1}{A_4 + A_3} = \frac{q_3 + q_1}{A_1} \quad (3.7)$$

De las ecuaciones (3.2) y (3.6) se tiene:

$$\frac{A_2}{A_1} = \frac{A_4 - A_3}{A_1} = \frac{\frac{1}{A_1} (A_4 - A_3)}{A_4 / A_1} = \frac{1 - \frac{A_3}{A_4}}{A_4 / A_1} = \frac{1 - R}{R}$$

Finalmente:

$$\frac{A_2}{A_1} = \frac{1 - R}{R} \quad (3.8)$$

Lorenz estableció que la pérdida de carga, al efectuarse la mezcla de los fluidos en la bomba, es proporcional al cuadrado de la diferencia de las velocidades de los fluidos mezclados; por tanto, la pérdida de energía por unidad de tiempo en la zona de la cámara de mezclado (garganta) se expresa como:

$$L = q_{1\rho} \frac{(v_1 - v_4)^2}{2g} + q_{3\rho} \frac{(v_3 - v_4)^2}{2g} \quad (3.9)$$

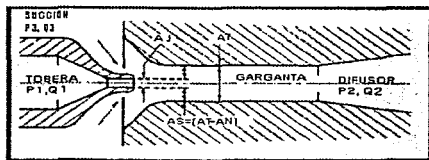


Fig. 3.11. Jet de la Bomba.

La energía por unidad de tiempo proporcionada por la tobera es:

$$E_t = q_1 \rho (H_1 - H_2) \quad (3.10)$$

La energía por unidad de tiempo proporcionada por los fluidos de la formación es:

$$E_f = q_2 \rho (H_2 - H_3) \quad (3.11)$$

La pérdida de energía por unidad de tiempo debido a la fricción en la parte interna de la cámara de mezcladopuede aproximarse como:

$$F_t = \rho K_t (q_1 + q_2) \frac{v_1^2}{2g} \quad (3.12)$$

Donde K_t es el factor de resistencia.

Similarmente, las pérdidas de fricción en el difusor, en la succión y en la tobera, respectivamente son:

$$F_d = \rho K_d (q_1 + q_2) \frac{v_2^2}{2g} \quad (3.13)$$

$$F_s = \rho K_s q_2 \frac{v_2^2}{2g} \quad (3.14)$$

$$F_j = \rho K_j q_1 \frac{v_1^2}{2g} \quad (3.15)$$

Finalmente la pérdida total de energía es:

$$F_r = F_t + F_d + F_s + F_j \quad (3.16)$$

Por lo tanto, sustituyendo las respectivas ecuaciones y simplificando se tiene:

$$F_r = \rho(K_t + K_d)(q_1 + q_3)v_1^2 / 2g + \rho K_s q_3 v_3^2 / 2g + \rho K_j q_1 v_j^2 / 2g \quad (3.16 a)$$

La potencia proporcionada por la bomba (tobera) esta dada por la siguiente expresión:

$$E_j = E_s + L + F_r \quad (3.17)$$

Sustituyendo las ecuaciones correspondientes:

$$\begin{aligned} q_1 \rho (H_1 - H_2) &= q_3 \rho (H_2 - H_3) + q_1 \rho \frac{(v_j - v_1)^2}{2g} + q_3 \rho \frac{(v_3 - v_1)^2}{2g} + \\ &+ \rho(K_t + K_d)(q_1 + q_3) \frac{v_1^2}{2g} + \rho K_s q_3 \frac{v_3^2}{2g} + \rho K_j q_1 \frac{v_j^2}{2g} \end{aligned} \quad (3.17 a)$$

Sustituyendo la ecuación (3.1) en (3.17 a) y simplificando se tiene:

$$\begin{aligned} \rho(H_1 - H_2) &= M \rho (H_2 - H_3) + \rho \frac{(v_j - v_1)^2}{2g} + M \rho \frac{(v_3 - v_1)^2}{2g} + \\ &+ \rho(K_t + K_d)(1 + M) \frac{v_1^2}{2g} + \rho K_s M \frac{v_3^2}{2g} + \rho \frac{v_j^2}{2g} \end{aligned} \quad (3.18)$$

Si se desea expresar la v_3 y v_1 en términos de la velocidad en la tobera. De las ecuaciones (3.4) y (3.1).

$$v_3 = \frac{q_3}{A_s} = \frac{M q_1}{A_s} \quad (3.19)$$

A partir de las ecuaciones (3.3), (3.19) y (3.8):

$$v_1 = \frac{Mv_1 A_1}{A_1} = Mv_1 \frac{R}{1-R} \quad (3.20)$$

De las ecuaciones (3.7) y (4.1):

$$v_1 = \frac{q_1 \left(\frac{q_{11}}{q_1} + 1 \right)}{A_1} = \frac{q_1 (1+M)}{A_1} = \frac{v_1 A_1}{A_1} (1+M) = v_1 R (1+M) \quad (3.21)$$

Sustituyendo la ecuación (3.20) y la ecuación (3.21) en la ecuación (3.18) y eliminando términos.

$$\begin{aligned} (H_1 - H_2) &= M(H_2 - H_3) + \frac{[v_1 - v_1 R(1+M)]^2}{2g} + M \frac{[Mv_1 \frac{R}{1-R} - v_1 R(1+M)]^2}{2g} + (k_d + k_i)(1 + \\ &M) \frac{[v_1 R(1+M)]^2}{2g} + k_s M \frac{\left(Mv_1 \frac{R}{1-R} \right)^2}{2g} + k_1 \frac{v_1^2}{2g} \\ (H_1 - H_2) &= M(H_2 - H_3) + \frac{v_1^2}{2g} [1 - R(1+M)]^2 + \frac{v_1^2}{2g} M \left[M \frac{R}{1-R} - R(1+M) \right]^2 + \\ &(k_i - k_d)(1+M) \frac{v_1^2}{2g} [1 - R(1+M)]^2 + k_s M \frac{v_1^2}{2g} \left(\frac{MR}{1-R} \right)^2 + k_1 \frac{v_1^2}{2g} \\ (H_1 - H_2) &= M(H_2 - H_3) + \frac{v_1^2}{2g} \left\{ k_i + k_s M \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 + (k_i + k_d)(1+M)^2 R^2 + \right. \\ &\left. + [1 - R(1+M)]^2 + M \left[M \frac{R}{1-R} - R(1+M) \right]^2 \right\} \quad (3.22) \end{aligned}$$

Considerando la ecuación de Bernoulli para la potencia, la succión y la descarga:

$$\text{Potencia,} \quad H_1 = \frac{p_s}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g} + k_1 \frac{v_1^2}{2g} = \frac{p_s}{\rho} + (1 + k_1) \frac{v_1^2}{2g} \quad (3.23)$$

$$\text{Succión,} \quad H_1 = \frac{p_s}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g} + k_s \frac{v_1^2}{2g} = \frac{p_s}{\rho} + (1 + k_s) \frac{v_1^2}{2g} \quad (3.24)$$

$$\text{Descarga, } \frac{P_b}{\rho} + \frac{v^2_i}{2g} = H_2 + k_d \frac{v^2_i}{2g} \quad (3.25)$$

Tomando la diferencia entre las ecuaciones (3.23) y (3.24):

$$H_1 - H_3 = (1 + k_j) \frac{v^2_j}{2g} - (1 + k_s) \frac{v^2_s}{2g} \quad (3.26)$$

De la ecuación (3.26) y (3.20) se tiene:

$$H_1 - H_3 = (1 + k_j) \frac{v^2_j}{2g} - (1 + k_s) \frac{v^2_s}{2g} M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 \quad (3.27)$$

Resolviendo la ecuación anterior para $\frac{v^2_j}{2g}$.

$$\frac{v^2_j}{2g} = \frac{(H_1 - H_3)}{(1 + k_j) - (1 + k_s) M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \quad (3.28)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.28) en la ecuación (3.22):

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{(H_1 - H_3)}{(1 + k_j) - (1 + k_s) M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \left\{ k_j + k_s M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 \right. \\ \left. + (k_t + k_d)(1+M)^2 R^2 + [1-R(1+M)]^2 + M \left[M \frac{R}{1-R} - R(1+M) \right]^2 \right\}$$

Simplificando:

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{(H_1 - H_3)}{(1 + k_j) - (1 + k_s) M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \left\{ k_j + k_s M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 + \right. \\ \left. + (k_t + k_d)(1 + M)^2 R^2 + 1 - 2R(1 + M) + R^2(1 + M)^2 + M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 - 2M^2(1 + M) \left(\frac{R^2}{1-R} \right) + M(1 + M)^2 R \right. \\ \left. (H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{(H_1 - H_3)}{(1 + k_j) - (1 + k_s) M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \left\{ (1 + k_s) + \right. \right.$$

$$\begin{aligned}
 &+(1+k_s)M^1\left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (k_i + k_d)(1+M)^1R^2 - 2R - 2RM + R^2 + 2R^2M + R^2M^2 - \\
 &-2\left(\frac{R^2}{1-R}\right)M^2 - 2\frac{R^2}{1-R}M^1 + R^2M + 2R^2M^2R^2M^1 \left\} \right. \\
 (H_1 - H_2) = M(H_2 - H_1) + \frac{(H_1 - H_1)}{(1+k_s) - (1-k_s)M^2\left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \left\{ (1+k_s) + \right. \\
 &+(1+k_s)M^1\left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (k_i + k_d)(1+M)^1R^2 + R^2(1+M)^1 - 2R(1+M) - 2\frac{R^2}{1-R}M^2(1+M) \left. \right\} \\
 (H_1 - H_2) = M(H_2 - H_1) + \frac{(H_1 - H_1)}{(1+k_s) + (1+k_s)M^2\left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \left\{ (1+k_s) + \right. \\
 &+(1+k_s)M^1\left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (1+k_s + k_d)(1+M^1)R^2 - 2R(1+M) - 2\frac{R^2}{1-R}M^2(1+M) \left. \right\} \quad (3.29)
 \end{aligned}$$

La ecuación (3.29) es ahora de la forma

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_1) + N(H_1 - H_1) \quad (3.30)$$

Donde:

$$\begin{aligned}
 N = \left[(1+k_s) + (1+k_s)M^1\left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (k_i + k_d)(1+M)^1R^2 - 2R(1+M) - \right. \\
 \left. - 2\frac{R}{1-R}M^2(1+M) \right] / \left[(1+k_s) - (1+k_s)M^2\left(\frac{R}{1-R}\right)^2 \right] \quad (3.31)
 \end{aligned}$$

Reacomodando términos en la ecuación (3.30):

$$1 = \frac{H_2 - H_1}{H_1 - H_2} M + \frac{N(H_1 - H_1)}{H_1 - H_2} \quad (3.32)$$

Nótese que,

$$\frac{H_2 - H_1}{H_1 - H_2} + 1 = \frac{H_1 - H_1}{H_1 - H_2} \quad (3.33)$$

Sustituyendo la ecuación (3.33) en la (3.32) se tiene que:

$$1 = \frac{H_2 - H_1}{H_1 - H_2} M + \left(\frac{H_2 - H_1}{H_1 - H_2} + 1 \right) N \quad (3.34)$$

Definiendo:

$$H = \frac{H_2 - H_1}{H_1 - H_2}$$

Entonces:

$$1 = HM + (H+1)N = HM + N$$

$$H = \frac{1 - N}{M + N} = \frac{H_2 - H_1}{H_1 - H_2} \quad (3.35)$$

Donde M está definida por la ecuación (3.1) y N por la ecuación (3.31).

La ecuación (3.31) muestra que los parámetros k_i , k_w , k_d y R son características geométricas de la bomba, donde M es función del flujo en la bomba, de esta forma, de la ecuación (3.1).

La ecuación (3.35) es función exclusiva de M para un tipo de bomba. Además respecto a la ecuación (3.36) la carga total puede aproximarse empleando una presión estática de manera que:

$$H = \frac{P_2 - P_1}{P_1 - P_2} = \frac{1 - N}{N + M} = f(M) \quad (3.36)$$

En lo sucesivo, la carga total H , será considerada como una presión estática, P_2 , el significado físico del parámetro H puede verse como la relación de la carga o presión proporcionada a los fluidos del pozo en la bomba por las pérdidas de presión o carga que sufre el fluido motriz. Además para altas cargas de descarga, por ejemplo en un pozo profundo, la geometría de la bomba (representada por R) y la relación de gastos M , deben seleccionarse de manera que se obtenga un valor de H alto.

Cabe mencionar, que la carga total es conocida por diferentes autores con la literal N , en lugar de H , donde N es completamente diferente a la descrita anteriormente.

3.8.2. Desarrollo Matemático con Densidad Variable.

A continuación se presenta el desarrollo de las ecuaciones cuando se consideran diferentes las densidades del fluido motriz y de la formación. Cabe mencionar que posteriormente se realizará la comparación de ambos desarrollos para determinar de que manera puede afectar el considerar densidad constante en el diseño de la geometría óptima de una bomba jet. Para realizar la comparación se elaboró un programa de cómputo, el cual proporciona los valores de H, M y de la eficiencia, considerando densidad variable, o bien, densidad constante, así como también para diferentes valores de R (relación tobera-garganta) y diferentes coeficientes de pérdida. El programa se encuentra en el apéndice C al final de ésta tesis.

Como la pérdida de energía total está dada por $F_t = F_f + F_j + F_a + F_r$, y considerando las ecuaciones 3.12 a 3.15, con sus respectivas densidades y dado que $\rho_t = \frac{q_1 \rho_1 + q_2 \rho_2}{q_1 + q_2}$, se tiene:

$$F_t = (\rho_t q_1 + q_2 \rho_2) k_1 \frac{v_1^2}{2g} + (q_1 \rho_1 + q_2 \rho_2) k_2 \frac{v_2^2}{2g} + \rho_t q_1 k_3 \frac{v_3^2}{2g} + \rho_2 q_2 k_4 \frac{v_4^2}{2g} \quad (3.37)$$

Por otro lado la ecuación que define la potencia que proporciona la bomba (tobera) queda de la siguiente forma, considerando que $M = \frac{q_2 \rho_2}{q_1 \rho_1}$.

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_1) + \frac{(v_1 - v_2)^2}{2g} + M \frac{(v_3 - v_4)^2}{2g} + (1+M)k_1 \frac{v_1^2}{2g} + (1+M)k_2 \frac{v_2^2}{2g} + Mk_3 \frac{v_3^2}{2g} + k_4 \frac{v_4^2}{2g} \quad (3.38)$$

$$\text{Como } v_3 = \frac{v_1 M \rho_1}{\rho_2} \left(\frac{R}{1-R} \right) \text{ y } v_4 = R v_1 \left(\frac{M \rho_1}{\rho_2} + 1 \right)$$

La ecuación anterior puede expresarse como:

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_1) + \frac{\left[v_1 - R v_1 \left(\frac{M \rho_1}{\rho_2} + 1 \right) \right]^2}{2g} + M \frac{\left[\frac{v_1 M \rho_1}{\rho_2} \left(\frac{R}{1-R} \right) - R v_1 \left(\frac{M \rho_1}{\rho_2} + 1 \right) \right]^2}{2g} +$$

$$(1+M)k_i \frac{\left[Rv_j \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \right]^2}{2g} + (1+M)k_d \frac{\left[Rv_j \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \right]^2}{2g} + Mk_s \frac{\left[\frac{v_j M\rho_1 \left(\frac{R}{1-R} \right) \right]^2}{2g} + k_j \frac{v_j^2}{2g} \quad (3.39)$$

Desarrollando y agrupando términos.

$$\begin{aligned} (H_1 - H_2) = & M(H_2 - H_1) + \frac{v_j^2}{2g} \left\{ 1 - 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) + R^2 \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 + M \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 - \right. \\ & 2M \frac{M\rho_1}{\rho_1} R \left(\frac{R}{1-R} \right) + MR^2 \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 + (1+M) \left[R^2 \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 \right] (k_i + k_d) + \\ & \left. Mk_s \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 + k_j \right\} \quad (3.40) \end{aligned}$$

Definiendo $\Lambda = M(H_2 - H_1) + \frac{v_j^2}{2g}$, factorizando y agrupando términos; la ecuación que representa la potencia que proporciona la tobera queda como:

$$\begin{aligned} (H_1 - H_2) = & \Lambda \left\{ (1+k_i) + (1+M)R^2 \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 (1+k_i + k_d) + M \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 (k_s + 1) - \right. \\ & \left. 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \left[1 + M \frac{M\rho_1}{\rho_1} \left(\frac{R}{1-R} \right) \right] \right\} \quad (3.41) \end{aligned}$$

Sustituyendo el valor de v_j que se definió anteriormente en la ecuación 3.26, se tiene que:

$$(H_1 - H_2) = (1+k_i) \frac{v_j^2}{2g} - (1+k_i) \frac{\left[\frac{v_j M\rho_1 \left(\frac{R}{1-R} \right) \right]^2}{2g} \quad (3.42)$$

Despejando $\frac{v_j^2}{2g}$ de la ecuación anterior.

$$\frac{v_j^2}{2g} = \frac{H_1 - H_2}{(1+k_i) - (1+k_i) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \quad (3.43)$$

Sustituyendo el valor de A y la ecuación (3.43) en (3.41).

$$\begin{aligned}
 (H_1 - H_2) = & M(H_2 - H_1) + \frac{H_1 - H_1}{(1+k_i) - (1+k_s)} \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 \left\{ (1+k_i) + \right. \\
 & (1+M)R^2 \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 (1+k_i + k_d) + M \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 (1+k_s) - \\
 & \left. 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \left[1 + M \frac{M\rho_1}{\rho_1} \left(\frac{R}{1-R} \right) \right] \right\} \quad (3.44)
 \end{aligned}$$

La ecuación anterior es de la forma:

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_1) + N(H_1 - H_1) \quad (3.44 a)$$

Esta ecuación representa la potencia que proporciona la tobera, donde N finalmente es igual a:

$$\begin{aligned}
 N = & \left[(1+k_i) + (1+M)R^2 \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 (1+k_i + k_d) + M \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 (1+k_s) - \right. \\
 & \left. 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \left[1 + M \frac{M\rho_1}{\rho_1} \left(\frac{R}{1-R} \right) \right] \right] / \left[(1+k_i) - (1+k_s) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 \right] \quad (3.45)
 \end{aligned}$$

Como $H = \frac{1-N}{M+N}$, considerando la ecuación que define a N y multiplicando al numerador y denominador, en la ecuación de H, por $(1+k_i) - (1+k_s) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2$ queda como:

$$\begin{aligned}
 H = & \left[-(1+k_s) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 - (1+k_i) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 M - (1+M)(1+k_i + k_d) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 R^2 + \right. \\
 & \left. 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) + 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \left[\frac{M^2 \rho_1}{\rho_1} \left(\frac{R}{1-R} \right) \right] \right] / \left[(1+k_i) (1+M) + (1+M) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 \times \right. \\
 & \left. (1+k_i + k_d) R^2 - 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) - 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \left[\frac{M^2 \rho_1}{\rho_1} \left(\frac{R}{1-R} \right) \right] \right] \quad (3.46)
 \end{aligned}$$

Factorizando y agrupando términos:

$$\begin{aligned}
 H = & \left\{ (1+M) \left[-(1+k_i) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 - (1+k_i + k_d) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 R^2 \right] + \right. \\
 & 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \left[1 + M \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right) \left(\frac{R}{1-R} \right) \right] \left. \right\} / \left\{ (1+M) \left[(1+k_i) + (1+k_i + k_d) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 R^2 \right] - \right. \\
 & \left. 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \left[1 + M \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right) \left(\frac{R}{1-R} \right) \right] \right\}
 \end{aligned} \tag{3.47}$$

si $k_a = 0$ entonces:

$$\begin{aligned}
 H = & \left[-(1+M) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 - (1+M)(1+k_i + k_d) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 R^2 + \right. \\
 & \left. 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \left[1 + M \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right) \left(\frac{R}{1-R} \right) \right] \right] / \left[(1+M)(1+k_i) - \text{seg. y ter. miembro del numerador} \right]
 \end{aligned} \tag{3.48}$$

Finalmente:

$$H = \frac{-(1+M) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right)^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 + A}{(1+M)(1+k_i) - A} \tag{3.49}$$

Donde:

$$A = -(1+M)(1+k_i + k_d) \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right)^2 + 2R \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} + 1 \right) \left[1 + M \left(\frac{M\rho_1}{\rho_1} \right) \left(\frac{R}{1-R} \right) \right] \tag{3.50}$$

3.9. COMPARACIÓN DE LOS DESARROLLOS.

Las gráficas con las que se realizó la interpretación de ambos desarrollos se presentan en el apéndice D y son para determinados valores de R y considerando que $KN = 0.03$ y $KTD = 0.2$, por lo que para otros valores de la relación de áreas o de los coeficientes de pérdida, el comportamiento de las curvas será diferente al que se muestra en las gráficas antes mencionadas.

De las gráficas se puede observar, tomando como referencia la gráfica 1; la cual no considera variación en la densidad del fluido motriz con respecto al de la formación, que mientras menor sea la densidad del fluido inyectado se tienen incrementos en la relación de gastos (M), siendo éstos mayores cuando se tiene una diferencia del - 40%, como se ve en la gráfica 7 y menores al tratarse de un fluido 15% menos pesado que el fluido de la formación. Por otro lado, al emplearse fluidos mas pesados se presenta una disminución de M, siendo de mayor consideración cuando se tiene un fluido 40% más denso que el producido.

Por lo tanto, se puede concluir que si se tiene una diferencia entre ambos fluidos, motriz y de formación, menores o mayores al 15% se puede considerar, para cuestiones prácticas, que las densidades son iguales dado que la diferencia no es considerable; de otro modo, se debe utilizar la curva de comportamiento adimensional que considere las respectivas densidades de los fluidos para poder determinar el valor de R correspondiente al valor de H (relación de presiones).

Otra aspecto importante por resaltar, es que entre más ligero sea el fluido motriz, las curvas tienden más rápidamente a converger a un mismo valor de H, por el contrario, mientras más pesado sea el fluido inyectado, el comportamiento de las curvas tiende a converger a un mismo valor de M.

El programa BIJ para Windows Ver. 1.0, realiza el diseño de la geometría de la bomba jet considerando un fluido motriz del orden de 0 a 25% más pesado que el de la formación productora y considerando que el flujo es monofásico, por lo que se recomienda su aplicación al tratarse de un pozo con éstas características.

3.10. EFICIENCIA.

La eficiencia de una instalación de bombeo hidráulico tipo jet está definida como la relación de potencia ganada por los fluidos del pozo y la pérdida de potencia del fluido motriz.

La potencia adquirida por los fluidos del pozo es:

$$(HP)_{\text{u}} = \alpha q_v (P_2 - P_1) \quad (3.51)$$

y la pérdida de potencia del fluido motriz es:

$$(HP)_{q_1} \alpha (P_1 - P_2) \quad (3.52)$$

De las ecuaciones (3.37) y (3.38) se tiene que la eficiencia es:

$$E = \frac{(HP)_{q_2}}{(HP)_{q_1}} = \frac{q_1(P_2 - P_1)}{q_1(P_1 - P_2)} \quad (3.53)$$

Se observa que el término del lado derecho de la ecuación (3.53) es:

$$M \times H = \frac{q_1}{q_1} \times \frac{P_2 - P_1}{P_1 - P_2} \quad (3.53 a)$$

Finalmente.

$$E = MH = \frac{q_1(P_2 - P_1)}{q_1(P_1 - P_2)} \quad (3.54)$$

3.11. CURVAS DE COMPORTAMIENTO ADIMENSIONAL

El comportamiento de las bombas jet geoméricamente similares, que se encuentran operando para el mismo número de Reynolds está descrito por las ecuaciones (3.31), (3.36) y (3.54). En la Fig. 3.12 se muestra una gráfica de H contra M para diferentes valores de R, la eficiencias se grafica como una función de M. Estas curvas se elaboraron usando los coeficientes de pérdida establecidos por Gosline y O'Brien, es decir:

$$k_1 = 0.03, k_2 = 0, k_3 = 0.19, k_4 = 0.01$$

La relación de áreas seleccionadas cubren un rango amplio desde una carga alta para gastos bajos ($R = 0.5$) hasta una carga baja y gastos altos ($R = 0.15$).

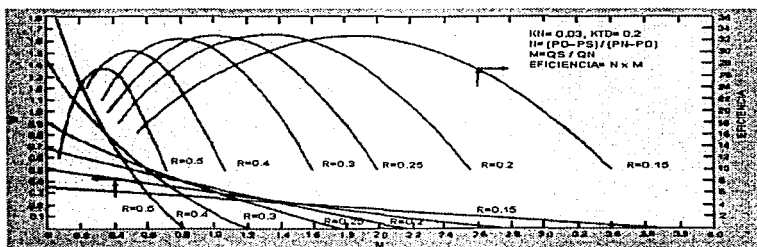


Fig. 3.12. Comportamiento de M-H para Diferentes Valores de R.

3.11. FLUJO EN LA TOBERA

La ecuación (3.28) puede ser arreglada de tal manera que se pueda determinar la velocidad en la tobera:

$$v_1 = \sqrt{\frac{2g(H_1 - H_2)}{(1+k_1) - (1+k_1)M^2\left(\frac{R}{1-R}\right)^2}} \quad (3.55)$$

De la cual se tiene que:

$$q_1 = v_1 A_1 = A_1 \sqrt{\frac{2g(H_1 - H_2)}{(1+k_1) - (1+k_1)M^2\left(\frac{R}{1-R}\right)^2}} \quad (3.56)$$

La ecuación (3.56) indica que el flujo a través de la tobera está en función de la diferencia de carga ($H_1 - H_2$) y del gasto de succión (q_1).

Cunningham encontró que el flujo en la tobera se comporta como:

$$q_1 = A_1 \sqrt{\frac{2g(P_1 - P_2)}{\rho(1+k_1)}} \quad (3.57)$$

donde el total de carga tiene que ser reemplazado por las presiones estáticas como se hizo anteriormente. Se observa que la presión de descarga P_2 no interviene en la ecuación (3.57)

3.13. CAVITACION.

A partir de la ecuación (3.24) la presión en la entrada de la cámara de mezclado (P_a) siempre es menor que la carga a la succión H_1 . Si P_a es menor a P_v (presión de vapor del fluido bombeado) entonces se presenta la cavitación. Ya que P_v es la presión mínima permisible a la entrada de la cámara, el gasto a la succión bajo estas condiciones es el máximo para el valor de H_1 correspondiente.

Tratar de bajar P_a a que sea menor a P_v incrementando el gasto en la tobera provoca mayor volumen de vapor en la succión. Por lo que el choque de las burbujas de vapor contra la cámara ocasiona un daño severo debido a los microcohetes a alta velocidad resultado del colapso asimétrico de las burbujas.

Cunningham y Brown demuestran por medio de la siguiente ecuación, que el límite del valor de M en el punto de cavitación es:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{\frac{P_1 - P_v}{I_c H_1}} \quad (3.58)$$

Donde H_1 es la carga por velocidad jet obtenida de la ecuación (3.28), e I_c es al índice de cavitación determinado experimentalmente, por tanto, de ésta forma se tiene:

$$H_1 = \frac{P_1 - P_v}{(1+k_1) - (1+k_1)M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \quad (3.59)$$

Sustituyendo la ecuación (3.59) en la ecuación (3.58) y simplificando:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{1+k_1} \sqrt{\frac{(P_1 - P_v)/(P_1 - P_v)}{I_c + (P_1 - P_v)/(P_1 - P_v)}} \quad (3.60)$$

Si $P_v = 0$

$$M_c = \frac{R}{1-R} \sqrt{1+k_1} \sqrt{\frac{P_1}{I_c (P_1 - P_v) + P_1}} \quad (3.61)$$

Donde $k_1 = 0$; para los demás parámetros diferentes investigadores determinaron empíricamente el valor de l_1 el cual está comprendido entre 0.8 y 1.67. En la práctica se considera que el valor de l_1 es de 1.35. Cuando se experimenta un incremento del valor de M hasta alcanzar M_1 se tendrá cavitación en la entrada de la cámara de mezclado y el comportamiento de la bomba se desvía del esperado por las curvas H-M.

3.15. DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.

Existen dos relaciones que se deben de satisfacer cuando se realiza el diseño de una bomba jet. La primera sólo se aplica a la tobera y define el gasto al cual puede ser bombeado el fluido a través de un tamaño dado y una caída de presión. Por lo que la ecuación (3.57) puede reacomodarse de la siguiente manera, para utilizarla con unidades de campo.

$$q_1 = 832A_1 \sqrt{\frac{P_2 - P_1}{GN}} \quad (3.62)$$

La segunda relación se refiere al comportamiento adimensional de las curvas de bombeo que relacionan las tres presiones (P_1 , P_2 y P_3) y los dos gastos (q_1 y q_3):

$$N = \frac{2R + (1 - 2R) \left[\frac{M \times R}{1 - R} \right]^2 - (1 + KTD)R^2(1 + M)^2}{(1 + k_1) - \text{Numerador}} \quad (3.63)$$

donde:

$$\begin{aligned} R &= \frac{A_2}{A_1} && \text{Relación de áreas} \\ M &= \frac{q_3 \times G_2}{q_1 \times GN} && \text{Relación de flujo} \\ N &= \frac{P_2 - P_1}{P_1 - P_2} && \end{aligned} \quad (3.64)$$

A partir de las ecuaciones (3.62) y (3.63) se puede observar que existen dos áreas en la bomba jet que determinan su comportamiento: el área del jet A_1 , que influye en el gasto del fluido motriz, y la relación R que modifica la forma del comportamiento de las curvas.

como se observa en la Fig. 3.13, por lo tanto, las áreas de la tobera y del tubo mezclador son los parámetros que se modifican para ajustar la bomba a las características del pozo.

En la tabla 3.5 se muestran relaciones de área óptimas para un rango de N (relación de presiones, o de H).

Tabla 3.4. Relación de Áreas Óptimas.

RELACION DE AREA	RANGO DE RELACION DE PRESIONES
0.60	2.930-1.300
0.50	1.300-0.839
0.40	0.839-0.538
0.30	0.538-0.380
0.25	0.380-0.286
0.20	0.286-0.160
0.10	0.160-

Si resolvemos la ecuación (3.64) para P_1 se tiene:

$$P_1 = \frac{P_2 - P_3}{N + P_2} \quad (3.65)$$

Donde el término P_1 es una combinación de la presión de operación en superficie, la presión hidrostática del fluido motriz y cualquier otra pérdida de presión del fluido motriz en la TP. De la ecuación (3.65) se observa que valores grandes de N para valores fijos de P_3 , darán como resultado valores pequeños de P_1 . Esto resultaría en una presión de operación superficial menor, así como en un requerimiento de potencia también menor.

Haciendo referencia a la Fig. 3.13, lo anterior significa, que para valores dados de M, la curva que proporcionaría la menor presión de operación es la curva que da los valores más altos de N para ese valor de M. Esto sugiere el uso del comportamiento de curvas de diseño, ésta curva se construye con segmentos de línea que representan el valor máximo de N, o bien, el comportamiento de la curvas de diseño es la envolvente superior de la familia de curvas de la Fig. 3.13 asociado con segmentos de línea con su valor correspondiente de relaciones de área. La Fig. 3.14 representa a esta curva de diseño.

Comportamiento Adimensional

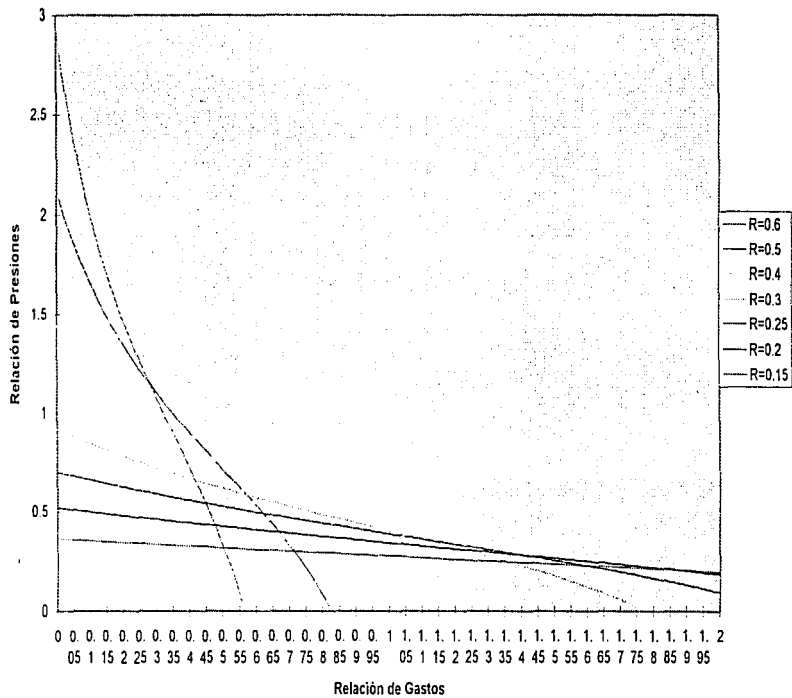
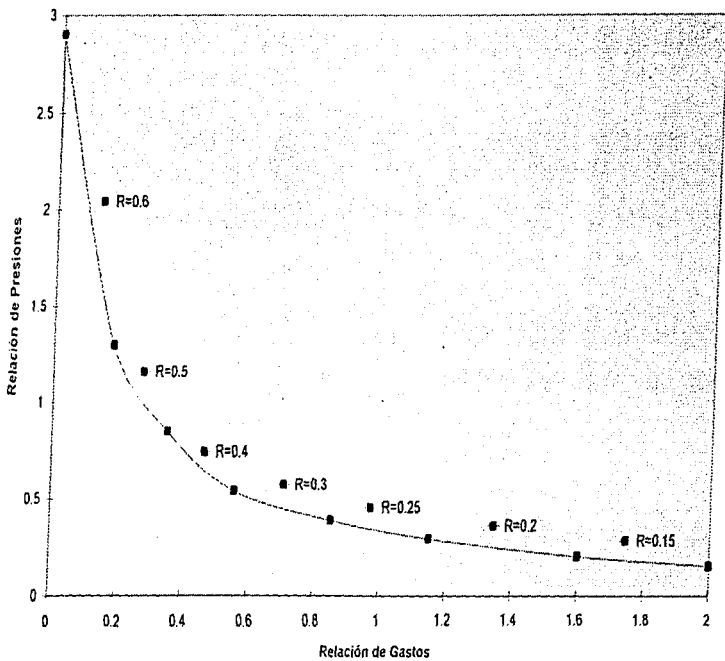


Fig. 3.13

Curva de Diseño



La ecuación (3.62) se utiliza para encontrar el tamaño exacto de la tobera A_j y de esta forma realizar el diseño óptimo de una bomba jet.

Es importante mencionar que para calcular la geometría de una bomba jet se debe especificar la presión superficial deseada y considerar como regla general que la eficiencia total más alta se obtendrá con las presiones de operación superficial más elevadas.

Los objetivos en realizar un diseño óptimo de la bomba son principalmente: diseñar una bomba que demande la menor potencia en superficie y por último, que no se presenten los efectos de cavitación.

Para cuestiones prácticas en los cálculos realizados en el campo, el índice de cavitación se calcula con la siguiente ecuación.

$$M_i = \frac{1 - R}{R} \sqrt{\frac{P_s}{1.3(P_s - P_i)}} \quad (3.66)$$

donde:

$$k_j = 0$$

$$k_s = 0$$

$$I_c = 1.3, \text{ de la ecuación (3.61)}$$

3.16. SECUENCIA DE CALCULO.

A continuación se presenta la secuencia de cálculo que se recomienda a seguir en un pozo productor de aceite para realizar el diseño de la geometría de una bomba jet (la secuencia para el diseño para pozos con producción de gas se tratará más adelante). Se recuerda que la nomenclatura, así como las unidades que se emplean se localizan al final de este capítulo.

PASO 1.- Suponer una presión de operación superficial deseada, P_i .

PASO 2.- Suponer, como un valor inicial, $M = 1$, este valor sólo se utilizará para los cálculos iniciales de las pérdidas de presión.

PASO 3.- Calcular el gradiente de presión del aceite producido, para su gravedad API.

$$G_o = \frac{0.43 \times 141.5}{131.5 + \text{API}} \quad (3.67)$$

donde la constante 0.43 es un factor de conversión.

PASO 4.- Calcular el gradiente de presión del fluido producido, considerando los gradientes del agua y del aceite.

$$G_s = W_c \times G_w + (1 - W_c) \times G_o \quad (3.68)$$

PASO 5.- Estimar el factor de volumen de formación.

$$BT = \left[1 + 2.8(GOR/P_1)^2 \right] (1 - W_c) \times G_o \quad (3.69)$$

PASO 6.- Calcular el gasto de fluido motriz, basado en el gasto de producción deseado y de la relación de flujo (M)

$$q_1 = \frac{G_s \times q_2 \times BT}{GN \times M} \quad (3.70)$$

PASO 7.- Calcular las pérdidas de presión.

$$PF = \left[\frac{0.00000202 \times L}{(D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2) \left(\frac{D}{D_1 - D_2} \right)^{0.71}} \left(\frac{D_1^2 - D_2^2}{D_1 - D_2} \right)^{0.21} \right] \left[\left(\frac{\mu}{G} \right)^{0.21} G \right] q^{1.79} \quad (3.71)$$

ϕ int. de TR	ϕ int.
ϕ ext. de TP	0

PFN = Pérdida de presión en el fluido motriz.

PFD = Pérdida de presión de la mezcla de fluidos.

PASO 8.- Calcular la presión en la tobera de fluido motriz. P_1 es la suma de la presión de operación más la presión hidrostática menos las pérdidas de presión en la TP.

$$P_1 = P_1 + (GN \times D) - PFN \quad (3.72)$$

PASO 9.- Calcular el gasto de la mezcla de fluidos. q_2 es la suma del gasto producido y el gasto del fluido motriz.

$$q_2 = q_1 + q_1 \quad (3.73)$$

PASO 10.- Calcular el gradiente de la mezcla de fluidos, GD, el cual es un promedio de los gradientes del fluido motriz y de el fluido producido.

$$GD = \frac{(G_1 \times q_1) + (GN \times q_1)}{q_2} \quad (3.74)$$

PASO 11.- Calcular la fracción de agua de los fluidos producidos. WCD, la cual puede ser calculada basada en los gradientes del aceite, agua y mezcla de fluidos.

$$WCD = \frac{GD - GO}{GW - GO} \quad (3.75)$$

PASO 12.- Determinar la relación gas-liquido (RGL).

$$RGL = \frac{q_1(1 - WC)RGA}{q_2} \quad (3.76)$$

PASO 13.- Determinar la viscosidad de la mezcla de fluidos, μ_D , la cual es un promedio de las viscosidades del agua y del aceite.

$$\mu_D = \text{WCD} \times \mu_w + (1 - \text{WCD}) \times \mu_o \quad (3.77)$$

PASO 14.- Determinar la presión de descarga. P_2 es la suma de la presión hidrostática en el conducto de retorno de los fluidos, las pérdidas de fricción y la contrapresión en la cabeza del pozo. Si la RGL que se produce es menor que 10, determinar PFD con la ecuación (3.67).

$$P_2 = P_{wh} + GD \times D + \text{PFD} \quad (3.78)$$

Para valores de RGL mayores a 10, se utilizarán las correlaciones de gradiente de flujo para determinar a P_2

PASO 15.- Calcular el nuevo valor de la relación de presiones, la cual se determina de su definición (ecuación 3.36)

PASO 16.- Basado en el valor de N y usando la Fig. 3.14 o la tabla 3.5, se determina la relación óptima de áreas (R).

PASO 17.- Utilizando el comportamiento de la curva de diseño, fig.3.14, encontrar el nuevo valor de M correspondiente al valor de N del PASO 15. O bien, de manera analítica, utilizando las ecuaciones de el apéndice E usando el valor de R de la tabla 3.5.

PASO 18.- Comparar el nuevo valor de M con el valor anterior. Si la diferencia es menor al 1% se considera que la solución converge y se sigue con el PASO 19. De lo contrario, se regresa al PASO 6 utilizando el valor calculado de M.

PASO 19.- Calcular la relación de flujo en el límite de cavitación, utilizando ecuación (3.66).

PASO 20.- Si $M < M_c$, los efectos de cavitación no representan un problema y se pasa al PASO 24. Pero, si $M > M_c$, se presentan los efectos de cavitación, por lo que se requiere de realizar ajustes al diseño y se continúa con la secuencia de cálculo

PASO 21.- Cuando $M = M_c$, se usa el valor seleccionado de R en la ecuación (3.63) para calcular la relación de presiones, N. Otra forma para determinar N es con la fig. 3.13 correspondiente al valor de M_c . Si el valor de R se mantuviera constante no existirían los efectos de cavitación.

PASO 22.- Calcular una presión de operación reducida para evitar cavitación.

$$P_r = \frac{P_s - P_v}{N} + P_2 - (GN \times D) + PFN \quad (3.79)$$

PASO 23.- Repetir la secuencia de cálculo, desde el PASO 5 para comprobar que no se presentan los efectos de cavitación.

PASO 24.- Calcular el área de tobera requerida, para calcular el gasto de fluido motriz, utilizando la ecuación (3.62).

La relación de área determinada en el PASO 16 hasta el área de tobera calculada en el PASO 24 definen la geometría óptima de una bomba jet para la presión de operación superficial designada. El área de tobera que se calcula por medio de la ecuación anterior, es un tamaño ideal para que pase el gasto del fluido motriz. Desafortunadamente éste tamaño no se encuentra disponible comercialmente, por lo que el siguiente paso es seleccionar el tamaño de tobera, que proporcionan los fabricantes (apéndice B) más cercano al calculado. Posteriormente se selecciona el tubo mezclador que hará juego con la tobera seleccionada y ambas áreas corresponden a la relación de área óptima

3.17. SUMERGENCIA DE LA BOMBA.

En los sistemas de bombeo hidráulico, al hablar de sumergencia de la bomba se hace referencia al porcentaje de la columna hidráulica del fluido que se encuentra por arriba de la profundidad de colocación de la bomba jet para evitar los efectos de cavitación.

La cavitación se presenta si el porcentaje de sumergencia es menor al 20% de la profundidad total del pozo. En la medida en que la sumergencia sea mayor, la eficiencia de operación de la bomba se ira incrementando. Por ejemplo, para que una bomba opere a su máxima eficiencia se requiere de un porcentaje entre un rango de 30 y 40% de la

profundidad del pozo. Esto es, en un pozo de 10,000 pies de profundidad, se necesita de 3,000 a 4,000 pies de fluido sobre la succión de la bomba para poder evitar la cavitación, cuando se opera a una eficiencia máxima.

Como conclusión se tiene que para poder evitar la presencia de cavitación se necesita un nivel de fluido sobre la bomba igual al 20% o más de la profundidad total del pozo.

3.17. DISEÑO DEL BOMBEO HIDRAULICO JET EN POZOS PRODUCTORES DE GAS.

Una instalación típica para un pozo productor de aceite, la bomba jet es circulada hacia el fondo del pozo por el interior de la TP donde la bomba se instala en la cámara de fondo. Si en la instalación se coloca un empacador, la mezcla de fluidos se eleva a la superficie a través del espacio anular entre la TR y la TP. En caso contrario, no instalando empacador, se instala una tubería adicional por la cual regresan los fluidos de la formación y motriz hacia la superficie. Este tipo de aparejo es conocido con el nombre de instalación paralela y se ilustra en la fig. 3.15.

Es importante puntualizar, que los aspectos a considerar en un pozo con producción de gas son: el efecto que produce el gas en el gradiente de los fluidos de retorno, así como los efectos de cavitación que resultan más difíciles de prevenir, y el efecto de las dos fases, que resulta del mezclado de fluidos en el tubo mezclador, como también la difícil predicción en el comportamiento del difusor por la mezcla en dos fases.

Cunningham, encontró que si un cierto volumen de gas se incorpora a un cierto volumen de líquido, como si fuera líquido, el comportamiento de las curvas es relativamente el mismo al estándar de las curvas adimensionales cuando no manejan gas, anteriormente mencionadas. Por lo que la ecuación que define la relación de flujo queda de la siguiente forma:

$$M = \left[\frac{q_1 + q_g}{q_1} \right] \left(\frac{GS}{GN} \right) \quad (3.80)$$

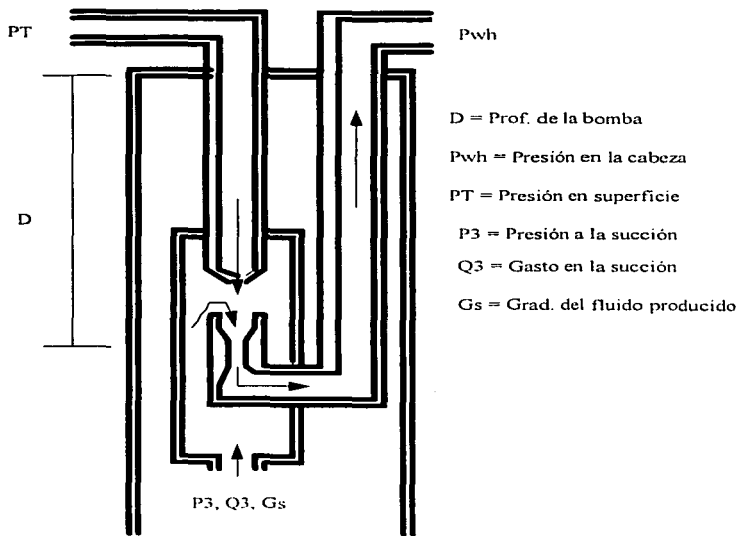


Fig. 3.15. Instalación Paralela.

De las correlaciones empíricas que obtuvo Standing para pozos con producción de gas, la ecuación (3.68) se transforma en:

$$M = q_1 \left\{ \left[1 + 2.8 \left(\frac{RGA}{P_1} \right)^{1.2} \right] (1 - Wc) + Wc \right\} \times \left[\frac{q_1}{q_1 \times GN} \right] \quad (3.80)$$

Otro factor que afecta la presencia de gas, como ya se mencionó, es la cavitación, por lo que es necesario afectarla por un factor de corrección; de esta manera el área adicional requerida para el flujo de gas es:

$$AG = \frac{q_1(1-WC)RGA}{24,650 P_1} \quad (3.82)$$

y el área mínima para evitar cavitación:

$$ASM = q_1 \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{GS}{P_1}} + \frac{(1-WC)RGA}{24650P_1} \right] \quad (3.83)$$

Si en un pozo se considera una instalación con venteo de gas, y la RGA en la succión de la bomba es mayor que la RGA total, se utilizarán las ecuaciones (3.81), (3.82) y (3.83) para el diseño de la bomba jet. En la fig. 3.16 aparecen las RGA apropiadas para diferentes valores de P_1 y varias gravedades API en pozos con producción de gas. Si la RGA total es menor que el valor leído en la fig. 3.16 se tendrá que emplear la RGA total para realizar el diseño. En ambos casos se utiliza la secuencia de cálculo que se ilustro con anterioridad.

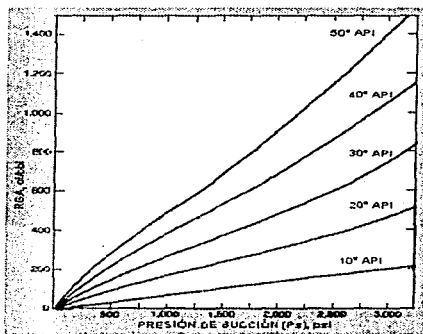


Fig. 3.16. RGA como Función de la Presión de Succión y Diferentes °API en Sistemas con Venteo de Gas.

DESARROLLO DEL PROGRAMA DE COMPUTO

4.1. ANTECEDENTES:

Como en los últimos años se ha venido desarrollando el área de sistemas artificiales, entre otras (pozos fluyentes e instalaciones superficiales), en la industria petrolera y con el propósito de proporcionar a los estudiantes de Ingeniería Petrolera, de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, interesados en el Bombeo Hidráulico Tipo Jet, un método y procedimientos de cálculo para el diseño y evaluación de éste tipo de instalaciones se desarrolló el programa de cómputo BHJ para Windows Ver. 1.0

El programa BHJ para Windows Ver. 1.0 se elaboró en el lenguaje de programación Visual Basic, el cual trabaja bajo ambiente Windows permitiendo una programación orientada a objetos, a los cuales se les asigna las propiedades más convenientes para la ejecución de los programas y que contengan las ventanas necesarias para facilitar al usuario el manejo de los mismos

4.2. REQUERIMIENTOS:

El programa BHJ para Windows Ver. 1.0, denominado de aquí en adelante como BHJ, trabaja en una computadora personal (PC) con los requerimientos y/o características que a continuación se enlistan:

1. EQUIPO Y PERIFERICOS NECESARIOS:

- Computadora IBM PC o compatible
- 486 ó Pentium con procesador matemático. Se recomienda procesador Pentium de 100 ó más Mhz de velocidad
- Disco duro con capacidad mínima de 80 MB
- Memoria RAM mínima de 4 MB

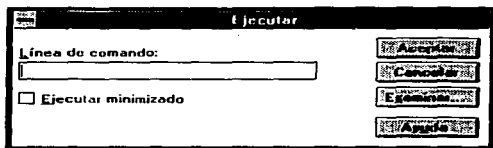
- Monitor de color VGA (recomendable).
- Mouse.

2. SOFTWARE REQUERIDO.

- Sistema operativo MS-DOS Ver. 5.0 o posterior.
- Windows Ver. 3.1 o posterior.

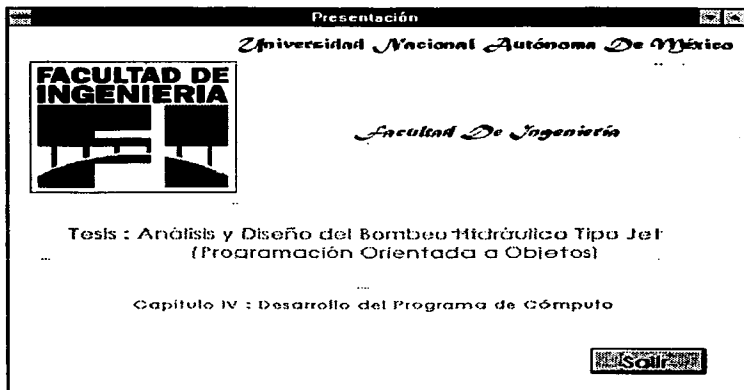
4.3. EJECUCION.

La ejecución del BHJ, se realiza de la siguiente manera: Desde el administrador de programas se usa la opción ARCHIVO - Ejecutar, donde aparece una pantalla como la que se muestra a continuación:



Aquí deberá teclear A: **BHJ** y ENTER después de haber introducido el disco en la unidad correspondiente.

La pantalla de ejecución es la siguiente:



¿CUAL ES LA APLICACION DE LOS BOTONES DE COMANDO?

Estos, realizan funciones específicas y se presentan durante todo el programa, a continuación se enlistan junto con su aplicación:



Permite continuar con la captura y/o procesar.

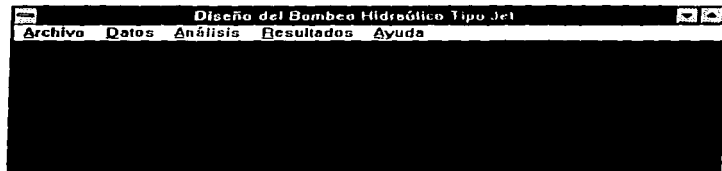


Permite regresar al control o a la pantalla anterior sin procesar.

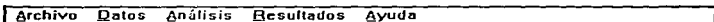


Tiene la misma aplicación que OK.

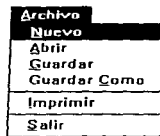
Al pulsar el comando SALIR, de la presentación, se despliega la siguiente pantalla:



En esta pantalla se presenta una barra de menús, los cuales se explican a continuación:



Menú Archivo:



Analicemos cada una de sus opciones

Nuevo:

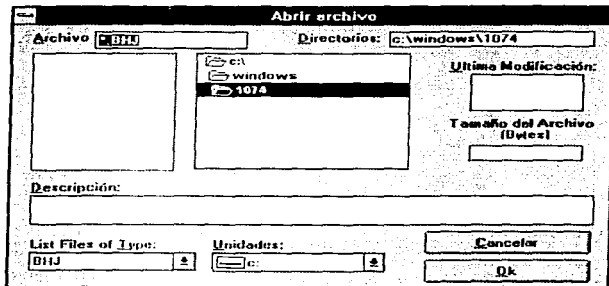
Esta opción se utiliza para iniciar un estudio nuevo. Al hacer click sobre él, borra la información que pudiera estar cargada de algún otro análisis. En caso de que exista un archivo abierto y se haya entrado a alguna de sus opciones, al utilizar ésta, se desplegará una pantalla como la siguiente



Esta pantalla indica que el archivo actualmente en memoria ha sufrido algún cambio, por lo que antes de iniciar un nuevo archivo, se puede guardar los cambios pulsando **OK** o presionar **CANCELAR** para regresar a la pantalla principal y realizar alguna otra operación.

Abrir:

Al seleccionar esta opción aparece la siguiente pantalla:



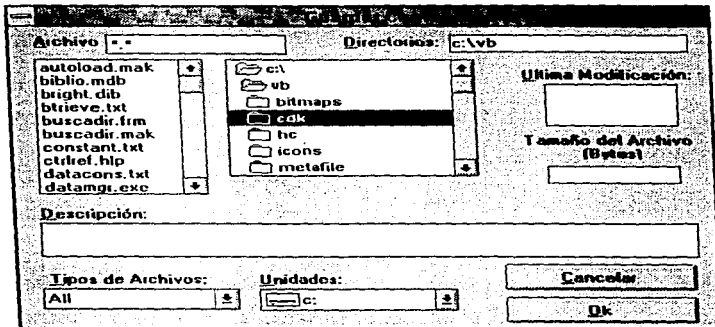
En esta pantalla, se selecciona el archivo que se desea abrir, especificando la ruta donde se encuentra (unidad, subdirectorio, tipo de archivo y archivo a abrir), una vez que se selecciona, automáticamente despliega sus características como son: su descripción, su tamaño (en bytes) y la fecha en que se hizo la última modificación.

Guardar:

Esta opción guarda la información que actualmente se tiene en memoria, en el archivo de trabajo. Si no se tiene un archivo abierto, se genera un archivo cuyo nombre es el mismo del campo, "Nombre del pozo".

Guardar Como:

Esta opción se utiliza cuando se desea guardar un archivo con otro nombre o para darle un nombre a un archivo nuevo.



Se selecciona unidad, subdirectorio, tipo de archivo y se teclea el nombre del archivo que contendrá la información o se elige uno ya existente para sobrescribirlo. (Por omisión desplegará la descripción del archivo seleccionado en la pantalla de "Descripción", así como el tamaño del archivo, fecha y hora de la última modificación).

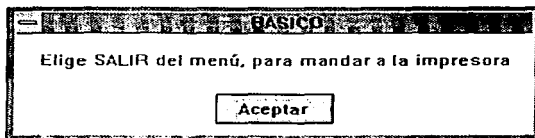
Si se usa la opción **Guardar Como**, sin haber seleccionado algún archivo o sin haber capturado información en las pantallas, se despliega el siguiente mensaje:



En el apéndice F se muestran los mensajes de error que se pudieran presentar durante la ejecución del programa, así como sus posibles causas y soluciones.

Imprimir:

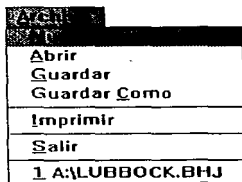
Para poder mandar los resultados a la impresora, una vez seleccionada la opción **Imprimir**, en el menú, se tendrá que seleccionar la opción **Salir**, del mismo menú **Archivo**.



Una vez seleccionado **Salir**, se mandarán a la impresora los datos proporcionados en la opción **Descripción detallada**, del menú **Datos** y los resultados obtenidos del diseño.

Lista:

En esta sección se presenta una lista de los cuatro últimos archivos que han sido utilizados por B.H.J. En el ejemplo que se muestra solo aparecen un archivo.



Para tener acceso a cualquiera de estos archivos, sólo es necesario seleccionarlo con el mouse.

Salir:

Permite abandonar el BHJ, si no se ha modificado el archivo desde la última vez que fue guardado, la salida será automática.

En caso de haber modificado uno o más datos y no haber guardado el archivo con anterioridad, se presenta la misma pantalla que cuando se abre un archivo en memoria.

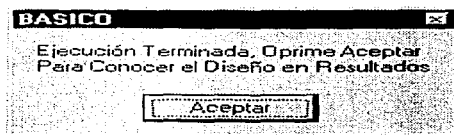
Datos:

En este menú se invocan las pantallas para introducir o modificar la información del estudio.

Estas opciones se explican más adelante, ya que requieren de un análisis detallado de la información que se pide en las pantallas correspondientes.

Análisis:

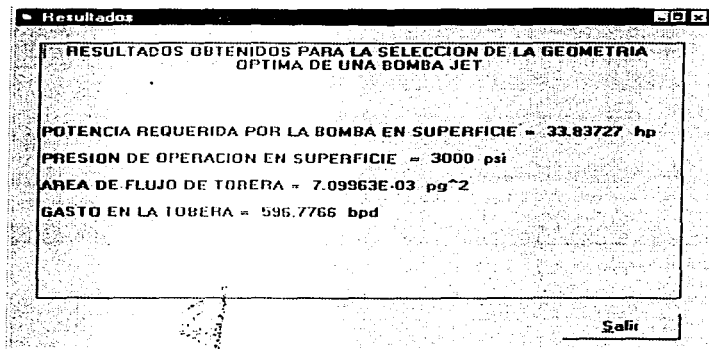
Cuando se selecciona la opción Análisis en el menú, se despliega la siguiente pantalla.



La cual indica que el proceso de cálculo para determinar la geometría óptimo de la bomba jet ha terminado, y al pulsar el comando **Aceptar** se regresa a la pantalla principal, en donde el programa esta listo para desplegar los resultados obtenidos del diseño al seleccionar el Menú **Resultados**.

Menú Resultados:

Al seleccionar este menú, se despliega la pantalla que contiene los resultados que proporciona la secuencia de cálculo que se activa con el Menú **Análisis**.



Entre los resultados que proporciona el programa se encuentran:

- La potencia requerida por la bomba en superficie.
- La presión de operación en superficie.
- El área de flujo de la tobera, y
- El gasto que pasa a través de la tobera.

Menú **Ayuda**:

Las opciones que se despliegan son:

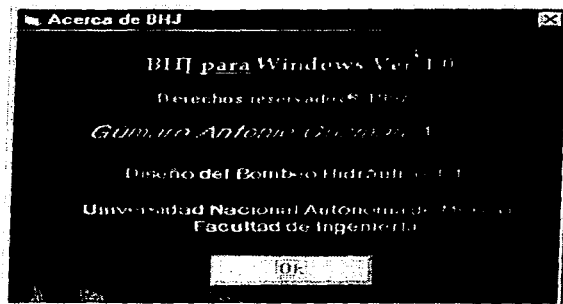


Índice:

Esta opción no se encuentra disponible en el BHJ.

Acerca de...:

Al elegir ésta opción se despliega la pantalla.



Esta pantalla presenta la información del programador, del desarrollo del Programa de Bombeo Hidráulico Tipo Jet, así como otros datos relacionados con la tesis.

4.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ESTUDIO.

En el Menú **Datos** se despliega una lista con dos opciones, las cuales son **Descripción General** y **Descripción Detallada**, como se muestra en la siguiente pantalla:



La primer pantalla permite capturar la **Descripción general del estudio**. Al seleccionar esta opción aparece la siguiente pantalla:

A screenshot of a data entry form titled "Descripción general". The form contains the following fields and controls:

- Campo**: A text input field.
- Yacimiento**: A text input field.
- Pozo**: A text input field.
- Comentarios:**: A large text area with scrollbars.
- Compañía**: A text input field.
- Analista**: A text input field.
- Fecha de Análisis**: A text input field containing the value "25/03/96".
- Cancelar**: A button at the bottom left.
- OK**: A button at the bottom right.

Esta pantalla sirve para registrar los datos generales del pozo, al cual se le realiza el estudio. La información que se captura es la siguiente

1. **Campo**: Define el nombre del campo al cual pertenece el pozo en estudio

2. **Yacimiento:** Se proporciona el nombre de la formación o yacimiento del pozo en estudio.
3. **Pozo:** Define el nombre del pozo. Este nombre se utiliza para generar el nombre al archivo.
4. **Analista:** Define el nombre de la persona que realiza el estudio.
5. **Fecha de Análisis:** Automáticamente asigna la fecha mostrada por el sistema operativo. En caso de trabajar en un archivo ya creado, este contendrá la fecha en la que se introdujeron los datos. El formato es dd/mm/aa - 10/01/74 por ejemplo.
6. **Comentarios:** Se capturan los comentarios pertinentes con respecto al estudio (estos servirán para identificar el estudio de manera rápida y se desplegarán en la pantalla, "Abrir un archivo", como referencia).
7. **Compañía:** Define el nombre de la compañía que realiza el estudio.

Los nombres mencionados son opcionales con excepción del nombre del pozo que el programa lo utiliza para generar el nombre del archivo en el cual guardará la información. Si no se teclea el nombre del pozo, al oprimir **OK**, se desplegará la siguiente pantalla:



Si se selecciona la segunda opción **Descripción Detallada**, nos permite introducir la información requerida por el BIJJ, para poder realizar el diseño de una instalación de Bombeo Hidráulico Jet, y la pantalla que se despliega se presenta a continuación:

Información Requerida					
Datos Generales					
PT	3000	psi	RGA	0	pie ³ /hl
API	30	*API	D	5000	pies
WC	.3	fracción	$\mu\omega$.55	cp
GW	.45	psi/pie	Pwh	100	psi
$\mu\omega$	2.5	cp	DET	2.375	pp
GN	.30	psi/pie	DIT	1.995	pp
QS	500	bpd	DIEA	4.892	pp
PS	1000	psi	KN	.03	Adim.
L	6000	pies	KTD	.2	Adim.

La información que se captura es la que sigue (se deben proporcionar todos los datos en las unidades que se especifican)

1. **Presión de operación en superficie (PT):** Es el valor de la presión en superficie con la cual se desea trabajar.
2. **Densidad del aceite en °API (API):** Es la densidad que tiene el aceite producido a la presión atmosférica
3. **Fracción de agua inyectada (WC):** Es la cantidad de agua (en fracción) que se tiene presente en la corriente del fluido producido.
4. **Gradiente del agua (GW):** Representa la variación de la presión respecto a una distancia
5. **Viscosidad del aceite ($\mu\omega$):** Es una resultante de las fuerzas tangenciales o cortantes del movimiento del fluido que originan las fuerzas de fricción entre sus partículas.
6. **Gradiente del fluido motriz (GN):** Es el mismo caso que el gradiente del agua.
7. **Gasto de producción (QS):** Es el volumen de aceite que se desea producir.

8. **Presión de succión (PS):** Corresponde al valor que se tiene de la presión de fondo fluyendo(Pwf) proveniente de una prueba de producción cuando ya se tienen condiciones estables de gasto y presión en el pozo.
9. **Viscosidad del agua (μ_w):** Mismo caso que la viscosidad del aceite.
10. **Relación gas-aceite (RGA):** Es la cantidad de gas producido en un barril de aceite estabilizado a condiciones estándar.
11. **D:** Profundidad vertical del pozo.
12. **L:** Longitud total de la TP
13. **Pwh:** Presión que se registra en la cabeza del pozo
14. **DET:** Diámetro exterior de la TP
15. **DIT:** Diámetro interior de la TP.
16. **DIEA:** Diámetro interior del espacio anular.
17. **KN:** Coeficiente de pérdida de la tobera.
18. **KTD:** Coeficiente de pérdida del difusor-garganta.

APLICACION PRACTICA A UN CASO DE CAMPO

El objetivo principal de este capítulo es mostrar con un ejemplo de campo la diferencia que existe en el diseño de la geometría de la bomba jet al considerar en los cálculos a la densidad constante y variable entre el fluido motriz y de formación. Se considera un pozo de Lubbock, Texas en donde la compañía Guiberson Division Dresser Industries, Inc. realizó el diseño de la bomba subsuperficial. De acuerdo con la información que se presenta en la tabla 5.1.

En la tabla 5.2 se presentan los resultados obtenidos por la compañía Guiberson y con el programa BHJ, donde se incluyen las áreas de tobera, así como la potencia requerida por la bomba triplex, la presión máxima de operación, el gasto que pasa a través de la tobera y la relación de áreas (R).

Los resultados que se obtienen con el programa BHJ consideran un fluido motriz 25% más pesado que el fluido de formación, y su gráfica de relación de gastos contra relación de presiones se presenta en el apéndice D.

Es importante recordar que el tamaño de la tobera y de la garganta determina el gasto, mientras que la relación de sus áreas determinan la relación entre la carga producida y el gasto, en otras palabras, entre mayor sea el diámetro de la tobera se tienen grandes cargas y pequeños gastos (Fig. 3.10), lo anterior se debe a que existe un área relativamente pequeña alrededor del jet por donde entran los fluidos del pozo a la bomba. Por el contrario, con diámetros de tobera pequeños se incrementa el gasto de producción pero como la energía de la tobera transporta grandes cantidades de producción se desarrollan pequeñas cargas, de aquí la importancia que tiene la selección del área de la garganta correspondiente al área de la tobera calculada.

Como se menciona en la secuencia de cálculo, que se presenta en el capítulo tres, una vez que se calcula de manera analítica el área de la tobera, se debe buscar en los catálogos

de los fabricantes (apéndice B) el área que se encuentre disponible comercialmente debido a que por lo general no coinciden con los que existen en el mercado.

Tabla 5.1. Datos del Pozo.

Presión superficial	3000 psi	Densidad del aceite	37 °API
Fracción de agua	0.3	Gradiente del agua	0.48 psi/pie
Gradiente del fluido motriz	0.38 psi/pie	Viscosidad del aceite	2.5 cp
Gasto de producción	500 bpd	Presión de succión	1000 psi
Longitud de TP	6000 pies	Profundidad vertical	5000 psi
Relación gas-aceite	0 pies ³ /pie	Viscosidad del agua	0.55 cp
Presión en la cabeza	100 psi	Diám. Ext. TP	2.375 pg
Diám. Int. TP	1.995	Diám. Int. E.A.	4.892
Coefficiente de pérdida en la tobera	0.03	Coefficiente de pérdida en la garganta-difusor	0.2

Al realizar la selección del área de la garganta se debe tener presente que se pueden hacer un gran número de combinaciones de tobera-garganta para producir diferentes gastos, y se debe evitar producir gastos pequeños en áreas pequeñas, porque se tendrían pérdidas considerables de energía debidas al mezclado turbulento entre la gran velocidad del fluido motriz y la baja velocidad del fluido producido. Por otro lado, resulta ineficiente producir grandes gastos con relaciones grandes, debido a las pérdidas por fricción como resultado del movimiento rápido del fluido de la formación a través de un conducto de dimensiones pequeñas (tobera). Por lo tanto, la selección óptima de la relación tobera-garganta debe contemplar el efecto de las pérdidas por mezclado turbulento y las pérdidas por fricción.

Tabla 5.2. Resultados.

Resultado	R	Potencia (HP)	Presión Superficial (psi)	
	0.25	34	3000	0.0071
	0.3	49	3000	0.0097
				597
				860

De la tabla anterior se observa que con una R de 0.25 se tiene el máximo valor de la relación de presiones, para estas condiciones, esto significa que el área del tubo mezclador necesita ser cuatro veces el área de la tobera, y con una R de 0.3 se requiere que el área del tubo mezclador sea casi tres veces y media el área de la tobera, por lo que es claro que al seleccionar el área de la garganta para el caso de Guberson, nos alejamos de la realidad, puesto que para producir 500 bpd con una presión de 3000 psi se requiere inyectar 860 bpd y no 597 bpd como la establece Guberson. lo mismo ocurre con la potencia que demanda la bomba en superficie que es de 49 hp en lugar de 34 hp. De lo anterior se concluye que la geometría óptima para este pozo se realiza con una bomba B+4 cuya área de flujo es de 0.0219 pg².

Se puede concluir, que resulta confiable realizar el diseño de la geometría de la bomba jet con el programa BHI para pozos que no producen gas, siempre y cuando el comportamiento de la bomba domine sobre las pérdidas de presión por fricción.

Cuando se tenga el caso en que el pozo presente producción de gas se recomienda se utilice el programa Jet, correspondiente al Sistema para el Análisis de Producción en Pozos y Líneas Superficiales (SIAPP), realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), el cual, a diferencia de Guiberson, calcula con mayor precisión la presión de descarga por medio de las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales.

Como trabajo adicional a esta tesis se propone seguir desarrollando el programa BHI con las subrutinas correspondientes a las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y se incluyan las ecuaciones que involucren la presencia de gas, que se presentan en el Capítulo tres, ya que el objetivo principal de este trabajo es el desarrollo de las ecuaciones que involucren a la densidad de los fluidos, motriz y de formación, para mostrar las diferencias en el diseño de la bomba jet.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para fines de diseño no se debe considerar las densidades de los fluidos de formación y motriz iguales cuando se tenga una diferencia mayor al 15% (ya sea más pesado o más ligero) del fluido motriz con respecto al de la formación.
- El programa BIJ desarrollado en este trabajo fue validado con resultados reportados en la literatura especializada, y debido a su elaboración en un lenguaje de programación orientado a objetos, resultó en un manejo sencillo para los usuarios.
- El programa de cómputo BIJ para Windows Ver. 1.0 es aplicable cuando la densidad del fluido inyectado es hasta un 25% más pesado que el de la formación productora.
- Las relaciones de área entre la tobera y el tubo mezclador, son los dos parámetros que se modifican para ajustar la bomba a las características del pozo para lograr el diseño óptimo de un Sistema Hidráulico Jet.
- La potencia desarrollada por una Bomba Jet es proporcional a la presión y el gasto del fluido motriz aplicado a la bomba subsuperficial.
- Se debe seleccionar la relación tobera-garganta adecuada para que no se presenten problemas de pérdidas por mezclado turbulento y por fricción. Por lo que la selección de la relación óptima involucra a la relación entre estas dos pérdidas.
- En caso de inyectar gas como fluido motriz es necesario calcular el comportamiento de la curva de diseño, correspondiente a sus respectivas densidades para realizar de manera eficiente el diseño de la bomba subsuperficial. Lo anterior es de gran importancia, ya que se demostró que existe una mayor diferencia, en cuanto a confiabilidad, de los valores obtenidos de la relación de presiones (N) para conocer el valor de la relación de áreas (R).

- En México, aún no se tienen instalaciones de Bombeo Hidráulico Tipo Jet, pero se considera que podrían, para ciertos casos, ser rentables respecto a otros sistemas artificiales de producción. Esta aseveración se basa en:
 - a) Las bombas jet son capaces de producir grandes gastos (10,000 bpd) y fluidos contaminados.
 - b) En pozos con problemas de arenamiento, con altas relaciones gas-aceite, o bien en pozos desviados, el Sistema de Bombeo Hidráulico Jet se considera como una buena alternativa.
 - c) Los costos de instalación son menores que otros Sistemas Artificiales, debido a que pueden producir altos volúmenes o pequeños volúmenes a través de una tubería de diámetro pequeño, sin necesidad de cambiar la existente.
 - d) El costo promedio del sistema completo (superficial y subsuperficial) es competitivo con relación al Bombeo Mecánico y al Bombeo Neumático.
 - e) Este sistema tiene la característica de que si existen problemas de parafinas, corrosión, etc. se le puede agregar al fluido motriz los aditivos necesarios para resolver o minimizar estos problemas.
 - f) La Bomba Jet es de fácil reparación en campo, lo cual reduce su tiempo fuera de operación.
 - g) Existen dos características que limitan a este tipo de bombeo, primeramente se necesita una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación y, como segunda desventaja, su eficiencia mecánica es baja.

NOMENCLATURA

VARIABLE	DEFINICION
AG	Area adicional requerida para el flujo de gas
Aj	Area de la tobera
As	Area anular de la garganta
ASM	Area minima para evitar cavitación
A _i	Area del tubo mezclador
BT	Factor de volumen de la formación
D	Profundida vertical del pozo
D1	Diámetro interior de la TP o TR
D2	Diámetro exterior de la TP
E	Eficiencia
Ej	Energía por unidad de tiempo
Es	Energía por unidad de tiempo proporcionada por los fluidos de la formación
Fd	Pérdida por fricción en el difusor
Ff	Pérdida total de energía
Fj	Pérdida por fricción en la tobera
Fs	Pérdida por fricción en la succión
Fi	Pérdida de energía por unidad de tiempo en la garganta
g	Aceleración de la gravedad
GD	Gradiente de la mezcla de fluidos
GN	Gradiente del fluido motriz a través de la tobera
GS	Gradiente del fluido producido
GO	Gradiente del aceite producido
GOR	Ver RGA

GW	Gradiente del agua
H	Relación de presiones, también conocida con la letra N
H1	Carga total del fluido motriz
H2	Carga total del fluido en la descarga
H3	Carga total del fluido en la succión
Hv	Carga de velocidad del fluido inyectado en la tobera
Ic	Índice de cavitación
k	Constante
k _d	Coefficiente de pérdida en el difusor
k _j	Coefficiente de pérdida en la tobera, conocida como KN
k _s	Coefficiente de pérdida en la succión
k _t	Coefficiente de pérdida en la garganta
L	Pérdida de energía por unidad de tiempo
M	Relación de gastos
Mc	Gasto límite de cavitación
N	Variable algebraica para definir M, ó relación de presiones
Pa	Presión en la entrada de la garganta
Pb	Presión en la salida de la garganta
P1	Presión en la tobera
P2	Presión en la descarga
P3	Presión en la succión
Pb	Presión de saturación
PF	Pérdida de presión en la tubería
PF _D	Pérdida de presión en la mezcla de fluidos
PF _N	Pérdida de presión en el fluido motriz
Pr	Presión promedio en el yacimiento
PT	Presión de operación superficial
Pv	Presión de Vapor
Pwf	Presión de fondo fluyendo
Pwf _s	Presión de fondo estática
Pwh	Presión en la cabeza del pozo
q ₁	Gasto a través de la tobera
q ₂	Gasto a través del tubo mezclador
q ₃	Gasto de la formación
R	Relación tobera-garganta

RGA	Relacion gas-aceite
RGL	Relación gas-liquido
v_j	Velocidad del fluido en la tobera
v_s	Velocidad del fluido en la succión de la bomba
v_i	Velocidad del fluido en la garganta
WC	Porcentaje de agua
WCD	Porcentaje de agua producida
μ_D	Viscosidad de la mezcla de fluidos
μ_O	Viscosidad del aceite
μ_W	Viscosidad del agua
ρ	Densidad del fluido
ρ_f	Densidad del fluido matriz
ρ_s	Densidad del fluido de la formación

APENDICE A

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

	CONDICIÓN	MECÁNICO	CAVIDAD PROGRESIVA	NEUMÁTICO CONTINUO	EMBOLO VIAJERO	ELECTRO-CENTRÍFUGO	HIDRÁULICO TIPO JET	HIDRÁULICO TIPO PISTÓN
TIPO DE	MARINA	POBRE	POBRE	BUENO	BUENO	BUENO	BUENO	BUENO
	TERRESTRE	POBRE	BUENO	BUENO	BUENO	BUENO	BUENO	BUENO
FLUIDO	ALTA RGA	POBRE	BUENO	BUENO	BUENO	POBRE	RAZONABLE	RAZONABLE
	ARENA	RAZONABLE	BUENO	BUENO	POBRE	POBRE	BUENO	RAZONABLE
	PARAFINA	RAZONABLE	RAZONABLE	POBRE	BUENO	RAZONABLE	RAZONABLE	RAZONABLE
	ALTA VISCOSIDAD	RAZONABLE	RAZONABLE	POBRE	POBRE	BUENO	BUENO	RAZONABLE
POZO	DESVIADO	POBRE	POBRE	BUENO	BUENO	RAZONABLE	BUENO	BUENO
	INCrustACIONES	RAZONABLE	RAZONABLE	POBRE	BUENO	POBRE	RAZONABLE	RAZONABLE
	CORROSIÓN	RAZONABLE	RAZONABLE	BUENO	BUENO	BUENO	BUENO	BUENO
	PROF MÁXIMA (m)	5100	2100	3000	3900	4500	5600	
	RANGO DE PROD (ppp)	50-7000		50-100000	2-100	600-96000	40-15000	
FLEXIBILIDAD	VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	POBRE	POBRE	BUENO	POBRE	BUENO CON VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD	BUENO CON RESTRICCIONES	BUENO
	INVERSIÓN INICIAL	UNIDAD, VARILLAS Y BOMBA DE FONDO	VARILLAS Y BOMBA DE FONDO	COMPRESOR, LÍNEAS, VÁLVULAS Y MANDRILES	CONTROL SUPERFICIAL Y EMBOLO	EQUIPO SUPERFICIAL Y BOMBA DE FONDO	EQUIPO SUPERFICIAL Y BOMBAS DE SUPERFICIE Y FONDO	EQUIPO SUPERFICIAL Y BOMBAS DE SUPERFICIE Y FONDO
	COSTO DE OPERACIÓN	ELECTRICIDAD O COMBUSTIBLE	ELECTRICIDAD O COMBUSTIBLE	GAS	GAS OPCIONAL	ELECTRICIDAD	ELECTRICIDAD O COMBUSTIBLE Y FLUIDO MOTRIZ	ELECTRICIDAD O COMBUSTIBLE Y FLUIDO MOTRIZ
	AVANCES RECIENTES	VARILLAS RESISTENTES A LA CORROSIÓN	BOMBA OPERADA CON TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	INSTALACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE	EMBOLO PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	MOTOR DE VELOCIDAD VARIABLE	BOMBA RECUPERACIÓN POR CIRCULACIÓN	CONTROLADOR SUPERFICIAL

*TOMADO DEL PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, OCTUBRE 1991

APENDICE B

TABLA 3.2.- TAMAÑOS DE TOBERA Y GARGANTA

KOBE				NATIONAL				GUIBERSON			
TOBERA		GARGANTA		TOBERA		GARGANTA		TOBERA		GARGANTA	
No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA
1	0.0024	1	0.0060	1	0.0024	1	0.0064	DD	0.0016	0	0.0044
2	0.0031	2	0.0077	2	0.0031	2	0.0081	CC	0.0028	0	0.0071
3	0.0040	3	0.0100	3	0.0039	3	0.0104	BB	0.0038	0	0.0104
4	0.0052	4	0.0129	4	0.0050	4	0.0131	A	0.0055	1	0.0143
5	0.0067	5	0.0167	5	0.0064	5	0.0167	B	0.0095	2	0.0189
6	0.0086	6	0.0215	6	0.0081	6	0.0212	C	0.0123	3	0.0241
7	0.0111	7	0.0278	7	0.0103	7	0.0271	D	0.0177	4	0.0314
8	0.0144	8	0.0359	8	0.0131	8	0.0346	E	0.0241	5	0.0380
9	0.0186	9	0.0464	9	0.0167	9	0.0441	F	0.0314	6	0.0452
10	0.0240	10	0.0599	10	0.0212	10	0.0562	G	0.0452	7	0.0531
11	0.0310	11	0.0774	11	0.0271	11	0.0715	H	0.0661	8	0.0661
12	0.0400	12	0.1000	12	0.0346	12	0.0910	I	0.0855	9	0.0804
13	0.0517	13	0.1292	13	0.0441	13	0.1159	J	0.1257	10	0.0962
14	0.0668	14	0.1668	14	0.0562	14	0.1476	K	0.1590	11	0.1195
15	0.0863	15	0.2154	15	0.0715	15	0.1879	L	0.1963	12	0.1452
16	0.1114	16	0.2783	16	0.0910	16	0.2392	M	0.2463	13	0.1772
17	0.1439	17	0.3594	17	0.1159	17	0.3046	N.	0.3117	14	0.2165
18	0.1858	18	0.4642	18	0.1476	18	0.3878	P	0.3848	15	0.2606
19	0.2400	19	0.5995	19	0.1878	19	0.4938			16	0.3127
20	0.3100	20	0.7743	20	0.2394	20	0.6287			17	0.3750
		21	1.0000							18	0.4513
		22	1.2916							19	0.5424
		23	1.6681							20	0.6518
		24	2.1544								

TOBERLA DD	GARGANTA	0 0000	0 0000										
	R	0 3600	0 2200										
	AS	0 0028	0 0058										
CG	GARGANTA	0 0000	0 0000	0 0000	1 0000								
	R	0 6400	0 4000	0 2700	0 2000								
	AS	0 0018	0 0043	0 0078	0 0115								
DB	GARGANTA	0 0000	0 0000	1 0000	2 0000								
	R	0 6400	0 3700	0 3700	0 3000								
	AS	0 0032	0 0065	0 0105	0 0150								
A	GARGANTA	0 0000	1 0000	2 0000	3 0000								
	R	0 5300	0 3900	0 2900	0 2300								
	AS	0 0048	0 0088	0 0133	0 0185								
B	GARGANTA	0 0000	1 0000	2 0000	3 0000	4 0000	5 0000	6 0000					
	R	0 9200	0 6600	0 5000	0 4000	0 3000	0 2500	0 2100					
	AS	0 0009	0 0048	0 0084	0 0145	0 0218	0 0285	0 0357					
C	GARGANTA	1 0000	2 0000	3 0000	4 0000	5 0000	6 0000	7 0000					
	R	0 8600	0 6500	0 5100	0 3900	0 3200	0 2700	0 2300					
	AS	0 0020	0 0068	0 0118	0 0191	0 0257	0 0330	0 0408					
D	GARGANTA	3 0000	4 0000	5 0000	6 0000	7 0000	8 0000	9 0000					
	R	0 7400	0 5600	0 4600	0 3900	0 3300	0 2700	0 2200					
	AS	0 0064	0 0137	0 0203	0 0276	0 0354	0 0430	0 0528					
E	GARGANTA	4 0000	5 0000	6 0000	7 0000	8 0000	9 0000	10 0000	11 0000				
	R	0 7700	0 6300	0 5300	0 4500	0 3800	0 3200	0 2600	0 2100				
	AS	0 0074	0 0140	0 0212	0 0290	0 0420	0 0564	0 0722	0 0954				
F	GARGANTA	6 0000	7 0000	8 0000	9 0000	10 0000	11 0000	12 0000					
	R	0 6900	0 5900	0 4800	0 3900	0 3300	0 2600	0 2200					
	AS	0 0138	0 0217	0 0346	0 0490	0 0648	0 0880	0 1138					
G	GARGANTA	8 0000	9 0000	10 0000	11 0000	12 0000	13 0000	14 0000					
	R	0 8800	0 7600	0 6700	0 5800	0 5100	0 4300	0 3600					
	AS	0 0208	0 0352	0 0510	0 0742	0 1000	0 1320	0 1712					
H	GARGANTA	10 0000	11 0000	12 0000	13 0000	14 0000	15 0000	16 0000					
	R	0 8900	0 7500	0 6500	0 5700	0 5000	0 4200	0 3600					
	AS	0 0302	0 0534	0 0790	0 1112	0 1504	0 1945	0 2467					
I	GARGANTA	11 0000	12 0000	13 0000	14 0000	15 0000	16 0000	17 0000					
	R	0 7200	0 5900	0 4800	0 4000	0 3300	0 2700	0 2300					
	AS	0 0339	0 0597	0 0917	0 1309	0 1750	0 2272	0 2895					
J	GARGANTA	13 0000	14 0000	15 0000	16 0000	17 0000	18 0000	19 0000					
	R	0 7100	0 5800	0 4800	0 4000	0 3400	0 2800	0 2300					
	AS	0 0515	0 0908	0 1349	0 1871	0 2493	0 3256	0 4167					
K	GARGANTA	15 0000	16 0000	17 0000	18 0000	19 0000	20 0000						
	R	0 6100	0 5100	0 4200	0 3500	0 2900	0 2400						
	AS	0 1015	0 1537	0 2160	0 2922	0 3833	0 4928						
L	GARGANTA	16 0000	17 0000	18 0000	19 0000	20 0000							
	R	0 6300	0 5200	0 4400	0 3600	0 3000							
	AS	0 1164	0 1787	0 2548	0 3460	0 4555							
M	GARGANTA	17 0000	18 0000	19 0000	20 0000								
	R	0 6600	0 5500	0 4500	0 3800								
	AS	0 1287	0 2050	0 2961	0 4055								
N	GARGANTA	18 0000	19 0000	20 0000									
	R	0 6900	0 5700	0 4800									
	AS	0 1395	0 2306	0 3401									
P	GARGANTA	19 0000	20 0000										
	R	0 7100	0 5900										
	AS	0 1575	0 2670										

APENDICE C

***** LISTADO DEL PROGRAMA DENVARI*****

CLS

```
DIM H(1000), E(1000), M(1000)
OPEN "c:\windows\333\DENVARI.TXT" FOR OUTPUT AS #1
COLOR 15, 15
PRINT STRINGS(2000, 32) COLOR 15, 1
LOCATE 2, 8
PRINT "Programa que Calcula el Comportamiento Adimensional de las Curvas"
LOCATE 3, 8
PRINT "    Generadas Para Diferentes Relaciones de Tobera-Garganta"
PRINT : PRINT : PRINT : PRINT
COLOR 16, 7
LOCATE 23, 48
PRINT "OPRIME UNA TECLA PARA CONTINUAR"
10 : AS = INKEYS : IF AS = "" THEN GOTO 10
CLS
PRINT STRINGS(2000, 32) COLOR 1, 7
LOCATE 10, 25
COLOR 4, 7
INPUT "Densidad del Fluido Motriz", dfm
PRINT
LOCATE 12, 25
COLOR 4, 7
INPUT "Densidad del Fluido de Formaci3n", df
kj = 15 : ks = 0 : kt = 28 : kd = 1
CLS
FOR k = 1 TO 5
  READ R
  PRINT "R=", R : PRINT
  I = 0
  FOR M = 0 TO 2 STEP .01
    I = I + 1
```

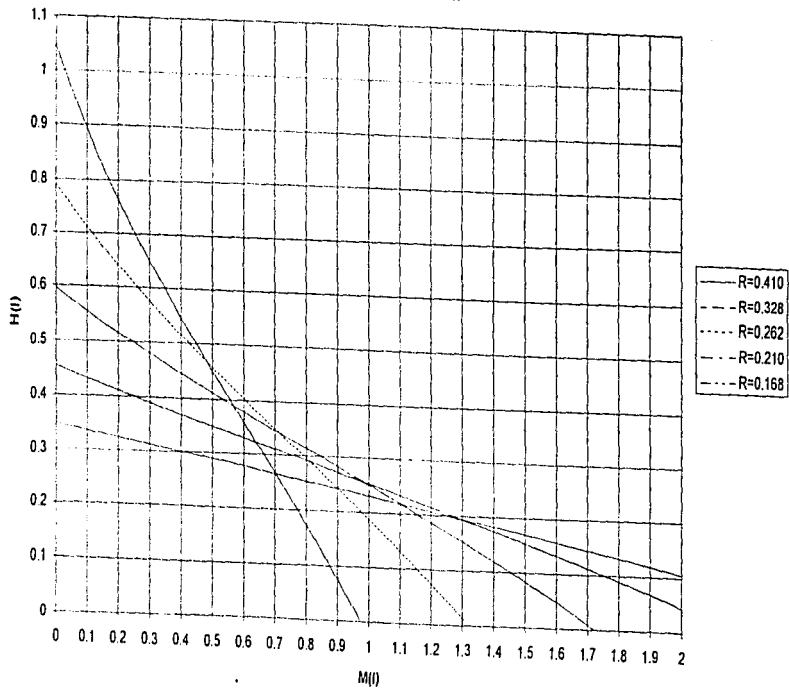
```

A = (M * dfm / dl) + 1; B = A * A
cl = R / (1 - R); S = cl * cl
N = M * dfm / dl; L = N * N
numerador = (1! + kj) + (1! + M) * (R ^ 2) * (A ^ 2) * (1! + kt + kd)
numerador = numerador + M * L * S * (ks + 1)
numerador = numerador - 2! * R * A * (1! + (M * N) * cl)
denominador = (1! + kj) - (1! + ks) * L * S
N = numerador / denominador
H(1) = (1! - N) / (N + M)
E(1) = M * H(1)
M(1) = M
PRINT M(1), H(1), E(1)
WRITE #1, M(1), H(1), E(1)
NEXT M
NEXT k
DATA 0.41,0.328,0.262,0.21,0.168
CLOSE #1

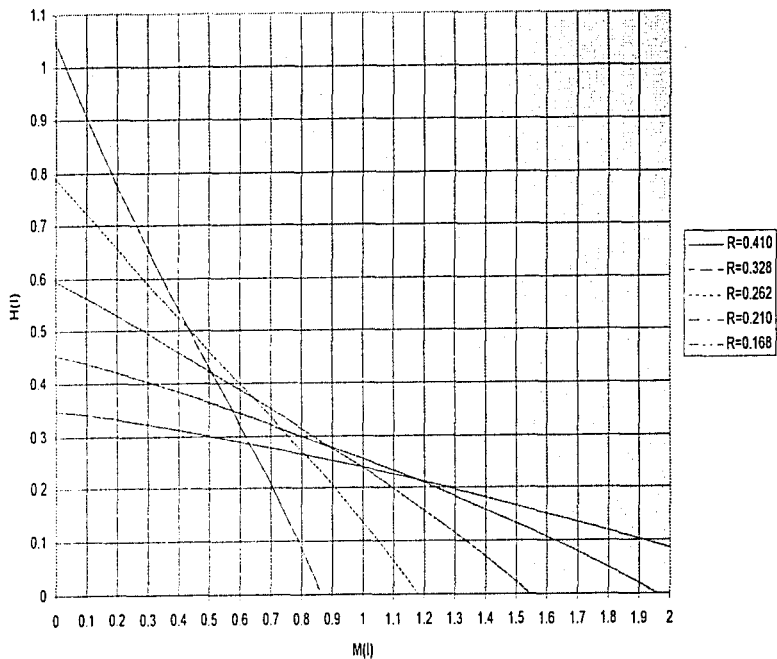
```

APENDICE D

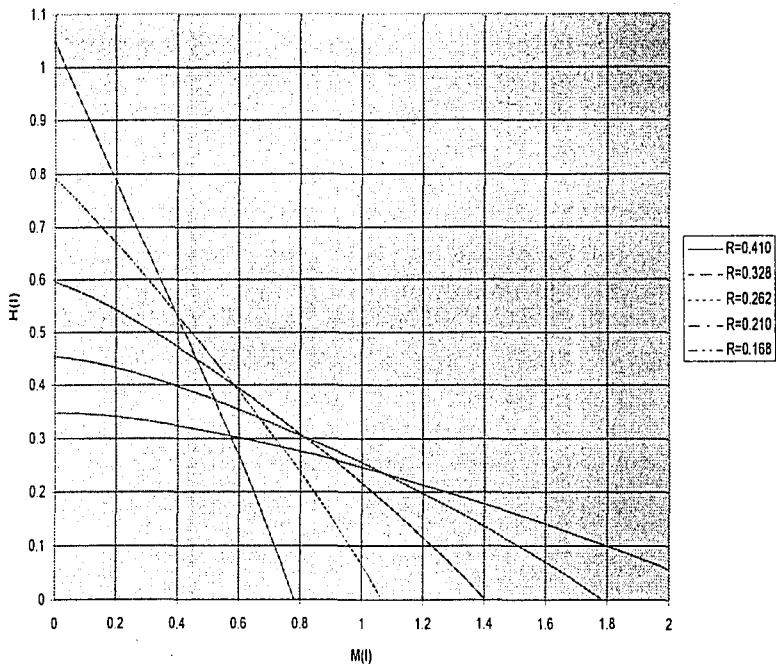
Comportamiento Adimensional No Existe Variación



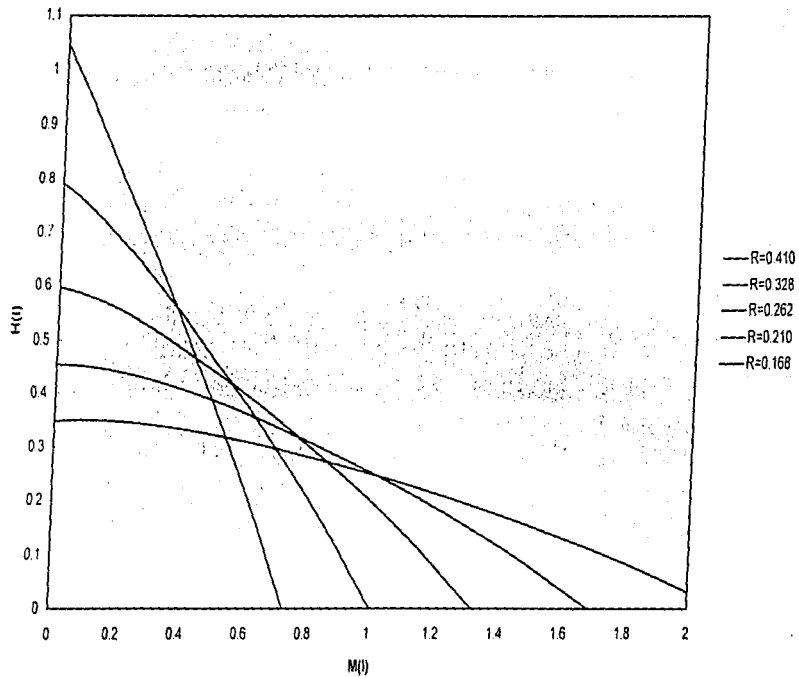
Comportamiento Adimensional
Variación del 15%



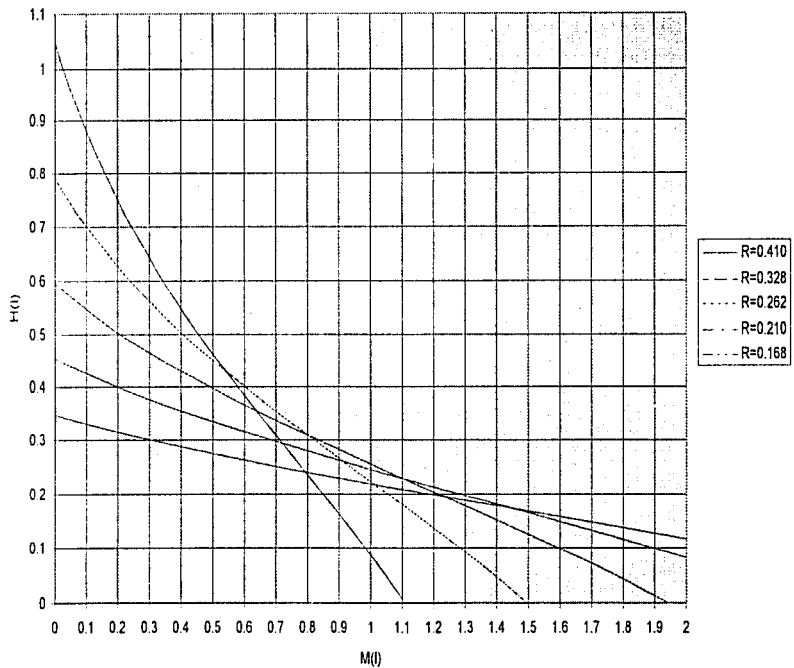
Comportamiento Adimensional
Variación del 30%



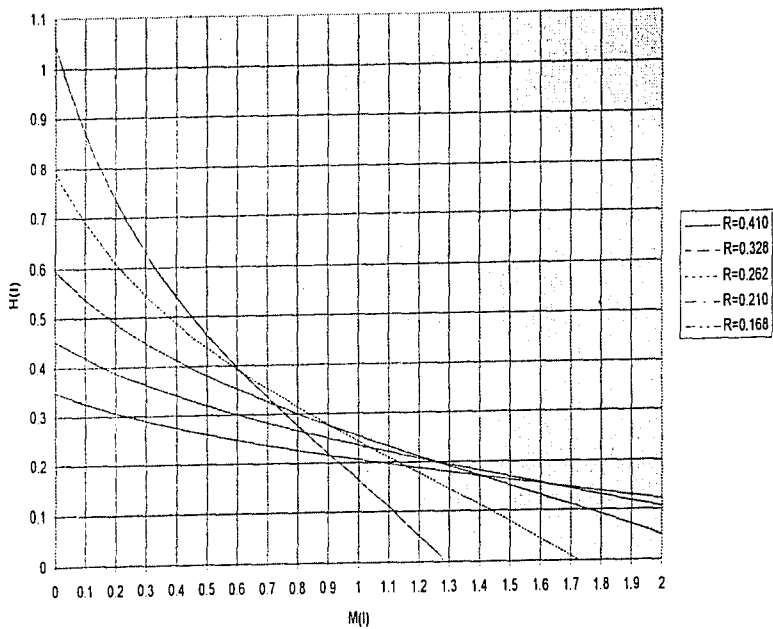
Comportamiento Adimensional
Variación del 40%



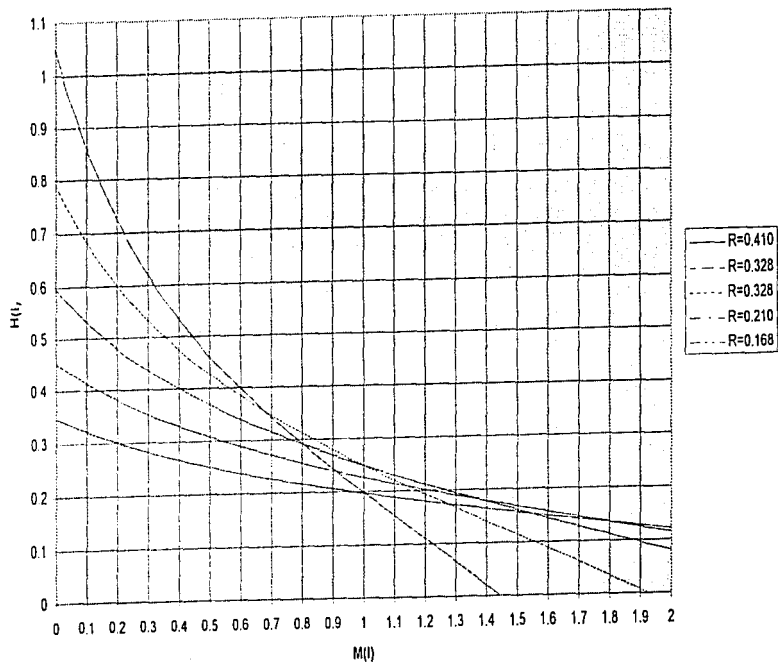
Comportamiento Adimensional
Variación de -15%



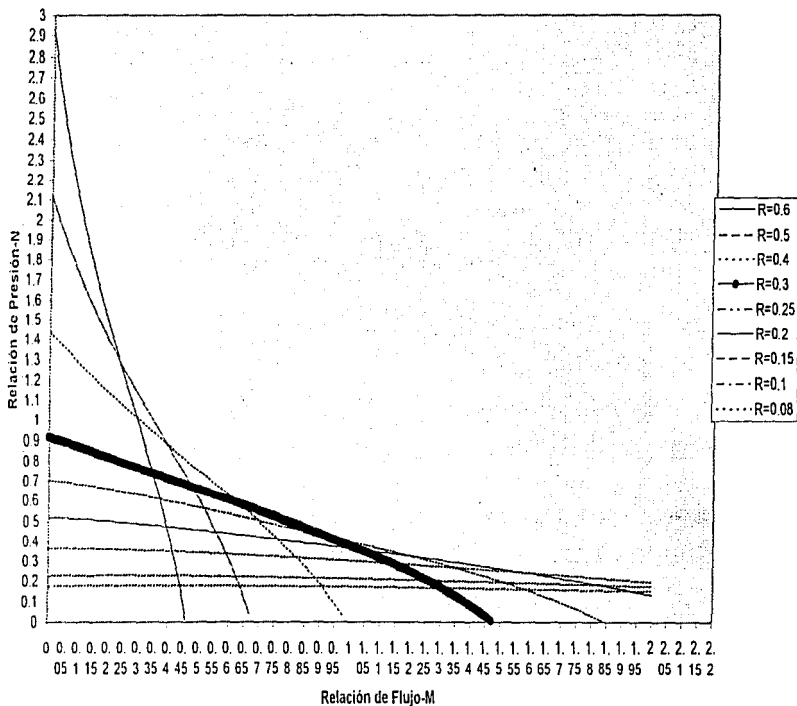
Comportamiento Adimensional
Variación del -30%



Comportamiento Adimensional
Variación del -40%



Comportamiento Adimensional Caso de Campo



APENDICE E

El comportamiento adimensional de la bomba jet como se describió en la ecuación (3.55) esta dada como una relación de presiones, siendo una relación cuadrática de gasto. Cuando los valores de gasto y relación de áreas son conocidos, la ecuación es fácil de evaluar para la relación de presiones, en el caso de la determinación de una bomba óptima, los valores de relaciones de área y presión son conocidos y el valor del gasto es requerido. Para complementar esto, la ecuación (3.55) puede ser modificada como una ecuación cuadrática estandar para un valor fijo de relación de área. La fórmula cuadrática puede entonces ser aplicada para determinar un valor de gasto para un valor dado de relación de presiones. El primer paso es reescribir la ecuación (3.55) en una forma más simple definiendo nuevos coeficientes los cuales son función de la relación de áreas.

$$N = \frac{C1 + C2M^2 - C3(1 + M)^2}{C4 - C1 - C2M^2 + C3(1 + M)^2} \quad (3.55E)$$

Donde

$$C1 = 2 \times R \quad (1E)$$

$$C2 = (1 - 2R) R^2 / (1 - R)^2 \quad (2E)$$

$$C3 = (1 + KTD) R^2 \quad (3E)$$

$$C4 = 1 + KN \quad (4E)$$

La ecuación (3.55E) puede ser modificada como sigue.

$$(C2 - C3) M^2 - (2 \times C3) M + C1 - C3 - (C4 N / (N + 1)) = 0 \quad (5E)$$

La fórmula cuadrática puede entonces ser aplicada a la ecuación (5E) para obtener M como una función de N:

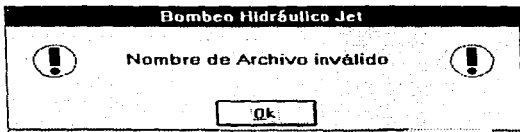
$$M = \frac{C3 - \sqrt{C2 \times C3^2 + C3 \times C1 + C4(C2 - C3)N / (N + 1)}}{C2 - C3} \quad (6E)$$

La ecuación (6E) puede ser usada junto con las ecuaciones (1E) - (6E) para calcular un valor de gasto para valores dados de relación de presiones y relación de áreas.

APENDICE F

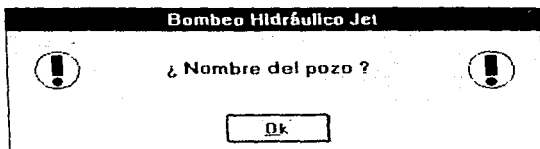
En este apéndice se muestran los mensajes preventivos más usuales que ocurren durante el manejo del programa.

Cuando se selecciona algún archivo de los que se muestran en la Lista del menú Archivo y no corresponde con la unidad de disco con la que se este trabajando, aparece el siguiente mensaje:

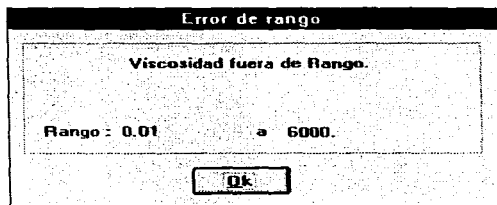


Solución: Verificar que el archivo se encuentre en la unidad de disco que se esta utilizando.

Al seleccionar OK en la pantalla de Descripción general y no se ha proporcionado el "Nombre del pozo", se genera el mensaje que a continuación se presenta, ya que el nombre del pozo será el nombre del archivo de datos que se genere.



Solución: Proporcionar la información del "Nombre del pozo"



Este mensaje se despliega al activar **OK** en la pantalla de "Descripción detallada" y se introduce un valor fuera de rango, ya sea el de la viscosidad, diámetro interior o exterior de la tubería de producción, por mencionar algunos

Aparecerá un mensaje similar si no se proporciona el valor de los parámetros que aparecen en la pantalla de "Descripción detallada" dentro de los rangos permitidos.

BIBLIOGRAFIA

1. Eddie E. Smart: "Jet Pump Geometry Selection"; Southwestern Petroleum Short Course Association, Lubbock, Texas (April 23-25, 1995)
2. Kermit E. Brown: "The Technology of Lift Methods", Volume 2a-2b; The University of Tulsa
3. Baohua Jiau: "Behavior of Hydraulic Jet Pump when Handling a Gas-Liquid Mixture"; The University of Tulsa (1995)
4. H. L. Petrice: "Jet Pumping Oil Wells"; Reprinted from World Oil, November 1983
5. Hal Petrice: "Hydraulic Pumping"; National Oil Well
6. Hal Petrice, Phil Wilson, Eddie E. Smart: "The Theory, Hardware and Application of the Current Generation of Oil Well Jet Pumps"; National Production Systems, Guiberson Division, Dresser Industries, Inc.
7. Eva Sánchez, Olea, Felipe de Jesús, Lucero Aranda, Jesús Reyes Firó Reyes, Jesús M. Pérez Muños, Carlos Lira Sil: "Jet, Sistema para el Análisis de Producción en Pozos y Líneas Superficiales (SIAPP)"; Instituto Mexicano del Petróleo, IMP.
8. Rafael A. Navarro Rosales: "Optimización y Análisis de la Aplicación del Embolo Viajero en Pozos de Gas"; UNAM, Facultad de Ingeniería (1996)