



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“SISTEMAS ARTIFICIALES EN POZOS
EXPLORATORIOS”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

BLANCA ESTELA ROMO SERRANO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA

2011

Mis padres.

Gracias a ti papá por apoyarme en cada paso que di en la vida, sin ti no hubiese podido lograr este sueño, no solo con el apoyo económico, también me apoyaste moral y emocionalmente. Esta tesis tiene una especial dedicatoria para ti papá.

Ricardo Romo Chávez

Mamá

Tu esfuerzo y tus noches de desvelos tienen hoy una recompensa y es ver nuestro sueño hecho realidad mamá, por fin lo logramos, ya que esto lo hicimos juntas, gracias por siempre estar para mi e impulsarme. Eres la mejor mamá del mundo.

Celia Romo Serrano

Mi gran amor

A ti mi cielo por apoyarme cuando ya no podía, por estar conmigo en los momentos más importantes, por amarme tal y como soy. Te agradezco el que siempre me ayudes apoyes y me des ánimos cuando estoy por renunciar. Te amo mi cielo.

José Luis Martínez González

Mis hermanas

Mary siempre estás conmigo, me ayudas y me orientas mil gracias por todo tu cariño manigüigüis. Te quiero mucho.

Ale siempre me haces reír y me ayudas en los momentos malos mil gracias chaparrita. Te quiero

Un gran amigo

A ti gordo por apoyar a mi mamá con nosotras, aun que no era tu obligación nos ayudaste, gracias por hacer feliz a mi mamá y por ser un buen amigo.

José Luis Domínguez Morales

Mi director de tesis

Gracias por la paciencia y tiempo que el dedico a este trabajo sin su ayuda no hubiera logrado este sueño, así como también le agradezco el apoyo que me brindo.

Ing. Leonardo Cruz Espinoza

Mis Sinodales

Gracias ingenieros por brindarme el apoyo y su tiempo para realizar este trabajo, sin su apoyo este sueño no lo hubiese logrado.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. POZOS FLUYENTES	
1.2. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS EN EL DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN	
1.2.1. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN	
1.2.2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	
1.3. CAUSAS DE LA BAJA PRODUCTIVIDAD DE POZOS	
1.3.1. PROBLEMAS ASOCIADOS AL YACIMIENTO Y A LOS FLUIDOS	
1.3.2. PROBLEMAS DE LA FORMACIÓN	
1.3.3. PROBLEMAS DE LOS DISPAROS EN LA TR	
1.3.4. PROBLEMAS DEL EQUIPO DE PRODUCCIÓN	
1.4. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	
2. PROCESO EXPLORATORIO EN PEP	21
2.1. ETAPAS DEL PROCESO EXPLORATORIO	
2.1.1. ESTUDIO DE LAS CUENCAS	
2.1.2. SISTEMA PETROLERO	
2.1.3. IDENTIFICACIÓN, EVALUACIÓN, Y SELECCIÓN DE PLAYS	
2.1.4. IDENTIFICACIÓN, EVALUACIÓN, Y SELECCIÓN DE PROSPECTOS	
2.1.5. PRUEBA DE PROSPECTO	
2.1.6. DELIMITACIÓN Y CARACTERIZACIÓN INICIAL	
2.2. EL PROCESO EXPLORATORIO Y SUS MÉTODOS	
2.3. EXPLORACIÓN PETROLERA EN MÉXICO	
3. PRUEBAS DE PRESIÓN- PRODUCCIÓN	30
3.1. PRUEBAS DE PRESIÓN	

3.1.1. PLANIFICACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN	
3.1.2. FUNCIONES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	
3.1.3. ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	
3.2. TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	
3.2.1. PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN (BUILDUP TEST)	
3.2.1.1. MÉTODO DE HORNER	
3.2.2. PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESIÓN (DRAWDOWN TEST)	
3.2.3. PRUEBAS DE PRESIÓN MULTIFLUJO	
3.2.4. PRUEBAS EN POZOS INYECTORES	
3.2.5. PRUEBAS DE INTERFERENCIA (INTERFERENCE TESTING)	
3.2.6. PRUEBAS DE PULSO	
3.3. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	
3.3.1. REGISTRO DE TEMPERATURA	
3.3.2. REGISTRO DE MEDIDORES DE FLUJO	
3.3.3. REGISTRO DE DENSIDAD (GRADIOMANOMETRO)	
3.3.4. REGISTRO DE RUIDO	
4. SELECCIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	49
4.1. CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES	
4.1.1. BOMBEO NEUMÁTICO	
4.1.2. BOMBEO MECÁNICO	
4.1.3. BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO	
4.1.4. BOMBEO HIDRÁULICO	
4.1.5. CAVIDADES PROGRESIVAS	
4.2. ASPECTOS QUE AFECTAN A LA SELECCIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	
4.3. CONSIDERACIONES PARA LA ELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL	
5. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN	87
5.1. CAUSAS PARA INSTALAR UN SISTEMA ARTIFICIAL	
5.1.1. PRESIÓN	
5.1.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
5.1.3. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	
5.2. ELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL PARA POZOS EXPLORATORIOS	
5.3. DISEÑO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO PARA UN POZO EXPLORATORIO	

5.3.1. FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DEL APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO	
5.3.2. INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DEL BEC	
5.3.3. DETALLE DEL DISEÑO DE INSTALACIONES DE UN APAREJO BEC	
5.4. EJEMPLO DE DISEÑO DE BEC PARA UN POZO EXPLORATORIO DE ACEITE BAJO SATURADO	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	109
APÉNDICES	111
REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	137

Lista de figuras y tablas

- Figura 1.1 Sistema Integral de Producción*
- Figura 1.2 Geometrías de flujo encontradas en los pozos petroleros*
- Figura 1.3 Geometría de flujo lineal*
- Figura 1.4 Sistema de flujo radial*
- Figura 1.5 Índice de Productividad para un caso ideal*
- Figura 1.6 Índice de productividad para un pozo con dos fluidos presentes*
- Figura 1.7 Variaciones en las curvas de K_r*
- Figura 1.8 Comportamiento de la μ_o con respecto a la presión*
- Figura 2.1 Etapas del proceso exploratorio*
- Figura 3.1 Prueba de incremento de presión, donde el pozo produce a $q=cte$ antes de ser cerrado para realizar dicha prueba y registrar los datos de P_{ws} a diferentes tiempos*

- Figura 3.2 Periodos identificados a partir del análisis de una prueba de incremento de presión*
- Figura 3.3 Prueba de decremento de presión, donde el pozo se encuentra cerrado y se pone a producir para realizar dicha prueba y se registran los datos de P_{ws} a diferentes tiempos.*
- Figura 3.4 Periodos de flujo presentes en una prueba de decremento de presión*
- Figura 3.5 Análisis para pruebas de decremento de presión en yacimientos con comportamiento infinito*
- Figura 3.6 Análisis de pruebas de decremento de presión para límites de yacimiento*
- Figura 3.7 Prueba de presión realizada variando el gasto de producción conforme al tiempo*
- Figura 3.8 Prueba de presión Fall-Off Test, donde el gasto es negativo al inicio de la prueba y a continuación se deja de inyectar el fluido. Para observar la presión*
- Figura 3.9 Prueba de presión en pozos inyector, donde el pozo se encuentra cerrado al inicio de la prueba y a continuación se inyecta el fluido. Para observar la presión*
- Figura 3.10 Prueba de Interferencia, para más de un pozo, donde un pozo es el observador y el otro el activo, al cual se le ocasionaran disturbios, para ver la comunicación entre los pozos*
- Figura 3.11 Prueba de pulsos utilizada principalmente para caracterizar eventos geológicos importantes*

Figura 3.12 Medidor de caudal tota, el cual tiene una helice que gira a la razon de la velocodad del fluido

Figura 3.13 Herramienta PLT, con medidor de flujo total tipo molinete

Figura 3.14 Tipos de medidores de flujo de hélice o propela que gira a razón de la velocidad de flujo

Figura 4.1 Equipo sub-superficial de Bombeo Neumático

Figura 4.2 Equipo Superficial de Bombeo Hidráulico

Figura 4.3 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo

Figura 4.4 Equipo Superficial y Sub-superficial del Bombeo de Cavidad Progresiva

Figura 4.5 Equipo de fondo del Bombeo de Cavidades Progresivas

Figura 4.6 Componentes del Bombeo Mecánico

Figura 5.1 Curva de Oferta y Demanda con el nodo en el fondo del pozo, cuyo diámetro de TP es muy pequeño.

Figura 5.2 Curva de Oferta y Demanda con el nodo en el fondo del pozo, cuyo diámetro de TP es demasiado grande

<i>Tabla 2.1</i>	<i>Pozos productores antes y después de la creación de PEMEX en la zona Noreste</i>
<i>Tabla 2.2</i>	<i>Pozos productores antes y después de la creación de PEMEX en la zona Norte</i>
<i>Tabla 2.3</i>	<i>Pozos productores antes y después de la creación de PEMEX en la zona Sur</i>
<i>Tabla 2.4</i>	<i>Principales acontecimientos en México en cuestión de Hidrocarburo</i>
<i>Tabla 4.1</i>	<i>Consideraciones y comparaciones en conjunto de los diseños de los sistemas artificiales de producción</i>
<i>Tabla 4.2</i>	<i>Consideraciones en una operación normal</i>
<i>Tabla 4.3</i>	<i>Consideraciones de la producción artificial</i>

PRESENTACIÓN

Este proyecto de tesis está enfocado al área de los sistemas artificiales de producción aplicados a pozos exploratorios.

Tiene como objetivo difundir el conocimiento de análisis y aplicación de un sistema artificial en pozos exploratorios dentro del área de producción realizando un análisis al pozo exploratorio no productor que presenta un cierto nivel de fluidos por lo tanto se puede realizar la aplicación de un sistema artificial de producción para recuperar los hidrocarburos de la formación, así mismo que las áreas operativas dispongan de un documento de consulta para la aplicación e estos sistemas

En México la industria petrolera representa la mayor fuente de ingresos, por eso es de suma importancia que se siga desarrollando o introduciendo nueva tecnología, procesos y métodos de trabajo, lo cual ayuda a incrementar la producción nacional de hidrocarburos. En los últimos años se ha notado que los pozos petroleros tienen una mayor dificultad para ser explotados por ser de difícil acceso, por eso es importante introducir nuevos procesos que ayudarían a aumentar la producción y la vida de los pozos, ya sean verticales, desviados o totalmente horizontales.

Para lograr lo anterior, en el Capítulo I consideramos la Introducción de este proyecto de tesis donde se definen los pozos fluyentes y las causas de baja productividad de pozos.

En el Capítulo II se menciona el proceso exploratorio en PEP, dentro de este capítulo se presentan las etapas del proceso exploratorio y la exploración petrolera en México.

En el Capítulo III, se presentan las pruebas de presión-producción donde se abordan los tipos de pruebas de presión y el análisis de las mismas.

Dentro del Capítulo IV, se menciona la selección de sistemas artificiales de producción, dentro de este capítulo hablaremos de la clasificación de los sistemas artificiales y las consideraciones para la elección de un sistema.

En el Capítulo V, trata del diseño e implementación, dentro de este capítulo se mencionan las causas para instalar un sistema artificial, así como un ejemplo del diseño de bombeo electrocentrífugo para un pozo exploratorio.

1

INTRODUCCIÓN

El consumo de energía de hidrocarburos generó la siguiente pregunta: ¿hasta cuándo durarían las reservas existentes?

Para aumentar las reservas que actualmente tiene nuestro país, la única opción es la exploración (descubrimiento) de nuevos yacimientos. El proceso de exploración se divide en tres grandes etapas que son: Evaluación del potencial petrolero (Cuenca o Play), Incorporación de reservas (Prospecto) y Delimitación de yacimiento.

En la etapa de evaluación del potencial petrolero, las primeras actividades que se realizan tienen como objeto identificar, mapear y jerarquizar las áreas donde existan mayores probabilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Una vez comprobada la existencia del sistema petrolero, la cuenca pasa a la etapa denominada incorporación de reservas, donde el objetivo es descubrir reservas de hidrocarburos a partir de la identificación, jerarquización y perforación de oportunidades. La tercera etapa del proceso es la delimitación de yacimientos y tiene como objetivo dar certeza a los volúmenes de reservas descubiertas, a partir de un mejor entendimiento de la geometría y propiedades estáticas y dinámicas de los yacimientos.

Para tener la certeza al 100% de que en un posible yacimiento contiene hidrocarburos, es necesario perforar un pozo, el cual es denominado pozo exploratorio.

En los pozos exploratorios se pueden presentar algunos problemas en la producción, los cuales pueden causar que el pozo no fluya o tenga una producción baja. Estos problemas son:

- Baja presión de yacimiento
- Alta viscosidad del aceite
- Aparejo de producción sobre diseñado

Estos problemas pueden tener una solución en cuanto a producción nos referimos, una de la soluciones que se plantean es instalar un SAP (Sistema Artificial de Producción), que sea compatible con las características que tiene el pozo exploratorio; siempre y cuando este pozo pueda ser económicamente rentable.

Los parámetros de evaluación para la toma de decisiones en los pozos exploratorios se obtienen de pruebas de presión producción, análisis PVT, el estado mecánico del pozo, etc. Y a continuación se presentan las principales restricciones que se tiene el pozo para la seleccionar el mejor SAP.

La explotación de un pozo petrolero se lleva a cabo mediante dos sistemas que son:

- Sistema natural (Pozos fluyentes)
- Sistema artificial de producción

1.1 SISTEMA NATURAL DE EXPLOTACIÓN (POZOS FLUYENTES)

Un pozo fluyente se puede considerar aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del Sistema Integral de Producción (medio poroso, tubería vertical y/o desviada, estrangulador, tubería de descarga y separador), con la energía propia del yacimiento. En la *figura 1.1* se muestran los componentes del SIP (Sistema Integral de Producción) para pozos fluyentes.

Para poder instalar un sistema artificial es necesario tener un conocimiento sobre el pozo fluyente, como: las correlaciones de flujo multifásico para predecir el momento en que el pozo dejara de fluir, selección del diámetro de la tubería para un nuevo pozo, determinación de presiones de fondo fluyendo, índices de productividad, etc.

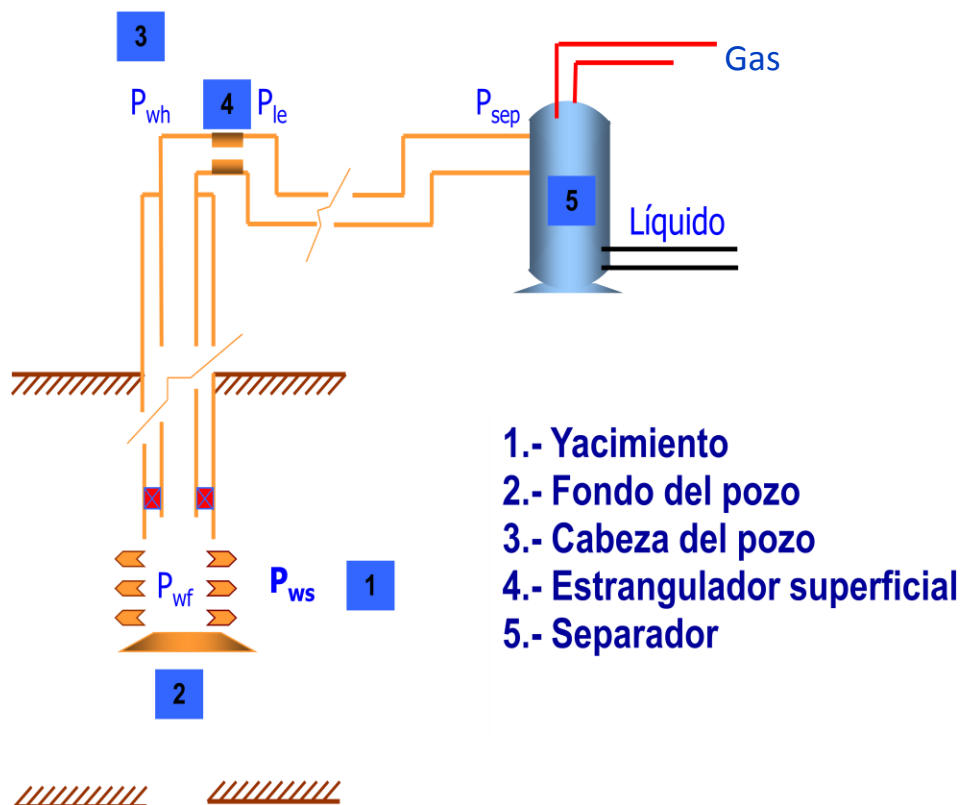


Fig. 1.1 Sistema Integral de Producción (SIP)

1.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS EN EL DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

Los aparejos de producción es el medio por el cual se transporta los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento como: fluyente, bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo electro-centrifugo, bombeo hidráulico y cavidades progresivas.

El aparejo de producción debe soportar íntegramente las presiones y los esfuerzos a que es sometido el pozo durante su vida productiva, tales como: operaciones de terminación, mantenimiento y producción. Seleccionar, diseñar e instalar un aparejo de producción es una parte crítica en cualquier programa de operación durante la intervención de un pozo ya sea en una terminación y/o reparación.

1.2.1 DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.

El diámetro del aparejo de producción debe ser tal que permita transportar los gastos de producción esperados, ya que si el diámetro es muy pequeño restringirá la producción, por el contrario, si es demasiado grande, el flujo puede ser intermitente o inestable.

Algunos parámetros que deben considerarse para el diseño del aparejo son:

- Presión del yacimiento P_{yac} : Es la presión con la cual aporta la formación productora los fluidos a través del sistema de producción, y es necesario conocer para identificar el aparejo de producción.
- Presión de fondo fluyendo P_{wf}
- Presión de fondo estática P_{ws}
- Presión de saturación P_b

1.2.1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

LEY DE DARCY

Henry Darcy, investigo el fenómeno de flujo de agua a través de filtros de arena, estableció la relación existente entre el gasto y la presión por medio de la ley de Darcy. Dicha ley establece, que la creación de una diferencial de presión ΔP , a lo largo de un empaque de arena de longitud L , resulta en un gasto constante dado por:

$$q = CA \frac{\Delta P}{L} \dots\dots\dots 1.1$$

Donde:

$q \rightarrow$ Gasto [bl/día]

$A \rightarrow$ Área [pg^2]

$\frac{\Delta P}{L} \rightarrow$ Diferencial de presión [psi/pies]

$C \rightarrow$ Constante de proporcionalidad del medio poroso y el fluido [mD/cp]

Con la expresión anterior, Darcy modela el fenómeno de flujo a nivel microscópico en el yacimiento, en términos de cantidades microscópicas determinadas en laboratorio, asentando, así las bases para los cálculos de la ingeniería de yacimientos.

Más tarde otros investigadores repitieron el experimento de Darcy con algunas modificaciones, tales como las de hacer fluir a través del empaque, diferentes líquidos y variar la posición del aparato. Con este último, se pudo cuantificar el efecto que tiene sobre la relación gasto-presión, el ángulo de inclinación, la viscosidad y densidad del fluido, obteniendo la siguiente relación:

$$q = CA \left[\frac{\Delta P}{\rho g} + L \sin \frac{\alpha}{L} \right] \dots\dots\dots 1.2$$

Donde:

$q \rightarrow$ Gasto [bl/día]

$A \rightarrow$ Área [pg^2]

$\Delta P \rightarrow$ Diferencia de presión [psi]

$C \rightarrow$ Constante de proporcionalidad

$\rho \rightarrow$ Densidad del fluido [API]

$g \rightarrow$ Constante de gravitacional [pie/s^2]

$L \rightarrow$ Longitud [pies]

$\alpha \rightarrow$ Ángulo de inclinación [$^\circ$]

En las ecuaciones 1.1 y 1.2, C es una constante de proporcionalidad que indica tanto el carácter del fluido como del medio poroso. Fue en 1934, cuando Wycoff, Bostset, Muskat y Meros separaron la constante C en sus dos factores independientes, “*viscosidad y permeabilidad*”, expresando los efectos del fluido y de la roca.

Considerando los factores que determinan la constante C y a la velocidad de flujo V, como la relación del gasto entre el área de la sección transversal perpendicular del flujo, es decir $v = \frac{q}{A}$, entonces la ley d Darcy puede expresarse como:

$$v = - \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \dots\dots\dots 1.3$$

$$q = vA$$

$$q = - \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dL} \dots\dots\dots 1.4$$

Donde:

$v \rightarrow$ Velocidad de flujo [pie/s]

$\mu \rightarrow$ Viscosidad [cp]

$\kappa \rightarrow$ Permeabilidad absoluta [mD]

$q \rightarrow$ Gasto [bl/día]

$A \rightarrow$ Área [pg^2]

$\frac{dp}{dL} \rightarrow$ Gradiente de presión en dirección del flujo [$\frac{\text{Psi}}{\text{pie}}$]

Donde la permeabilidad absoluta K , es una medida de la facilidad con la cual un fluido que satura 100% pasa a través de un medio poroso bajo condiciones de flujo laminar. Para flujo de más de una fase es conveniente el uso de la permeabilidad relativa.

GEOMETRÍA DE FLUJO

La aplicación de la ley de Darcy al flujo en el yacimiento requiere de la definición de las fronteras interna y externa del yacimiento. La frontera interna define la geometría de flujo en la cercanía del pozo, siendo la más importante en el establecimiento del comportamiento de los pozos, debido a que un mayor porcentaje de las caídas de presión ocurre en ese lugar.

En la *figura 1.2* se muestran las geometrías de flujo que se pueden esperar en la producción de hidrocarburos. En los pozos productores de aceite y gas, el flujo radial cilíndrico es probablemente el más representativo. Otras geometrías de flujo, también comunes, son las que se presentan en pozos parcialmente penetrantes (flujo esférico) y en pozos fracturados (flujo lineal o bilineal).

Flujo Lineal

Para flujo lineal, considerando un área de flujo constante, la ecuación 1.5 será integrada para obtener la caída de presión ocurrida a lo largo de la longitud L , ver la *figura 1.3*.

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k}{\mu} dP = -\frac{q}{A} \int_0^L dL \dots\dots\dots 1.5$$

Se considera que k , μ y q son independientes de la presión, o que puedan ser evaluadas a la presión promedio en el sistema, la ecuación 1.5 quedaría:

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q\mu}{Ak} \int_0^L dL \dots\dots\dots 1.6$$

$$q = \frac{ckA}{\mu L} (P_1 - P_2) \dots\dots\dots 1.7$$

Donde:

$q \rightarrow$ Gasto [bl/día]

$A \rightarrow$ Área [m^2]

$\mu \rightarrow$ Viscosidad [cp]

$\kappa \rightarrow$ Permeabilidad absoluta [mD]

$C \rightarrow$ Factor de conversión para unidades de campo 1.127×10^{-3}

$P_1 - P_2 \rightarrow$ Caída de presión a través de un medio poroso de longitud L [Psi]

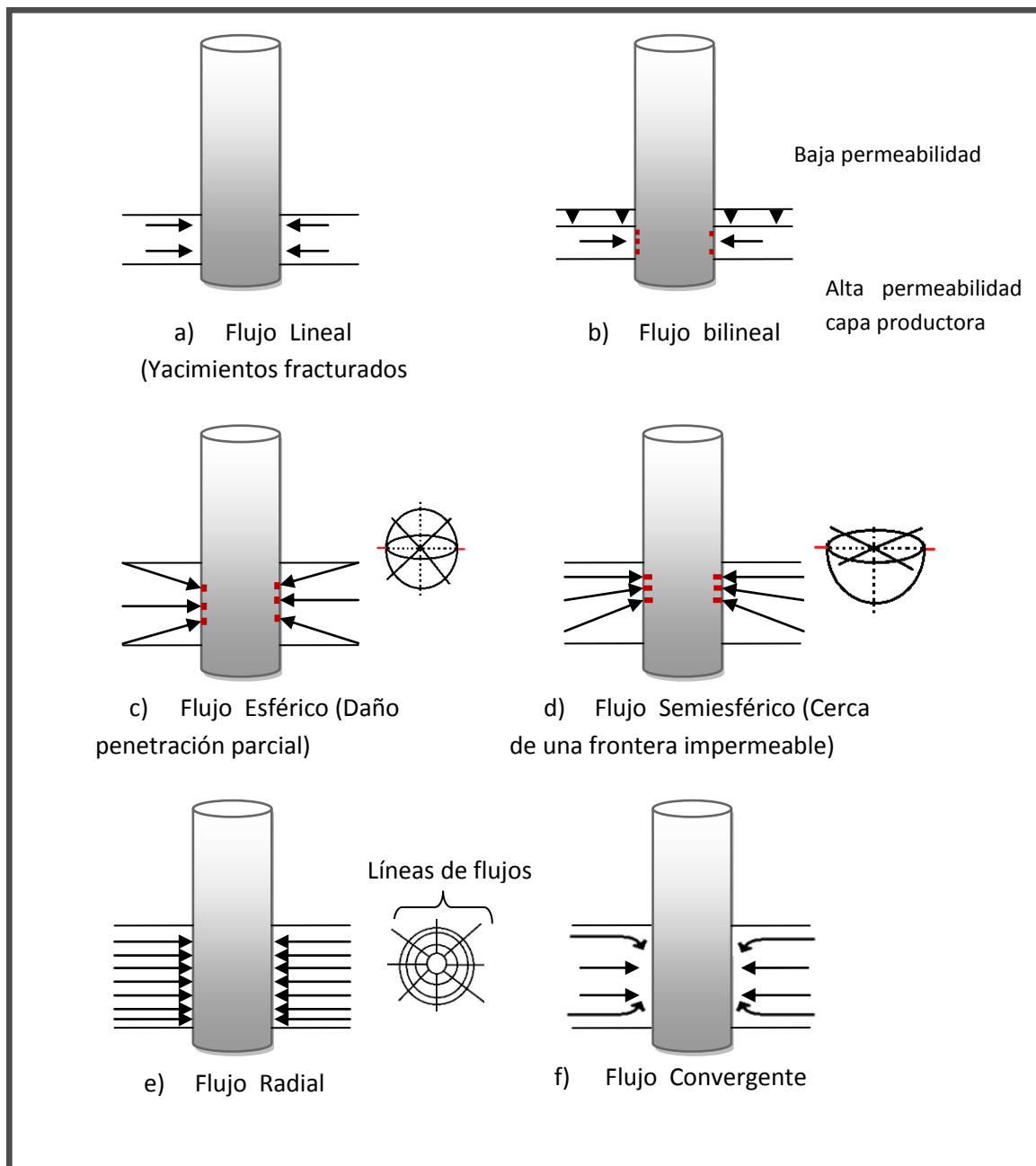


Fig. 1.2 Geometrías de flujo encontradas en los pozos petroleros⁴.

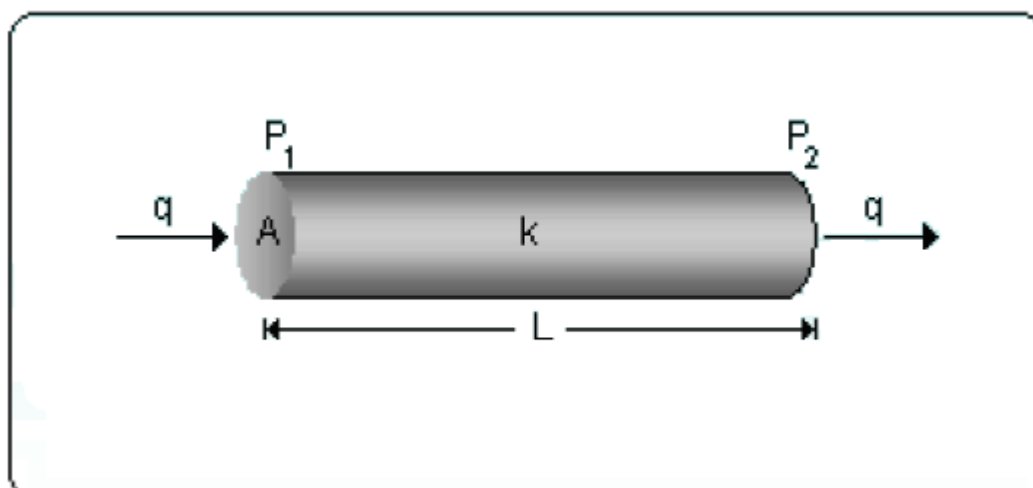


Fig. 1.3 Geometría de flujo lineal⁴.

FLUJO RADIAL

Para el caso de flujo radial de aceite la ecuación de Darcy puede ser expresado por la ecuación 1.8:

$$v = \frac{k}{\mu_o} \frac{dP}{dr} \dots\dots\dots 1.8$$

$$v = \frac{q_o B_o}{2\pi r h} \dots\dots\dots 1.9$$

Donde:

$v \rightarrow$ Velocidad de flujo [pie/s]

$r \rightarrow$ Radio [pie]

$q_o \rightarrow$ Gasto de aceite [bl/día]

$h \rightarrow$ Espesor del yacimiento [pie]

$k \rightarrow$ Permeabilidad absoluta [mD]

$\mu_o \rightarrow$ Viscosidad del aceite [cp]

$\frac{dP}{dr} \rightarrow$ Gradiente de presión respecto a la radio [psi/pie]

$B_o \rightarrow$ Factor de volumen del aceite [bl_o @ c.y/ bl_o @ c.s]

En donde el termino $q_o B_o$ representa el gasto de aceite que pasa a través del área $A = 2\pi r h$ a condiciones de yacimiento.

Para resolver la ecuación 1.9, falta establecer la condición de frontera externa. Al abrir un pozo a producción después de un periodo inicial con presiones y gastos transitorios, la frontera externa empieza a afectar la producción. En la práctica se consideran dos condiciones de frontera externa:

- Frontera externa a presión constante que representa la frontera a lo largo de la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial. Esta condición, generalmente es causada por la entrada de agua proveniente de un acuífero asociado. Es decir, implica que la presión de los límites del yacimiento se conserva en su valor inicial.
- Frontera externa cerrada, representa la frontera a lo largo de la cual no penetran fluido al área de drene. Las fronteras sin flujo, comúnmente resultan de barreras geológicas tales como fallas y cambio de facies.

Para el caso de flujo estacionario, considerando condiciones ideales, esto es, un pozo sin revestimiento que penetra completamente un yacimiento homogéneo e isótropo de espesor constante y que produce un líquido ligeramente compresible en flujo radial y bajo condiciones de flujo laminar, ver la *figura 1.4*, la solución de la ecuación 1.9 está dada por:

$$q_o B_o = \frac{2\pi r h k_o}{\mu_o} \left(\frac{dP}{dr} \right) \dots\dots\dots 1.10$$

$$2\pi h \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dP = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \dots\dots\dots 1.11$$

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots 1.12$$

Donde:

r_e → Radio de drene del pozo [pie]

q_o → Gasto de aceite [bl/día]

k_o → Permeabilidad del aceite [mD]

P_e → Presión a $r = r_e$ [Psi]

B_o → Factor de volumen del aceite [bl_o @ c.y/ bl_o @ c.s]

r_e → Radio del pozo [pie]

h → Espesor del yacimiento [pie]

μ_o → Viscosidad del aceite [cp]

P_{wf} → Presión de fondo fluyendo [Psi]

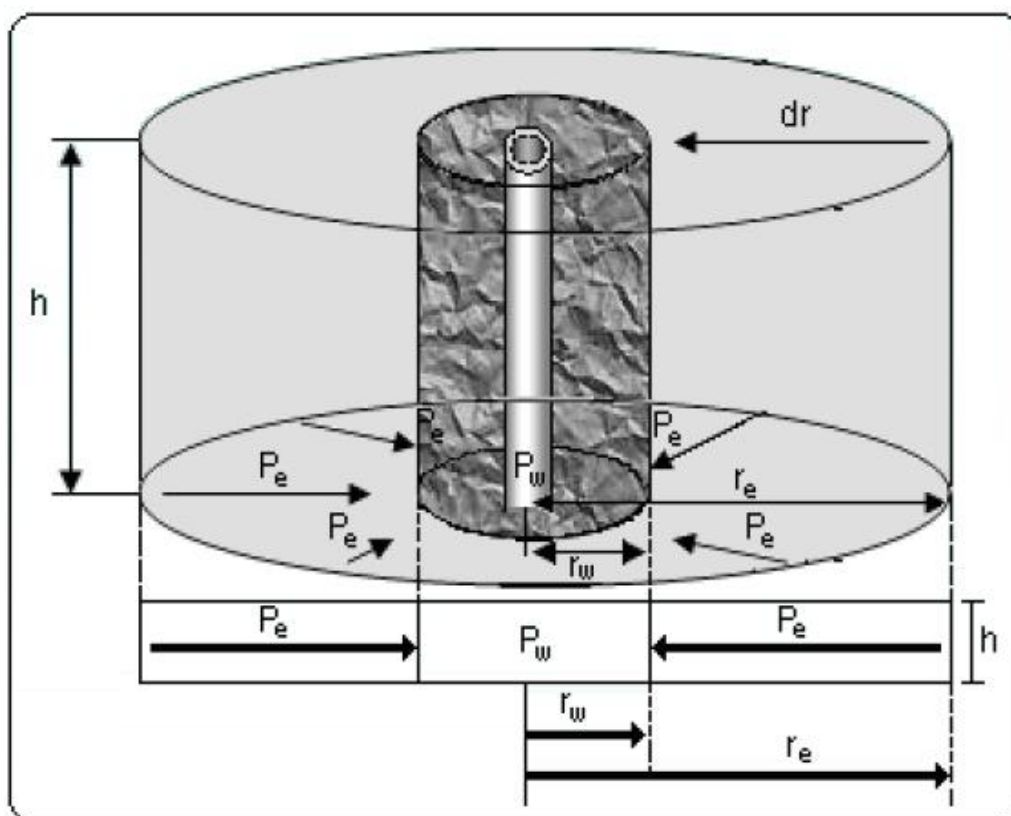


Fig. 1.4 Sistema de flujo radial⁴

FLUJO PSEUDO-ESTACIONARIO

Cuando se alcanza la estabilización, en el caso de frontera a presión constante, al flujo se le conoce como flujo en estado estacionario. Los pozos que producen bajo condiciones de flujo estacionario no experimentan agotamiento de presión, ya que la presión del yacimiento permanece constante.

Por otro lado, al flujo estabilizado, bajo la condición de frontera cerrada, se le conoce como flujo en estado pseudo-estacionario. Al contrario del flujo estacionario, el flujo pseudo-estacionario resulta en un agotamiento de la presión de pozos productores, como consecuencia de la declinación de la presión del yacimiento.

COMPORTAMIENTO EN POZOS DE ACEITE BAJO SATURADO

Los pozos de aceite bajo saturado, se caracterizan porque su producción se efectúa a presiones de fondo mayores que la presión de saturación del aceite, por los que el flujo del yacimiento al pozo se efectúa en fase líquida.

La relación de afluencia que describe el flujo del líquido ligeramente compresible es la del comportamiento lineal (Curva IP).

COMPORTAMIENTO EN POZOS DE ACEITE SATURADO

Una vez que la P_{wf} alcanza la presión de saturación del aceite, es decir $P_{wf} = P_b$, el gas disuelto empieza a liberarse y acumularse cerca del pozo. A medida que se continúa la explotación, la saturación de gas libre en el yacimiento aumenta, hasta que alcanza la saturación crítica, por lo que ahora la corriente de fluido es heterogénea, debido a que el gas comienza a fluir junto con el aceite. Ahora el flujo que se tiene es el de un fluido altamente compresible, por lo que la ecuación de Darcy no es muy recomendable dado que esta solo contempla el flujo del líquido incompresible.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le sometiera al mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial se debe de comparar con el pozo capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, estado actual del depresionamiento, saturaciones de fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y las características de la T.P y la L.D, que permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

CURVA IP

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión ($P_{ws} - P_{wf}$) en este gasto particular se denomina índice de productividad IP y se simboliza con la letra J; desde un punto de vista práctico, el IP es la medición más directa de la capacidad productiva de una formación productora; el IP se define como:

$$J = \frac{q \left[\frac{bl}{día} \right]}{P_{ws} - P_{wf} \left[\frac{lb}{in^2} \right]} \dots\dots\dots 1.13$$

Donde:

Q → Gasto de producción de aceite [bl/día]

P_{ws} → Presión de fondo estática [Psi]

P_{wf} → Presión de fondo fluyendo [Psi]

A menos que se indique, el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite más agua). Es común evaluar el índice de productividad (J) durante las primeras etapas productivas de un pozo, y continuar usando en etapas posteriores, siempre y cuando

el yacimiento éste sometido a empuje hidráulico y la presión de fondo fluyendo sea mayor a la presión de burbujeo.

Si se construye un gráfico de los gastos de producción contra su correspondiente P_{wf} resulta una línea recta como se muestra en la *figura 1.5*, donde la pendiente es:

$$m = -\frac{\partial P}{\partial q} = -\frac{\Delta P}{\Delta q} = -\frac{(P_{ws}-P_{wf})}{q} \dots\dots\dots 1.14$$

Donde:

$m \rightarrow$ Pendiente de la recta $\left[\frac{Psi}{\frac{bl}{día}} \right]$	$P_{ws} \rightarrow$ Presión estática [Psi]
$P_{wf} \rightarrow$ Presión de fondo fluyendo [Psi]	$q \rightarrow$ Gasto [bl/día]

El índice de productividad también se puede expresar como:

$$J = \frac{1}{m} \dots\dots\dots 1.15$$

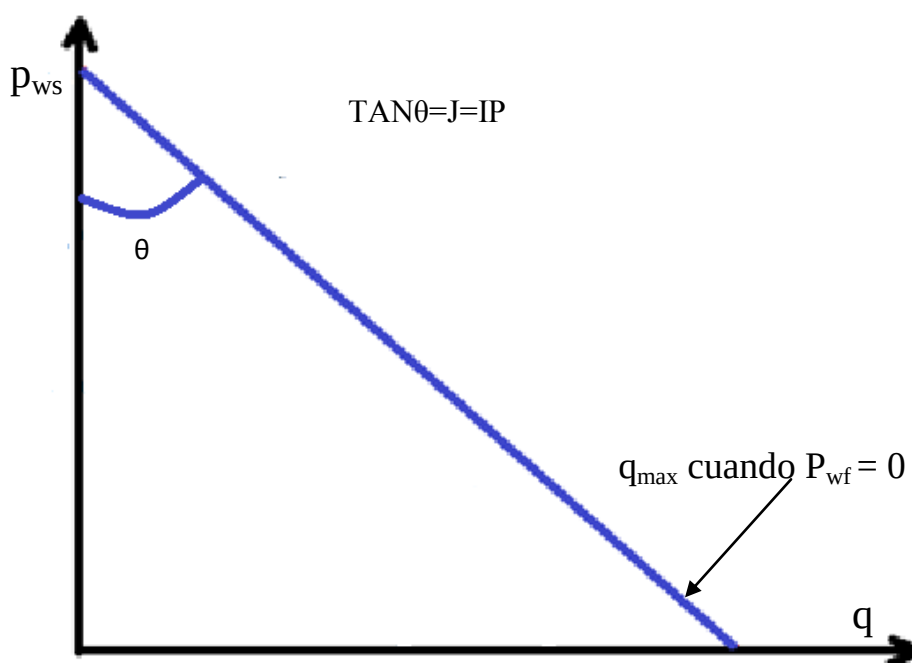


Fig. 1.5 Índice de Productividad para un caso ideal³

COMPORTAMIENTO DE FLUJO IPR

El índice de productividad cambia con la producción acumulativa y también existen cambios cuando se tienen en el yacimiento mecanismo de empuje de gas disuelto y de

expansión de gas; sin embargo, el empuje por entrada de agua en el yacimiento muestran un J constante con el tiempo, pero éste también se pueden dar cambios debidos principalmente a variaciones en la permeabilidad (agua y gas) y cuando el fluido está por debajo de la presión de saturación.

La mayoría de los cambios en el J se deben al aumento de la saturación de gas libre alrededor del fondo del pozo, mediante el cual aumenta la permeabilidad al gas y se reduce la permeabilidad del aceite. Otras razones son el incremento en la viscosidad del aceite cuando la presión está por debajo de la presión de burbuja y cuando existe una reducción en la permeabilidad debida a la compresibilidad de la formación.

Muskat, Gilbert y Vogel señalaron que cuando existen dos fases (liquido-gas) fluyendo en el yacimiento, no se deba esperar una relación lineal semejante a la del índice de productividad; cuando se grafican los gastos de producción contra la presión de fondo fluyendo para dos fases, se encuentra que en lugar de ser línea recta, se tiene una curva como se muestra en la *figura 1.6*.

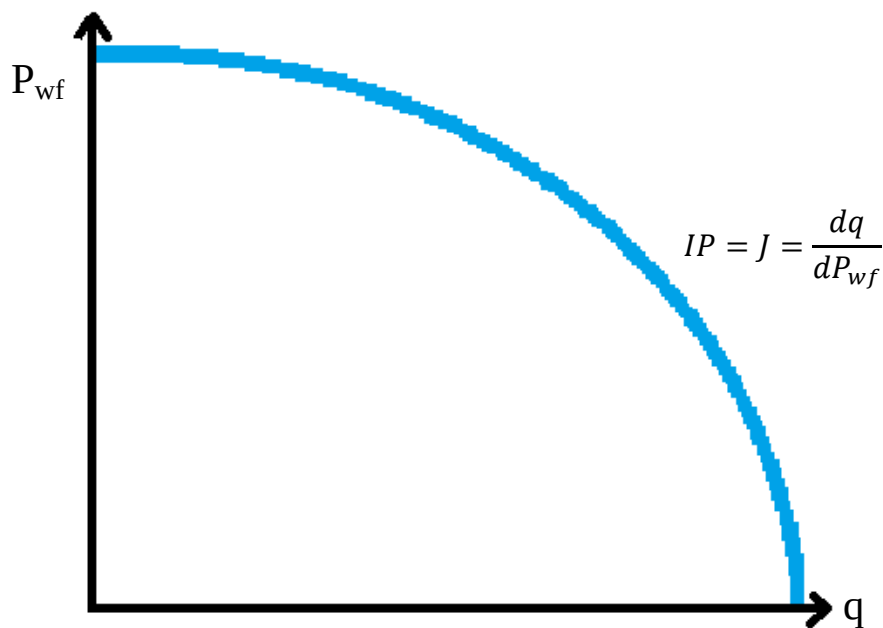


Fig. 1.6 Índice de Productividad para un pozo con dos fluidos presentes³

Cuando existe una curva, un pozo no puede tener un solo valor de J ya que el valor de la pendiente varía continuamente con la presión. Por esta razón, Gilbert propuso métodos de análisis de pozos que utilizan completamente la curva de gastos de producción contra la presión y a este gráfico lo llamó relación de comportamiento de un pozo (IPR).

Vogel demostró que las curvas de IPR, calculadas para diferentes condiciones, exhibían casi el mismo comportamiento y desarrolló una ecuación general para poder calcular la producción que puede aportar un pozo:

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots\dots\dots 1.16$$

Donde:

q_o → Gasto de aceite [bl/día] P_{wf} → Presión de fondo fluyendo [Psi]
 $q_{o_{max}}$ → Gasto máximo de aceite a $P_{wf} = 0$ [bl/día] P_{ws} → Presión estática [Psi]

EFICIENCIA DE FLUJO

La eficiencia de flujo depende de la variación de las condiciones naturales de la formación; cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, esta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo con una EF=1.0; en general esto no es común.

$$EF = \frac{\Delta P_{ideal}}{\Delta P_{real}}$$

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf'}}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots 1.17$$

Donde

P_{ws} → Presión estática del yacimiento [Psi]
 $P_{wf'}$ → Presión de fondo fluyendo real (pozo dañado) [Psi]
 P_{wf} → Presión de fondo fluyendo ideal (pozo sin daño) [Psi]

EF = 1 no hay daño S=0

EF > 1 el pozo está estimulado

EF < 1 hay daño (obtención de un gasto menor).

Por medio de la EF, la cual involucra condiciones ideales y condiciones reales, podemos determinar la productividad de un pozo por medio de dos métodos:

- Standing
- Harrison

1.3 CAUSAS DE LA BAJA PRODUCTIVIDAD DE POZOS, DIAGNOSTICO:

Si el pozo no está produciendo de acuerdo a su capacidad, se deben investigar las causas por las cuales se da este suceso; las cuales corresponden a los siguientes tipos de problemas:

- Problemas del yacimiento
- Problemas de los fluidos
- Problemas del pozo
- Problemas del equipo

1.3.1 PROBLEMAS ASOCIADOS AL YACIMIENTO Y A LOS FLUIDOS.

Los siguientes problemas están asociados a la naturaleza del yacimiento y de sus fluidos, sobre los cuales se tiene muy poco o nulo control.

BAJA CAPACIDAD DEL YACIMIENTO

La baja productividad puede radicar en los bajos espesores y/o bajas permeabilidades, lo cual trae como consecuencia bajos gastos de producción. Una solución al problema de la baja permeabilidad podría ser el fracturamiento o ácidos; los cuales aumentan la permeabilidad en la vecindad del pozo.

MALAS CARACTERÍSTICAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Las permeabilidades relativas son función de la geometría de los granos, el grado de uniformidad y la distribución del tamaño de los poros, primordialmente, para las saturaciones (*ver Fig. 1.7*). En menor escala también depende de la viscosidad, tensión interfacial, y gradiente de presión.

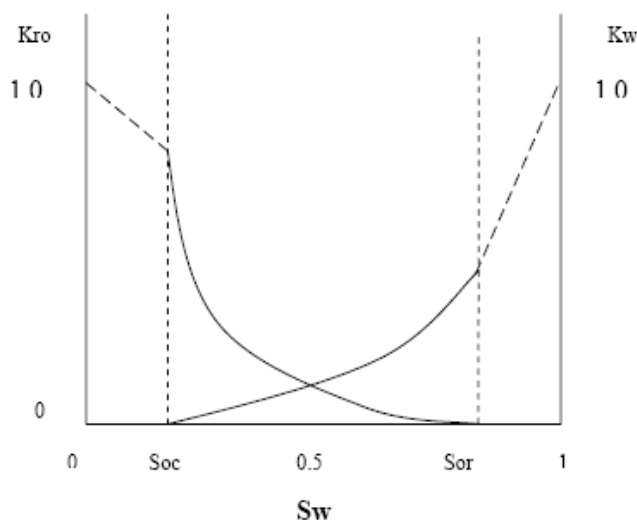


Fig. 1.7 Variaciones en las curvas de Kr

REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA

A medida que la presión de confinamiento aumenta, la permeabilidad absoluta disminuye; estos efectos son más notorios en rocas con baja permeabilidad. Los esfuerzos sobre la roca almacén aumentan en la vecindad del pozo, a medida que la presión decae se reduce la permeabilidad absoluta, es decir los granos de la roca con la caída de presión aumentan su tamaño reduciendo el espacio que queda entre ellos.

BAJA PRESIÓN DEL YACIMIENTO

La obtención de aceite del subsuelo depende de la presión del yacimiento y de los procesos de desplazamiento. A medida que baja la presión, disminuye el gradiente de presión que permite el flujo de fluidos hacia el pozo.

ALTA VISCOSIDAD

De acuerdo a la ecuación de Darcy (ecuación 1.18), se puede demostrar que el aumento de la viscosidad disminuye la producción.

$$q = - \frac{kA\Delta P}{\mu L} \dots\dots\dots 1.18$$

Donde:

$q \rightarrow$ Gasto de aceite [bl/día]

$\kappa \rightarrow$ Permeabilidad [mD]

$\mu \rightarrow$ Viscosidad [cp]

$\Delta P \rightarrow$ Gradiente de presión [Psi]

$L \rightarrow$ Longitud [ft]

$A \rightarrow$ Área [m²]

En relación a los mecanismos de empuje, si el yacimiento está siendo explotado por empuje de gas disuelto liberado, la viscosidad del aceite se incrementa a medida que el gas disuelto es liberado como se muestra en la *fig. 1.8*.

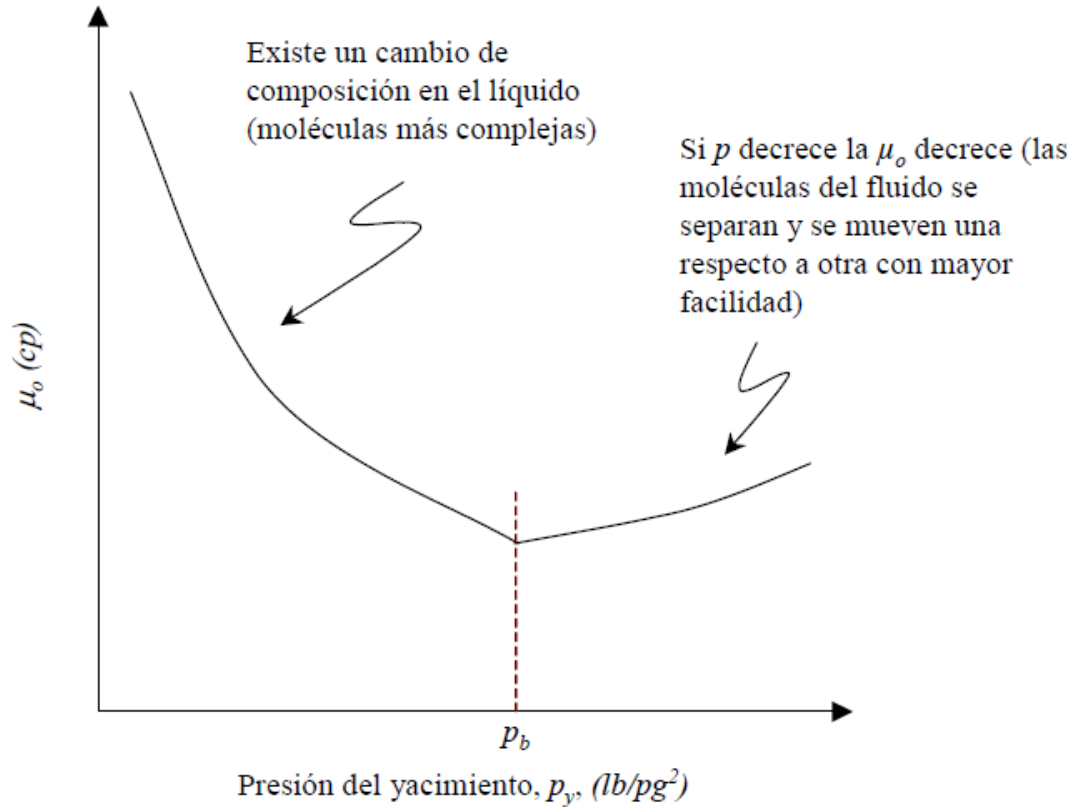


Fig. 1.8 Comportamiento de la μ_o con respecto a la presión

ALTA RELACIÓN AGUA-ACEITE

La relación de la producción de agua en un pozo de aceite o gas tiene las siguientes desventajas:

- Reduce la saturación de hidrocarburos y por lo tanto la K_{ro} .
- Aumentan los costos de producción, debido a que tiene que ser manejada, separada y desechada.
- Aumenta el gradiente de presión en las tuberías, teniendo como consecuencia el aumento de P_{wf} , reduciendo la productividad.

1.3.2 PROBLEMAS DE LA FORMACIÓN

PRECIPITACIÓN DE INORGÁNICOS

El agua de formación contiene generalmente sólidos en suspensión, a medida en que son producidas, las condiciones de equilibrio se modifican y puede ocurrir la precipitación de dichos sólidos, restringiéndose la capacidad de flujo de la formación

PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS

Estos precipitados han ocasionado problemas en el Sistema Integral de Producción (SIP), pudiendo ser parafinas o ceras y asfaltenos.

La precipitación de parafinas o ceras se debe generalmente a una caída de temperatura del aceite; así como también la composición del aceite.

La depositación de asfaltenos es un problema de floculación o dispersión coloidal. Varios factores afectan la floculación de las partículas coloidales, la acción de iones metálicos, la temperatura y presión. Este último es la causa más probable de depositación de asfaltenos en el medio poroso.

BAJA PERMEABILIDAD AL ACEITE

Este suceso ocurre por el aumento de saturación del agua o del gas; cuando el gas se libera se reduce la saturación de aceite y por consiguiente la Kro.

DAÑO CAUSADO POR EL LODO DE PERFORACIÓN

Básicamente existen dos tipos de problemas relacionados con el fluido de perforación:

- Invasión de filtrado del lodo en el medio poroso
- Penetración de partículas solidas

El filtrado de lodos base agua salada o aceite, causan poco o ningún daño permanente; el agua salada aumenta la Sw disminuyendo la Kro, la cual puede recuperarse con el tiempo. El filtrado de lodo base agua dulce, además de causar altas Sw y bajas Kro, pueden causar daño permanente a la formación debido al hinchamiento y migración de partículas de arcilla.

HINCHAMIENTO Y MIGRACIÓN DE ARCILLA

El agua dulce puede causar un mayor daño en algunas rocas que el agua salada; los dos fenómenos que ocurren y causan daño son:

- Hinchamiento de las partículas de arcilla, lo cual provoca la reducción de los canales de flujo.
- Dispersión de las partículas que se transportan, ocasionando un tapón en alguno de los canales de flujo.

El agua dulce filtrada del lodo de perforación es uno de los fluidos que pueden causar daño a la formación, otras causas son los fluidos de terminación, los filtrados de cemento, la comunicación de zonas de agua dulce, etc.

1.3.3 PROBLEMAS DE LOS DISPAROS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Una de las operaciones más importantes durante la terminación de un pozo es la de disparos de producción, ya que la producción de hidrocarburos depende gran parte de su diseño y ejecución, ya que estos determinan la comunicación entre el yacimiento y el pozo.

TAPONAMIENTO

Una causa puede ser la deposición de parafinas y asfaltenos sobre los disparos; en otras ocasiones se puede deber al material pulverizado, a partículas de cemento y de la formación que pueden alojarse en los disparos.

TERMINACIONES PARCIALES

Este tipo de terminaciones es planeado a propósito, para evitar producción excesiva de gas o de agua. Por eso se debe tener en cuenta este efecto para no confundirlo con un daño al pozo y no concluir algún otro tipo de problema.

1.3.4 PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE PRODUCCIÓN

La baja productividad en pozos es a menudo debida a un mal funcionamiento en alguna parte del equipo de producción. Estos problemas pueden presentarse tanto en superficie como dentro del pozo.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIONES

Los problemas en las tuberías de revestimiento (TR's) y las cementaciones están íntimamente ligados. Por ejemplo si el cemento no se adhiere correctamente, pueden formarse canales de comunicación entre zonas.

T.P (TUBERÍA DE PRODUCCIÓN)

Existen tres principales causas para la baja productividad asociada a la TP, las cuales son:

- Ruptura en la TP o fuga. La ruptura en la TP puede ser ocasionada por la acción corrosiva de algunos fluidos.
- Mal diseño de la TP. El mal diseño de la TP puede ocasionar grandes caídas de presión en el flujo multifásico vertical, al cual es sometido el fluido para poder ser producido en superficie.
- Depositación de orgánicos e inorgánicos, estos reducen el diámetro interior de la TP, siendo capases de estrangular al pozo y ocasionando una caída de presión aun mayor.

1.4 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Cuando la energía natural asociada con el petróleo no es suficiente para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie y hasta sus instalaciones, o como para producirlos con un volumen suficiente, es necesario implementar un sistema artificial de producción, acorde a las características del campo.

Se entiende como sistema artificial de producción como transferencia de energía de fondo de pozo o decremento de la densidad del fluido para reducir la carga hidrostática sobre la formación, de tal forma que la energía disponible del yacimiento fluye al pozo y los volúmenes comerciales de hidrocarburos son levantados o desplazados a la superficie. Existen diferentes sistemas artificiales de producción dentro de los cuales se encuentran los siguientes:

- Bombeo Neumático: continuo e intermitente
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Cavidades Progresivas
- Bombeo Electrocentrífugo sumergido
- Bombeo Hidráulico.

CONCLUSIÓN

Para el estudio de esta tesis se diagnostica un pozo exploratorio, con los debidos problemas que pueden presentarse en la perforación, terminación y al inicio de la producción, como los siguientes:

- Perforación: Daño a la formación por fluidos de control
- Terminación: Daño a la formación por fluido de terminación, terminaciones parciales, disparos con poca profundidad.
- Producción: Mal diseño de aparejo de producción

Así como problemas del mismo yacimiento como: baja permeabilidad, espesor de la roca con hidrocarburo pequeño, baja P_{ws} . Y los problemas asociados al mismo hidrocarburo a producir como puede ser: aceite pesado (baja densidad API), contenido de parafinas y asfáltenos. Esto nos da como diagnostico una baja productividad del yacimiento.

2

PROCESO EXPLORATORIO EN PEP

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, éstos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra hidrocarburo, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. Es muy importante definir que es un pozo exploratorio, es aquel que se perfora sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.

2.1 ETAPAS DEL PROCESO EXPLORATORIO

El objetivo de la exploración en México es evaluar el potencial petrolero del subsuelo, patrimonio de la Nación, e incorporar reservas probadas de hidrocarburos dentro de normas de excelencia a nivel mundial bajo el marco estricto de seguridad industrial y protección ecológica.

Con el fin de cumplir los objetivos anteriores, la exploración petrolera se debe realizar en las siguientes etapas:

1. Estudio de cuencas
2. Sistema petrolero
3. Identificación, evaluación y selección de plays
4. Identificación, evaluación y selección de prospectos
5. Prueba de prospectos
6. Delimitación y caracterización inicial

2.1.1 ESTUDIO DE LAS CUENCAS

Los estudios de cuencas están encaminados a definir la sucesión estratigráfica, espesor y tipo de roca (depositadas inicialmente en forma de sedimentos en depresiones marinas como el actual Golfo de México), así como el tiempo de su formación. Esto con la finalidad de estimar qué tipo de rocas pueden almacenar petróleo o gas. Para lograrlo, se requiere apoyarse en investigaciones como la interpretación de imágenes (fotografías) de satélite, estudio de afloramientos, estudios geoquímicos, cartografiado de chapopoterías, y levantamientos geofísicos regionales (sísmica de reflexión).

La sismología exploratoria es la más resolutive: mediante la inducción por medios artificiales de energía acústica al interior de la tierra y la detección de las ondas reflejadas por las diferentes capas geológicas ayuda a predecir la estructura y probable composición de las rocas en el subsuelo. Esta hipótesis se corrobora posteriormente con la perforación de pozos exploratorios.

2.1.2 SISTEMA PETROLERO

Una vez definida la potencialidad de la sucesión de sedimentos de una cuenca para almacenar hidrocarburos, se inician los estudios para detectar las áreas de rocas que generan y concentran aceite o gas (sistema petrolero) en algún lugar de la cuenca sedimentaria. Los métodos más valiosos utilizados son análisis geoquímicos de las rocas e hidrocarburos presentes (chapopoterías e impregnaciones en las rocas) y modelado de madurez térmica.

2.1.3 IDENTIFICACIÓN, EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE PLAYS

Un play es un grupo de prospectos o campos con similitudes geológicas en cuanto a generación, acumulación, trampa, maduración, migración y preservación. La organización de los tipos de plays para análisis económico es fundamental para el proceso de evaluación.

Los trabajos de identificación y evaluación de los objetivos petroleros (play) permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos; es decir, que las rocas generadora y almacenadora, trampa y sello así como la sincronía y migración estén presentes. Para ello se requieren estudios complementarios, de sismología y análisis de laboratorio, así como la perforación de un pozo denominado de “evaluación de potencial”.

2.1.4 IDENTIFICACIÓN, EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE PROSPECTOS

Un prospecto es una trampa mapeada no perforada sobre un play, en donde existe información sísmica de suficiente calidad para definir totalmente los cierres estructurales y/o estratigráficos. El prospecto deberá tener el volumen suficiente de reservas y un bajo riesgo para obtener un VPN (Valor Presente Neto) y VME (Valor Monetario Esperado) positivos.

La siguiente etapa es la identificación y selección de prospectos (localizaciones de pozos exploratorios) para lo cual se detallan los cuatro elementos ya citados con el fin de seleccionar el área más factible de perforarse y que incorpore el mayor volumen de hidrocarburo. Para alcanzar esto, es necesario efectuar trabajos de detalle sismológico, interpretación geológica y geofísica detallada y modelado geoquímico.

2.1.5 PRUEBA DE PROSPECTOS

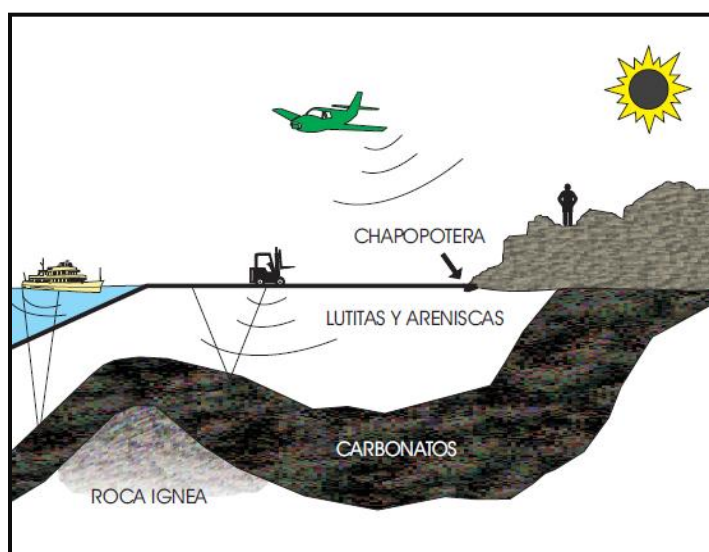
Localizado el mejor sitio, se realiza la prueba de prospectos de perforación con la finalidad de confirmar los postulados objetivos petroleros. Los geólogos y paleontólogos del estudio de las muestras cortadas por el pozo y del análisis de los registros geofísicos evalúan las capas del subsuelo y seleccionan aquellas en donde es factible extraer hidrocarburos.

2.1.6 DELIMITACIÓN Y CARACTERIZACIÓN INICIAL

Un lead es una trampa parcialmente mapeada y no perforada sobre un play, en una trampa estructural y/o estratigráfica sin definición suficientemente como para comprobarse su perforación y sin un trabajo adicional que reduzca su incertidumbre.

Descubierto el yacimiento, es posible entrar a la última fase del proceso exploratorio: la evaluación de campos. En esta etapa se realizan los estudios necesarios para conocer con mayor seguridad la geometría interna del yacimiento, la cantidad de reservas de petróleo que contiene la estructura descubierta, así como la forma más rentable y racional para extraer los hidrocarburos.

En esta etapa, la geología, geofísica e ingeniería de yacimientos entran en acción. Es importante mencionar que en cada una de las etapas de este proceso exploratorio se realiza un análisis económico con la finalidad de determinar la rentabilidad de las inversiones y descartar las áreas de mayor riesgo.



*Fig. 2.1 Algunas etapas del proceso exploratorio, como: Sísmica, gravimetría, la observación de chapopoterías*⁶

2.2 EL PROCESO DE EXPLORACIÓN Y SUS MÉTODOS

La evaluación del potencial, la incorporación de reservas, delimitación y caracterización de los campos, son las etapas esenciales del proceso de exploración. Estas actividades tienen un periodo de maduración que varía en un rango entre uno y ocho años. Al inicio de este proceso la incertidumbre del potencial petrolero es muy grande, por lo que las actividades de exploración se encaminan a adquirir información y realizar estudios especiales que permitan incrementar el conocimiento y jerarquizar las áreas. Esto permite enfocar las inversiones a las zonas con mayor probabilidad de contener acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el subsuelo e incorporar reservas a un costo competitivo.

Esa tarea la coordinan en Pemex Exploración y Producción la Subdirección Técnica de Exploración (STER) y se realiza en las regiones por conducto de los Activos que tiene asignadas las actividades de Exploración. Donde entre otras el uso de técnicas de modelado geológico regional y la sísmica tridimensional (3D) han resultado de gran utilidad en el descubrimiento de hidrocarburos.

Los ingenieros geofísicos, estudian las propiedades físicas del subsuelo utilizando una variedad de métodos que van desde gravimetría y magnetometría, hasta la sísmica 2D y 3D. El primero ayuda a predecir la naturaleza y profundidad de los estratos de acuerdo a su densidad; el segundo mide las variaciones en el campo magnético indicando el tipo y profundidad del basamento económico, lo anterior permite definir cualitativamente el espesor y distribución de las capas sedimentarias dentro de una cuenca geológica.

La búsqueda de hidrocarburos con métodos sísmicos se realiza a partir de la generación de ondas acústicas que se reflejan y propagan en el subsuelo de acuerdo al tipo de estrato que atraviesan; se detectan en superficie mediante un equipo conocido como geófono; esta información se graba en un sismógrafo y posteriormente se procesa en centros de cómputo especializados, con el fin de generar una imagen del subsuelo en el dominio del tiempo.

Un estudio sismológico tridimensional permite acotar el riesgo geológico y reducir la incertidumbre del tamaño de los campos a descubrir. Estos estudios son costosos por lo que la decisión de realizarlos está basada en el potencial petrolero del área.

Por su parte, el ingeniero geólogo mediante la geología superficial, apoyándose con fotografías aéreas y de satélite, busca y mapea en las montañas indicios de los diferentes elementos que conforman un sistema petrolero, esta etapa se realiza por lo general en zonas de difícil acceso, donde muchas de ellas resultan espectaculares a simple vista. Después dicha información se extrapola al subsuelo con el auxilio de los métodos geofísicos y de la información aportada por pozos exploratorios existentes, formulando hipótesis sobre la probable existencia de yacimientos de hidrocarburos.

Por su parte, la perforación de pozos es la única actividad para confirmar la existencia de un yacimiento de hidrocarburos. Una vez logrado el éxito exploratorio se realiza la caracterización inicial del yacimiento y la delimitación del campo, con el fin de reducir la incertidumbre del modelo estático y dinámico de los yacimientos, del volumen de la reserva descubierta y plantear su desarrollo conceptual.

El objetivo prioritario de una estrategia exploratoria de Pemex Exploración y Producción es alcanzar la restitución de reservas totales.

2.3 EXPLORACIÓN PETROLERA EN MÉXICO

En México se tuvo conocimiento de algunos afloramientos naturales de petróleo (chapopoterías), desde la época prehispánica en la que los indígenas lo utilizaban con fines medicinales, impermeabilizante, material de construcción; en ceremonias religiosas y lo usaban también con fines de higiene para limpiar la dentadura.

El principio de la industria petrolera mundial tuvo lugar con el éxito del pozo Drake, en Oil Creek, Pennsylvania, en el año de 1859. Este fue perforado próximo a una chapopotera, pues en esa época era la clave para considerar la existencia de petróleo en el subsuelo.

El pozo no era un suceso impresionante, con sus 23 metros de profundidad y bombeando a razón de 25 barriles por día; sin embargo es considerado el primer pozo perforado con el propósito de hallar petróleo y su descubrimiento propició el desarrollo de la producción petrolera.

A fines del siglo pasado, las compañías extranjeras comenzaron la exploración en México. El primer pozo perforado con el fin de buscar petróleo en la República Mexicana fue, aparentemente, el que hizo Adolfo Autrey a una profundidad de 40 metros cerca de las chapopoterías de Cougas, conocido después con el nombre de Furbero, en las inmediaciones de Papantla, Veracruz. Este pozo se perforó en 1869, sin encontrar producción.

En la década de 1880, varios pozos someros fueron perforados sin éxito, cerca de las chapopoterías, en las Haciendas Cerro Viejo y Chapopote Nuñez, al Norte del Estado de Veracruz.

Ya avanzado el año de 1899, Edward L. Doheny y su socio C.A. Canfield, prósperos productores de petróleo de California, hicieron una inspección en la región de Tampico. Llegaron por el Norte hasta San José de las Rusias, al Oeste hasta Tempoal y hacia el Sur, hasta San Jerónimo y Chinampa. Impresionados por la cantidad de chapopoterías cerca de las estaciones de ferrocarril de Ebano y Chijol, en el Estado de San Luis Potosí, adquirieron

en mayo de 1900 la Hacienda Tulillo y organizaron la Mexican Petroleum Company of California. Comenzaron a perforar el primero de mayo de 1901.

Ya para el final de 1903 habían perforado unos 19 pozos sin ningún resultado favorable. Doheny y Canfield habían perdido una buena parte de sus fortunas en la exploración en el Ebano.

En eso estaban, cuando fue consultado el Ing. Ezequiel Ordóñez, geólogo mexicano de gran prestigio, quien una vez que analizó los resultados obtenidos, recomendó la perforación de un pozo cerca del cuello volcánico, conocido como Cerro de la Pez, donde se encontraban dos chapopoterías muy grandes. El pozo, La Pez No. 1, se terminó el día 3 de abril de 1904, con una producción de 1,500 barriles de petróleo por día, a una profundidad de 503 metros. Este fue el primer pozo realmente comercial que se perforó en México.

En el sur del Estado de Veracruz, fue descubierto por la compañía S. Pearson & Son, el Campo San Cristóbal en el año de 1906.

Los éxitos continuaron en el territorio mexicano. Otra Compañía de capital inglés de Sir Weetman Pearson, llegó a la región Tampico-Tuxpan, y después de varios intentos, en mayo de 1908, terminó el Pozo Dos Bocas No. 2, en la Hacienda San Diego de la Mar, con una producción de 2,500 barriles de petróleo al día. Con ello se descubrió la faja de campos petrolíferos muy ricos, que llegó a conocerse con el nombre de la Faja de Oro.

Las empresas internacionales siguieron la actividad petrolera. En 1910 llegaron a Tampico la Standard Oil Company y la Royal Dutch Shell, ésta última perteneciente al consorcio de holandeses e ingleses.

Los pozos productores de petróleo que tuvieron resonancia internacional, fueron muchos, destacando el Casiano No. 7, que comenzó su producción el 8 de septiembre de 1910. En 1911, se terminó el Potrero del Llano No. 4. Pero sin duda, uno de los pozos más espectaculares en los anales petrolíferos, no sólo de México sino del mundo, fue el Cerro Azul No. 4, perforado en el año de 1916, localizado por Ezequiel Ordóñez. Su producción se estimó en 260 mil barriles por día.

La explotación del petróleo continuó en las formas y administración de los yacimientos de aquella época. El nacimiento de Petróleos Mexicanos, en 1938, la administración para el control nacional, divide la actividad por zonas y comienza la acción de los técnicos mexicanos. Se crea la Zona Noreste, Zona Norte y Zona Sur.

ZONA NORESTE

Cercana a la frontera con Estados Unidos, al sur de Texas.

ZONA NORESTE	Antes de 1938		Después de 1938	
	Año	Nombre del pozo	Año	Nombre del pozo
	1921	La Presa	1945	Misión
	1933	Rancherías	1947	Camargo
	1934	Lajitas	1948	Valadeces
	1934	Laredo	1948	Reynosa
			1948	Brasil
			1948	Francisco Cano
			1949	Monterrey
	*Después de 1945 se han descubierto 181 pozos productores de gas			

Tabla 2.1 Pozos productores antes y después de la creación de PEMEX en la zona Noreste

ZONA NORTE

ZONA NORTE	Antes de 1938		Después de 1938	
	Año	Nombre del pozo	Año	Nombre del pozo
	1901	Ébano - Pánuco	1948	Moralillo
	1907	Faja de Oro	1949	Alazán
	1930	Poza Rica	1949	Presidente Alemán

Tabla 2.2 Pozos productores antes y después de la creación de PEMEX en la zona Norte

ZONA SUR

ZONA SUR	Antes de 1938		Después de 1938	
	Año	Nombre del pozo	Año	Nombre del pozo
	1923	Francita	1947	Acalapa
	1923	Filisola	1948	Sarlat
	1928	Tonalá	1948	Moloacan
	1931	El burro	1949	Fortuna Nacional
	1931	El plan	1949	Tortuguero
	1935	Cuichapa	1951	Rabón Grande
			1959	Santa Ana

Tabla 2.3 Pozos productores antes y después de la creación de PEMEX en la zona Sur

Muchos éxitos continuaron llenando de orgullo a los técnicos mexicanos. Algunas fechas que se consideran trascendentes son:

Año	Evento
1952	Se descubre la continuación de la Faja de Oro al sur del Río Tuxpan, con el campo que fue bautizado con el nombre de un gran geólogo mexicano, Ezequiel Ordóñez, la cadena de campos llegó hasta Tecolutla, en la costa del Golfo de México.
1953	Descubrimiento de una nueva provincia petrolera en la Cuenca de Veracruz: Campo Angostura.
1956	Campo San Andrés, cercano a Poza Rica y Tamaulipas. Constituciones en el área de Tampico. Primera producción del Jurásico en México.
1963	Con la perforación del pozo Isla de Lobos y después Arrecife Medio, se comprueba la existencia del atolón, que da lugar a la Faja de Oro Marina.
1968	En el mar, frente a Tampico, se descubre el Campo Arenque.
La actividad exploratoria continuó y los descubrimientos aumentaron con campos como la Venta, José Colomo, Ogarrio, Magallanes, etc.	
1972	Marca una fecha histórica, al descubrirse los campos que conforman la provincia Chiapas-Tabasco, con la perforación de los pozos Sitio Grande y Cactus.
1976	Con el pozo Chac No. 1, perforado en la plataforma continental del Golfo de México, se descubre la producción de la Sonda de Campeche, a 80 km, al norte de Ciudad del Carmen.
Otras regiones de México, alejadas de las tradicionalmente petroleras, quedaron señaladas en la historia de la producción de hidrocarburos:	
1968	El llamado Golfo de Sabinas (Estado de Coahuila) Campos Buena Suerte, Monclova, Lampazos, Ulua, etc., resultaron productores de gas.
1981	Golfo de California, Pozo Extremeño No.1, productor de gas. Primera provincia petrolera en la plataforma continental del Pacífico.
1992	Pemex perfora exitosamente, en un tirante de agua de 176 metros, el pozo "Ayín"-1. Frente a Tabasco. El campo aún permanece sin explotar porque el gran potencial petrolero de México le ha permitido explotar otros más baratos.
1994	Pemex contaba con 474 campos productores, en 74 de ellos está más del 90% de la producción: • 15 en la Región Norte • 40 en la Región Sur • 19 en la Región Marina
1998	Se realiza la primera perforación en la Cuenca Catemaco: el pozo Tabscoob descubre condensados.
2000	Publicación de José Antonio Cevallos, "Las exploraciones petroleras en el Golfo de México, en <u>Los espacios Marítimos y su delimitación</u> , México, México, Secretaría de Energía, 2000. Este estudio formula las primeras evaluaciones del potencial petrolero de las Mexican Ridges.
2003	Descubrimiento del campo Xaxami de gas y petróleo, forma parte del Proyecto Coatzacoalcos.
2005	En el área de "HOLOK-ALVARADO", se perforo el pozo exploratorio Noxal-1 con resultados de 80 millones de Barriles de crudo equivalente como reserva posible
2006	En el área de "HOLOK-ALVARADO" con el pozo exploratorio LAKACH-1 se descubre 250 millones de pies cúbicos de gas como reserva probada y más de un billón de pies cúbicos de gas como reservas totales

2006	Se descubre el campo “AYATSIL” incorporando reservas 1P de 90.4 [MMBPCE]
2008	Se descubre el campo “TSIMIN” de crudo ligero de 40 API, incorporando reservas 1P de 117.7[MMBPCE]

Tabla 2.4 Principales acontecimientos en México realizados con los descubrimientos exploratorios

3

PRUEBAS DE PRESIÓN - PRODUCCIÓN

Las pruebas de presión, al igual que otras pruebas de pozos, son utilizadas para proveer la información que nos proporciona las características del respectivo pozo, el desempeño del mismo y diagnosticar el daño de la formación. El análisis de pruebas de pozos es uno de los métodos más importantes disponibles para el ingeniero petrolero para establecer las características del yacimiento.

3.1 PRUEBAS DE PRESIÓN

Es el proceso en el cual se somete al pozo a una perturbación el cual produce un cambio en el gasto y se mide la respuesta que tiene, es decir un cambio en la presión. La respuesta del yacimiento está altamente ligada con parámetros del yacimiento tales como: permeabilidad (k), factor de daño, coeficiente de acumulación del pozo, entre otros.

Las propiedades del yacimiento son determinadas a través de pruebas de pozos, utilizando mediciones de dos variables: gasto y presión. Para ello se introduce un disturbio o perturbación en el yacimiento, cambiando una de las dos variables en la mayoría el gasto y se registran las consecuencias sobre la presión.

Anteriormente una prueba de presión era la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del yacimiento; y actualmente la sísmica 4D brinda información muy importante.

3.1.1 PLANIFICACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

Durante la planificación se deben definir los parámetros y procedimientos para obtener los datos ya que estos garantizan un resultado exitoso al analizarlos. Es necesario tener en cuenta:

- Tipo de prueba
- Estimar el tiempo de duración de la prueba.
- Estimar la respuesta de presión esperada.

- Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.
- Tener clara condiciones operacionales del pozo (abierto o cerrado, productor o inyector, presencia o no de un sistema de levantamiento, etc.)

DISEÑO DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Es posible realizar pruebas de presión sin diseño previo. Sin embargo no es recomendable a menos que se hayan realizado pruebas anteriores a través de las cuales se pueda inferir el comportamiento del yacimiento.

Las respuestas de presión esperadas utilizando las propiedades de la formación, conocidas a través de laboratorio o registros eléctricos.

3.1.2 FUNCIONES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

- 1) Obtener propiedades y características del yacimiento como: permeabilidad y presión estática del yacimiento.
- 2) Predecir parámetros de flujo como:
 - Límites del yacimiento
 - Daño a la formación
 - Comunicación entre pozos

3.1.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

La caracterización del yacimiento es indispensable para la predicción de su comportamiento de producción. En la producción del yacimiento es necesario el saber el comportamiento y la evaluación de las condiciones de los pozos productores. Las pruebas hechas en pozos deben ser diseñadas, realizadas y evaluadas con la información que se desee obtener y tomando en cuenta las limitaciones existentes.

3.2 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Existen diversos tipos de pruebas de presión, tales como:

- Incremento de presión
- Decremento de presión
- Pruebas de presión multiflujo
- Pruebas en pozos inyectoras
- Pruebas de interferencia
- Pruebas de pulso.

3.2.1 PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN

Consiste en cerrar un pozo después de un periodo de producción y medir la variación de presión antes y durante el disturbio ocasionado por ese proceso de cierre. Se contempla que antes de este cierre el pozo estuvo produciendo a una tasa constante y que al momento de cerrar la formación dejó de aportar al pozo (libre de almacenamiento) como se muestra en la figura 3.1.

- Objetivos
 - a. Estimar parámetros del yacimiento (permeabilidad, distancia a las fronteras, conocimiento del tipo de fallas).
 - b. Estimar el factor de daño.
 - c. Determinar la presión media del área de drenaje.
- Ventajas
 - a. La medición de la presión en el fondo del pozo es una medición suave (sin ruido).
 - b. El gasto del pozo es constante ($0=q$).
- Desventajas
 - a. Se tiene que cerrar el pozo.
 - b. Dificultad en mantener el gasto constante antes del cierre.

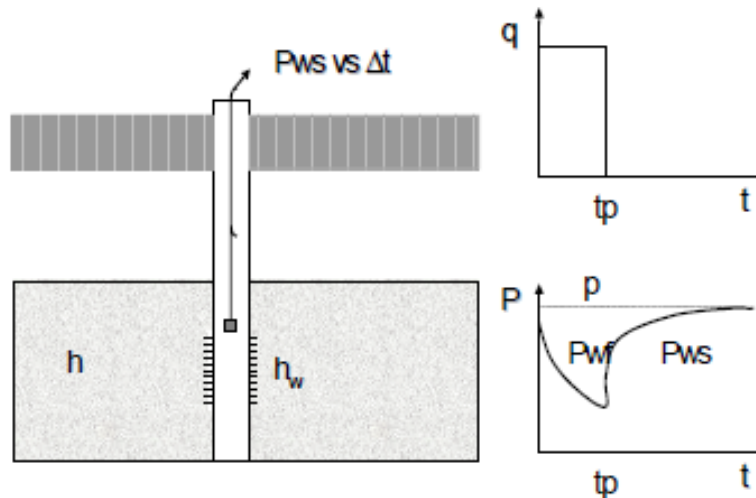


Fig. 3.1 Prueba de incremento de presión, donde el pozo produce a $q=cte$ antes de ser cerrado para realizar dicha prueba y se registran los datos de P_{ws} a diferentes tiempos⁷

3.2.1.1 Método de Horner

Este método se emplea para el análisis exclusivo de pruebas de incremento de presión. El procedimiento para el método de Horner es el siguiente:

1. Graficar los datos medidos con la sonda en el fondo del pozo: P_{ws} & $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$, siendo la primera variable en escala normal, mientras que la segunda en escala logarítmica como se observa en la *figura 3.2*.
2. Trazar una línea recta de tendencia a los puntos de la gráfica que muestran comportamiento lineal, los cuales representan al flujo radial transitorio.
3. Una vez trazada la recta, determinar la pendiente de la misma, la cual correspondería a la de un ciclo completo de la escala logarítmica. Sus unidades serán [psi/ciclo].
4. A partir del valor de la pendiente, realizar el análisis de la prueba de incremento.

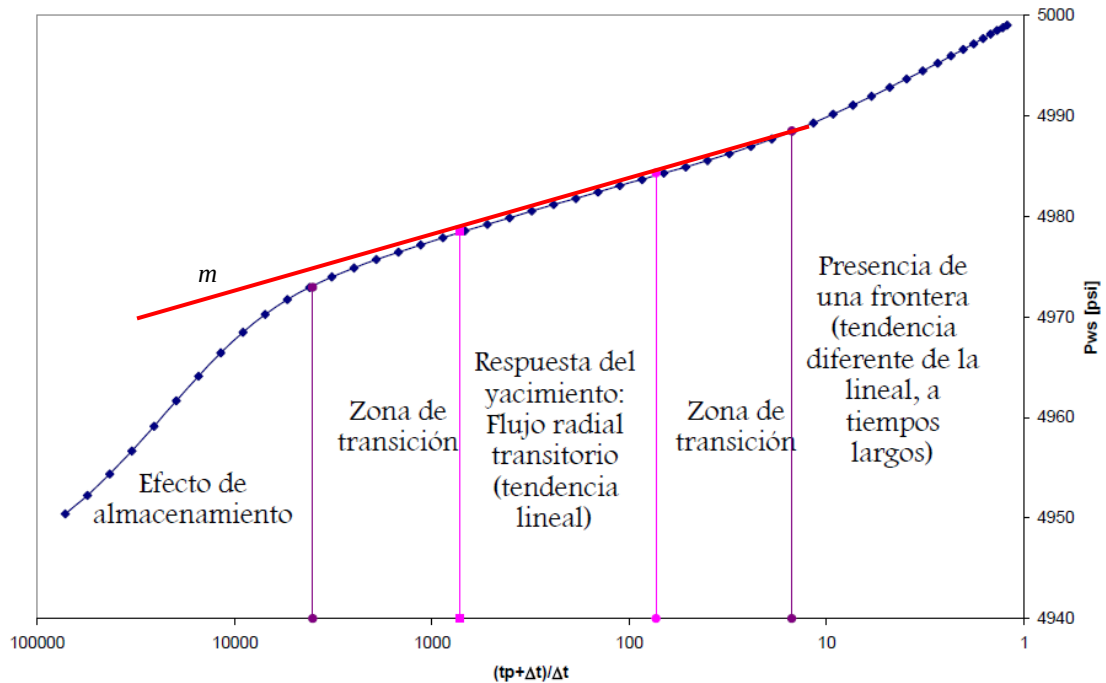


Fig. 3.2 Periodos identificados a partir del análisis de una prueba de incremento de presión⁷

El efecto de almacenamiento corresponde a un efecto del pozo, mas no del yacimiento; debido al llenado del pozo. Este efecto cesa una vez que el pozo está lleno y en ese momento, la presión en el pozo es la misma que en el yacimiento. Mientras más compresible sea el yacimiento, el efecto de almacenamiento durará más tiempo. Además del almacenamiento, dentro de los efectos del pozo se encuentran: segregación de fluidos, problemas de acomodo de fluidos, entre otros.

El análisis de las pruebas de presión mediante este método permite realizar el cálculo de permeabilidad k , daño S , la caída de presión debido al daño, y la eficiencia de flujo, mediante las siguientes expresiones respectivamente:

$$k = \frac{162.6 \cdot q_o \cdot B_o \cdot \mu_o}{m \cdot h} \dots\dots\dots 3.1$$

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{ws_1hr} - P_{wf}}{m} - \log_{10} \left(\frac{k}{\phi \cdot \mu_o \cdot C_T \cdot r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \dots\dots\dots 3.2$$

$$\Delta P_s = \frac{141.2 \cdot q_o \cdot B_o \cdot \mu_o}{k \cdot h} \cdot S \dots\dots\dots 3.3$$

$$EF = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}} \dots\dots\dots 3.4$$

Donde:

P_{wf} → Presión de fondo fluyendo [Psi]

k → Permeabilidad [mD]

m → Pendiente [Psi/ciclo]

C_t → -compresibilidad total [lb/pg²]

r_w → Radio de drene [pie]

B_o → Factor de volumen del aceite $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$

q_o → Gasto de aceite [bl/día]

S → Daño

h → Espesor [pie]

μ_o → Viscosidad del aceite [cp]

Ef → Eficiencia de flujo

ΔP_s → Caída de presión por daño [Psi]

El valor de P_{ws_1hr} se obtiene trazando una recta sobre el valor (t_p+1) paralela al eje de las ordenadas hasta intersectar la línea recta de tendencia correspondiente al flujo radial transitorio. Del punto de intersección entre las dos rectas, se obtiene de P_{ws_1hr} . En lo que respecta P^* , ésta se presenta cuando $\Delta t \rightarrow \infty$, y gráficamente corresponde a la intersección entre el eje de las ordenadas y la extrapolación de la línea recta ajustada a los datos de la pruebas que manifiestan la tendencia lineal. Para P^* se cumple la siguiente condición: $P^* \cong P_i$.

3.2.2 PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESIÓN

Se define como una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo durante un período de flujo (gasto constante), generalmente el pozo se encuentra cerrado durante un intervalo de tiempo suficiente tal que existan condiciones de presión estables antes de que se verifique la apertura del pozo, como se puede ver en la *figura 3.3*.

En este tipo de pruebas solamente se deja fluir el pozo con lo cual se puede optimizar la tubería de producción y se puede hacer un análisis y cálculo del volumen poroso que drena

el pozo. (Estimación de Volumen Original). La etapa idónea para efectuarla es al inicio de la explotación del pozo.

- La gran desventaja es el de establecer la estabilidad de gasto de producción
- Objetivos
 - a. Estimar parámetros del yacimiento (permeabilidad, daño, caída de presión debida al daño, eficiencia de flujo).
 - b. Diseñar el aparejo de producción.
 - c. Estimar la productividad de un pozo.
 - d. Estimar el volumen poroso (a partir de la prueba de límite de yacimiento para flujo pseudo-estacionario).

NOTA.- Las pruebas de límite de yacimiento se recomiendan que se realicen en pozos exploratorios.

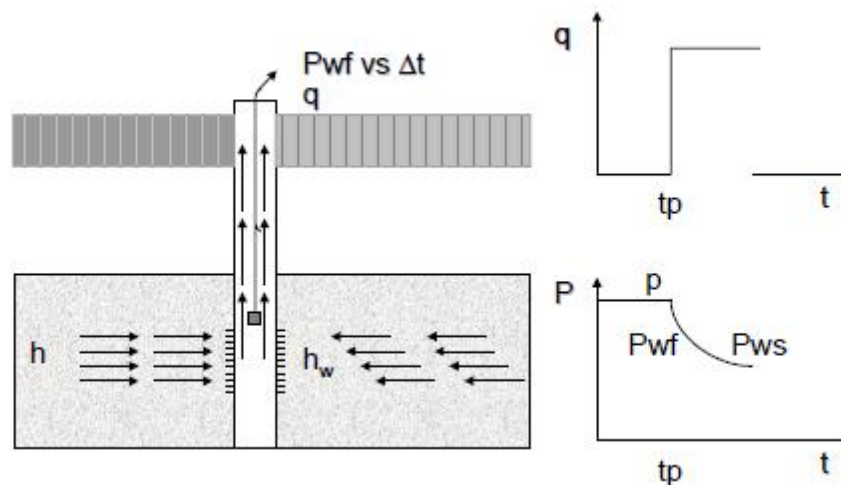


Fig. 3.3 Prueba de decremento de presión, donde el pozo se encuentra cerrado y se pone a producir para realizar dicha prueba y se registran los datos de P_{ws} a diferentes tiempos⁷

Consideraremos el análisis de las pruebas de decremento para el caso en que el yacimiento se comporta como infinito (flujo transitorio) y para cuando se sienten los efectos de las fronteras (flujo pseudo-estacionario), estos periodos de flujo se muestran en la *fig.3.4*.

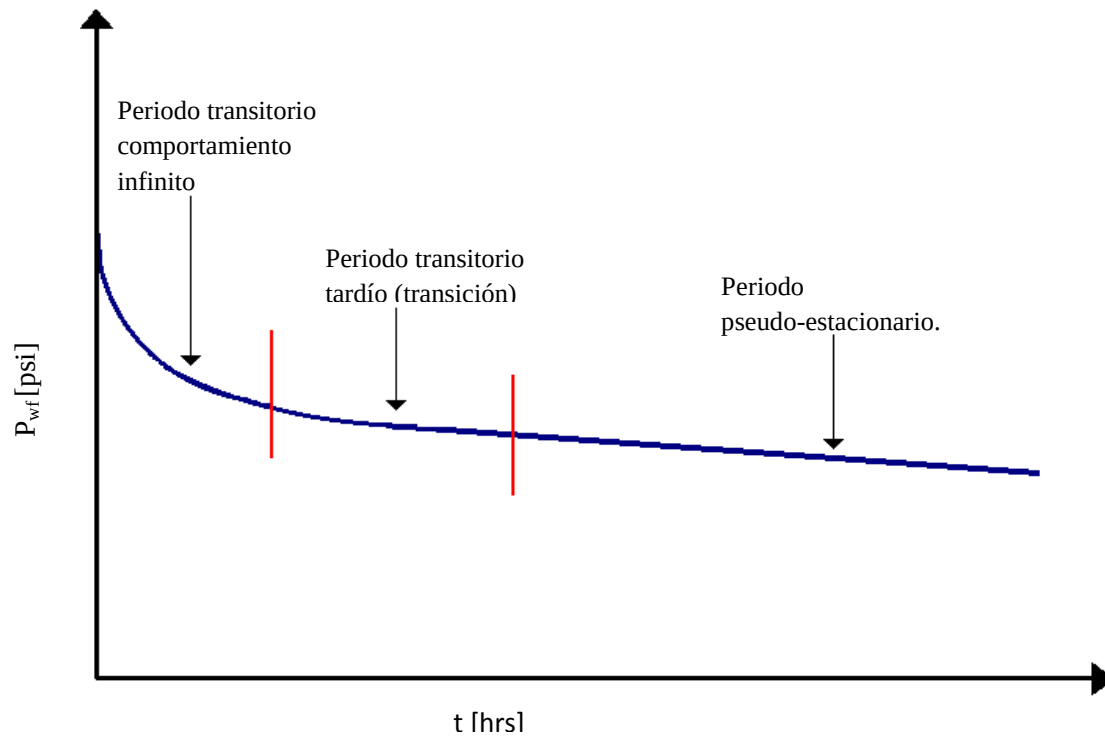


Fig. 3.4 Periodos de flujo presentes en una prueba de decremento de presión⁷

El método de Horner es aplicado también en pruebas de decremento para yacimiento infinito, donde la grafica para este tipo de prueba es P_{wf} & $\log(t)$, como se muestra en la figura 3.5

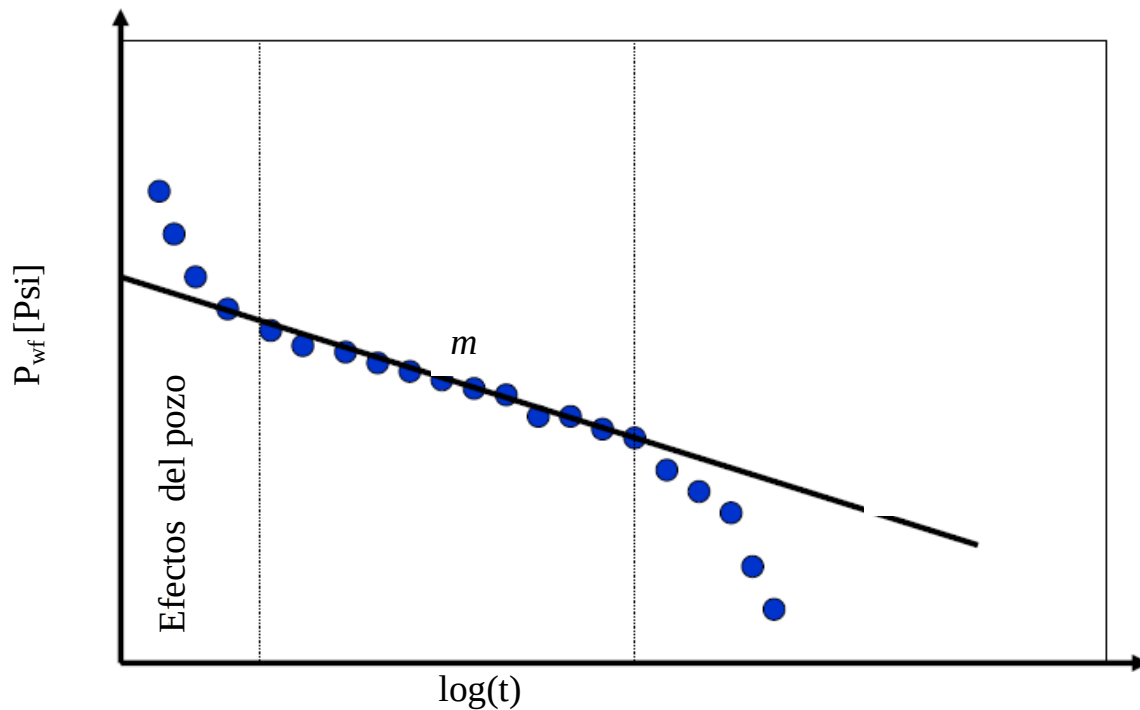


Fig. 3.5 Análisis para pruebas de decremento de presión en yacimientos con comportamiento infinito⁷

El análisis de las pruebas de decremento presión para el periodo transitorio (yacimiento infinito) permite realizar el cálculo de permeabilidad k , daño S , la caída de presión debido al daño, y la eficiencia de flujo, mediante las siguientes expresiones respectivamente:

$$k = \frac{162.6 \cdot q_o \cdot B_o \cdot \mu_o}{m \cdot h}$$

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{ws_1hr} - P_{wfp}}{m} - \log_{10} \left(\frac{k}{\phi \cdot \mu_o \cdot C_T \cdot r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

$$\Delta P_s = \frac{141.2 \cdot q_o \cdot B_o \cdot \mu_o}{k \cdot h} \cdot S \quad EF = \frac{P^* - P_{wfp} - \Delta P_s}{P^* - P_{wfp}}$$

Donde:

P_{wfp} → Presión de fondo fluyendo [Psi]

k → Permeabilidad [mD]

m → Pendiente [Psi/ciclo]

C_t → -compresibilidad total [lb/pg²]

r_w → Radio de drene [pie]

B_o → Factor de volumen del aceite $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$

q_o → Gasto de aceite [bl/día]

S → Daño

h → Espesor [pie]

μ_o → Viscosidad del aceite [cp]

EF → Eficiencia de flujo

ΔP_s → Caída de presión por daño [Psi]

El análisis para el periodo de flujo pseudo-estacionario (Limite de yacimiento), ver *fig. 3.6*.

$$\Delta P_w = \left(\frac{0.23395 \cdot q \cdot B}{\phi \cdot C_t \cdot h \cdot A} \right) t + \left(\frac{70.6 \cdot q B \cdot \mu}{k \cdot h} \right) \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + 2S \right] \dots 3.5$$

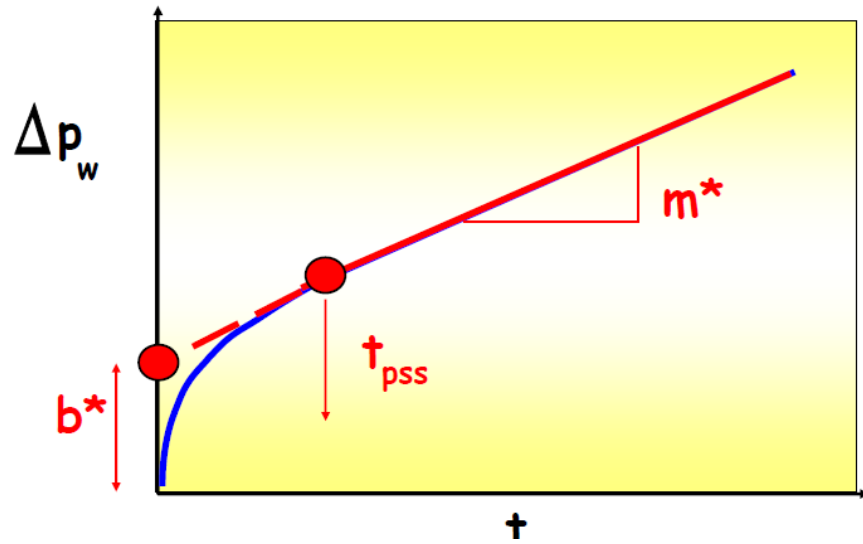


Fig. 3.6 Análisis de pruebas de decremento de presión para límites de yacimiento

$$V_p = \frac{0.23395 \cdot q \cdot B}{C_t \cdot m^*} \dots\dots\dots 3.6$$

$$C_A = 5.456 \left(\frac{m}{m^*} \right) e^{\frac{-2.303(b^* - \Delta P_{w1hr})}{m}} \dots\dots\dots 3.7$$

Donde:

$v_p \rightarrow$ Volumen poroso

$C_A \rightarrow$ Constante

$k \rightarrow$ Permeabilidad

$m \rightarrow$ Pendiente para flujo transitorio

$C_t \rightarrow$ Compresibilidad total

$r_w \rightarrow$ Radio de drene

$B_o \rightarrow$ Factor de volumen del aceite

$q_o \rightarrow$ Gasto de aceite

$S \rightarrow$ Daño

$h \rightarrow$ Espesor

$\mu_o \rightarrow$ Viscosidad del aceite

$A \rightarrow$ Constante

$\Delta P_w \rightarrow$ Caída de presión

$m^* \rightarrow$ Pendiente para flujo pseudo-estacionario.

3.2.3 PRUEBA DE PRESIÓN MULTIFLUJO.

Se realiza a tasa de flujo variable, determinando la presión por períodos estabilizados de flujo, como se observa en la *figura 3.7*. Tipo de prueba en la cual se establece como objetivo primordial es el de valorar efectos de turbulencia y/o Potencial de una formación. La información adquirida es utilizada también para efectuar un análisis nodal del sistema pozo-yacimiento y el índice de producción.

La valoración del flujo con PLT es un medio a partir del cual se puede normalizar la información y valorar propiedades petrofísicas de la formación (fracturas hidráulicas múltiples, daño en fracturas, intervalos obturados).

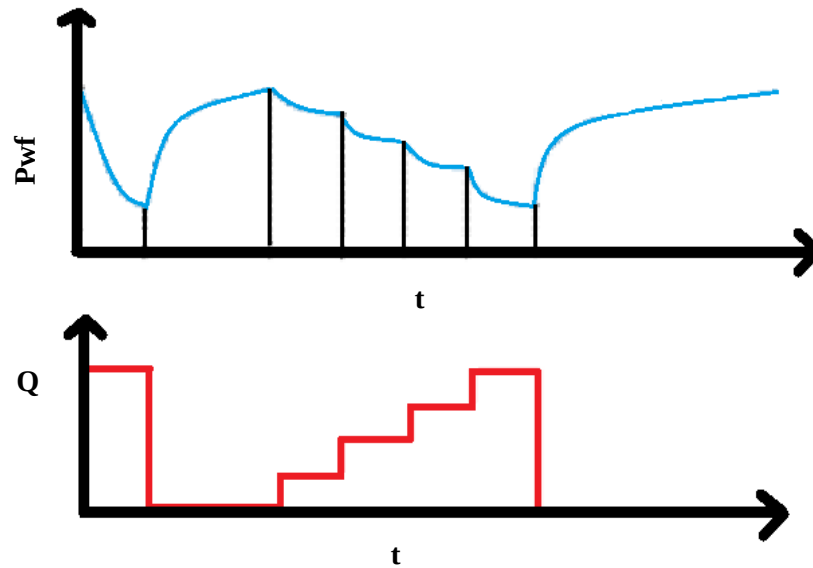


Fig. 3.7 Prueba de presión realizada variando el gasto de producción conforme al tiempo⁷

3.2.4 PRUEBAS EN POZOS INYECTORES

CIERRE EN POZOS DE INYECCIÓN

Este tipo de Pruebas básicamente son similares a las de incremento en pozos productores. En la *figura 3.8* se muestra un pozo, previo al inicio, está en el proceso de inyección $-q$ y las condiciones de presión de fondo reflejan las de admisión. La inyección se detiene e inicia el decaimiento de la presión de fondo hasta alcanzar las condiciones de la presión promedio del área de influencia del pozo.

Caracterizar la zona de admisión así como determinar daños inherentes formados por el proceso de inyección son factibles de obtener.

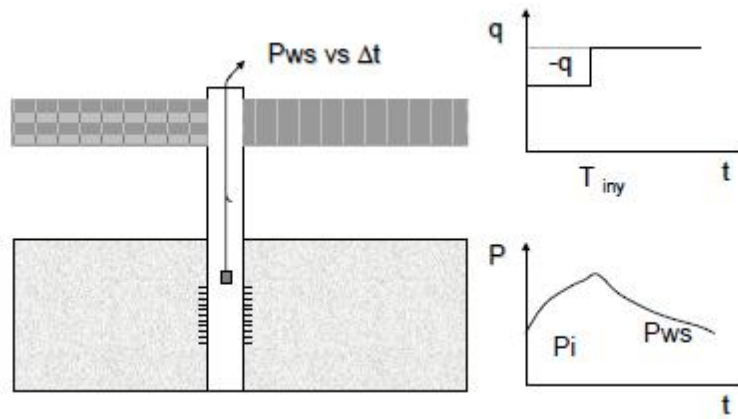


Fig. 3.8 Prueba de presión Fall-Off Test, donde el gasto es negativo al inicio de la prueba y a continuación se deja de inyectar el fluido. Para observar la presión⁷

PRUEBAS DE INYECCIÓN

Este tipo de Pruebas básicamente son similares a las de decremento en pozos productores, pero el gasto es negativo. El pozo está estabilizado y cerrado originalmente; posteriormente se inicia la inyección de un fluido a gasto constante.

Se debe de incluir una relación de movilidades entre el fluido inyectado y desplazado alrededor del pozo. Los fluidos utilizados van desde agua dulce, aceite deshidratado, gas natural, Nitrógeno y hasta en algunos proyectos especiales CO₂. Se determinan propiedades del yacimiento en pozos que no cuentan con el conocimiento de estas y sobre todo se puede detectar el daño creciente en proyectos de inyección de agua.

En la *fig. 3.9* se muestra las graficas de q vs t de una prueba de inyección, así como el cambio de presión ocasionado por la inyección en una grafica P vs t .

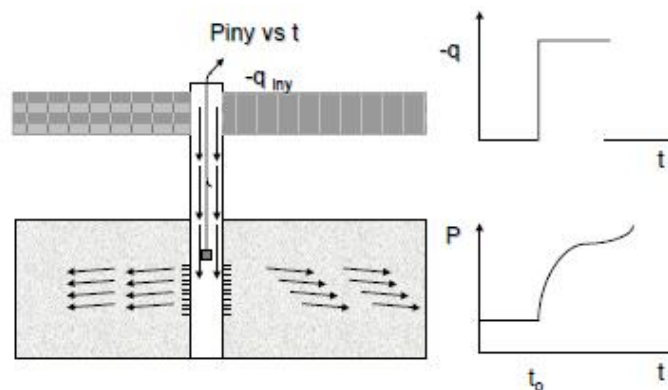


Fig. 3.9 Prueba de presión en pozos inyectoros, donde el pozo se encuentra cerrado al inicio de la prueba y a continuación se inyecta el fluido. Para observar la presión⁷

3.2.5 PRUEBAS DE INTERFERENCIA

Son aquellas que involucran varios pozos, cuando menos dos pozos uno llamado activo y el otro observador. El primero básicamente es aquel en el cual se harán las operaciones necesarias para generar el disturbio con el cual se evaluará el grado de comunicación con el pozo vecino. El segundo únicamente será el receptor de las variaciones generadas por el pozo activo (ver *fig. 3.10*). En este tipo de pruebas se obtiene información sobre la región localizada entre los pozos para caracterizar la zona productora y establecer direcciones preferenciales de flujo con lo cual el desarrollo de un campo se puede optimizar.

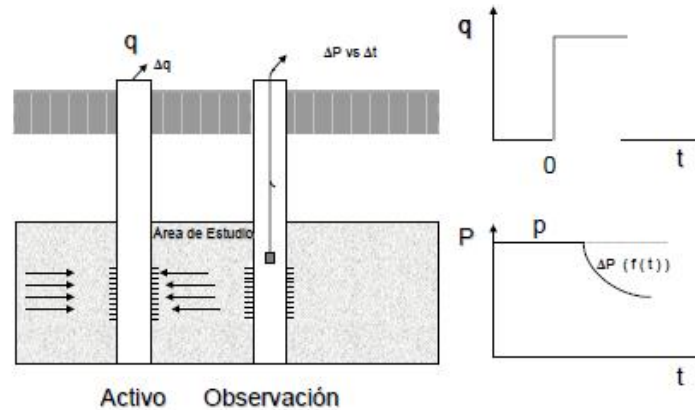


Fig. 3.10 Prueba de Interferencia, para más de un pozo, donde un pozo es el observador y el otro el activo, al cual se le ocasionaran disturbios, para ver la comunicación entre los pozos⁷

3.2.6 PRUEBA DE PULSOS.

Este tipo de pruebas son un caso particular de interferencia ya que no solamente se genera un disturbio en el pozo activo si no una serie de disturbios que son reflejados en caso de comunicación en el pozo observador. Es común el cambiar de pozo activo en este tipo de pruebas sobre todo cuando se trata de caracterizar algún evento geológico importante (fallas sello, canales, etc.). El pulso puede ser para validar extensión horizontal o vertical o para definir comunicación vertical en un solo pozo.

En la *fig.3.11* se muestran las graficas que representan la prueba de pulso mejor conocida como de interferencia, donde se varia el gasto con respecto al tiempo para identificar eventos geológicos.

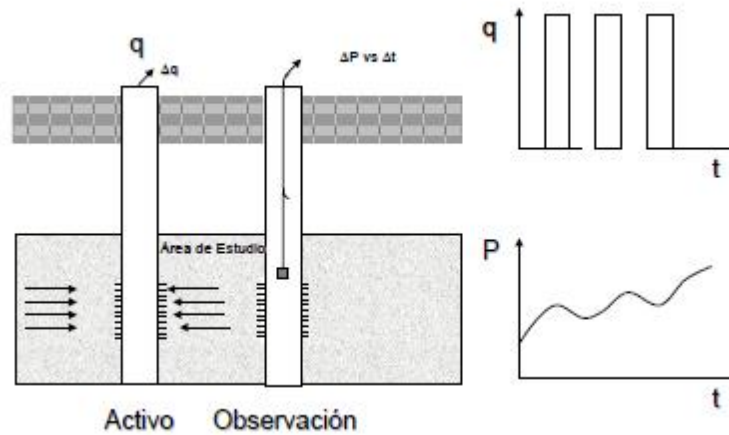


Fig. 3.11 Prueba de pulsos utilizada principalmente para caracterizar eventos geológicos importantes⁷

3.3 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.

Son los registros que se toman después de la terminación inicial del pozo para determinar la variación de algún parámetro del pozo o del yacimiento con la profundidad, con el fin de identificar problemas en los mismos.

Un registro es la representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad. Constituyen una de las informaciones básicas obtenidas durante la perforación, terminación y reparación de un pozo petrolero, ya que permiten determinar propiedades físicas de las rocas tales como litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc.

Lo registros de producción los podemos clasificación de acuerdo a su principio de funcionamiento como:

- Registros de resistividad.
- Registros acústicos.
- Registros radioactivos.
- Registros mecánicos.

Las pruebas de Producción que se realizan a los pozos de un campo o yacimiento nos permiten obtener una información detallada de:

- 1) Evaluación de la eficiencia de terminación.
- 2) Información detallada sobre las zonas que producen o
- 3) aceptan fluidos.
- 4) Detección de zonas ladronas “Flujo preferencial en zonas de
- 5) alta permeabilidad”.

- 6) Canalización de cemento.
- 7) Perforaciones taponadas.
- 8) Fugas mecánicas.

Los principales registros de producción son:

- Temperatura
- Flujo (molinete)
- Ruido
- Densidad (gradiomanómetro)
- Radioactividad (rayos gamma)

3.3.1 REGISTRO DE TEMPERATURA.

El conocimiento de las temperaturas del pozo es de gran importancia ya que se requiere para la correcta evaluación y detección del movimiento de los fluidos. El registro de temperatura utiliza un termómetro especial el cual nos da lecturas continuas de temperatura. Esta herramienta tiene un termistor el cual es sensible a los cambios de temperatura. El registro de temperatura puede emplearse para diseñar una estimulación que elimine el daño.

El registro de temperatura muestra anomalías frías (enfriamientos) causadas por el efecto **Joule-Thompson** en puntos donde el gas se expande.

El registro de temperatura consiste en un termómetro de alta resolución. El elemento sensible a los cambios de temperatura de esta herramienta, es un filamento metálico el cual se expone al fluido del pozo cuya resistencia va siendo diferente con los cambios de temperatura que se van dando a diferentes profundidades. El filamento es parte de un circuito conector sensible que controla la frecuencia de un oscilador eléctrico.

Los dispositivos eléctricos aprovechan los fenómenos de variación de la resistividad eléctrica con la temperatura, para hacer mediciones de la misma, a ciertas profundidades.

Es una de las únicas herramientas, dentro de la categoría dinámica que es afectada por lo que acontece detrás de la tubería. El registro de temperatura representa una herramienta fundamental en el análisis y diagnóstico de los pozos así también de los problemas comunes que se presentan en los mismos, por lo que dicho registro puede ser utilizado para desarrollar ciertas actividades como por ejemplo:

- 1) Determinar la causa por la cual se presenta una producción excesiva de gas ó agua.
- 2) Determinar la altura de fractura.

3) Diagnóstico en pozos inyectoros.

Las aplicaciones del registro de temperatura nos permite identificar y conocer la calidad de las tuberías de producción y revestimiento así como la localización de la cima del cemento determinar que partes del yacimiento están contribuyendo a la producción (Localización de entradas de fluidos al pozo).

3.3.2 REGISTRO DE MEDIDORES DE FLUJO

Dentro de las herramientas que intervienen en la familia de los *Registros de Producción*, los de medidores de flujo que se incluyen son:

- Los de medición continúa.
Estos tienen buen resultado en flujo en una fase y altos gastos.
- Los que emplean obturador anular (empacador inflable).
Utilizados para Flujo multifásico, a altos y bajos gastos de producción el cual solo es afectado por la viscosidad.
- Medidor de flujo de caudal Total.
Buen resultado en flujo multifásico, a altos y bajos gastos de producción y gran rango de viscosidades.

MEDIDOR DE FLUJO DE CAUDAL TOTAL

El medidor de flujo conocido también como Molinete Hidráulico, debido a que utilizan para la medición del flujo en un pozo, una propela o hélice que gira a razón directa a la velocidad del fluido por medir.

Es un velocímetro tipo hélice (molinete) que se utiliza para medir la velocidad de los fluidos en el fondo del pozo, el principio básico de operación del registro de Flujo (Molinete) de este instrumento de medición consiste en dos partes principales, una rueda provista de un dispositivo mediante el cual el fluido en movimiento la hace girar, y un mecanismo que permite contar o medir el número de vueltas que da esta rueda.

La velocidad de la propela está en función de la velocidad del fluido producido o inyectado, previamente a la operación de esta herramienta se debe de realizar varias corridas de calibración, con la finalidad de que la herramienta opere en condiciones optimas.



Fig. 3.12 Medidor de caudal total, el cual tiene una helice que gira a la razon de la velocidad del fluido

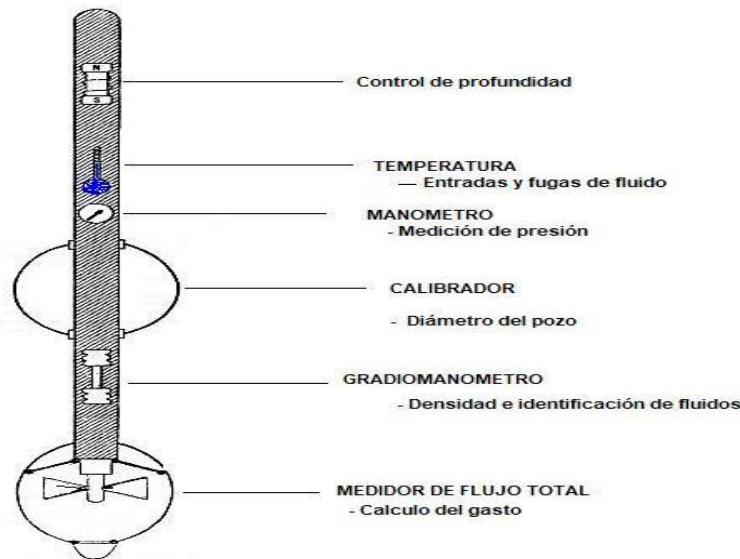


Fig. 3.13 Herramienta PLT, con medidor de flujo total tipo molinete

Los registros de la velocidad de propela del Molinete Hidráulico, dan como resultado unas gráficas que se llaman Perfiles de Producción o inyección, según el pozo que se trate. La correcta interpretación de estos registros, permiten:

- Determinar el rango del flujo.
- Las condiciones de cómo este fluye o es inyectado a través de las perforaciones.

Estos registros, dan una idea clara de la eficiencia de los intervalos expuestos a producción o a la inyección, además señalan qué partes o porcentajes de cada intervalo fluyen o admiten fluido (entradas de flujo al pozo o puntos de inyección).

En las *fig.3.12* y *3.13* se muestra la herramienta PLT, con medidor de caudal total tipo molinete, esta herramienta incluye mediciones de: Temperatura, Diámetro del pozo, Densidad.

MEDIDORES DE FLUJO CON EMPACADOR

Esta herramienta consta principalmente de una bolsa empacadora que sella contra la pared del agujero conduciendo el gasto total hacia la sección de medición. En esta sección se tiene una hélice o propela cuyo eje gira sobre pivotes de baja fricción. En el extremo de este eje se encuentra acoplado un pequeño imán, el cual genera una corriente en una bobina al ser movida la propela por el flujo. La frecuencia de la señal generada en la bobina es medida y graficada continuamente.

MEDIDORES DE FLUJO CONTINUO.

A diferencia del medidor de flujo con empacador en que todo el fluido pasa por la sección de medición, en esta herramienta solo una parte lo hace. Este medidor de flujo también utiliza una propela o hélice tipo velocímetro para medir el flujo de fluidos a través de la tubería de producción o de revestimiento. La herramienta es mantenida en el centro de la columna del fluido por medio de centradores y se mueve a una velocidad constante en sentido contrario al flujo. En la *fig. 3.14* se muestran las tres clases de medidores de flujo, que son: Medidor Continuo, Medidor con empaque y Medidor de gasto total

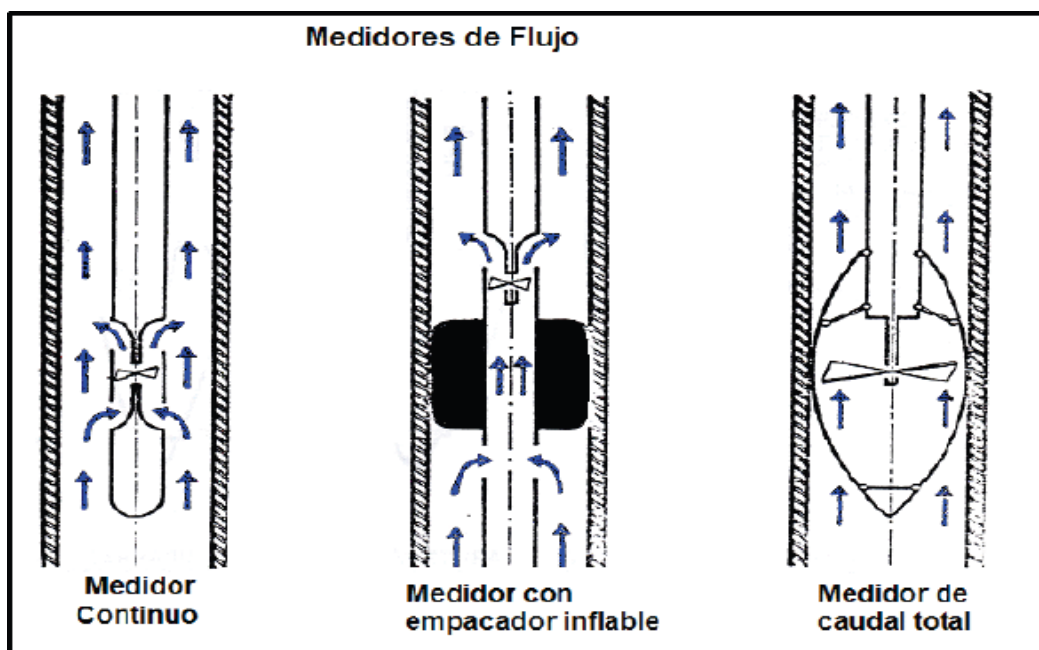


Fig. 3.14 Tipos de medidores de flujo de hélice o propela que gira a razón de la velocidad de flujo

3.3.3 REGISTRO DE DENSIDAD (GRADIOMANOMETRO)

Consiste en determinar la diferencia de presión de dos puntos en la columna de fluido con lo cual se puede determinar la densidad del fluido que se encuentra dentro de estos dos

puntos. Esto conduce a tener una curva continua de presión a lo largo de la columna de fluido.

La herramienta consiste en tres fuelles llenos de keroseno con un tubo conector flotante entre los dos fuelles sensores. El fuelle más bajo es para la liberación térmica en expansión. Dicho ensamblado está contenido en un recipiente con ranura que permite la entrada de fluido en la herramienta.

El tipo de fluido se conoce efectuando la medición de la diferencia de presión entre dos elementos sensibles separado por una distancia de dos pies.

Sobre esta distancia se registran los cambios de presión. El movimiento del fuelle sensor debido al cambio en la densidad del fluido es transmitido por el tubo conector hacia el magneto entre los serpentines transductores. La corriente generada se amplifica y es transmitida hacia arriba. Su principal aplicación es:

- Registro en forma continua de la densidad el fluido dentro del pozo
- Identificación de las zonas que aportan fluidos
- Tipo de fluido aportado por las zonas

3.3.4 REGISTRO DE RUIDO

El dispositivo de registro es un hidrófono que se coloca a una profundidad determinada para registrar el nivel de sonido en el pozo a esa profundidad. Las herramientas comerciales tienen un diámetro de 1pg., a 1 ¹¹/₁₆ pg., y son capaces de detectar oscilaciones de presión tan pequeñas como 10-5 psi en amplitud. Su principal aplicación es:

- Determinación de zonas ladronas
- Determinación de entrada de fluidos al pozo
- Determinación de roturas de tuberías de revestimiento y/o producción
- Comunicación entre la TR y la TP, por el empacador
- Detección de zonas con mala cementación de la tubería de revestimiento

CONCLUSIÓN

Con las pruebas de presión producción nos ayuda a diagnosticar algunos problemas que se mencionaron en el capítulo I de esta tesis como lo es el daño a la formación, presión de yacimiento P_{ws} , permeabilidad absoluta del yacimiento, así como los límites que tiene el yacimiento. Con estos datos obtenidos de las pruebas de presión producción, tenemos algunas características que nos ayudan a saber el motivo por el cual no fluye un pozo

exploratorio, y así mismo también estas mismas son un parámetro que nos ayuda en la selección de un sistema de producción.

4

SELECCIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada.

El objetivo principal es usar y manejar las técnicas de producción artificial para aumentar la rentabilidad y maximizar las ganancias bajo un funcionamiento seguro y en un medio ambiente sano.

4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Los principales sistemas artificiales de producción de pozos petroleros se clasifican en:

- Sistema de Bombeo Neumático
- Sistema de Bombeo Hidráulico
- Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido
- Sistema de Cavidades Progresivas
- Sistema de Bombeo Mecánico

4.1.1 SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO

La extracción de líquidos empleando los principios del bombeo neumático, se remonta al siglo XVIII, el fluido para bombear era aire.

Su primera aplicación en la industria petrolera tuvo lugar en los campos petroleros de Pennsylvania, alrededor de 1865; la primera aplicación en los campos de la costa del Golfo de México fue en 1900; en el estado de California se empleo 10 años más tarde, usando por primera vez el gas de formación como medio para la extracción, verificando que el gas natural provee un medio más satisfactorio de bombeo debido principalmente a que no tienen efectos corrosivos, es más seguro en las operaciones y se obtiene a presión en cantidades apreciables.

Este método está basado en la energía del gas comprimido en el espacio anular siendo ésta la fuerza principal que hace elevar el aceite a la superficie. El gas de alta presión es introducido dentro del espacio anular o en la tubería de producción abatiendo el fluido en el fondo de la tubería de producción.

Fue en este tipo de pozos en el cual dio por resultado el desarrollo de la válvula de inyección de gas, la cual permitía el paso de gas dentro de la tubería de producción en puntos seleccionados arriba del fondo. Las válvulas operaban automáticamente en respuesta a la presión diferencial entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Cuando la diferencial disminuía a una presión predeterminada, la válvula abría y cuando se excedía la diferencial de la válvula ésta cerraba.

Las válvulas eran espaciadas en la tubería de producción abajo del nivel estático del fluido. El gas inyectado en el espacio anular descubría la primera válvula, la cual descargaba la columna del fluido en la tubería de producción y permanecía abierta hasta que la presión diferencial excedía la diferencial de operación de la válvula. Durante este intervalo de producción la segunda válvula era descubierta y la descarga continuaba hasta que el pozo fluía a la superficie con la válvula más profunda en la cual admitía gas. Las válvulas se hicieron esenciales en el diseño de instalación de bombeo neumático a fin de cumplir las metas.

El Sistema Artificial de Bombeo Neumático en un Pozo Petrolero, es el procedimiento artificial de recuperación de hidrocarburos de un yacimiento, por medio de gas inyectado a presión. Este sistema se utiliza en pozos, cuya presión natural para elevar el crudo hasta la superficie, ya no es suficiente. Las causas que originan esta situación del yacimiento, pueden ser entre otras:

1. La disminución de la presión de fondo del yacimiento.
2. La baja permeabilidad de la formación.

El Sistema de Bombeo Neumático es la forma de bombeo artificial que más cercanamente se parece al proceso de flujo natural y puede en efecto, ser considerado una extensión del proceso de flujo natural. En un pozo con flujo natural, cuando el fluido viaja hacia arriba a la superficie, la presión en la columna del fluido se reduce y el gas sale de la mezcla. El gas liberado, siendo más ligero que el aceite que éste desplaza, reduce la densidad del fluido extraído y posteriormente reduce el peso de la columna de fluido sobre la formación.

Esta reducción en la densidad de la columna de fluido produce una presión diferencial entre el fondo del pozo y el intervalo productor del yacimiento, lo que ocasiona que el pozo fluya.

Típicamente cuando un pozo comienza a producir agua, la cantidad de gas libre en la columna se reduce debido a que la producción de agua desplaza algo de la fase de aceite que generalmente contiene gas: En estos casos, la producción de la fase de aceite puede ser mejorada mediante la complementación del gas de formación con el gas de inyección.

Cuando se perfora un pozo petrolero la energía del yacimiento hace brotar los hidrocarburos hacia la superficie (Pozo Fluyente). Cuando por explotación, la energía del yacimiento disminuye, el pozo ya no fluye y entonces se acude a sistemas artificiales de explotación que proporcionen la energía adicional requerida para continuar con la explotación del yacimiento, ahora bien cuando se perfora un pozo exploratorio y este no fluye entonces se recurre a realizar una serie de estudios para verificar si presenta nivel de fluidos, al verificar el nivel de los fluidos se realiza un análisis para elegir la opción más rentable para recuperar los fluidos y dentro de estas opciones se tienen los sistemas artificiales de producción.

El primer sistema artificial empleado, fue el bombeo neumático, este es un sistema artificial de explotación que se utiliza para transportar los fluidos a la superficie, el cual utiliza gas seco o gas húmedo.

Esencialmente el sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

1. Fuente de gas a alta presión: Estación de compresión.
2. Sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un estrangulador ajustable (válvula de aguja).
3. Sistema de control de gas subsuperficial (Válvulas de inyección).
4. Equipo para el manejo y almacenamiento de fluido producido.

Así mismo cuenta con:

Equipo Superficial:

- Compresoras
- Medidores de gas
- Tubería de inyección
- Válvulas y conexiones

Equipo subsuperficial:

- Válvula de tormenta
- Camisa de circulación
- Válvulas con mandriles
- Empacador

En la *fig. 4.1* se muestra el equipo subsuperficial del sistema de BN, donde se muestran las válvulas, empacador.

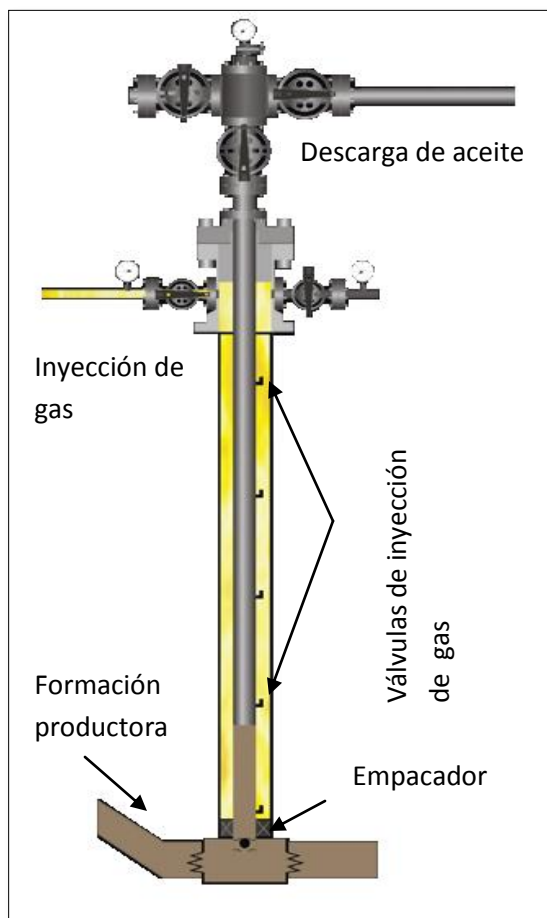


Fig. 4.1 Equipo subsuperficial de Bombeo Neumático

Existen dos tipos de bombeo neumático:

Bombeo neumático continuo: En flujo de un volumen continuo de gas a alta presión es introducido a la tubería para airear o aligerar la columna de fluidos hasta reducir la presión en el fondo que permitirá una diferencial suficiente a través de la cara de la formación causando que el pozo produzca el gasto deseado.

Para llevar a cabo esto se utiliza una válvula de flujo que permitirá un posible punto de inyección más profundo de presión disponible de bombeo neumático en conjunción con una válvula que actuara como reguladora de orificio para regular el gas inyectado desde la superficie dependiendo de la presión en la TP. Este método es empleado en pozos con un alto índice de productividad y una presión de fondo razonablemente alta.

Bombeo neumático intermitente: Consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, el gas inyectado en la

superficie el espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos, este gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la tubería de producción., cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas, sin embargo debido al fenómeno del “resbalamiento” del liquido que ocurre dentro de la TP, solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto del aceite se va al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación.

Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo. El ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado de fluido de la formación productora al pozo.

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

1. Alto índice de productividad con bajas presiones de fondo.
2. Bajo índice de productividad con bajas presiones de fondo.

Los tipos de válvulas empleadas para bombeo neumático son:

Convencionales: Válvulas recuperables únicamente con equipo de reparación y terminación de pozos.

Recuperables: Válvulas que requieren únicamente equipo de línea de acero para su extracción.

Válvulas balanceadas: Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o abierta. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión.

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

4.1.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

El sistema de Bombeo Hidráulico transmite su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería; este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un

transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie.

Los fluidos de potencia son:

- Agua
- Crudos livianos

De acuerdo al tipo de bomba de subsuelo:

- Bombas hidráulicas de pistón
- Bombas hidráulicas tipo jet

El bombeo hidráulico se basa en un principio “Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmitirá en todas direcciones con igual intensidad”.

Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo. El pistón motor esta mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden prevenir del mismo pozo.

El fluido motriz ha sido sometido a un proceso natural de separación de gas, agua y sedimentos y sujeto a un periodo de asentamiento y limpieza mediante almacenamiento, productos químicos y filtros.

Existen 2 formas de inyección del fluido motriz:

1. En circuito abierto
2. En circuito cerrado

Ambos sistemas son iguales en el manejo del fluido motriz desde los tanques de almacenamiento hasta la unidad de bombeo, pero difiere en la forma en que el fluido motriz regresa a la superficie después de haber operado la unidad.

Circuito abierto

El fluido motriz regresa a la superficie mezclado con el aceite producido a través de la tubería de descarga o por el espacio anular de las TR, TP o de inyección.

Ventajas:

- Adición del fluido motriz limpio en pozos que contienen alto % de agua salada (reduce este % y disminuye la corrosión).
- Adición de aceite ligero (reduce la viscosidad en pozos productores de aceites pesados).

Desventajas:

- Incremento del volumen bruto que debe ser tratado en la superficie para obtener el aceite limpio necesario y continuar la operación.

Circuito cerrado

El fluido motriz regresa a la superficie, independientemente del aceite producido, fluyendo nuevamente hasta el tanque almacenador y formando un circuito cerrado, esto se logra por medio de una tubería adicional que va alojada en un dispositivo mecánico llamado “Cámara de fondo”, instalado en el fondo del pozo, además se utiliza un elemento de empaque en la unidad de bombeo, que permite aislar el fluido motriz producido.

Ventajas:

- Medición exacta de los fluidos producidos por el pozo.
- Determinación del desgaste sufrido por la unidad de bombeo al incrementarse el volumen de FM utilizado en la lubricación de los pistones.
- Esto último facilita la programación del mantenimiento de estas unidades.

Instalaciones subsuperficiales

Existen en la actualidad varios tipos de instalaciones subsuperficiales que se usan en la mayoría de los pozos y que pueden ser clasificadas en:

- Bomba fija
- Bomba libre

Bomba fija: En este tipo de instalación la unidad de bombeo, está unida mecánicamente a la tubería por lo que su introducción o extracción del pozo va ligada a dicha tubería. Para el circuito abierto o cerrado se tienen 2 tipos:

- Bomba fija insertada
- Bomba fija para TR.
- Existe también la bomba fija para TP, y ésta es sólo para circuito abierto.

Bomba libre: En este tipo de instalaciones la unidad de bombeo no está conectada a ninguna de las tuberías, por lo que puede ser anclada por circulación del FM y desanclada por circulación inversa, y las encontramos de 2 tipos:

- Bomba libre con tuberías paralelas
- Bomba libre para TR

Unidad de bombeo hidráulico

Consta principalmente de 3 elementos:

- Motor hidráulico con pistón de doble acción.
- Válvula motriz que regula el flujo de FM al motor.
- Bomba hidráulica c/pistón de doble acción.

El motor y la válvula constituyen la llamada “Sección Motriz” y se encuentra localizada en la parte superior de la unidad; la bomba se encuentra en la parte inferior formando la “Sección de Producción”.

En la parte superior del pistón motriz va conectada la varilla de la válvula, que es la que hace operar a la válvula motriz; en la parte inferior de este pistón va conectada la varilla media de igual diámetro, que une los 2 pistones.

En la parte inferior del pistón de producción se encuentra la varilla inferior, que se aloja en el tubo de balance que está cerrado en su extremo inferior. Tanto las varillas como los pistones están huecos, lo que permite el paso del fluido motriz a todo lo largo de la unidad hasta el tubo de balance, con lo que se igualan las presiones y la unidad queda totalmente balanceada, en la parte media de los pistones existe un orificio, a través del cual se lubrican las paredes del cilindro y del pistón.

Unidad de potencia

La potencia que requiere el sistema para la inyección del fluido motriz es proporcionada por una unidad constituida por una bomba reciprocante del tipo triplex vertical y accionada por un motor eléctrico o de combustión interna.

Cabezal de distribución

El fluido que proviene de la bomba triplex es regulado mediante los dispositivos que se encuentran en el cabezal de distribución, estos cabezales están provistos de medidores de desplazamiento positivo que permiten determinar el volumen de fluido motriz inyectada, y por consiguiente, calcular la eficiencia de operación de las unidades de bombeo. Se tienen además 2 tipos de válvulas:

1. Válvulas reguladoras de flujo: controlan el volumen de fluido motriz inyectado sin importar la presión de operación que se tenga.
2. Válvulas reguladoras de Presión: controlan automáticamente dicha presión de operación

Válvula de 4 vías

Es un dispositivo instalado en la cabeza del pozo que permite regular el fluido motriz. Tiene cuatro posiciones que permiten la introducción, la operación y la extracción de la unidad de bombeo.

Conexiones superficiales

En los pozos de bombeo hidráulico se utiliza únicamente la sección del árbol de válvulas correspondiente a la última TR. Sobre ésta se instala el cabezal donde van alojadas las tuberías utilizadas con los colgadores y empaques mecánicos respectivos.

En el carrete superior del cabezal se enrosca un niple corto, cuyo extremo se conecta a la válvula de 4 vías. El diseño de este cabezal depende de la instalación subsuperficial y del sistema de inyección que se tenga, puesto que esto determina el número de tuberías a utilizarse (1,2 ó 3).

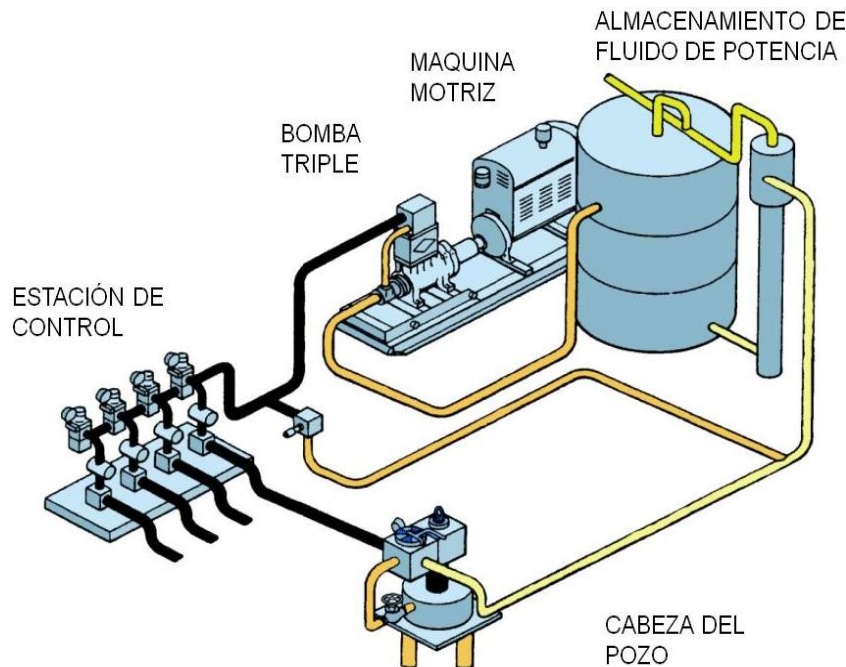


Fig. 4.2 Equipo superficial de Bombeo Hidráulico

En la *fig. 4.2* se observa el equipo del sistema de Bombeo Hidráulico, como lo es la bomba tripelx, almacenamiento del fluido potencia, maquina motriz, cabezal del pozo, etc., que en conjunto es el equipo superficial que se requiere

4.1.3 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo sumergido está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial. Tablero de control, transformador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes para cable, extensión de la mufa, válvula de drene. Válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

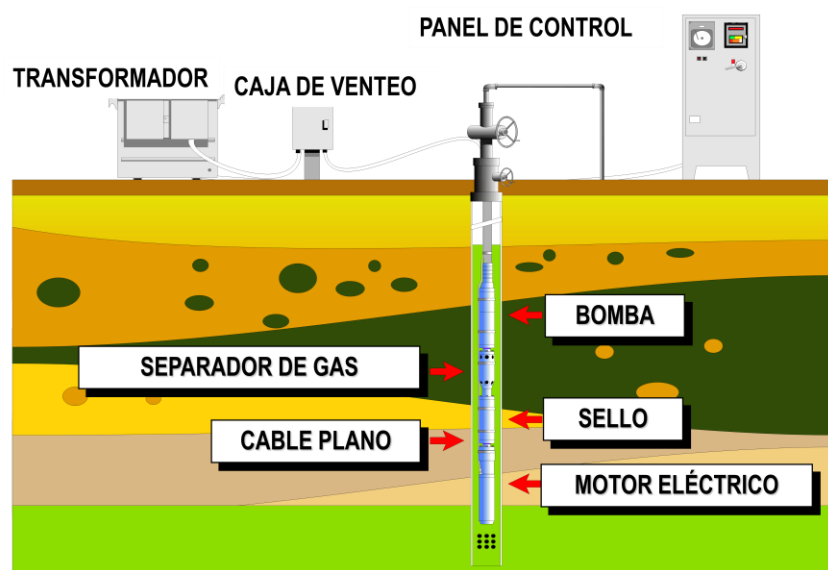


Fig. 4.3 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo

En la *figura 4.3* se muestran los principales componentes del aparejo de producción para BEC (Bombeo Electrocentrífugo Sumergido).

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido. Este sistema es candidato para producir cuando reúnen las características que no afecten su funcionamiento, como son:

- Altas relaciones gas-aceite

- Altas temperaturas
- Presencia de arena en los fluidos producidos
- Medio ambiente de operación agresivo

Componentes Subsuperficiales

Motor eléctrico

El motor eléctrico colocado en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia.

Sello

Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba: está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo. Adicionalmente tiene las siguientes cuatro funciones básicas:

1. Conecta la carcasa de la bomba con la del motor y une rígidamente la flecha impulsora del motor con la flecha de la bomba.
2. Aloja un cojinete que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba.
3. Evita la contaminación del aceite lubricante del motor con el fluido del pozo.
4. Provee un receptáculo para compensar la expansión y contracción del aceite lubricante del motor, debidas al calentamiento o enfriamiento de éste, cuando la unidad está trabajando o cuando está sin operar. Esta función equivale a igualar la presión interna en el motor con la presión externa en el pozo.

Existen dos tipos de protectores: el convencional y el de tres cámaras aislantes. El protector convencional, protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha. El contacto directo entre el fluido del pozo y del motor ha sido considerado el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado. El protector de tres cámaras; constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción. Aunque dos de los tres sellos mecánicos fallen por alguna razón, el motor sumergible queda protegido. Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes del pozo.

Separador de gas

El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de

fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación a altos gastos, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

Bomba Centrífuga Sumergible

Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

Las bombas centrífugas son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende, del número de etapas y de este número depende la potencia requerida.

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a longitud de columna hidráulica que levanta la bomba, es la misma cuando la bomba maneje agua de densidad relativa 1.0, aceite de densidad relativa 0.85, salmuera de densidad relativa 1.35, o cualquier otro fluido de diferente densidad relativa.

En estos casos la lectura de la presión en la descarga de la bomba es diferente, únicamente permanecen fijos el diámetro y la velocidad del impulsor.

Cable Conductor Eléctrico

La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos. Existe en el mercado un rango de tamaños de cable, de configuración plana y redonda, con conductores de cobre o aluminio, de tamaños 2 al 6. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento.

Transformador

Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores “taps”, que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

Accesorios

Con el propósito de asegurar una mejor operación del equipo es necesario contar con algunos accesorios como son:

- Válvula de contra presión
- Válvula de drene
- Controlador de velocidad variable

4.1.4 SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA

El sistema de bombeo de Cavity Progressive consta básicamente de: Cabezal, Varilla Pulida, Grampa de la Varilla Pulida, Estopero, Sarta de Varillas, Estator, Rotor y Niple de Paro. El suministro para poner en operación este sistema lo proporciona un motor eléctrico cuya capacidad varía de acuerdo a la profundidad del pozo donde se pretenda instalar el sistema (*figuras 4.4 Y 4.5*).

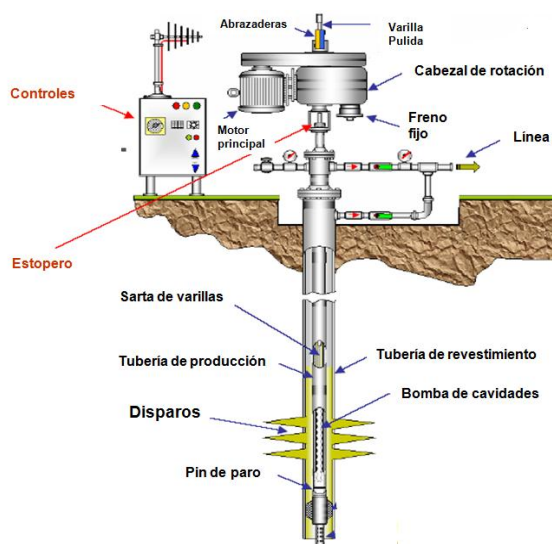


Fig. 44. Equipo Superficial y Subsuperficial del Bombeo de Cavidad Progresiva

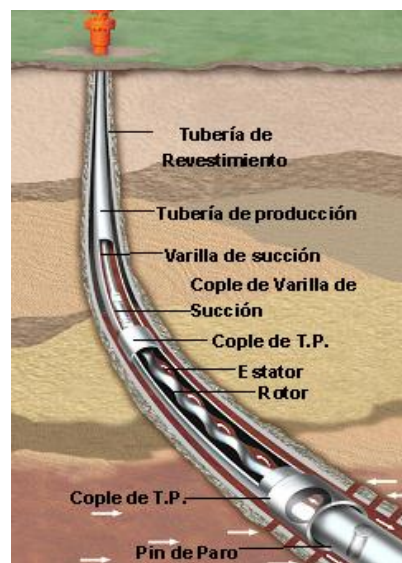


Fig. 4.5 Equipo de fondo del Bombeo de Cavidades Progresivas

Las bombas de cavidad progresivas son bombas de desplazamiento positivo, que consisten, en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo, lo cual, permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo. El equipo superficial, de distintas

capacidades y dimensiones, se selecciona en función de los requerimientos que exige cada sistema.

Las cavidades son volúmenes lenticulares, espirales y cerrados en los espacios vacíos entre el rotor y el estator. Su existencia es posible debido a la hélice adicional presente en el estator. Cada cavidad se mueve en forma de espiral alrededor del eje del estator, progresando desde la entrada hacia la salida de la bomba como consecuencia de la rotación del rotor. La longitud de la cavidad es siempre igual a la longitud del paso del estator.

El rotor es minuciosamente torneado con acero de alta resistencia obteniéndose externamente una forma helicoidal. Para resistencia a la abrasión, es recubierto por una fina capa de un material resistente a la abrasión. Aunque materiales como el carburo de tungsteno entre otros más, en donde ninguno de ellos ha demostrado tan alta resistencia a la abrasión como el cromo endurecido, siendo este el material comúnmente usado por los fabricantes de bombas.

Los estatores consisten en tubos de acero con cuerpos de elastómeros pegados internamente. Los elastómeros son internamente torneados como hélices de dos o más lóbulos.

Para su fabricación, primero se tornea externamente una pieza de metal según la geometría helicoidal deseada, alineándola concéntricamente con el tubo de acero que previamente debe pasar por un proceso de limpieza para aplicarle en su interior una fina capa de adhesivo que permita la unión metal-elastómero. Para sellar el espacio entre el tubo y el molde se emplean unos tapones herméticos colocados a ambos extremos del tubo.

A medida que la bomba gira, las cavidades se mueven axialmente desde la succión hacia la descarga creando la acción de bombeo. Cuando el rotor completa una revolución, el volumen contenido entre el rotor y el estator es desplazado por el paso del estator. Debido a que el área transversal de flujo total (espacio vacío entre el rotor y el estator) permanece constante a lo largo de la bomba, esta desplazará el fluido sin pulsaciones. La capacidad de desplazamiento de la bomba está definida como el volumen de fluido producido por la bomba por cada rotación del rotor.

La presión diferencial a través de la bomba causa el deslizamiento o filtración del fluido a través de las líneas de sello entre el rotor y el estator desde las cavidades de mayor a las de menor presión. El deslizamiento del fluido, origina la formación de un gradiente de presión a través de la bomba que dependerá básicamente de la naturaleza y composición del fluido bombeado. Los fluidos incompresibles tendrán un comportamiento lineal mientras que los fluidos compresibles tendrán un comportamiento exponencial desde la entrada hasta la descarga de la bomba.

La capacidad de levantamiento de una bomba de cavidades progresivas será controlada por la presión diferencial máxima que puede ser desarrollada tanto por una sola cavidad como por el total de cavidades de la bomba. La máxima capacidad de presión de cada cavidad es función directa de la integridad de la línea de sello entre el rotor y el estator de las propiedades de los fluidos producidos. En general la presión diferencial máxima a través de las líneas de sello incrementa cuando se tiene una mayor viscosidad.

4.1.5 SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Es uno de los métodos de producción más utilizados (80-90%), el cual su principal característica es la de utilizar una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una sarta de varillas y mediante la energía suministrada por un motor. Los componentes del bombeo mecánico están compuestos básicamente por las siguientes partes:

- Unidad de bombeo
- Motor
- Varillas
- Bomba de subsuelo
- Anclas de tubería, tubería de producción (subsuelo)

Un equipo de bombeo mecánico (también conocido como “balancín” o “cigüeña”) produce un movimiento de arriba hacia abajo (continuo) que impulsa una bomba sumergible en una perforación. Las bombas sumergibles bombean el petróleo de manera parecida a una bomba que bombea aire a un neumático. Un motor, usualmente eléctrico, gira un par de manivelas que, por su acción, suben y bajan un extremo de un eje de metal. El otro extremo del eje, que a menudo tiene una punta curva, está unido a una barra de metal que se mueve hacia arriba y hacia abajo. La barra, que puede tener una longitud de cientos de metros, está unida a una bomba de profundidad en un pozo.

El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la tubería producción, a cierta profundidad del fondo del pozo.

La válvula fija permite que el fluido entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el fluido pase de la bomba a la tubería de producción. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre el fluido a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie. Como en el

bombeo mecánico hay que balancear el ascenso y descenso de la sarta de varillas, el contrapeso puede ubicarse en la parte trasera del mismo balancín o en la manivela. Otra modalidad es el balanceo neumático, cuya construcción y funcionamiento de la recámara se asemeja a un amortiguador neumático; generalmente va ubicado en la parte delantera del balancín. Este tipo de balanceo se utiliza para bombeo profundo.

Equipo de Subsuperficial

El equipo de subsuperficial es el que constituye la parte fundamental de todo el sistema de bombeo. La API ha certificado las varillas, las tuberías de producción y bomba de subsuelo.

Tubería de Producción. La tubería de producción tiene por objeto conducir el fluido que se está bombeando desde el fondo del pozo hasta la superficie. En cuanto a la resistencia, generalmente la tubería de producción es menos crítica debido a que las presiones del pozo se han reducido considerablemente para el momento en que el pozo es condicionado para bombear.

Varillas de Succión. La sarta de varillas es el enlace entre la unidad de bombeo instalada en superficie y la bomba de subsuelo. Las principales funciones de las mismas en el sistema de bombeo mecánico son:

- Transferir energía
- Soportar las cargas
- Accionar la bomba del subsuelo.

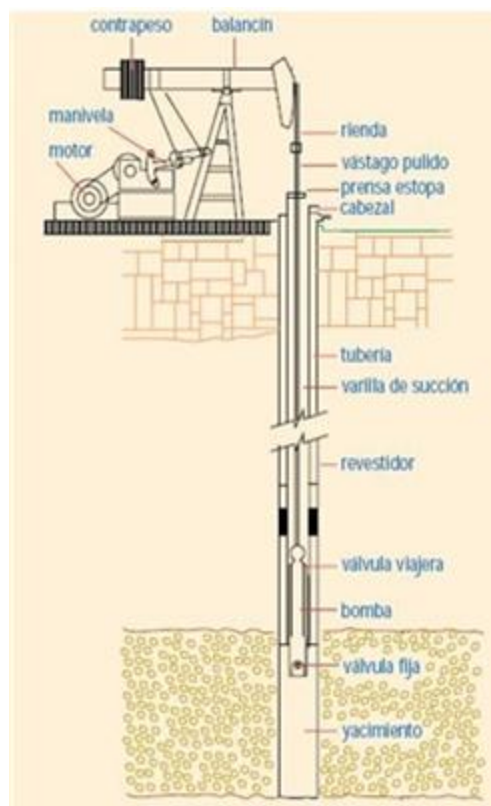


Fig. 4.6 Componentes del Bombeo Mecánico

Las principales características de las varillas son:

- a) Se fabrican en longitudes de 25 pies, aunque también pueden manufacturarse de 30 pies.
- b) Se dispone de longitudes de 1, 2, 3, 4, 6, 8, 10 y 12 pies denominados por lo general “niples de varilla” que se utilizan para complementar una longitud determinada y para mover la localización de los cuellos de cabillas, a fin de distribuir el desgaste de la tubería de producción.
- c) Se fabrican en diámetros de 5/8, 3/4, 7/8, 1, 1-1/8 de pulgadas.

Empacador de Tubería. Este tipo está diseñado para ser utilizados en pozos con el propósito de eliminar el estiramiento y compresión de la tubería de producción, lo cual roza la sarta de varillas y ocasiona el desgaste de ambos. Normalmente se utiliza en pozos de alta profundidad. Se instala en la tubería de producción, siendo éste el que absorbe la carga de la tubería. Las guías de varillas son acopladas sobre las varillas a diferentes profundidades, dependiendo de la curvatura y de las ocurrencias anteriores de un elevado desgaste de tubería.

Bomba de Subsuelo. Es un equipo de desplazamiento positivo (reciprocante), la cual es accionada por la sarta de cabillas desde la superficie. Los componentes básicos de la bomba de subsuelo son simples, pero contruidos con gran precisión para asegurar el intercambio de presión y volumen a través de sus válvulas. Los principales componentes son: el barril o camisa, pistón o émbolo, 2 o 3 válvulas con sus asientos y jaulas o retenedores de válvulas.

Pistón. Su función en el sistema es bombear de manera indefinida. Está compuesto básicamente por anillos sellos especiales y un lubricante especial.

Funciones de la Válvula

- a) Secuencia de operación de la válvula viajera: permite la entrada de flujo hacia el pistón en su descenso y posteriormente hacer un sello hermético en la carrera ascendente permitiendo la salida del crudo hacia superficie.
- b) Secuencia de operación de la válvula fija: permite el flujo de fluidos hacia la bomba, al iniciar el pistón su carrera ascendente y cerrar el paso el fluido dentro del sistema bomba-tubería, cuando se inicia la carrera descendente del pistón.

Equipos de Superficie

La unidad de superficie de un equipo de bombeo mecánico tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad de asentamiento de la bomba de subsuelo con la finalidad de elevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. En la *fig. 4.6* se muestran los componentes superficiales y sub-superficiales que integran el equipo de bombeo mecánico. Estas unidades pueden ser de tipo balancín o hidráulicas. Los equipos que forman los equipos de superficie se explican a continuación:

Unidad de Bombeo (Balancín). Es una máquina integrada, cuyo objetivo es de convertir el movimiento angular del eje de un motor o reciproco vertical, a una velocidad apropiada con la finalidad de accionar la sarta de cabillas y la bomba de subsuelo. Algunas de las características de la unidad de balancín son:

- a) La variación de la velocidad del balancín con respecto a las revoluciones por minuto de la máquina motriz.
- b) La variación de la longitud de carrera.

- c) La variación del contrapeso que actúa frente a las cargas de varillas y fluidos del pozo.

Para la selección de un balancín, se debe tener los siguientes criterios de acuerdo a la productividad y profundidad que puede tener un pozo:

Productividad

- a) Los equipos deben ser capaces de manejar la producción disponible.
- b) Los equipos de superficie deben soportar las cargas originadas por los fluidos y equipos de bombeo de pozo.
- c) Factibilidad de disponer de las condiciones de bombeo en superficie adecuada.

Profundidad

- a) La profundidad del pozo es un factor determinante de los esfuerzos de tensión, de elongación y del peso.
- b) Afecta las cargas originadas por los equipos de producción del pozo.
- c) Grandes profundidades necesitan el empleo de bombas de subsuelo de largos recorridos.

La disponibilidad de los balancines va a depender fundamentalmente sobre el diseño de los mismos. Los balancines sub-diseñados, limitan las condiciones del equipo de producción y en consecuencia la tasa de producción del pozo. Los balancines sobre-diseñados, poseen capacidad, carga, torque y carrera están muy por encima de lo requerido y pueden resultar muchas veces antieconómicos.

Clasificación de los Balancines

Balancines convencionales. Estos poseen un reductor de velocidad (engranaje) localizado en su parte posterior y un punto de apoyo situado en la mitad de la viga.

Balancines de geometría avanzada. Estos poseen un reductor de velocidad en su parte delantera y un punto de apoyo localizado en la parte posterior del balancín. Esta clase de unidades se clasifican en balancines mecánicamente balanceados mediante contrapesos y por balancines balanceados por aire comprimido. Los balancines de aire comprimido son 35% más pequeñas y 40% más livianas que las que usan manivelas. Se utilizan frecuentemente como unidades portátiles o como unidades de prueba de pozo (costa fuera).

4.2 ASPECTOS QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE SAP

Factores a ser considerados:

<i>Pozo</i>	<i>Obtención</i>
• Gastos de Flujo (Presión de Yacimiento e Índice de Productividad) • Relación Gas-Aceite (RGA) y comportamiento del agua • °API y viscosidad • Profundidad y temperatura del pozo • Condiciones de Tubería de Revestimiento • Tipo del pozo (Vertical o direccional) • Producción de arenas, ceras, corrosión, emulsión y condiciones de escala (escamas) • Tipo y calidad de la energía disponible • El ambiente y los problemas medioambientales • Personal con experiencia • La inversión de capital y los costos de explotación • Buen funcionamiento del sistema artificial • La calidad de los datos y la incertidumbre • Infraestructura existente, etc.	• Historia de producción • Análisis PVT • Análisis PVT • Registros de perforación • Registros de producción • Estado mecánico • Prueba de presión producción

4.3 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE UN SAP

Generalmente se utilizan tablas para realizar un análisis parcial sobre lo que se tiene en campo, para así tratar de llevar lo más adecuadamente posible la explotación del yacimiento, estas tablas deben usarse como una guía en la selección del método para una aplicación específica. Es muy difícil encontrar una media al valor del atributo para una cierta aplicación, la mayoría de las veces los siguientes factores afectan en cierto modo la información sobre las tablas:

- Localización
 - Terrestre
 - Marino
 - Ártico
 - Etc.

- Infraestructura existente
 - Pozo Remoto
 - Pozo nuevo en un campo nuevo
 - Pozo nuevo en un campo existente
 - Pozo existente
 -

La selección del método a veces se vuelve una decisión en base a un análisis técnico-económico. El fabricante del producto no puede tener alguna preferencia, normalmente se justifica por un análisis técnico.

Estas son desarrolladas como una ayuda comparando cada método de producción artificial para cada característica de la producción en ellas contienen una información dinámica y deben ponerse al día para reflejar nuevos desarrollos o limitaciones de la tecnología.

Los atributos pueden ser clasificados en 3 tipos:

1. Consideraciones de diseño y las comparaciones globales.
2. Consideraciones de operación normal.
3. Consideraciones de producción artificial.

Recopilación de Consideraciones y Atributos para Cada Sistema Artificial de Producción
Tablas de Atributos de los Métodos de Producción Artificial¹¹:

4.3.1 TABLAS DE ATRIBUTOS Y CONSIDERACIONES DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Las tablas de atributos y consideraciones de los sistemas artificiales de producción, permiten para pozos de desarrollo donde contamos con información suficiente para seleccionar el mejor candidato para ser empleado. Pero tomando en cuenta que para un pozo exploratorio la información es escasa, es decir, que solo se cuenta con la información que se obtuvo durante la perforación, terminación, pruebas de presión producción, es difícil ubicarnos en las tablas de atributos y consideraciones de SAP, incrementando el riesgo, y la incertidumbre de obtener éxito al implementar una SAP en pozo exploratorios. Aun con lo ya mencionado es importante contar con ellas para tener bases para elegir lo mejor posible el sistema artificial a usar. A continuación se muestran las tablas de atributos y consideraciones de los principales sistemas artificiales.

TABLA 4.1 CONSIDERACIONES Y COMPARACIONES EN CONJUNTO DE LOS DISEÑOS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN¹¹

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Embolo Viajero
Costo del Capital	Moderadamente Bajo: Incrementa con la profundidad y unidades más grandes.	Bajo: Incrementa con la profundidad y gastos muy grandes.	Relativamente bajo, si se dispone de una fuerza eléctrica comercial	Varía pero a menudo es competitivo con el bombeo mecánico. Con Pozos Múltiples, los sistemas centrales reducen costos para los pozos pero son más complicados	Competitivo con el Bombeo Mecánico. Los incrementos en los costos son por altos requerimientos de caballos de fuerza	Costos bajos para equipo de líneas de pozo y los costos por compresión pueden ser altos. El sistema de compresión central reduce los costos por pozo.	Igual al Bombeo Neumático continuo.	Muy bajo: Algunos pozos cuestan menos si no requieren compresor.
Equipo Subsuperficial	Razonablemente bueno el diseño de varillas y es necesaria una práctica de operación. El banco de datos de fracasos de varillas y bombas beneficia, en la buena selección de operación y reparaciones necesarias practicadas para varillas y bombas.	Buen diseño y se necesita una práctica de operación. Se Puede tener problemas con la selección apropiada del elastómero del estator.	Requiere de un cable apropiado además del motor, bombas, sellos, etc. Un buen diseño más una buena operación práctica son esenciales.	Un tamaño apropiado de la bomba y una operación practica son esenciales. Requiere de un fluido motriz en el conducto. Una Bomba libre y una fuerza de fluido confinado (opcional).	Requiere de una computadora con programas de diseño para clasificar según tamaño. Moderadamente tolerante a los sólidos en el fluido. Ninguna parte de las bombas se mueve: larga vida en servicio, con procedimientos de reparación simples.	El Buen diseño de válvulas y espaciamiento son esenciales. Costos moderados para equipo del pozo (válvulas y mandriles). Opción de válvulas recuperables o convencionales.	Descarga en el fondo con válvulas de bombeo neumático; considera cámara para alto IP y baja BHP de pozo.	Las prácticas de operación tienen que ser ajustadas a cada pozo para la optimización. Algún problema con el émbolo pegajoso.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Embolo Viajero
Eficiencia	Excelente: Es un sistema totalmente eficiente. Bueno: Cuando la bomba esta llena se tiene una eficiencia típica de aproximadamente 50 a 60%, y si la bomba no está sobre el nivel de líquidos.	Excelente: Pueden exceder la bomba de varillas para casos ideales. El sistema reporta una eficiencia de 50% a 70%. Se necesitan más datos de operación.	Bueno para altos gastos de pozo pero decremanta significativamente para <1000 BFPD. Su eficiencia típica total del sistema es aproximadamente del 50% para altos gastos, pero para <1000B/D, su eficiencia típica es <40%.	Regular a Bueno: No es bueno con bombeo mecánico debido a GLR, con fricción, y uso del bombeo. Rango de las eficiencias desde 30% al 40% con GLR>100; pueden ser altos con una baja GLR.	Regular o Malo: Máxima eficiencia alrededor del 30%. Es muy influenciado por el fluido motriz más la pendiente de la producción. Las eficiencias que operan típicamente son del 10% al 20%.	Regular: En Aumento para pozos que requieren inyección de GLR's pequeñas. Bajo para pozos que requieren alto GLR's. Las eficiencias Típicas son del 20% pero van del 5% al 30%.	Malo: Normalmente requiere un volumen alto de inyección de gas por barril de fluido. La eficiencia de producción típica es del 5% al 10 % mejorado con un émbolo.	Excelente para fluidos de pozos. No requiere de energía de entrada debido a que usa la energía del pozo. Bueno incluso cuando se le suman pequeñas cantidades de gas.
Flexibilidad	Excelente: Después de bajar la bomba y controlar su velocidad, longitud, tamaño del émbolo, y tiempo de corrida para controlar el gasto de producción.	Regular: Después de obtener cierta velocidad de rotación. La unidad hidráulica provee una flexibilidad adicional pero es un costo adicional.	Malo: Normalmente la corrida de la bomba es a una velocidad fija. Requiere de un cuidadoso clasificado de tamaño de bomba. El tiempo por cada ciclo normalmente se evita. Debe seleccionarse el tamaño de la bomba apropiada.	Bueno / Excelente: Puede variar la fuerza del gasto del fluido y la velocidad de la bomba al fondo del agujero. Numerosos tamaños de bombas y la relación Bomba / motor se adaptan a la producción y a la profundidad necesaria.	Bueno a Excelente: Fuerza del gasto del fluido y presión se ajustan a los gastos de producción y a la capacidad de producción. La selección de la garganta y los tamaños de la boquilla extienden el rango de volumen y su capacidad.	Excelente: El gasto de inyección de gas varía con cambios en gastos. Tubería de producción necesaria del tamaño correcto.	Bueno: Debe ajustar el tiempo de inyección y la frecuencia de los ciclos.	Bueno para volumen bajo de la columna de fluidos del pozo. Puede ajustarse el tiempo de inyección y la frecuencia.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Embolo Viajero
Miscelánea de Problemas	Cuando el material de la caja se derrama puede ser un desorden y un riesgo potencial. (No contaminar de residuos tóxicos y llenar contenedores cuando se tengan)	Puede ser limitado el servicio en algunas áreas. Porque este es un nuevo método, conocimiento del campo y experiencia son los limitantes.	Requiere un sistema de poder eléctrico muy bueno. Método sensible a cambios en los gastos.	En la fuerza del fluido, los sólidos son de control esencial. Es necesario 15 ppm de 15 micras máximo de la dimensión de las partículas para evitar el uso excesivo de la maquina. Se debe agregar surfactante al fluido agua para lubricar. Se requiere un control triple en el émbolo de escape.	Más tolerante a fluidos con sólidos; 200 ppm de partículas de 25 micras son aceptables. Diluyentes pueden agregarse si es requerido. La fuerza o energía del agua (dulce o agua de mar) es aceptable.	El compresor es muy bueno alrededor del 95% del tiempo de inyección requerido. Debe deshidratarse el gas apropiadamente para evitar la congelación de gas.	Con una labor intensiva fina se mantiene y se pone a punto un desempeño pobre. Manteniendo firme el flujo de gas causa a menudo (gas inyección) problemas de operación	Émbolo colgado o pegajoso puede ser el mayor problema.
Costos de Operación	Muy bajo para poca a mediana profundidad (< 7500 ft) localizaciones en tierra con baja producción (< 400BFPD)	Potencialmente baja, pero corta en la vida del estator que frecuentemente es reportado	Varía: Si el caballo de fuerza es alto, los costos de energía son altos. Los altos costos sacan resultados de la vida de carrera cortos. A menudo los costos de reparación son altos.	Frecuentemente superior que las de bombeo mecánico incluso para sistemas libres. La corta vida de la carrera aumenta los costos de operación totales.	Altos costos de energía debido a los requerimientos en caballos de fuerza. Son gastos bajos de mantenimiento en una bomba típica con la garganta propiamente dimensionada y la tobera.	Costos bajos de pozo. Costos de compresión variables dependiendo del combustible y el mantenimiento del compresor. La clave es inyectar tan profundamente como sea posible con un GLR óptimo.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Usualmente muy bajo

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Embolo Viajero
Confiabilidad	Excelente: Eficiencia de tiempo de corrida >95%. Si se siguen las buenas prácticas de operación y si la corrosión, parafinas, asfáltenos, sólidos, desviaciones, etc. son controlados.	Bueno: Normalmente por encima del bombeo y la carencia de experiencia disminuyen el tiempo de corrida.	Varía: Excelente para los casos de producción ideales; Malo para las áreas de problemas. Muy sensible a las temperaturas de operación y malfuncionamientos eléctricos.	Bueno con un sistema correctamente diseñado y operacional. Los problemas de pozo cambian las condiciones reduciendo la confiabilidad de bombeo al fondo del agujero. Frecuentemente tiempos bajos resultan de problemas operacionales.	Bueno con el tamaño apropiado de garganta y tobera para las condiciones de operación. Debe evitar operar en el rango de cavitación en la garganta del motor de reacción; relacionado para bombear a presión de succión. Más problemas si la presión es >4000 psig.	Excelente si el sistema de compresión es apropiadamente diseñado y mantenido.	Excelente si son adecuados los suministros de gas y un volumen de almacenamiento de presión bajo, adecuado para el gas de inyección. El Sistema debe diseñarse para fluctuantes proporciones de flujo de gas.	Bueno si es pozo de producción estable.
Valor de rescate	Excelente: De fácil movimiento y de mercado bueno para el equipo usado	Regular / Malo: De fácil movimiento y algunos equipos usados tienen mercado.	Regular: Algunos valores tienen valor comercial. Valor Malo en un mercado libre.	Mercado regular para bombas triples; bueno en valores para sistemas de pozos que pueden ser movidos fácilmente.	Bueno: Fácilmente movibles. Algunos tienen valor comercial. Regular en un mercado para bombas triples.	Regular: Mercado para los compresores usados y un poco de comercio en el valor para los mandriles y válvulas.	Regular: Un poco de comercio en el valor. Valor Malo en un mercado libre.	Regular: En algún comercio se valora. Valor Malo en un mercado libre.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Recíprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Embolo Viajero
Sistema (Total)	Dirección recta y procedimientos básicos para diseñar, instalar, y operar con las siguientes especificaciones del API y las prácticas recomendadas. Cada pozo es un sistema individual.	Simple de instalar y operar. Límites probados de diseño, instalación, y especificaciones de operación. Cada Pozo es un sistema individual.	Bastante simple a diseñar pero requiere de datos de gastos buenos. El Sistema no perdona. Recomienda prácticas de diseño API, comprobación, y operación. Típicamente cada pozo es una producción individual usando un sistema eléctrico común.	Manual simple o uso de diseño típico de computadora. La bomba se recupera fácilmente para reparar. Una unidad Individual es de costo muy flexible pero extra. La planta central es compleja; normalmente los resultados en la prueba y el tratamiento son problemáticos.	El programa de diseño de computación es usado típicamente para el diseño. Básicamente necesita de procedimientos de operación para bombas para fondo del agujero y de la unidad del sitio del pozo. La bomba se recupera fácilmente para reparación en el sitio o reemplazo. Bajo el agujero si chorrea a menudo exige un ensayo y llega a un error a un mejor / optimo chorreo.	Un adecuado volumen, alta-presión, gas seco, no corrosivo y gas limpio de un abastecimiento son necesarios a lo largo de su vida. Es necesario un acercamiento al Sistema. Una presión baja atrás es beneficiosa. Se necesita de buenos datos para el diseño y espaciado de las válvulas. Las especificaciones de API y el diseño / operación prácticas recomendadas deben seguirse.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Pozo individual o sistema. Simple al diseño, instalación y operación. Requiere ajustes y mantenimiento del émbolo.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Embolo Viajero
Uso	Excelente: Usado en aproximadamente el 85% de la producción artificial de E.U. El método de producción artificial estándar normal.	Limitado relativamente a pozos con poca profundidad con gastos bajos. Usado al menos en el 0.5% de pozos de desarrollo en E.U.	Un gasto alto excelente para los sistemas artificiales de producción. El mejor para quedar satisfecho por ser < 200F y gastos >1000 BFPD. Es a menudo el más usado con porcentaje alto de agua. Usado aproximadamente en 4% de los pozos de producción de E.U.	A menudo es el sistema artificial de producción predefinido. La operación flexible; el rango ancho del gasto; conveniente para profundidades, volúmenes y temperaturas altas, pozos de aceite desviados. Usados en <2% de pozos de producción de E.U.	Bueno para pozos con volúmenes superiores que requieren un funcionamiento flexible. El Sistema tolera un rango ancho de profundidad, altas temperaturas, fluidos corrosivos, alto GOR, y producción significativa de arena. Usado en <1% de pozos de producción de E.U. Algunas veces usado para pozos de prueba que no fluyen costa afuera.	Bueno, Flexible para altos gastos del sistema de producción artificial para pozos con alta presión de fondo en el agujero. La mayoría como pozos fluyendo. Usado sobre el 10% de pozos de producción de E.U. en su mayor parte costa afuera.	Frecuentemente usado como el método de producción artificial estándar en lugar del bombeo mecánico. También es predeterminado para una presión de fondo baja en pozos de producción de gas continuo. Usado en < 1% de pozos en E.U.	Esencialmente un gasto de líquido bajo, alto GLR del método de producción. Puede usarse para extender la vida de flujo o mejorar la eficiencia. Extenso volumen de gas y/o presión necesaria para el funcionamiento exitoso. Usado en < 1% de E.U.

TABLA 4.2 CONSIDERACIONES EN UNA OPERACIÓN NORMAL¹¹

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Límites de la tubería de revestimiento	Algunos problemas en pozos con altos gastos requieren bombas con émbolos amplios. Tamaños pequeños de la tubería de revestimiento (4.5 y 5.5 pg) pueden ser limitantes para la separación del gas.	Normalmente no hay problema para tuberías de revestimiento de 4.5 pg. y grandes, pero la separación del gas puede ser una limitante.	El tamaño de la tubería de revestimiento es una limitante al usar grandes motores y bombas	Requiere de tuberías de revestimiento grandes para sistemas paralelos de apertura y cierre. Tuberías pequeñas (4.5 y 5.5 pg.) pueden resultar en una pérdida excesiva por fricción y limitando los gastos de producción.	Tamaños pequeños de tubería de revestimiento frecuentemente limitan los gastos de producción por pérdidas debidas a la fricción. (inaceptable) Tuberías de revestimiento grandes pueden ser requeridas si son dobles las corridas de las tuberías.	El uso de tuberías de revestimiento de 4.5 y 5.5 pg con 2 pg. de tubería de producción nominal normalmente limitan los gastos a <1000B/D. Para gastos >5000 B/D se usan >7 pg. de tubería de revestimiento y >3.5 pg. son necesarios en tubería de producción.	Tamaño de tubería de revestimiento pequeños (4.5 y 5.5 pg) no son un problema relativo para una producción de bajo volumen.	La tubería de revestimiento apropiada para esta producción de volumen bajo. El anillo debe tener un volumen adecuado de almacenamiento de gas.
Limites de Profundidad	Bueno: La estructura de las varillas puede limitar el gasto a una profundidad. Efectivamente, alrededor de 500 B/D a unos 7000 ft y 150 B/D a unos 15000 ft.	Malo: Limitado relativamente por la poca profundidad, quizá 5000 ft.	Usualmente limitado por los caballos de potencia del motor y la temperatura. Profundidad prácticamente alrededor de los 10000 ft.	Excelente: Limitado por la fuerza del fluido de la presión (5000 psig) o caballos de fuerza. Bajo Volumen / Alta producción en la operación de las bombas a una profundidad de 17000 ft.	Excelente: Limites similares al bombeo reciprocante. Profundidad práctica de 20000 ft.	Controlado por el sistema de presión de inyección y los gastos del fluido. Típicamente para 1000 B/D con 2.5 pg. de tubería de producción nominal. Sistemas de producción de 1440 psig. y 1000 GLR a una profundidad de inyección alrededor de los 10000 ft.	Usualmente limitado por el regreso del bache, pocos pozos a >10000 ft.	Típicamente < 10000 ft.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Capacidad de Succión	Excelente: Factible a <25 psig. Provee un adecuado desplazamiento y descarga de gas. Típicamente sobre los 50 a 100 psig.	Bueno: A <100 psig se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (I.e. >250 psig. de presión de succión de la bomba.) Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: No muy bueno con bombeo con varillas. Presión de Succión <100 psig usualmente resulta en frecuentes reparaciones de la bomba. Se reduce la eficiencia si hay gas libre y la vida en servicio.	Malo a Regular: >350 psig a 5000 ft con baja GLR. Un objetivo típico del diseño es 25% de sumersión.	Malo: Restringido por el gradiente del gas- fluido elevado. Típicamente moderado con gasto limitado alrededor de 100 psi/1000 ft de profundidad de inyección. De esta manera, la presión atrás en 10000 ft. el pozo puede ser > 1000 psig.	Regular: Cuando a menos que se usen cámaras. PIP >250 psig para 10000 ft en el pozo. PIP de <250 psig es factible a 10000 ft.	Bueno: Con presión de fondo del agujero <150 psig a 10000 ft. Para un gasto bajo, alta GLR en el pozo.
Nivel de Ruido	Regular: Moderadamente alto para áreas urbanas.	Bueno: En superficie el primer movimiento proporciona el único ruido.	Excelente: Ruido bajo. A menudo se prefiere en las áreas urbanas si el gasto de producción es alto.	Bueno: Ruido bajo en el pozo. En el sitio del pozo la unidad de fuerza de los fluidos puede ser seguro corregirlo.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante.	Bajo en el pozo pero el compresor es ruidoso.	Igual al Bombeo Neumático Continuo	Bajo

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Causa de Problemas	El tamaño y las operaciones son la desventaja en las poblaciones y las áreas de cultivo. Especialmente bajo el perfil de las unidades disponibles.	Bueno: Bajo perfil en equipo superficial.	Bueno: Bajo perfil pero requiere un banco transformador. El transformador puede causar problemas en áreas urbanas.	Regular a Bueno: Bajo perfil en el equipo de la cabeza del pozo. Requiere tratamiento superficial y un equipo de bombeo de alta presión.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bueno: De perfil bajo, pero se debe mantener el compresor. Deben tomarse las precauciones de seguridad para las líneas de gas de alta presión.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Bueno
Flexibilidad en el Primer Movimiento	Bueno: Las dos maquinas o motores pueden ser usados fácilmente. (Los motores son más usados y flexibles).	Bueno: Las dos Maquinas o motores son usados	Regular: Requiere de una fuente de poder buena sin puntas o interrupciones. Alto Voltaje puede reducir las pérdidas.	Excelente: El primer movimiento puede encender un motor eléctrico, gas o diesel maquinas o motores.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bueno: Maquinas, turbinas, o motores pueden ser usados para la compresión.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Normalmente no se requiere nada.
Supervisión	Excelente: Puede ser fácilmente analizado basándose en pruebas de pozo, nivel de fluidos, etc. Se mejora el análisis usando dinamómetros y computadoras.	Regular: Basado en análisis de producción y de un nivel de fluido. Dinamómetros y Cartas de bombeo de salida no se pueden usar.	Regular: Control eléctrico pero especialmente en el equipo necesario pero de otro modo.	Bueno / Regular: El desempeño de la bomba abajo del agujero puede ser analizado desde la superficie con la fuerza del fluido y la presión, velocidad, y el gasto de la producción. Obtener la presión en el fondo del agujero con bombas libres.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bueno / Excelente: Puede ser analizado fácilmente. Se examina la presión en el fondo del agujero y los registros de producción son fácilmente obtenidos. La optimización y el control por computadora se intentan hacer.	Regular: Complicado por el estado de las válvulas y el descenso del liquido.	Bueno: Depende de las buenas pruebas de pozo y de las gráficas de presión del pozo

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Pruebas	Bueno: Pruebas de pozo simples, pocos problemas usando el equipo disponible y los procedimientos estándar.	Bueno: Pruebas de Pozo simples con pocos problemas.	Bueno: Simple con pocos problemas. Altos recortes de agua y altos gastos del pozo pueden requerir un chequeo del agua libre.	Regular: Pruebas de pozo con unidades individuales estándar del pozo con pocos problemas. Pruebas de pozo con un sistema central muy complejo; requiere de una exacta medición de la fuerza del fluido.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante. Las pruebas de la tercera etapa de producción pueden ser conducidas para ajustar el paso del gasto, el grabar en el sitio el monitoreo de la presión de succión.	Regular: Pruebas de pozo complicadas por el volumen / gasto de inyección de gas. La formación GLR se obtiene por la sustracción total del gas producido del gas de inyección. Gas medido comúnmente con errores.	Malo: Las pruebas de pozo son complicadas por el volumen / gasto de inyección de gas. Ambas mediciones: entrada y salida de gas del flujo son un problema. La intermitencia puede causar problemas de operación en compañía de los separadores.	Pruebas simples de pozo con pocos problemas.
Tiempo del Ciclo y la aplicación controlada del bombeo suspendido o apagado	Excelente si el pozo puede ser bombeado o suspendido	Malo: Evite la interrupción en la producción de altas viscosidades / arenas.	Malo: Inicio suave y se recomienda mejorar los sellos protectores	Malo: Posible pero normalmente no usado. Algunos son usualmente controlados por el control de desplazamiento, no se desarrolla un control de la bomba.	Malo: No parece aplicable a ninguno debido a que requiere una presión de succión alta de bombeo de apagado.	No es aplicable	Malo: Los ciclos deben ser periódicos y ajustados. Es una labor intensiva.	El tiempo del ciclo es necesario para una eficiente operación. El apagar el bombeo no es aplicable.

TABLA 4.3 CONSIDERACIONES DE LA PRODUCCIÓN ARTIFICIAL¹¹

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Corrosión / Capacidad de Inhibición	Bueno a Excelente: Tratamiento de inhibidores de corrosión frecuentemente usados en el espacio anular.	Bueno: Tratamiento de inhibidor para corrosión abajo en el anular es bueno.	Regular: Tratamiento de inhibidor para corrosión sólo a la entrada a menos que debiera usarse.	Bueno / Excelente: Tratamiento continuo de inhibidores de corrosión puede ser circulados con la fuerza del fluido para un control efectivo.	Bueno / Excelente: Inhibidor con una mezcla de la fuerza del fluido producido a la entrada de la garganta de la bomba jet. Tratamiento por corrosión en el anular es bueno.	Bueno: Inhibidor en la inyección de gas y/o inhibiendo la corrosión abajo en la tubería de producción es bueno. Los pasos deben ser tomados a fin de evitar la corrosión en las líneas de inyección de gas.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Regular: Normalmente la producción por ciclos debe ser interrumpida al tratamiento por corrosión en el pozo.
Pozos Inclinados / desviados.	Regular: La carga se incrementa y lleva a problemas. Un alto ángulo de desviación del pozo o agujero (>70 grados) y los pozos horizontales son comenzados a producir. Algunos se logran bombear a 15 grados/100ft. usando varillas guías.	Malo a Regular: La carga se incrementa y lleva a problemas. Ocurriendo en muy pocas instalaciones.	Bueno: Pocos problemas. Limitado en experiencia en pozos horizontales. Se requiere del registro del radio del agujero del pozo inclinado esto se consigue con cuidado.	Excelente: Si la tubería de producción puede ser corrida en el pozo, normalmente la bomba debería pasar a través de la tubería. La bomba libre se recupera sin sacar la tubería. El funcionamiento es bueno en pozos horizontales.	Excelente: La bomba Jet corta puede pasar a través de dog legs arriba de 24 grados/100 ft. en 2 pg. de tubería de producción nominal. Algunas condiciones son para la bomba hidráulica reciprocante.	Excelente: Pocas tuberías tienen problemas arriba de los 70 grados de desviación para tuberías con válvulas recuperables.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Doble Aplicación	Regular: Paralelo 2 x 2 pg. doble gasto bajo factible dentro de una tubería de revestimiento de 7 pg. Doble dentro de una tubería de revestimiento de 5.5 pg generalmente no es favorable. El gas es un problema desde la zona de abajo. Incrementándose los problemas mecánicos.	No se conocen instalaciones.	No se conocen instalaciones. Tuberías de revestimiento anchas deben ser necesarias. Posiblemente corran y ocasionen problemas	Regular: Tres líneas no descargan aplicaciones tienen que ser hechas con completo aislamiento de la producción y la fuerza del fluido desde otra zona. Limitada a bajo GLR y gastos moderados.	A excepción de algunas bombas hidráulicas reciprocantes pueden posibilitar un manejo alto de GLR pero se reduce la eficiencia.	Regular: Comúnmente el Bombeo Neumático es doble pero una buena operación doble de bombeo neumático es complicada e ineficiente resultando en gastos reducidos. Paralelo 2 x 2 pg de tubería de producción dentro de una tubería de revestimiento de 7 pg y de 3 x 3 de tubería de producción dentro de una tubería de revestimiento de 9 5/8 de pg. sea factible.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	No se conocen instalaciones.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Habilidad del manejo de gas	Bueno si puede dar escape y usando fijo el gas natural con un apropiado diseño de la bomba. Malo si debe manejar la bomba >50% de gas libre.	Malo si debe bombear algún gas libre.	Malo para gas libre (I.e. >5%) a través de la bomba. Los separadores de gas rotatorios son útiles si no se produjeran sólidos.	Bueno / Regular: Bomba estable concéntrica o paralela permite una libertad del escape del gas con un apropiado separador de gas abajo del agujero debajo de la bomba de succión. La tubería de revestimiento limita la libertad de la bomba a una baja GOR.	Similar al Bombeo Hidráulico Reciprocante. El gas libre reduce la eficiencia pero ayuda a la producción. La descarga del gas libre es posible usando un gasto fijo.	Excelente: Reduce la producción de gas necesario para la inyección de gas.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente
Aplicación Costa Afuera	Malo: Se debe diseñar para el tamaño de la unidad, peso y sacar la unidad por el espacio. El pozo debe ser desviado y típicamente produce arenas.	Malo: Puede tener alguna aplicación especial costa afuera. Sin embargo, es necesario sacar la unidad.	Bueno: Deberá proveerse de energía eléctrica y servicios de arranque de la unidad.	Regular: Funcionamiento factible en pozos favorablemente desviados. Requiere de espacio para tratar los tanques y las bombas. La fuerza del fluido agua puede usarse. La energía del aceite es un problema (fuego).	Bueno: Produjo agua o agua de mar y puede ser usada como la energía del fluido con el sitio del pozo tipo de sistema o fuerza del fluido a ser separado antes de los sistemas de tratamiento de la producción.	Excelente: Debe ser comúnmente el método adecuado y disponible para la inyección de gas	Malo en pozos donde se necesita un control de arenas. Se usa estándar con válvulas de riesgo. Encabeza las causas de problemas de operación	Excelente durante una correcta aplicación.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Capacidad para Manejo de Parafinas	Regular / Bueno: Tratamiento caliente de agua / aceite y/o uso de posibles rascadores (escariador), pero incrementan los problemas de operación y costos.	Regular: La tubería de producción puede necesitar tratamiento. La varilla rascadora no se usa. Posibilita una destitución de la bomba y la circulación de fluidos calientes en el sistema.	Regular: Tratamiento caliente de agua / aceite, el corte mecánico, con inhibidores de corrosión.	Bueno / Excelente: Circulación caliente abajo del agujero la bomba minimiza y aumenta. El corte mecánico y los posibles inhibidores. Tapones disponibles solubles. Las bombas libres pueden ser programadas en la superficie.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bueno: A veces se requiere del corte mecánico. El gas de inyección puede agravar un problema ya existente.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente: Recorta las parafinas y remueve pequeños depósitos.
Terminación de agujeros delgados (2 7/8 pg. producción línea de T. R.)	Es posible para gastos (<100 B/D) y bajo GOR (<250). Típicamente son usados con tubería de producción nominal de 1.5 pg.	Es posible si son gastos bajos, baja GOR, y baja profundidad pero no se conocen instalaciones.	No se conocen instalaciones	Posible pero puede tener perdidas altas por fricción o problemas de gas. Es apropiado para gastos bajos y baja GOR	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Es posible pero puede ser dificultoso e ineficiente	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Bueno: Similar al de producción con tubería de revestimiento pero debe tener una formación de gas adecuada.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Capacidad para entregar Sólidos / Arenas	Malo / Regular: Para una baja viscosidad de producción (< 10 cp.) Mejorar el desempeño para casos con altas viscosidades (>200 cp.) Pueden ser capaz de manejar arriba del 0.1% de arenas con bombas especiales.	Excelente: Arriba del 50% de arena con alta viscosidad del crudo (>200 cp.) Decrementa con <10% de arena por producción de agua.	Malo: Requiere de <200 ppm. Sólidos. Mejora su uso con materiales resistentes si se dispone de una prima económica.	Malo: Requiere de <10 ppm de sólidos en la fuerza del fluido para correr una buena vida. Asimismo se produce fluidos que deben tener bajos sólidos (<200 ppm de 15 micrones partículas) para una razonable vida. Use la inyección del agua dulce para los problemas del aumento de sal.	Regular / Bueno: Bombas Jet son operadas con 3% en producción de fluidos con sal. La fuerza del fluido a la bomba jet puede tolerar 200 ppm de 25 micrones del tamaño de partícula. Agua dulce para los problemas del aumento de sal.	Excelente: La entrada es el límite y problemas de la superficie. El límite típico para el flujo es de 0.1% arena y problemas de la salida.	Regular: Válvulas estándares pueden causar problemas.	La arena puede adherirse al émbolo; sin embargo el émbolo limpia la tubería de producción.
Limitación de la Temperatura	Excelente: Generalmente usado en operaciones termales (550 °F)	Regular: Limitado al estator del elastómero. Normalmente se presenta un ruido a 250 °F	Limitado a <250 °F por estándares y <325 °F con motores especiales y cableado.	Excelente: Materiales estándares a 300 °F y a 500 °F es posible con materiales especiales.	Excelente: Es posible u operado a 500 °F con materiales especiales.	Excelente: Es típico máximo de alrededor de 350 °F. Se necesitan conocer las temperaturas de diseño debajo de la carga de las válvulas.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Capacidad de Manejo de Altas Viscosidades del Fluido	Bueno para fluidos <200 cp. y bajo gasto (400 B/D). Varilla con problemas de descenso para gastos altos. Gastos superiores pueden requerir diluyentes con baja viscosidad.	Excelente para viscosidades altas de los fluidos con ningún problema del rotor/estator.	Regular: Limitado alrededor de los 200 cp incrementando los caballos de fuerza y reduciendo la cabezada. La solución potencial es usar el centro del flujo con 20% de agua.	Bueno: Con producción >8 API con una viscosidad posible <500 cp. La fuerza del fluido puede ser usada para diluir la baja producción por gravitación.	Bueno / Excelente: Producción con una alta viscosidad hasta 800 cp. con aceite de >24 API y <50 cp o agua para reducir la fuerza de fricción del fluido y evitar pérdidas	Regular: Pocos problemas para >16 API o debajo de 20 cp. de viscosidad. Excelente para recortes de agua incluso con alta viscosidad del aceite.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Normalmente no es aplicable
Capacidad de Altos Volúmenes de Producción	Regular: Restringido a poca profundidad usando émbolos largos. Gasto Máximo sobre de 4000 B/D desde 1000 ft y 1000 B/D desde 5000 ft.	Malo: Restringido a gastos relativamente pequeños. Posiblemente de 2000 B/D desde 2000 ft y 200 B/D desde 5000 ft.	Excelente: Limitado por necesitar caballos de fuerza y por ser restringido por el tamaño de la tubería de revestimiento. En tuberías de revestimiento de 5.5 pg de diámetro pueden producir 4000 B/D desde 4000 ft con 240 caballos de fuerza.	Bueno: Limitado por el tubular y caballos de fuerza. Típicamente 3000 B/D desde 4000 ft. y 1000 B/D desde 10000 ft con 3500 psig del sistema.	Excelente: Arriba de los 15000 B/D con una presión de fondo adecuada de flujo, tamaño del tubular, y de los caballos de fuerza.	Excelente: Restringido por el tamaño de la tubería y del gasto de inyección del gas y la profundidad. Dependiendo de la presión del yacimiento y del índice de productividad, con 4 pg. de diámetro nominal de la tubería de producción se obtienen gastos de 5000 B/D desde 10000 ft es posible con 1440 psig de inyección de gas y una GLR de 1000.	Malo: Limitado por el volumen cíclico y el número de posibles ciclos de inyección. Típicamente sobre los 200 B/D desde 10000 ft con presiones de entrada de la bomba <250 psig.	Malo: Limitado por el numero de ciclos. Es posible obtener 200 B/D desde 10000 ft.

Atributo	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico Reciprocante	Sistema Hidráulico Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Émbolo Viajero
Capacidad de Producción de Bajo Volumen	Excelente: Deben comúnmente usarse métodos para la producción de pozos <100 B/D	Excelente para pozos poco profundos con <100 B/D que la bomba no se apague.	Generalmente Malo: Baja eficiencia y altos costos de operación por <400 B/D	Malo: No es bueno con bombeo con varillas. Típicamente va de 100 a 300 B/D desde 4000 a 10000 ft. >75 B/D desde 12000 ft. posiblemente.	Regular: >200 B/D desde 4000 ft.	Regular: Limitado por el encabezamiento y el desprendimiento. Evitar el rango de flujo inestable. Típicamente el límite más bajo es de 200 B/D para tubería de producción de 2 pg. sin cabeceo; 400 B/D para 2.5 pg y 700 B/D para 3 pg. en tubería de producción.	Bueno: Limitado por la eficiencia y el límite económico. Típicamente de ½ a 4 bl/ciclo con un incremento a 48 ciclos/día.	Excelente para flujos de gasto bajos de 1 a 2 B/D con un alta GLR.

Después de la selección de las opciones potenciales, un cuidadoso detalle y un diseño realista del sistema debe hacerse un proyecto adecuado para cada pozo. Esta fase es sumamente importante, ya que dependerá si el diseño es bueno o malo, aumenta o disminuyendo las ventajas que ofrece nuestro pozo.

Después de diseñar a los candidatos apropiados, un análisis final económico realista indicará la mejor opción, donde se toma en cuenta:

- Los costos de inversión y valores de rescate.
- Los costos de explotación
- El desempeño del Sistema de producción artificial
- La previsión de la producción
- La estimación del fracaso bajo las condiciones de operación esperadas
- El precio del aceite, gas y la energía y la flexibilidad del método, etc.,

Estos parámetros son fundamentales en el análisis financiero para la instalación de un sistema artificial, debido a que si se obtiene un VPN (valor presente neto) positivo y una TIR superior a la tasa de interés real el proyecto de SAP puede tomarse como viable, pero esto es muy variable, debido a que el pozo por su naturaleza de ser exploratorio genera incertidumbre y riesgo muy alto ya que no se cuenta con demasiada información suficiente.

5

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

El objetivo de los Sistemas Artificiales es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la zona productora con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos sin que generen problemas de producción: migración de finos, arenamiento, conificación de agua ó gas, etc., todo esto de acuerdo a la ecuación de flujo de fluidos en un medio poroso (Darcy).

EL OBJETIVO DE APLICAR UN SAP EN UN POZO EXPLORATORIO

Es importante mencionar que un sistema artificial es una opción para incrementar la productividad, pero antes de llegar a esta opción se tiene que probar todos aquellos recursos con los que se cuentan como: Estimulaciones, Reparación menor, Reparación mayor. Con el fin de que se obtenga el incremento de productividad con la menor inversión posible.

En el caso de que ninguno de las opciones anteriores aumente la producción, un SAP para un pozo exploratorio con baja productividad facilita el aumento de la productividad del pozo debido a que disminuye el requerimiento de energía para producir los hidrocarburos. Evitando con esto que un pozo pueda ser abandonado por su baja productividad, aumentando al máximo la ganancia a través de una dirección inteligente operacional y que el costo de la inversión sea bajo. Esta opción es un gran riesgo no solo por lo que implica como nuevo proyecto, también por el hecho de ser exploratorio.

5.1 CAUSAS PARA INSTALAR UN SAP EN UN POZO EXPLORATORIO

Las razones por la cuales un pozo tiene problemas de producción se abordaron en el capítulo 1 de esta tesis. Por consiguiente nos ubicaremos en los problemas de producción que se presentan en un pozo exploratorio como consecuencia de su perforación, terminación, la misma naturaleza de los fluidos producidos, así como por el hecho de ser exploratorio, es decir, que por la falta de información se puede sobre diseñar el aparejo de producción ocasionando pérdidas excesivas de energía.

Causas por las que se instalaría un SAP en un pozo exploratorio

- Presión

- Propiedades de los fluidos
- Características de la formación

5.1.1 PRESIÓN

La presión estática de yacimiento (P_{ws}), se puede obtener por pruebas de presión producción o sensores. La energía propia del yacimiento es insuficiente para llevar los fluidos a superficie, esto se puede determinar mediante un análisis nodal, con nodo solución en el fondo del pozo, dando las curvas de out-flow e in-flow en la grafica de gasto vs presión (ver *fig. 5.1 y 5.2*)

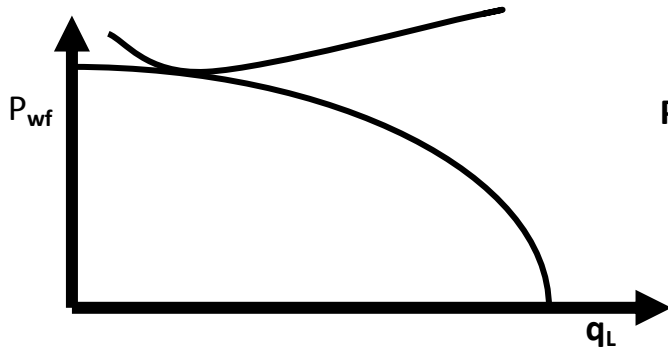


Fig. 5.1 Curva de Oferta y Demanda con el nodo en el fondo del pozo, cuyo diámetro de TP es muy pequeño¹⁷

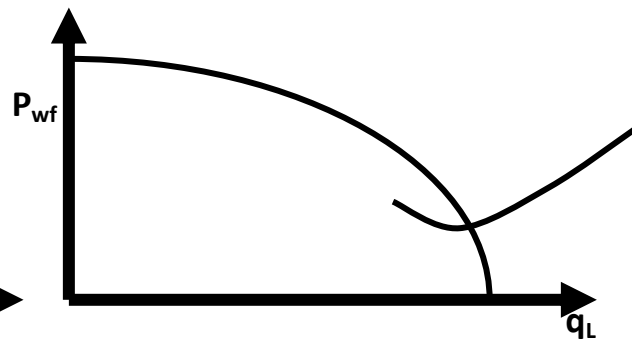


Fig. 5.2 Curva de Oferta y Demanda con el nodo en el fondo del pozo, cuyo diámetro de TP es demasiado grande¹⁷

En la *fig. 5.1* la presión que se demanda para llevar los fluidos a superficie es mayor a la que puede ofrecer el yacimiento, provocando un problema de producción. En el caso de la *fig. 5.2* la presión que se requiere para llevar los fluidos a superficie es menor pero por el mismo diseño del aparejo de producción demanda más fluido del que el yacimiento puede aportar. Cabe de notar que la presión de demanda está íntimamente ligada con las características de los fluidos a producir; es decir, que los fluidos pueden conllevar a que el pozo no produzca no por un sobre diseño, si no por la exigencia de energía debida a una alta viscosidad en el fluido, que se necesita para poder producir en superficie.

5.1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades de los fluidos son de suma importancia en la elección de los sistemas artificiales, en un pozo exploratorio estas propiedades se obtendrían de un análisis PVT donde las características más relevantes son:

- RGA
- Viscosidad μ_o
- Densidad API

5.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Las propiedades del yacimiento también tienen una fuerte influencia sobre la producción de los fluidos que en él se encuentren, debido a que son transportados mediante el yacimiento al pozo para ser producidos.

De la misma forma que en el subtema anterior solo se mencionan aquellas propiedades influyan directamente en la producción como son:

- Porosidad Efectiva, Φ_e
- SATURACIÓN
- Permeabilidad, K
- Compresibilidad de la Formación, C_f

5.2 ELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL PARA POZOS EXPLORATORIOS.

En el subtema anterior se abordaron los principales puntos a tomar en cuenta para la elección de un sistema artificial para un pozo. Para fines de esta tesis se tomaran las siguientes características de un pozo exploratorio:

1) Recopilación y análisis de información

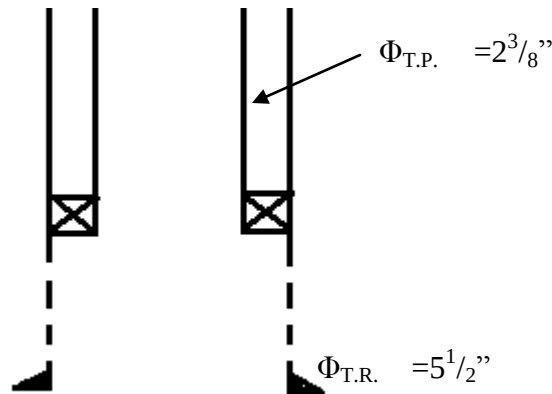
a) Prueba de producción

Presión de fondo estática	P_{ws}	=2,000 [lb/pg ²] @ 5,950[pie]
Presión de fondo fluyendo	P_{wf}	=1,500 [lb/pg ²]
Presión en la cabeza del pozo	P_{wh}	=200 [lb/pg ²]

b) Tipo de fluidos (Análisis PVT)

Densidad del aceite	API	=30
Densidad relativa del aceite	γ_{ro}	=0.876
Densidad relativa del agua	γ_{rw}	=1.02
Densidad relativa del gas	γ_{rg}	=0.75
Presión de burbuja	P_b	=2,000 [lb/pg ²] (empuje por gas en solución).
RGA	RGA	=350 [pies ³ /bl]

c) Estado mecánico (Pozo desviado)



Intervalo disparado

=5,900-5,970 [pies]
6,000-6,030 [pies]

Los problemas más importantes para la selección de un SAP en un pozo exploratorio son el gasto que se tiene que suponer debido a la falta de historial de producción, la energía disponible y la infraestructura que se necesita son los puntos más críticos que pueden conllevar a el fracaso de SAP.

Tomando en cuenta lo mencionado anteriormente se descartan los sistemas de Cavidades Progresivas y Bombeo Mecánico, quedando Bombeo Electrocentrífugo Sumergible, Bombeo Hidráulico y Bombeo Neumático, estos dos últimos son descartados por la infraestructura que necesitan para su funcionamiento. El Bombeo Electrocentrífugo Sumergible tiene la gran desventaja para un pozo exploratorio el requerimiento de energía eléctrica para ponerlo a funcionar, pero esta es disponible desde el momento en que se comenzó a perforar el pozo.

5.3 DISEÑO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO PARA UN POZO EXPLORATORIO¹

El éxito del diseño de un aparato de bombeo electrocentrífugo sumergible, BEC, se basa en la buena calidad de la información como:

- Prueba de producción
- Tipos de fluidos producidos
- Estado mecánico del pozo
- Datos complementarios para asegurar el funcionamiento

Nota: El Sistema de bombeo electrocentrífugo esta descrito en el capítulo IV de esta tesis.

¹ Alcocer, Cesar. "Bombeo Electrocentrífugo Sumergido". Tesis UNAM, 2000

Prueba de Producción.

Los datos del comportamiento de flujo en el yacimiento y en la tubería vertical, establecen la capacidad máxima de producción del pozo. Y la presión de fondo fluyendo para cualquier gasto menor que el máximo. Este comportamiento se describe con las presiones estáticas y de fondo fluyendo, medidas a una profundidad conocida, y con el gasto correspondiente.

La presión de fondo fluyendo para cualquier otro gasto, se determinan con los datos de la curva de comportamiento de flujo, calculada mediante:

- a) Línea recta del índice de productividad IP, utilizado cuando no hay gas presente o cuando todo el gas se encuentra en solución a profundidad del intervalo productor.
- b) Curva de comportamiento de flujo IPR, utilizado cuando la presión del yacimiento este por debajo de la presión burbuja, es decir que existe la presencia de gas libre en el yacimiento.

La temperatura de flujo en el fondo y en la cabeza son datos necesarios particularmente si hay gas presente. La cantidad de gas en solución y el volumen de gas libre son sensibles a la variación de temperatura, y cambian continuamente durante su trayectoria por la TP. También la selección del material para el cable conductor queda afectada por la temperatura del medio ambiente al que está expuesto.

Tipos de fluidos producidos

Los datos del análisis PVT, también son necesarios cuando no hay gas presente. Si para un caso en particular no se tiene disponible dichos datos, se pueden calcular mediante las correlaciones estándar; entonces, se requiere conocer densidades relativas y porcentajes de líquidos y de gas que componen la mezcla que se va a bombear.

Por lo tanto las densidades relativas del agua y gas, la densidad API del aceite, el porcentaje de agua producida y la RGA, deben ser conocidos. Estos parámetros influyen directamente sobre la demanda de potencia al motor y la viscosidad, además, influye sobre las curvas de comportamiento de las bombas.

Estado mecánico de los pozos.

Las dimensiones físicas del pozo son datos importantes que gobiernan la capacidad del aparejo posible de instalar. El tamaño y peso de la tubería de revestimiento, determinan el diámetro máximo de motor y bomba que pueden introducirse en el pozo. Su importancia está en que la instalación es más eficiente, conforme los diámetros de motor y bombas sean mayores.

La profundidad total del pozo es el límite máximo para la colocación del aparejo. Igualmente, la profundidad media de los disparos, es el límite de colocación del aparejo en la forma tradicional. En caso de que la zona de disparos quede por arriba de la bomba, se requiere una instalación especial; consiste en una camisa de recubrimiento a lo largo del aparejo, para obligarlo a que los fluidos pasen por la parte externa del motor y lo enfríen.

Datos complementarios.

Otra información no perteneciente al yacimiento ni al pozo, pero necesaria para el diseño del aparejo, se refiere al voltaje disponible del suministro de energía que conduce a la selección de los transformadores y de otros componentes eléctricos. El ciclaje [Hz] de la corriente, que gobiernan la velocidad del motor y el rendimiento de la bomba.

El tamaño y tipo de rosca para elegir la válvula de compresión, la de drene, la extensión de la mufa y la bola colgadora.

5.3.1 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DEL APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO¹

El diseño de instalaciones de bombeo electrocentrífugo, se ve afectado por diversos factores que se deben considerar en forma metódica, debido a la influencia sobre la selección final de las dimensiones de la bomba y el motor que se requieren para cumplir con el objetivo de producción. Por su importancia, dichos factores se analizan a continuación.

Capacidad de flujo del pozo

Este parámetro se obtiene de la prueba de producción, permitiendo diseñar la bomba asegurando que el rango de gasto en el que opere, éste cerca de su máxima eficiencia.

De otra manera si la capacidad de la bomba excede a la aportación del pozo, se puede alcanzar la condición de bombeo en vacío; en consecuencia, el motor se sobrecalienta hasta que el aislamiento falla y se quema.

En las proximidades de la existencia de gas libre, es necesario considerar cuidadosamente que cantidad de este tolera la bomba, sin que su comportamiento se aparte del indicado en sus curvas características. La magnitud de esa cantidad puede ser variable de acuerdo con el fabricante, se expresa como un porcentaje del gasto total de fluidos que ingresa a la bomba y se recomienda un rango de 10 a 15% como máximo.

¹ Alcocer, Cesar. *"Bombeo Electrocentrífugo Sumergido"*. Tesis UNAM, 2000

Geometría de flujo

El estado mecánico del pozo es parte de esta geometría que incluye el diámetro de la tubería de producción, mismo que está relacionado con el tamaño de la bomba. Dicho diámetro, se selecciona para manejar apropiadamente el gasto que se desea producir, ya que influye sobre las pérdidas de presión desde la bomba hasta la superficie.

Gas libre en la bomba

La presencia de gas libre a la profundidad de colocación del aparejo, representa el mayor problema para dimensionar el equipo adecuado y producir efectivamente un pozo. La bomba se comporta a su más alta eficiencia cuando se bombean únicamente líquidos y aunque puede bombear gas libre, su presencia en exceso es causa de una operación ineficiente.

Si la producción del pozo tiene gas asociado, entonces, ente el nivel dinámico del fluido y el fondo, existe un rango de combinaciones de líquido y gas con diferentes densidades, mismas que influyen significativamente sobre la capacidad requerida para la bomba y su profundidad de colocación. Para el cálculo de estos dos parámetros, es imposible afirmar que cualquier criterio sea siempre el mejor, debido a que los datos de pozos no son siempre de la misma confiabilidad.

Como regla general, la mayoría de las instalaciones de bombeo electrocentrífugo impulsan a los fluidos para la tubería de producción, sin empacador en el pozo. Esto significa que el gas libre se puede desviar al espacio anular, o pasar a través de la bomba.

El funcionamiento de la bomba y del motor, se ven afectados por la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba, en este punto, una mayor cantidad total de gas libre y en solución tiene efectos benéficos debido a que disminuye el peso de la columna hidráulica en la tubería de producción y reduce la demanda de potencia al motor, pero la bomba necesita manejar un gasto mayor. Es decir, el requisito de capacidad volumétrica de la bomba se incrementa, conforme aumenta la relación gas libre-líquido que debe manejar. Cuanto más gas este en solución al entrar a la bomba, su comportamiento es más fiel al señalado en sus curvas características. Por el contrario, se aparta de dicho comportamiento mientras la relación gas libre-líquido se incrementa. Algunas formas prácticas para resolver el problema del gas libre a la profundidad de colocación de la bomba, son:

- a) Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea superior a la presión de saturación. Entonces no existe gas libre en la entrada de la bomba y el gasto que se maneja es simplemente la producción de aceite a condiciones superficiales, multiplicado por su factor de volumen a condiciones de escurrimiento, más el gasto

de agua si la hay. Esto puede hacerse únicamente si la profundidad a la que ocurre la presión de saturación, se presenta arriba del extremo inferior de la sarta de producción.

- b) Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea inferior a la presión de saturación. Esto tiene ventaja de acortar la longitud de la tubería de producción, la del cable conductor y en consecuencia un menor costo. Sin embargo, el gasto que la bomba maneja es igual al de aceite, mas el gas libre que pasa a través de la bomba, ambos medidos a condiciones de escurrimiento, más el gasto de agua si la hay. Conforme la bomba se coloca más arriba en el pozo, la cantidad de gas libre se incrementa y debe tenerse cuidado de que el flujo que llega a la succión no tenga una relación gas-líquido más alta de la que la bomba es capaz de tolerar.

Separación de gas

El separador de gas desvía parte del gas libre de la succión de la bomba hacia el espacio anular. Una pregunta que actualmente se tiene sin responder en el bombeo electrocentrífugo, es: ¿Cómo determinar el volumen de gas libre posible de separar a la profundidad de colocación del aparato? Esto se debe a que no existe un método analítico ni empírico para calcular la eficiencia con la que trabaja el separador. En su lugar solo se tiene cifras que varían de un fabricante al otro y se consideran que no pueden ser utilizadas como fijas, ya que posiblemente depende de las condiciones de bombeo específicas de cada pozo. Por esta razón, es recomendable proceder con reserva cuando se afirma que se puede separar hasta el 90% del gas libre y en cambio utilizar una cifra conservadora, que en el mejor de los casos no supere el 50%.

Pozos desviados

Las bombas están diseñadas para operar generalmente en una posición vertical, pero pueden trabajar en pozos desviados y aún en posición aproximada a la horizontal, cuando sea necesario, con el requisito de que la flecha no esté forzada o flexionada.

El límite de desviación de la vertical, lo establece la capacidad de la unidad para mantener la separación entre el aceite lubricante del motor y el fluido del pozo, lo cual incumbe al fabricante y depende del tipo de protector utilizado. Para unidades diseñadas con una barrera flexible entre el aceite del motor y el fluido del pozo, el límite de desviación cambia.

Empacadores

La forma preferente de instalar una aparato de bombeo electrocentrífugo, es sin empacador, de manera que queda colgando de la tubería de producción.

La colocación de un empacador significa una instalación especial, ya que éste debe permitir el paso del cable de potencia al motor. Si el empacador se requiere en el pozo su selección se hace cuidadosamente de modo que la bomba tenga sobre si muy poco peso o nada de peso a compresión. Por ejemplo, teniendo en cuenta que cuando la bomba empieza a mover grandes volúmenes de líquidos calientes, la tubería de producción se alarga y ejerce compresión sobre la bomba si ni se hacen los ajustes necesarios. En este caso un empacador permanente utilizando sellos de tipo largo, trabajaría satisfactoriamente. En resumen, si se requiere el uso de empacadores, úsese uno que pueda colocarse sin que la bomba o tubería de producción queden sujetas a compresión.

Efectos viscosos

La viscosidad afecta el comportamiento de las bombas centrifugas, disminuyendo su capacidad de carga, reduciendo la eficiencia y haciendo que la más alta eficiencia ocurra a un gasto menor. Para cualquier bomba, el efecto de viscosidad sobre la carga que produce, es mayor a más altos gastos. Las curvas de comportamiento que publican los fabricantes para cada bomba se basan en pruebas realizadas con agua, de manera que es necesario ajustar las curvas para fluidos de mayor viscosidad. La cantidad de ajuste varía entre bombas. Aquellas con pasajes de flujo más pequeños generalmente se afectan más por la viscosidad alta.

Temperatura

La temperatura de fondo es importante para la instalación de aparejos de bombeo electrocentrífugo, porque es uno de los factores de control en la selección del cable conductor. Los cables disponibles en el mercado trabajan exitosamente a 350 [°F] o más, y son más costosos conforme a su temperatura de operación sea mayor. La temperatura también afecta al motor aunque la bomba no se coloque en el fondo, debido a que un alto ritmo de producción mueve a los fluidos rápidamente hacia el aparejo, acarreando al motor una temperatura más alta que la existente bajo condiciones estáticas. Una temperatura más alta en el motor acorta su vida esperada. Por ejemplo, por cada 18 [°F] de exceso en la temperatura de operación, por arriba del rango de aislamiento del motor, la vida de este se reduce en un 50%. La temperatura a la profundidad del aparejo operando debe conocerse para determinar el volumen total de fluidos que entra a la bomba especialmente para manejo de gas libre.

Operación vs. Condiciones de descargar

En la selección final de la potencia para el motor, es necesario tener en cuenta que la demanda en Hp para la operación de producción, puede ser menor que la requerida en Hp para la descarga del pozo. Por ejemplo, si el pozo tiene salmuera como fluido de control, la

potencia requerida para condiciones estables de operación, puede ser mucho menor que la potencia inicial requerida para la descarga. En ocasiones puede ser válido promediar entre ambos requerimientos de Hp, teniendo en mente que el motor puede sobrecargarse cuando mucho un 20% por un periodo corto de tiempo, necesario para descargar el pozo. Una alternativa para equilibrar esta situación de demanda de potencia inicial y de operación, es realizar la descarga a un gasto menor que el de operación.

Selección del aparejo

Una vez considerados los factores mencionados, en forma complementaria para la selección de la bomba y del motor se recomienda la observación cuidadosa de las siguientes acciones:

1. Es importante que la bomba se seleccione para manejar el gasto deseado, dentro de la capacidad de producción del pozo. Cada bomba tiene su propio rango de gasto dentro del que es más eficiente y esta menos sujeto a desgaste mecánico. La información confiable del yacimiento y de una prueba de producción ayuda a evitar el dimensionamiento equivocado de la bomba, lo que resultaría en una instalación ineficiente.
2. Las dimensiones de la bomba deben ser tales que impriman a los fluidos, la energía necesaria para elevarlos del fondo a la superficie, manteniendo la presión requerida en la cabeza del pozo. Para lograrlo, siempre es importante que el número de etapas en la bomba sea el correcto. Nuevamente la información confiable es de utilidad.
3. El tamaño del motor se elige de manera que la potencia satisfaga los requerimientos para impulsar el número de etapas, considerando la eficiencia de etapas, su capacidad de carga y el gasto que la bomba maneje a la profundidad de colocación del aparejo.

Por lo que se refiere al resto de los componentes del aparejo, éstos siempre quedan ajustados a las dimensiones de la bomba y del motor, seleccionados en la siguiente forma:

El número de serie de protector y del separador de gas debe ser el mismo que el de la bomba. El diámetro de la TP es función del gasto a manejar y a su vez, las dimensiones de los accesorios son función de dicho diámetro. El tamaño de cable se elige de acuerdo a los requisitos de voltaje del motor, como consecuencia se determina el voltaje necesario en la superficie y las características electromecánicas que deben tener los dispositivos que se instalen en el tablero de control así mismo, el voltaje superficial requerido, conduce a elegir el tamaño de transformador o transformadores que permitan cubrir la demanda de corriente, para asegurar la operación satisfactoria de la instalación de bombeo electrocentrífugo.

5.3.2 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE INSTALACIONES DE APAREJOS DE BEC¹

El diseño de instalaciones de BEC, es posible cuando se han entendido los fundamentos básicos del funcionamiento del equipo sumergible y la influencia de los factores que afectan su comportamiento.

Por su grado de complejidad desde el punto de vista del diseño, la instalación más simple es para pozos productores de agua, debido a que no pasa gas libre a través de la bomba. La siguiente más simple es para pozos con baja RGA, donde el gas libre puede o no pasar a través de la bomba. La tercera, es para pozos que producen bastante gas, de manera que una porción o todo el gas libre debe bombearse. Finalmente están las aplicaciones especiales para bombeo de fluidos viscosos, medio ambiente agresivo y otros factores.

El procedimiento de cálculo es general para los cuatro tipos de instalaciones mencionadas, pero para cada una se requieren modificaciones en algunos pasos del proceso. Estos casos serán oportunamente señalados conforme se avance en el grado de complejidad.

Carga dinámica total (CDT)

Es simple mente la carga total que la bomba genera cuando esta bombeando el gasto deseado. Dicha carga, expresada como longitud de columna hidráulica, es la diferencia entre la presión que la bomba entrega en su salida y la presión existente en la succión.

Más específicamente, cuando se bombea un líquido sin gas, la carga dinámica total es la suma de:

$$CDT = \left[\begin{array}{c} \text{Profundidad de} \\ \text{colocación de} \\ \text{la bomba} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Presión en} \\ \text{la cabeza} \\ \text{del pozo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Perdidas de} \\ \text{presión por} \\ \text{fricción} \end{array} \right] - [Sumergencia] \dots\dots\dots 5.11$$

Es decir, la carga dinámica total se define como la profundidad de colocación de la bomba, más la presión requerida en la cabeza del pozo, más pérdidas de presión por fricción en la tubería de producción, menos la sumergencia; todos los términos expresados en unidades de longitud de columna hidráulica. Estos cálculos pueden hacerse utilizando la carga de la columna hidráulica como unidad de presión debido a la densidad del fluido es la misma a través de todo el sistema de bombeo.

¹ Alcocer, Cesar. "Bombeo Electrocentrífugo Sumergido". Tesis UNAM, 2000

La sumergencia se define como la longitud de columna hidráulica existente en el espacio anular, desde el nivel dinámico del fluido hasta la profundidad de colocación de la bomba. Entonces al hacer referencia al termino “Elevación neta”, debe entenderse que es la diferencia entre la profundidad de colocación de bomba y la sumergencia.

Con frecuencia para propósitos de diseño, la presión requerida en la cabeza del pozo para transportar el flujo a través de la línea superficial, es remplazada con las pérdidas de presión por fricción y diferencia de elevación en dicha línea.

Ejemplo para el cálculo de CDT:

Presión requerida en la boca del pozo	$P_{wh} = 200 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$
Profundidad de colocación de la bomba	$P_{cb} = 10,570 \text{ [pie]}$
TP	$\Phi_{TP} = 2^{7/8} \text{ [pg]}$
Gasto	$q = 1600 \text{ [bl/día]}$
Fluido bombeado	30% agua con $\gamma_w = 1.05$ 70% aceite con $\gamma_o = 0.804$
Fluido por arriba de la bomba	650 [pie]

$$\rho_m = \%W \rho_w + \%O \rho_o$$

$$\rho_m = 0.3(1.05) \left(62.4 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right) + 0.7(0.804) \left(62.4 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right) = 54.774 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$$

Solución.

Presión de la cabeza P_{wh} expresada en términos de columna hidráulica.

$$P_{wh} = \frac{200 \frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \times \frac{144 \text{ in}^2}{1 \text{ ft}^2}}{54.774 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}} = 525.796 \text{ [pie]}$$

Pérdidas de presión por fricción en 10,570 [ft] de TP:

De la figura 20, para el diámetro correspondiente, se tiene pérdidas de 20.5 [pies] por cada 1000[pies] de tuberías.

$$\Delta P_f = 10,570 \text{ [pie]} \times \frac{20.5 \text{ [pie]}}{1000 \text{ [pie]}} = 216.685 \text{ [pie]}$$

Carga dinámica total (CDT)

$$CDT = 10,570 + 216.685 + 525.796 - 650 = 10,662.481[pie]$$

Número de etapas

Con el valor de CDT determinado y utilizando el dato de capacidad de carga leído en la gráfica de curvas características de la bomba seleccionada, el numero de etapas NE, requerido para impulsar la producción hasta la superficie, se calculan con la formula:

$$NE = \frac{CDT[pie]}{(Carga/etapa)[pie]} \dots\dots\dots 5.12$$

Como el ejemplo, con referencia a la figura 21, se supone que la carga dinámica total es de 5000[ft] y el gasto que se va a bombear es de 2,100[bl/día]; la capacidad de carga se encuentra entrando a la grafica de la bomba con 2,100[bl/día] de gasto, moviéndose verticalmente a la curva de capacidad de carga y leyendo en la escala izquierda, la carga por etapa es de 19.7 [pies]. Por cada 100 etapas es de 1970[ft].

Entonces el número de etapas es:

$$NE = \frac{5000[pie]}{19.7 \frac{[pie]}{etapa}} = 254 etapas$$

Potencia requerida

El cálculo de la potencia necesaria para impulsar el número de etapas calculado, se determina multiplicando NE, por el valor leído en la gráfica, por la densidad relativa del fluido γ_f . La potencia de demanda está determinada por la siguiente ecuación:

$$Hp = \frac{Hp}{etapa} \times Total de etapas \times \gamma_f \dots\dots\dots 13$$

Nuevamente empleando la misma figura interior y suponiendo que la densidad relativa del fluido bombeado es 1.0, la potencia se encuentra entrando a la gráfica con 2,100[bl/día] de gasto, moviéndose verticalmente a la curva de potencia y leyendo en la escala derecha correspondiente, la potencia por etapas es de 0.435 [Hp]. Por cada 100 etapas es de 43.5 [Hp].

$$Hp = 0.435 \frac{Hp}{etapa} \times 254 \text{ etapa} \times 1.0 = 110[HP]$$

5.3.3 DETALLE DEL DISEÑO DE INSTALACIONES DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO¹

1. Recopilar y analizar la información del pozo: Pruebas de producción, tipo de fluidos, estado mecánico y datos complementarios.
2. Determinar la capacidad de producción del pozo a la profundidad de colocación de la bomba, o determinar la profundidad de colocación de la bomba para el gasto deseado. Esto incluye el cálculo de la presión en la succión y en la descarga de la bomba y del gasto de fluidos que se van a bombear, para obtener en la superficie el volumen de líquido deseado a condiciones de tanque.
3. Calcular de la carga dinámica total.
4. De acuerdo con todos los pasos anteriores, elegir el grupo de gráficas de curvas características de la bombas (Apéndice B), que pueden introducirse en la TR del pozo y seleccionar la de la bomba que tenga la más alta eficiencia para el gasto que se va a bombear.
5. Para la bomba seleccionada, calcular el número de etapas requerido que permita desarrollar la carga dinámica necesaria y producir el gasto deseado.
6. Determinar la demanda de potencial para el motor. De acuerdo con esta potencia, seleccionar del Apéndice C, un motor adecuado el ciclaje manejado y a la potencia requerida.
7. Seleccionar el tamaño y tipo de cable más económico a partir de los datos técnicos disponibles. En el Apéndice D, aparece la información necesaria y se ejemplifican algunas alternativas de selección.
8. Determinar la pérdida de voltaje a lo largo del cable y el voltaje superficial requerido. Este último establece el tamaño del tablero de control. Nuevamente se hace referencia a la información del apéndice D; donde se ejemplifica este cálculo y la selección del tablero de control.

¹ Alcocer, Cesar. “*Bombeo Electrocentrífugo Sumergido*”. Tesis UNAM, 2000

9. Calcular los requerimientos de Kva (Kilovatios-ampers), a fin de dimensionar los transformadores. En el apéndice D, se presenta un ejemplo.

10. Seleccionar los accesorios necesarios tales como:

- Tamaño y tipo del cabezal para la tubería de producción
- Equipo de servicio requerido para realizarla instalación
- Equipo opcional

11. Determinar qué otros dispositivos, accesorios y aditamentos se requieren para asegurar una buena operación, tales como:

- Protecciones anticorrosivas necesarias y el uso de materiales inhibidores de corrosión.

Aparte del procedimiento anterior, en los problemas resueltos se presentan algunos detalles importantes para el diseño, los cuales deben ser tomados en cuenta para la solución de algunos problemas en particular.

5.4 EJEMPLO DE DISEÑO DE APAREJOS DE BEC PARA UN POZO EXPLORATORIO DE ACEITE BAJO SATURADO¹

El pozo exploratorio UNAM-1 tiene problemas de producción superficie, pero de acuerdo a pruebas de producción se obtuvieron los siguientes datos:

2) Recopilación y análisis de información

a) Prueba de producción

Presión de fondo estática	P_{ws}	=2,000 [lb/pg ²] @ 5,950[pie]
Presión de fondo fluyendo	P_{wf}	=1,500 [lb/pg ²]
Presión en la cabeza del pozo	P_{wh}	=200 [lb/pg ²]
Gasto	q	=475 [bl/día]
RGA	RGA	=350 [pie ³ /bl]
Temperatura de fondo	T_{wf}	=170 [°F]
Presión de burbuja	P_b	=2,000 [lb/pg ²] (empuje por gas en solución).

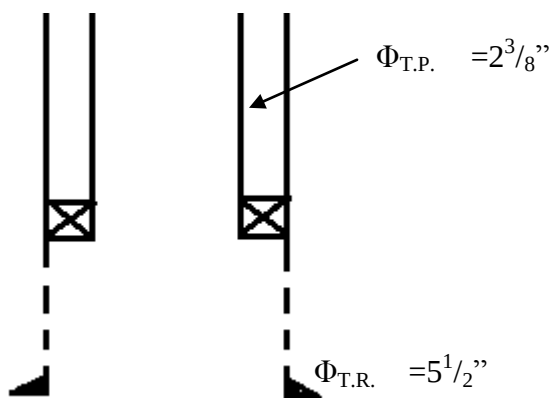
¹ Metodología utilizada para el planteamiento de esta solución: Alcocer, Cesar. "Bombeo Electrocentrífugo Sumergido". Tesis UNAM, 2000

b) Tipo de fluidos

Densidad del aceite	API	=30
Densidad relativa del aceite	γ_{ro}	=0.876
Densidad relativa del agua	γ_{ro}	=1.02
Densidad relativa del gas	γ_{ro}	=0.75

Nota: El pozo produce fluidos corrosivos.

c) Estado mecánico



Intervalo disparado =5,900-5,970 [pie]
6,000-6,030 [pie]

d) Datos complementarios

Sistema de potencia: Voltaje primario 7,200/12,470

Como prerequisite de diseño, se desea obtener el máximo gasto posible, manteniendo 300[Psí] de presión en la succión de la bomba, que equivale a colocar a 5850[pie]; es decir, 50 [pie] arriba del intervalo disparado, lo que permite que el fluido del pozo pase por el exterior del motor y lo enfríe. Esto es muy razonable y se considera un diseño práctico, ya que para este tipo de aplicación, por experiencia se ha encontrado que con 300[Psí] en la succión, se desvía el gas libre a el espacio anular y se tiene mejores condiciones de bombeo.

3) Capacidad de producción del pozo

El pozo produce 475 barriles de fluido en total, 15% de agua y 85% de aceite. La densidad relativa del aceite sin gas es de 0.876 y la del agua es de 1.02; entonces, la densidad relativa promedio, es:

$$\gamma_m = (0.876 \times 0.85) + (1.02 \times 0.15) = 0.89$$

Por lo que una columna hidráulica de 100 pies, en presión representa aproximadamente:

$$\rho_{rm} = \frac{100 \left[\frac{\text{pies}}{\text{pies}} \right] * 0.89}{2.31 \left[\frac{\text{pies}}{\text{lb/pg}^2} \right]} = 40 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Se desprecia el efecto del gas libre en la columna hidráulica y la presión estática e la profundidad de la bomba, se estima como:

$$P_{ws} - a - 5850 \left[\frac{\text{pies}}{\text{pies}} \right] = 2000 - 40 = 1960 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Como se trata de un yacimiento con empuje de gas disuelto, usaremos la ecuación de Vogel para calcular $q_{o \text{ máx}}$. Debido a que la succión de la bomba requiere $300 \text{ [lb/pg}^2]$ y ésta será colocada 100 pies arriba de la P_{wf} , y con la columna hidrostática de 40 lb/pg^2 , $P_{wf} = 340 \text{ lb/pg}^2$.

Calcular el gasto para P_{wf} igual a 340 lb/pg^2 .

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{1500}{2000} = 0.75$$

Con el valor anterior se entra al grafico de Standing para obtener $\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}}$, como se muestra en la *fig. 5.9*

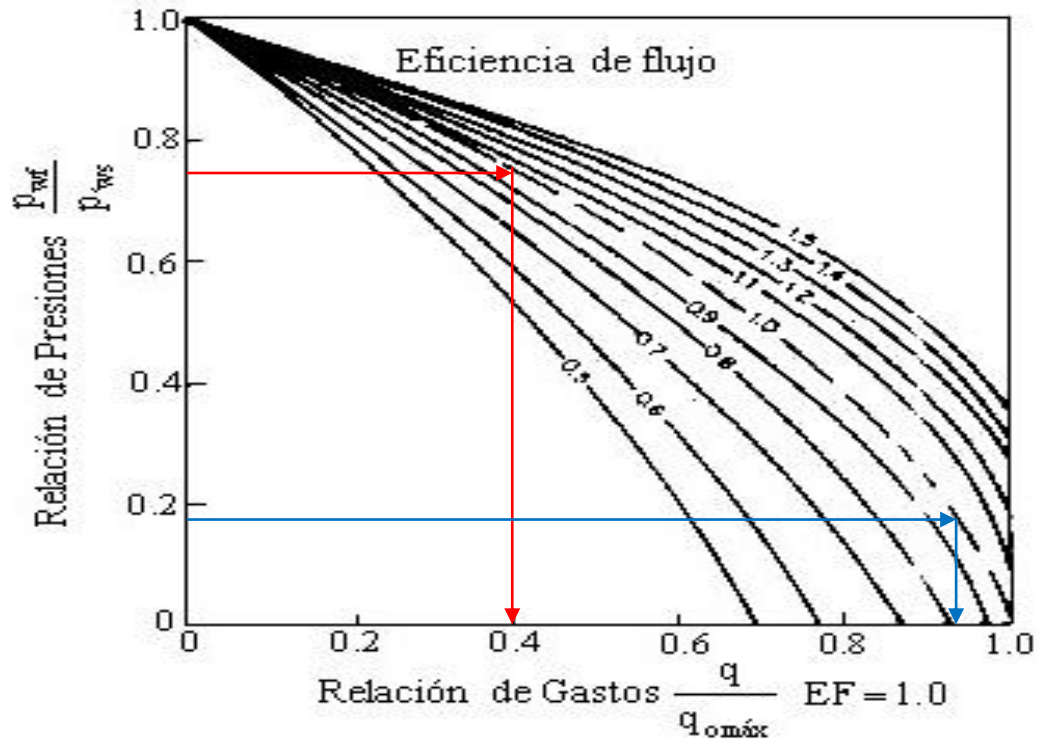


Fig. 5.9. Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje por gas disuelto

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 0.40$$

$$q_{omax} = \frac{475}{0.40} \approx 1188 \left[\frac{bl}{día} \right]$$

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{340}{2000} = 0.17$$

De la fig. 5.9, se obtiene $\frac{q_o}{q_{omax}} = 0.94$, por lo que obtenemos un gasto igual a:

$$q_o = 0.94 \times 1187.5 = 1117 \left[\frac{bl}{día} \right]$$

El volumen de $1117 \approx 1125$ [bl/día] está medido a condiciones de tanque y que por lo tanto, es necesario determinar el volumen que ingresa a la bomba, para obtener el volumen mencionado en la superficie.

$$Bo = 1.075 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

El gasto de líquido a la profundidad de la bomba, es:

Aceite	1125 bl/día	* 0.85	* 1.075	= 1028	bl/día
Agua	1125 bl/día	* 0.15	* 1.0	= 169	bl/día
Total, gasto que ingresa a la bomba				= 1197	bl/día

Suponemos que no pasa gas libre a través de la bomba.

4) Carga Dinámica Total

a) La presión en la boca del pozo es de 200 lb/pg², expresada como columna hidráulica con una densidad relativa promedio de 0.890 es:

$$Col.Hidro = \frac{200 \text{ lb/pg}^2}{0.433 * 0.89} = 520 \text{ pies}$$

b) Pérdidas de Presión por fricción:

DATOS: 5,850 pies de T.P.; 2 ³/₈ [pg] y 1,188 [bl/día]

Del Apéndice A, figura A2, las pérdidas de presión por fricción son de 37 pies/1,000 pies

$$\Delta P_f = \frac{37[\text{pies}]}{1000 [\text{pies}]} \times 5850[\text{pies}] = 217 [\text{pies}]$$

Usaremos 235 pies de pérdidas de presión para incluir la válvula de contrapresión y la de drene. NOTA: Las pérdidas en estos dispositivos son pequeñas comparadas con la carga dinámica total y pueden despreciarse, sin embargo, considerar de 5 a 10 pies de pérdida en cada uno, es adecuado.

c) Elevación neta

Se requiere calcular el nivel dinámico del fluido cuando se tienen 300 lb/pg², en la succión de la bomba a 5,850 pies. Esta presión convertida a pies de columna hidráulica, es la sumergencia de la bomba; Suponiendo que las 300 lb/pg², son de una columna de aceite y despreciando el gas, se tiene:

$$\text{Sumergencia} = \frac{300 \text{ lb} / \text{pg}^2}{0.433 * 0.89} = 778 \text{ pies}$$

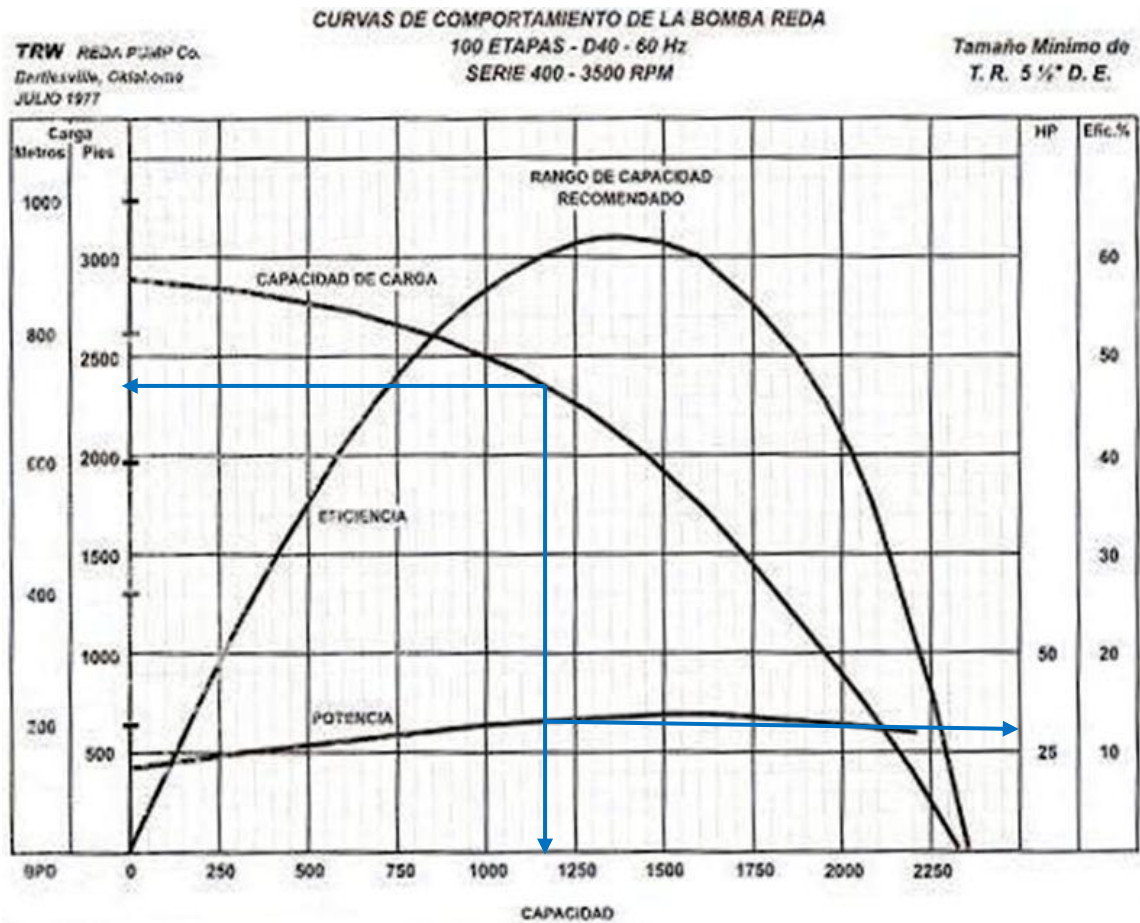
$$\text{Elevación neta} = 5,850 - 778 = 5,072 \text{ pies}$$

Entonces la CDT es:

$$\text{CDT} = 5,072 + 235 + 520 = 5,827 \text{ pies}$$

5) Tamaño y tipo de bomba

La unidad debe instalarse en T.R. de $5 \frac{1}{2}$ pg D.E.; entonces, una bomba de la serie 400 con 4 pg D.E., es adecuada. Para el gasto de 1,197 bl/día, la gráfica de la bomba tipo D-40, apéndice B, marca Reda, es la más eficiente y las M-34 y G-48, marca Centrilift, también.



6) Número de etapas

La carga que se desarrolla la bomba D-40 por cada etapa, es de aproximadamente 23 [pies/etapa].

Entonces:

$$NE = \frac{CDT}{Pies / etapa} = \frac{5,827}{23} = 253 etapas$$

7) Potencia del motor

La potencia que se requiere para impulsar cada etapa de la bomba es de 0.35 [Hp/etapa]. Por lo tanto, la potencia total, es:

$$Hp = NE \times \frac{Hp}{etapa} \times \gamma_m$$

$$Hp = 253 \times 0.35 \times 0.89 = 79[Hp]$$

Un motor de la serie 456 (4.56 pg D.E.), se puede usar en el Ø_{int.} de la TR. Del Apéndice C, se encuentra disponible un motor de 90 Hp, 1,260 volts y 45 amperes. NOTA: Si el pozo está controlado con salmuera o con fluido más pesado, el motor de 90 Hp estará sobrecargado aproximadamente un 10% mientras se expulsa el fluido de control.

8) Cable

Para seleccionar el cable se toma en cuenta la temperatura de fondo de 170 °F, el Ø de T.R., la longitud de 5,850 pies de la T.P y 100 pies más de conexiones superficiales, es decir, 5,950 pies de cable.

Los 45 amperes del motor seleccionado, ajustan en el rango de la capacidad de conducción del cable #4, conductor de cobre que es el tamaño más grande que pueda usarse en la T.R. de 5 ½ pg. El cable 3 KV-Redalane-Estándar es la mejor elección para 170 °F.

9) Perdida de voltaje y voltaje superficial

Considerando la longitud del cable y los requisitos del motor, se encuentra que la pérdida de voltaje para 45 amperes, con el cable #4 a 170 °F, es de 24 volts por cada 1000 pies de cable (Apéndice D), entonces el voltaje superficial requerido, es:

$$V_s = (24 \times 5.95) + 1,250 = 1,393 \text{ volts} * 1.025 = 1,428 \text{ volts}$$

El 2.5% se considera pérdida en el transformador. Un voltaje superficial de 1,425 a 1,450 volts, es apropiado para esta aplicación.

10) Calculo de requerimiento de Kva

$$Kva = \frac{1428 \times 45 \times 1.73}{1000} = 111[Kva]$$

El Bombeo Electrocentrífugo, tiene un aporte sustancial a la producción en el pozo de 475 [bl/día] a 1117 [bl/día], pero este aporte es muy subjetivo debido a que se supone un gasto de producción, por lo tanto esto con lleva a un riego latente.

Conclusiones y Recomendaciones

La industria petrolera en México, actualmente tiene muchos retos debido a la gran demanda de hidrocarburos, no solo del país si no la demanda mundial. Entre sus principales retos se encuentra el descubrir nuevos campos que sean económicamente explotables; para lograr el descubrimiento de dichos yacimientos se cuenta con el proceso exploratorio.

Cuando se descubre un posible yacimiento, se puede tener certeza de esta hasta que se perfora un pozo, el que se denomina pozo exploratorio, pero estos pozos en algunas ocasiones tienen problemas al producir o simplemente no fluyen, pero también se encuentra el caso extremo de que el pozo exploratorio este seco. Esta tesis tiene énfasis en los pozos exploratorios cuya producción es mínima o no fluye debido a problemas como:

- Durante la perforación y terminación la formación se daña
- Excesivas caídas de presión
- Propiedades del yacimiento
- Propiedades de los fluidos

CONCLUSIONES

Un sistema artificial de producción, en un campo en desarrollo, conlleva a un riesgo a pesar de que el campo es conocido. En un pozo exploratorio este riesgo aumenta en gran tamaño debido a que se suponen algunos puntos en su consideración para la elección de un sistema artificial, esto se debe a su propia naturaleza exploratoria.

Por conveniente es mejor no instalar un sistema artificial sea cual sea, ya que el riesgo a que tu pozo no tenga éxito es enorme y no se pueda recuperar la inversión inicial. Se puede llegar a instalar cuando esta sea una prueba tecnológica para ver cómo se comporta el SAP, el pozo etc., teniendo muy en cuenta que es casi un hecho que esto al poco tiempo falle por las suposiciones que se hacen.

RECOMENDACIONES

Algunas soluciones o recomendaciones se enlistaran para la baja productividad de un pozo exploratorio a continuación:

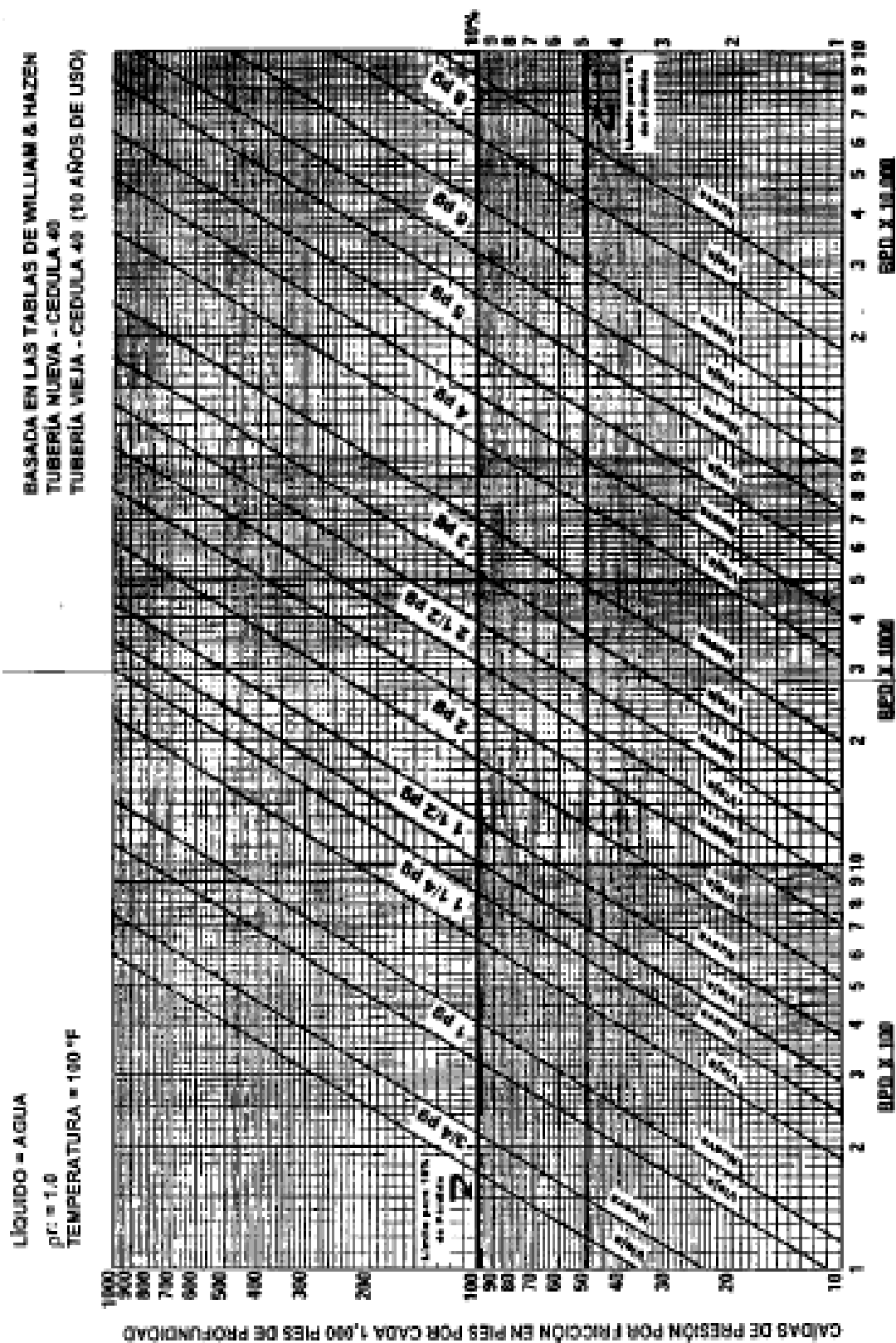
1. Al inicio de la producción del pozo se tiene que realizar pruebas de producción, esto es para determinar: Daño a la formación, límites de yacimientos, propiedades del yacimiento como lo es la permeabilidad, P_{wf} . Con esta información se puede tener

una idea de que es lo que está afectando al pozo para que tenga una producción baja.

2. Así también se sugiere realizar registros de producción para poder observar si hay algún problema con el aparejo de producción tales como: Evaluación de la eficiencia de la terminación, información detallada sobre la zona que produce, o acepta fluidos, detección de zonas ladronas “Flujo preferencial en zona de alta permeabilidad”, canalización del cemento, perforaciones taponadas, fugas mecánicas.
3. Si se detecta daño en la formación mediante las pruebas de producción, es recomendable tratar de eliminar el daño.
4. Si las caídas de presión son excesivas durante la producción, principalmente se debe al mal dimensionamiento del aparejo de producción. Esto se puede solucionar de dos formas:
 - Cambio del aparejo
 - Instalar un sistema artificial de producción
5. Si se opta por la instalación de un SAP se tiene que tener en cuenta todas las propiedades de los fluidos, estado mecánico del pozo, para poder seleccionar el mejor sistema que se acople a las necesidades del pozo.
6. También hay que tomar en cuenta que es un pozo exploratorio por lo que está en zonas remotas o como en la actualidad en el mar, dando como resultado que no todos los pozos puedan ser instalados aun que estos cubran las necesidades del pozo.
7. Si los SAP no son aptos para el pozo en cuestión se recomienda cambiar la geometría de flujo, es decir una reentrada al pozo, cambiando el tipo de pozo a desviado u horizontal, permitiendo así tenga un mayor contacto con el yacimiento, también podemos lograr
8. En cambio si se opta por la opción más viable que es cambio de aparejo, puedes evitar grandes inversiones, así como también optimizar tu producción.
9. En últimas instancias, si al realizar un análisis técnico económico, principalmente económico, este no aporta un beneficio es mejor cerrar el pozo.

Apéndice A

Pérdidas de Presión por Fricción para
BEC.





BASADA EN LA FÓRMULA DE WILLIAM & HAZEN
 TUBERÍA NUEVA - CEDULA 40
 TUBERÍA VIEJA - CEDULA 40 (10 AÑOS DE USO)

0759 = 001101

TEMPERATURA = 100 °F

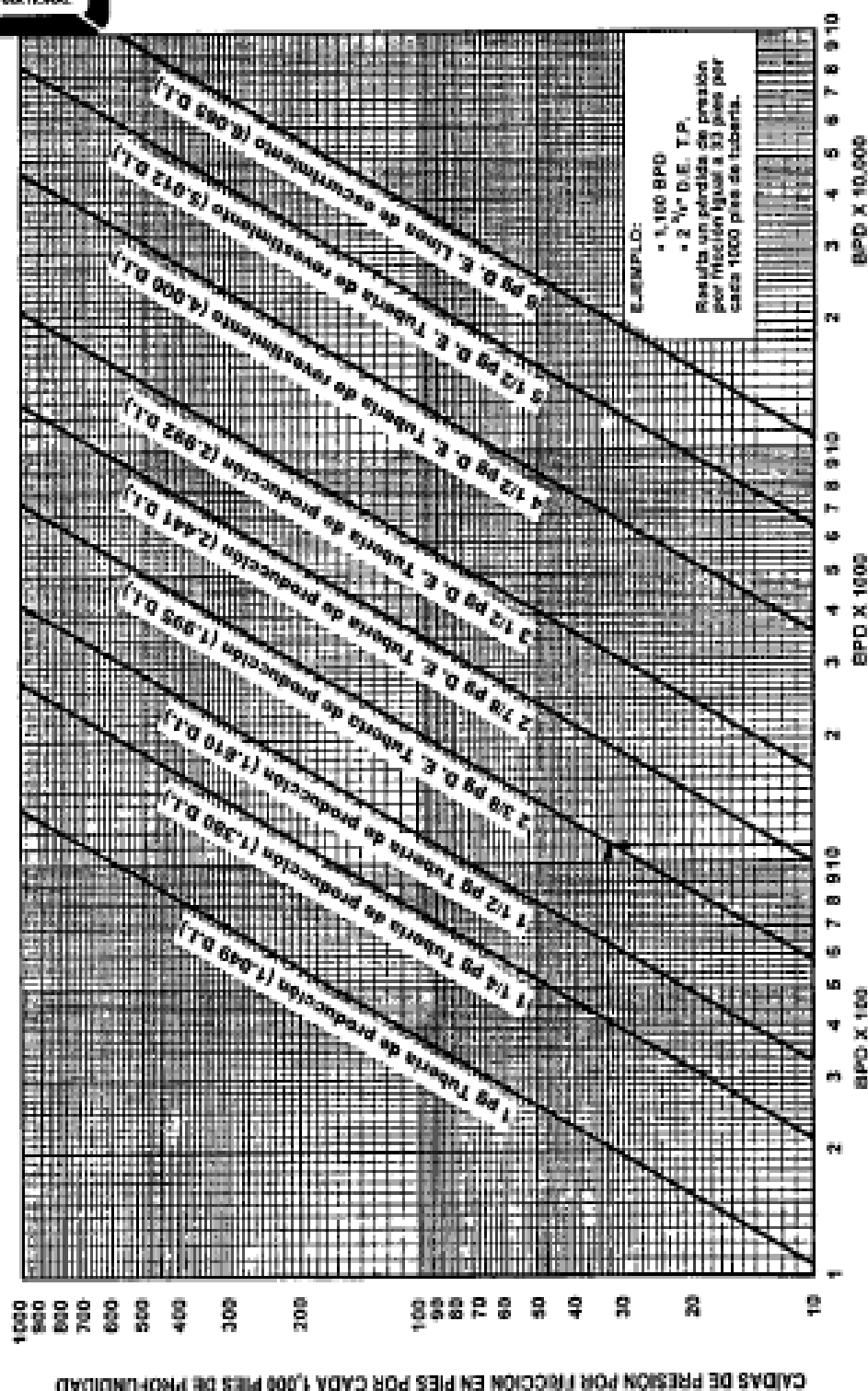


FIG. A2. PÉRDIDAS DE PRESIÓN DEBIDA A LA FRICCIÓN EN TUBERÍAS A.P.I.

SOURCE: CATALOG OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPING SYSTEM, SEP., 1989

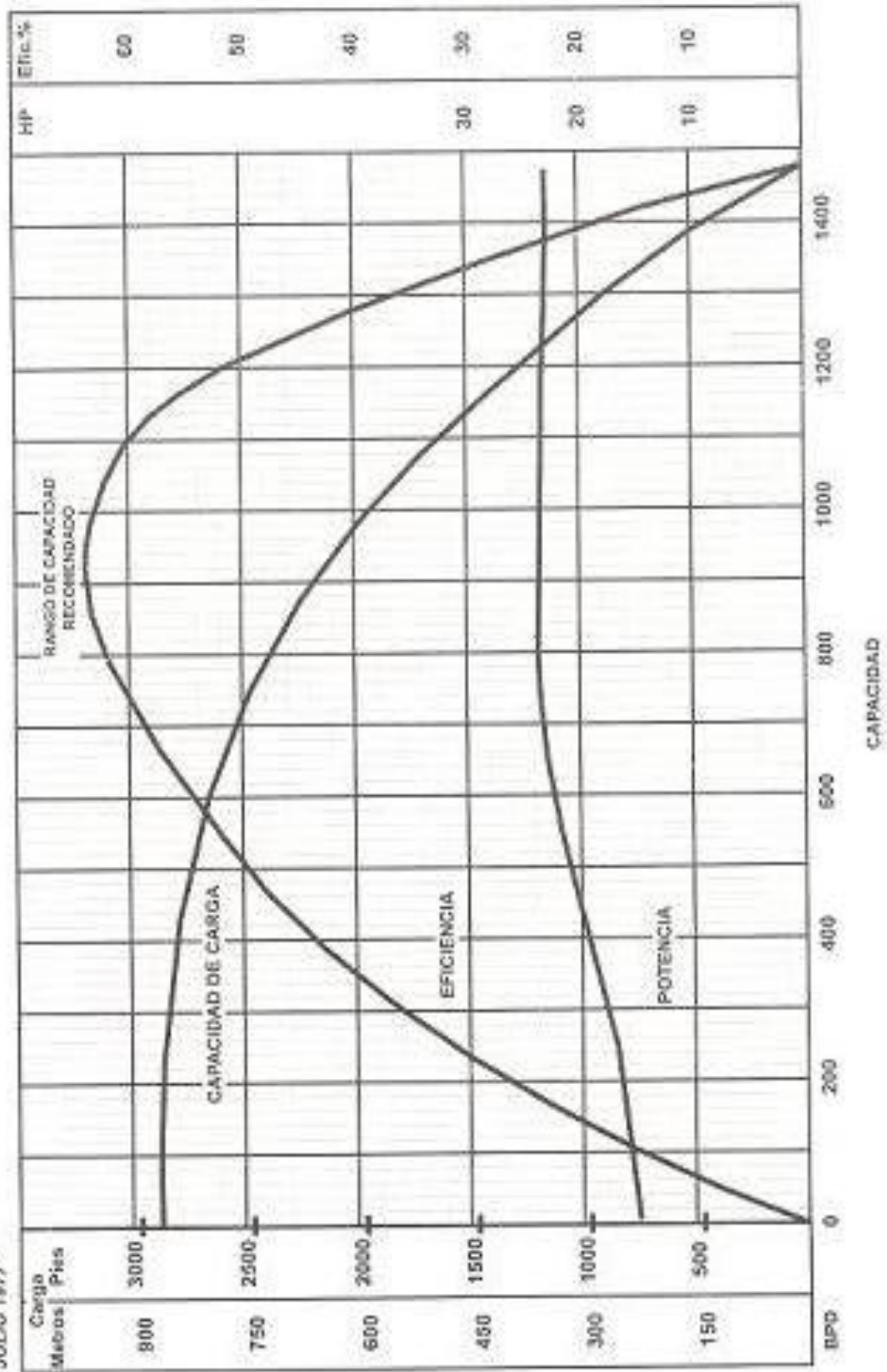
Apéndice B

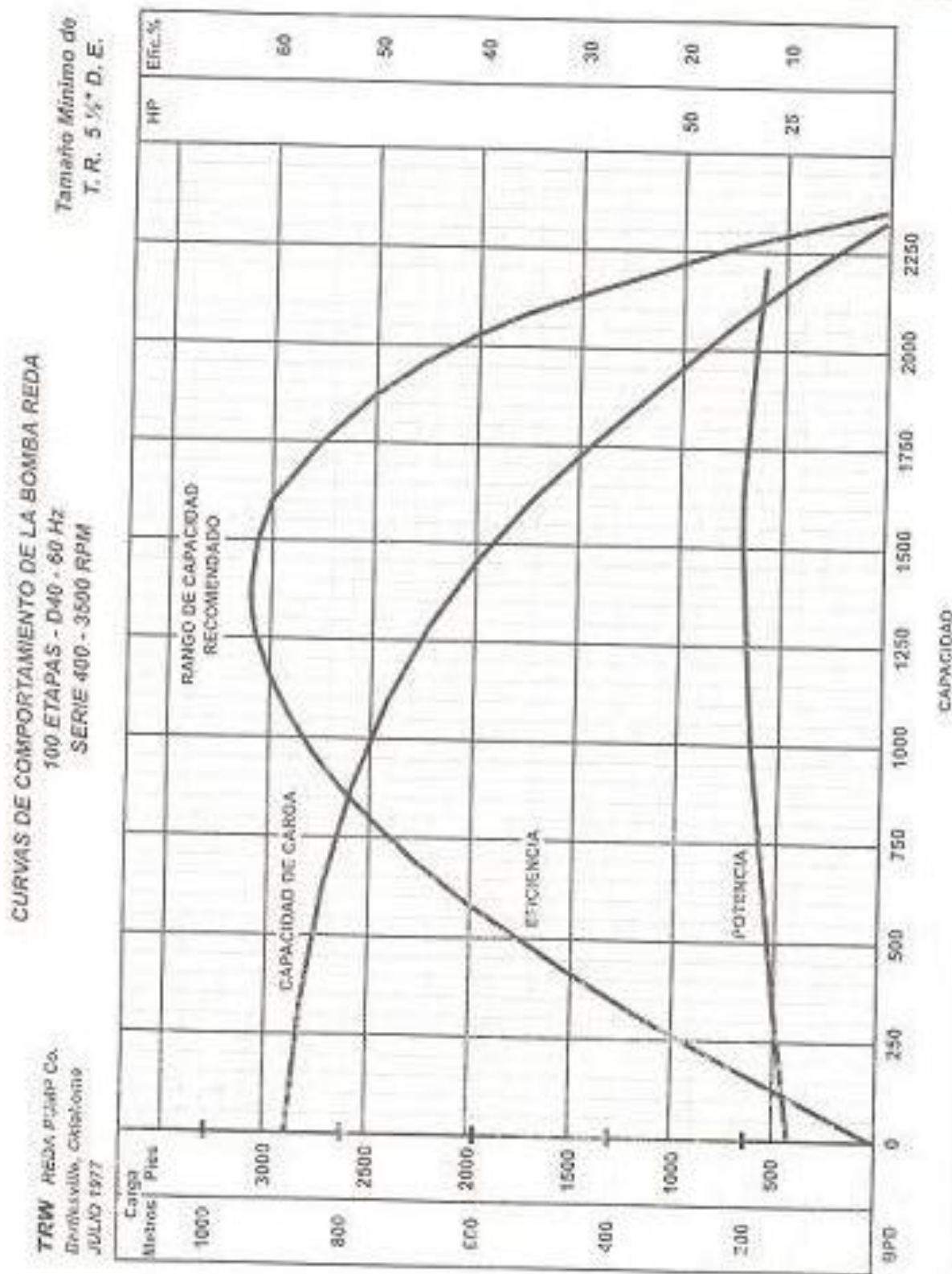
Curvas Características de las bombas
para BEC.

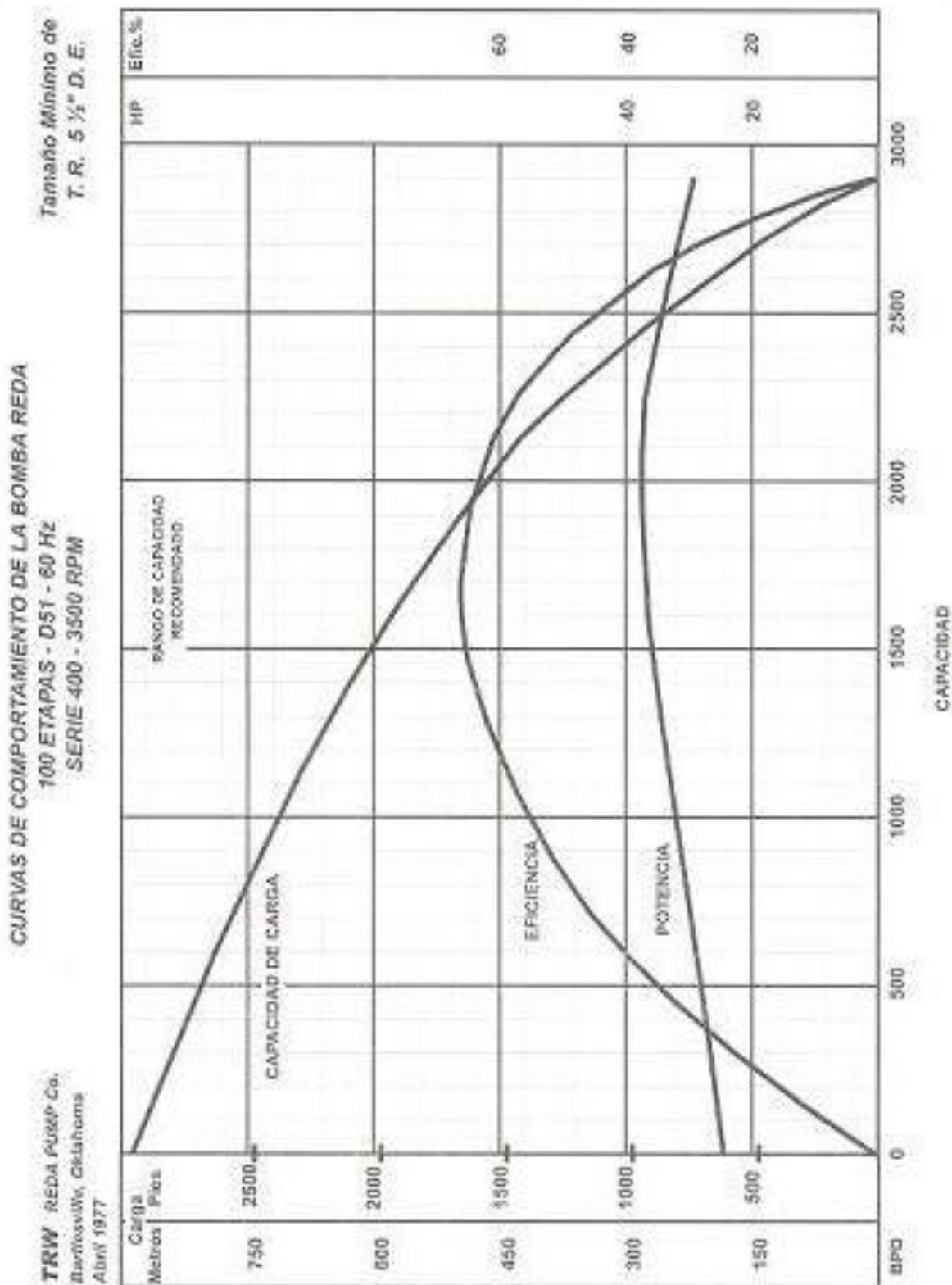
CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA REDA

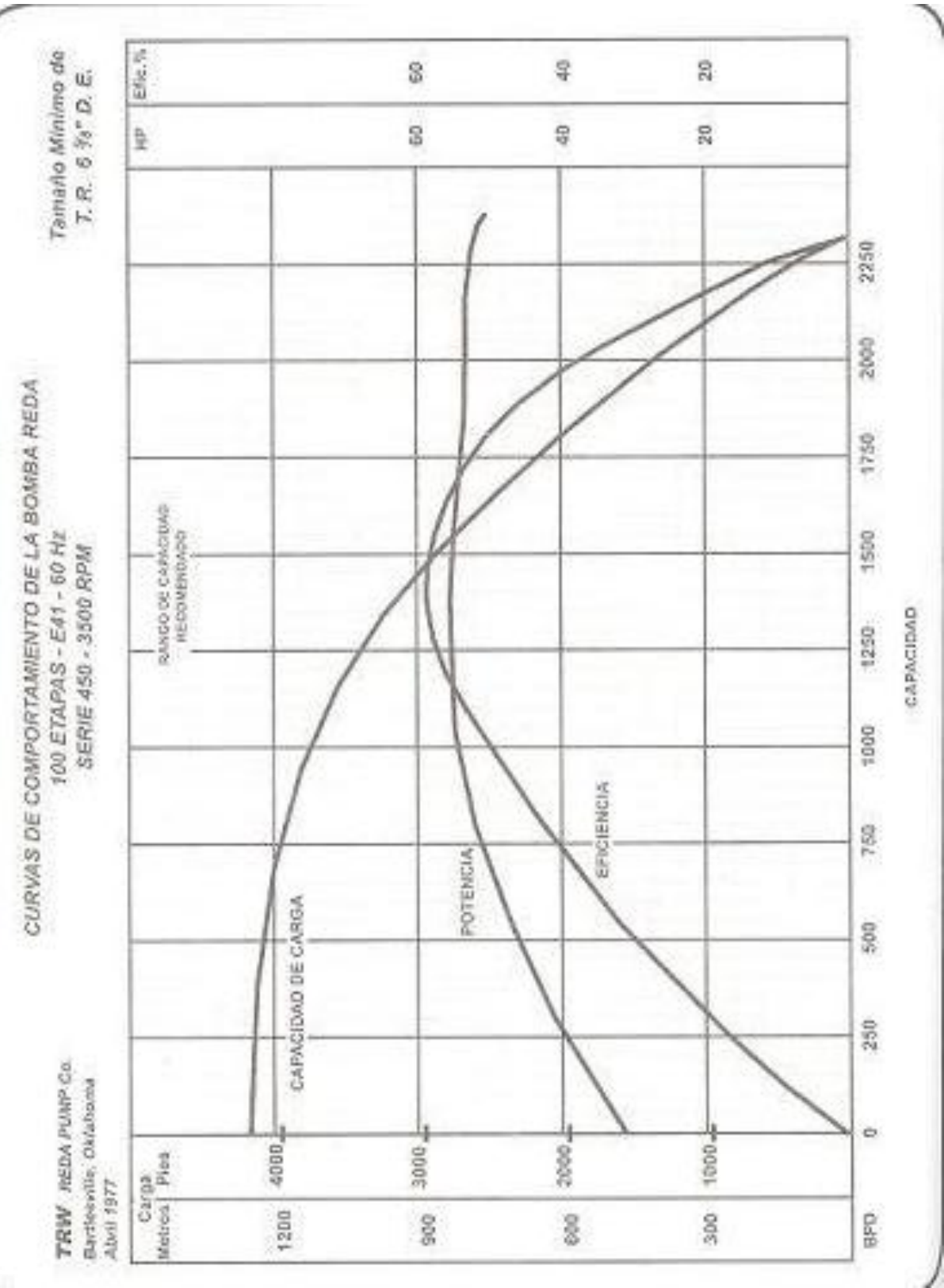
Tamaño Mínimo de
T. R. 5 1/2" D. E.

TRW REDA PUMP Co.
Bartlesville, Oklahoma
JULIO 1977







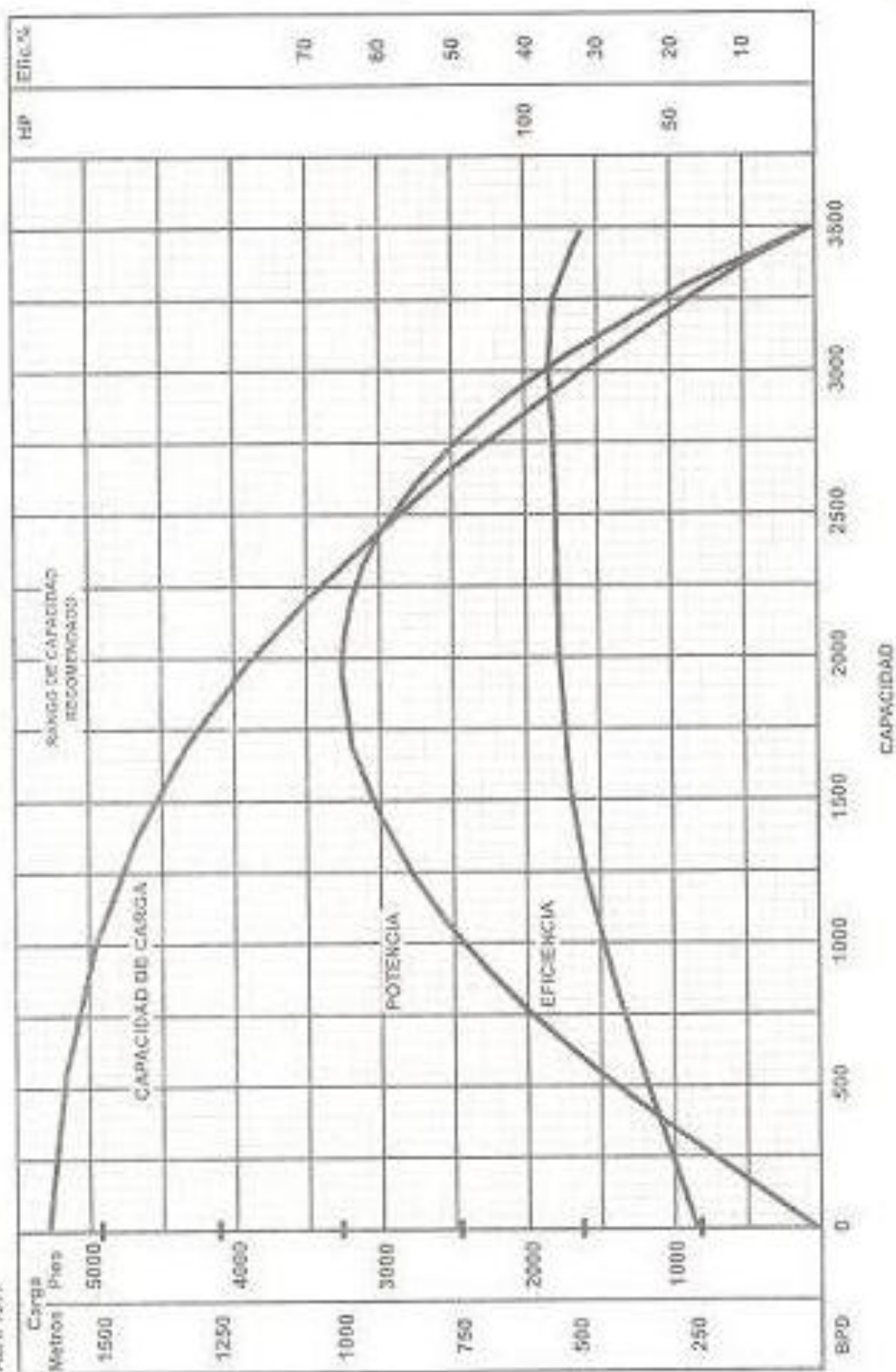


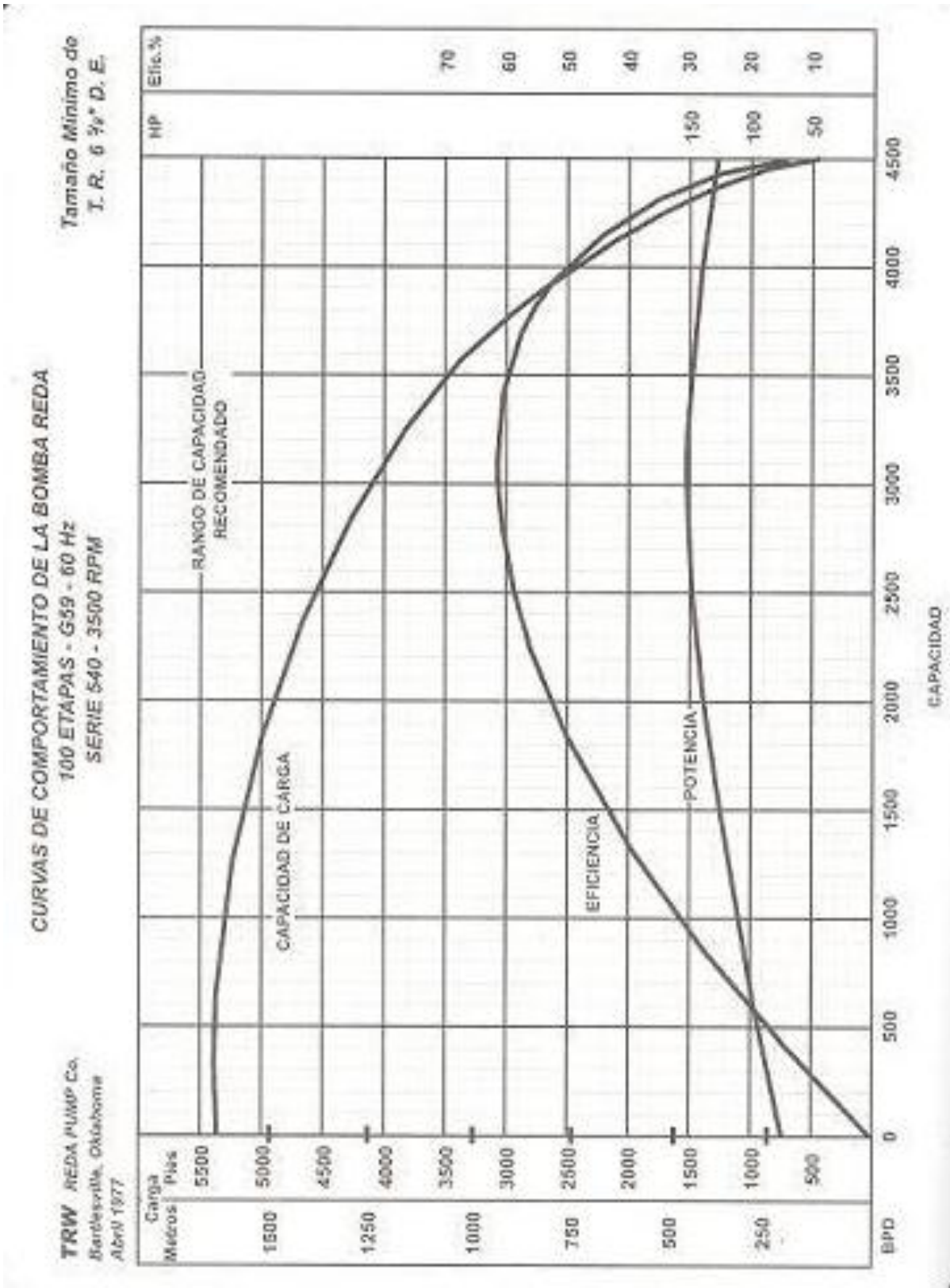
CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA REDA

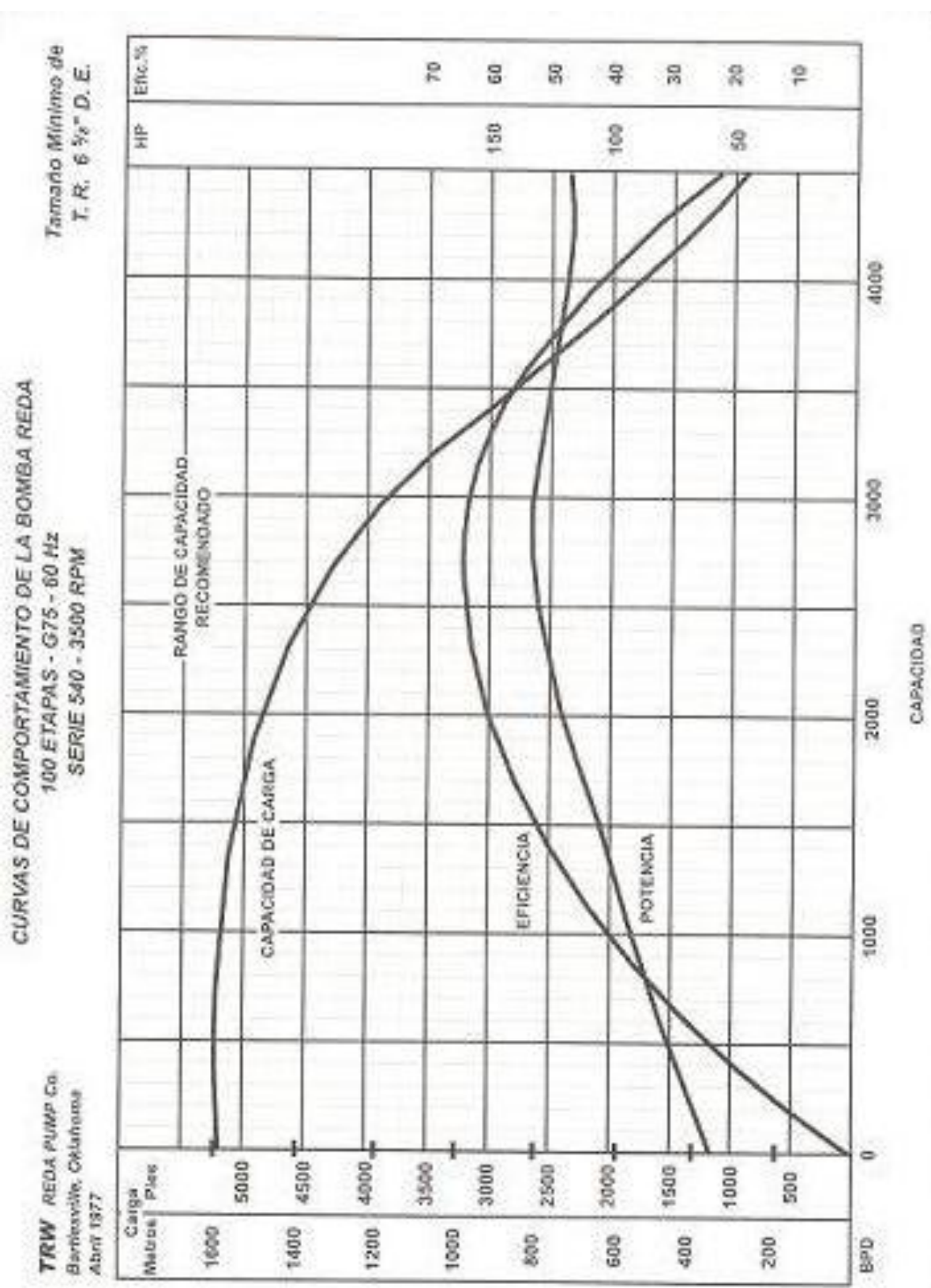
TRW REDA PUMP Co.
Bartlesville, Oklahoma
Abril 1977

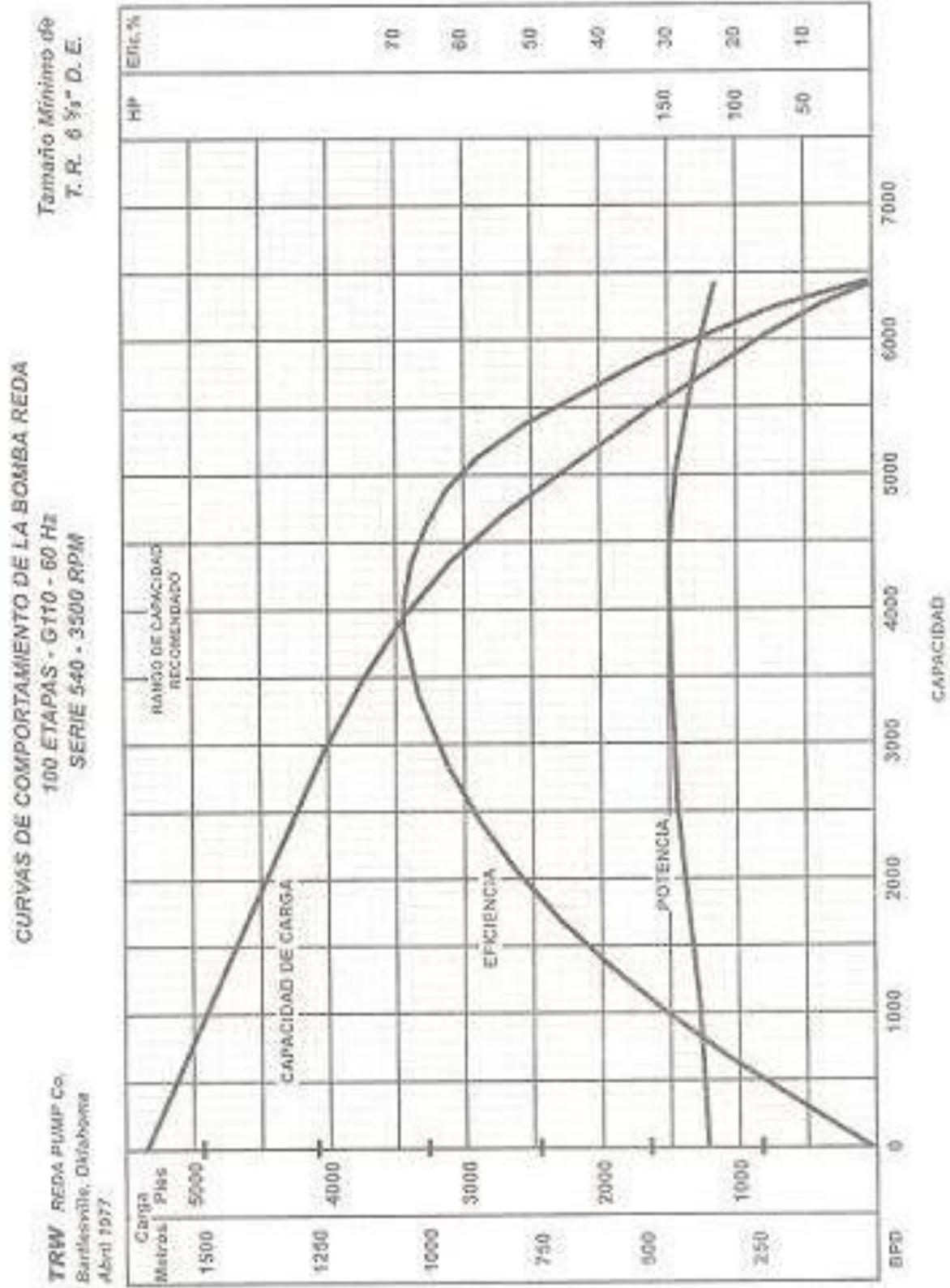
Tamaño Mínimo de
T.R. 6 3/8" D.E.

100 ETAPAS - 652 + 60 Hz
SERIE 540 - 3500 RPM









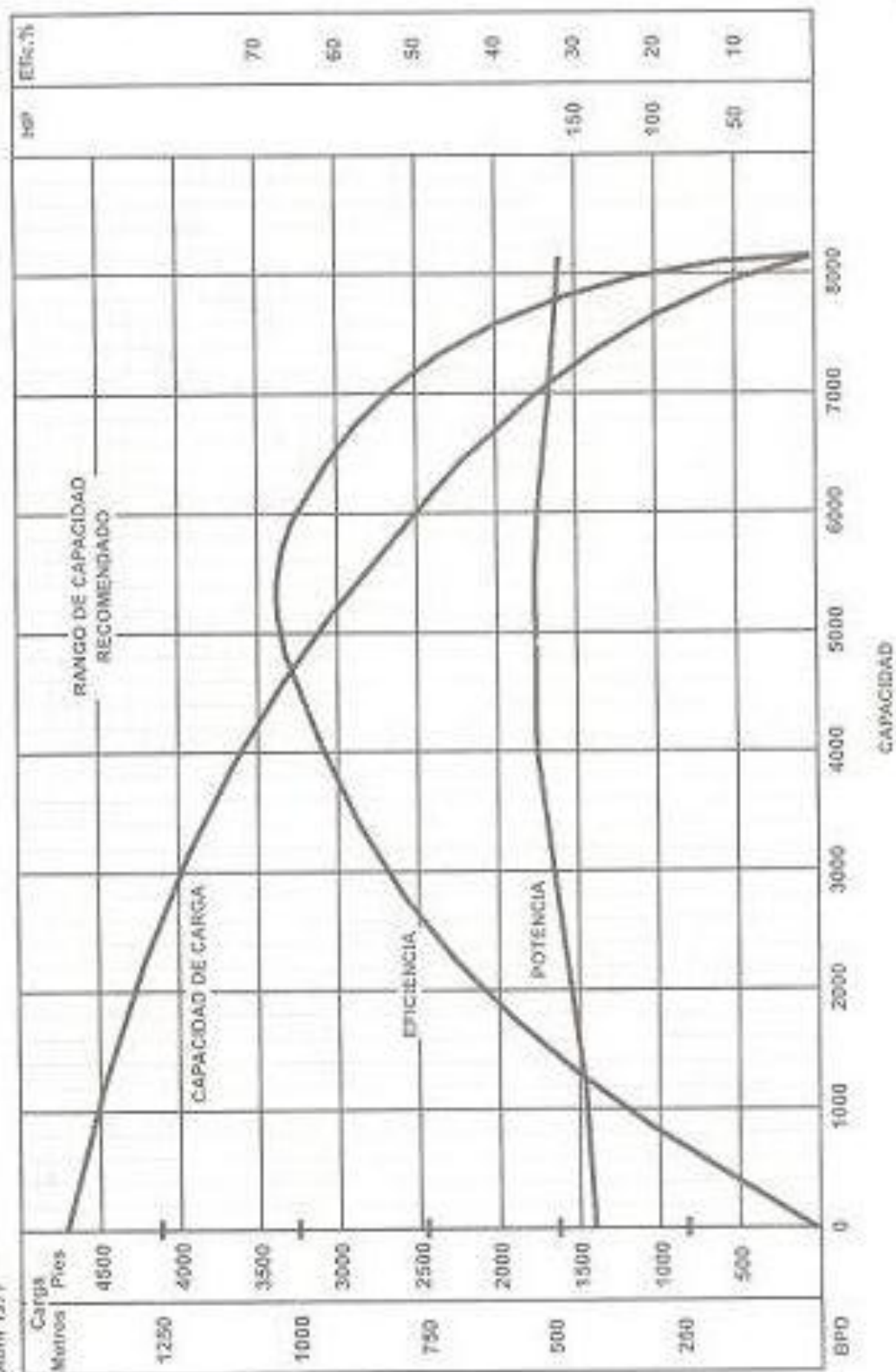
CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA REDA

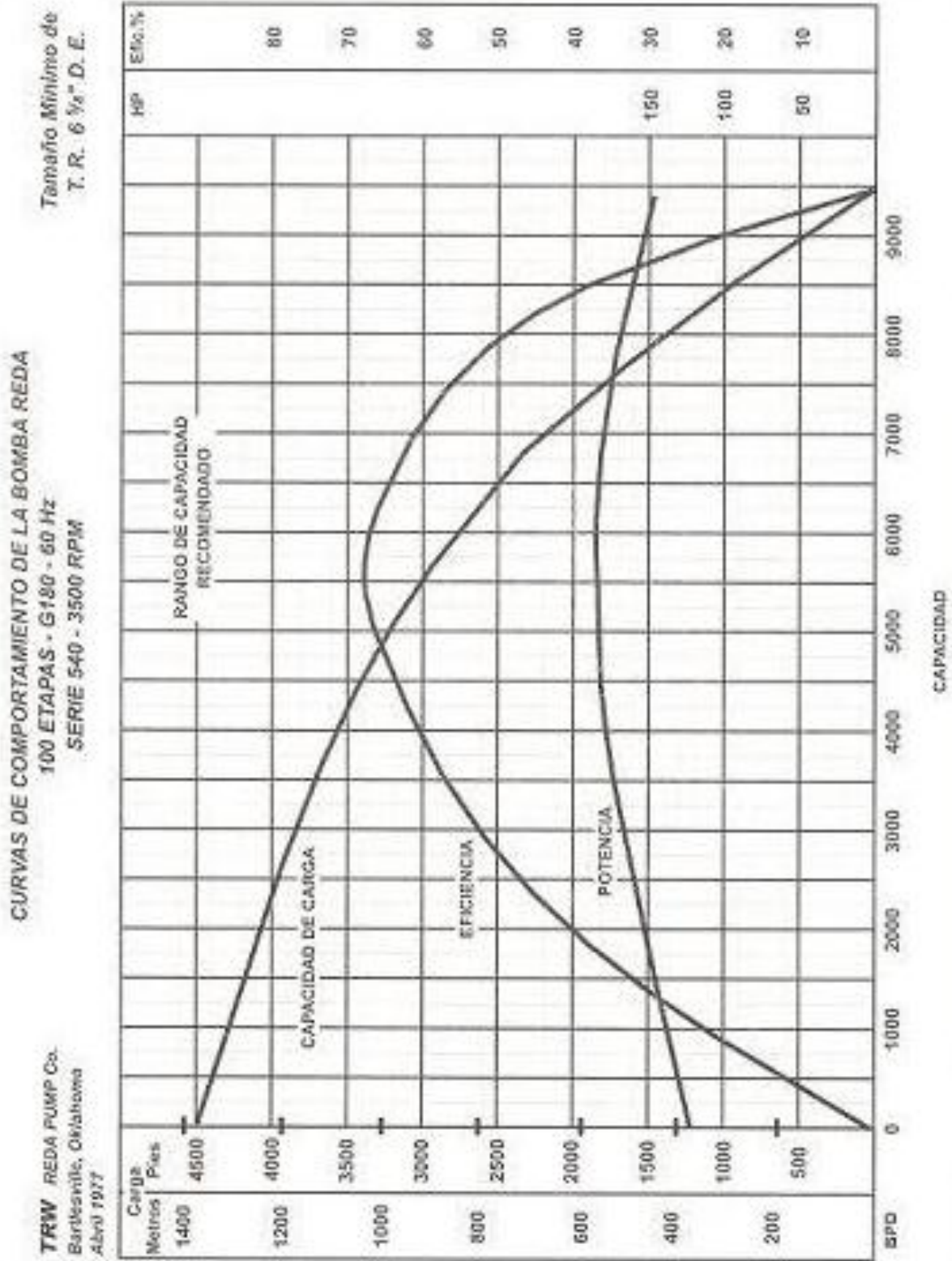
TRW REDA PUMP Co.
Bartlesville, Oklahoma
Abril 1977

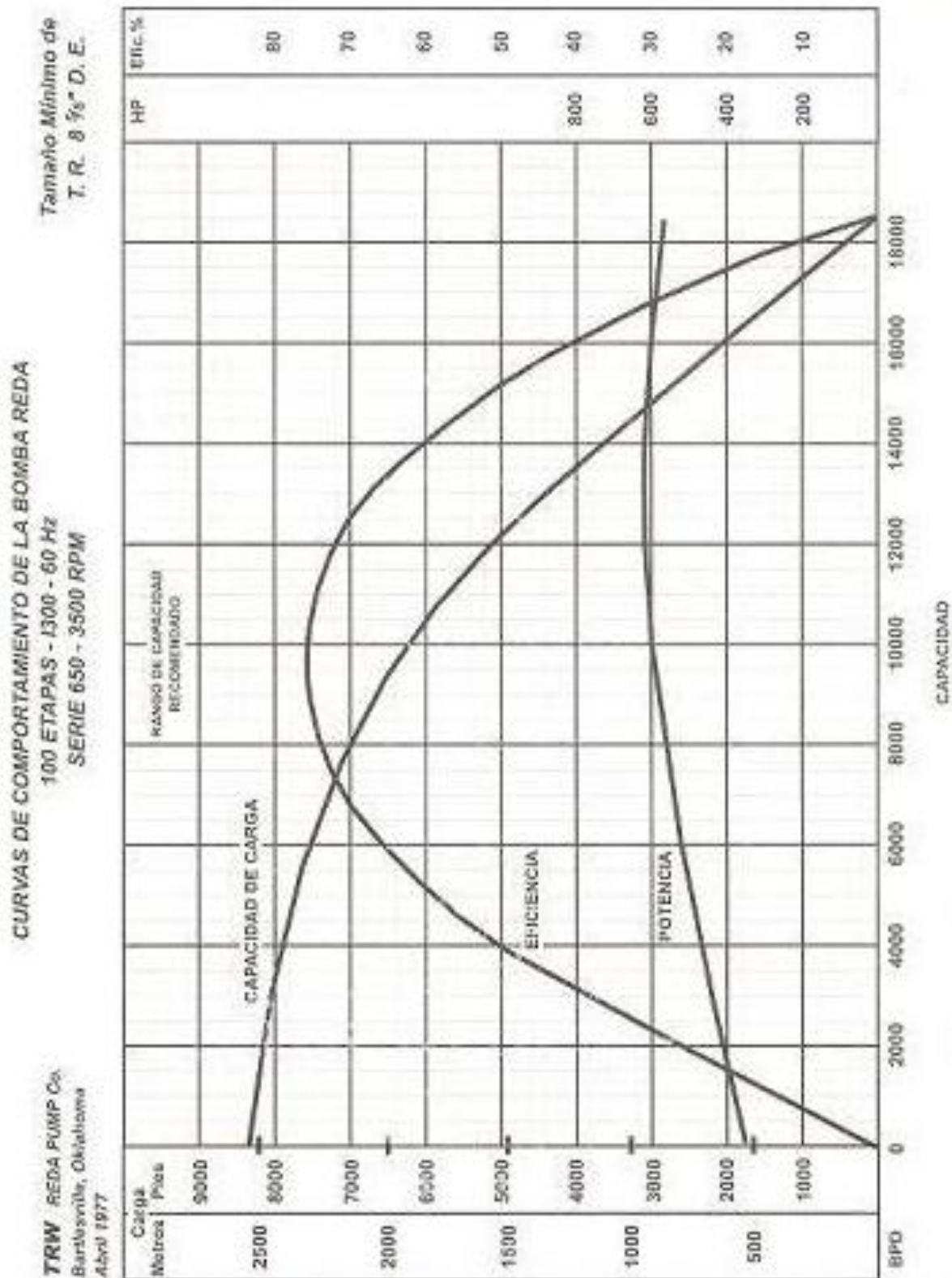
Tamaño Mínimo de
T. R. 6 1/2" D. E.

100 ETAPAS - G150 - 60 Hz

SERIE 540 - 3500 RPM







Apéndice C

Selección del motor para BEC.

MOTORES

SERIE 375

(3.75" ϕ ext.)

Hp	Volts	Amperaje
7.5	415	13.5
10.5	400	20.0
	690	12.0
15.5	330	34.0
	415	27.0
19.5	415	35.0
	650	22.5
22.5	440	38.5
	750	22.5
25.5	650	29.5
	780	24.5

MOTOR TANDEM

30.0	630	35.5
39.0	575	51.0
	774	38.0
45.0	660	51.5
51.0	740	51.0
	1000	37.0
	1250	31.0
58.5	860	51.0
67.5	990	51.5
76.5	1110	51.0
90.0	1320	51.5
102.0	1480	51.0
112.5	1650	51.5
127.5	1850	51.0

SERIE 738

(7.38" ϕ ext.)

Hp	Volts	Amperaje
200.0	2300	53.0
220.0	1350	97.0
	2300	57.0
240.0	2300	64.0
260.0	2300	70.0

MOTOR TANDEM

400.0	2300	106.0
440.0	2000	131.0
480.0	2200	134.0
520.0	2300	140.0
600.0	3450	106.0
680.0	3200	140.0
720.0	3300	134.0

SERIE 456

(4.56" ϕ ext.)

Hp	Volts	Amperaje
10.0	440	15.0
15.0	440	23.0
	750	14.0
20.0	460	28.0
	760	17.0
25.0	420	38.0
	700	22.0
30.0	440	43.0
	765	25.0
35.0	400	55.0
	690	32.0
	800	27.5

40.0	450	57.0
	675	38.0
	790	32.5
	900	28.5
50.0	700	45.5
	840	38.0
	980	32.5
60.0	670	57.0
	775	50.0
	840	45.0
	1000	38.0
70.0	785	57.0
	980	45.0
	1170	38.0
80.0	900	57.0
	1120	45.0
	1350	38.0
90.0	1000	57.0
	1260	45.0
	1500	38.0
	2000	29.0
100.0	970	66.0
	1120	57.0
	1400	45.0
	2250	29.0
110.0	1080	65.0
	1240	57.0
	1000	77.0
	1170	66.0
	1350	57.0
	2300	34.0

MOTOR TANDEM

140.0	1080	82.5
	2270	39.0
160.0	1270	80.0
	2160	47.5
180.0	2270	50.0
200.0	2140	59.0
220.0	2380	60.0
240.0	2250	70.0

SERIE 456

(4.56" ϕ ext.)

Hp	Volts	Amperaje
20.0	445	29.0
	762	17.0
30.0	445	44.0
	720	27.5
40.0	445	59.0
	670	39.0
	740	36.0
	890	30.0
50.0	430	75.0
	740	44.0
	920	33.0

60.0	445	87.0
	665	58.0
	755	52.0
	890	44.0
	990	39.0
70.0	775	58.0
	880	51.0
	1035	44.0
80.0	685	76.0
	770	68.0
	890	58.0
	1185	44.0
100.0	740	85.0
	855	74.0
	960	66.0
	1100	58.0
	2200	29.0
120.0	770	98.0
	890	85.0
	1330	57.0
	2200	32.0
130.0	835	98.0
	965	84.0
150.0	965	97.0
	1150	75.0
	2150	43.0
160.0	1015	99.0
	2230	45.0
180.0	1000	113.0
	2000	57.0
200.0	1160	105.0
	2200	53.0
225.0	1200	120.0
	2300	62.5

MOTOR TANDEM

240.0	2060	73.0
260.0	2250	67.0
300.0	2150	87.0
320.0	2230	88.5
360.0	1890	120.0
400.0	2200	115.0

Apéndice D

Selección del cable y tablero de control
para BEC.

CABLES Y TABLERO CONTROL

De TRW - REDA, se dispone de los siguientes cables:

- a) 3KV - Redalene – Estándar (para 180 °F) GALV.
- b) 3KV – Redalene – GALV (para 300 °F).
- c) 3KV – polietileno (para medios ambientes corrosivos a temperaturas menores a 140 °F).

Cable #	Máxima Amplitud
1 CU	115
2 / 0 AL	115
2 CU	95
1 / 0 AL	95
4 CU	70
2 AL	70
6 CU	55
4 AL	55

SELECCIÓN DEL CABLE

El tamaño y tipo de cable que se selecciona para una aplicación queda determinado por la capacidad de conducción de corriente del cable y por el medio ambiente en el que el cable va a trabajar (temperatura y presión).

Ejemplo para determinar el voltaje superficial requerido.

La definición de voltaje superficial requerido es la carga de voltaje necesaria en la superficie para satisfacer el voltaje del motor utilizando más las pérdidas de voltaje debidas al tamaño del cable y otros componentes eléctricos en el sistema.

Utilizando la figura D1 se calcula el voltaje superficial requerido para:

- Motor 890 volts, 58 amperes
- Cable 3600 pies, No.2, conductor de cobre.

De la figura D1 se encuentra una pérdida de voltaje de 17 v / 1000 pies en el cable No.2 de cobre para 58 amps. Entonces en 3600 pies de cable se pierden:

$$3.6 \times 17 = 61.2 \text{ volts}$$

Sumando el voltaje del motor:

$$890 + 61.2 = 921.2 \text{ volts}$$

Una buena regla en pérdidas de voltaje para transformadores trifásicos es el 2.5 % del voltaje requerido:

$$921.2 \text{ volts} \times 2.5 \% = 23.03 \text{ volts.}$$

El voltaje requerido será:

$$921.2 + 23.03 = 944.23 \sim 950 \text{ volts.}$$

La cantidad de voltaje de operación es algo flexible dentro del rango de 50 volts. Si el voltaje no puede ser exacto será ligeramente mayor en lugar de menor. Sin embargo, el voltaje se establece lo más cercano posible al óptimo (950 volts) conforme lo permita el transformador.

Algunos diseñadores prefieren utilizar motores de alto voltaje y tableros de control grandes, anticipándose a incrementos de producción posteriores.

También los motores de alto voltaje con bajo amperaje, deben utilizarse en pozos profundos donde el tamaño de la tubería de revestimiento limita el tamaño de cable que puede usarse y por lo tanto limita el amperaje del motor.

TABLEROS DE CONTROL

Si existen varias opciones, entonces la determinación del uso o no un sistema de 2400 volts, dependerá de la evaluación económica. La selección del voltaje del motor es en función de la profundidad, tamaño de la tubería de revestimiento, tamaño del cable, costo del cable, costo del tablero de control y costo de la energía eléctrica. Como regla general se puede usar:

A) Bajos Hp

Profundidades someras - Usar 440 volts.

B) Hp < 70

Profundidades intermedias – Usar 762 -300 volts.

C) Hp (70 – 200)

Pozos profundos – Usar tablero de control de 1500 volts, y motores de 900 a 1300 volts.

D) Para Hp mayores de 200

Tener un sistema que cambie de 1500 a 2400 volts, dependiendo de la profundidad, el costo de la energía (potencia).

Ejemplo:

Basado en el costo, para determinar el uso o no de un sistema de 2400 volts.

Datos:

- Motor 1500 Hp.
- Profundidad 6000 pies.
- Selección del voltaje de motor:
 - 1) 2150 volts – 43 amperes
 - 2) 1150 volts – 80 amperes

Se tienen los siguientes costos, los cuales mantienen su relación cuando cambia: (costos en dólares).

Tablero de control	2400 volts	\$5300
	1200 volts	\$3000
Cable # 2		\$2.70 / pie
		\$16200
Cable # 4		\$1.85 / pie
		\$11100

Costo total	
2400 volts	5300 + 11100 = 16400
1500 volts	3000 + 16200 = 19200

El ahorro con el sistema 2400 volts es de \$2800 y por lo tanto es el que se selecciona.

A continuación se presenta otro ejemplo que se muestra la determinación final basada en los costos de operación.

Ejemplo :

Dados los datos del ejemplo anterior excepto la profundidad es de 3000 pies.

Costos:

- Cable # 4= \$ 1.85 * 3000 = \$ 5550
- Cable #2 = \$ 2.70 * 3000 = \$ 8100

Con el cable # 4 el ahorro es de \$ 2550

Costo total:

2150 volts	5300 + 5500 = 10850
1500 volts	3000 + 8100 = 11100

Existe muy poca diferencia, de aquí que la decisión debe tomarse con base en los costos de potencia de operación (energía eléctrica) de ambas unidades:

43 amperes en cable # 4	pérdidas = 19 volts / 1000 [ft]
80 amperes en cable # 2	pérdidas = 23.5 volts / 1000 [ft]

Para el cable # 4:

$$(3000)(19/1000) = 57 \text{ volts, para el motor de 2150 volts.}$$

$$\text{Voltaje superficial} = 2150 + 57 = 2207 \text{ volts}$$

$$Kw = \frac{(Vs)(Amp)(P.F)(1.73)}{1000}$$

$$Kw = \frac{(2207)(43)(0.85)(1.73)}{1000} = 139.55$$

Para el cable # 2:

$$(3000)(23.5/1000) = 70.5 \text{ volts, para el motor de 1150 volts.}$$

$$\text{Voltaje superficial} = 1150 + 70.5 = 1220.5 \text{ volts}$$

$$Kw = \frac{(1220.5)(80)(0.85)(1.73)}{1000} = 143.58$$

La diferencia es de 4.03 Kw más, para el motor de 1150 volts:

$$(4.03) (24\text{hr}) (30 \text{ días}) = 29.016 \text{ Kw hrs / mes}$$

La diferencia del costo:

$$(2901.6) (\$0.01) = \$ 29.016 / \text{mes}$$

Entonces la selección será:

Motor de 2150 v, con ahorros de:

Costo inicial = \$ 250

Costo final = \$ 29.016 / mes

DIMENSIONES DEL TRANSFORMADOR

Para dimensionar un autotransformador, un transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores de una fase, se utiliza la ecuación.

$$Kva = \frac{(Vs)(Amp)(1.73)}{1000}$$

Dónde:

Kva = Kilovolt amps.

Vs = Voltaje superficial requerido.

Amp = Amperaje nominal del motor o amperaje que será utilizado.

Ejemplo:

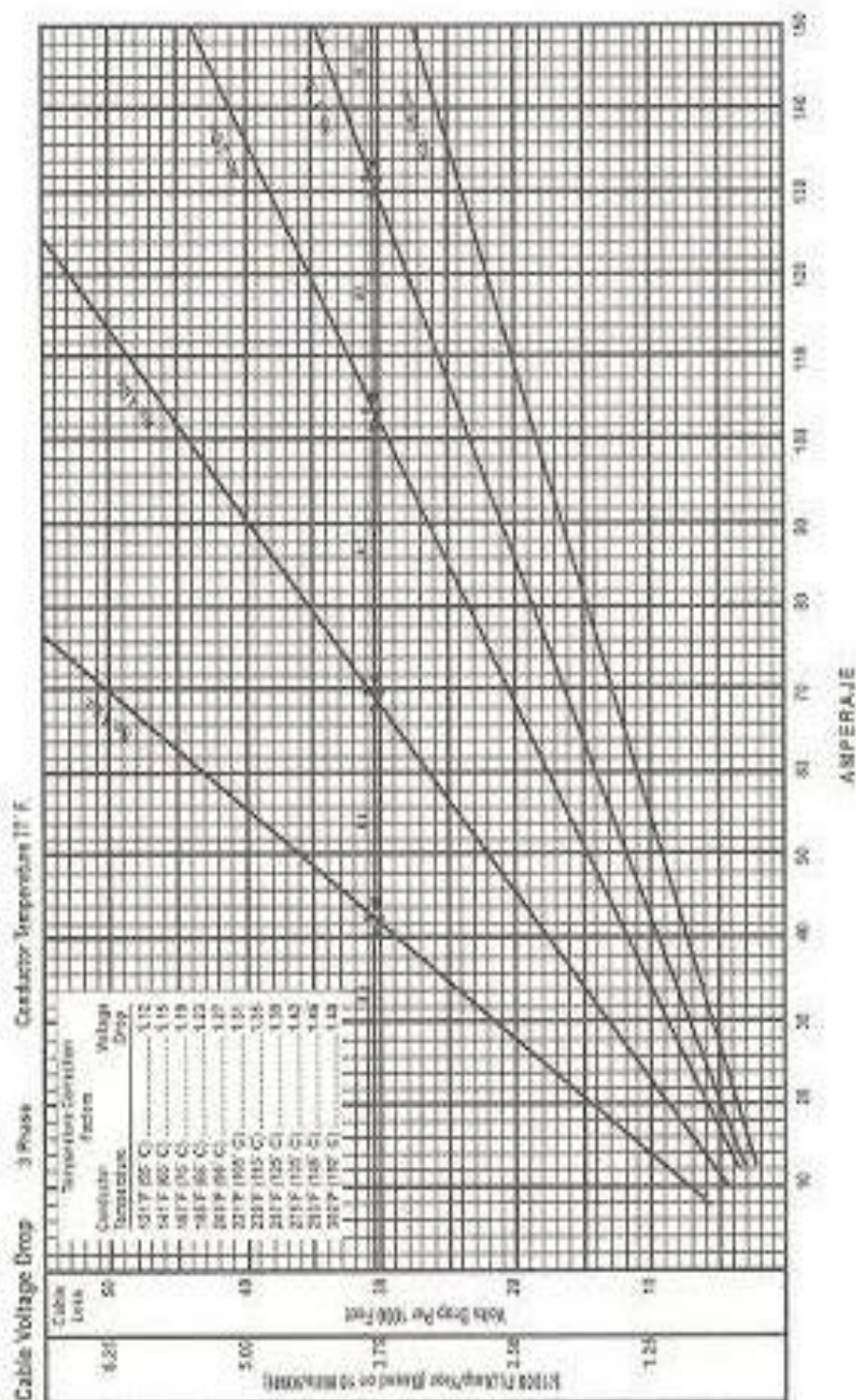
Voltaje superficial requerido = 990 volts.

Amperaje = 58 amps.

$$Kva = \frac{(990)(58)(1.73)}{1000} = 99.4$$

Si se usan tres transformadores de una fase, los 99 Kva, se dividen entre 3 para establecer un valor para cada transformador.

El transformador o transformador trifásico necesitará un tamaño mínimo para 100 Kva. Si se sabe que en el futuro se requerirá una unidad más grande puede resultar económicamente factible instalar transformadores con el rango superior adecuado.



FiguraD1.- Caidas de voltaje contra amperes A77 °F

Fuente: Catálogo Reda, a CAMCO Company; Industrial Sumergible Pumps, enero, 1989

Bibliografía.

1. Gómez, José Ángel. *“Apuntes de Producción de Pozos I”*. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 1987.
2. Ramírez, Jetzabeth.; Lozano, Gerardo.; Pérez, Rodolfo. *“Productividad de Pozos Petroleros”*. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2004.
3. Martínez, Jorge. *“Evaluación Integral del Comportamiento de Producción de un Pozo”*. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 1999.
4. González, Lilia. *“Apuntes de Terminación de Pozos”*. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2005.
5. Roca, Luis. *“100 Años de la Industria Petrolera en México el nacimiento de una solida relación”*. Schlumberger, México, 2004.
6. *“Un Siglo de la Perforación en México Origen del Petróleo e Historia de la Perforación”*. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción, Tomo I
7. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=145&catID=13282&contentID=20935>
8. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=145&catID=13282&contentID=20930>
9. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=145&catID=13282&contentID=20929>

10. <http://www.fte-energia.org/E87/04.html>
11. López, Bruno.; Castro, Israel. “*Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos*”. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2009.
12. Valderrabano, Antonio.; Rayón, Rufino. “*Apuntes de Evaluación de la Producción*”. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 1982.
13. Alvarado, Douglas. “*Análisis de Pruebas de Presión*”. ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP, Maracaibo Venezuela, 2004.
14. Vergara, Anggela.; Suarez, Jesús. “*Física de Yacimientos*”. Instituto Universitario de Tecnología de Cabimas, 2010.
http://es.scribd.com/doc/28626180/PRUEBAS-DE-PRESION#archive_trial
15. Castillo, José. “*Bombeo Neumático Continuo*”. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2005.
16. Maggiolo, Ricardo. “*Producción mediante Análisis Nodal*”. ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP, Lima Peru, 2008.
17. Cordero, Alexis.; Ortega, Horacio. “*Teoría y Diseño del Bombeo Hidráulico*”. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2000.
18. León, Ana. “*Bombeo Mecánico: Descripción, Diseño y Diagnostico*”. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 1999.
19. Alcocer, Cesar. “*Bombeo Electrocentrífugo Sumergido*”. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2000.

20. http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mgd/cabrera_r_j/capitulo1.pdf
21. <http://blogpetrolero.blogspot.com/2009/06/bombeo-mecanico-diseno.html>
22. Islas, María. “*Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos*”. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2006.
23. Beggs, Dale. “*Production Optimization Using Nodal Analysis*”. OGCI and Petroskills, Tulsa, Oklahoma, 2th Edición, 2003.
24. Álvarez, Rogelio. “*Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo*”. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2008.
25. Cuautli, María. “*Propiedades de los fluidos petroleros*”. UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.
26. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=145&catID=13282>