



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

3
2ES

**APLICACION DEL ANALISIS NODAL A UN
SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

**MIGUEL ANGEL CAMACHO MENDOZA
JOSE MARTIN ORTEGA AGUILAR**

Director de Tesis:

Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche

MEXICO, D. F.

1995

FALLA DE ORIGEN

**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

SR. MIGUEL ANGEL CAMACHO MENDOZA
Presente

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

**APLICACION DEL ANALISIS NODAL A UN SISTEMA DE BOMBEO
ELECTROCENTRIFUGO**

- INTRODUCCION
- I ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION
- II GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO
- III COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA
- IV TECNICA DE ANALISIS NODAL
- V APLICACION DEL ANALISIS NODAL AL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

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.

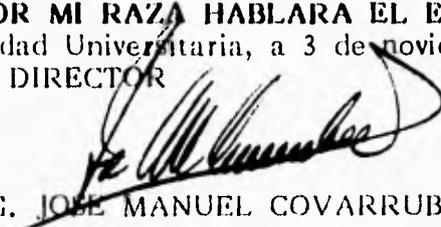
Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Ciudad Universitaria, a 3 de noviembre de 1994

EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIRECCION
60-I-058

SR. JOSE MARTIN ORTEGA AGUILAR
Presente

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

**APLICACION DEL ANALISIS NODAL A UN SISTEMA DE BOMBEO
ELECTROCENTRIFUGO**

- INTRODUCCION**
- I ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION**
- II GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**
- III COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LOS ELEMENTOS
DEL SISTEMA**
- IV TECNICA DE ANALISIS NODAL**
- V APLICACION DEL ANALISIS NODAL AL BOMBEO
ELECTROCENTRIFUGO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

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 3 de noviembre de 1994
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS'EGLM'gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**APLICACION DEL ANALISIS NODAL A UN SISTEMA
DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**

TESIS QUE PRESENTAN :

**CAMACHO MENDOZA MIGUEL ANGEL
8755651-1**

**ORTEGA AGUILAR JOSE MARTIN
8401706-2**

DIRIGIDA POR :

ING. JESUS HECTOR DIAZ ZERTUCHE

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL :

PRESIDENTE : M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

VOCAL : ING. JESUS HECTOR DIAZ ZERTUCHE

SECRETARIO : ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

PRIMER SUPLENTE : M.I. CARLOS BALDERAS JOERS

SEGUNDO SUPLENTE : ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

Handwritten signatures of the jury members, including the President (Rafael Rodriguez Nieto) and the first and second substitutes (Carlos Balderas Joers and Nestor Martinez Romero).

I N D I C E

INTRODUCCION

CAPITULO I

ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION

1.1	INTRODUCCION	1
1.2	TECNICA DE ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION	3

CAPITULO II

GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

2.1	SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION	10
2.2	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	11
2.3	DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES DEL APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	13
2.4	EQUIPO SUPERFICIAL DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	24
2.5	FACTORES LIMITANTES DEL SISTEMA CON APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	26
2.6	DISEÑO Y SELECCION DEL EQUIPO	29

CAPITULO III

COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

3.1	INTRODUCCION	33
3.2	COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCION DE UN POZO	33
3.3	COMPORTAMIENTO DE FLUJO MULTIFASICO EN LAS LINEAS DE PRODUCCION	37
3.4	FLUJO MULTIFASICO A TRAVES DE ESTRANGULADORES	41

CAPITULO IV

TECNICA DE ANALISIS NODAL

4.1	INTRODUCCION	43
4.2	TECNICA DE ANALISIS NODAL	44
4.3	PROCEDIMIENTO DE SOLUCION PARA POZOS DE ACEITE	47

CAPITULO V

APLICACION DEL ANALISIS NODAL A UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

5.1	INTRODUCCION	58
5.2	CURVAS CARACTERISTICAS DE LAS BOMBAS	59
5.3	CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE	59
5.4	PREDICCION DE LAS CURVAS CARACTERISTICAS A DIFERENTES FRECUENCIAS.	60
5.5	ANALISIS CUALITATIVO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DE UN POZO CON UN APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.	62
5.6	INFORMACION GENERAL DEL POZO	66
5.7	COMPORTAMIENTO REAL DEL POZO.	67
5.8	OBTENCION DE LOS DIFERENTES GASTOS DE EQUILIBRIO DEL POZO.	69
5.9	RESULTADOS OBTENIDOS EN EL EJEMPLO.	72
	COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES FINALES	74
	BIBLIOGRAFIA	76
	ANEXO A.	77

INTRODUCCION

En la actualidad, la extracción de hidrocarburos es una actividad importante para el país, debido a que representa la principal fuente de captación de divisas.

Los sistemas de producción (extracción de hidrocarburos) tienen como objetivo el transportar el aceite o gas del yacimiento a la superficie.

Durante la vida productora de los sistemas de producción, la presión del yacimiento declina, de tal forma, que los pozos dejan de fluir en forma natural, siendo necesaria la instalación de un sistema artificial de producción que proporcione a los fluidos una energía adicional.

Gran número de pozos que en la actualidad se encuentran produciendo lo hacen con un sistema artificial de producción.

Debido a las condiciones que prevalecen actualmente en los campos petroleros en México (aceite pesado y viscoso, así como altos volúmenes de producción) el sistemas de bombeo electrocentrífugo es un candidato confiable.

En ocasiones los sistemas de producción se ven severamente restringidos por alguno de sus componentes, por lo que resulta importante aislar el efecto que cada uno de ellos tiene sobre la capacidad total del sistema. Para de esta forma, analizar su comportamiento y en caso de ser necesario optimizar el desempeño de los mismos, esto con la finalidad de tener sistemas más eficientes y rentables. Es aquí donde la técnica de análisis Nodal resulta una herramienta poderosa.

Bajo las premisas anteriores, se decidió desarrollar la aplicación del análisis nodal a un sistema con bombeo electrocentrífugo.

El primer objetivo de la tesis es, brindar al lector un marco teórico, que lo involucre en el comportamiento y análisis de los sistemas de producción, así como proporcionar una explicación general del bombeo electrocentrífugo, en cuanto a sus componentes y características de operación.

Otro objetivo, es exponer la técnica de análisis nodal, en cuanto, a procedimiento de cálculo y consideraciones que deben tomarse en cuenta en su aplicación.

Por último, y el mas importante de los objetivos, es proporcionar la aplicación de la técnica de análisis nodal a un sistema de bombeo electrocentrífugo, la cual se acompaña de un ejemplo, para facilitar la comprensión del método.

CAPITULO I

ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION.

1.1 INTRODUCCION

El objetivo de un pozo de producción es transportar el aceite o gas de su localización original en el yacimiento hasta la superficie, de la forma más eficiente y rentable posible.

En su trayectoria a la superficie, los fluidos requieren de una energía suficiente para vencer las caídas de presión por fricción que se presentan en el sistema de producción.

El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir una gran cantidad de componentes, en cada uno de los cuales ocurre una caída adicional de presión en la corriente de flujo. El esquema de la Fig. 1.1 muestra un sistema de producción complejo.

La caída de presión total en el sistema, a un tiempo dado, será la diferencia entre la presión inicial y final de los fluidos producidos, para el caso mostrado en la Fig. 1.1 será: $(P_{estática} - P_{separación})$, esta diferencial de presión es igual a la sumatoria de las caídas de presión parciales en cada componente.

La caída de presión a través de los componentes es función del gasto de producción, este gasto a su vez, es proporcional a las dimensiones de los componentes seleccionados para el sistema. Debido a esto, la selección y dimensionamiento de los componentes individuales es muy importante, ya que un cambio en alguno de ellos, modificará el comportamiento de la presión en los subsiguientes, debido a la compresibilidad de los fluidos.

En lo que respecta al gasto de entrada al pozo, este es proporcional a la caída de presión que ocurre en la líneas de transporte del sistema.

En conclusión podemos decir, que la caída de presión en un componente en particular, es función del gasto que manejan, y además del promedio de presión que existe en el mismo. Debido a ésto el análisis de un sistema de producción debe realizarse en forma integral.

Al intentar optimizar la capacidad de producción de un pozo, debe considerarse que frecuentemente, ésta se verá severamente restringida por alguno de los componentes del sistema, por lo que resulta importante aislar el efecto que cada uno de ellos tiene sobre la capacidad total del sistema; lo cual representa un ahorro de tiempo y dinero.

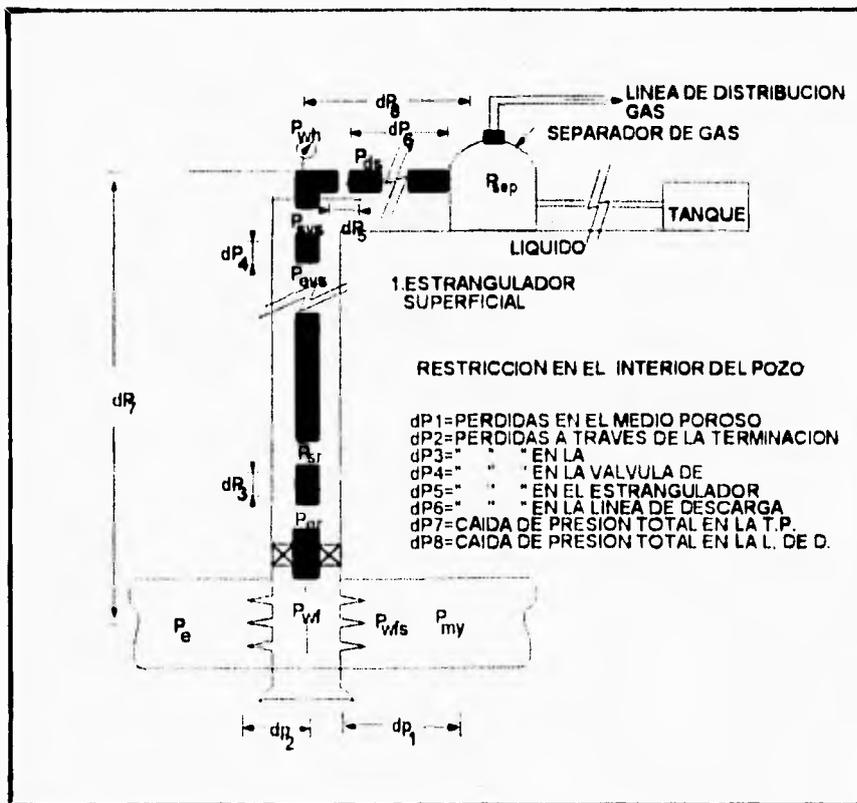


FIG 1.1 POSIBLES CAIDAS DE PRESION EN UN SISTEMA DE PRODUCCION

Experiencias en campo han demostrado que grandes cantidades de dinero se han invertido en estimulaciones a la formación, cuando la capacidad de producción del pozo era restringida debido a la selección de una tubería con diámetro muy reducido. En el caso contrario, de que la selección sea un diámetro inadecuadamente grande, puede representar el aumento de las restricciones al flujo del pozo, originando que éste deje de fluir o "muera", siendo necesaria la instalación de un equipo de producción artificial en forma anticipada en la vida productora del pozo.

A continuación se describe en forma general un método para analizar los sistemas de producción, y que además permite determinar su capacidad de producción para cualquier combinación de componentes. Además este método, puede ser utilizado para determinar puntos en el sistema con excesiva resistencia al flujo o donde ocurren grandes caídas de presión, así como determinar el efecto que sobre el sistema tiene, el cambiar las características de algún componente.

1.2. TECNICA DE ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION.

1.2.1 DESCRIPCION GENERAL.

La técnica de análisis de los sistemas de producción conocida como análisis Nodal, ha sido aplicada por muchos años para analizar el desempeño de sistemas conformados por componentes interactivos.

El procedimiento consiste básicamente en la selección de un punto divisorio o nodo que secciona al sistema. Una vez que un nodo es seleccionado, se calcula la presión en el mismo, en direcciones opuestas, iniciando con cada una de las presiones consideradas como constantes para un cierto tiempo en la vida del pozo y considerando además un gasto en particular.

Si se grafica la presión del nodo en ambas direcciones, para diferentes gastos de

producción supuestos, se generan dos curvas* (Sección de afluencia y descarga del nodo), con la intersección de las curvas anteriores, se define el gasto que maneja el sistema bajo las condiciones de operación a las que se encuentra. (Este procedimiento se observa en la Fig. 1.2.).

En la siguiente sección de este capítulo, se mostrará el comportamiento de las curvas de afluencia y descarga del nodo, al modificar alguno de los componentes del sistema.

1.2.2 COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE AFLUENCIA Y DESCARGA DEL NODO¹.

El efecto de cualquier cambio en alguno de los componentes puede ser analizado al calcular y graficar la presión del nodo y los gastos que den como resultado de la modificación realizada. Si el cambio es realizado corriente arriba del nodo, la curva de la sección de descarga del nodo permanecerá sin cambio.



FIG. 1.2 CURVAS DE AFLUENCIA Y DESCARGA DEL NODO.

Sin embargo, la intersección de las curvas será en otro punto, obteniéndose así una nueva presión y capacidad de flujo. Las curvas se ven también modificadas si alguna de las presiones consideradas como constantes (presión estática del yacimiento o presión de separación), lo cual ocurre con la extracción de los fluidos del yacimiento o un cambio en las condiciones de separación.

Al seleccionar la cabeza del pozo como nodo solución, se puede evaluar el efecto que sobre la capacidad de flujo del sistema tiene el cambio del diámetro de la tubería de producción y/o de la línea de descarga (Fig. 1.3 y 1.4).

El efecto de incrementar el diámetro de la T.P. tanto como sea posible, se significa en el incremento de la presión en la cabeza del pozo, debido a que la caída de presión en la tubería de producción decrece.

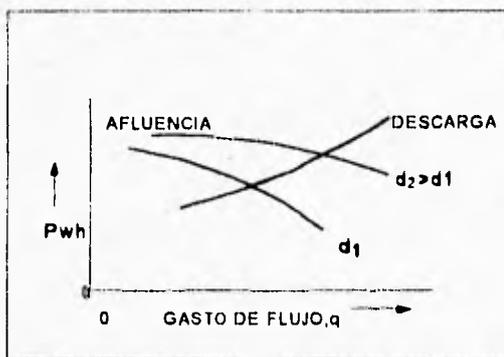


FIG 1.3 EFECTO DEL DIAMETRO DE TP.

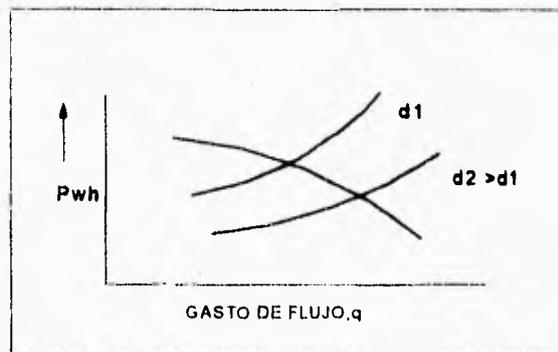


FIG 1.4 EFECTO DEL DIAMETRO DE LA TUBERIA HORIZONTAL.

Un diámetro de tubería más grande reducirá la caída de presión en la línea, cambiando la curva de descarga y desfasando la intersección de las curvas a la derecha.

Un procedimiento de análisis utilizado más frecuentemente es seleccionar un

nodo entre el yacimiento y el sistema de líneas de producción, este nodo corresponde a la presión de fondo fluyendo P_{wf} . Seleccionando el nodo en este punto el sistema se divide en dos módulos, el yacimiento y un sistema de líneas de producción. Las expresiones de afluencia y descarga de flujo para un sistema simple será entonces :

Sección de afluencia :

$$p_{ws} - \Delta p_{yacimiento} = p_{wf}$$

Sección de descarga :

$$\bar{p}_{sep} + \Delta p_{Influjos} + \Delta p_{T.P.} = p_{wf}$$

El efecto de un cambio del diámetro de la T.P. sobre la capacidad de producción del sistema cuando P_{wf} es el nodo solución se ilustra en la Fig 1-5.

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando los componentes con características propias para obtener un gasto máximo de producción por el más bajo costo. A pesar de que la caída de presión total del sistema, puede ser fijada en un tiempo dado, la capacidad de producción del sistema depende de donde ocurran las caídas de presión.

Si una excesiva caída de presión ocurre en un componente o módulo, la presión remanente en el sistema será probablemente insuficiente para el funcionamiento de los componentes restantes. Esto se ilustra en la Fig. 1-6, para un sistema en el cual la tubería tiene un diámetro demasiado reducido. Aun cuando el yacimiento pueda ser capaz de producir una gran cantidad de fluidos, si se origina una gran caída de presión en la tubería de producción, el desempeño del pozo se ve

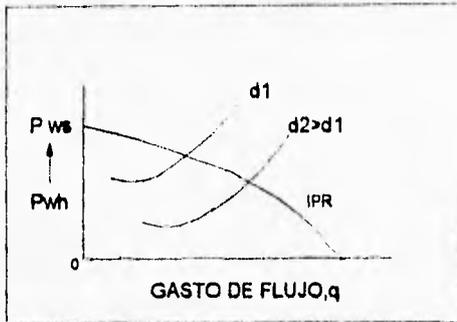


FIG 1.5 EFECTO DEL DIAMETRO DE T.P.

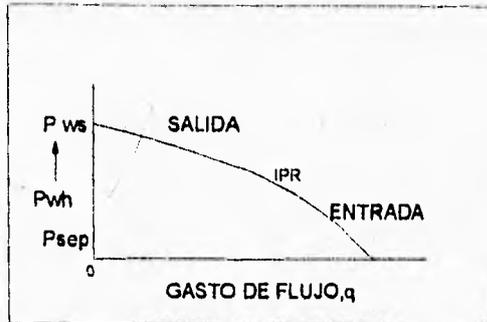


FIG 1.6 POZO RESTRINGIDO POR EL APAREJO DE PRODUCCION

afectado. Para este tipo de terminación, es obvio que si se modifica el comportamiento del yacimiento, por medio de una estimulación, esta resultará infructuosa a menos que se instale una tubería de mayor diámetro.

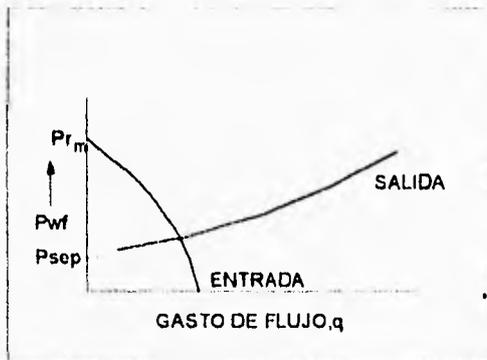


FIG 1.7 POZO RESTRINGIDO POR LA AFLUENCIA AL POZO.

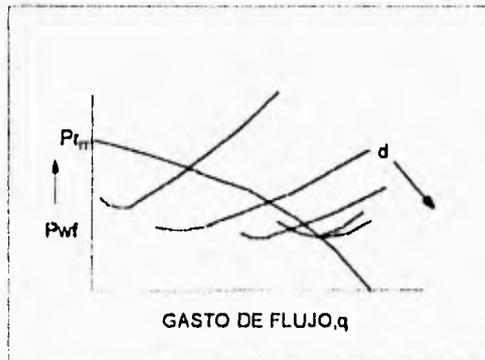


FIG 1.8 EFECTO DEL DIAMETRO DE TP.

Un caso en el cual el desempeño del pozo es controlado por el flujo de entrada se observa en la Fig. 1.7, en este caso, la excesiva caída de presión podría ser originada por daño en la formación o disparos ineficientes, resulta obvio de la

gráfica que mejorando el rendimiento del sistema de las líneas de transporte o instalando un sistema artificial de producción serán infructuosos hasta que el flujo de entrada al pozo sea mejorado.

Un incremento en el gasto de producción obtenido por el incremento del diámetro de la tubería es ilustrado en la fig. 1.8. Es así como, si una tubería es demasiado grande, la velocidad del fluido puede ser reducida para llevar los líquidos a la superficie. La velocidad del fluido es el gasto de producción dividido entre el área de la tubería. Un ejemplo cualitativo de la selección del óptimo diámetro de tubería para un pozo productor fluyente de gas y líquidos se observa en la Fig. 1.8 y 1.9.

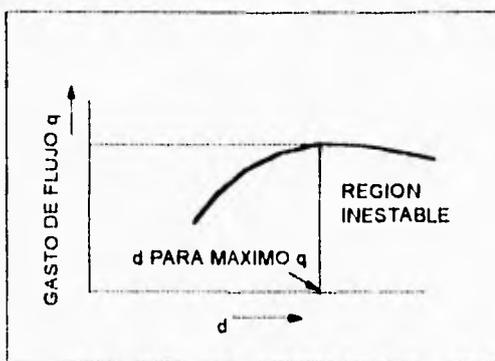


FIG 1.9 ENCONTRANDO EL DIAMETRO OPTIMO DE TP

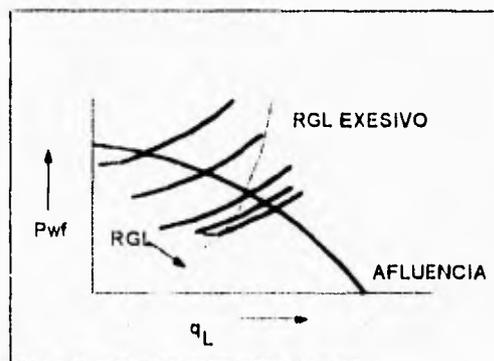


FIG 1.10 EFECTO DEL GASTO DE GAS EN LA DESCARGA.

Cuando el diámetro de la tubería es incrementado, las caídas de presión por fricción decrecen, lo cual origina una P_{wf} menor y un mayor gasto de afluencia. Al aumentar más el diámetro de la tubería vertical el pozo empieza a dejar líquidos (colgamiento) y el flujo se vuelve intermitente o inestable. El colgamiento del líquido en el pozo originará la eventual muerte del mismo. La Fig. 1.10, ilustra

ilustra esto gráficamente.

Una vez que un pozo este produciendo líquidos y gas alcanzará una etapa en la cual no fluye más en forma natural , este será puesto a producir artificialmente. La aplicación del análisis Nodal a los sistemas artificiales de producción será tratado en el capítulo V.

En años recientes, se ha encontrado que un número inadecuado de disparos puede ser muy negativo para el comportamiento de producción del pozo. Si la presión de fondo fluyendo del pozo es seleccionada como nodo, el flujo de entrada puede ser agotado en la caída de presión a través de la formación y de los disparos.

Ya que la caída de presión en los disparos es función del número de disparos abiertos, así como del gasto, una curva diferente de IPR se obtiene para cada densidad de disparos, esto se ilustra en la Fig. 1-11.

Cuando el numero de disparos se incrementa, se alcanzará un punto en el cual, la caída de presión en el disparos es despreciable, y así, un incremento en la densidad de disparos será inútil. Una gráfica del gasto de producción resultante de diversas densidades de disparos, que se obtiene de la intersección de diferentes curvas de IPR (curva de afluencia al nodo) y de capacidad de transporte del sistema (curva de descarga del nodo), se muestra en la Fig. 1-12.

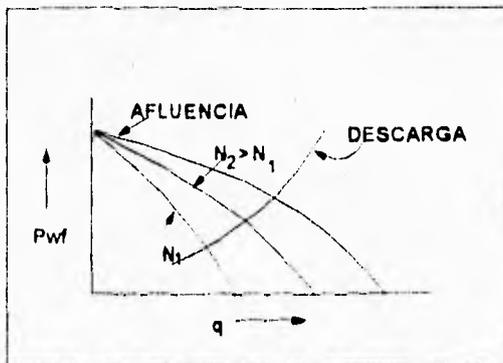


Fig.1.11 EFECTO DE LA DENSIDAD DE DISPAROS

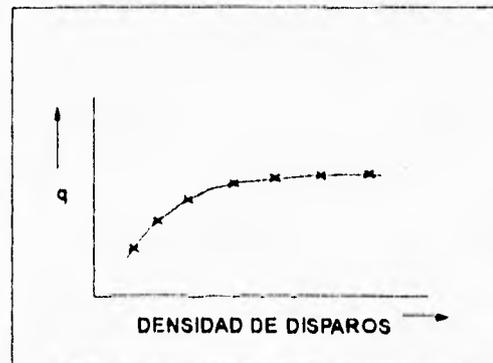


Fig.1.12 EFECTO DE LA DENSIDAD DE DISPAROS SOBRE EL GASTO

CAPITULO II

GENERALIDADES DEL SISTEMA DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.

2.1 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.

Conforme la presión en el yacimiento declina, los gastos superficiales de los pozos disminuyen, en ocasiones de tal forma, que es necesaria la instalación de un sistema artificial de producción que incremente los gastos mencionados, y así, contar con sistemas más eficientes y rentables. Gran número de pozos que están en la actualidad produciendo lo hacen con un sistema artificial de producción.

El objetivo de cualquier sistema artificial de producción es proporcionar energía a los fluidos en el interior del pozo con el propósito de hacerlos llegar a la superficie con la presión necesaria en la boca del pozo.

A continuación se nombran los sistemas artificiales de producción que con más frecuencia se utilizan en la Industria Petrolera mundial²: (1) bombeo mecánico, (2) bombeo neumático, (3) bombeo electrocentrífugo, (4) bombeo hidráulico, (5) otros métodos, esta clasificación difiere de acuerdo al campo y país.

La selección del método artificial es muy importante, ya que este debe producir las reservas en un tiempo moderado y con mínimos gastos de operación. El hacer una selección inadecuada, puede afectar la producción neta, y probablemente conducir a cambiar el sistema seleccionado por una mejor opción.

Uno de los primeros pasos en el diseño y selección de los sistemas artificiales es fijar prioridades y factores, como pueden ser localización, profundidad, y diámetro de la tubería de revestimiento, tienen una larga influencia en el tipo y dimensiones del equipo.

Nuevos sistemas están siendo desarrollados y probados continuamente a fin de ampliar sus rangos de operación para cada caso en particular. La extracción de aceite pesado y viscoso, así como de altos volúmenes de producción requieren de especial atención; bajo estas condiciones el bombeo electrocentrífugo es un candidato confiable.

2.2 BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

El arreglo básico del aparejo de bombeo electrocentrífugo (ABE) no a cambiado desde su primer instalación en el campo Russell, en 1926. Sin embargo diversas mejoras en el diseño de sus componentes se han llevado a cabo, esto con la finalidad de ampliar sus rangos y características de aplicación; por ejemplo, en la actualidad es factible operar el equipo a mayores profundidades y temperaturas, en presencia de fluidos corrosivos, y bajas relaciones gas líquido; todo esto se ha significado en un incremento de la eficiencia y vida productiva del sistema. Las técnicas de instalación y operación también se han modificado.

El ABE a sido reconocido por años como un método artificial de producción capaz de manejar grandes volúmenes de fluido, con un rango de capacidad actual límite de 44,500 bpd. De igual forma la profundidad de colocación de la bomba debe estar en un rango no mayor a los 12,000 pies (3,600 m), debido que a una profundidad mayor las pérdidas de voltaje en el cable conductor eléctrico son significativas.

Cada componente en el sistema tiene diferentes rangos de temperatura permisibles, las cuales se mencionarán en secciones posteriores de este capítulo.

Este tipo de sistemas requiere² un diseño a partir de gastos de producción exactos, personal de ingeniería y operativo bien capacitado, una selección

adecuada del equipo, buenos proveedores, control de calidad, correcta instalación, un sistema de generación eléctrica confiable, condiciones estables de operación, programas completos de mantenimiento y reparación y una selección cuidadosa del tipo de pozo en el que se va instalar el equipo.



FIG. 2.1 APAREJO CONVENCIONAL DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

A pesar de que existen diferentes tipos de arreglos, a continuación se describe un aparejo convencional de bombeo electrocentrífugo, el cual se ilustra en la Fig.2.1.

2.3. DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES DEL APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO³.

El equipo subsuperficial está compuesto por un motor eléctrico que se encuentra en la parte inferior del aparejo el cual recibe energía eléctrica de la superficie mediante un cable; a continuación se encuentra el protector del motor o sección sellante, que tiene como función primordial el aislar el aceite del motor de los fluidos del pozo; bajo ciertas condiciones es necesario que se instale un equipo opcional de separación de gas en el fondo, entre el protector y la bomba, esto con la finalidad de que el volumen de gas libre que entra a la bomba centrífuga se mantenga a bajos valores y permita operar a la misma efectiva y eficientemente. Los componentes del equipo se mueven por la flecha del motor que se prolonga a todos los dispositivos antes mencionados. Por último se instala un empacador de características especiales.

2.3.1 Motor⁴

El motor eléctrico sumergible se localiza en la parte inferior del sistema de bombeo, es trifásico, bipolar, de inducción, que recibe la energía desde una fuente colocada en la superficie mediante un cable eléctrico y es capaz de satisfacer los requerimientos de potencia demandados por la bomba. El rango de potencias en los motores existentes en el mercado es de 5 a 625 Hp, variando en función del número de serie del motor e incluso del fabricante. La velocidad nominal del motor es de 3500 rpm a 60 Hz de frecuencia y 2900 rpm a 50 Hz.

Debido a que el motor es colocado dentro de un diámetro reducido de tubería de revestimiento, los rotores tienen una alta relación de longitud del motor-diámetro exterior del rotor (L/d); la L/d tiene un valor de cinco en equipos sumergibles, y de uno en motores superficiales. Para cubrir altos requerimientos de potencia,

diversos rotores son conectados y fijados a una misma flecha para dar una relación total L/d que puede exceder a cien. Para eliminar la vibración en la flecha, se emplean cojinetes radiales que se localizan entre cada juego de rotores con una longitud general de 0.4 m (1.3 ft), un cojinete tipo Kingsbury localizado en la parte superior del motor es utilizado para soportar la tensión en la flecha, originada por el peso de la misma y de los rotores, ver Fig. 2.4.

Un estator simple arriba de 8.5 m (28 ft) de longitud probablemente tenga como máximo 15 rotores espaciados a través de su longitud; los giros del estator son tales que la máxima corriente no debe exceder los 110 amperes y el voltaje a los

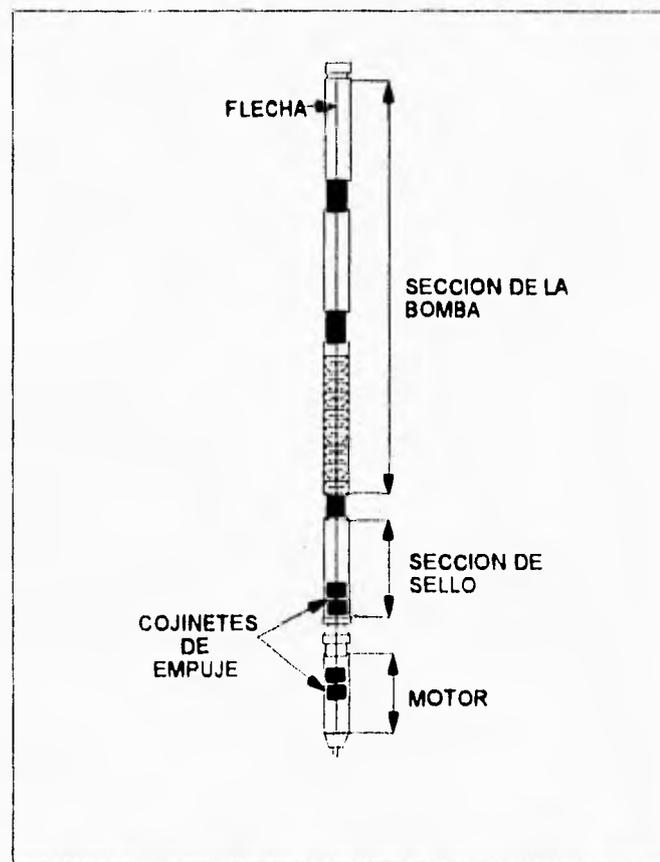


FIG.2.2. ARREGLO DE COJINETES EN EL ABE

2300 V. Para obtener mayores potencias pueden ser conectados como máximo tres motores en serie, originando un arreglo de 21.38 m (70 ft).

El motor eléctrico es enfriado por los fluidos del pozo que se ponen en contacto con la carcasa o cubierta protectora del motor. Para obtener el máximo enfriamiento por circulación de los fluidos del pozo, se requiere que exista un flujo de tipo turbulento en la parte externa de la cubierta del motor. Generalmente 0.3 m/s es suficiente para originar que los fluidos del pozo fluyan en régimen turbulento, la siguiente ecuación es utilizada para determinar la velocidad del flujo:

$$V = \frac{0.14737 \times Q}{(d_i^2 - d_o^2)}$$

donde:

Q, Gasto producido en m³/d [pies³/D]

d_i, Diámetro interior de la tubería de revestimiento en cm [pg]

d_o, Diámetro exterior de el motor en cm [pg]

El motor de mayor diámetro que puede ser instalado en un pozo, considerando el espacio anular necesario para lograr flujo turbulento resulta ser el mas económico en esta aplicación.

El movimiento del aceite lubricante del motor en su interior mantiene la temperatura uniforme a lo largo de toda su longitud y también lubrica los cojinetes radiales y de empuje.

Los diámetros nominales mas comunes de los motores en el mercado son 3.75 pg, 4.56 pg, 5.40 pg y 7.38 pg. Los diámetros exteriores de los motores comerciales son ligeramente mayores a los manejados por las bombas, esto se debe, a que es, el único dispositivo por el cual no atraviesa el cable.

2.3.2. Bomba⁵

La bomba centrífuga se localiza en la parte superior del aparato de bombeo electrocentrífugo, la succión de fluidos se efectúa por su base. La bomba está conformada por una serie continua de difusores e impulsores colocados sobre la flecha dentro de un tubo protector o carcasa, cuando se requieren más etapas de las que soporta una carcasa, es posible unir una o más bombas formando lo que se conoce como arreglo en "tandem", el cual puede medir hasta 21.95m (72 pies). Una etapa de la bomba centrífuga consiste de un impulsor rotatorio y un difusor estacionario (ver Fig. 2.3).

La selección de una bomba electrocentrífuga depende del diámetro interno de la tubería de revestimiento, el gasto total de fluidos producidos y de la frecuencia de operación del ABE.

El Instituto Americano de Hidráulica define la velocidad específica, N_s , de una bomba centrífuga, como la velocidad en revoluciones por minuto (rev/min) a la cual un impulsor geoméricamente similar debe operar para manejar un gasto de 0.23 (m³/hr) (1 gal/min) contra una carga de 0.3 m (1 ft). La carga se define como la columna hidráulica (m o ft) que puede levantar una etapa operando a ciertas a ciertas rev/min y capacidad dada. La siguiente fórmula muestra la relación de un índice de diseño adimensional:

$$N_s = \frac{6.734 N \sqrt{Q}}{H^{3/4}}$$

donde:

N_s , Velocidad específica adimensional

N , Velocidad de bombeo (rpm)

Q , Gasto máxima eficiencia, m³/min (pies³/min)

H , Carga total por etapa para máxima eficiencia, m (pies)

La capacidad de carga de una etapa está determinada por el espacio existente entre los impulsores superiores e inferiores, el diámetro externo, las revoluciones por minuto a las que gira impulsor y la curvatura de los álabes. A mayores velocidades, espaciamientos y diámetro externo, más capacidad tendrá la bomba. Cada impulsor desarrolla una carga que matemáticamente puede ser convertida a presión, multiplicando la carga generada en la prueba por cien veces la gravedad específica del fluido que esta siendo bombeado (para el agua pura este valor es de 1.000 a 20°C y a una presión atm de 1 bar).

Un impulsor se ve afectado por presiones de succión y de descarga, cuando la suma de fuerzas hacia abajo y el propio peso de los impulsores es igual a la suma de fuerzas que actúan hacia arriba, se dice que el impulsor está en equilibrio o balanceado.

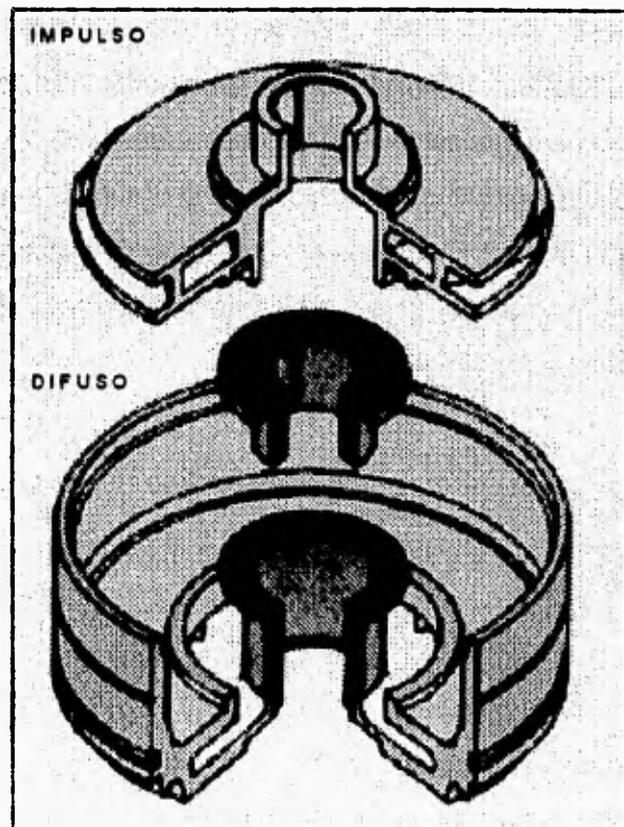


FIG. 2.3 IMPULSOR GIRATORIO Y DIFUSOR ESTACIONARIO
COMPONEN UNA ETAPA DE LA BOMBA

Cada uno de los impulsores es diseñado para estar balanceado en o muy cerca del punto de máxima eficiencia en su curva característica. La Fig. 2.4 es una prueba de total de empujes (ascendentes y descendentes) actuando sobre un impulsor. El rango aceptable de empuje es mostrado en relación a la capacidad de diseño de la etapa, con gastos superiores o inferiores a los de diseño, se obtienen excesivos empujes descendentes y ascendentes, respectivamente.

Cada tipo y tamaño de bomba tiene una curva característica. Estas curvas se describen ampliamente en el capítulo V de este trabajo.

La carga y la capacidad generada por cada impulsor de iguales dimensiones y diseño, va a ser la misma para cualquier fluido no compresible y considerando que sus viscosidades son aproximadamente las mismas. La potencia al freno requerida para girar al impulsor es directamente proporcional a la gravedad específica de los fluidos bombeados.

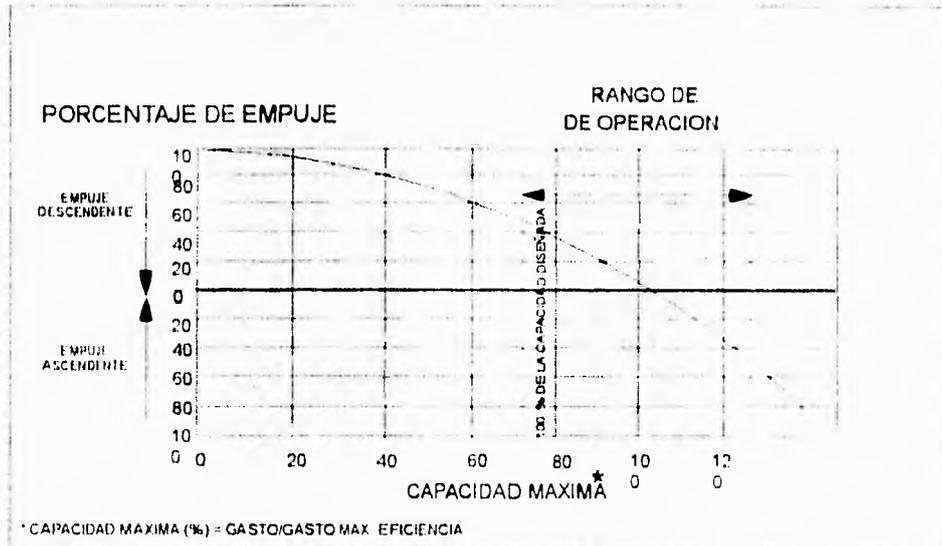


FIG. 2.4 PRUEBA DE EMPUJE TOTAL

Todas las bombas electrocentrífugas sumergibles se diseñan para operar a una

velocidad específica dada en rpm, cambios moderados en ésta ($\pm 10\%$ de variación de la velocidad de diseño), no afectan su comportamiento. Cambios mayores al 40% en rpm para algunos impulsores pueden originar cavitación, golpe de ariete, vibración y otros problemas.

No existe ninguna regla establecida por las compañías fabricantes de bombas electrocentrifugas, para realizar una clasificación de éstas; en forma general se clasifican por su número de serie que representa en la mayoría de los casos el diámetro externo de la bomba. Las bombas tienen diámetros que van de 3.38 pg hasta 11.25 pg; las compañías distinguen los distintos usos específicos de sus bombas anteponiendo una o dos letras al número de serie.

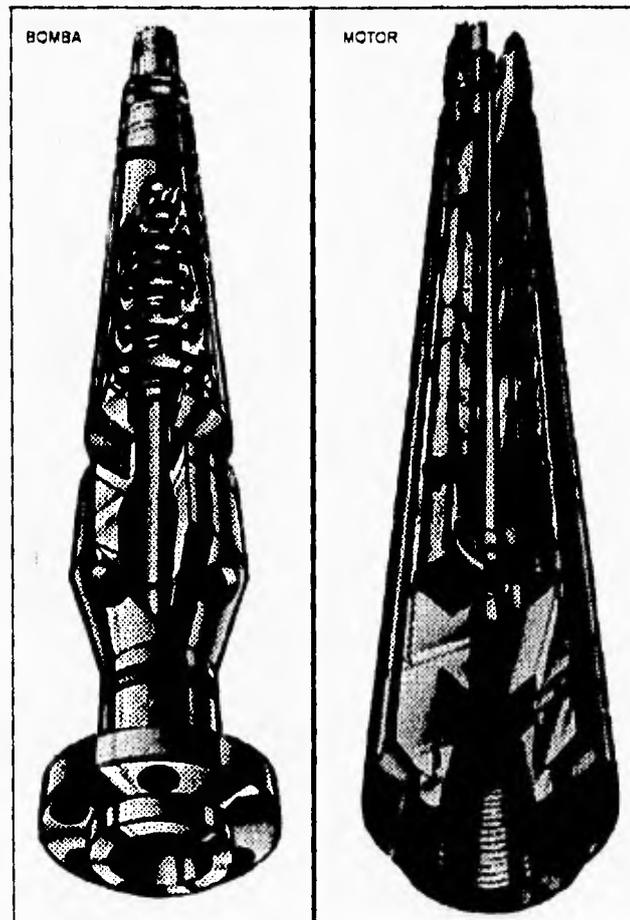


FIG. 2.5 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

2.3.3 Protector del motor o sección de sello³.

El protector del motor está localizado en la parte superior del motor. Esta sección sellante cumple tres funciones principales en el sistema:

1. El protector contiene un cojinete tipo Kingsbury que soporta el peso de la flecha y la fuerza hidráulica generada por el desequilibrio de la misma.
2. La sección sellante actúa como un barril aislante entre el motor y los fluidos del pozo. Además de absorber los cambios en presión y temperatura que se originan por el movimiento de fluidos.

En la actualidad hay dos tipos de protectores; uno de sello positivo y otro de laberinto o sinuoso. En el diseño de un protector de sello positivo se incorpora fluido de un barril a un receptáculo permitiendo una expansión térmica del fluido del motor, mientras que un serpentín aísla los fluidos del motor de los fluidos del pozo, en la parte superior del sello se tiene un laberinto, que impide la contaminación de los fluidos si el receptáculo falla.

El protector de tipo laberinto cuenta con un laberinto donde el fluido del motor puede expandirse y desplazarse regularmente, al expandirse el aceite del motor, desplaza a los fluidos del pozo (debido a su diferencia de densidades) a través del laberinto, quedando la interfase de los fluidos cercana a la parte superior del protector.

3. La carcasa del protector dota al sistema de un área adicional de enfriamiento del aceite del motor, esto no es importante en pozos con ambiente frío donde los fluidos del espacio anular están abajo de 52°C, pero sí, cuando el fluido del espacio anular está próximo a 93°C. La clasificación de los protectores se hace a través de números de serie.

2.3.4 Separador de gas^{5,6}

La eficiencia de una bomba se incrementa al admitir en su interior únicamente

fase líquida, por lo tanto la cantidad de gas que entra a la bomba debe mantenerse a valores bajos, para lograr esto, se puede incrementar la profundidad de colocación de la bomba o instalar un elemento opcional al ABE, conocido como separador de gas, el cual se encarga de separar el gas libre de la mezcla de fluidos que succiona la bomba.

Hay dos tipos de diseño de separadores, convencional y centrífugo. En el primero, el flujo cambia de dirección bruscamente dentro de la carcaza, lo cual origina la salida del gas por el espacio anular y el líquido por su densidad fluye a la primera etapa de la bomba, este tipo de separación se recomienda para pozos con poca cantidad de gas libre (menos del 5% del volumen total).

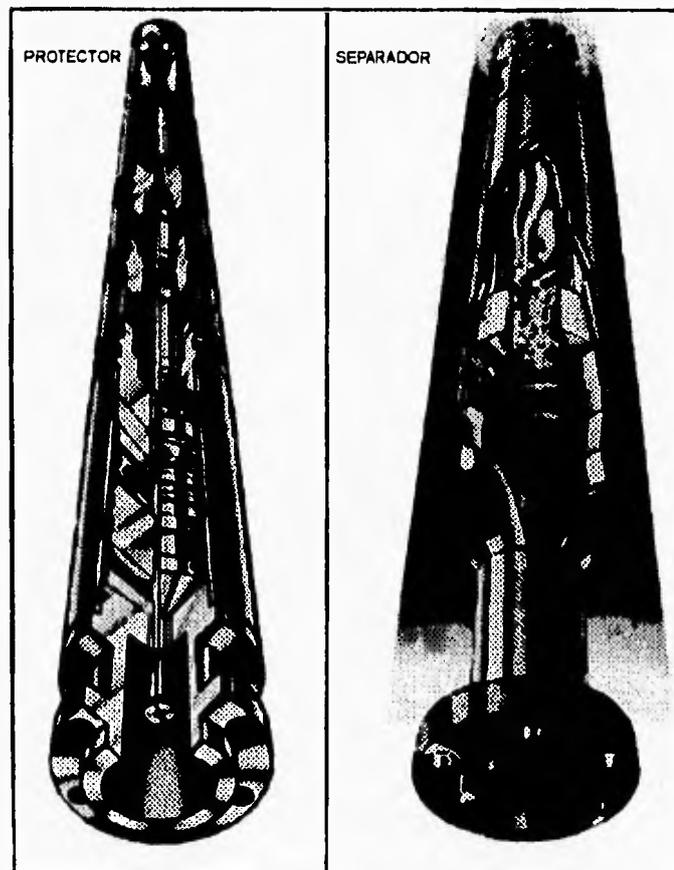


FIG.2.6 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

Un método mas efectivo de separación de gas es el tipo centrifugo, el cuál remueve hasta un 90% del gas libre dependiendo de las condiciones del pozo, empleando un inductor y una cámara de separación (difusor). La mezcla inicial gas-líquido es admitida al interior del separador y es sometida a una fuerza centrifuga, desplazándola a la cámara de separación, las fuerzas centrifugas separan los fluidos pesados forzándolos a las paredes del separador y el gas libre se eleva alrededor del área de la flecha.

2.3.5 Cable conductor eléctrico.

El cable conductor eléctrico es el medio por el cual se suministra energía eléctrica al motor subsuperficial. Las dos configuraciones básicas de cable utilizados en este tipo de instalaciones son redondo y plano.

El aislante eléctrico del cable conductor usualmente es probado a 3000 Volts y esta diseñado, para mantener al cable conductor aislado de los fluidos del pozo. Este se encuentra cubierto por un material de relleno llamado "jacket" que mantiene a los conductores debidamente separados y protegidos de daños mecánicos. Una armadura de metal protege la cubierta para proporcionar protección adicional, contra posibles esfuerzos mecánicos.

2.3.5.1 Cable redondo

Consiste en tres conductores (de alambre sencillo o múltiple), equidistantes. Este arreglo proporciona igual capacitancia entre cada par de conductores y por lo tanto un voltaje balanceado, que alimenta al motor, el cable redondo es el más utilizado en las industria petrolera actualmente.

2.3.5.2 El cable plano.

Consiste de tres conductores lado por lado, por lo que la capacitancia entre cada

par de conductores no es la misma, originando en el motor un voltaje desbalanceado. El cable plano se usa en espacios anulares muy reducidos. La longitud más corta del cable para proveer potencia eléctrica hacia el motor, es generalmente usada para mantener un voltaje con una variación menor de 2% del voltaje.

2.3.6 Sensor de presión y temperatura de fondo

Un accesorio adicional es el sensor de presión y temperatura, el cual está formado de un monitor de lectura superficial y de un instrumento subsuperficial (sensor de presión y temperatura de fondo). El sensor de fondo se fija a la tubería de producción y la unidad superficial se encarga de recibir la señal enviada por éste. El instrumento de lectura o monitor, alterna las lecturas de presión y temperatura cada 20 segundos y es capaz de imprimir estos valores.

Estos sensores son útiles cuando el Índice de Productividad del pozo es dudoso o prevalecen condiciones de gasificación. El sensor de fondo puede monitorear la presión de admisión de la bomba durante la operación, este valor podrá ser usado para rediseñar el equipo en caso necesario.



FIG. 2.7 CABLES CONDUCTORES ELECTRICOS

En condiciones especiales se puede determinar el índice de productividad de pozo, al operar el equipo de bombeo electrocentrífugo a diferentes gastos superficiales y monitorear simultáneamente la presión de fondo fluyendo con el sensor subsuperficial.

el índice de productividad es útil para proporcionar información actual del pozo y a futuro.

2.4 EQUIPO SUPERFICIAL DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO⁷.

El equipo eléctrico superficial consiste de transformadores, tablero de control, caja de venteo, variador de velocidad. Un cable conductor superficial eléctrico de mayor dimensión que el cable introducido al pozo, es utilizado para conectar los elementos anteriores.

2.4.1 Transformador

Existen transformadores de voltaje y de corriente. Los primeros se utilizan para adecuar el voltaje al valor requerido por el motor de fondo, los segundos para adecuar la corriente a los valores requeridos por los circuitos de control del variador de velocidad. Los transformadores de voltaje a su vez se dividen en monofásicos y trifásicos, generalmente los trifásicos son los mas empleados por el bombeo electrocentrífugo.

Algunos fabricantes construyen conjuntos de tres transformadores monofásicos, capaces de manejar el voltaje primario y convertirlo al especificado por el motor, además de estar equipados con unos dispositivos especiales llamados taps (mínimo 5) que permiten ampliar el voltaje en la salida del transformador.

2.4.2 Tablero de control

Los tableros de control estándar son a prueba de agua y pueden adecuarse a

cualquier tipo de instalación de bombeo electrocentrífugo; su diseño varía desde los más simples simples, como los de encendido magnético para protegerse de sobrecargas de voltaje, hasta los más complejos, como los protegidos por un sistema de fusibles que responden a la carga por alto voltaje y/o con señalización de condición de bombeo intermitente.

El tablero de control monitorea continuamente las tres fases de la corriente y detecta condiciones de sobrecarga o carga baja en la línea con precisión, reaccionando más rápidamente que los relevadores convencionales. Si ocurre una condición de sobrecarga el tablero de control decide si el sistema sigue operando o si se dispara, ya que es capaz de distinguir entre efectos temporales nocivos o definitivos, si el efecto es temporal decidirá seguir operando sólo por un período de tiempo predeterminado por el fabricante sin que ocurra daño al demás equipo, otra característica importante es que puede ser accionado de forma manual por un operador.

Si se usa un controlador de velocidad, los problemas de gas, pueden ser indicados por las lecturas de la carta del amperímetro.

2.4.3 Caja de venteo⁴.

La caja de venteo se localiza entre el tablero de control y el cabezal del pozo, se usa para unir el cable subsuperficial y superficial, su función es liberar a la atmosfera el gas que pudiese penetrar el aislamiento o la protección metálica del cable conductor eléctrico, antes de que llegue al tablero de control, pues el gas y el aire combinado a una chispa eléctrica podrían causar una explosión.

2.4.4 Inductor, empacador y cabezal del pozo.

El inductor es un dispositivo eléctrico que se ubica entre el variador de velocidad

y el transformador de potencia, su función es depurar la señal de voltaje y corriente que se envía al motor de fondo, es decir funciona como un filtro para generar corrientes armónicas de alimentación eléctrica.

El empacador es un dispositivo especial en el aparejo de bombeo electrocentrífugo, ya que cuenta con un mandril que permite pasar el cable conductor eléctrico, además de estar provisto de un válvula de venteo que deriva la producción de gas del espacio anular hacia la superficie, con el propósito de evitar un represionamiento en la tubería de revestimiento.

Por último el cabezal soporta el peso de la tubería, sella el espacio anular y la tubería de revestimiento, permite introducir el cable eléctrico en el claro de tuberías, teniendo válvulas y accesorios. Por seguridad todas las válvulas, estranguladores, manómetros y accesorios deben soportar la máxima presión de descarga de la bomba contra la válvula cerrada.

El controlador de velocidad variable se presenta ampliamente en el capítulo V de este trabajo.

2.5 FACTORES LIMITANTES DEL SISTEMA ABE^{8,9,10}

El ABE opera sobre un amplio rango de profundidades y gastos, sin embargo existen diversos factores que restringen el desempeño del sistema. En la siguiente sección se discutirán, brevemente, dichos factores y su efecto sobre el rendimiento del sistema.

2.5.1 Gas libre¹¹

Un excesivo volumen de gas, succionado por la bomba influye en su operación de diferentes formas.

La presencia de gas libre en el interior de la bomba, origina que los fluidos en su interior tengan una significativa expansión (por la presencia de gas libre), lo cual

origina un decremento en la capacidad de carga de la bomba. Esto es, la capacidad de carga de la bomba y en consecuencia la presión de descarga de la misma, es inversamente proporcional al volumen de fluidos manejados por la bomba.

Otro efecto que origina la presencia de gas, son fluctuaciones en la energía eléctrica que abastece al motor, debido a la penetración del gas en el conductor eléctrico. Las fluctuaciones se pueden observar en la carta del amperímetro del motor. Interferencias severas de gas pueden originar fluctuaciones grandes, por lo que, la unidad puede quedar fuera de operación. La operación intermitente del motor reduce la vida y confiabilidad del equipo.

Cuando se diseña un ABE es importante conocer la cantidad de gas libre que la bomba puede tolerar y compararlo con el existente a las condiciones de colocación de la bomba.

Finalmente se debe considerar el efecto del gas sobre el cable eléctrico sumergible. El excesivo gas absorbido por el aislante puede causar su ruptura cuando el ABE es extraído.

En general el volumen de gas que entra a la bomba debe mantenerse a un máximo de 15% del volumen total (la experiencia práctica en cada área local es el mejor indicador para definir el porcentaje por volumen permitido), para minimizar los efectos del gas.

2.5.2 Temperatura

El calor limita el rango de operación de un sistema por ABE. Cada uno de los componentes en el sistema de bombeo electrocentrífugo tienen diferentes límites de temperatura que deben ser considerados en el diseño.

El motor puede operar eficientemente a temperaturas de 450° F.

La sección sellante también tiene limitantes de temperatura, de los dos tipos que

existen, el de laberinto o sinuoso opera a temperaturas arriba de 350 ° F., mientras el de sello positivo soporta temperaturas de hasta 325° F.

El cable eléctrico sumergible estándar está limitado por su material aislante (polipropileno y polinitrilo), a una temperatura de 450° F., arriba de esta temperatura el polinitrilo se vuelve quebradizo y el polipropileno se ablanda, por lo que los conductores pueden llegar a juntarse originando un cortocircuito.

El desarrollo de cables especiales han permitido aplicaciones a temperaturas arriba de 450° F., sin embargo en pozos con temperaturas arriba de los valores mencionados, las fuerzas corrosivas y el gas en combinación con la temperatura pueden causar fallas prematuras.

2.5.3 Viscosidad

Los líquidos viscosos también influyen en el diseño de un sistema con un ABE. Los líquidos con altas viscosidades incrementan los requerimientos de potencia al freno y disminuyen la carga y capacidad. No existe una viscosidad límite para los fluidos bombeados; sin embargo es necesario incrementar el número de etapas y potencia del motor, conforme se incrementa la viscosidad.

2.5.4 Profundidad

Existen límites específicos de profundidad para el ABE, en relación directa con el tamaño del equipo empleado. Los límites están en función de cuatro parámetros; presión de fractura del material de la carcasa, la potencia requerida para llevar los fluidos a la superficie, la carga sobre los cojinetes de empuje y la temperatura de operación.

2.5.5 Arena y parafinas

Los sólidos en suspensión y las parafinas en el fluido pueden limitar el rango de operación del ABE, sin embargo no existe una forma confiable o segura de medir sus efectos en el rendimiento. La cantidad de arena y parafinas en el gasto de

flujo deben considerarse cuando se determine la capacidad del sistema de bombeo. Existen equipos especiales que permiten manejar este tipo de componentes, con el propósito de alargar la vida útil de los equipos.

2.6 DISEÑO Y SELECCION DEL EQUIPO⁷

El diseño de un sistema eficiente de ABE no es un procedimiento complicado. El primer paso es reunir toda la información básica para asegurarse de una operación eficiente. Esto incluye características físicas del pozo, su potencial, las características de los fluidos producidos, suministro disponible de energía eléctrica y cualquier problema que afecte el rendimiento del sistema. Por lo tanto, debemos reunir o determinar con exactitud la siguiente información:

- 1.- *INFORMACION DEL POZO*: Peso y diámetro de la tubería de revestimiento; diámetro y tipo de la tubería de producción; profundidad del intervalo disparado y profundidad de colocación de la bomba.
- 2.- *INFORMACION DE PRODUCCION*: Presión en la cabeza del pozo, gasto de producción actual, nivel dinámico del fluido o presión de fondo fluyendo estática, temperatura de fondo, relación gas aceite, y producción de agua.
- 3.- *CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DEL POZO*: Gravedad específica del fluido, presión de burbujeo del gas, viscosidad del aceite, y densidad del gas.
- 4.- *FUENTES DE ENERGIA*: Voltaje primario disponible, frecuencia y capacidad de la fuente de energía eléctrica.
- 5.- *PROBLEMAS POSIBLES*: Arena, corrosión, parafinas, emulsiones, gas y temperatura.

Existen diversos programas de cómputo que permiten hacer un diseño adecuado del aparejo de producción de bombeo electrocentrífugo.

Una vez que se cuenta con la información se determina el potencial del pozo a la presión de succión requerida, para este procedimiento se utilizan las técnicas de

IPR descritas en el capítulo 3 de este trabajo. El volumen de producción de agua, aceite y gas se debe calcular a las condiciones de succión de la bomba, la cual generalmente se encuentra localizada por arriba del límite superior del intervalo productor; para obtener una operación eficiente de la bomba no más del 5 % de este volumen debe ser gas. Con los valores de la presión de succión y su gasto correspondiente se determina la carga dinámica total requerida por la bomba (presión de descarga), la cual se obtiene por la siguiente fórmula;

$$H_T = H_b + H_f + H_{wh} - S_m$$

donde:

- H_T = carga dinámica total.
- H_b = profundidad de colocación de la bomba.
- H_f = pérdidas de presión en la tubería de producción expresada en longitud de columna hidráulica.
- H_{wh} = presión en la cabeza del pozo en longitud de carga.
- S_m = sumergencia

Es una buena práctica mantener el total de carga en un valor tan bajo como sea posible, para reducir los requerimientos de potencia de la bomba, ésto se logra al reducir las pérdidas de fricción en la tubería de producción.

En este momento se inicia la selección del equipo del sistema de ABE. Se selecciona la bomba en base al diámetro de T.R. del pozo y a su capacidad de manejar el gasto de producción calculado con la más alta eficiencia, para este fin, se consultan las curvas características de las bombas centrífugas proporcionadas por los proveedores.

De la curva seleccionada obtenemos la carga y potencia por etapa. La carga dinámica total se divide entre la carga/etapa para obtener el número total de etapas de la bomba. La carcasa de la bomba se selecciona de acuerdo al número

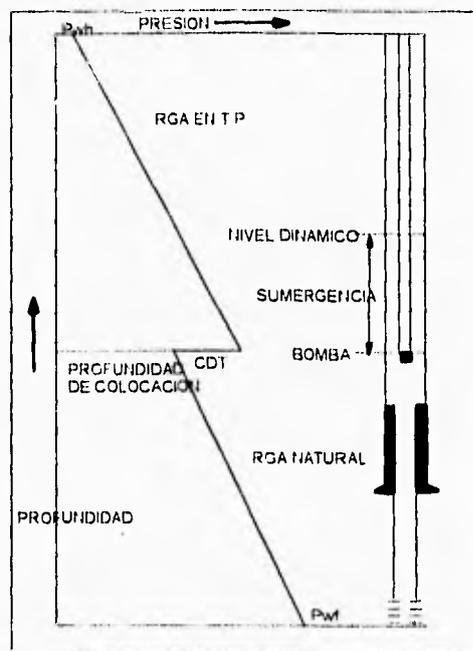


FIG. 2.8 PERFIL DE PRESIONES DE UN POZO

de etapas requeridas, si no existe en el mercado una carcasa que soporte el número exacto de etapas, se opta por escoger una que pueda manejar un número ligeramente mayor al calculado. La capacidad del motor se determina calculando la potencia requerida para llevar los fluidos a la superficie con la presión requerida en la boca del pozo y considerando la eficiencia de la bomba.

Para calcular los requerimientos de potencia total requerida se utiliza la siguiente formula:

$$HP_T = hp/etapa \times \text{densidad relativa del fluido} \times N_{etapas}$$

De los motores que suministren la potencia requerida, se selecciona el motor con diámetro externo más grande que pueda introducirse en el diámetro interior de la tubería de revestimiento.

La selección del protector se basa en que pueda ser acoplado al motor y al aparato diseñado.

Posteriormente se selecciona un equipo superficial adecuado, en base a los rangos voltaje, amperaje, y potencia requerida. La selección del cable conductor debe estar basado en características del fluido, temperatura, caída de voltaje (no mayor al 2 % del voltaje requerido) y a su tamaño físico.

Finalmente la selección del transformador esta basada en el rango de potencia requerida.

CAPITULO III

COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA.

3.1. INTRODUCCION

Para llevar a cabo un estudio integral de un sistema de producción, deben conocerse las bases que sustentan la teoría de flujo en cada uno de sus elementos, por tal motivo, en el presente capítulo se mencionan los conceptos y procedimientos necesarios para evaluar el comportamiento de flujo en cada uno de dichos elementos.

De acuerdo a la configuración básica de un sistema de producción (Fig. 4.1, Capítulo 4), el capítulo se dividió en las siguientes tres secciones :

1. Comportamiento de la capacidad de producción de un pozo.
2. Comportamiento del flujo multifásico en las líneas de producción.
3. Flujo multifásico a través de estranguladores.

3.2. COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCION DE UN POZO¹²

El yacimiento constituye uno de los más importantes componentes del sistema de producción; como se mencionó anteriormente en el yacimiento se presenta una de las dos presiones que se consideran constantes en la aplicación del análisis nodal (p_{ws}); además sólo el conocimiento adecuado del yacimiento, permite hacer predicciones del gasto de afluencia al pozo, parámetro indispensable para poder evaluar un sistema de producción; la magnitud de dicho gasto está en función de la caída de presión en el yacimiento (Presión estática del yacimiento - presión de fondo fluyendo, $P_{ws}-P_{wf}$) y de otros parámetros, como las propiedades

petrofísicas de la formación, el régimen de flujo, saturaciones de los fluidos en el medio poroso, compresibilidad de los fluidos, daño o estimulación de la formación, turbulencia del flujo y mecanismo de empuje, así como la misma presión media del yacimiento. La relación entre el gasto de producción y la caída de presión dan origen al concepto de Índice de Productividad (IP), el cual se ve disminuido durante la vida productora de un pozo por diferentes factores que se relacionan al cambio de presión en el yacimiento.

De acuerdo con Gilbert, al flujo del yacimiento al pozo, se le conoce como "Comportamiento de afluencia" o IPR (Inflow Performance Relationship), el cual se representa con una gráfica de gastos superficiales (q) vs presiones de fondo fluyendo (P_w .)

En el capítulo 4, se desarrollan una serie de procedimientos para definir el IPR de pozos de aceite.

Como se puede observar, la información que se describe en esta sección, se enfoca a comprender las restricciones y posibilidades que ofrecen las condiciones del yacimiento, y de esta forma, evaluar la capacidad productora del pozo.

3.2.2 Pruebas de producción¹³.

Al efectuar un análisis del sistema de producción de un pozo, es indispensable contar con registros de una o más pruebas de producción, de tal forma que se pueda determinar su capacidad productora.

Los objetivos de una prueba de producción varían de una simple definición del gasto y tipo de fluidos producidos, hasta la obtención de parámetros y heterogeneidades del yacimiento a diversas presiones del mismo. Generalmente las pruebas de producción se dividen en:

- **Pruebas de producción periódicas.** Su objetivo es determinar las cantidades relativas de aceite, gas y agua producidas bajo condiciones normales.

- **Pruebas de productividad.** Las pruebas de productividad son usualmente diseñadas para determinar la capacidad de producción de un pozo a diferentes caídas de presión, sus resultados permiten seleccionar métodos de terminación adecuados, diseño de sistemas artificiales y dimensionamiento del equipo de producción.
- **Pruebas de presión transitorias:** Estas pruebas permiten evaluar el daño de una formación, o su beneficio al aplicarle una estimulación. También se podrán estimar parámetros del yacimiento como, permeabilidad, presión, volumen y heterogeneidades.

En congruencia con lo anterior, debemos abocarnos a las pruebas de productividad básicamente, cuando el objetivo sea determinar lo que un pozo en particular puede producir.

Las pruebas de productividad no definen la permeabilidad o el grado de daño de la formación, sin embargo, si reflejan una restricción anormal al flujo cerca del pozo. Por lo tanto, pueden ser utilizadas como un indicador de las condiciones de flujo en el pozo, o bien, como una base comparativa que permita calificar la terminación de los pozos de un yacimiento.

En este tipo de pruebas se miden directamente las presión de fondo estática y de fondo fluyendo del pozo a condiciones estabilizadas de producción, así como los gastos de producción recolectados en la superficie.

Las pruebas de productividad más comúnmente aplicadas para pozos de aceite son :

- ◆ El Índice de productividad.
- ◆ El IPR

3.2.3 Índice de productividad ("J")¹⁴

Se le conoce bajo este término, a la relación del gasto de producción expresado en barriles-día a condiciones de tanque y la caída de presión en el punto medio del intervalo productor.

$$IP = J = \frac{q}{(p_{ws} - p_{wf})} \quad 3.1$$

q = Gasto de líquidos BPD.

p_{ws} = Presión estática del pozo, psi.

p_{wf} = Presión de fondo fluyendo, psi.

(p_{ws} - p_{wf}) = Caída de presión, psi.

El índice de productividad es una estimación del potencial del pozo o de su habilidad para producir. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra.

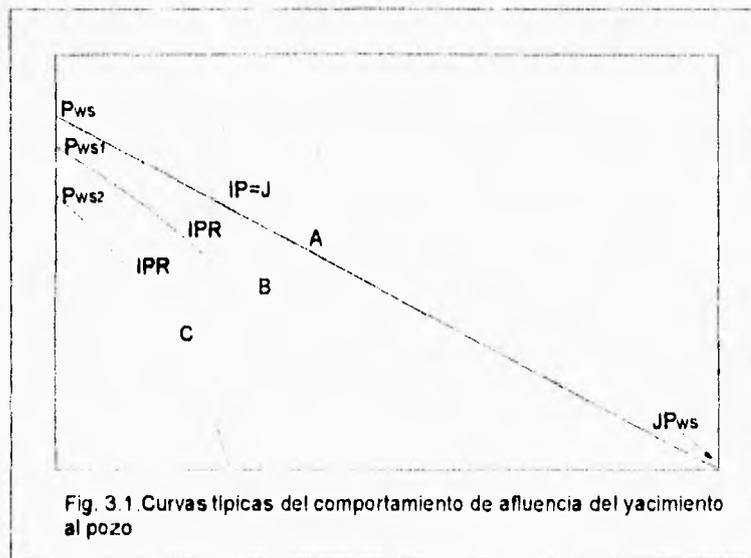
Con un pozo produciendo arriba de la presión de burbujeo, el IP puede mantenerse constante sobre un amplio rango de abatimientos de presión.

3.2.3.1 IPR en yacimientos de aceite bajosaturados¹⁵.

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la relación de la ecuación 3.1 no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión.

Con un flujo abajo de la presión de burbujeo y el gas ocupando una porción del

espacio poroso, la permeabilidad relativa al aceite disminuye, como consecuencia el Índice de productividad (IP) y la relación gas-liquido aumenta. El efecto resultante es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal.



En la Fig. 3.1 se muestran las curvas típicas que representan el comportamiento del flujo del yacimiento al pozo. En la línea A, la pendiente de la recta es constante y entonces $J=IP$. A presiones de fondo fluyendo menores a P_b se presenta un comportamiento no lineal al que se le conoce como IPR (curvas B y C). Al depresionarse el yacimiento se observa un comportamiento como el de la curva C.

3.3 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO MULTIFASICO EN LAS LINEAS DE PRODUCCION.^{1,15,16,17}

El flujo multifásico de fluidos Newtonianos en las líneas de producción ha sido

investigado teórica y experimentalmente por diversos autores. Poettman & Carpenter, Duns & Ros, Hagerdon & Brown, Beggs & Brill y Orkiszewski entre otros, se han ocupado de la predicción de gradientes de presión en pozos de aceite, donde el flujo puede ser una mezcla de gas-aceite-agua con un intercambio de masa interfásico. A su vez, numerosas aplicaciones y modificaciones a las ecuaciones propuestas por los autores mencionados, han sido publicadas.

La capacidad de flujo en las líneas de producción, está en función de parámetros tales como: longitud y diámetros de tuberías, grado de inclinación, regimenes de flujo, propiedades de los fluidos, condiciones de presión y temperatura, etc; el cálculo de los gradientes de presión requiere evaluar los parámetros mencionados anteriormente.

El problema del cambio de las características del flujo se elimina al suponer que la mezcla gas-líquido es homogénea en un intervalo pequeño de la tubería.

Numerosas correlaciones han sido desarrolladas en los últimos treinta años para el cálculo del gradiente de presión en pozos productores. Una amplia revisión de los mismos se encuentra en Brown¹⁷.

El ingeniero de producción debe ser cuidadoso al seleccionar el método a aplicar en el pozo, la evaluación de cada método solo se logra comparando los valores de caída de presión obtenidos al aplicar correlaciones de flujo multifásico y los medidos directamente en el campo.

3.3.1 Clasificación de las correlaciones de flujo multifásico¹⁵

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de gradiente de presión con flujo multifásico, pueden clasificarse en tres grupos en base al criterio utilizado en su desarrollo :

- **Grupo I.**

No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se

obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo están incluidas las correlaciones de Poettman-Carpenter, Fancher & Brown y Baxendell & Thomas.

- **Grupo II.**

Se considera el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula considerando el efecto del colgamiento del líquido. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y líquido. No se distinguen regimenes de flujo. Un ejemplo de este grupo es la correlación de Hagedorn-Brown.

- **Grupo III.**

Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula considerando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen tres diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de este grupo son las de Duns y Ros, Orkiszwski, Beggs y Brill, Gould y Tek, entre otras.

Ejemplos y ecuaciones detalladas de los métodos mencionados se pueden encontrar en Brown¹⁷.

3.3.1.1 Patrones de flujo¹⁵

Por patrón de flujo se entiende a la distribución de cada fase en la tubería, con respecto a la(s) otra fase(s) presente(s).

Cuando dos fluidos con diferentes propiedades físicas fluyen simultáneamente en una tubería, existe un rango amplio de posibles patrones de flujo.

Las Fig. 3.14 y 3.15 muestran los diferentes patrones de flujo observados en tuberías horizontales y verticales, por Beggs y Orkiszewski, respectivamente; en sus trabajos experimentales.

Cuando el flujo se lleva a cabo en una tubería inclinada los patrones toman otras formas, para flujo ascendente el patrón es generalmente bache o niebla.

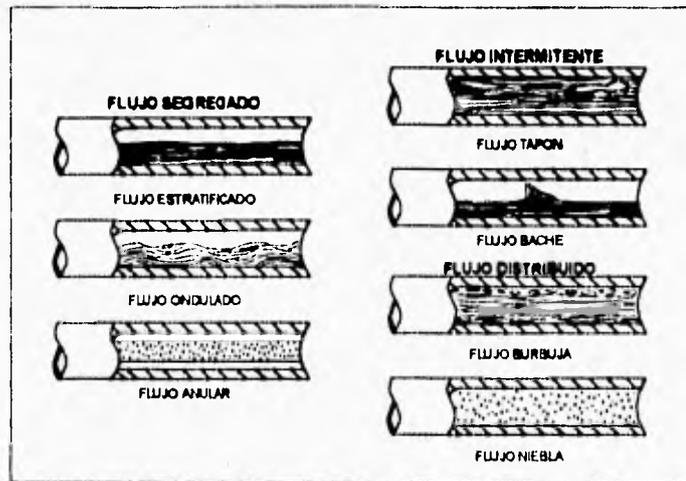


FIG. 3.14 CONFIGURACIONES DE FLUJO HORIZONTAL, OBSERVADOS POR BEGGS

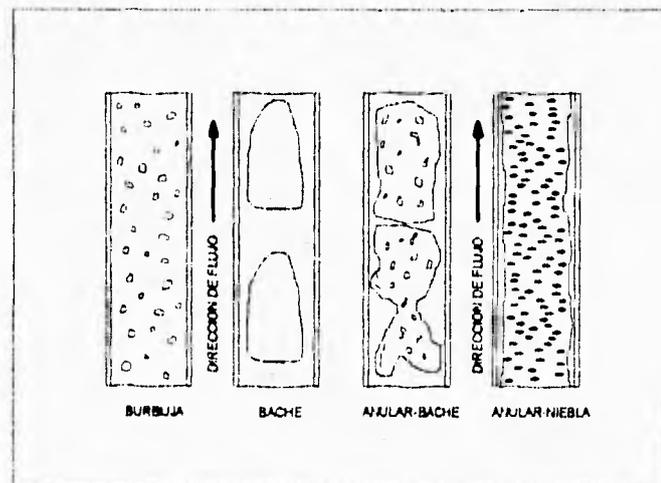


FIG. 3.15 CONFIGURACIONES GEOMETRICAS EN FLUJO VERTICAL

3.3.2. Flujo multifásico en tuberías verticales.

Uno de los más importantes componentes en el sistema es la tubería de producción, es aquí donde ocurre el 80 % de la caída total de presión en el sistema. La caída de presión en la tubería de producción se define por la diferencia de presiones entre el fondo del pozo y cabeza del mismo. Cuando el flujo es vertical las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas por lo que el gradiente de presión debido a la misma, generalmente se desprecia.

3.3.3. Flujo multifásico en tuberías horizontales

El estudio de flujo multifásico en tuberías horizontales data de mediados del Siglo XIX, pero ha sido en los últimos años cuando se le ha dedicado especial interés y atención. Las correlaciones con más aplicaciones en la Industria son:

- Correlación de Bertuzzi, Tek y Poettman.
- Correlación de Eaton, Andrews, y Knowles.
- Correlación de Beggs y Brill
- Correlación de Dukler.

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que, en la ecuación para calcular la pérdidas de presión, sólo se consideran los términos que definen las caídas de presión por fricción y aceleración. Las principales incógnitas en su ecuación general son la densidad y el factor de fricción. Es importante entonces tener una buena correlación para calcular el colgamiento del líquido, así como del factor de fricción.

3.4 FLUJO MULTIFASICO A TRAVES DE ESTRANGULADORES¹

No obstante que la principales pérdidas de presión en el sistema tienen lugar en el yacimiento, tubería de producción y línea de descarga, las caídas de presión en

las restricciones pueden ser substanciales en algunos pozos . Las principales restricciones son :

1. Válvulas de seguridad subsuperficiales.
2. Estranguladores de fondo y superficiales.
3. Válvulas y medidores.

Las pérdidas de presión en las válvulas de seguridad y medidores de la tubería de producción no pueden ser evitadas, sin embargo la caída de presión a través de un estrangulador superficial puede ser controlada para obtener la máxima capacidad de producción del pozo.

El flujo a través de una restricción puede ser crítica (sónica) o subcrítica (subsónica). Si el flujo es crítico, un disturbio de presión corriente abajo de la restricción no tendrá ningún efecto en el flujo que atraviesa la restricción y la presión corriente arriba. Uno de los principales objetivos de un estrangulador es controlar el gasto de flujo, este será usualmente seleccionado de tal forma que exista flujo crítico. Una regla de dedo para distinguir estados de flujo crítico y subcrítico es que si la relación entre la presión corriente arriba y la presión corriente abajo es menor o igual a .5, entonces el flujo resultara crítico. Beggs¹ recomienda .6 o .7 para flujo multifásico.

CAPITULO IV

TECNICA DE ANALISIS NODAL

4.1. INTRODUCCION^{1,17,18}

La técnica de análisis Nodal, se utiliza para evaluar y analizar los sistemas de producción en forma integral. Esta técnica permite determinar los efectos que se originan en el sistema al modificar cualquiera de sus componentes, lo cual permite definir en forma aislada el comportamiento de cada uno de ellos y su influencia en la capacidad productora del sistema. Una vez que se define el comportamiento de cada componente, estos pueden ser optimizados para lograr una capacidad de transporte del requerida o idónea, teniendo como limitantes la capacidad de producción del yacimiento al pozo y las restricciones económicas.

La aplicación del análisis Nodal¹ a pozos de producción de hidrocarburos fue desarrollado por Gilbert en 1954 y discutidos por Nind en 1954 y Brown en 1978.

Existen diferentes arreglos de sistemas de producción, en la Fig. 4.1, se reproduce un sistema de producción simplificado, el cual consta de tres secciones o módulos:

- Flujo a través del medio poroso.
- Flujo a través de la tubería de producción (vertical o inclinada).
- Flujo a través de tubería horizontal o de descarga.

En la Fig. 4.2 se muestra un sistema de producción más completo, con sus posibles caídas de presión, que se originan del yacimiento a la primera etapa de separación.

El sistema de la Fig. 4.2 se apega más a la realidad, sobre todo en instalaciones marinas. Sin embargo pueden presentarse en ocasiones una combinación de ambas configuraciones.

En este capítulo se discutirán los procedimientos que permiten interrelacionar las caídas de presión mostradas en la Fig. 4.2., con la capacidad que tiene el sistema para manejar los fluidos producidos por el yacimiento, a ciertas condiciones.

4.2 TECNICA DE ANALISIS NODAL¹

El procedimiento de la técnica de análisis Nodal, consiste en la selección de un punto divisorio o nodo que secciona al sistema en dos. Las posibles localizaciones de los nodos se muestran en la Fig. 4.3. Una vez que se selecciona el nodo, se calcula su presión en dos direcciones (corriente arriba y corriente abajo del nodo), iniciando con cada una de las presiones consideradas como constantes para un cierto tiempo en la vida productora del pozo, una de ellas es la presión media del yacimiento (P_{ws}) (presión de entrada del sistema) y la otra, es la presión de separación (P_{sep}), sin embargo si el pozo es controlado por un estrangulador superficial, se puede fijar a la presión en la boca del pozo, como la presión de salida del sistema (P_{wh}).

Todos los componentes corriente arriba del nodo conforman su sección de afluencia, mientras que la sección de descarga se conforma con todos los componentes corriente abajo del nodo.

Las siguientes expresiones, nos permiten calcular las presión en el nodo en ambas direcciones.

Sección de afluencia a el nodo

$$\bar{p}_i - \Delta p (\text{Componentes corriente arriba}) = p_{\text{nodo}}$$

Sección de descarga del nodo

$$\bar{p}_{sep} + \Delta p (\text{Componentes corriente abajo}) = p_{nodo}$$

El gasto de flujo a través del nodo se determina una vez que los siguientes puntos se satisfacen en el mismo:

- 1. El flujo másico en el nodo es igual al flujo másico que sale del mismo.**
- 2. Sólo una presión puede existir en el nodo.**

Para flujo en dos fases, la solución de las ecuaciones anteriores requieren de la aplicación de una serie de correlaciones de flujo multifásico para cada uno de los componentes y restricciones del sistema.

La caída de presión, Δp , en cualquier componente es función del gasto de flujo, q que manejan. Por lo que, para cada gasto superficial, se tendrá una presión en el nodo. Al graficar los parámetros anteriores para diferentes gastos y en ambas direcciones, se generaran dos curvas, las cuales se intersectan en un punto en el que se satisfacen los requerimientos 1 y 2 mencionados anteriormente.

El efecto de cualquier cambio en alguno de los componentes puede definirse, al calcular y graficar la presiones y gastos del nodo obtenidos de la modificación realizada. Si el cambio es realizado corriente arriba del nodo, la curva de descarga del nodo permanecerá sin cambio. Sin embargo, si alguna de las curvas se desfazan, la intersección de las curvas será en otro punto, y por lo tanto, se obtendrá una nueva presión y capacidad de flujo para el sistema. Las curvas también se modifican si alguna de las presiones consideradas como constantes se varían, lo cual se presenta con el agotamiento del yacimiento o un cambio en las condiciones de separación.

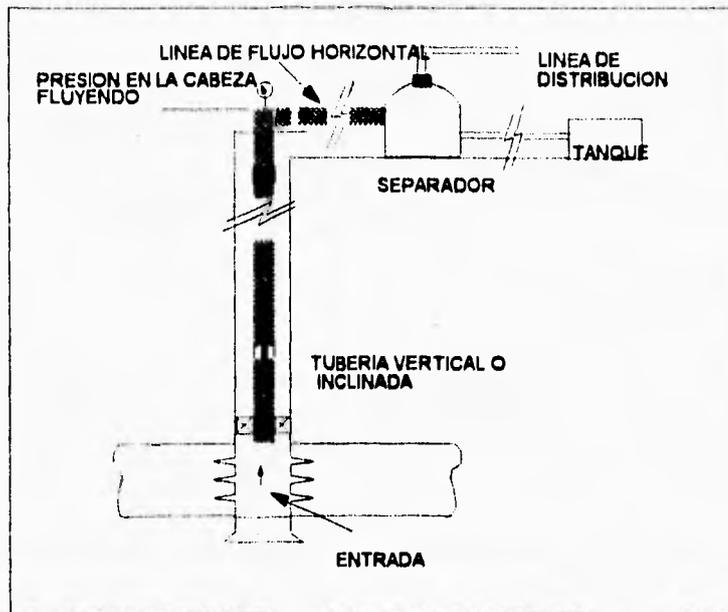


Fig. 4.1 SISTEMA DE PRODUCCION

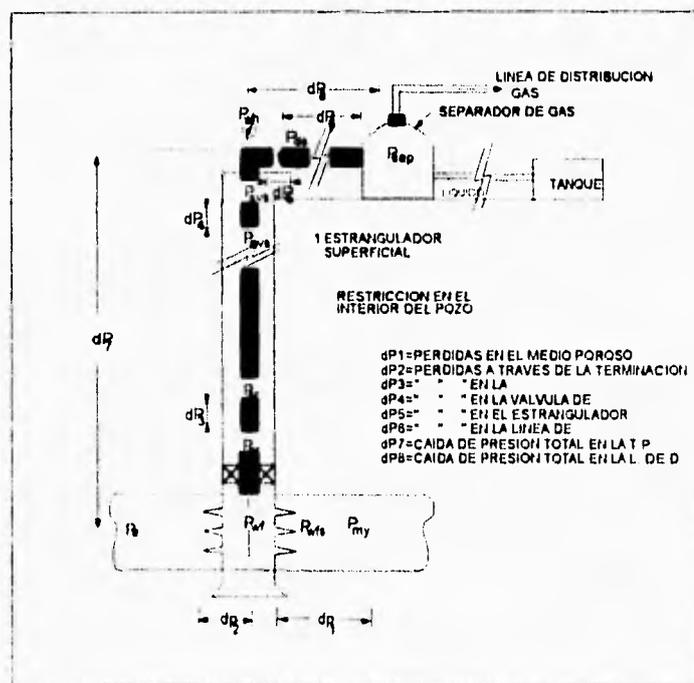


FIGURA 4.2 CAIDA DE PRESION POSIBLES EN UN SISTEMA DE PRODUCCION

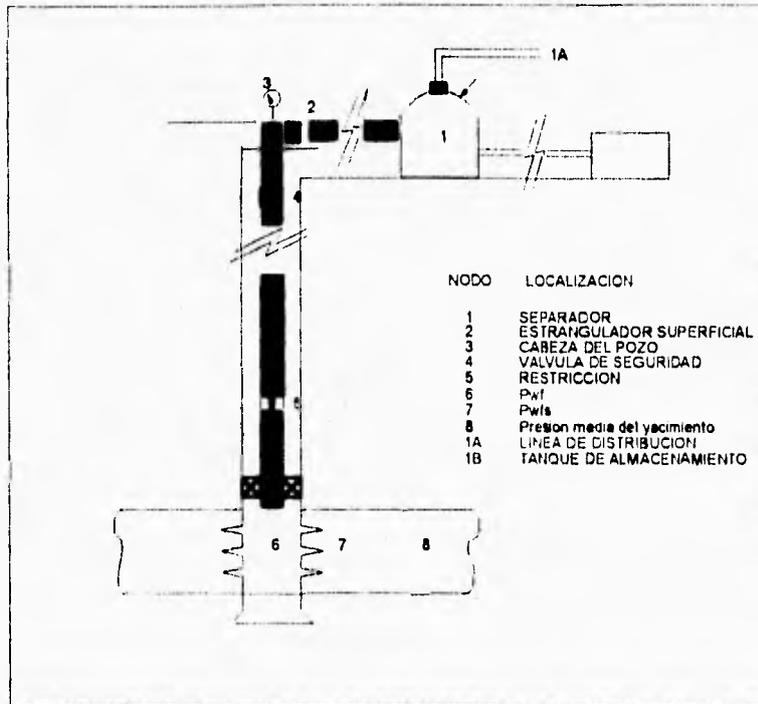


Fig. 4.3 LOCALIZACION DE DIFERENTES NODOS EN EL SISTEMA..

4.3. PROCEDIMIENTO DE SOLUCION PARA POZOS DE ACEITE^{1,15,17,18}

4.3.1. Construcción de las curvas de IPR¹⁷

Para predecir el gasto de entrada a un pozo y su respectiva presión de fondo fluyendo se utilizan una serie de métodos empíricos, como la correlación de Vogel para pozos de yacimientos bajosaturados y el de curva generalizada para pozos con una $P_{ws} \geq P_b$.

4.3.1.1 Método de Vogel¹⁷

Vogel reportó los resultados de un estudio en el que utilizó un modelo matemático del yacimiento para calcular el IPR de pozos productores de aceite de yacimientos saturados.

El estudio consideró yacimientos con características diferentes de permeabilidad relativa, geometría del pozo y factores de daño o Skin.

El método de Vogel se basa en el modelo de yacimiento desarrollado por Weller, para la estimación de diferentes IPR para un rango amplio de condiciones. Vogel gráfico estos IPR, pero con una presión y gasto de flujo adimensionales. La presión adimensional se define como la presión de fondo fluyendo entre la presión media del yacimiento (presión estática del pozo), (P_{wf}/P_{ws}) ; mientras que, el flujo adimensional se define como la relación entre el gasto a la P_{wf} considerada y el gasto máximo (gasto correspondiente a una P_{wf} igual a cero), esto es $(q_o/q_{o(max)})$.

Se encontró que el comportamiento general de la curva del IPR adimensional fue similar para todas las condiciones estudiadas.

Ejemplos de esas gráficas de acuerdo al estudio original se ilustran en la Fig. 4.4.a - 4.4.d.

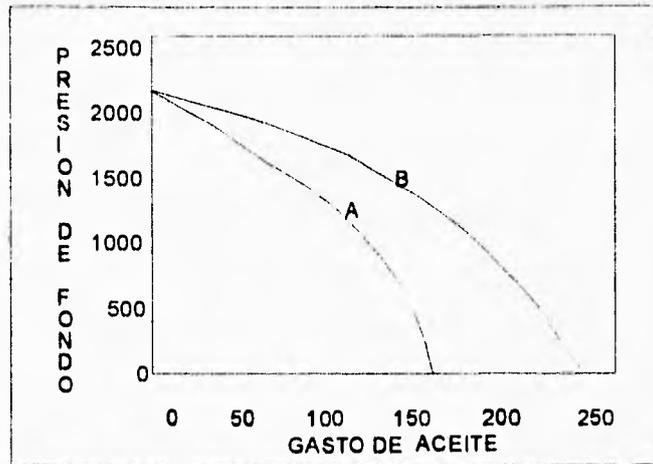
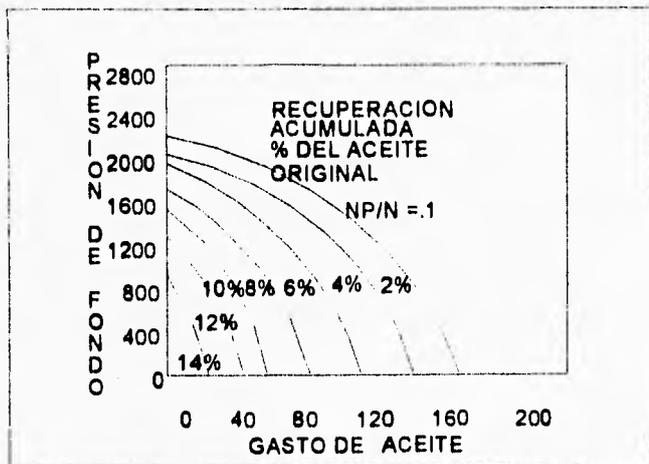
Después de graficar las curvas del IPR adimensional para todos los casos considerados, Vogel obtuvo la siguiente relación entre el gasto y presión adimensionales.

$$\frac{q_o}{q_{o(max)}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_{ws}^2} \quad 4.1$$

donde :

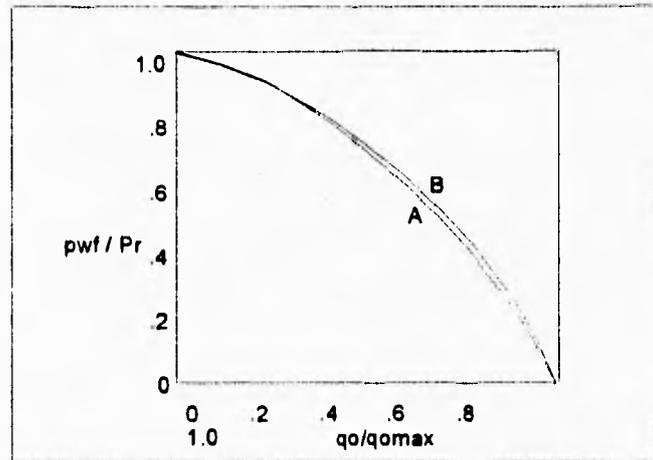
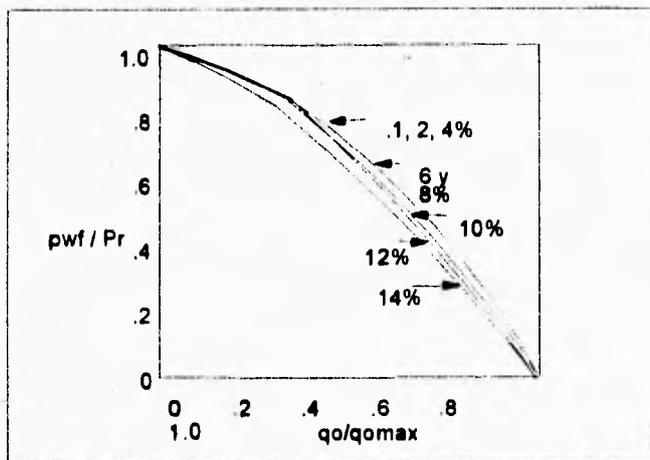
- q_o = El gasto de afluencia correspondiente a la P_{wf} .
- $q_{o(max)}$ = El gasto de afluencia que corresponde a una $P_{wf}=0$.
- P_{ws} = Presión estática del pozo al tiempo de interés.

Una gráfica del IPR adimensional, definida por la ecuación 4.1 se presenta en la Fig. 4.5.



4.4.a CAMBIO DEL IPR CON LA EXPLOTACION

4.4.b CAMBIO DEL IPR CON LAS CONDICIONES DEL YACIMIENTO



4.4.c IPR ADIMENSIONAL PARA LA FIGURA 4.4.a

4.4.d IPR ADIMENSIONAL PARA LA FIGURA 4.4.b

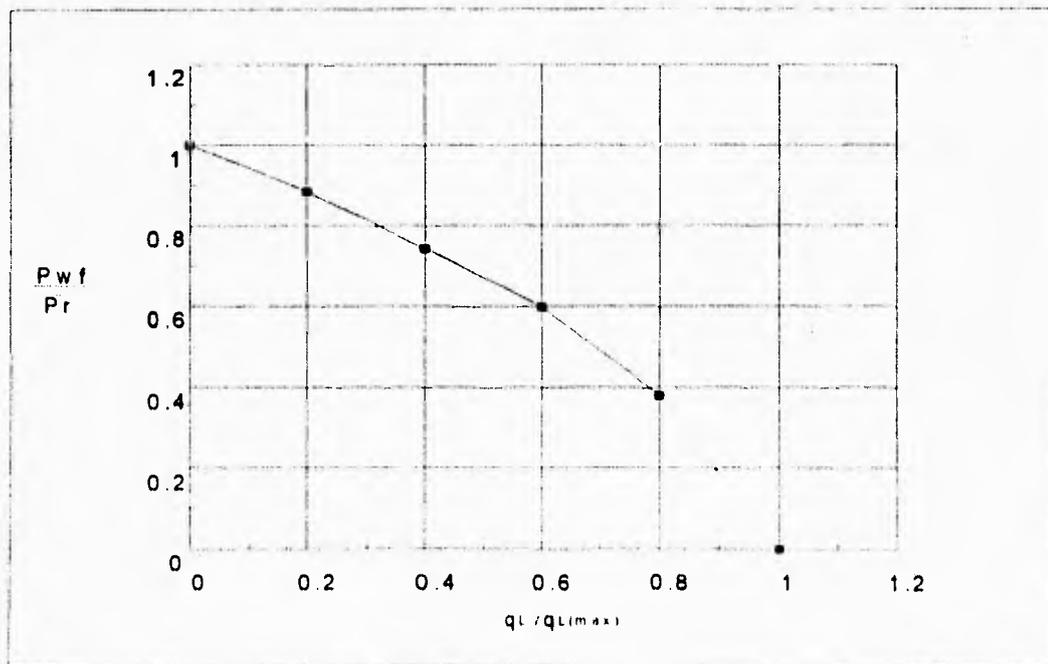


Fig. 4.5 IPR ADIMENSIONAL DE VOGEL

También se demostró que el método de Vogel puede ser aplicado a pozos produciendo agua, aceite y gas; en tal caso, la relación $q_o/q_{o,max}$ se reemplaza por $q_L/q_{L,max}$ donde $q_L=q_o+q_w$, esto es válido para pozos produciendo agua hasta en un 97%. Un incremento de la saturación de gas, reduce la permeabilidad relativa al agua.

4.3.1.1.1 Construcción de las curvas de IPR por Vogel

El procedimiento de cálculo que se presenta a continuación se limita a yacimientos saturados ($P_{ws} < P_b$)*.

1. Determinar la P_{ws} del pozo y obtener la P_{wf} a un gasto medido a condiciones superficiales (q).
2. Calcular el gasto máximo, con los datos anteriores y la ecuación 4.3 o la Fig. 4.10.
3. Calcular el gasto de aceite para diferentes valores de P_{wf} . Con la ecuación 4.4.
4. Graficar presiones vs gastos obtenidos en el inciso 3.

*Consultar tabla 4.1

4.3.1.2 Curva generalizada de IPR¹⁵

Patton y Goland obtuvieron al combinar las ecuaciones del IP en yacimientos bajosaturados, la ecuación 4.2 de Vogel y la ecuación de Fetckovich⁶, $q=J'o(P_{2ws} - P_{2wf})$ una serie de expresiones para construir las curvas generalizadas de IPR (ver Fig. 4.12).

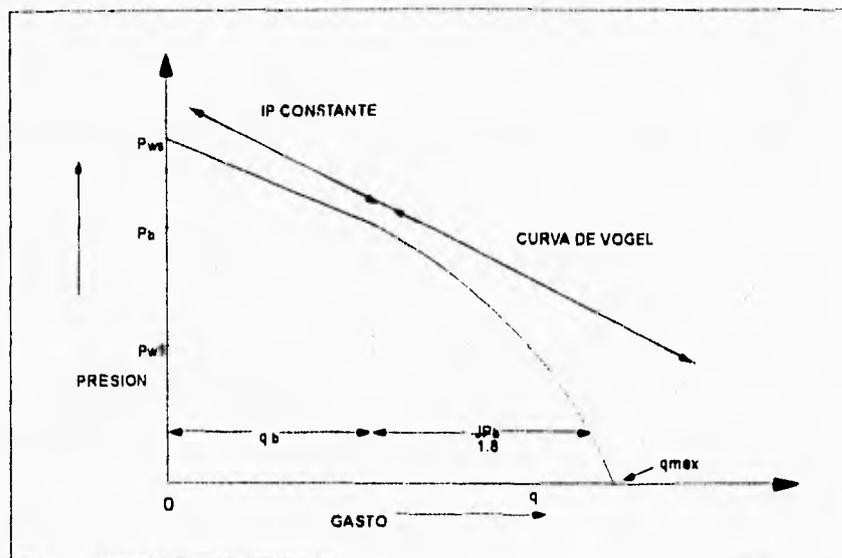


FIG. 4.6 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA GENERALIZADO

4.3.1.2.1 Construcción de las curvas de IPR por curva generalizada

Los siguientes procedimientos se limitan para $P_{ws} > P_b$.

1. Obtener el valor de la P_b de un análisis PVT.
2. Determinar la P_{ws} del pozo y obtener la P_{wf} a un gasto medido q .

Aquí se presentan dos casos:

CASO I. $P_{wf} > P_b^*$

3. Obtener J , q_b , y q_{max} , en ese orden, empleando las ecuaciones: 4.1, 4.5 y 4.6.
4. Para calcular q a diferentes valores de P_{wf} , utilizar:

Ecuación 4.1 para $P_{wf} > P_b$;

Ecuación 4.8 para $P_{wf} < P_b$;

CASO II. $P_{wf} < P_b^*$

- 3'. Obtener J , q_b , y q_{max} con las siguientes expresiones 4.7, 4.5 y 4.6.
- 4'. Para calcular q a diferentes valores de P_{wf} , utilizar:

Ecuación 4.1 para $P_{wf} > P_b$;

Ecuación 4.8 para $P_{wf} < P_b$.

*Consultar tabla 4.1

ECUACION	EC.NUM.
$J = IP = q(p_{ws} - p_{wf})$	4.1
$q/q_{max} = 1 - 0.2(p_{wf} - p_{ws}) - 0.8(p_{wf} - p_{ws})^2$	4.2
$q_{max} = \frac{q_o}{1 - 0.2(p_{wf} - p_{ws}) - 0.8(p_{wf} - p_{ws})^2}$	4.3
$p_{wf} = 0.125P_{ws}(-1 + \sqrt{81 - 80(q_o / q_{o,max})})$	4.4
$q_b = J(p_{ws} - p_b)$	4.5
$q_{o,max} = q_b + \frac{J \times P_b}{1.8}$	4.6
$J = q / (P_{ws} - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$	4.7
$q = q_b + [q_{max} - q_b] \left[1 - 0.2 p_{wf} / p_{ws} - 0.8 (p_{wf} / p_{ws})^2 \right]$	4.8

TABLA 4.1 ECUACIONES PARA PARA DEFINIR LAS CURVAS DE IPR

4.3.2 El fondo del pozo como nodo solución¹⁷

Probablemente representa el nodo de solución más común, se encuentra localizado a la profundidad media del intervalo disparado (nodo 6 de la FIG. 4.3), es decir $P_{wf} = P_{nodo}$.

En estas condiciones el sistema se divide en dos componentes principales: el yacimiento (componente de capacidad del pozo) y el componente de las tuberías de producción del sistema.

4.3.2.1 Procedimiento de solución

- a) Si $p_{wf} > p_b$, suponer varios gastos y construir la curva IP con la Ec. (4.1). Si $p_{wf} < p_b$ construir la curva I.P.R. con el método de Vogel. (Esto define la presión en la sección de afluencia del nodo).

- b) A partir de p_s y para cada uno de los gastos supuestos del inciso anterior, obtener la p_{wh} necesaria para mover los fluidos al separador. Es indispensable emplear el método seleccionado para determinar las pérdidas de presión por la línea de descarga.
- c) Obtener la p_{wf} para los gastos considerados y las p_{wh} calculadas, aplicando para ello el método seleccionado para calcular las pérdidas de presión por la T.P.

Los incisos b y c definen la presión del nodo en la sección de descarga del nodo.

Graficar los valores de p_{wf} del paso anterior en la misma gráfica donde se encuentra la curva de IPR. En su intersección y sobre la abscisa se encontrará un gasto.

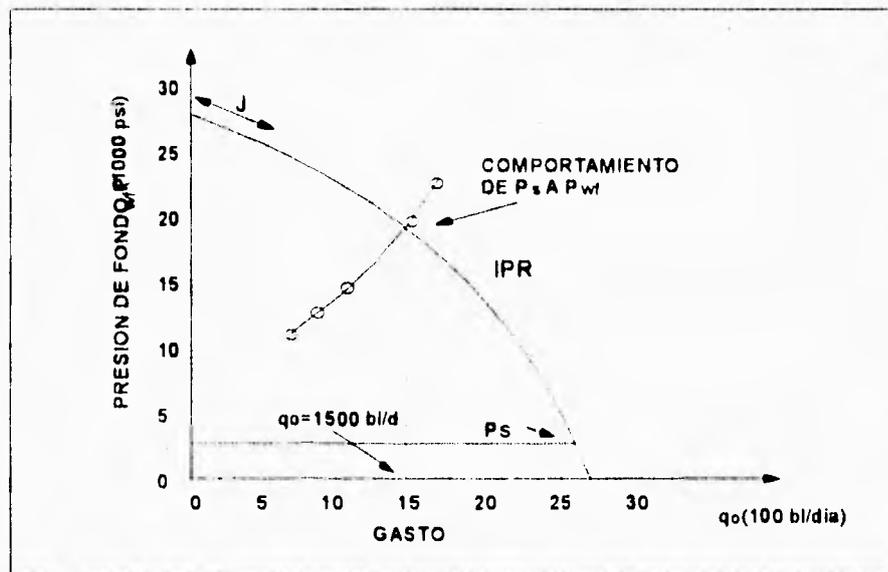


FIG. 4.7 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA, TOMANDO COMO NODO SOLUCION LA P_{wf}

Es necesario indicar que este es el gasto máximo posible dadas las condiciones del sistema, Fig. 4.7, para modificarlo se requiere cambiar el diámetro de la tubería de producción, de la línea de descarga, el estrangulador, la presión de

separación, o bien, a través de una estimulación modificar las condiciones de la formación.

La elección del nodo 6, como nodo de solución, obedece a que al aislarse el yacimiento del resto del sistema puede verse clara e inmediatamente el efecto del abatimiento de la presión estática sobre el gasto, Fig. 4.7b.

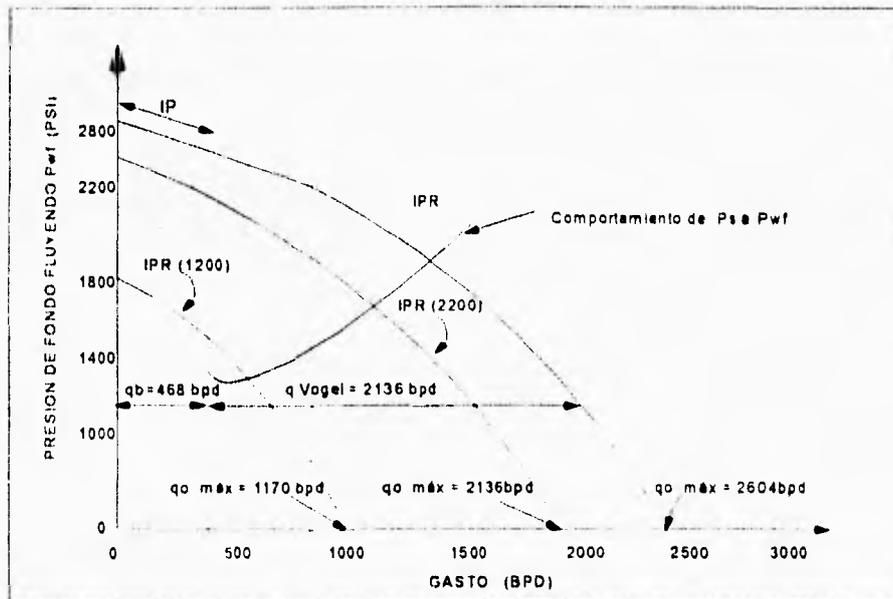


FIG. 4.7.b PRONOSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA DIFERENTES PRESIONES ESTÁTICAS SUPUESTAS

4.3.3. La cabeza del pozo como nodo solución¹⁵

Este también es un nodo de solución común. En estas condiciones el sistema se divide también en dos: el separador y la línea de descarga constituyen un componente (Fig. 4.8) y el yacimiento con la tubería de producción, el otro (Fig. 4.9). En la Fig. 4.8 se comienza con la presión de separación y se termina con la presión en la cabeza necesaria para mover el gasto de flujo supuesto a través de la línea desde el separador, y en la Fig. 4.9 se comienza con la presión estática del yacimiento, asumiendo un gasto de flujo, se procede a calcular la P_{wf} usando la apropiada correlación o la curva de IPR correspondiente, usando la P_{wf} se calcula la presión en la cabeza (P_{wh}), necesaria para obtener el gasto deseado.

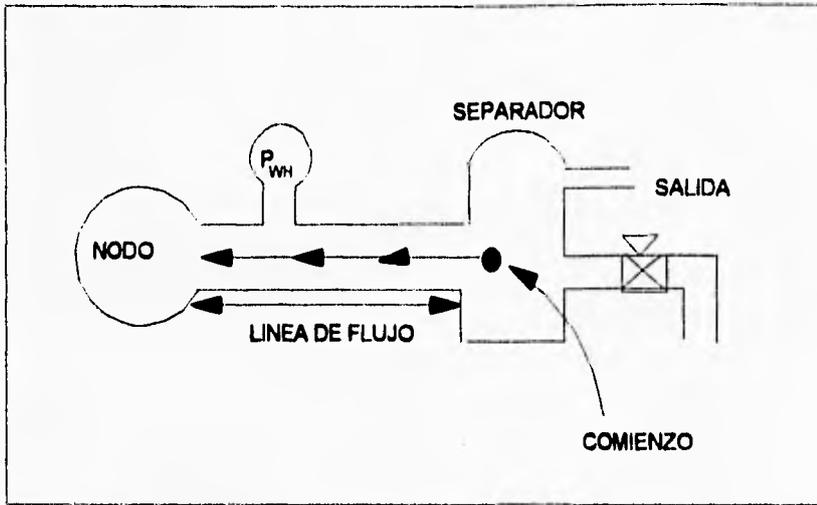


FIG. 4.8 COMPONENTE SEPARADOR Y LINEA DE FLUJO.

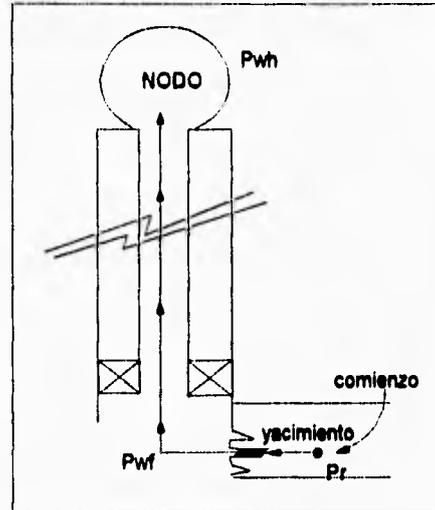


FIG.4.9. TUBERIA Y YACIMIENTO COMO COMPONENTE

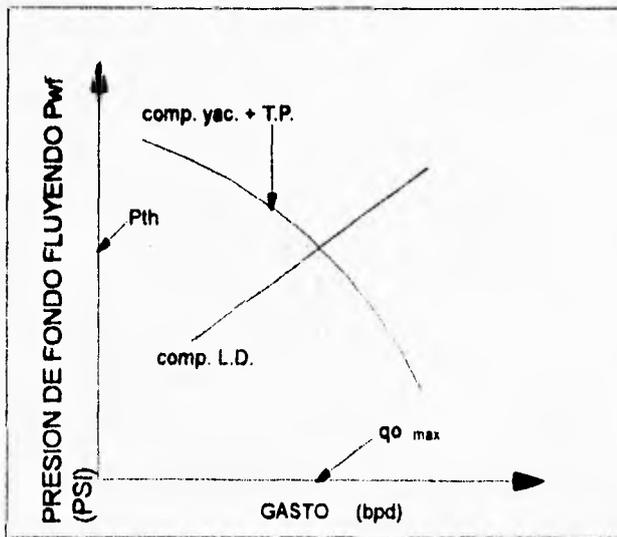


FIG.4.10 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA TOMANDO COMO NODO SOLUCIÓN LA CABEZA DEL POZO

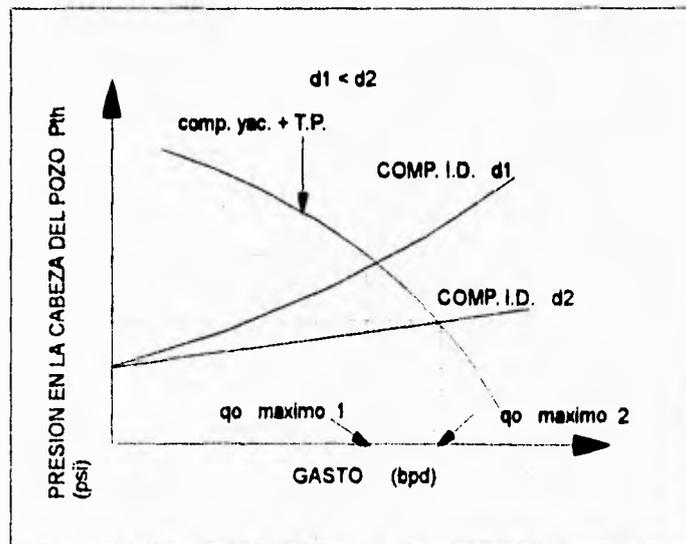


FIG.4.11 INFLUENCIA DEL CAMBIO DE DIÁMETRO DE UNA LÍNEA DE ESCURRIMIENTO

4.3.3.2. Procedimiento de solución.

- a) Para diferentes gastos supuestos, obtener, a partir de la p_s , la p_{wh} , necesaria para mover los fluidos al separador empleando para ello el método seleccionado de flujo multifásico.
- b) Para los gastos supuestos y a partir de la p_{ws} obtener la p_{wf} para el yacimiento.
- c) Con el método de flujo multifásico seleccionado para la tubería de producción, los gastos supuestos y los valores de p_{wf} obtenidos en el paso anterior, calcular las p_{wh} .
- d) Graficar los valores de p_{wh} calculados en el paso a) y los obtenidos en el paso c), para encontrar en la intersección de ambas curvas el gasto máximo del sistema, así como p_{wh} correspondiente(Fig. 4.10).

Al considerar como nodo de solución la cabeza del pozo, la línea de descarga se aísla y de esta forma es fácil mostrar el efecto que el cambio de su diámetro tiene sobre el gasto. Esto se observa en las Fig. 4.11.

4.3.4 El separador como nodo solución

La elección del separador como nodo de solución es apropiada cuando se debe tener una presión de descarga del gas tal que le permita incorporarse a un sistema de alta presión, o algún otro sistema de recolección. Además, como la presión de separación (p_s) controla la succión de los compresores, y puesto que está directamente relacionada con la potencia requerida por éstos. Entonces, la variación de la presión de separación debe analizarse considerando el sistema en su conjunto, pues no siempre una reducción de ella se traduce en un incremento del gasto. La razón es que ya sea la línea de escurrimiento, o la tubería de producción (TP) pozos de baja productividad pueden constituir la restricción principal al flujo.

4.3.4.1 Procedimiento de solución

- a) A partir de la p_{ws} y para diferentes gastos supuestos obtener la p_{wf}

4.3.3.2. Procedimiento de solución.

- a) Para diferentes gastos supuestos, obtener, a partir de la p_s , la p_{wh} , necesaria para mover los fluidos al separador empleando para ello el método seleccionado de flujo multifásico.
- b) Para los gastos supuestos y a partir de la p_{ws} obtener la p_{wf} para el yacimiento.
- c) Con el método de flujo multifásico seleccionado para la tubería de producción, los gastos supuestos y los valores de p_{wf} obtenidos en el paso anterior, calcular las p_{wh} .
- d) Graficar los valores de p_{wh} calculados en el paso a) y los obtenidos en el paso c), para encontrar en la intersección de ambas curvas el gasto máximo del sistema, así como p_{wh} correspondiente(Fig. 4.10).

Al considerar como nodo de solución la cabeza del pozo, la línea de descarga se aísla y de esta forma es fácil mostrar el efecto que el cambio de su diámetro tiene sobre el gasto. Esto se observa en las Fig. 4.11.

4.3.4 El separador como nodo solución

La elección del separador como nodo de solución es apropiada cuando se debe tener una presión de descarga del gas tal que le permita incorporarse a un sistema de alta presión, o algún otro sistema de recolección. Además, como la presión de separación (p_s) controla la succión de los compresores, y puesto que está directamente relacionada con la potencia requerida por éstos. Entonces, la variación de la presión de separación debe analizarse considerando el sistema en su conjunto, pues no siempre una reducción de ella se traduce en un incremento del gasto. La razón es que ya sea la línea de escurrimiento, o la tubería de producción (TP) pozos de baja productividad pueden constituir la restricción principal al flujo.

4.3.4.1 Procedimiento de solución

- a) A partir de la p_{ws} y para diferentes gastos supuestos obtener la p_{wf}

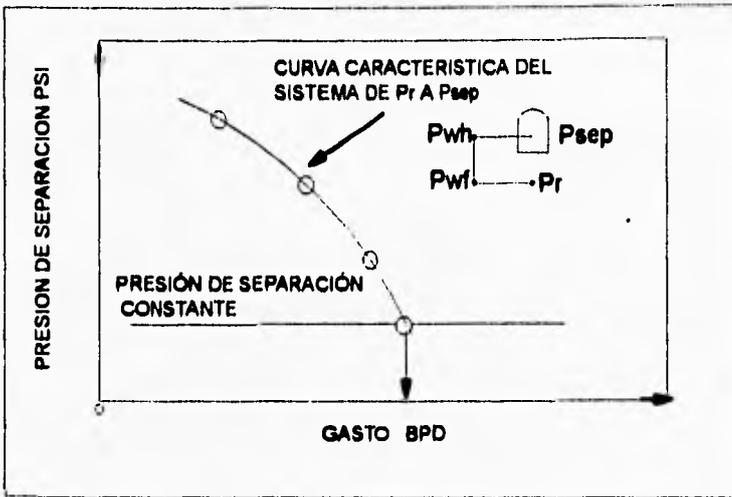


FIG. 4.12. EL SEPARADOR COMO NODO SOLUCION

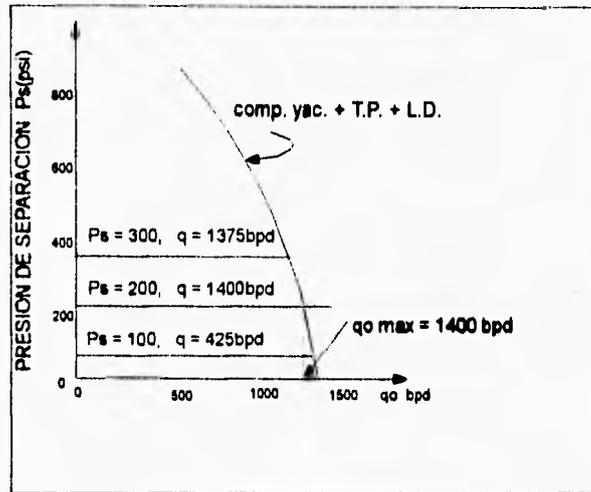


FIG. 4.13 EFECTO DE LA PRESION DE SEPARACION SOBRE EL GASTO MAXIMO DEL SISTEMA

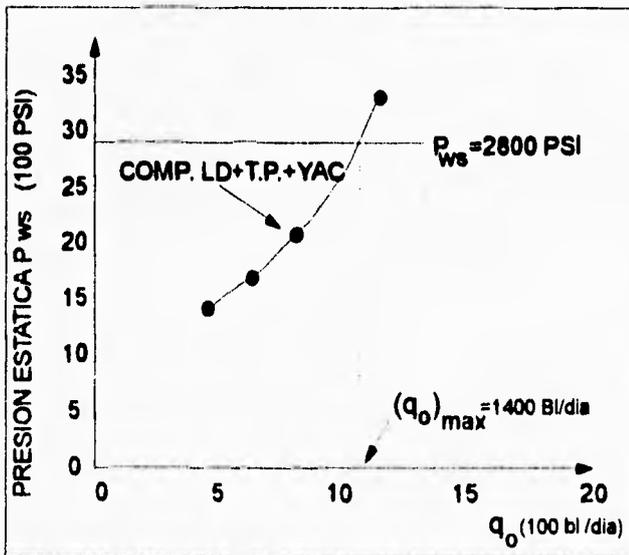


FIG. 4.14 NODO DE SOLUCION: P_{ws}

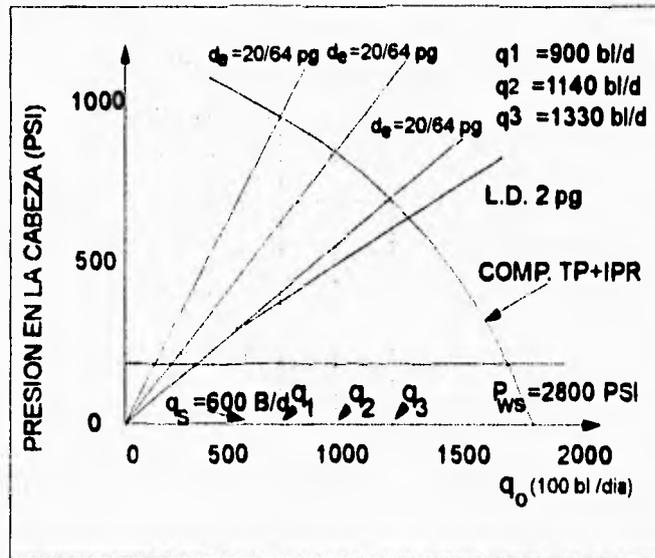


FIG. 4.15 EFECTO DEL ESTRANGULADOR SOBRE EL GASTO Y LA PRESION EN LA CABEZA.

- b) Con los valores de la p_{wf} obtenidos y para los mismos gastos supuestos, calcular los valores correspondientes a la p_{wh} , usando el método de flujo multifásico vertical seleccionado.
- c) Con los valores de p_{wh} obtenidos, calcular los correspondientes a la p_s para cada gasto supuesto.
- d) Graficar p_s vs. q como se muestra en la Fig.4.12. Y dibujar en ella la presión de separación que es constante, la intersección de estas dos líneas es la solución. Esta figura muestra el efecto de la p_s sobre el gasto máximo del sistema, la Fig. 4.13 muestra los posibles gastos para otras presiones de separación.

Es importante hacer notar que en ocasiones se observará poco incremento en la producción al reducirse la p_s . Esto se debe a que la línea de descarga se convierte en la restricción para el sistema. La razón es la liberación de gas disuelto que provoca incrementos en las pérdidas de presión por fricción.

Tomar el nodo uno como posición de solución permite concluir que el cambio en el gasto depende del comportamiento total del sistema. En todo caso, la elección de la presión de separación está sujeta a la razón costo-comportamiento.

Abundando, es necesario indicar que hay casos en los que cambiando la línea de descarga, se observan mayores incrementos en el gasto que modificando la presión de separación.

4.3.5. El yacimiento como nodo solución

La elección del nodo ocho como nodo solución, permite obtener el gasto posible para diferentes presiones estáticas. Sin embargo, su utilidad es relativa si no se considera la variación de la relación gas-aceite. Su cambio origina, a su vez, una nueva curva que representa el resto del sistema.

4.3.5.1. Procedimiento de solución

- a) A partir de la p_s , obtener la p_{wh} , para diferentes gastos supuestos.

- b) Obtener la p_{wf} para los gastos supuestos, y a partir de los valores de la p_{wh} calculados. Aplicar el método seleccionado de flujo multifásico por T.P.
- c) Determinar, con los valores de las p_{wf} anteriores y las correspondientes a la p_{ws} para cada gasto supuesto.
- d) Graficar los valores de p_{ws} vs gasto e incluir ahí la línea que represente la p_{ws} actual. Fig. 4.14.

4.3.6. Nodos funcionales

Son aquellos donde se presentan caídas de presión en una corta distancia. En la Fig.4.2. se muestra que los estranguladores, las válvulas de seguridad, las perforación es, etc., son nodos funcionales.

4.3.6.1 El estrangulador como nodo solución

La elección del nodo dos como nodo de solución, responde a lo indicado en el inciso (4.4.5). En el procedimiento de solución se agrega un paso más, en el que se incluye el efecto del cambio del diámetro del estrangulador.

4.3.6.2. Procedimiento de solución

- a) Aplicar el procedimiento de solución del inciso 4.2.2.1. con esto se obtienen la p_{th} considerando el flujo por la L.D. y considerando en forma independiente el flujo a través del yacimiento y la T.P.
- b) Para un diámetro de estrangulador, ϕ y un gasto, q_2 , supuestos, obtener la p_{wh} aplicando la correlación seleccionada para evaluar el comportamiento de flujo de la mezcla gas-líquido.
- c) Trazar la línea que une el origen con el punto anteriormente obtenido como se muestra en la Fig. 4.15.

- d) En la intersección de la curva que representa el comportamiento del flujo, desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo, con la recta que representa el comportamiento del estrangulador, se obtiene, sobre el eje de la abscisas, el gasto obtenible con el estrangulador supuesto y sobre el eje de las ordenadas la p_{th} correspondiente.
- e) Repetir los pasos b, c y d para otros diámetros de estranguladores supuestos
- Fig. 4.15.

CAPITULO V

APLICACION DEL ANALISIS NODAL A UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

5.1. INTRODUCCION

El objetivo de este capítulo es desarrollar la aplicación del análisis Nodal para evaluar y analizar el desempeño de un sistema de producción por bombeo electrocentrífugo.

El objetivo de un sistema de bombeo electrocentrífugo es adicionar energía a los fluidos en el interior del pozo, por medio de una bomba electrocentrífuga y proporcionar a los fluidos del pozo una presión adicional, de tal forma que pueda responder y producir el gasto deseado.

En este trabajo se considera que el aparejo de bombeo electrocentrífugo (ABE) ya se encuentra instalado en el pozo, por lo que, las modificaciones en los componentes del sistema se ven limitadas. Las posibilidades son: modificar la presión en la cabeza del pozo, estrangulándolo por diferentes diámetros, lo cual origina diferentes valores de presión requerida en la descarga de la bomba.

Otra posibilidad consiste en modificar la corriente alterna (Hz) que alimenta al motor del ABE, manifestándose en un cambio en la capacidad de carga de la bomba.

En resumen podemos decir que tendremos un sistema con un ABE, el cual se someterá a diferentes condiciones de operación, evaluando el comportamiento del mismo para cada uno de los casos.

Debido a la importancia que para nuestro trabajo significan las curvas características de las bombas y sus leyes de afinidad, a continuación se describen.

5.2 CURVAS CARACTERISTICAS DE LAS BOMBAS

Las curvas características de diversos modelos de bombas son elaboradas por los diferentes fabricantes de las mismas (ODI, REDA, etc.). Las bombas se dividen en grupos de acuerdo al mínimo diámetro de TR en las cuales pueden ser introducidas. Sin embargo dentro del mismo grupo cada bomba tiene un desempeño diferente. El diseño de las curvas de una bomba eléctrica sumergible (figura 1 anexo A) representa la variación de la carga, potencia y eficiencia con respecto a la capacidad. La capacidad se refiere al volumen del gasto producido, el cual puede incluir gas libre y/o disuelto. Estas curvas son para un ciclo de potencia determinado, normalmente de 50 o 60 Hz, y puede ser cambiado con el controlador de velocidad variable.

5.3 CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE^{19,20}

En los últimos años una innovación ha sido desarrollada en la operación del bombeo eléctrico sumergible, relacionada con la capacidad de la bomba: el controlador de velocidad variable. Esta innovación ciertamente ha hecho del ABE un método más versátil; algunos autores lo consideran como un nuevo sistema que resuelve muchos de los problemas asociados con el redimensionamiento del equipo, principalmente en pozos que cuentan con un índice de productividad difícil de determinar o sostener. El nuevo sistema tiene características muy diferentes, por lo que debe ser considerado como un nuevo sistema y no sólo como una variante del método convencional.

El ABE con velocidad variable es más costoso y puede significar algunas reducciones en la eficiencia (si no se ajusta adecuadamente). Su principio de operación consiste en variar la corriente alterna (Hz) que se suministra al motor, lo cual afecta directamente a su velocidad de operación y por lo tanto al volumen de fluidos producidos, sin modificar el equipo subsuperficial existente.

Debemos tener cuidado de no incrementar la velocidad a tal grado que el motor quede sobrecargado o en caso contrario decrementar la velocidad al grado de no contar con una carga suficiente.

El ABE de velocidad variable también permite un "arranque suave", el cual puede reducir fallas en el sistema.

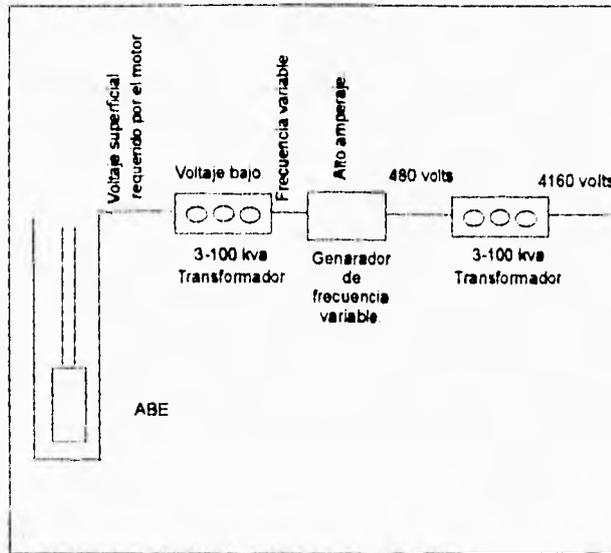


Fig.5.1 ABE CON VELOCIDAD VARIABLE

5.4 PREDICCIÓN DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS A DIFERENTES FRECUENCIAS²¹

Como se vio anteriormente es posible modificar la capacidad de la bomba, con la variación de la frecuencia que alimenta al motor, se debe recordar que el motor es acoplado directamente a la bomba, por lo tanto giran a una misma velocidad.

Las leyes de afinidad para bombas centrífugas son utilizadas para predecir el desempeño de las mismas a varias velocidades, las cuales se representan por medio de las ecuaciones siguientes.

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

donde el gasto de flujo Q es directamente proporcional a la velocidad N.

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2$$

donde la carga H es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad N.

$$\frac{BHP_1}{BHP_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^3$$

donde la potencia al freno BHP es directamente proporcional al cubo de la velocidad N.

Las siguientes tres relaciones son características de motores de inducción a varias frecuencias:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{F_1}{F_2}$$

donde la velocidad N es directamente proporcional a la frecuencia F.

$$\frac{BHP_1}{BHP_2} = \frac{F_1}{F_2}$$

donde la potencia al freno BHP es directamente proporcional a la frecuencia F.

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{F_1}{F_2}$$

donde el voltaje de alimentación requerido E es directamente proporcional a la frecuencia F.

aquí es importante mencionar que la curva de eficiencia de la bomba no se ve modificada, esto es, debido a que la eficiencia de la bomba esta en proporción directa del gasto que maneja y no de la frecuencia, carga o potencia al freno con la que esta operando.

5.5 ANALISIS CUALITATIVO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DE UN POZO CON UN APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

En la figura 5.2 se tiene un diagrama de presión vs. profundidad, y la curva de comportamiento de la bomba (Girada 90°) de un aparejo de bombeo electrocentrífugo operando a una frecuencia constante.

El origen del diagrama de Presión Vs Profundidad coincide con la profundidad de colocación de la bomba, esto significa que los gradientes ahí representados, van de la entrada de la tubería de producción a la superficie (cabeza del pozo).

El gradiente señalado con la letra "B", corresponde al flujo que entra al pozo y alcanza una cierta altura en el espacio anular, esta columna se conoce como nivel dinámico y puede ser convertido a unidades de presión, definiéndose así la presión de succión de la bomba. Esto significa que, de acuerdo al gasto que maneja el sistema de producción tendremos diferentes presiones de succión en la bomba.

El gradiente "A", es el gradiente del fluido en la tubería de producción (TP) (pérdidas de presión por elevación). El gradiente "C", corresponde a una presión adicional contra la cual la bomba debe de trabajar y es la presión que se requiere

en la cabeza del pozo para que los fluidos continúen su trayectoria a la batería de separación.

Por último tenemos el gradiente de las caídas de presión por fricción en la T.P., las cuales deben de ser compensadas o recuperadas por la capacidad de carga de la bomba.

Estos cuatro gradientes definen en su conjunto la carga (en su equivalente de longitud de columna hidráulica) que debe de desarrollar la bomba para desplazar los fluidos a la superficie con la presión requerida en la cabeza del pozo. A este concepto se le conoce como carga dinámica total (CDT) y se define como:

$$CDT= H_s + H_f + H_p - H_{ea}$$

Donde :

H _s	Pérdidas por elevación*
H _f	Pérdidas de presión por fricción*
H _p	Presión en la cabeza*
H _{ea}	Sumergencia*

*En términos de longitud de columna hidráulica.

En cuanto a la gráfica de capacidad de carga de la bomba, se observa que el origen coincide con la presión de succión de la bomba, por lo que la curva que se presenta representa las diferentes presiones que puede entregar la bomba, operando a una frecuencia constante y a diferentes gastos.

El punto de intersección del valor de la carga dinámica total con la curva de capacidad de carga de la bomba, se obtiene el gasto de equilibrio del sistema, entre la capacidad del aparejo y la del pozo. Este no es un gasto óptimo de

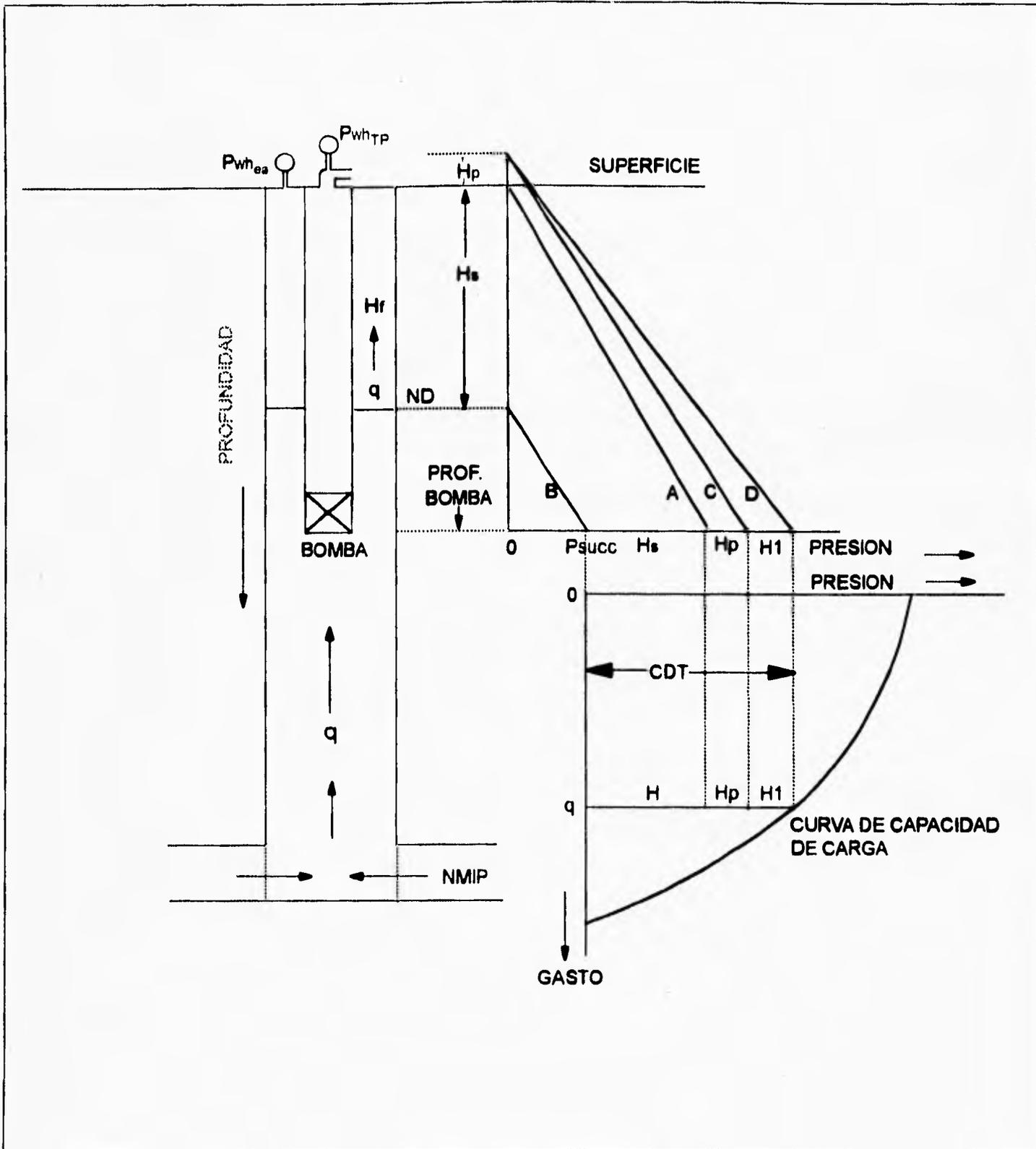


FIG. 5.2 DIAGRAMA DE PRESION - PROFUNDIDAD Y COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA.

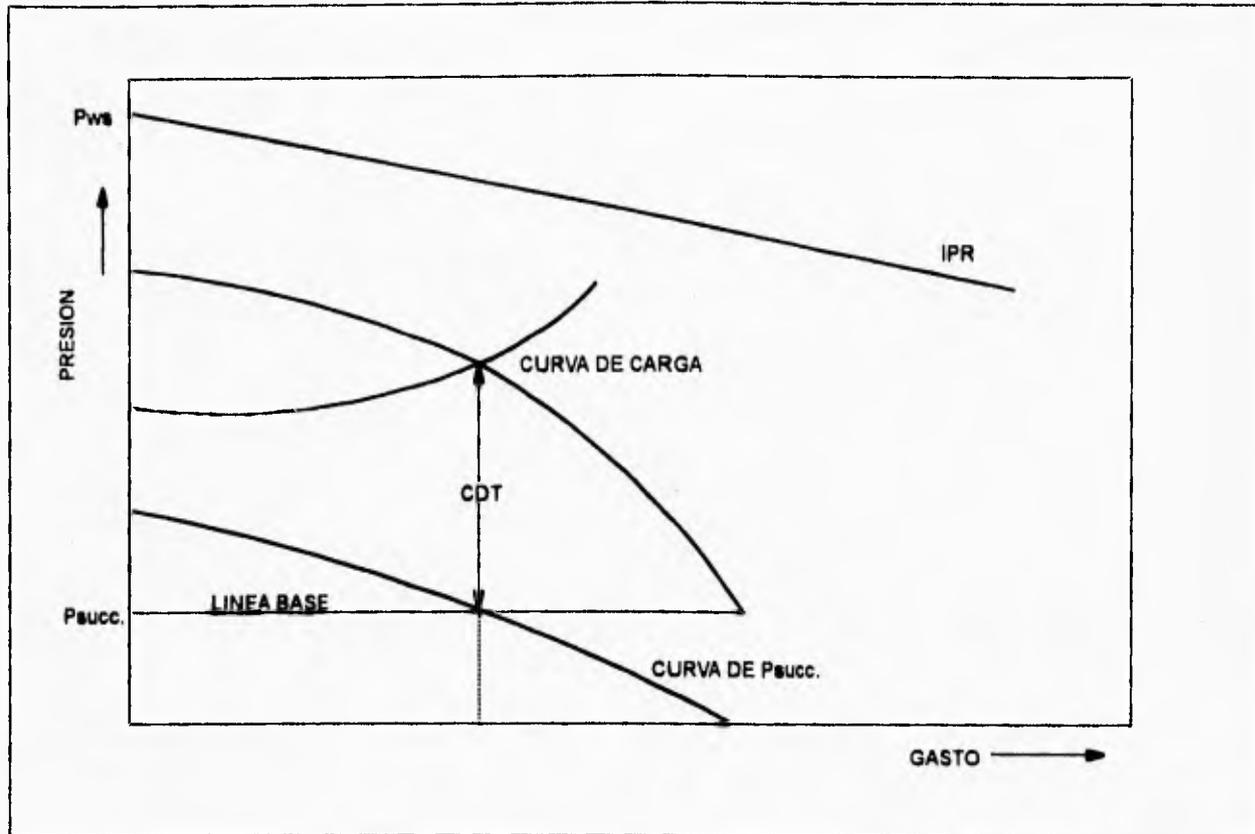


FIG. 5.3 CURVA DE CAPACIDAD DE CARGA

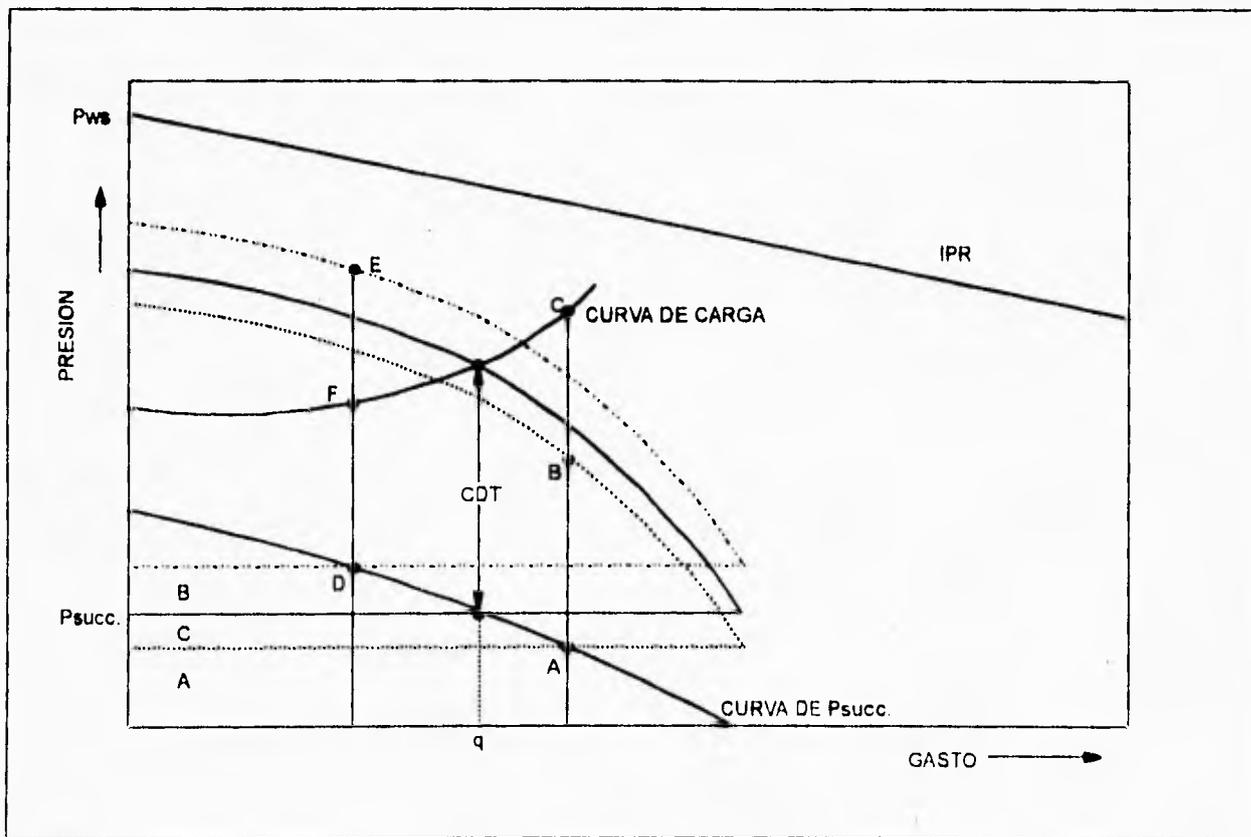


FIG 5.4 CAPACIDAD DE CARGA DE LA BOMBA Y PRODUCCION DEL POZO

producción, sólo representa lo que es capaz de manejar el sistema en las condiciones de operación actuales. Por lo que, de acuerdo a la técnica de análisis Nodal será indispensable variar las condiciones de operación y determinar su gastos de equilibrio para diferentes condiciones de operación del sistema.

En la figura 5.3 se han reunido en un sólo gráfico la curva de **IPR**, la curva de capacidad de transporte del sistema (**CCT**), la curva de capacidad de carga de la bomba (**CCCB**), la curva de presiones de succión (**CPS**), de un sistema de producción con ABE operando a una frecuencia constante y para diferentes gastos a condiciones de superficie. También se incluye la línea base de la bomba (**LB**).

La **curva de IPR**, indica las diferentes presiones de fondo fluyendo, que se requieren para que el yacimiento responda y produzca a diferentes gastos. La **curva de capacidad de transporte**, se obtiene de calcular la presión que se requiere en la entrada de la tubería de producción para desplazar los fluidos a la superficie y que estos mantengan una cierta presión en la cabeza del pozo.

La **curva de capacidad de carga** indica la presión que es capaz de entregar la bomba para diferentes gastos y operando a una frecuencia constante. La **línea base** indica la presión de succión que se tiene cuando se hace la primera medición, es decir al gasto que viene manejando el pozo.

Por último, la **curva de presiones de succión** indica su variación con respecto al gasto manejado por el sistema.

De igual forma, que la gráfica anterior, estas curvas permiten definir el gasto de equilibrio del sistema, este gasto se determina al deslizar verticalmente la curva de capacidad de carga de la bomba y la línea base, sobre la gráfica de las curvas de capacidad de transporte y de presiones de succión, hasta que las intersecciones de la CCCB y CCT del sistema coincidan en una línea vertical con las intersecciones de la CPS y la LB. El gasto de equilibrio queda definido donde

la línea vertical corta al eje horizontal. Con esto estaremos definiendo el gasto de equilibrio, la presión de succión, y la capacidad de carga de la bomba (presión de descarga) a las condiciones de operación del sistema. En la figura 5.4 se observan tres casos:

En el caso A, los fluidos no lograrían alcanzar la superficie, por lo menos con la presión requerida, debido a que la CDT requerida esta definida por la unión de los puntos AC y solo la bomba puede desarrollar una carga en presión igual a la línea BA.

Para el caso B, la capacidad de carga de la bomba esta definida por la unión de los puntos DE, sin embargo esta es mayor que la presión requerida en la entrada de la tubería de producción, (línea DF), por lo que se estaría cayendo en un caso de sobredimensionamiento del aparejo de bombeo electrocentrífugo.

En el caso C, la intersección de la línea base y de la CPS, se encuentran en la misma línea vertical, que la intersección entre las CCT y la CCCB.

Esto significa, que la CDT (Presión requerida en la entrada de la TP) y la capacidad de carga que es capaz de desarrollar la bomba del ABE es la misma, además la presión de succión requerida, es igual a la que pueden originar los fluidos que fluyen del yacimiento al pozo, a la profundidad de colocación de la bomba.

En la figura 5.5, se puede observar otra variante en el sistema, la cual consiste en modificar ahora la capacidad de transporte del sistema, lo cual se logra mediante el estrangulamiento del pozo a diferentes diámetros.

Esto resulta obvio al considerar que la presión que requerimos en la entrada de la tubería de producción esta en función, entre otros factores, de la presión en la cabeza del pozo. De esta forma se definen diferentes gastos de equilibrio para un sistema operando con un ABE a una frecuencia constante, pero sometiendo al pozo a diferentes presiones en la cabeza.

Conjuntando las dos variantes anteriores, al traslapar las diferentes curvas de capacidad de carga de la bomba (obtenidas a diferentes frecuencias) y las curvas de capacidad de transporte del sistema (para diferentes presiones en la cabeza del pozo), se obtiene un amplio rango de gastos de equilibrio manejados por el sistema.

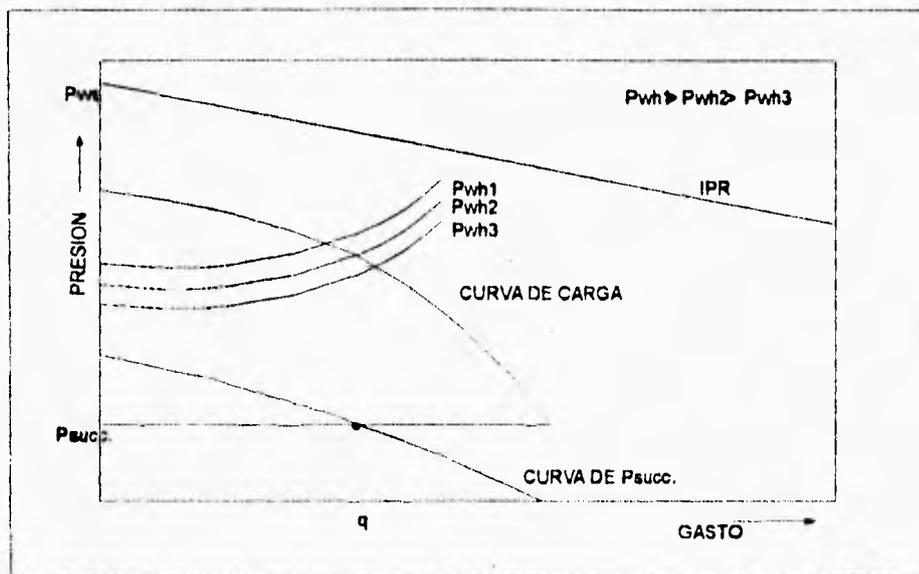


FIG. 5.5 CAPACIDAD DE CARGA DE LA BOMBA Y PRODUCCION DEL POZO

Para ilustrar los conceptos expuestos anteriormente, a continuación se desarrolla la aplicación del procedimiento a un pozo localizado en la Sonda de Campeche.

5.6. INFORMACION GENERAL DEL POZO

Para realizar cualquier análisis de un sistema de producción se requiere recopilar una serie de información la cual debe representar el comportamiento real del pozo.

Los parámetros promedio del pozo se listan a continuación:

Tipo de aceite	Negro
Pws inicial (Kg/cm²)	146.65
Pws actual (Kg/cm²)	124.0
Presión de saturación	138.0
Temperatura del yacimiento(°C)	114.0
Relación gas-aceite (m³/m³)	53.0
Densidad del aceite en API c.s.	15.7
Factor de volumen del aceite inicial(m³/m³)	1.22
Qo (bpd a c.s.)	4400
Pwh (kg/cm²)	11.0
Pwf (kg/cm²)	85.0

En la figura 5.6 se anexa un estado mecánico del pozo, y el aparejo de bombeo electrocentrifugo con la correspondiente profundidad de colocación de la bomba.

5.7 COMPORTAMIENTO REAL DEL POZO

El aparejo de bombeo electrocentrifugo instalado en el pozo, cuenta con una bomba modelo K-100 de 104 etapas y operando a 60 Hz. La curva característica a 60 Hz se le denomina en este trabajo curva característica "base", la cual se observa en el apéndice A, figura 1.

Con la información anterior y haciendo uso del programa de computo "BEC" se obtuvo el comportamiento actual del pozo, el cual se representa en la Fig. 5.7.

Como se puede observar en la superficie obtenemos un gasto de 4400 bpd a condiciones superficiales con una presión en la cabeza del pozo de 11 Kg/cm².

La presión en el intervalo disparado (P_{wf}) del pozo es de 85 Kg/cm², elaborando

ESTADO MECANICO Y APAREJO DE PRODUCCION BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

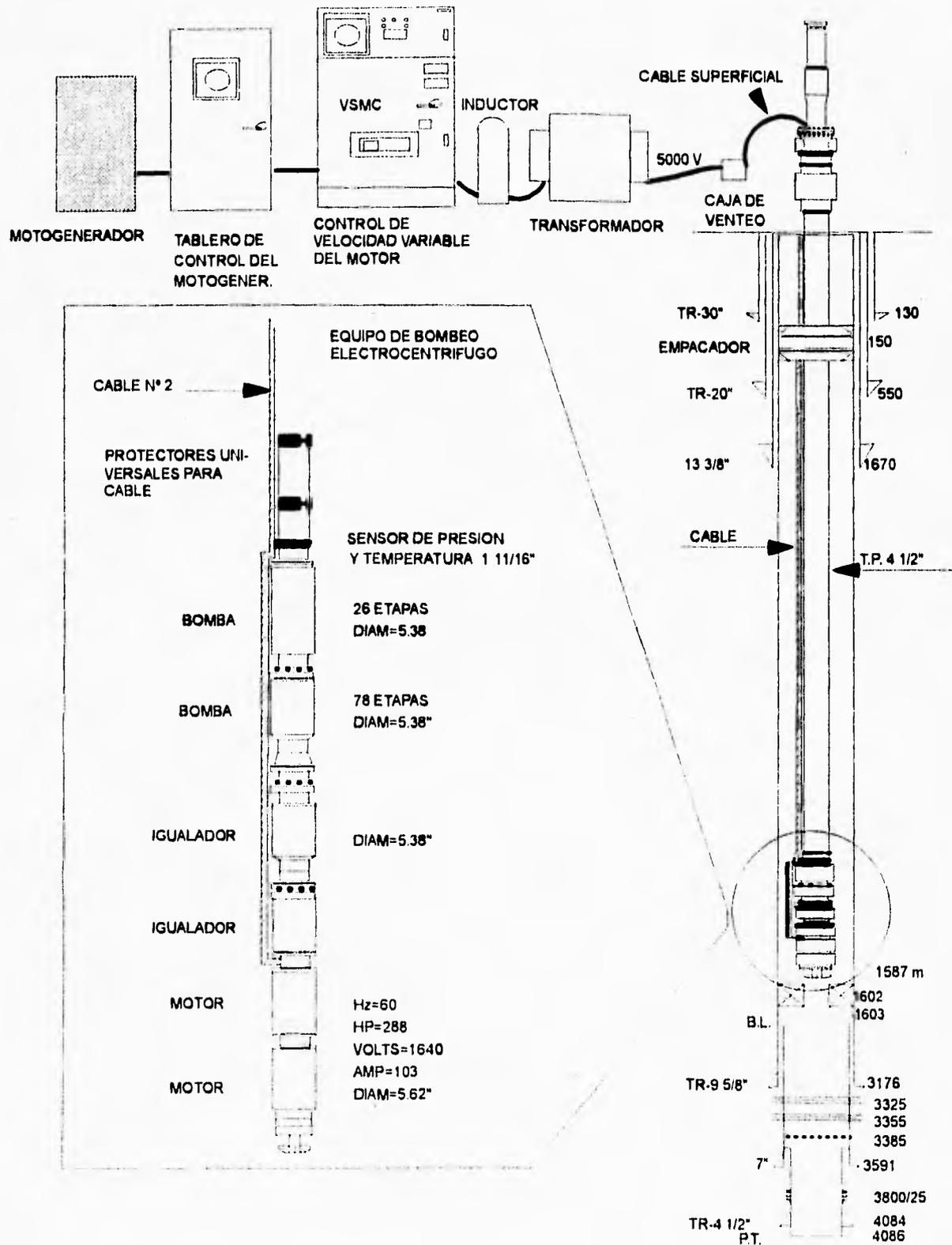


Fig.5.6 ESTADO MECANICO DEL POZO

PERFIL DE PRESIONES PARA UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.

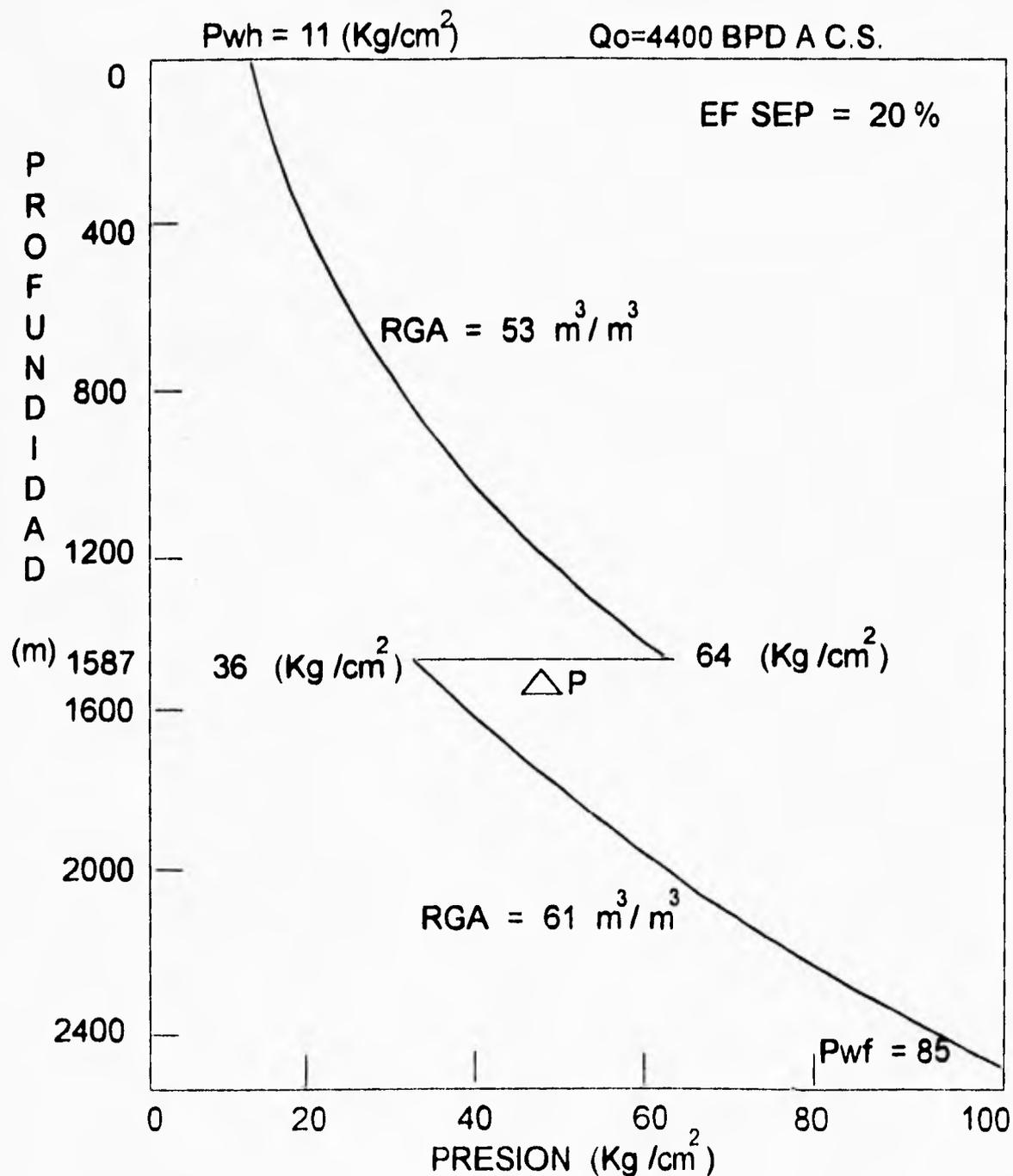


FIG.5.7 PERFIL DE PRESIONES PARA EL POZO

el perfil de presiones ascendente nos define una presión de 36 Kg/cm² a la profundidad de colocación de la bomba, por lo que esta presión será la presión disponible en la succión de la bomba.

El perfil de presión descendente, inicia con la presión en la cabeza del pozo (11 Kg/cm²), al continuar éste, hasta la profundidad de colocación de la bomba, obtenemos una presión de 64 Kg/cm², la es la presión de descarga desarrollada por la bomba.

Con los valores de la presión de succión y descarga, queda definido el incremento de presión que debe desarrollar la bomba para desplazar los fluidos.

$$\Delta P_t = P_d - P_s$$

P_d = presión de descarga.

P_s = presión de succión.

ΔP_t = incremento total de presión.

Por lo tanto la bomba desarrolla un incremento de presión igual a 28 Kg/cm². Si la bomba se divide en cinco secciones, cada una de ellas desarrollará un incremento de presión parcial igual a 5.6 Kg/cm². Durante su trayectoria por el interior de la bomba, el volumen de fluidos varía significativamente, debido a la compresibilidad de los fluidos bombeados, principalmente el gas. Para encontrar los volúmenes que maneja la bomba a la temperatura y presión media de cada sección, se deben calcular primeramente, las propiedades de los fluidos a estas condiciones.

En la Fig. 5.8 se detallan los volúmenes manejados por la bomba, desde la presión de succión a la descarga de la bomba..

Se puede observar que el gasto de 6540 bpd que maneja la bomba en la succión, es muy diferente a los 4400 bpd que se obtienen en la superficie, debido a que

éste gasto se establece a condiciones de tanque y no cuenta con presencia de gas, por lo que, existe una diferencia notable con el gasto que maneja la bomba. Para el uso de las curvas características es importante mencionar que se deberán utilizar los gastos a condiciones de bombeo.

En la fig. 5.9 se observan los volúmenes de gas libre y aceite que se manejan en la succión y descarga de la bomba.

5.8. OBTENCION DE LOS DIFERENTES GASTOS DE EQUILIBRIO DEL POZO.

Primeramente se deben de elaborar las curvas de capacidad de producción del del pozo (IPR), la curva de presiones de succión (CPS), la curva de capacidad de transporte del sistema (CCCT) y se traza la línea base (LB) de la bomba. No obstante que las curvas de la fig.5.10, fueron calculadas por medio del programa de computo BEC, a continuación se menciona como se definen estas curvas.

Curva de IPR: Debido a que la presión estática del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación, utilizamos la correlación de Vogel para yacimientos bajo saturados, descrita en la sección 4.3.1.1 (capítulo IV), y la siguiente información obtenida de la última prueba de producción realizada cuando el pozo era fluyente: $P_{wf} = 118.3 \text{ Kg/cm}^2$, $Q_o = 4400 \text{ bpd}$, $P_{ws} = 125.4 \text{ Kg/cm}^2$. Esta prueba de producción se realizó cuando el pozo se encontraba fluyendo en forma natural. La correlación se aplica para 0 a 9000 bpd @ c.s. Por ejemplo para un gasto de 3500 bpd @ c.s. tenemos una $P_{wf} = 118.1 \text{ Kg/cm}^2$.

Curva de presiones de succión: con un gasto @ condiciones estandard y su correspondiente P_{wf} obtenida de la curva de IPR, una correlación de flujo multifasico vertical*, las propiedades de los fluidos, la RGA natural de la formación ($61 \text{ m}^3/\text{m}^3$) y el estado mecánico del pozo, calculamos en forma ascendente el perfil de presiones iniciando en la profundidad media del intervalo

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

CAMBIO VOLUMETRICO EN LA BOMBA

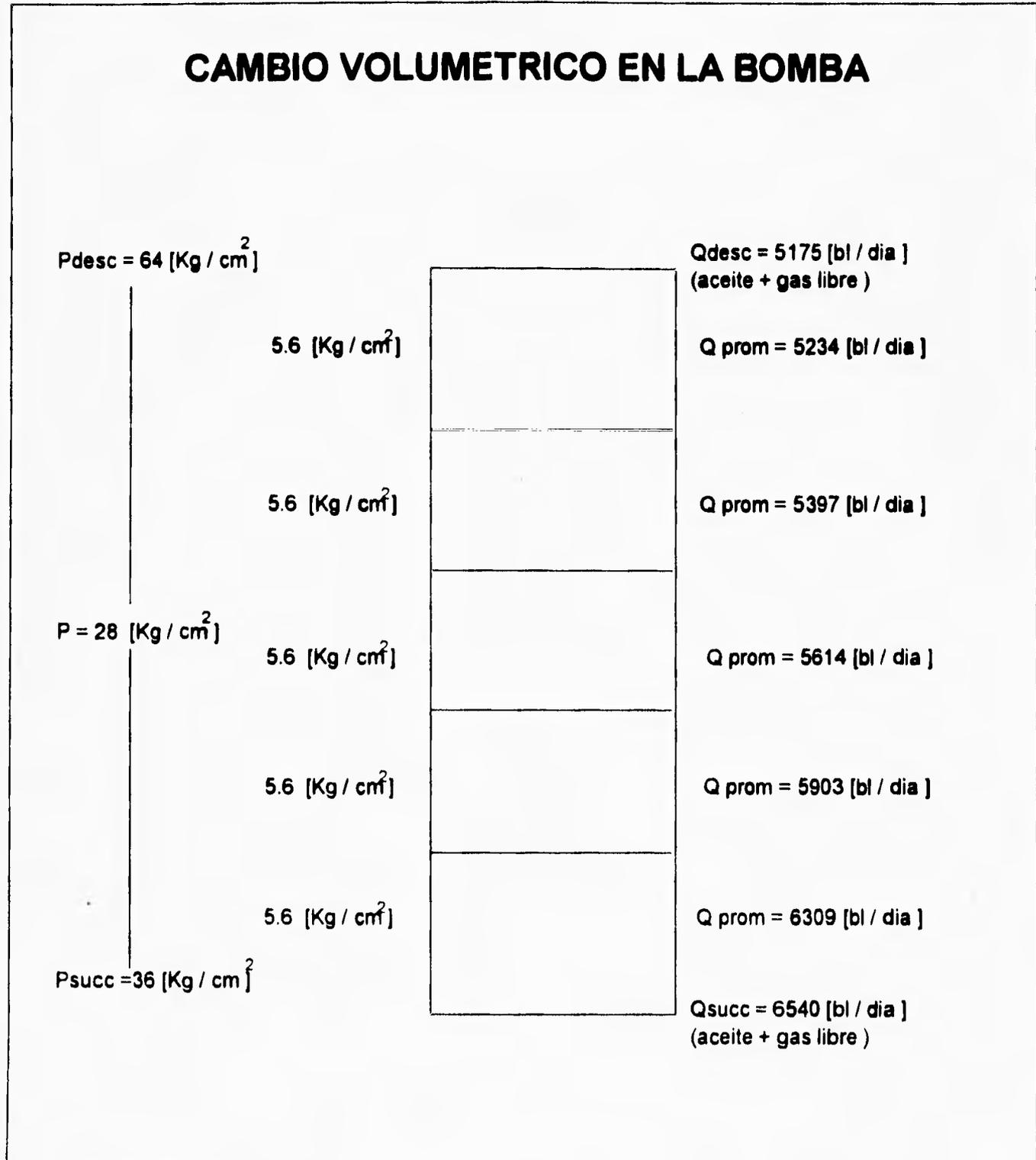


FIG.5.8 CAMBIOS VOLUMETRICOS EN LA BOMBA DEBIDO A LOS INCREMENTOS DE PRESION

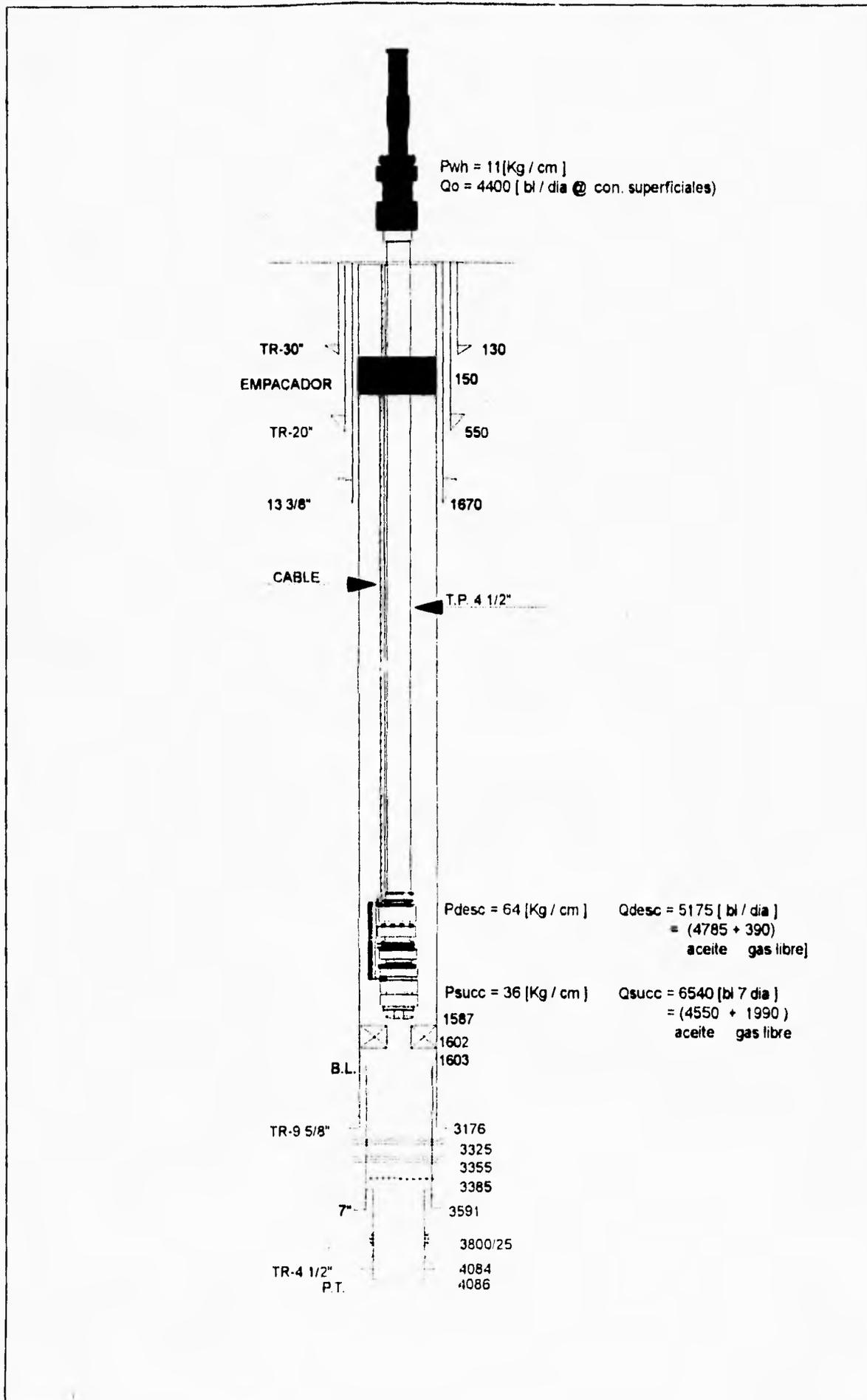


FIG.5.9 CONDICIONES DE OPERACION DEL POZO

productor hasta definir la profundidad de colocación de la bomba (1587 m),.

Para un gasto de 3500 bpd a c.s. se obtuvo una presión a la profundidad de la bomba igual a 37.5 kg/cm^2 , esta será la presión que tendremos en la succión.

Curva de capacidad de transporte: el objetivo es calcular la presión en la entrada de la tubería de producción, iniciando en la cabeza del pozo hasta la profundidad de colocación de la bomba. Para esto se utiliza una correlación de flujo multifásico vertical*, el diámetro de la tubería de producción 4.5 pg, propiedades de los fluidos a una presión en la cabeza del pozo cte, de 11 kg/cm^2 y la RGA obtenida como resultado de separar en el fondo el 20% del gas libre a la profundidad de colocación de la bomba. El 20% queda definido por la eficiencia de separación de nuestro separador de gas centrífugo en el ABE.

También se deben considerar las caídas de presión en las restricciones de la tubería de producción (válvula de tormenta).

Se obtuvo que para un gasto de 3500 bpd necesitamos una presión de descarga de la bomba de 57.5 Kg/cm^2 , para que los fluidos producidos lleguen a la superficie con una presión de 11 Kg/cm^2 .

Línea base: esta es una línea horizontal que se traza con la presión de succión de la bomba en las condiciones en las que venía trabajando el sistema.

Los procedimientos descritos anteriormente se repiten para un rango de gastos (0-9000 bpd).

* Las caídas de presión para la elaboración de los gradientes anteriores fueron elaboradas por medio de la correlación de Orkizewski, ya que resulto ser la correlación mas apropiada para pozos de la Región Marina de acuerdo a un estudio reciente.

Ya definidas las curvas anteriores, se definen las curvas características de la bomba k-100 para diferentes frecuencias de operación. Estas curvas

generalmente las proporciona el fabricante sin embargo pueden ser obtenidas por medio de las leyes de afinidad (descritas en la sección 5.3 de este capítulo) y la curva característica "base" de 60 Hz. El comportamiento de la bomba del ABE del pozo, para frecuencias de 60,55,50 Hz se proporcionan en la Fig. 2 del apéndice A. Estas curvas se utilizan para definir las curvas de capacidad de carga de la bomba para diferentes condiciones de operación del aparejo de bombeo electrocentrífugo.

Curva de capacidad de carga para diferentes frecuencias: Con el número de etapas de la bomba (104 etapas), la densidad relativa del fluido a condiciones medias de presión y temperatura de bombeo, la capacidad de carga por etapa de la bomba para diferentes gastos (a condiciones de bombeo), la curva característica de la bomba a una frecuencia y utilizando la siguiente fórmula obtenemos la curva de capacidad de carga en unidades de presión, para la frecuencia considerada.

$$P\left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}\right) = N_e \times D_r \times \frac{H}{\text{etapa}} \times 0.433 \quad 5.1$$

Donde:

D_r Densidad del fluido (lb_m/ft^3).

$\frac{H}{\text{etapas}}$ Carga por etapa (ft).

N_e Número de etapas.

Para definir las curvas de capacidad de carga de la bomba a diferentes frecuencias se sigue el mismo procedimiento, pero utilizando la curva característica adecuada.

Al graficar los puntos de la CCCB deberá hacerse a la misma escala que se utilizó con las curvas anteriores, y sumarle al valor obtenido por la ecuación 5.1, la correspondiente presión de succión de la bomba.

Las curvas de capacidad de carga de la bomba empleada en el ejemplo, para las frecuencias de 50, 55 y 60 Hz. se definen en la Fig. 5.11.

Por último se elaboran las curvas de capacidad de transporte del sistema para las diferentes presiones en la cabeza del pozo 5,11,15,20 Kg/cm² (lo que origina que nuestra presión inicial varíe en el cálculo del perfil descendente de presiones (ver Fig. 5.12)

Una vez que se cuenta con las curvas anteriores (5.11 y 5.12) estas se hacen coincidir en sus ejes (figura 5.13). Para determinar los gastos de equilibrio posibles, deslizamos verticalmente el gráfico 5.11 sobre el 5.12. Como se mencionó anteriormente, donde coincidan en una misma línea vertical las intersecciones de la curva de capacidad de transporte y de capacidad de carga de la bomba y la intersección de la curva de presiones de succión con la línea base se habrá definido un gasto de equilibrio.

5.9 RESULTADOS OBTENIDOS EN EL EJEMPLO.

En la figura 5.13 observamos que el gasto de 4400 bpd constituye un gasto de equilibrio con el ABE operando a 60 Hz y una $P_{wh} = 11 \text{ Kg/cm}^2$.

En la misma figura 5.13 se puede observar que en condiciones de equilibrio podemos obtener en superficie los mismos 4400 bpd a c.s. pero operando el ABE a diferentes frecuencias y presión en la cabeza del pozo.

En la figura 5.14 se observa otro gasto de equilibrio, el cual es de 4766 bpd, para obtener este gasto se requiere una $P_{wh} = 5 \text{ kg/cm}^2$ y una presión de descarga de la bomba de 59 kg/cm^2 , operando la bomba a 60 Hz. Este gasto sería útil si el objetivo fuese aumentar la producción del pozo, sin embargo habría que analizar el decremento de la presión en la cabeza del pozo.

El caso contrario se presenta en la figura 5.15, donde el gasto de equilibrio es de 3000 bpd, para tener este gasto en la superficie el ABE requiere operar a una frecuencia de 60 Hz, una presión en la descarga de 64 kg/cm² y una Pwh=15 kg/cm².

Una vez que se definen los posibles gastos de equilibrio a manejar en la superficie, se deberán calcular sus respectivos volúmenes a las condiciones medias de presión y temperatura que tenemos en cada sección de la bomba.

Por ejemplo para los gastos de equilibrio obtenidos se tienen los siguientes volúmenes en la succión (volumen máximo manejado por la bomba) y en la descarga (mínimo volumen manejado por la bomba).

Gasto a C S (bpd)	Gasto en la succión (bpd)	Gasto a la descarga (bpd)
4400	6540	5175
4766	7084	5669
3000	4459	3528

Con estos valores podemos entonces entrar a nuestra curva característica y verificar la eficiencia con la que la bomba manejará los volúmenes obtenidos.

Por ejemplo, para el gasto superficial de 4400 bpd, la bomba manejará los volúmenes a condiciones de bombeo con una eficiencia mayor al 60 %. Esto sucede también con el gasto superficial de 3000 bpd.

Para el gasto de 4766 bpd a c.s., la bomba manejará un volumen en la succión de 7084 bpd. Este gasto la bomba lo maneja con una eficiencia de 44%, por lo que se sale del rango recomendado por el fabricante.

Como se puede observar es importante determinar si los volúmenes manejados por la bomba en cada una de ellas, no caen fuera del rango recomendado por el fabricante, para así evitar cualquier problema de operación en el fondo.

Esto significa que no necesariamente se cumplirán los gastos antes señalados pues dependen de la presión de fondo fluyendo y de la cantidad de gas libre presente a la profundidad de colocación de la bomba.

CURVAS DE IPR, CARGA Y PRESION DE SUCCION @ 60 Hz

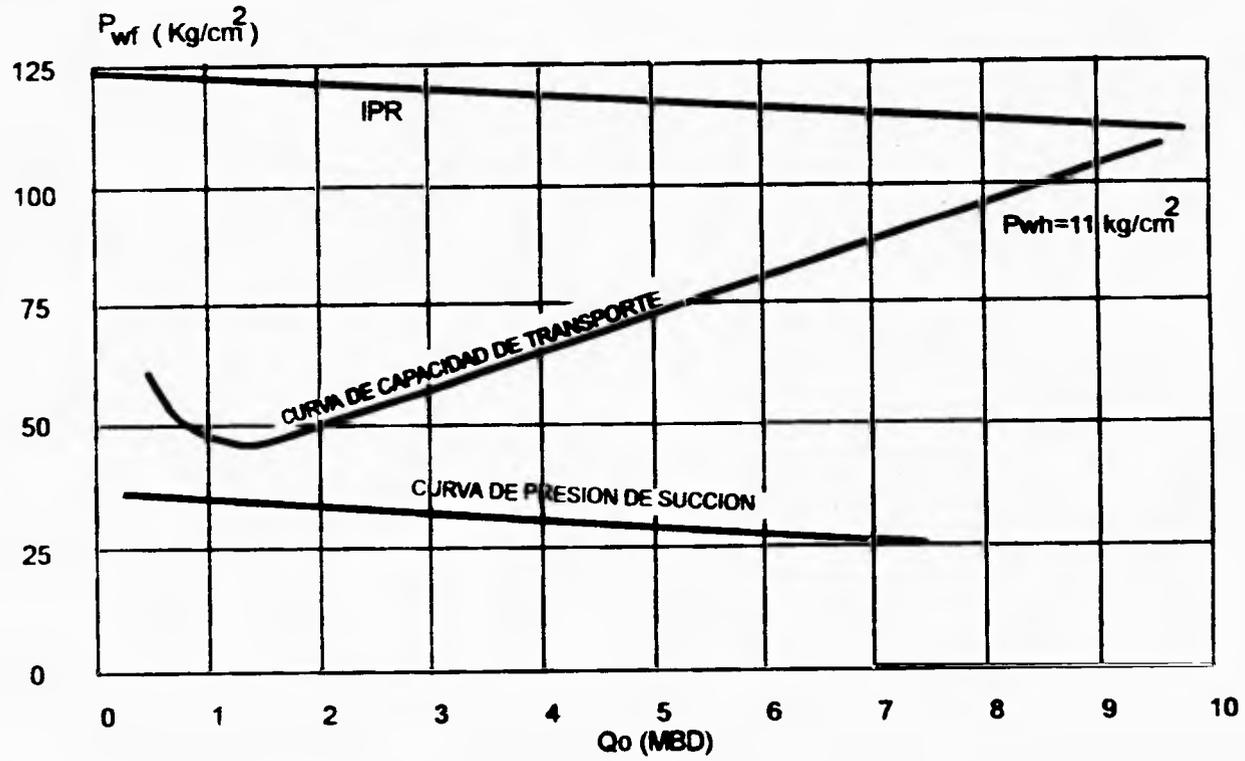


FIG.5.10 CURVAS DE IPR, CCT, CPS @ 60 Hz

CURVAS DE CAPACIDAD DE CARGA Y LINEA BASE @ DIFERENTES FRECUENCIAS

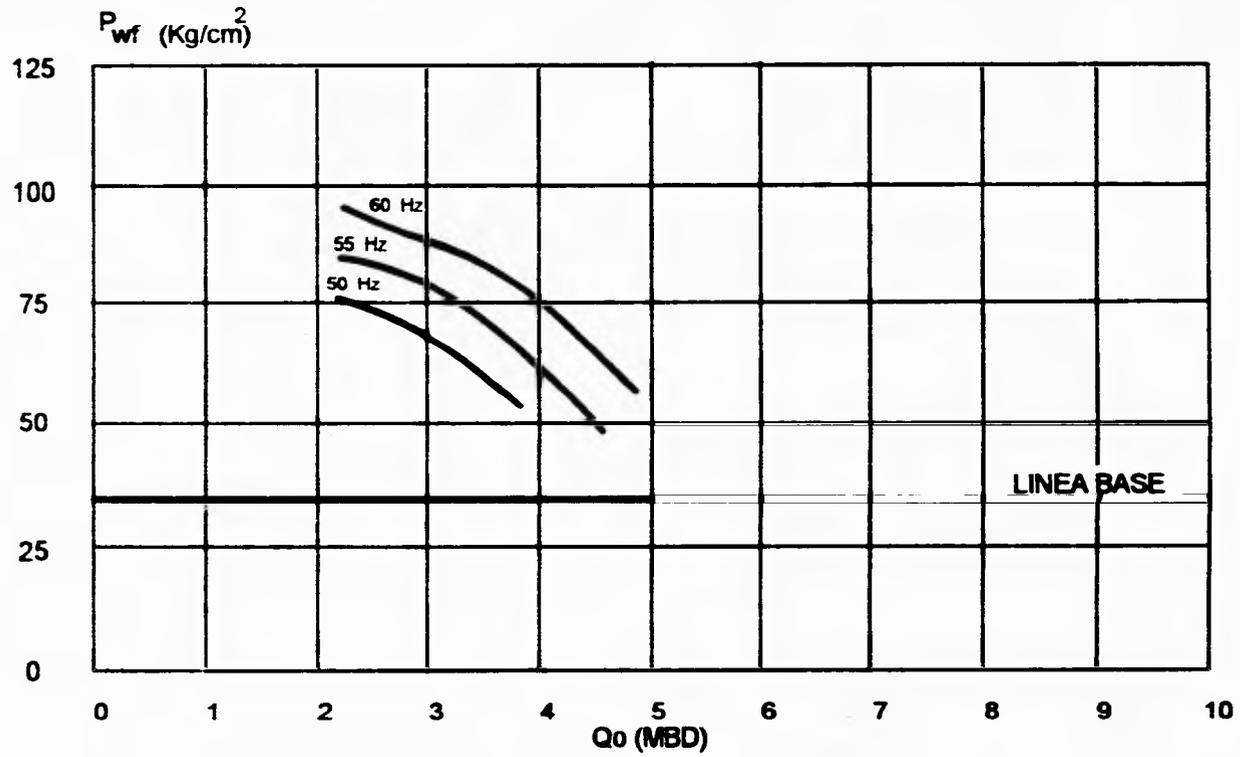


FIG. 5.11 CURVAS DE CAPACIDAD DE CARGA PARA DIFERENTES FRECUENCIAS

CURVAS DE IPR, PRESIONES DE SUCCION Y CAPACIDAD DE TRANSPORTE @ DIFERENTES Pwh

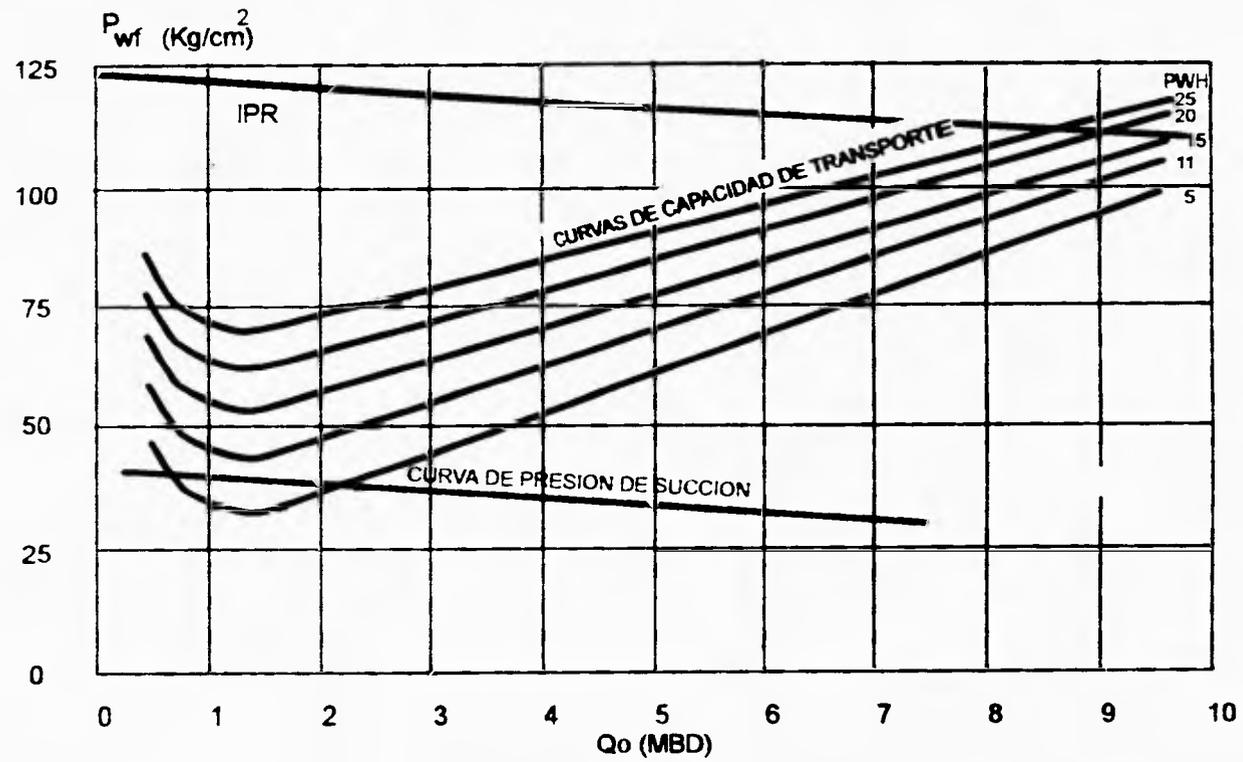
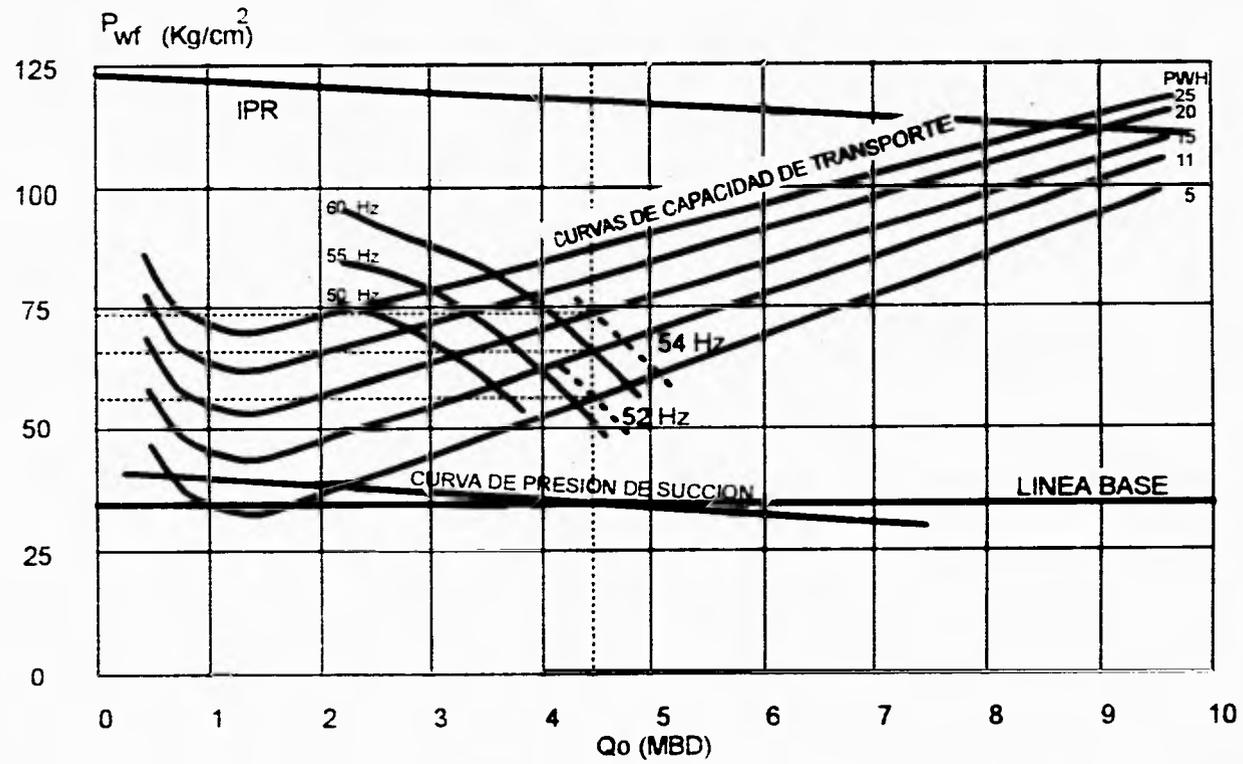
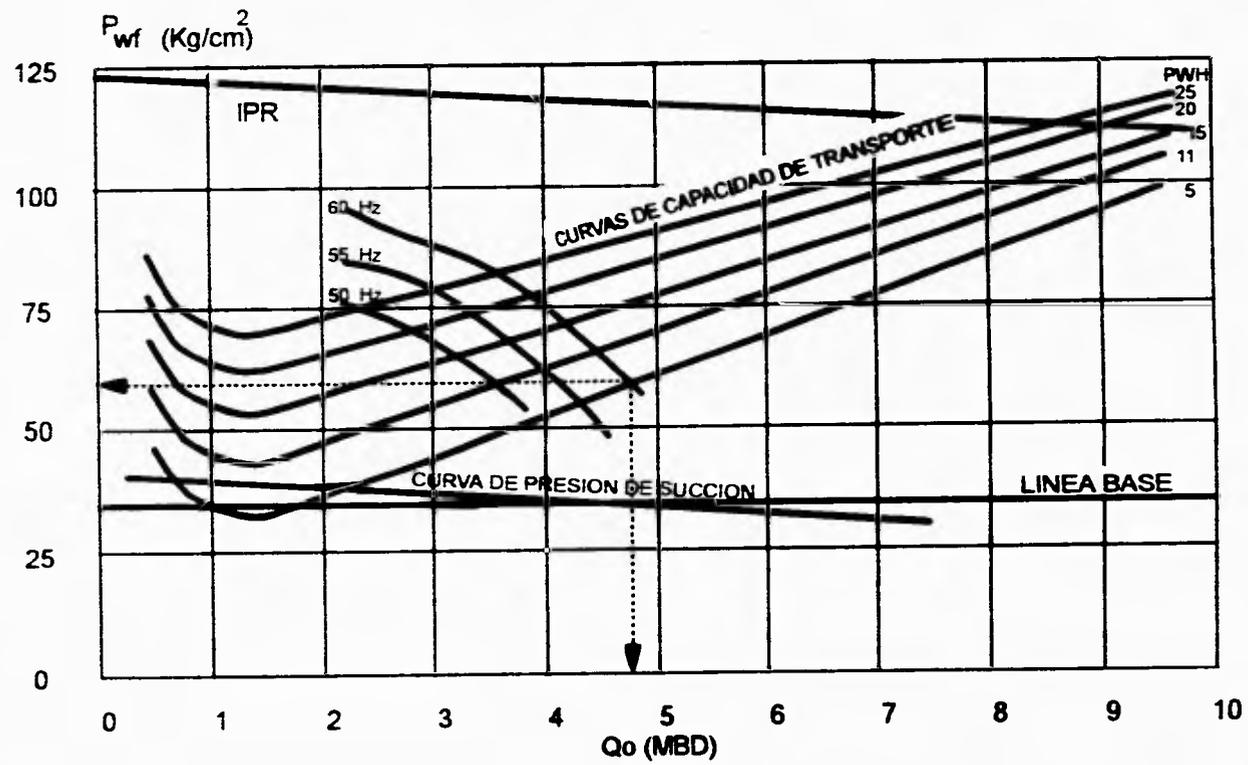


FIG. 5.12 CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE A DIFERENTES Pwh.



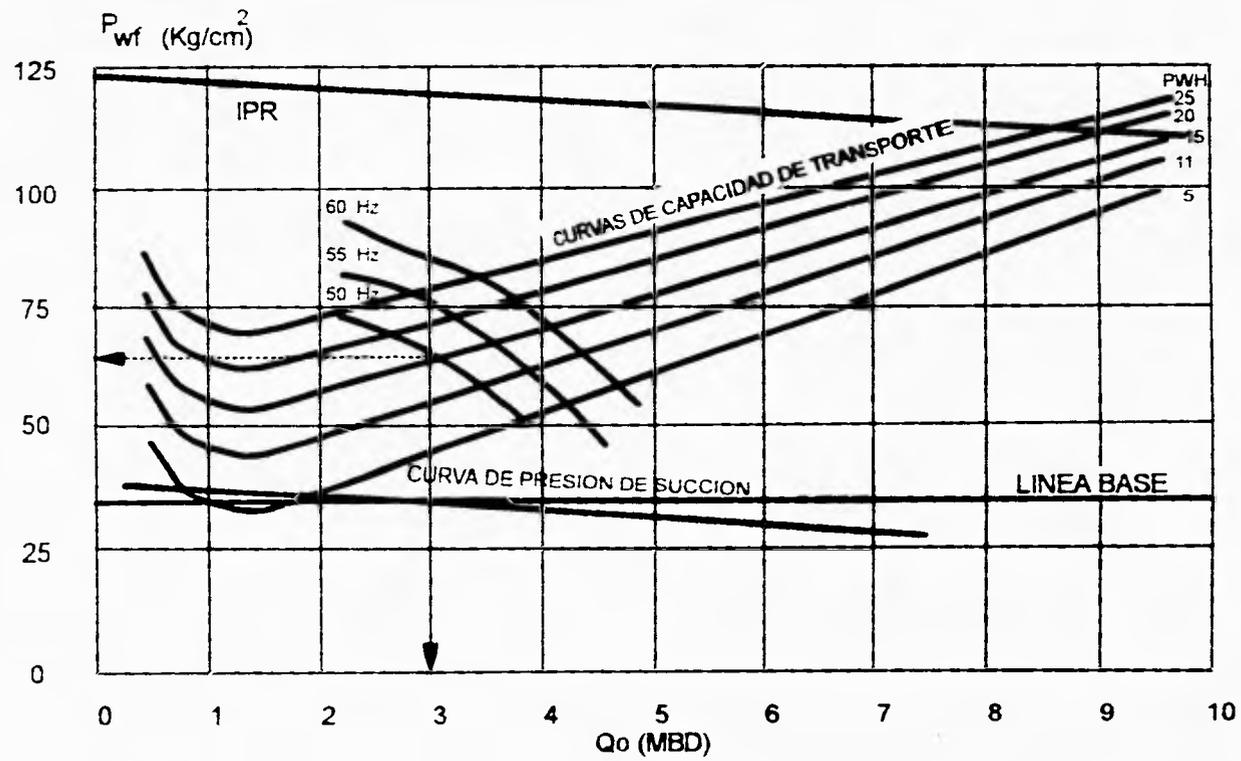
Q_o (bpd)	F(Hz)	P_{wf} Kg/cm ²	P_{succ} Kg/cm ²	P_{des} Kg/cm ²
4400	57	5	36	56
4400	60	11	36	64
4400	64	14	36	73

FIG. 5.13 CONDICIONES A LAS QUE SE PUEDE OBTENER UN GASTO DE 4400 BPD A C.S.



Q_o (bpd)	F(Hz)	P_{wh} Kg/cm ²	P_{succ} Kg/cm ²	P_{des} Kg/cm ²
4766	60	5	36	59

FIG. 5.14 OBTENCION DE UN DIFERENTE GASTO DE EQUILIBRIO.



Qo(bpd)	F(Hz)	Pwh Kg/cm ²	Psucc Kg/cm ²	Pdes Kg/cm ²
3000	60	15	36	64

FIG. 5.15 OBTENCION DE UN DIFERENTE GASTO DE EQUILIBRIO

COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES FINALES

Como se pudo observar en este trabajo, el análisis Nodal constituye una excelente técnica para evaluar los sistemas de producción, y posteriormente optimizar el desempeño de los mismos.

Sin lugar a dudas el éxito de esta técnica radica en la posibilidad que ofrece de poder evaluar los elementos del sistema en forma individual, pero también observando el efecto de la variación de alguno de ellos sobre la totalidad del sistema.

Es importante mencionar que no obstante que el procedimiento general del análisis Nodal es simple, la complejidad de la técnica radica en evaluar el comportamiento de flujo en cada uno de los elementos del sistema, tarea difícil si se considera que en la actualidad el flujo multifásico es el que se maneja en los sistemas de producción. Por lo que el interesado en este trabajo deberá prestar atención en la selección y aplicación de las correlaciones de flujo multifásico adecuadas a las condiciones de su sistema.

Cuando a un sistema de producción se le decide instalar un sistema artificial de producción, es debido generalmente a que el pozo ya no es capaz de producir con la energía propia del yacimiento, es decir hemos llegado a una etapa crítica para la vida productiva del pozo, por lo que resulta importante optimizar y aprovechar cualquier recurso con el que se cuente para prolongar la vida del pozo. Debido a esto, la aplicación del análisis Nodal a estos sistemas debe ser considerado por el ingeniero de producción. En este trabajo se abordó un sistema con aparejo de bombeo electrocentrífugo, en el que la técnica empleada resulta por demás útil, debido a que no obstante que el ABE ya se encuentra instalado en

el pozo, es posible modificar las condiciones de operación para tener un rango amplio de gastos posibles a obtener en la superficie, sin modificar en lo absoluto el equipo subsuperficial o superficial.

Por último se recomienda al interesado en aplicar esta técnica que como en todo estudio de este tipo, se deberá ser prudente con los resultados obtenidos, y analizar todos aquellos factores que pueden estar representando un restricción al flujo de hidrocarburos del yacimiento al primer separador, para no tomar decisiones equivocadas que puedan representar un derroche económico.

BIBLIOGRAFIA

1. BEGGS DALE H. : "PRODUCTION OPTIMIZATION USING NODAL ANALISYS". OGCI PUBLICATION. TULSA.1993.
2. BROWN K.: "OVER VIEW OF ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS". JPT. OCTUBRE , 1982.
3. COLTHARP E.: "SUBSURFACE ELECTRICAL CENTRIFUGAL PUMPS". JOURNAL PETROLEUM TECHNOLOGY. ABRIL 1984.
4. WATSON A. J. : "ESP. THE ELECTRICAL SUMERSIBLE PUMP". PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL. NOVIEMBRE 1983.
5. PARKER AND MARATHON : "PUMPING WELLS WITN ELECTRICAL SUMERSIBLE PUMPS". SPE. MAYO, 1963.
6. NOLEN AND GIBBS : "ANALISYS OF ELECTRICAL-SUMERSIBLE-PUMPING SYSTEM. SPE. MAYO, 1989.
7. PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL PUBLICATION. "THE ELECTRICAL SUMERSIBLE PUMP". PARTE 1 A LA 7. 1983.
8. DOUGLAS P.: "OPTIMIZING PRODUCTION WITH ARTIFICIAL LIFT". PARTE 4-5. PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL. 1990.
9. DURHAM M. : "VISUALIZATION OF DESING CONCEPTS FOR ELECTRICAL SUMERSIBLE PUMPS: POWER RELATIONSHIPS". TULSA.
10. KENNETH M. : "BOMBAS, SELECCION, USO Y MANTENIMIENTO". MCGRAW HILL.1989.
11. LEA AND BEARDEN : " GAS SEPARATOR PERFORMANCE FOR SUMERSIBLE PUMP OPERATION". SPE . ABRIL, 1982.
- 12 CRAFT AND HAWKINS : "PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING". PRINTICE HALL INCORPORATION.1959.
13. ALLEN AND ROBERTS : "PRODUCTION OPERATION". VOLUMEN 1. OGCI PUBLICATION TULSA.1989.
14. GOMEZ CABRERA : "APUNTES DE POZOS FLUYENTES, BOMBEO NEUMATICO E HIDRAULICO. FACULTAD DE INGENIERIA.
- 15 GARAICOCHA P.F.: "TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS. COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO.1991.
16. CHIERICI AND CIUCCI : "TWO-PHASE VERTICAL FLOW IN OIL WELLS- PREDICTION OF PRESSURE DROP". SPE. AGOSTO DE 1974.

- 17 BROWN K. : "THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS". VOLUMEN 4. PENNWELL PUBLISHING CO.
18. BROWN K. : "NODAL SYSTEM ANALYSIS OF OIL AND GAS WELL". JPT. OCTUBRE 1985.
19. L. DIVINE DAVID : "A VARIABLE SPEED SUBMERSIBLE PUMPING SYSTEM". SPE. 1979.
20. NELLY AND PATTERSON : "SOFT START OF SUBMERSIBLE PUMPED OIL WELLS". AIME PUBLICATION. 1984.
21. KELLEY ROBERT : "PRODUCTIVITY DETERMINATION AND PUMP RESIZING USING VARIABLE-SPEED ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS". JPT. SEPTIEMBRE DE 1980.
- 22 .O'NEAL R. : "OPERATING COSTS AND PERFORMANCE OF LARGE- VOLUME SUBMERSIBLE PUMPS" . SPE. AIME, REDA PUMP CORPORATION. 1972.
23. DIAZ ZERTUCHE Y POBLANO R. : "DISEÑO MEJORADO DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTRICO". INGENIERIA PETROLERA. 1984.
24. COLTHARP, E.D. : "SUBMERSIBLE ELECTRICAL CENTRIFUGAL PUMPS". JPT. ABRIL DE 1984.
25. "MANUAL DE OPERACION PARA SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO. ODI. 1992.
26. POWERS. M.L. : "SPECIAL CONSIDERATIONS FOR ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP APPLICATION IN UNDER PRESSURED RESERVOIR". SPE. 1991.
27. RAGHAVAN R. : "WELL TEST ANALYSIS: WELLS PRODUCING BY SOLUTION GAS DRIVE". TULSA OKLA. JULIO DE 1975.
28. RASHID H. AND SHAH K. : "A STUDY OF MULTIPHASE FLOW BEHAVIOR IN VERTICAL WELLS". SPE. MAYO 1988.
29. GUERRERO E.T. : "PRACTICAL RESERVOIR ENGINEERING". OGCI PUBLICATION. 1971.
30. DRAKE W. R. : HERE 'S HOW AN ARTIFICIAL LIFT STUDY CAN SAVE YOU MONEY". WORLD OIL. ABRIL DE 1960.

ANEXO A

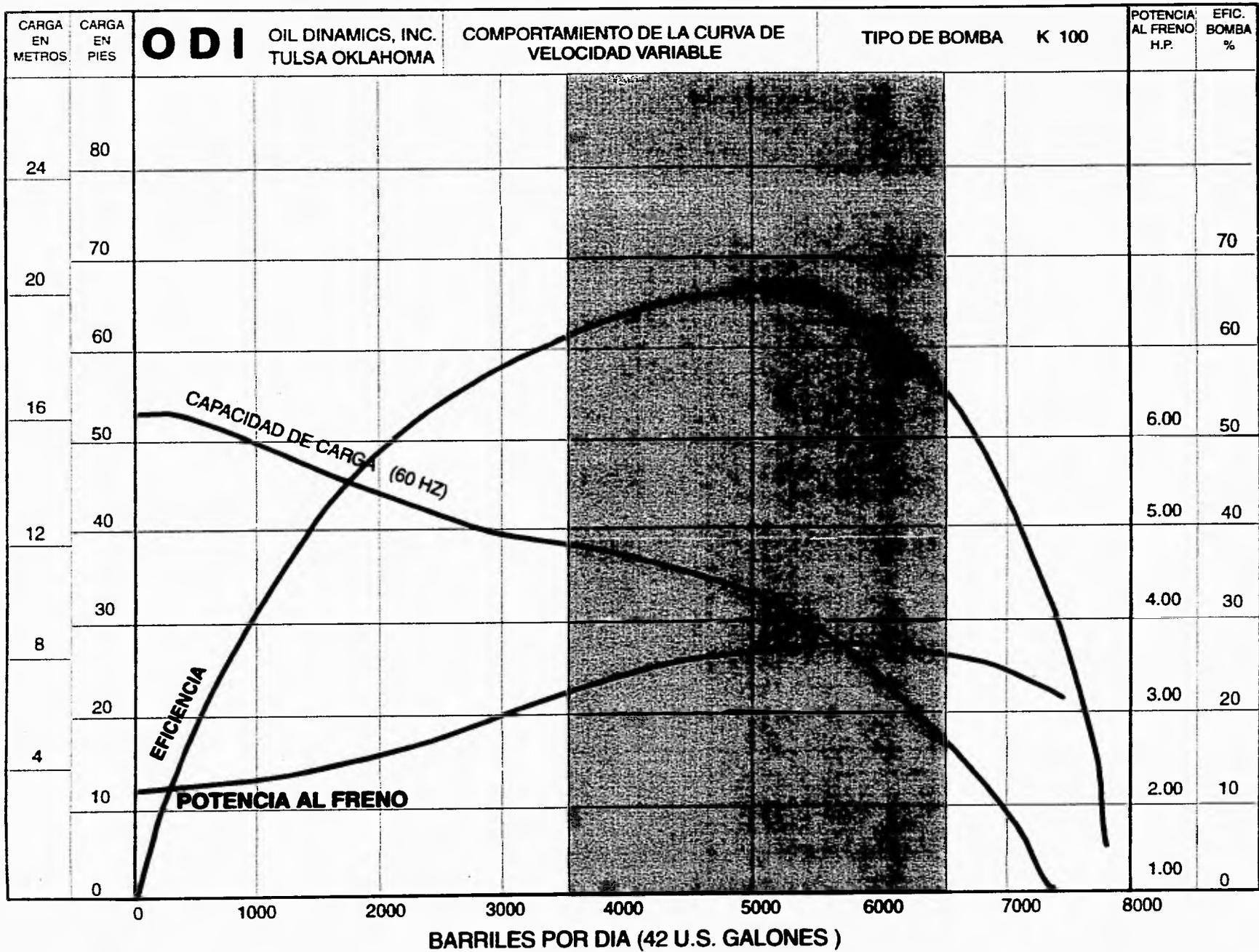


Fig. 1. CURVA CARACTERISTICA A 60 HZ.

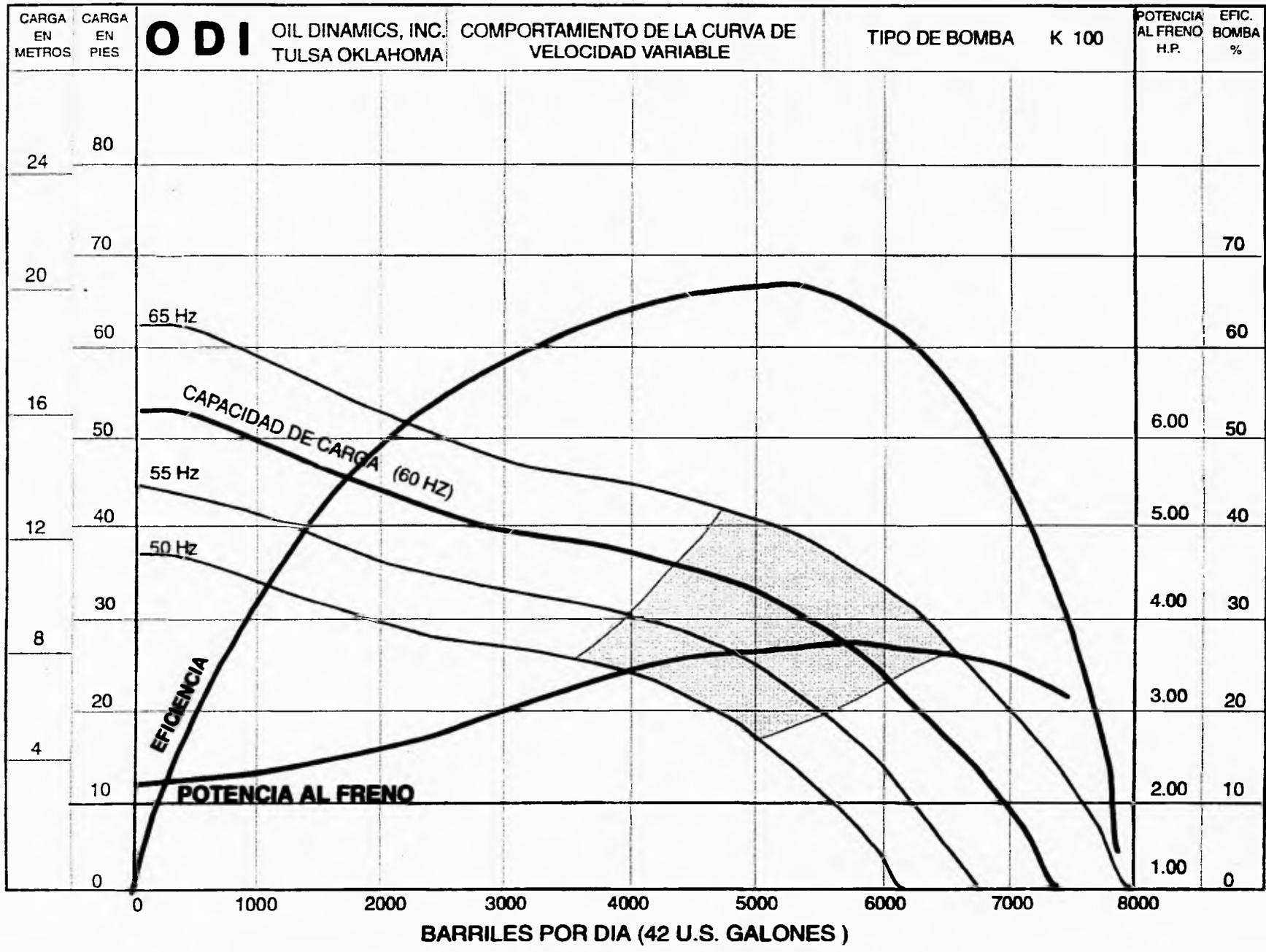


FIG. 2. CURVAS CARACTERISTICAS A DIFERENTES FRECUENCIAS