

12
2oj.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA



**METODOLOGIA PARA LA SELECCION DE UN
SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION APLICABLE A
LA EXPLOTACION DE POZOS PETROLEROS.**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
FRANCISCO ESPITIA HERNANDEZ



MEXICO, D. F.

1987

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-65

SR. FRANCISCO ESPITIA HERNANDEZ
Presente

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

**METODOLOGIA PARA LA SELECCION DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION
APLICABLE A LA EXPLOTACION DE POZOS PETROLEROS**

- I INTRODUCCION**
- II OBJETIVO DE LA INSTALACION DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION Y ESTRUCTURA GENERAL DE LA METODOLOGIA DE SELECCION**
- III LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION MAS UTILIZADOS EN MEXICO, SU PRINCIPIO DE OPERACION Y SUS PRINCIPALES COMPONENTES**
- IV PRIMER PASO DE LA METODOLOGIA . INTERPRETAR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO PARA REALIZAR UNA BUENA SELECCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION**
- V SEGUNDO PASO. ANALIZAR EL ESTADO MECANICO DEL POZO**
- VI TERCER PASO. ANALIZAR LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES**
- VII CUARTO PASO. EVALUAR LOS PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LA OPERACION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION**
- VIII QUINTO PASO. DETERMINAR EL SISTEMA OPTIMO A INSTALARSE MEDIANTE LA EVALUACION TECNICO-ECONOMICA**
- CONCLUSIONES**
- ESQUEMA DE COMPARACION**
- REFERENCIAS**
- PROGRAMA DE COMPUTO**

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

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

A t e n t a m e n t o
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 28 de agosto de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JMCS*RLLR*gtg.

Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería de Ciencias de la Tierra

Tema: Metodología para la Selección de un Sistema Artificial de Producción Aplicable a la Explotación de pozos Petroleros.

Que para obtener el Título de Ingeniero Petrolero Presenta: Francisco Espitia Hernández.

Director de Tesis: Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche.

Jurado

Presidente: Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche.

Vocal: Ing. Nestor Martínez Romero.

Secretario: Ing. Salvador Macías Herrera.

1er. Suplente: M.I. Horacio Zúñiga Puente.

2do. Suplente: M.I. José Angel Gómez Cabrera.

México, D. F. Noviembre de 1996.

Gracias a Dios por permitir que mis sueños se hagan realidad.

A mis padres por los grandes retos que han vencido.

*Sr. Benjamin Espitia Soberanes.
Sra. Dionicia Hernández de Espitia*

A mi abuela la Sra. Maronita Hernández Morales

A mis hermanas por toda la ayuda que me brindan.

*Dra. Ma. Guadalupe
Profra. Ma. Elena
Qum. Martha
Sra. Rosalva
Profra. Ma. Isabel*

A mi hermano por su enorme dedicación a la familia.

Ing. Misael

A mis sobrinas y sobrino

Diana, Anais, Dulce y Jesús

En memoria de amigo Brandon Vega W. por todos los buenos momentos que compartimos, que Dios lo tenga en su gloria.

Eternamente agradecido a todos mis profesores y personas que colaboraron a mi desarrollo profesional.

Al Ing. J. Héctor Díaz Zertuche. por brindarme su amistad, confianza y apoyo.

Al M.I. Mario Becerra Z. y M.I. José A. Gómez Cabrera. por los consejos y atenciones que me brindaron.

A todos mis compañeros.

A todas mis amigas, amigos y compañeras de la Facultad de Ingeniería, del CELE y de la Preparatoria Cuatro.

A mis compañeros del servicio social.

*Besos que vienen riendo, luego llorando se van,
y en ellos se va la vida que nunca más volverá.*

Miguel de Unamuno.

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN APLICABLE A LA EXPLOTACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

CONTENIDO

<u>LISTA DE FIGURAS</u>	5
<u>LISTA DE TABLAS, CUADROS Y ESQUEMAS</u>	8
<u>INTRODUCCIÓN</u>	9
<u>CAPÍTULO I. OBJETIVO DE LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN Y ESTRUCTURA GENERAL DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.</u>	13
I.1 Objetivo de la instalación de un sistema artificial de producción.	13
I.2 Estructura general de la metodología de selección.	20
<u>CAPÍTULO II. LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN MÁS UTILIZADOS EN MÉXICO, SU PRINCIPIO DE OPERACIÓN Y SUS PRINCIPALES COMPONENTES.</u>	25
II.1 Principio de operación del bombeo neumático.	26
II.1.1 Ventajas y desventajas del bombeo neumático.	27
II.1.2 Componentes principales del aparejo para bombeo neumático.	28
II.1.3 Equipo superficial.	28
II.1.4 Objetivo de la instalación de los componentes del equipo superficial.	29
II.1.5 Equipo subsuperficial.	31
II.1.6 Objetivo de la instalación de los componentes del equipo subsuperficial.	32

II.1.7 Tipos de válvulas utilizadas en el bombeo neumático.	33
II.2 Principio de operación del bombeo mecánico.	33
II.2.1 Ventajas y desventajas del bombeo mecánico.	35
II.2.2 Componentes principales del aparejo para bombeo mecánico.	36
II.2.3 Función de los componentes del aparejo.	37
II.3 Principio de operación del bombeo electrocentrífugo.	39
II.3.1 Ventajas y desventajas del bombeo electrocentrífugo.	41
II.3.2 Componentes principales del aparejo para bombeo electrocentrífugo.	42
II.3.3 Función de los componentes del aparejo.	43
<u>CAPÍTULO III. PRIMER PASO DE LA METODOLOGÍA. INTERPRETAR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO PARA REALIZAR UNA BUENA SELECCIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.</u>	46
III.1 Clasificación de los yacimientos en base al diagrama de fases.	46
III.2 Influencia de la presión media del yacimiento y los mecanismos de empuje para la selección de un sistema artificial de producción.	52
III.3 Las técnicas de recuperación secundaria y recuperación mejorada, como un factor para la selección de un sistema artificial de producción.	57
III.4 El valor de la relación gas - aceite, como un factor muy importante en la selección del sistema artificial de producción.	62
<u>CAPÍTULO IV. SEGUNDO PASO. ANALIZAR EL ESTADO MECÁNICO DEL POZO.</u>	66
IV.1 La profundidad del pozo.	70
IV.2 El diámetro de las tuberías de producción y revestimiento.	73

IV.3 El tipo de terminación del pozo.	75
IV.4 El grado de desviación del pozo.	76

CAPÍTULO V. TERCER PASO. ANALIZAR LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES. **80**

V.1 Líneas superficiales y subsuperficiales.	80
V.2 El separador.	86
V.3 Localización.	88
V.3.1 Plataformas.	88
V.3.2 Zona poblada.	89
V.4 Consideraciones de espacio.	89
V.5 Disponibilidad de fuentes de energía.	90
V.5.1 Energía eléctrica.	90
V.5.2 Suministro de gas de inyección.	90
V.5.3 Suministro de combustible.	91

CAPÍTULO VI. CUARTO PASO. EVALUAR LOS PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN. **93**

VI.1 Producción de arena.	93
VI.2 Parafina.	94
VI.3 Incrustaciones.	94
VI.4 Corrosión.	95
VI.5 Emulsiones.	95
VI.6 Condiciones climatológicas.	96
VI.7 Automatización.	96
VI.8 Personal de operación.	98

**CAPÍTULO VII. QUINTO PASO. DETERMINAR EL SISTEMA OPTIMO
A INSTALARSE MEDIANTE LA EVALUACIÓN TÉCNICO -
ECONÓMICA.**

99

VII.1 Cuando aplicar la evaluación técnico - económica.

100

VII.2 En que consiste la evaluación técnico - económica.

101

CONCLUSIONES.

114

ESQUEMA DE COMPARACIÓN.

117

NOMENCLATURA

121

REFERENCIAS.

124

PROGRAMA DE COMPUTO.

128

LISTA DE FIGURAS

1	Efecto del valor de la columna hidrostática equivalente a la presión estática y la profundidad del pozo.	16
2	Sentido en el cual actúan la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo.	17
3	Instalación típica de bombeo neumático.	26
4	Distribución de los componentes superficiales.	29
5	Componentes principales del sistema subsuperficial de bombeo neumático.	32
6	Instalación típica del sistema de bombeo mecánico.	34
7	Localización de las partes principales del aparejo de bombeo mecánico.	36
8	Localización de los componentes principales de la bomba subsuperficial.	37
9	Estructuras que caracterizan a la unidad convencional y la Mark II.	39

10	La bomba electrocentrífuga es la encargada de imprimir la energía necesaria a los fluidos alojados en el pozo.	40
11	Localización de los componentes del aparato de bombeo electrocentrífugo.	43
12	Diagrama típico de fases.	49
13	Obsérvese en el diagrama como el comportamiento que presenta un yacimiento con sus condiciones iniciales, llega a ser muy diferente al comportamiento que presenta al declinar su presión.	52
14	Aprovechar correctamente la energía de los diferentes mecanismos de desplazamiento, hará que la recuperación final se incremente.	54
15	La inyección de agua, un método común de recuperación secundaria.	58
16	La inyección de gas al casquete es un método clásico de recuperación secundaria.	59
17	La inyección de polímeros, miscelares o practicas de combustión in situ son métodos característicos de la recuperación mejorada.	60
18	Observe como el nivel dinámico es un factor determinante en la selección del sistema artificial de producción.	71

19	Efecto del diámetro nominal de la tubería de revestimiento en la selección de un sistema artificial de producción.	74
20	Tipos de perforación.	76
21	Efecto del esfuerzo tangencial (F_t) sobre las tuberías.	77
22	Intersección de las curvas de capacidad de transporte y de comportamiento de afluencia.	82
23	Análisis de las curvas de capacidad de transporte y de comportamiento de afluencia.	84
24	Efecto del valor de la presión de separación en la selección de un sistema artificial de producción.	87
25	Gráfica de gasto contra tiempo.	99

LISTA DE TABLAS, CUADROS Y ESQUEMAS

Tabla de valores de presión de fondo fluyendo y gasto	19
Cuadro de ecuaciones para curvas de comportamiento de afluencia	55
Estado mecánico del pozo " Lipa 2000 "	69
Tabla de factores que determinan el máximo alcance de operación que presentan los sistemas artificiales de producción más utilizados en México.	72
Tabla de comparación de la desviación del pozo contra los grados de desviación que admiten el bombeo neumático, mecánico y electrocentrífugo.	78
Tabla de comparación para seleccionar el sistema adecuado.	106
Tabla de costos para el bombeo neumático, mecánico y electrocentrífugo.	108
Infraestructura necesaria para considerar a un sistema en el proceso de selección	118
Esquema de comparación.	120

INTRODUCCIÓN

Los sistemas artificiales de producción para pozos petroleros tienen una importancia indiscutible dentro de la Industria Petrolera, estos sistemas artificiales de producción se utilizan en todas las regiones productoras de América, África, Europa, Medio Oriente, Asia Menor y Australia.

Como México es un importante productor de hidrocarburos a nivel mundial, es lógico pensar que no está exento de utilizar sistemas artificiales de producción para mantener su ritmo de producción.

Seleccionar y evaluar económicamente un sistema artificial de producción, parece ser una actividad de simple rutina para el Ingeniero de Producción, pero no lo es, debido a que son muchos los factores y parámetros que intervienen en dicha selección.

En la industria petrolera se hace presente el problema que al instalar un sistema artificial de producción, éste presenta una baja en su eficiencia de operación o simplemente la instalación del sistema no resulta de acuerdo a lo esperado, pero indudablemente la experiencia adquirida fortalecerá futuros proyectos.

La experiencia indica, que para realizar una buena selección de un sistema artificial de producción es de vital importancia disponer de información confiable de cada uno de los pozos. Además se debe contar con programas de cómputo para diseñar diferentes sistemas artificiales de producción.

Ahora bien la falta de información puede ser debida a las siguientes causas:

1. No existe la información.

2. La persona encargada de realizar la selección, no tiene conocimiento de que información se requiere para efectuar la selección.

Analizando y estudiando las causas anteriores, nace la necesidad de establecer una metodología que guíe y ayude al Ingeniero Petrolero en la práctica de seleccionar un sistema artificial de producción para un pozo candidato.

Los diferentes institutos, compañías y personas relacionadas con la práctica de seleccionar un sistema artificial de producción presentan diferentes métodos y técnicas para desarrollar dicha selección.

El trabajo desarrollado en esta tesis, presenta una metodología que está basada en los siguientes puntos:

1. Se deben buscar, generar y evaluar todas aquellas posibilidades que indiquen que el pozo candidato puede aportar producción de aceite sin la necesidad de instalar un sistema artificial de producción.
2. El análisis de selección se realiza sobre un sistema compuesto por el propio sistema artificial de producción, el yacimiento, el pozo, las instalaciones superficiales y las condiciones de operación del sistema artificial de producción.
3. El resultado de una selección, debe de estar fuertemente validado por un estudio técnico y económico.

4. La práctica de seleccionar un sistema artificial de producción debe ser considerada como una actividad multidisciplinaria.
5. Se deben contemplar aspectos de diseño y de instalación.
6. Los sistemas artificiales de producción sujetos al proceso de selección son: El bombeo neumático, el bombeo mecánico y el bombeo electrocentrífugo.
7. La selección se realiza de un modo comparativo y estadístico, lo que indica que el resultado producto de aplicar la metodología, debe ser sometido a un estudio técnico más profundo, como lo es la simulación y realizar pruebas piloto.

Los pasos que comprenden a la metodología son los siguientes:

1. Interpretar el comportamiento del yacimiento para realizar una buena selección del sistema artificial de producción.
2. Analizar el estado mecánico del pozo.
3. Analizar las instalaciones superficiales.
4. Evaluar los problemas que se presentan en la operación del sistema artificial de producción.
5. Determinar el sistema óptimo a instalarse mediante la evaluación técnico - económica.

Esta metodología presenta la característica de obligar a la persona encargada de la selección, a relacionarse con profesionistas de otras áreas como: Químicos, Geólogos, Geofísicos, Ingenieros Mecánicos, Ingenieros en Computación, Ingenieros de Yacimientos, Ingenieros de Perforación, debido a que toda la información que se requiere para dicha práctica, debe ser tratada de una manera dinámica, lo que significa que la información debe estar constantemente actualizada.

Los capítulos que comprenden a esta tesis, tratan de cómo el comportamiento de las variables que conforman el sistema yacimiento, pozo, instalaciones superficiales, condiciones de operación y tipo de sistema artificial afectan en el proceso de selección.

Finalmente cabe resaltar que para facilitar la selección del sistema artificial de producción se presenta un programa de cómputo conversacional en lenguaje Qbasic.

CAPÍTULO I

OBJETIVO DE LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN ARTIFICIAL Y ESTRUCTURA GENERAL DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.

I.1 OBJETIVO DE LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.

La manera de como los fluidos localizados en el seno de un yacimiento fluyen de forma natural a la superficie a través de un pozo, es la siguiente. Un yacimiento petrolero, es la consecuencia de ciertos fenómenos geológicos y ciertas condiciones de depósito de materia orgánica. Cuando un yacimiento se ha generado en el subsuelo a través del tiempo, éste ha adquirido ciertas condiciones denominadas " de yacimiento c.y. ", las cuales son: Presión del yacimiento (Pyac), temperatura del yacimiento (Tyac), edad del yacimiento y tamaño del yacimiento entre otras. Dichas condiciones no habrán de modificarse hasta que intervenga algún fenómeno geológico o que el yacimiento se encuentre en un periodo de explotación.^{(1)*}

Como se mencionó, una de las maneras de alterar las condiciones originales del yacimiento es ponerlo a explotación, lo que significa que al menos un pozo se encuentra extrayendo fluidos del seno del mismo.

La vida productiva de un yacimiento, es función directa de la presión en su interior, dado que dicha presión es la que gobierna a los diferentes mecanismos que harán que los fluidos fluyan por energía propia del

* Referencias al final

interior del yacimiento hacia la zona de disparos del pozo, y de esta zona a la superficie.

Mientras exista una diferencia de presión suficiente y necesaria entre la presión del yacimiento (P_{yac}) y la presión superficial (P_{sup}), se garantiza el flujo de fluidos hasta la superficie.

Por lo antes mencionado, se puede inferir lo siguiente: La máxima presión que puede presentar un yacimiento en forma natural, es su presión inicial de explotación⁽¹⁾.

A medida que la explotación del yacimiento avanza, dicha presión va declinando, esta declinación se refleja directamente en la producción de los pozos que explotan a dicho yacimiento, debido a que con el paso del tiempo los diferentes mecanismos que actúan en el interior del yacimiento dejan de actuar, lo que ocasiona que los fluidos ya no puedan llegar a la superficie por falta de energía.

En otras ocasiones la falta de energía genera que los fluidos no puedan al menos trasladarse a la zona de disparos del pozo, a estas condiciones, se le denominan " condiciones de abandono c.ab. " o fin de la energía primaria de explotación, puesto que no hay manera, método o sistema para extraer los fluidos a través del pozo, dado que éstos no llegan al mismo.

Antes de que un pozo llegue a la presión de abandono, éste tiene la característica de continuar recibiendo fluidos provenientes de la formación si se reduce su valor correspondiente de presión de fondo fluyendo, pero no la posibilidad de transportar a éstos a la superficie, es en estas condiciones cuando a un pozo se le debe de instalar algún sistema artificial de producción.

Refiriéndose a lo antes mencionado, se establece que el objetivo de instalar un sistema de producción artificial, es incrementar la producción de un pozo fluuyente o reinstalar a producción un pozo que ha dejado de fluir por abatimiento de la presión del yacimiento.

Para comprender como un sistema de producción artificial logra poner nuevamente a producción a un pozo es necesario establecer los siguientes conceptos:

Presión estática en el fondo del pozo (Pws): Este parámetro se registra en el fondo del pozo, específicamente frente a los disparos, después de que el pozo se ha cerrado, lo cual indica que no existe flujo del fondo del pozo a la superficie, ni del yacimiento al pozo. Este parámetro es una medida de hasta donde son capaces los fluidos de trasladarse por su energía propia, si los fluidos en su recorrido no encontraran ninguna restricción, la columna hidráulica generada por dichos fluidos, esta dada por la siguiente ecuación:

$$h = P / \rho$$

Donde:

P, es la presión frente a los disparos o Pws.

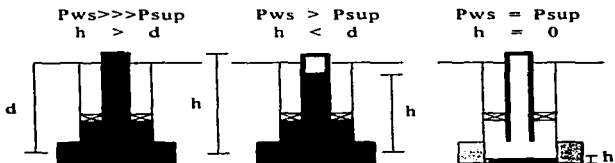
ρ , es la densidad del fluido

h, es la columna hidráulica en unidades de longitud

Si el valor de la Pws es suficiente para que el valor **h** sea mayor que la profundidad del pozo, se garantiza que los fluidos llegarán a la superficie.

Si el valor de la P_{ws} genera una h menor a la profundidad del pozo, los fluidos ya no llegarán a la superficie.

Si el valor de la P_{ws} es igual que el valor de la presión en la superficie, no se generará ninguna columna hidráulica, por lo que $h = 0$. Como se muestra en la Fig. 1.



P_{ws} , presión estática.

h , columna hidráulica equivalente.

P_{sup} , presión superficial.

d , profundidad del pozo.

Fig.1 Efecto del valor de la columna hidráulica equivalente a la presión estática y la profundidad del pozo.

En su trayectoria, los fluidos tienen que vencer ciertas restricciones para llegar del fondo del pozo a la superficie a ciertas condiciones de presión y temperatura principalmente. Estas restricciones generalmente están dadas por: La propia columna de fluidos alojada en el interior de la tubería de producción, las características de la tubería de producción, las características de las válvulas del árbol de producción, las características de la tubería de escurrimiento, las condiciones de separación, el tiempo de producción, la topografía del lugar y las propiedades de los fluidos

producidos, tales como: Viscosidad, densidad y composición entre otras⁽³⁾. Todos y cada uno de los aspectos antes mencionados generan restricciones que debe ser vencidas para lograr que los fluidos lleguen a la superficie.

Se le denomina **Presión de fondo fluyendo (Pwf)**, a la presión existente frente a los disparos en la zona productora, cuando un pozo se encuentra en condiciones dinámicas. Lo que indica que existe flujo del yacimiento al pozo y del pozo a la superficie. Esta presión se puede interpretar como una medida de las restricciones que tienen que vencer los fluidos para llegar a la superficie, además a esta presión se le debe de considerar, como una presión que actúa en sentido contrario al que actúa la presión del yacimiento, tal como se muestra en la Fig. 2.

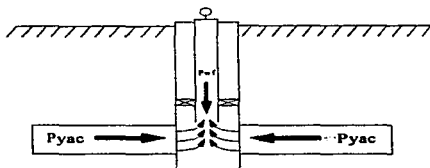


Fig. 2 Sentido en el cual actúan la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

Una vez entendidos los conceptos de presión del yacimiento (P_{yac}), presión de fondo estática (P_{ws}) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), se explicará el concepto denominado Índice de Productividad (IP)⁽²⁾, el cual sirve para determinar el gasto máximo de aceite ($Q_{omáx}$) que aporta un pozo a las condiciones superficiales.

El Índice de Productividad se aplica únicamente a pozos que aportan aceite que presenta la característica de ser bajosaturado, en el capítulo tres se hace referencia de los métodos más comunes para determinar el comportamiento de afluencia de un pozo petrolero. La expresión matemática que representa al IP, es la siguiente:

$$IP = \frac{Q_o}{P_{yac} - P_{wf}}$$

Donde:

IP, es el Índice de Productividad.

Q_o, es el gasto de aceite obtenido a condiciones superficiales.

P_{yac}, es la presión media del yacimiento.

P_{wf}, es la presión de fondo fluyendo.

NOTA: Algunos autores utilizan el valor de la presión estática de fondo (P_{ws}), en lugar de la presión media del yacimiento (P_{yac}), fundamentando que la diferencia entre estos valores no es muy considerable.

Como se puede observar en la ecuación anterior, la producción de aceite, es función directa del producto del Índice de Productividad y la diferencia de presiones, esto es:

$$Q_o = IP * (P_{yac} - P_{wf})$$

Al conocer el valor constante del IP, se puede realizar un análisis en función de la P_{yac} o de la P_{wf} para determinar cual es el gasto de aceite a obtener a condiciones superficiales.

Fijando los valores del IP y de la P_{yac} , entonces se puede dar diferentes valores de P_{wf} para determinar que gastos de aceite (Q_o) se obtendrían a condiciones superficiales.

$P_{wf}(\text{lb/pg}^2)$	Q_o (BPD)
2000	0
1800	430
1600	860
1400	1290
1200	1720
1000	2150
800	2580
600	3010
400	3440
200	3870
0	4300

La tabla anterior se generó utilizando la ecuación de IP, para un valor de 2000 lb/pg^2 , para la P_{yac} y un IP de 2.15 BPD/lb/pg^2 . De esta misma tabla, se observa que a menor valor de la P_{wf} , mayor gasto se obtiene, lo que quiere decir que si para este pozo, se logra abatir la P_{wf} hasta un valor de cero, se obtendrá el máximo gasto que puede aportar el yacimiento a condiciones superficiales.

De lo anterior, se puede intuir, como un sistema artificial de producción reincorpora a producción a un pozo petrolero, teniendo como limitante que el pozo no presente las condiciones de abandono.

La razón es que el sistema artificial reduce o mantiene un valor de P_{wf} tal que el yacimiento nuevamente es capaz de aportar fluidos de su interior al pozo ⁽³⁾.

Y la siguiente etapa o función del sistema artificial de producción , es transportar a los fluidos del fondo del pozo a la superficie, a las condiciones requeridas en la misma ⁽³⁾.

Es necesario establecer la diferencia existente entre la práctica de instalar un sistema artificial de producción y la de implementar un método de recuperación secundaria.

La diferencia radica en que el sistema artificial imprime energía a los fluidos a nivel de pozo, y el método de recuperación secundaria imprime una energía a los fluidos pero a nivel de yacimiento. En otras palabras la técnica de recuperación secundaria, proporciona a los fluidos la energía necesaria para que estos fluyan del seno del yacimiento al pozo y el sistema artificial de producción proporciona a los fluidos la energía necesaria y suficiente para que éstos se trasladen del pozo a la batería de separación.

1.2 ESTRUCTURA GENERAL DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.

La metodología de selección, se enfoca a analizar la información existente de un pozo petrolero, para llevar a cabo una buena selección del sistema artificial de producción a instalarse en el pozo candidato.

La metodología de selección esta basada en los siguientes puntos:

1. Se deben buscar, generar y evaluar todas aquellas posibilidades que indiquen que el pozo candidato puede aportar producción de aceite sin la necesidad de instalar un sistema artificial de producción.
2. El análisis de selección se realiza sobre un sistema compuesto por el sistema artificial de producción, el yacimiento, el pozo, las instalaciones superficiales y las condiciones de operación del sistema artificial de producción.
3. El resultado de una selección, debe de estar fuertemente respaldado por un estudio técnico y económico.
4. La práctica de seleccionar un sistema artificial de producción debe ser considerada como una actividad multidisciplinaria, debido a la gran cantidad de información utilizada.
5. Se deben contemplar aspectos de diseño y de instalación.
6. Los sistemas artificiales de producción sujetos al proceso de selección son: El bombeo neumático, el bombeo mecánico y el bombeo electrocentrífugo.
7. La selección se realiza de un modo comparativo y estadístico, lo que indica que el resultado productò de aplicar la metodología, debe ser sometido a un estudio técnico mas profundo, como lo es la simulación y realizar pruebas piloto.

Los objetivos de la metodología son los siguientes:

- 1. Establecer una serie de pasos que guíen de manera adecuada al Ingeniero Petrolero en la recolección e interpretación de la información necesaria en la selección de un sistema artificial de producción.**
- 2. Mediante el análisis de la información, determinar si la instalación de un sistema artificial de producción es realmente necesaria.**
- 3. Establecer que la práctica de seleccionar un sistema artificial de producción, debe ser una actividad multidisciplinaria debido a que la información requerida se maneja desde un punto de vista dinámico.**

El objetivo de mayor importancia que presenta la metodología de selección es el de hacer ver al Ingeniero Petrolero que la selección de un sistema artificial de producción no se debe de realizar con la información actual, o sea con las condiciones que presenta el pozo hoy en día, sino que es necesario hacerlo de una forma dinámica, lo que quiere decir que es necesario conocer el comportamiento que presentaron, presentan y presentarán los parámetros que determinan el tipo de sistema artificial de producción a instalar. Es por eso que se debe conocer la relación que existe entre todos los factores que conducen a la selección de un sistema artificial de producción y el propio sistema, tomando esto en cuenta, en la metodología de selección se debe analizar la influencia que sobre la selección de un sistema artificial de producción tienen los siguientes factores:

1. El comportamiento del yacimiento.
2. El estado mecánico del pozo.
3. Las instalaciones superficiales.
4. Las condiciones de operación.
5. El análisis del estudio técnico - económico de la operación.

los primeros cuatro puntos tienen como objetivo determinar si la instalación de algún sistema artificial de producción es realmente necesaria y en caso de que lo sea, verificar si es posible la instalación desde el punto de vista técnico.

El punto número cinco, determina si es factible la instalación de un sistema artificial de producción desde el punto de vista económico.

Este último punto es el de mayor interés en la metodología de selección, debido a que en éste se conjugan la información técnica y la información económica, mismas que al mezclarse conducen a resultados que ayudan a la persona encargada del proyecto a tomar la mejor decisión sobre si se debe intervenir al pozo candidato con un sistema artificial de producción.

La metodología de selección es una herramienta que permite realizar la mejor selección del sistema de la siguiente manera, hace una comparación entre las condiciones de trabajo que presenta el pozo contra los rangos de trabajo que presentan cada uno de los sistemas candidatos, los cuales se han generado de una forma estadística, de esta manera se realiza la eliminación de aquellos sistemas que cumplan con el menor número de condiciones

establecidas. Una vez seleccionado el sistema idóneo desde el punto de vista técnico (Puede ser uno ó varios los sistemas artificiales que cumplan con esta condición), se debe aplicar el análisis técnico - económico, el cual proporcionará la información necesaria que ayudará a tomar la decisión correcta de intervenir o no al pozo candidato con el sistema artificial de producción óptimo.

CAPÍTULO II

LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN MÁS UTILIZADOS EN MÉXICO. SU PRINCIPIO DE OPERACIÓN Y SUS PRINCIPALES COMPONENTES.

En los distintos distritos petroleros del país, se han desarrollado proyectos para la instalación de sistemas artificiales de producción, los cuales tienen como objetivos principales, el mantener o incrementar la producción de hidrocarburos en dichos campos.

A lo largo del tiempo de desarrollo de estos campos petroleros, se han realizado pruebas e instalaciones de diferentes y variados sistemas artificiales de producción. Como resultado de todas estas operaciones, se tiene que los sistemas artificiales de producción que han presentado mayor aceptación en los campos petroleros del país son: El bombeo neumático (BN), el bombeo mecánico (BMEC) y recientemente el bombeo electrocentrífugo (BEC).

Los aparejos de producción de cada uno de los sistemas antes mencionados, son una serie de accesorios y dispositivos, que tienen un objetivo y una función determinada, la cual puede ser: De operación, seguridad, prevención, diagnóstico y análisis del aparejo ⁽⁴⁾. La tecnología moderna, se ha enfocado principalmente a los dispositivos de diagnóstico y de análisis del propio sistema artificial de producción y la relación con el pozo ⁽⁴⁾, dado que, si se puede pronosticar el comportamiento del aparejo, entonces es posible determinar cuando se debe de someter dicho aparejo a una etapa de mantenimiento y/o reparación. En las siguientes páginas se muestran las características propias de cada uno de los sistemas antes mencionados.

II.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO.

El principio de operación del bombeo neumático, es el de aligerar la columna de fluidos alojada en el interior de la TP, por medio de la inyección de gas a dicha columna ⁽³⁾, para que de esta manera la presión ejercida por dicha columna en el fondo del pozo disminuya haciendo que la P_{wf} disminuya también y por consiguiente el yacimiento pueda aportar fluidos al pozo.

Los fluidos que se obtendrán en la superficie instalando este sistema serán: los fluidos provenientes de la formación y el gas de inyección como se observa en la Fig. 3.

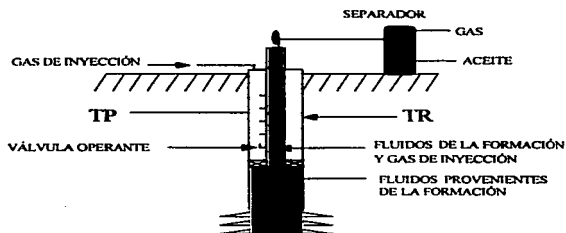


Fig. 3 Instalación típica de bombeo neumático.

II.1.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMÁTICO

La posibilidad de que con el bombeo neumático se obtenga un amplio rango de gastos de producción y profundidad de alcance, es función directa de la disponibilidad que se tenga del gas de inyección. El diseñar un aparejo de bombeo neumático es una actividad con un cierto grado de dificultad, sin embargo, fácilmente puede cambiarse el diseño del aparejo de bombeo continuo a bombeo intermitente.

Una de las principales ventajas de este sistema, es que no presenta una baja considerable de su eficiencia si se opera en pozos con las siguientes características: Desviados, productores de arenas, con valores altos de presión de fondo fluyendo, con valores de la relación gas aceite moderados y principalmente en pozos que se localizan en instalaciones costa afuera debido a que el espacio disponible para la instalación de un sistema artificial de producción es muy reducido.

Para alcanzar una buena producción, es necesario que el pozo tenga un alto potencial de producción y su tubería de producción sea del diámetro adecuado a la producción que se espera obtener.

Cuando el aparejo de producción tiene válvulas recuperables este sistema artificial de producción presenta ventajas sobre el bombeo mecánico y el electrocentrífugo, ya que en sus reparaciones menores no se requiere extraer la tubería de producción del pozo debido a que se realizan mediante equipo con línea de acero.

Los mayores problemas de operación de este sistema son debidos principalmente a la producción de aceites altamente viscosos, salmueras supersaturadas y presencia de emulsiones.

Las tuberías de revestimiento viejas, el suministro de gas y largas tuberías de diámetro interior pequeño, pueden ser factores que limiten la selección de este sistema de producción artificial, otro factor de gran interés, es que el gas de inyección debe ser lo más seco posible, puesto que la presencia de condensados reduce el poder de expansión del gas.

II.1.2 COMPONENTES PRINCIPALES DEL APAREJO PARA BOMBEO NEUMÁTICO.

Para analizar mejor la distribución de los componentes del aparejo, se hace una primera división de éstos: el equipo superficial y el subsuperficial. Los que en conjunto forman un sistema cerrado, el cual es denominado sistema artificial de producción por bombeo neumático.

II.1.3 EQUIPO SUPERFICIAL.

Sus principales componentes son los siguientes, ver Fig. 4:

1. Línea de suministro (baja presión).
2. Regulador de succión del compresor.
3. Estación de compresión.
4. Regulador de "by.pass"
5. Línea de inyección de gas de alta presión
6. Control superficial de inyección al pozo.
7. Cabezal del pozo.
8. Línea de descarga del pozo.
9. Separador.
10. Tanque de almacenamiento.
11. Regulador de salida del gas.

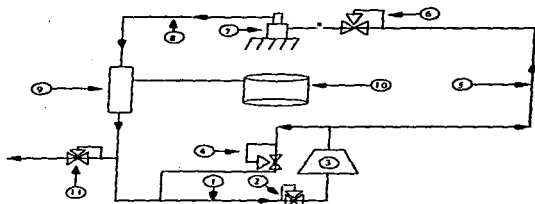


Fig. 4 Distribución de los componentes superficiales

II.1.4 OBJETIVO DE LA INSTALACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL EQUIPO SUPERFICIAL.

Línea de suministro de baja presión: Tiene como objetivo, mantener un gasto y una presión de operación, para garantizar que el sistema de compresión, nunca deje de operar por falta de suministro de gas.

Regulador de succión del compresor: Es un dispositivo de seguridad, el cual opera cuando la presión de succión es menor o mayor a la recomendada por el fabricante del compresor.

Estación de compresión: Su función es comprimir y elevar la presión del gas, para que éste sea inyectado al pozo a ciertas condiciones de operación.

Regulador de by-pass: Es otro mecanismo de seguridad, que actúa cuando en la descarga del compresor, la presión ha alcanzado la máxima presión de operación permisible.

Línea de inyección de gas de alta presión: Tiene como objetivo, conducir al gas, desde la descarga del compresor hasta las válvulas laterales de la TR del pozo.

Control superficial de inyección del pozo: Es un dispositivo, el cual puede ser un estrangulador, un regulador o una válvula de aguja, que tiene como objetivo el de controlar el volumen de gas a ser inyectado.

Cabezal del pozo: Además de controlar los fluidos provenientes del pozo, permite la entrada del gas de inyección por medio de las válvulas laterales de TR.

Línea de descarga del pozo: Tiene como función conducir la producción de fluidos desde la válvula lateral de la TP, hasta el separador.

Separador: Su función es la de estabilizar las diferentes fases en que se presentan los fluidos producidos.

Tanque de almacenamiento: Almacena la producción de líquidos, para su estabilización final.

Regulador de la salida del gas: Se utiliza para controlar el destino del gas en el circuito cerrado de bombeo neumático, si el gas producido es dulce, se reincorpora al sistema de bombeo, y si está se excede en volumen, se puede destinar a ventas. Si el gas es del tipo amargo, se envía a plantas de

tratamiento. Cualquiera de las opciones antes mencionadas se regulan en este punto.

Todas y cada una de las partes antes mencionadas, guardan una estrecha relación entre sí, dado que si alguna de estas partes llegara a fallar en su operación, la eficiencia total del sistema se reduce, lo que se refleja en una baja productividad del pozo debida a fallas de operación. Es por esto que los sistemas deben de someterse a etapas de inspección, etapas de mantenimiento e instalación de sistemas de diagnóstico y monitoreo, para tener conocimiento de la situación del sistema y saber que operación correctiva llevar a cabo. Las tecnologías modernas, están ampliamente enfocadas al diagnóstico y monitoreo de todo el sistema en conjunto para que dicho sistema mantenga su productividad y eficiencia máxima de operación.

II.1.5 EQUIPO SUBSUPERFICIAL.

Las partes que conforman al equipo subsuperficial deben de presentar un arreglo de operación óptimo, dado que si se tiene un mal diseño, el objetivo principal del sistema no se llevaría a cabo y si lo lograra, sería de una manera ineficiente.

Las partes que conforman al equipo subsuperficial son, ver Fig. 5:

1. Tubería de producción.
2. Sarta de válvulas.
3. Empacador.
4. Válvula de pie.

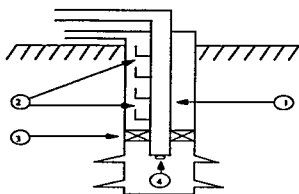


Fig. 5 Componentes principales del sistema subsuperficial de bombeo neumático.

La presencia o ausencia de algunas de las partes antes mencionadas determinará el tipo de bombeo neumático que se aplica al pozo.

II.1.6 OBJETIVO DE LA INSTALACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL EQUIPO SUBSUPERFICIAL.

Tubería de producción: Tiene como objetivo principal conducir a los fluidos hasta la superficie, además es la encargada de alojar a la válvula de bombeo neumático continuo.

Sarta de válvulas: Se compone de la válvula operante, la cual tiene como objetivo suministrar la cantidad necesaria y suficiente de gas de inyección al interior de la TP en el momento adecuado, para que de esta manera se garantice el aligeramiento de la columna de fluido alojado en el interior de la TP; y las válvulas de descarga, que como su nombre lo indica sirven para descargar al pozo cuando sea necesario.

Empacador: Tiene como función, el aislamiento de un intervalo productor en específico.

Válvula de pie: Es una válvula de retención, se instala en el fondo de la TP y tiene como función evitar que los fluidos alojados en el interior de la TP, salgan a la TR o a la zona de disparos, esta válvula se instala algunas veces en pozos de bombeo neumático intermitente, pero no en bombeo neumático continuo.

II.1.7 TIPOS DE VÁLVULAS UTILIZADAS EN EL BOMBEO NEUMÁTICO.

Las válvulas para el bombeo neumático se clasifican en válvulas balanceadas y válvulas desbalanceadas, clasificación basada en las características de dichas válvulas para abrir o cerrar con respecto a la presión existente en la TR o en la TP.

Válvulas balanceadas: Son aquellas válvulas cuya presión de cierre es igual a su presión de apertura.

Válvulas desbalanceadas: Estas abren a una presión determinada y cierran a una presión menor.

II.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO

El principio de operación del bombeo mecánico consiste en realizar una transferencia del peso de la columna de fluidos alojados en el interior de la TP, la cual se realiza de la siguiente manera. Como se mencionó, la columna de fluidos se localiza en el interior de la TP, esta columna ejerce un peso sobre una válvula denominada de pie, la cual evita que los fluidos salgan de

la tubería, existe otra válvula denominada válvula viajera, la cual está localizada en el émbolo de desplazamiento, cuando el émbolo de desplazamiento presenta un movimiento descendente, la válvula viajera presenta la posición abierta, por el contrario la válvula de pie presenta la condición cerrada lo que ocasiona que todo el peso de la columna de fluidos descansa sobre ésta. En el momento en que el émbolo comienza su movimiento ascendente, el peso de la columna de fluidos es transferido de la válvula de pie a la válvula viajera, lo que genera que los fluidos del yacimiento viajen al interior de la TP ⁽⁵⁾.

El desplazamiento de la columna de fluidos lo realiza la bomba subsuperficial, la que a su vez obtiene la energía de una sarta de varillas que se encuentran conectadas a la unidad superficial por medio de la varilla pulida y un cable de acero. La unidad superficial convierte el movimiento rotativo del motor primario a un movimiento de vaivén, ver Fig. 6.

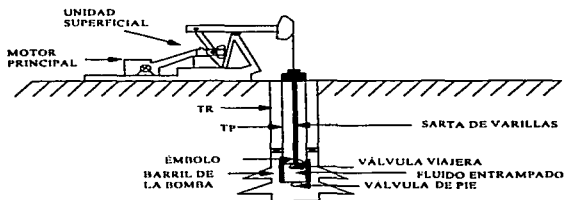


Fig. 6 Instalación típica de bombeo mecánico

II.2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECÁNICO.

El bombeo mecánico es el sistema artificial de producción más utilizado en pozos someros y de baja productividad. Históricamente, su principal ventaja es su facilidad de operación. La instalación y manejo de este sistema artificial de producción son actividades muy sencillas, por lo que sólo es necesario dar la capacitación adecuada al personal para que éste se familiarice con el equipo.

El rango de gastos que se maneja con este sistema es amplio, pero éste se ve altamente influenciado por el tipo de unidad superficial, diámetro de las tuberías, diseño de la sarta de varillas y la capacidad de la bomba, por lo que su diseño debe de realizarse de una manera muy cuidadosa.

Algunas de las desventajas de este sistema son las siguientes: La eficiencia volumétrica de la bomba se reduce considerablemente cuando el valor de la relación gas - aceite es alto, cuando la producción de aceite viene acompañada de sólidos, agentes corrosivos, y la presencia de parafinas. Su principal desventaja, es la profundidad de alcancé, la cual en raras ocasiones llega a alcanzar los 12000 pies.

Una ventaja interesante, es que si se puede anclar la tubería de producción, es seguro que se incremente la eficiencia volumétrica de la bomba, lo que proporciona un mayor volumen de producción.

II.2.2 COMPONENTES PRINCIPALES DEL APAREJO PARA BOMBEO MECÁNICO.

Básicamente el aparato se divide en cinco partes esenciales, éstas a su vez pueden estar constituidas por un cierto número de piezas, a continuación se hará referencia a las cinco partes principales, ver Fig. 7:

1. Bomba subsuperficial.
2. Sarta de varillas de succión.
3. Equipo superficial de bombeo.
4. Reductor de engranes.
5. Motor principal.

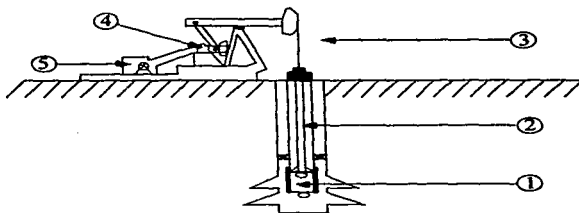


Fig. 7 Localización de las partes principales del aparato de bombeo mecánico.

II.2.3 FUNCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL APAREJO.

Bomba subsuperficial: Es la encargada de entrapar a los fluidos dentro de su barril de trabajo, para que éstos posteriormente sean elevados a la superficie. Esta bomba es de desplazamiento positivo, dado que es accionada por medio de las varillas de succión. Está constituida esencialmente por los siguientes componentes, ver Fig. 8:

1. Barril de trabajo.
2. Émbolo viajero.
3. Válvula de pie (válvula de entrada).
4. Válvula de viajera (válvula de salida).

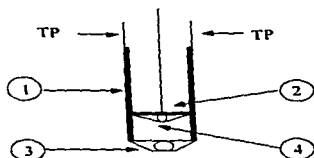


Fig. 8 Localización de los componentes principales de la bomba subsuperficial

Esencialmente, este tipo de bombas se divide en bombas para TP y bombas de inserción. La bomba para TP tiene la característica de que el diámetro interior del barril corresponde al diámetro de la TP. Cuando se presenta la necesidad de hacer una reparación en este tipo de bombas, es necesario sacar toda la tubería de producción.

Las bombas de inserción se instalan en el extremo inferior de la sarta de varillas y allí se alojan, el émbolo, el barril y la válvula de pie se alojan en un niple ubicado en el fondo de la TP. La ventaja que presenta este tipo de bomba, es que si se requiere alguna reparación, no es necesario sacar la tubería de producción. La diferencia que existe con respecto a la bomba de TP, es que este tipo maneja un menor gasto, debido a la reducción de área.

Sarta de varillas de succión: Es el conjunto de varillas, el cual puede estar constituido de varillas de un solo diámetro o por arreglos de tramos de varillas de diferente diámetro. El tipo de sarta que se requiera utilizar, estará en función directa de la profundidad del pozo y del gasto que se pretende manejar. La función de la sarta de varillas, es transmitir la energía generada en la unidad superficial hacia el émbolo de la bomba, para que éste desplace la columna de fluidos a la superficie, dicha sarta se somete a efectos de elongación y de vibración que pueden llegar a dañar a la misma. Por lo que, se debe poner gran interés en obtener un diseño óptimo y confiable de la sarta de varillas de succión.

Equipo superficial de bombeo: Esencialmente, el equipo está basado en el sistema, biela - manivela, que tiene como función principal, el cambiar el movimiento rotativo del motor primario, a un movimiento de vaivén en sentido vertical, llevar acabo lo antes mencionado, implica que la unidad superficial transmita la energía generada por el motor primario a la sarta de varillas y ésta realice su función. Las unidades superficiales para bombeo mecánico, están constituidas de una gran cantidad de elementos que tiene una función y un objetivo en específico. El arreglo o la posición de ciertas partes de la unidad, harán que dicha unidad sea clasificada en base a sus características geométricas. ver Fig. 9.

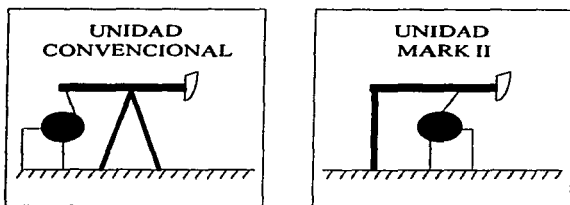


Fig. 9 Estructuras que caracterizan a la unidad Convencional y a la unidad Mark II.

Reductor de engranes: La función de este componente, es proporcionar una velocidad de bombeo adecuada, lo cual se logra reduciendo la velocidad de giro del motor primario a través de dicho componente.

Motor principal: Su objetivo es suministrar la energía requerida para que el sistema de bombeo mecánico en general, trabaje de una manera confiable y eficaz. El motor primario puede ser del tipo de combustión interna o eléctrico. Como es de suponerse cada tipo de motor presenta ventajas y desventajas el uno sobre el otro; ahora bien, la selección del tipo de motor está más ligada a las condiciones de desarrollo superficial del campo y de las localización regional del mismo, que a las características que presenta el pozo.

II.3 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

El principio con el cual opera el bombeo electrocentrífugo es el siguiente: Por medio de una bomba centrífuga, ver Fig. 10, se le imprime a los fluidos un incremento de presión, mismo que debe ser necesario y suficiente para hacer llegar a los fluidos a la superficie a la presión de operación ⁽⁶⁾, siendo esta presión la requerida en la batería de separación o en el punto de enlace a una red de recolección más la pérdida de presión en la línea de descarga.

La bomba, al impulsar a los fluidos alojados en el interior del pozo, reduce la longitud de la columna hidráulica que actúa sobre la formación, reduciendo de esta manera el valor de la P_{wf} , lo que permite que el yacimiento aporte fluidos al pozo.

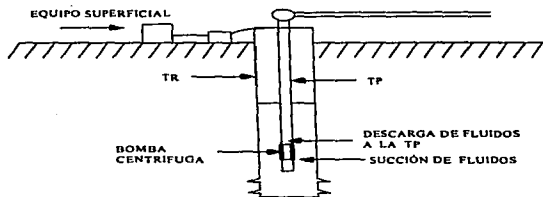


Fig. 10 La bomba electrocentrífuga es la encargada de imprimir la energía necesaria a los fluidos alojados en el pozo.

II.3.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.

Históricamente este sistema artificial de producción es asociado con volúmenes grandes de fluido producido. El alto costo del equipo y la profundidad de alcance son los factores que más influyen en la selección de este sistema ⁽⁷⁾. Una característica muy peculiar, es que su operación es sencilla de realizar; sin embargo no es fácil detectar fallas en el sistema, por lo antes mencionado, solamente el Ingeniero Petrolero o una persona altamente capacitada es capaz de diagnosticar y corregir los problemas.

La profundidad de operación del sistema está restringida principalmente por: La potencia de los motores existentes, el diámetro de las tuberías y el valor de la temperatura de los fluidos a la profundidad de colocación de la bomba. El manejo inadecuado de los componentes del sistema por parte del personal, es la causas más frecuentes de las fallas en el motor y en el cable conductor. El equipo cuenta con sistemas de protección como fusibles, termointerruptores, interruptores por alta carga o baja carga a fin de proteger el motor lo mejor posible.

Algunas de las razones por las cuales este sistema artificial de producción no opera eficientemente son: Un mal diseño y selección errónea de los pozos donde debe de aplicarse. La falla del sistema puede ser debida también a cambios en las propiedades de los fluidos y en el comportamiento del yacimiento.

No importa en cual de las siguientes etapas se encuentre el sistema de bombeo electrocentrifugo, siempre será necesaria la supervisión de personal con alta experiencia en el ramo, las etapas son las siguientes; La selección, la instalación, el mantenimiento, la operación y la etapa inicial de arranque del sistema.

II.3.2 COMPONENTES PRINCIPALES DEL APAREJO PARA EL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.

Para tener una mejor visualización de la localización de los componentes de este sistema, se hará un señalamiento en cada parte del aparejo, si ésta corresponde al equipo superficial (S) o al equipo subsuperficial (Ss). Haciendo una comparación y un análisis con los sistemas artificiales de producción descritos anteriormente, se puede intuir que dichos sistemas son una herramienta invaluable en la práctica de la recuperación de hidrocarburos del subsuelo, puesto que sin ellos, una gran parte del energético se habría quedado guardado en el yacimiento sin beneficio alguno. Del fondo del pozo a la superficie, los componentes son los siguientes, ver Fig. 11:

- 1.- Sensor de presión y temperatura de fondo (Ss).
- 2.- Motor (Ss).
- 3.- Sección sellante (Ss).
- 4.- Separador de gas (Ss).
- 5.- Bomba electrocentrifuga (Ss).
- 6.- Cable de suministro de corriente (Ss) y (S).
- 7.- Tubería de producción (Ss).
- 8.- Válvula de drenaje (Ss).
- 9.- Válvula de retención (Ss).
- 10.- Cabezal del pozo (S).

- 11.- Caja de venteo (S).
- 12.- Tablero de control (S).
- 13.- Controlador de velocidad variable (S).
- 14.- Inductor (S).
- 15.- Arreglo de transformadores (S).

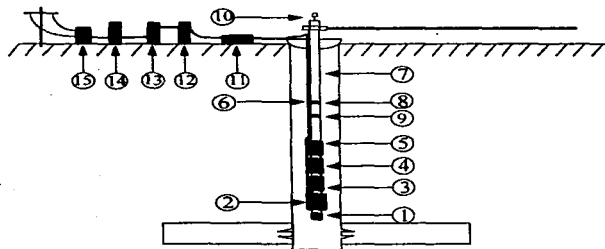


Fig. 11 Localización de los componentes del aparejo de bombeo electrocentrífugo.

11.3.3 FUNCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL APAREJO

Sensor de presión y temperatura de fondo: Tiene como objetivo detectar y registrar los valores de presión y temperatura a las condiciones de flujo.

Motor eléctrico: Es el encargado de suministrar a la bomba la potencia que está requiere para llevar a cabo su función.

Sección sellante: Su principal objetivo es aislar el motor de una posible entrada de fluidos del pozo al interior del mismo. En la actualidad existen dos tipos de sello, el denominado convencional y el de tres cámaras.

Separador de gas: Su función es eliminar la mayor cantidad de gas libre de la corriente de fluidos que entran a la bomba a fin de que esta opere con una mayor eficiencia. Existen dos tipos, el convencional y el centrífugo.

Bomba centrífuga: Tiene como función imprimir a los fluidos procedentes de la formación un incremento de presión suficiente y necesario para hacerlos llegar a la superficie a la presión de operación requerida.

Cable de suministro: Es el encargado de conducir la corriente eléctrica de la superficie al motor.

Tubería de producción: Conduce a los fluidos de la descarga de la bomba a la superficie.

Válvula de drene: Su objetivo es vaciar la TP, cuando es necesario extraerla.

Válvula de retención: Esta es una válvula de seguridad, que evita que la columna de fluidos se desplome y haga girar a la bomba en sentido inverso cuando se para el equipo, evitando así daño al motor.

Cabezal del pozo: Soporta a la TP, sella el espacio anular y contiene aditamentos indispensables para el manejo de la producción en superficie.

Caja de venteo: Evita la migración del gas libre hacia el tablero de control.

Tablero de control: Permite monitorear las tres fases de la corriente y detecta condiciones de sobrecarga y baja carga en la línea, de manera continua.

Control de velocidad variable: Es un dispositivo que permite variar la frecuencia de la corriente de suministro y con esto, variar la velocidad del motor para adecuarla a las condiciones que se requieren para manejar el gasto deseado.

Inductor: Depura a la corriente que se envía al motor de fondo de corrientes parásitas.

Arreglo de transformadores: Adecuan el valor del voltaje y la corriente de la línea de suministro a un valor de voltaje y corriente requeridos por el sistema.

CAPÍTULO III

PRIMER PASO DE LA METODOLOGÍA. INTERPRETAR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO PARA REALIZAR UNA BUENA SELECCIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.

La caracterización de un yacimiento, es una actividad de gran importancia que consiste en recopilar, estudiar, correlacionar e interpretar la mayor cantidad de datos posibles sobre éste, para conocerlo, clasificarlo y explotarlo de la mejor manera posible ⁽⁸⁾.

El tipo de yacimiento, el valor de la presión del mismo, los métodos de recuperación secundaria y mejorada, así como el valor de la relación gas aceite, etc., son factores que el Ingeniero de Producción no puede pasar desapercibidos en la selección de un sistema artificial de producción para un pozo petrolero.

III.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN BASE AL DIAGRAMA DE FASES.

La información que se genera sobre un yacimiento, es producto del trabajo de varias disciplinas como es el caso de: La Geofísica, la Geología e Ingeniería de Yacimientos entre otras. Cada una de estas disciplinas presentan técnicas y procedimientos propios que ayudan a la recopilación de información del yacimiento, debido a que cada disciplina presenta cierto interés sobre algunas características del yacimiento. Es imposible que con la información aportada por una sola disciplina, se pueda lograr una buena caracterización del yacimiento, entonces para realizar una buena caracterización, es necesario que las diferentes disciplinas interrelacionen y

estudien en conjunto toda la información que han logrado recopilar para tener una mejor visualización del propio yacimiento.

Cada disciplina clasifica a los yacimientos en base a las características que son de interés para ésta; por ejemplo, la Geología estudia a los yacimientos según el tipo de estructura que los aloja, siendo estas estructuras, los anticlinales, los sinclinales y las estratificaciones entre otras ⁽¹³⁾.

Otra clasificación es en base al nivel de fracturamiento que presentan los yacimientos, otra es en base a la litología, y así cada disciplina tiene una clasificación de los yacimientos en base a su área de trabajo.

La instalación de un sistema artificial de producción, es una actividad que corresponde a la Ingeniería de Producción, misma que no puede pasar por alto a la Ingeniería de Yacimientos, puesto que ésta es la que aporta una buena cantidad de los datos requeridos en la selección, diseño e instalación de un sistema artificial de producción.

Un factor determinante en la selección de un sistema artificial de producción es el tipo y cantidad de fluidos que aporta el yacimiento al pozo, dado que los diferentes sistemas de producción presentan características propias que los hacen más eficientes manejando un cierto tipo de fluidos provenientes de la formación, que otros ⁽¹¹⁾.

Tanto para la Ingeniería de Yacimientos, como para la Ingeniería de Producción existe una clasificación de los yacimientos, la cual se basa en la información que contiene el gráfico denominado **Diagrama de fases**.

El diagrama de fases expresa, cómo puede manifestarse una mezcla de hidrocarburos al someterla a cambios de presión y temperatura totalmente en la fase líquida, totalmente en la fase gaseosa o estar presentes las dos fases en diferentes proporciones.

La elaboración de un diagrama de fases no es una actividad complicada, pero que requiere de mucha atención, el proceso consiste en lo siguiente: Primeramente se debe obtener un muestra de fluidos del yacimiento a estudiar, a continuación la muestra se deposita en una celda herméticamente sellada para que no exista fuga de los fluidos. Esta celda está acondicionada con dispositivos que pueden variar el valor de la presión y la temperatura de la misma, por consiguiente se somete a la muestra de fluidos localizada en su interior a estas variaciones, lo que ayuda a determinar el comportamiento que presenta la muestra de fluidos a determinados valores de presión y temperatura.

Al variar la presión o la temperatura se debe de apuntar todos los pares de puntos de estos parámetros y prestar especial cuidado en aquellos en los que se observa el cambio de fase, a esta práctica se le denomina Análisis PVT.

Para la elaboración de un diagrama de fases, se deben de graficar los valores de presión y de temperatura a los cuales ha existido el cambio de fase, lo cual se observa a través de una ventana de cristal.

Se denomina **Envolvente de Fases** a la unión de las **Curvas de Punto de Burbujeo y Punto de Rocío** que se forman a partir de mantener la mezcla de hidrocarburos a diferentes presiones y temperaturas, estas curvas se unen en un punto llamado **Punto Crítico**.

Algunos autores definen al punto crítico como el punto donde se presenta el mayor valor de presión en el cual la fase líquida y la fase gaseosa pueden existir en equilibrio.

El diagrama de fases, además está constituido por las **Curvas de calidad**, estas curvas indican los porcentajes del volumen total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido y en estado de vapor, además en el diagrama de fases se localizan la **línea cricondenbara** y la **línea cricondenterma**, la unión de estas líneas definen las coordenadas del punto crítico tal como se observa en la Fig. 12.

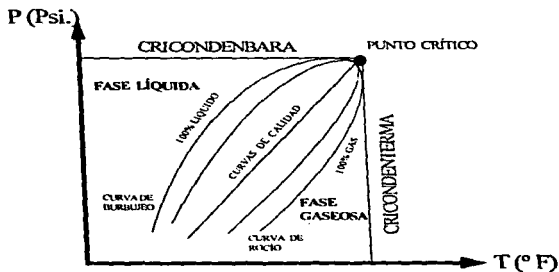


Fig. 12 Diagrama típico de fases.

La clasificación generada en el diagrama anterior es la siguiente:

Yacimientos Bajosaturados: Son los que presentan flujo solamente de la fase líquida con su gas disuelto, se tienen en esta clasificación a los yacimientos productores de aceite negro y aceite volátil.

Yacimiento de aceite negro: Producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas aceite instantánea menor de $200 \text{ m}^3\text{g.} / \text{m}^3\text{o.}$

Yacimientos de aceite volátil: Producen un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.80, presentan una relación gas aceite instantánea entre 200 y $1500 \text{ m}^3\text{g.} / \text{m}^3\text{o.}$

Yacimientos Saturados: Tienen como característica que su producción está compuesta de la fase líquida con su gas disuelto, así como de la fase gaseosa.

Yacimientos de gas y condensado: Producen un líquido ligeramente café, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78, con relaciones gas aceite instantáneas entre 1500 y $12000 \text{ m}^3\text{g.} / \text{m}^3\text{o.}$

Yacimientos de gas húmedo: Producen un líquido transparente, con densidad relativa menor de 0.74 y con una relación gas aceite instantánea entre 10000 y $20000 \text{ m}^3\text{g.} / \text{m}^3\text{o.}$

Yacimientos de gas seco: Si presentan flujo de líquido, este es transparente, las relaciones gas aceite instantánea es mayor de $20000 \text{ m}^3\text{g.} / \text{m}^3\text{o.}$

Cuando se descubre un nuevo yacimiento, éste presenta un determinado número de condiciones, las cuales se denominan condiciones iniciales del yacimiento. En base a estas condiciones es como se clasifica el yacimiento de acuerdo con el diagrama de fase, no importa que posteriormente el yacimiento presente un comportamiento muy diferente, el yacimiento continuará con su clasificación original hasta el fin de su vida productiva. El comportamiento de un yacimiento durante su vida productiva, es función directa de las variación de su presión y su temperatura. Basándose en que el valor de la temperatura inicial del yacimiento se considera constante, debido a que el tratar de cambiar este valor implica una variación enorme de energía, la cual solo puede ser producto de un fenómeno geológico; se establece que el estudio del comportamiento de un yacimiento se debe realizar en base al abatimiento que presenta el valor inicial de presión. Por ejemplo, se determina que un yacimiento ha comenzado a explotarse presentando las siguientes coordenadas de presión y temperatura (P_1, T_1), si se localiza a estas coordenadas en el diagrama de fases observaremos que se localizan en la zona que corresponde a los yacimientos bajosaturado, por consiguiente, el yacimiento será clasificado como bajosaturado.

Al transcurrir un determinado tiempo de explotación, se observa en los registros que la presión presenta un nuevo valor, al graficar las coordenadas (P_2, T_1) en el diagrama de fases, se ve como ahora el yacimiento presenta un comportamiento característico de los yacimientos saturados, y esto sólo es debido al abatimiento de la presión, tal como se muestra en la Fig. 13.

Como resultado de lo antes planteado, se establece que un yacimiento a lo largo de su vida productiva puede presentar un comportamiento muy diferente al original, pero su clasificación inicial jamás cambiará ⁽⁸⁾.

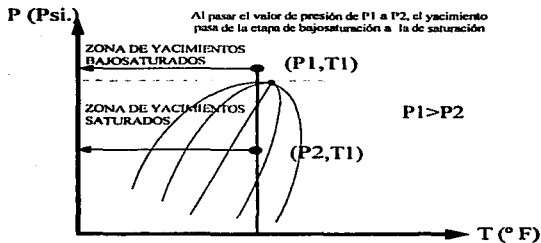


Fig. 13 Observe en el diagrama como el comportamiento que presenta un yacimiento con sus condiciones iniciales, llega a ser muy diferente al comportamiento que presenta al declinar su presión.

III.2 INFLUENCIA DE LA PRESIÓN MEDIA DEL YACIMIENTO Y LOS MECANISMOS DE EMPUJE, EN LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.

El Ingeniero de Yacimientos es el encargado de recopilar la mayor información posible sobre el yacimiento, esta información puede ser obtenida de las siguientes maneras: Del afloramiento de formaciones, de núcleos tomados en pozos exploratorios, de registros geofísicos, de correlaciones con otros yacimientos, de análisis PVT, de la historia de producción y de pruebas de producción principalmente, ahora bien:

El objetivo del Ingeniero de Yacimientos es caracterizar en toda su extensión al yacimiento, para realizar un modelo del mismo, en el cual se pueda pronosticar el comportamiento que el yacimiento presentará en un siguiente período de tiempo.

Para la selección de un sistema artificial de producción, **la presión media del yacimiento**, es un parámetro de gran importancia, debido a que este parámetro gobierna cuando un mecanismo de empuje comienza a actuar.

Es muy importante enfatizar que en un yacimiento pueden o no actuar los principales mecanismos de empuje como lo son: El sistema roca - fluidos, la expansión del gas disuelto liberado, la expansión del casquete de gas, un acúfero asociado y la segregación gravitacional, esto es debido a las condiciones de depósito del material orgánico y al grado de maduración de ésta.

Es de gran importancia que el Ingeniero de Yacimientos proporcione al Ingeniero de Producción información de qué mecanismos actuarán en el yacimiento y a qué condiciones lo harán.

Aprovechar correctamente la energía que aportan los diferentes mecanismos de empuje tiene un valor inmensurable, debido a que pueden incrementar la recuperación de los hidrocarburos en un porcentaje elevado, tal como se muestra en la Fig. 14 ⁽⁸⁾.

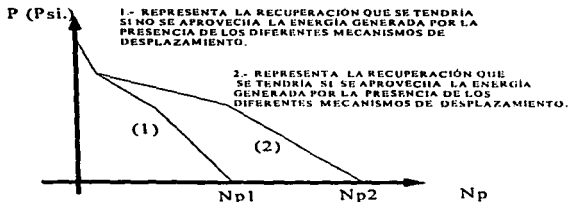


Fig. 14 Aprovechar correctamente la energía de los diferentes mecanismos de desplazamiento, hará que la recuperación final se incremente en gran medida.

El Ingeniero de Producción es el encargado de seleccionar, diseñar e instalar los sistemas artificiales de producción. El primer paso que se debe de realizar para seleccionar al sistema idóneo, es un estudio al pozo candidato, el cual consiste básicamente en determinar el comportamiento de afluencia de dicho pozo.

En la actualidad existen varias ecuaciones que se han desarrollado para poder determinar dicho comportamiento de afluencia, principalmente se utilizan tres maneras de construir la curva que representa a dicho comportamiento, y estas son: Índice de Productividad (IP), esta herramienta se utiliza para los yacimientos que se encuentran en su etapa de bajosaturación, la Curva de Vogel, la cual se aplica a yacimientos en la etapa de saturación, y la Curva Generalizada de IPR (Patton y Goland), que se aplica a yacimientos que presentaron una etapa del tipo bajosaturada y ahora presentan una etapa de saturación ⁽²⁾ o a yacimientos que se encuentran en la etapa de bajosaturación y pasarán a la etapa de saturación.

Una curva de comportamiento de afluencia, es el resultado de graficar valores de la presión de fondo fluyendo (Pwf) contra valores de gasto de aceite (Qo) y sirve para conocer el máximo gasto de aceite (Qomax) que puede aportar un pozo, así como determinar el gasto óptimo de aceite (Qop).

**CUADRO DE ECUACIONES DE CURVAS
DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA**

Índice de productividad

$$IP = Q_o / (P_{yac} - P_{wf})$$

Curva de Vogel

$$Q_o/Q_{om\acute{a}x} = 1 - 0.2(P_{wf}/P_{yac}) - 0.8(P_{wf}/P_{yac})^2$$

Curva generalizada de IPR

Se construye utilizando las dos ecuaciones anteriores.

Pwf, presión de fondo fluyendo

Pyac, presión media del yacimiento

Como se puede observar, las ecuaciones del cuadro anterior están en función de la presión media del yacimiento (Pyac), lo que conlleva a pensar que si se tiene un valor confiable del valor de la (Pyac), se obtendrá una curva confiable del comportamiento de afluencia del pozo y por consiguiente una buena selección y diseño del sistema artificial de producción.

Algunas de las interrogantes que el Ingeniero de Producción debe plantear al Ingeniero de Yacimientos, son las siguientes:

1. ¿Cuál es el valor promedio de la presión del yacimiento?

2. ¿Qué mecanismos de desplazamiento se encuentran actuando en el yacimiento?
3. ¿Cuál es el tiempo promedio que actuarán los diferentes mecanismos?.
4. ¿Cuál es la recuperación que se obtendrá si se instala el sistema seleccionado?
5. En que tiempo se alcanzarán las condiciones de abandono.

En base a las respuestas que proporcione el Ingeniero de Yacimientos, el Ingeniero de Producción será capaz de determinar primeramente, si es posible instalar un sistema artificial de producción desde el punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos. Si la instalación es posible, ¿cuál es el sistema artificial de producción óptimo a utilizar?, ¿cuál será el gasto que manejará dicho sistema?, ¿cuál será el tiempo en que se obtendrá la recuperación máxima y sobre todo, cuál será el monto aproximado que costará realizar la operación?

La selección, instalación y mantenimiento de un sistema artificial de producción, no es una labor sencilla, y hacer de ésto una operación exitosa, dependerá de como se establezca la interacción de datos, conocimientos y experiencias de las personas encargadas de realizar estas operaciones.

III.3 LAS TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y RECUPERACIÓN MEJORADA COMO FACTOR EN LA SELECCIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.

Primeramente, se debe establecer cual es la finalidad de los métodos de recuperación secundaria y mejorada. Su objetivo primordial es mantener si es posible, un valor de presión en el interior del yacimiento, para poder obtener una mayor recuperación de hidrocarburos del mismo ⁽⁹⁾.

Cada uno de los métodos de recuperación, presenta una manera particular de transmitir la nueva energía que se debe suministrar al yacimiento para lograr una mayor recuperación. Por ejemplo los métodos de recuperación secundaria, están basados en actuar de la misma manera en que lo harían algunos mecanismos propios de desplazamiento ⁽⁹⁾. Los métodos de recuperación mejorada, para lograr su objetivo, tratan de variar las propiedades de los hidrocarburos ⁽⁹⁾.

Se dará a continuación una breve explicación de como actúan estos métodos de recuperación secundaria.

La inyección de agua. Este es un método que consiste en inyectar agua a una cierta presión, en una zona previamente seleccionada, es importante mencionar que si el yacimiento presenta un acuífero asociado, la inyección generalmente se realiza cerca del contacto agua - aceite, si por el contrario, el yacimiento no se ve afectado por la presencia del acuífero, entonces la inyección se debe de realizar en la parte más profunda del yacimiento. La diferencia de densidades y la invasión de agua dentro del yacimiento, harán que en un principio la presión del yacimiento comience a incrementarse hasta un cierto valor, al alcanzar este valor de presión, el agua inyectada desplazará al aceite alojado en el seno del yacimiento de su parte inferior

hacia las zonas de menor presión, siendo estas los pozos previamente seleccionados a producción. Esto se ilustra mejor en la Fig. 15.

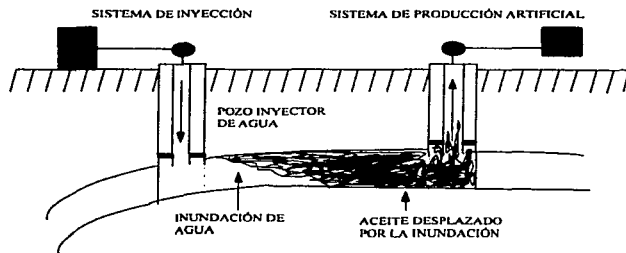


Fig. 15 La inyección de agua un método común de recuperación secundaria.

La inyección de gas al casquete, es otro método de recuperación secundaria de gran aceptación mundial, que consiste en inyectar gas a alta presión en la parte superior del casquete original de gas del yacimiento. Debido a su gran poder de expansión, el gas es considerado como un excelente mecanismo para el mantenimiento de presión en el interior del yacimiento. A diferencia de la inyección de agua, en este caso, el desplazamiento de fluidos ocurre de la parte superior hacia la parte inferior del yacimiento, tal como se observa en la Fig. 16.

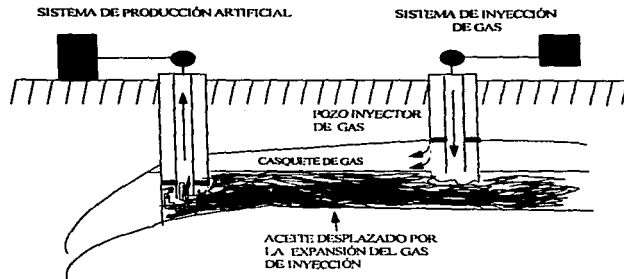


Fig. 16 La inyección de gas al casquete es un método clásico de recuperación secundaria.

Los métodos de recuperación mejorada, están enfocados principalmente a tratar de variar algunas propiedades de los hidrocarburos, como es el caso de la viscosidad, la tensión superficial o interfacial, para de esta manera lograr que el propio fluido avance hacia las zonas de menor presión, o sea la zona de disparos de los pozos, ver Fig. 17.

Los métodos que caracterizan a este tipo de recuperación son los siguientes: La combustión in situ, la inyección de vapor y la inyección de surfactantes o miscelares. Como es de suponerse, estos métodos son poco comunes, debido a su alto costo de operación.

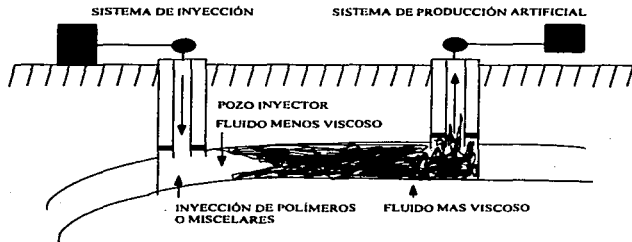


Fig. 17 La inyección de polímeros, miscelares o prácticas de combustión in situ son métodos característicos de la recuperación mejorada.

Se considera a los métodos de recuperación como un factor de interés en la selección de un sistema artificial de producción, debido a que estos modifican el comportamiento del yacimiento. Lo anterior significa que el diseño y selección de un sistema artificial de producción puede alterarse debido a los efectos de aplicar algún método de recuperación al yacimiento. Tomando en cuenta lo antes mencionado, el Ingeniero de Producción debe interactuar con el Ingeniero de Yacimientos, para encontrar respuesta a las siguientes interrogantes:

1. ¿El yacimiento será sometido a un proceso de recuperación secundaria o mejorada, según el caso?
2. En caso afirmativo, ¿qué método se aplicará?

3. Se debe saber si el yacimiento en cuestión realmente se afectará por los efectos del método de recuperación.
4. ¿Cuánto tiempo tardarán los efectos en reflejarse en el pozo?
- 5.- ¿Cuál será el nuevo valor de la presión media del yacimiento?
- 6.- ¿Cuánto tiempo se mantendrá este valor de presión?
- 7.- ¿Que gasto se debe manejar para contribuir a la eficacia de la recuperación?
- 8.- Saber si el pozo candidato se debe de cerrar, debido a que afecte la eficiencia de desplazamiento del método de recuperación aplicado al yacimiento.

Con la información que obtenga el Ingeniero de Producción del Ingeniero de Yacimientos, éste estará en condición de analizar y decidir si el sistema artificial de producción en cuestión, operará de manera eficiente ante los efectos de aplicar un método de recuperación. Para realizar lo anterior el ingeniero debe analizar lo siguiente según sea el caso.

1. ¿Se debe suspender la operación del sistema artificial?
2. Si el comportamiento de afluencia original se afectará en gran medida.
3. En base al tipo del método de recuperación a aplicar, que infraestructura se debe construir para manejar la producción.

4. Determinar el futuro ritmo y condiciones de operación del sistema artificial de producción.
- 5.- Determinar el número de pozos del yacimiento a ser intervenidos con un sistema artificial de producción, para lograr la mejor recuperación de los hidrocarburos generada por la aplicación de un método de recuperación.

Como se puede observar el número de preguntas que se generan sobre el yacimiento en torno a la selección de un sistema artificial de producción, es considerable. El dar una respuesta a todas las interrogantes planteadas, garantizará que la selección de un sistema artificial será un éxito.

III.4 EL VALOR DE RELACIÓN GAS - ACEITE, COMO UN FACTOR MUY IMPORTANTE EN LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.

Los prototipos de los sistemas artificiales de producción, se diseñan considerando que estos manejarán solamente una fase, siendo ésta la líquida. Pero como se sabe, la producción de hidrocarburos que aporta un pozo, está constituida principalmente de la fase líquida y de la fase gaseosa. Las proporciones en que se presenten las dos fases en la mezcla de hidrocarburos, determinarán la eficiencia con que opere algún tipo de sistema artificial de producción en el pozo.

Para cuantificar la proporción en que se presentan las dos fases, se hacen mediciones de las mismas a las condiciones de operación requeridas.

Se denomina Relación Gas - Aceite (RGA) a la relación existente entre el volumen de gas libre registrado a condiciones superficiales, entre el

volumen de aceite también registrado a condiciones superficiales en un tiempo determinado.

$$RGA = \frac{\text{Volumen de gas a condiciones superficiales.}}{\text{Volumen de aceite a condiciones superficiales.}}$$

La razón por la cual la eficiencia de operación del bombeo mecánico y del bombeo electrocentrífugo se ve alterada por el valor de la relación gas aceite (RGA), es debido a que estos sistemas artificiales de producción, están diseñados para manejar fluidos incompresibles o ligeramente compresibles y no fluidos altamente compresibles como es el caso del aceite que presenta gas libre, es por eso que cuando existe una cantidad considerable de gas libre en la mezcla que maneja el sistema, éste presenta una menor eficiencia en su operación. En el caso del bombeo neumático, la eficiencia de operación se ve afectada cuando el volumen de gas inyectado es superior al requerido, esto es debido a que se ocasiona un incremento en caídas de presión por fricción dentro de la TP.

Para tener conocimiento de la cantidad de gas libre y los efectos que tendrá sobre el sistema artificial de producción, es necesario conocer el valor de la RGA y los diferentes mecanismos que la generan.

Analizar el comportamiento del valor de la RGA, es otra tarea que no está exenta del trabajo en equipo, entre el Ingeniero de Yacimientos y el Ingeniero de Producción, por lo que este último debe explotar al máximo los conocimientos y la información que el Ingeniero de Yacimientos le proporcione, para lograr una buena selección del aparato.

Tener buen conocimiento del comportamiento del valor de la RGA, es un paso de gran importancia en la metodología para la selección del sistema artificial, debido a que puede proporcionar una primera idea, de si se puede instalar o no un sistema artificial de producción.

Otras propiedades de los fluidos como son: La viscosidad, la solubilidad, la densidad de la mezcla y las fuerzas de tensión superficial, deben de someterse al mismo proceso de análisis al que se somete la relación gas - aceite para conocer como afectan estas en el proceso de selección del sistema artificial de producción..

Realizar un análisis PVT a una muestra de fluidos, no es la única manera de determinar estas propiedades, los modelos matemáticos resultan ser otra herramienta muy confiable para estimar dicha actividad.

Un buen conocimiento de la variación de ciertas propiedades de los fluidos conduce a evitar errores, que podrían llegar a costar el éxito de la selección e instalación del sistema artificial de producción . Un ejemplo claro de esto, puede ocurrir en la instalación del bombeo electrocentrífugo, si la densidad promedio de la mezcla no es conocido, puede ocasionar que el motor de la bomba seleccionada presente un bajo valor de eficiencia de trabajo, debido a que la selección y diseño del mismo están en función directa del valor de la densidad de la mezcla, presentándose entonces que al paso del tiempo, el motor utilizado, sea demasiado grande para las condiciones de operación, o por el contrario, que sea demasiado pequeño, al grado de tener que reemplazarlo por otro más adecuado.

El Ingeniero de Producción debe exigir al Ingeniero de Yacimiento un reporte de como será el comportamiento de los parámetros antes tratados para poder realizar su trabajo con la mayor confiabilidad posible.

Como conclusión de este capítulo, se puede establecer que todas y cada una de las prácticas que se realicen, así como los fenómenos que se presenten en torno al yacimiento y alteren el comportamiento del mismo, serán factores de interés que deben tomarse en cuenta en la metodología utilizada en la selección de un sistema artificial de producción para un pozo petrolero.

CAPÍTULO IV

SEGUNDO PASO. ANALIZAR EL ESTADO MECÁNICO DE EL POZO

Cuando se está planeando la perforación de un pozo exploratorio, se deben de analizar todos y cada uno de los parámetros que intervengan en esta operación.

Construir un pozo para explotar un campo petrolero, tiene como objetivo establecer la comunicación entre el yacimiento y la superficie, para extraer los hidrocarburos que se alojan en el seno del propio yacimiento.

Elaborar un plan de perforación o diseñar un pozo petrolero, es una actividad que se lleva a cabo, considerando información principalmente de las siguientes áreas: La geología, la geofísica, la química, la mecánica, la Ingeniería de Yacimientos y la Ingeniería de Producción. Todas y cada una de estas áreas, aportan una gran cantidad de información. Si toda esta información se toma en consideración y se estudia adecuadamente, se puede garantizar que el tiempo de producción de un pozo, puede ser mayor que si el pozo se perforara con la información proporcionada por solo una o dos disciplinas.

De lo anterior, se puede uno cuestionar, ¿por qué se debe de incluir a la Ingeniería de Producción en la práctica de diseñar un pozo petrolero?. Para responder a la pregunta anterior, es necesario conocer las funciones y la importancia de las otras áreas en esta práctica.

La geología, permite delimitar la estructura que contempla al yacimiento, proporcionando datos como: El tipo de estructura, la litología de la misma y principalmente presentar una teoría de como se generó dicha estructura.

La geofísica, permite detallar la información sobre la estructura como lo es: Su tamaño, tipo y profundidad de ésta, además esta disciplina proporciona información sobre las condiciones a las que se encuentran los fluidos dentro de la formación, debidas a la gran cantidad de material existente sobre éstos. Con la información proporcionada por esta disciplina, el Ingeniero de Perforación puede determinar los valores correspondientes a la presión de formación y a la presión de fractura de la formación, los cuales son útiles para determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

La química, además de permitir formular la composición de los diferentes fluidos utilizados en la perforación, terminación o estimulación de un pozo petrolero, proporciona información sobre las siguientes propiedades: El punto de cedencia, el gel, la densidad, la viscosidad y el contenido de sólidos principalmente ⁽¹⁰⁾.

La mecánica en todas sus áreas, nos brinda información sobre, la capacidad de los equipos de perforación, características de las tuberías, de las herramientas de perforación, capacidad de los equipos eléctricos, electrónicos y mecánicos en general.

La Ingeniería de Yacimientos permite, planear la explotación adecuada de un yacimiento, basándose principalmente en el comportamiento que presenta el mismo con el paso del tiempo. La información que esta disciplina aporta a la Ingeniería de Perforación es la siguiente: Indica cual debe ser la profundidad total del pozo, la profundidad de los disparos, el tipo de terminación del pozo, entre otros aspectos.

En el desarrollo del plan de explotación de un yacimiento, se debe considerar la intervención de pozos con sistemas artificiales de producción, debido a que éstos harán que el valor de la recuperación total de hidrocarburos aumente. Es por esto que la Ingeniería de Producción debe intervenir en el diseño de todos los pozos de desarrollo.

El estado mecánico del pozo, en principio, es la condensación de la información contenida en el plan de perforación, pero conforme avanza la perforación del pozo, su estado mecánico, puede cambiar debido a imprevistos propios de la perforación.

La información que contiene el estado mecánico, es la siguiente: Nombre y localización del pozo, profundidad del objetivo, tipo de terminación, tipo de pozo, columna estratigráfica, profundidades de asentamiento de tuberías, características principales de las tuberías y geometría del pozo; se anexa en la siguiente página un esquema que muestra el estado mecánico de un pozo petrolero ⁽¹¹⁾.

Algunos parámetros que se registran en el estado mecánico del pozo como lo son, la profundidad, el diámetro de tuberías y la desviación del pozo, son también de gran relevancia en la selección de un sistema artificial de producción, debido a que pueden llegar a ser factores importantes que limiten la instalación de un sistema artificial de producción.

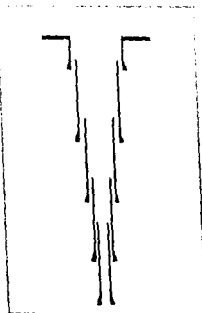
TIPO DE TERMINO
GRADO DE DESARROLLO
COMPANIA ENCARGADA

COLUMNA ESTRATIGRAFICA

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

ESQUEMA

FORMACION	INTERVALO (pies)	TUBERIA	DIAMETRO (pulg)	GRADO	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO (pulg)
MISISIPICO	0-1200	SUPERFICIAL	20	N110	900
DEVONICO	1200-3500	CONDUCTORA	13 3/8	M75	2000
SILURICO	3500-4700	INTERMEDIA	10 1/2	J45	4500
ORDOVICICO	4700-6800				
CAMBRIICO	6800-7500	LINER	8 7/8	L110	8300
PROTEROZOICO TARDIO	7500-8200	PRODUCCION	7 3/8	M45	8000



La regla general que debe de seguir el Ingeniero de Perforación es la siguiente. Preguntar al Ingeniero de Yacimientos si el pozo a perforar será algún día candidato para instalársele un sistema artificial de producción, si la respuesta es afirmativa, el siguiente paso es cuestionar al Ingeniero de Producción, sobre cuales son las condiciones que debe presentar el pozo para facilitar la instalación del sistema artificial de producción.

IV.1 LA PROFUNDIDAD DEL POZO.

A la máxima distancia vertical perforada en un pozo, se le define como la profundidad del mismo. El valor de esta profundidad, en realidad no presenta gran importancia en el proceso de selección de un sistema artificial de producción, lo que tiene mucha importancia, son los siguientes puntos, la máxima profundidad de alcance del sistema y la profundidad del nivel dinámico.

La máxima profundidad a la cual actúa un sistema artificial de producción, está en función directa del tipo de sistema artificial, y de las capacidades de operación del mismo. Por ejemplo, la máxima profundidad de trabajo del bombeo neumático, se localizará, donde exista el mayor valor de presión de inyección de gas, el cual a su vez está dado por la capacidad de operación del equipo superficial. Por ejemplo, al realizar el diseño de un aparato de bombeo neumático resulta que para activar la válvula operante, se requiere una presión de inyección del gas de 6000 lbs./pg.², y que el valor de la presión de inyección de gas requerido en la superficie, es de 4000 lbs./pg.². Al revisar la información sobre los equipos de compresión se observa que la mayor presión posible a obtener con los equipos disponibles, es de 3500 lbs./pg.² en la superficie, lo que indica que intervenir el pozo con este sistema resultaría no favorable.

Se define como nivel dinámico del pozo, a la distancia que existe, entre el nivel superficial y la profundidad a la cual llegan los fluidos cuando se pone el pozo a producción. Cuando se cierra el pozo, el nivel de los fluidos alcanzará otra profundidad menor, a esta profundidad se le denomina nivel estático ver fig. 18.

(NOTA. la profundidad se mide partiendo del superficial hacia abajo)

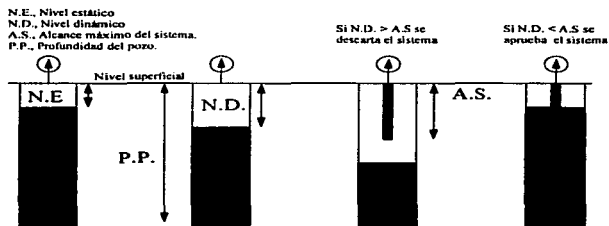


Fig. 18 Observese como el nivel dinámico es un factor determinante en la selección del sistema artificial de producción, aún más que la profundidad del pozo.

Como regla general, lo que interesa es conocer el valor del nivel dinámico, no necesariamente la profundidad del pozo. Si el alcance de operación de un sistema artificial de producción, es mayor que la profundidad del nivel dinámico, dicho sistema puede ser candidato a instalarse en el pozo en base a este criterio.

A continuación se muestra una tabla que contiene a los factores que determinan el máximo alcance de operación que presentan los sistemas artificiales de producción más utilizados en México.

Bombeo neumático	Capacidad de inyección del equipo superficial
Bombeo mecánico	Capacidad del equipo superficial para levantar la columna de fluido
Bombeo electrocentrífugo	Caídas de voltaje a través del cable conductor y las máximas condiciones de operación del motor para impulsar la bomba

IV.2 EL DIÁMETRO DE LAS TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN Y REVESTIMIENTO.

Como se puede observar en el esquema del estado mecánico del pozo, éste contempla la información correspondiente a las tuberías de revestimiento.

La información presentada acerca de las tuberías, es de gran importancia en la selección e incluso para definir si es posible instalar un sistema artificial de producción, la información indispensable de una tubería de revestimiento en el proceso de selección es su diámetro nominal.

El Ingeniero de Producción, debe poner toda su atención en las características de la tubería de revestimiento que ha sido seleccionada para realizar los disparos, debido a que ésta alojará algunas de las principales partes de operación del sistema artificial de producción.

Las partes subsuperficiales de cualquier sistema artificial de producción, presentan entre sus características de diseño, el valor de su diámetro nominal, este valor sirve para conocer el mínimo valor de diámetro de la tubería de revestimiento en el cual pueden instalarse los componentes.

Para observar el efecto que produce el diámetro nominal de la tubería de revestimiento en la selección de un sistema artificial de producción obsérvese la Fig. 19.

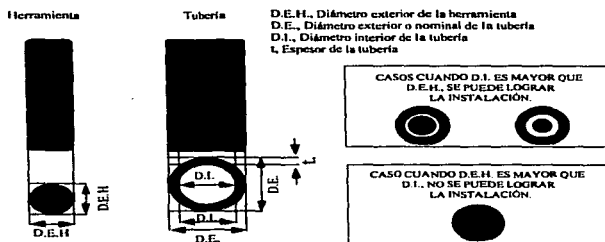


Fig. 19 Efecto del diámetro nominal de la tubería de revestimiento en la selección de un sistema artificial de producción.

Por ejemplo, en el estado mecánico de un pozo candidato a ser intervenido, se observa que el diámetro de la TR, es de 4.5 pg. Después de analizarlo se determina que el mejor sistema de producción a instalarse es el bombeo electrocentrifugo. Como referencia, el diseño de las partes del aparejo de producción se realiza en base al tipo de motor y de bomba previamente seleccionados. El resultado del diseño de este sistema, indica que es necesario instalar una bomba serie 400, este número de serie indica que el mínimo valor de diámetro nominal en que se puede instalar esta bomba, es de 4 pg, por consiguiente, este sistema es un buen candidato a instalarse en este pozo. Si la TR presentara un diámetro nominal de 3 pg, en lugar de 4.5 pg, jamás podría instalarse este sistema, debido a que el menor número de serie existente de sus componentes es 400 o en casos especiales 378.

Se puede establecer que un sistema artificial de producción, se podrá instalar en pozo candidato, si los diámetros nominales de sus tuberías de revestimiento, permiten el paso e instalación de los componentes subsuperficiales de dicho sistema.

IV.3 EL TIPO DE TERMINACIÓN DEL POZO.

El tipo de terminación que presente el pozo, no produce un efecto directo en la selección de un sistema artificial de producción, si solo se está analizando como parte del estado mecánico del pozo. El tipo de terminación más bien influye en el conocimiento del comportamiento de afluencia del pozo. Si el pozo produce en agujero descubierto, es muy factible que su comportamiento de afluencia cambie constantemente debido a ciertas condiciones de operación que se presentan en este tipo de terminación como es el derrumbe del pozo y acumulación de sedimentos, el acarreo de arena y en general todos los factores que reduzcan el valor de la permeabilidad absoluta ^{(3) (12)}. Ahora bien si el pozo presenta una terminación donde todo el intervalo productor ha sido perforado y revestido, el comportamiento de afluencia del pozo está afectado por el diseño y calidad de los disparos que se tengan. Es común que se realicen disparos en dos intervalos productores, es por eso que el Ingeniero de Yacimientos debe realizar un análisis de si esos dos intervalos pertenecen a un solo yacimiento, o si éstos deben analizarse por separado. Cualquiera que sea el caso, el Ingeniero de Yacimientos debe realizar un estudio general del comportamiento de los diferentes intervalos productores y entregar los resultados del mismo al Ingeniero de Producción, para que analice la influencia de este comportamiento en la selección del sistema artificial de producción desde el punto de vista de yacimientos y del estado mecánico del pozo.

IV.4 EL GRADO DE DESVIACIÓN DEL POZO.

En la actualidad existen principalmente tres maneras de perforar un pozo petrolero. Estas son la perforación vertical, la perforación direccional y la perforación horizontal, el criterio que determina que tipo de perforación se realiza, es precisamente el grado de desviación que existe desde la vertical hasta el objetivo a alcanzar ⁽¹³⁾.

En la realidad se puede decir que no existe un pozo que presente una verticalidad del cien por ciento, pero se considera que un pozo se perforó verticalmente si su desviación oscila entre los 2 y 3.5° con respecto a la vertical. Si el pozo presenta un grado de desviación entre los 3.5 y 89.9°, se dice que se tiene una perforación direccional, aunque cabe mencionar que esta perforación se caracteriza por la cantidad de quiebres y/o desviaciones que presenta su trayectoria. Si el ángulo con la vertical es de 90°, se dice que se ha realizado una perforación horizontal, como se muestra en la figura número 20.

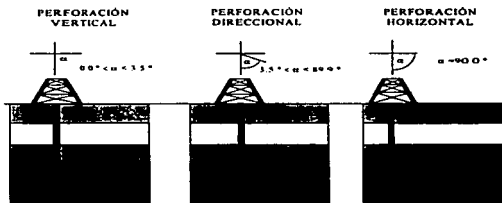


Fig. 20 Tipos de perforación.

El grado de desviación afecta en la selección del sistema artificial de producción de la siguiente manera. La tubería de producción y ciertos elementos característicos de cada sistema, presentan un rango de valores de esfuerzos tangenciales a los cuales se pueden someter soportando una cierta flexión, sin que ésta altere su funcionamiento. Mas allá de este rango, las partes podrán comenzar a fallar o en su caso se generará una ruptura y desprendimiento de éstos. (ver Fig. 21).

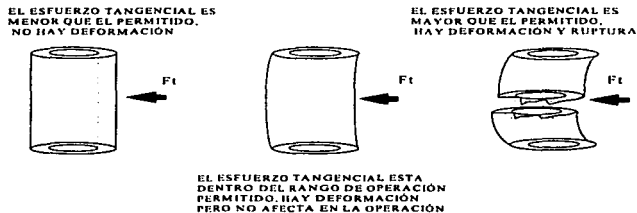


Fig. 21 Efecto del esfuerzo tangencial (F_t) sobre las tuberías.

Para comprender como es que se puede realizar la instalación de un sistema artificial de producción en pozos que se han perforado direccional u horizontalmente, es necesario relacionar los puntos antes tratados. Por ejemplo, si se tiene un pozo que se perforó direccionalmente hasta la profundidad vertical de 3000 m. y presenta un grado de desviación de 87° correspondiente a esa profundidad, además de un análisis realizado a una

prueba de producción, se determina que el nivel dinámico se localiza 1500 m.b.n.r. y a esta profundidad se tiene una tubería de revestimiento de 13 3/8 pg. de diámetro.

El aparato de bombeo neumático subsuperficial, admite un gradiente de desviación de 12°/1000m., el del bombeo mecánico de 26°/1000m. y el electrocentrifugo de 4°/1000m.

Considerando que el alcance del sistema artificial de producción está dado ahora por la magnitud de los esfuerzos tangenciales con respecto a la profundidad, hay que determinar si es posible o no instalar un sistema de producción artificial, en caso afirmativo indicarlo.

Si se realiza una comparación entre la desviación propia del pozo y sus correspondientes profundidades, contra las capacidades de los sistemas, se puede visualizar fácilmente cual es el comportamiento de los sistemas ante estas condiciones.

PROFUNDIDAD (m.)	DESVIACIÓN (°)	GRADOS QUE SOPORTA EL BN	GRADOS QUE SOPORTA EL BMEC	GRADOS QUE SOPORTA EL BEC
0	0	0	0	0
500	9	6	13	2
1000	19	12	26	4
1500	35	18	39	6
2000	40	24	42	8
2500	65	30	55	10
3000	87	36	68	12

De la tabla anterior, se puede observar que el bombeo mecánico es el que cumple con los requisitos, dado que su alcance de operación bajo estas condiciones supera los 2000m. que es un valor superior a los 1500m. correspondientes al nivel dinámico.

Como resumen del capítulo, se puede establecer que un sistema artificial de producción se puede instalar en un pozo desde el punto de vista de su estado mecánico, si el alcance de operación, es mayor que la profundidad donde se localiza el nivel dinámico. Recuérdese que el alcance de operación de un sistema de producción artificial está en función directa de la capacidad propia del equipo, de los diámetros de las tuberías de revestimiento y el grado de desviación del pozo.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

CAPÍTULO V

TERCER PASO. ANALIZAR LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES

Las instalaciones superficiales, son factores de gran importancia en la selección de un sistema artificial de producción puesto que las condiciones y características que éstas presenten, influyen en el valor de la presión de fondo fluyendo, el cual como ya se ha estudiado es un parámetro clave en la selección y diseño de los sistemas artificiales de producción.

Si las instalaciones superficiales influyen sobre el valor de presión de fondo fluyendo, es necesario realizar un estudio general de éstas, para generar un valor óptimo de presión de fondo fluyendo, lo que puede resultar que el pozo fluya naturalmente o bien, que aporte mayor gasto y por lo tanto la instalación de un sistema artificial de producción no sea necesaria en forma anticipada.

A continuación se estudia la manera particular en que las líneas de flujo, el separador, la localización del pozo, las condiciones de espacio y la capacidad de suministro de energía afectan en la selección de un sistema de producción artificial.

V.1 LÍNEAS SUPERFICIALES Y SUBSUPERFICIALES.

Se consideran como instalaciones superficiales el estrangulador y toda línea de flujo que va del cabezal del pozo hacia la batería de separación y línea subsuperficial a la TP y sus accesorios. en este capítulo estudiaremos la manera como afectan las condiciones que presentan estas líneas, en la selección de un sistema artificial de producción.

En las líneas de flujo, se generan caídas de presión debido a ciertos factores como lo son el diámetro, la longitud y características de fabricación de las tuberías, así como el tipo de fluido que se transporta en ellas.

Diferentes estudios realizados acerca de la caída total de presión dentro de una línea de flujo, muestran que está dada por los siguientes tres efectos: Caídas de presión por elevación, por aceleración y por fricción, tal como lo expresa la ecuación siguiente ⁽⁴⁾.

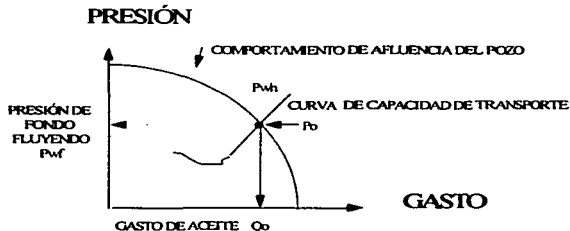
$$\Delta P_t = \Delta p_e + \Delta p_a + \Delta p_f$$

Esta caída de presión total (ΔP_t) determina el valor correspondiente a la presión de fondo fluyendo (P_{wf}). Si este valor de la caída de presión total llega a ser considerable, ocasionará que los fluidos no puedan transportarse a la superficie. Es por esto que cuando un pozo deja de fluir o no aporta la cantidad de fluido esperada, antes de pensar en la instalación de un sistema artificial de producción, es necesario realizar un análisis de las líneas de flujo.

El análisis de las líneas de flujo consiste en lo siguiente.

1. Se construye el comportamiento de afluencia del pozo.
2. En base a gráficas o por medio de simuladores se construye la denominada curva de capacidad transporte, la cual está en función de todos los parámetros que determinan la caída de presión total dentro de una tubería.

3. Al graficar estas curvas, se intersectarán en un punto, al que le corresponde un valor de presión de fondo fluyendo y otro de gasto como coordenadas, ver Fig. 22.



Para cada valor de presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), existe una curva de capacidad de transporte que al intersectarse con el comportamiento de afluencia generan el punto (P_b) al que le corresponde una presión de fondo fluyendo y un gasto, esta curva está gobernada por ciertas condiciones como: diámetro de la tubería, RGA, propiedades de los fluidos producidos, etc.

Fig. 22 Intersección de las curvas de capacidad de transporte y de comportamiento de afluencia.

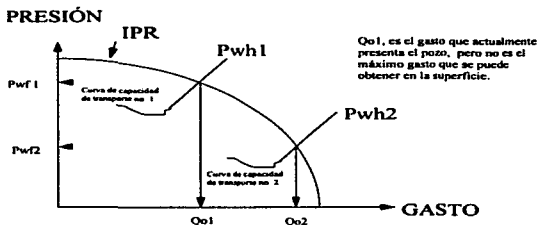
En la Fig. 22 anterior se observa que a una presión fija en la cabeza del pozo le corresponde una presión de fondo fluyendo y un gasto. De donde al reducir la presión en la cabeza del pozo, la presión de fondo fluyendo disminuye y en consecuencia el gasto aumenta.

Por ejemplo, con referencia a la Fig. 23, un Ingeniero Petrolero al analizar la superposición de la curva de capacidad de transporte correspondiente a la actual presión en la cabeza del pozo (P_{wh1}) sobre la curva del comportamiento de afluencia del pozo, observa que el gasto actual producido (Q_{o1}), no es el máximo gasto que puede aportar el pozo. Para obtener un mayor gasto es necesario reducir el valor de la presión en la cabeza del pozo, lo que implica variar las condiciones de las líneas superficiales y/o subsuperficiales.

Ahora bien, reducir la presión en la cabeza del pozo (P_{wh2}) permite generar una nueva curva de capacidad de transporte que al intersectar a la curva de comportamiento de afluencia, le corresponden un gasto (Q_{o2}) y una presión de fondo fluyendo (P_{wf2}). El nuevo gasto indica que la producción del pozo aumenta, lo cual es debido únicamente al cambio de condiciones de las líneas superficiales y/o subsuperficiales.

La presión en la cabeza del pozo se puede determinar partiendo de la presión de separación, lo que implica el cálculo de las caídas de presión en el interior de las líneas superficiales; o bien, partiendo de la presión de fondo fluyendo lo que significa conocer las caídas de presión en el interior de línea subsuperficial.

En resumen si mediante un cambio de las condiciones de las líneas superficiales y subsuperficiales se genera un valor de presión en la cabeza del pozo capaz de aumentar la producción, entonces la instalación de un sistema artificial de producción no es necesaria.



Variar las condiciones de las líneas superficiales y subsuperficiales para obtener una P_{wh2} menor a la actual P_{wh1} , genera un aumento en la producción del pozo, tal como se observa en la gráfica.

Fig. 23 Análisis de las curvas de capacidad de transporte y de comportamiento de afluencia.

Determinar el arreglo de las líneas de flujo que genere un cierto valor en la cabeza del pozo (P_{wh}) tal que aumente la producción del mismo, implica conocer la caída de presión total dentro de las líneas superficiales y subsuperficiales. La técnica denominada análisis nodal es una herramienta muy útil, la que consiste en fijar un nodo con características y condiciones conocidas. A partir de este nodo y mediante métodos flujo multifásico se determinan las condiciones y características del nodo siguiente, con éstas se prosigue a analizar todos los demás nodos que constituyen al sistema, que en este caso son las líneas superficiales y subsuperficiales.

Para conocer el arreglo de las instalaciones, algunos investigadores han desarrollado métodos para determinar dichas caídas de presión, tal es el caso de los siguientes autores.

Para flujo multifásico en tuberías verticales métodos de:

1. Poettmann y Carpenter.
2. Orkiszewski.
3. Beggs y Brill.
4. Gilbert o gráfico, etc.

Para flujo multifasico en tuberías horizontales métodos de:

1. Bertuzzi, Tec y Poettmann
2. Eaton, Andrews, Knowels y Brown.
3. Beggs y Brill.
4. Dukler, etc.

Para flujo multifasico a través de estranguladores correlaciones de:

1. Gilbert, Ros, Anchong.
2. Poettmann y Beck.
3. Ashford.
4. Omaña, etc.

Todo lo antes señalado, está enfocado a tratar de averiguar si es posible reducir el valor de la P_{wf} cambiando las condiciones de operación y características propias de líneas de flujo, pero que objetivo tiene el conocer las caídas de presión totales dentro de las líneas de flujo cuando la única solución posible, es la instalación de un sistema artificial de producción.

Conocer la caída de presión total dentro de las líneas de flujo, es una gran ayuda en la selección y principalmente en el diseño de un sistema artificial de producción, debido a que forma parte de los parámetros que determinan la capacidad del equipo utilizado en el sistema.

V.2 EL SEPARADOR.

Un separador es un dispositivo que tiene como función principal separar y estabilizar las fases de una mezcla, para lograr ésto, el separador debe operar a ciertas condiciones de presión y temperatura principalmente, las cuales están en función de la capacidad volumétrica que maneje. En sí el tipo, forma y tamaño no presentan influencia directa en la selección de un sistema de producción artificial, lo que sí afecta, es la presión a la cual opera éste ⁽¹⁴⁾.

La manera en que influye la presión de separación es que al aumentar ésta, se genera una contrapresión mayor, lo que ocasiona un aumento en la (P_{wf}) y una reducción en la capacidad del pozo para aportar fluidos a la superficie, y en tales condiciones es posible que se decida por instalar un sistema artificial de producción.

La presión de separación (P_{sep}) es un parámetro que generalmente se fija, pero se esta en una situación en la que la presión de separación está en función de la presión existente en la cabeza del pozo y de las caídas de presión dentro de la tubería superficial, así pues se puede establecer que entre menor sea la caída de presión en la línea superficial, más fácil se podrá mantener una determinada presión de separación que permita el flujo de fluidos del pozo hasta el mismo separador. Si reducir las caídas de presión en la tubería de descarga no es suficiente, entonces se procede a reducir la presión de separación. Si reduciendo ésta y la distancia entre el

separador y la cabeza del pozo, para disminuir las caídas de presión en el interior de la tubería no se alcanza una P_{wf} capaz de generar el transporte de fluidos a la superficie, entonces se procederá a la selección del sistema artificial de producción ⁽¹⁵⁾ (ver Fig. 24).

De igual manera que conocer el valor de la caída de presión total en el interior de las tuberías, determinar la presión de separación es un factor importante en la selección y diseño de un sistema de producción artificial, ver figura número 24.

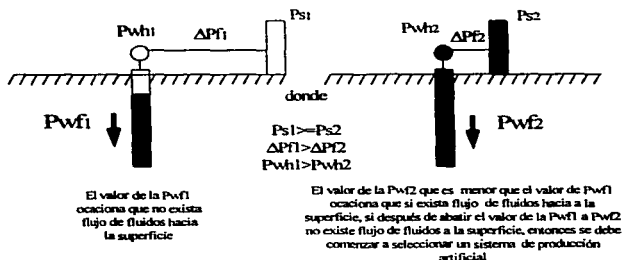


Fig. 24 Efecto del valor de la presión de separación en la selección de un sistema artificial de producción.

V.3 LOCALIZACIÓN.

La localización de los pozos sobre la superficie, generalmente no es considerado como un factor preponderante en la selección de un sistema artificial de producción, lo que sucede es que en ciertas ocasiones el suministro de energía o de combustible, según sea el tipo de sistema, puede elevar los costos de la operación, hasta el grado de no ser rentable.

V.3.1 PLATAFORMAS.

El principal problema que se presenta en una plataforma marina, para la selección de un sistema artificial de producción, es el área de trabajo tan reducida, aunque los tres principales sistemas artificiales de producción utilizados en México se pueden instalar, el bombeo mecánico es el que presenta mayor dificultad, debido al gran espacio que ocupa y a la baja eficiencia de operación, la cual es debida a que la mayoría de los pozos en zonas marinas son del tipo direccional. Además las plataformas, generalmente contienen 12 cabezales y la separación existente entre cada cabezal es pequeña, por esta razón, los sistemas artificiales de producción que mejor operan en México son el bombeo neumático y recientemente el bombeo electrocentrífugo.

Las mayores complicaciones en la operación de un sistema artificial de producción se presentan cuando hay que realizar reparaciones mayores, lo que ocasiona la necesidad de suspender la producción y como consecuencia de ésto, el costo de la operación se eleva considerablemente.

3.2 ZONA URBANA.

Cuando un pozo que produce mediante un sistema artificial de producción, se localiza en una zona urbana, las principales consideraciones que se tienen que tomar en cuenta son la seguridad, el medio ambiente y la contaminación. En algunos países incluyendo a México, existen normas y reglas muy severas para los temas antes mencionados, no acatarlas puede ocasionar que se generen sanciones que van desde pequeñas multas hasta la suspensión de la operación del equipo o el cierre del pozo.

V.4 CONSIDERACIONES DE ESPACIO.

Primeramente no hay que confundir los conceptos de localización, área de instalación y consideraciones de espacio. La primera, se refiere a la ubicación que presentan los pozos sobre un plano y por consiguiente sobre la superficie terrestre, es decir, está dada por tres coordenadas básicas: latitud, longitud y altura; la segunda, se refiere solamente al área que ocupa un sistema de producción artificial para su operación y la tercera se refiere a la separación que existe entre los pozos.

Las consideraciones de espacio si afectan directamente en la selección de un sistema artificial de producción, por ejemplo, Si un pozo se encuentra muy alejado de la batería de separación, la distancia que cubre su línea superficial, es considerable lo que ocasiona un incremento de la caída de presión total en el interior de la línea y si el sistema artificial de producción no es capaz de vencer esta caída de presión, la instalación del mismo no tendrá éxito. Además, es muy costoso, estar monitoreando continuamente y a distancia un sistema que opera mediante dispositivos complicados y delicados como es el caso del bombeo electrocentrifugo.

V.5 DISPONIBILIDAD DE FUENTES DE ENERGÍA.

Contar con el suficiente suministro de energía, es un factor muy importante, debido a que éste tiene un reflejo directo en el costo de operación de un sistema artificial de producción. Generalmente, el análisis de disponibilidad de fuentes de energía se realiza cuando se aplica el análisis técnico - económico, debido a que no presenta una influencia directa en la selección del tipo de sistema artificial de producción a instalar, sino que dictamina la rentabilidad de la instalación del sistema.

V.5.1 ENERGÍA ELÉCTRICA.

Como es fácil de suponer el suministro de energía eléctrica es vital para el bombeo electrocentrífugo, aunque no excluye al bombeo mecánico. Generalmente, existen redes de suministro de energía eléctrica por todos lados, lo que ocasiona que el costo de operación se reduzca. El problema comienza cuando no se localiza una fuente de suministro cercana, la solución inmediata es instalar una serie de generadores, pero el problema no se soluciona así de fácil, se necesita aplicar un estudio técnico - económico para analizar la rentabilidad de instalar una serie de generadores, la que generalmente se ve influenciada por las consideraciones de espacio y consumo de combustible.

V.5.2 SUMINISTRO DE GAS DE INYECCIÓN

Mantener constante el suministro de gas de inyección no solamente es importante para el bombeo neumático, por ser la base de su funcionamiento, sino que también puede influir directamente en el costo de la operación de éste, puesto que si el suministro llega a fallar la producción se suspende, haciéndose necesario cerrar los pozos. Inducir nuevamente a producción un

pozo que está intervenido con bombeo neumático no es una tarea fácil, puesto que requiere cierta inversión y tiempo, lo que se traduce en una caída de la producción y por consiguiente de ingresos.

V.5.3 SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE.

Al igual que el suministro de energía eléctrica y de gas de inyección, el suministro de combustible juega un papel importante en la rentabilidad que pueda presentar la instalación de un sistema artificial de producción.

Por ejemplo, si transportar combustible a un campo petrolero para que la maquinaria utilizada en los sistemas artificiales opere, está elevando el costo de explotación, es necesario buscar otras alternativas, como puede ser el caso de que cerca del campo se localice un poblado que cuente con suministro de energía eléctrica, en estas condiciones se debe realizar un estudio económico a fin de analizar, si es rentable instalar motores eléctricos, en lugar de continuar suministrando combustible para motores de combustión interna, y en su caso reducir el costo de la explotación.

El análisis de cómo intervienen las condiciones de un aparejo y las instalaciones superficiales en la selección de un sistema artificial de producción, es una tarea propia del Ingeniero de Producción, el cual está obligado a realizar un análisis técnico - económico de las condiciones superficiales y el aparejo de producción, las cuales tienen como objetivo aprovechar al máximo la energía primaria del yacimiento para mantener al pozo en producción.

Por ejemplo, técnicamente puede ser factible que cambiando el arreglo de las instalaciones superficiales, se restablezca nuevamente la producción del pozo, pero el costo de esta operación puede resultar mayor que el costo de instalar un sistema artificial de producción.

Como regla general no se modificarán las instalaciones superficiales a menos que se garantice técnica y económicamente que se mantendrá o incrementará la producción del pozo, lo que significa que la instalación de un sistema artificial de producción puede no ser necesaria.

CAPÍTULO VI

CUARTO PASO. EVALUAR LOS PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.

Se consideran problemas de operación, a todos aquellos factores que reducen la eficiencia de operación de un sistema artificial de producción, estos factores se pueden dividir en dos categorías, la primera que integra a todos los factores que se relacionan con los fluidos producidos, como es el caso de la producción de arenas, presencia de parafinas, corrosión de equipo y presencia de emulsiones ⁽¹⁶⁾. La otra categoría agrupa a los factores que influyen en el manejo del equipo de control del sistema artificial como lo son la capacitación del personal y la automatización del equipo ⁽³⁾, además en esta categoría se tienen a los factores que no puede manipular el hombre como son las condiciones climatológicas. A continuación se analiza el efecto que tienen las condiciones de operación en la selección de un sistema de producción artificial.

VI.1 PRODUCCIÓN DE ARENA.

La presencia de arenas en la corriente de fluidos genera problemas, estos problemas afectan mayormente al bombeo mecánico puesto que por acumulación de arena, el émbolo viajero se atasca reduciendo de esta manera la eficiencia de dicho sistema, además si los esfuerzos son grandes, se puede producir alguna ruptura en la sarta de varillas. Esta condición de atascamiento se refleja de una manera considerable en el costo de la operación de producción debido a que es necesario extraer la sarta de varillas y la bomba.

El bombeo neumático, es el sistema que menores problemas de operación presenta ante la presencia de arenas, esto se debe a que los fluidos de la formación no pasan a través de los mecanismos de levantamiento, que en este caso es la válvula operante.

VI.2 PARAFINA.

La acumulación de parafina en el interior de la tubería vertical, en los accesorios del sistema artificial, en el cabezal del pozo y en las líneas superficiales, genera una contrapresión que reduce la eficiencia de operación del sistema. El bombeo mecánico, es el que presenta menores complicaciones ante esta situación, porque el continuo movimiento de las varillas, funciona como un excelente escariador, lo que ocasiona el desprendimiento de éstas de la pared de la tubería. Cuando el problema de operación es la presencia de parafina, las soluciones más eficaz, es la inyección de fluidos calientes para disolverlas, o la aplicación de inhibidores que evitan que las parafinas se adhieran a la pared de la tubería, entre las técnicas más empleadas en México.

VI.3 INCRUSTACIONES.

Las incrustaciones de material que se presentan principalmente en la tubería de producción, fomentan la reducción del valor del diámetro interior de ésta, lo que ocasiona una baja tanto en la producción como en la eficiencia de operación. El bombeo neumático es el que más se ve afectado por este factor, debido a la acumulación de incrustaciones cerca de la válvula operante, puede ocasionar fallas de magnitud considerable, hasta el grado de cambiarla completamente. Una buena prevención con aditivos y químicos, además de un buen mantenimiento a las tuberías, ocasionará que la vida útil del sistema artificial de producción se prolongue.

VI.4 CORROSIÓN.

El efecto de corrosión puede ser generado por las siguientes causas, la generación de electrólisis por presencia de dos metales con características diferentes, por presencia de gases corrosivos como el H_2S y el CO_2 , por presencia de sales corrosivas en agua saturada con las mismas o por oxigenación propia de los metales ⁽¹⁷⁾. De las causas antes mencionadas, la presencia de el gas sulfhídrico (H_2S), es el mayor problema, debido a que acelera la presencia de fallas en cualquier sistema artificial de producción que generalmente son desprendimiento y ruptura de los componentes.

El bombeo neumático es el menos indicado para instalarse en un pozo que presenta producción acompañada de H_2S , debido que la válvula operante, es rápidamente dañada.

Las medidas que se han tomado en contra de este factor son, aplicación de inhibidores, esmaltes, recubrimientos, así como realizar nuevas aleaciones de materiales que resistan el ataque de la corrosión ⁽¹⁸⁾.

VI.5 EMULSIONES.

Durante la planeación y selección de un sistema artificial de producción, evaluar la presencia de emulsiones a un tiempo futuro, es una tarea complicada y difícil, además que la efectividad de predecir este comportamiento, no es muy confiable, la presencia de emulsiones ocasiona caídas anormales de presión total dentro de la tubería, lo que genera que la eficiencia de operación del sistema disminuya.

VI.6 CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS.

Condiciones climáticas extremas pueden intervenir en la selección de un sistema artificial de producción. En lugares que presentan un clima caluroso, es común que los equipos superficiales presenten fallas debidas al sobrecalentamiento, por lo que es necesario instalar equipo de enfriamiento. En lugares que presentan la condición contraria, el enfriamiento de fluidos es un problema que llega a detener la operación del sistema debido a la reducción y/o taponamiento del diámetro interior de las líneas.

Condiciones climatológicas más críticas como lo son: Tornados, fuertes lluvias y principalmente los huracanes en las zonas marinas, llegan a dañar severamente el equipo superficial lo que ocasiona el paro total de la producción, además se encuentran en peligro las vidas humanas.

El Ingeniero Petrolero, debe contar con información veraz y oportuna sobre las condiciones climatológicas, para tomar una decisión, que puede llegar a evitar tanto pérdidas humanas como económicas.

VI.7 AUTOMATIZACIÓN.

El proceso de automatización consiste en instalar un cierto número de detectores, medidores e indicadores que tienen como objetivo proveer de información, a un tablero de control, en el cual se registra y analiza la información recibida, para determinar si se acciona algún elemento de control, para de esta manera mantener dentro del rango óptimo de operación al sistema, las principales aplicaciones de la automatización de procesos, son el área de protección del propio sistema y protección al trabajador.

Algo muy importante que se debe de reafirmar, es que los sistemas de automatización, no operan mas allá de los límites a los cuales fueron calibrados, lo que indica que si la situación de operación, va mas allá de los límites establecidos, el sistema de automatización no será capaz de controlar el proceso, es por eso que todos los sistemas de control, y no solamente los referidos a la industria petrolera, cuentan en su tablero de control con un interruptor que define las tres condiciones básicas de operación, las cuales son: ⁽¹⁹⁾

- 1.- La posición de APAGADO, donde el sistema no se acciona debido a la falta de suministro de energía.**
- 2.- La posición de AUTOMÁTICO, donde el control del proceso, está normado por sistemas automáticos controlados por un procesador.**
- 3.- La posición MANUAL, donde el proceso se controla por medio del personal de operación, el cual actúa en base a las decisiones tomadas por el ingeniero responsable de la operación.**

Como consecuencia de la presencia de este interruptor, podemos decir que la instalación de sistemas de automatización, son una herramienta de gran ayuda para el Ingeniero de Producción en el control de procesos y sistemas.

VI.8 PERSONAL DE OPERACIÓN.

El bombeo mecánico, es un sistema que presenta pocas complicaciones en su operación, debido a esto, el adiestramiento y capacitación del personal son rápidos y sencillos. Cosa contraria ocurre en el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo, donde los sistemas de control y de análisis, son más complejos, por lo que solo personal muy bien capacitado, está al mando de la operación. Cuando un sistema artificial, es operado por personal no capacitado, llega a ocurrir en mínimo grado que el sistema trabaje con una baja eficiencia, o hasta el grado de dañar al propio aparejo de producción artificial y en caso extremo afectar a los operarios.

CAPÍTULO VII

QUINTO PASO. DETERMINAR EL SISTEMA ÓPTIMO A INSTALARSE MEDIANTE LA EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA.

Desde el punto de vista económico, el objetivo de instalar un sistema artificial de producción, es obtener un incremento más en los ingresos, el cual se deberá a la venta de los hidrocarburos recuperados del subsuelo mediante la aplicación de sistemas artificiales de producción.

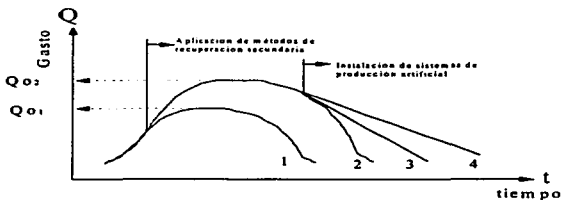


Fig. 25 Gráfica de gasto contra tiempo.

Si se analizan las curvas de la Fig. 25, se observa que el área bajo la curva no. 1, corresponde al volumen de hidrocarburos recuperados de un yacimiento por su energía primaria, si durante el proceso de explotación del yacimiento, se estudió la posibilidad de aplicar un método de recuperación secundaria y este se aplicó, el volumen de hidrocarburos recuperado, está dado por el área definida por la curva no.2. Y si además se instalaron algunos sistemas artificiales de producción en ciertos pozos, la recuperación final entonces está representada por la curva no.3.

Realizar un análisis detallado de toda la información del campo y aplicar la metodología de selección, puede lograr que el volumen de hidrocarburos a recuperar mediante la aplicación de estos sistemas artificiales se incremente en un buen porcentaje, tal como lo indica la curva no. 4.

VII.1 CUANDO APLICAR LA EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA.

La evaluación técnico - económica se aplica en dos situaciones principalmente, y tiene como objetivo determinar si es rentable la instalación de sistemas artificiales de producción.

La primera situación donde se aplica la evaluación técnico - económica, es cuando se desea saber el monto y rentabilidad del ingreso debido a la venta del volumen de hidrocarburos a producir mediante sistemas artificiales de producción, en otras palabras se requiere saber si la inversión realizada para la instalación de los sistemas artificiales de producción, se recuperará y generará ganancias.

La segunda situación donde se aplica la evaluación técnico - económica, es cuando de antemano se sabe que la rentabilidad de la instalación de sistemas artificiales es alta y buena, lo que quiere decir que el volumen de hidrocarburos a recuperar justifica la inversión. Pero del resultado de la metodología de selección, se tiene que dos o más sistemas artificiales de producción, son capaces de realizar la operación eficientemente, en este caso, la evaluación técnico - económica se realiza entre los sistemas artificiales de producción.

Si se supone que el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo son los sistemas que cumplen con las condiciones técnicas, pero al realizar el estudio de mercado, resulta que el bombeo electrocentrífugo, presenta un

costo de casi dos veces el correspondiente al bombeo neumático, como consecuencia directa de los costos, se asegura que el costo de la explotación del campo decrecerá si se instala el bombeo neumático, por ésta razón se decide que el campo será explotado con este sistema.

Recuerde que la metodología de selección se realiza para cada pozo en específico, lo que da como resultado que un campo puede estar intervenido por varios tipos de sistema artificial de producción y no solamente por uno en particular.

VII.2 EN QUE CONSISTE UNA EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA (20) (21) (22) (23)

Aplicar un estudio técnico - económico, tiene como objetivo determinar si es conveniente la instalación de sistemas artificiales de producción en un campo petrolero, para determinar lo anterior, el estudio se basa en estimar el monto total de la inversión y el monto del ingreso que se tendrá por la venta de los hidrocarburos recuperados mediante la instalación de sistemas artificiales de producción, el resultado de la diferencia de estos valores y la comparación de éste resultado con los indicadores económicos como son; la bolsa de valores, el interés bancario, y la relación de cambio con monedas extranjeras, determinarán la rentabilidad de la operación.

Para determinar el valor de la inversión, es necesario conocer lo siguiente:

1. El capital inicial de inversión.
2. Resultado de la metodología de selección.
3. La vida útil de los equipos seleccionados.
4. El número de pozos a intervenir.

5. Costo de los equipos.

6. Costo aproximado del mantenimiento de los equipos, entre otras.

Para determinar el monto del ingreso, solo es necesario conocer dos factores, aunque uno de ellos se encuentra en función de otros. Estos dos factores son:

1. Volumen total de hidrocarburos a recuperar con la instalación de sistemas artificiales, información generada por el Ingeniero de Yacimientos.

2.- El precio de los hidrocarburos, el cual está determinado por su calidad y la cantidad del mismo en el mercado, por las estaciones del año, por guerras y cuestiones políticas. En sí, el precio de los hidrocarburos está sujeto a la ley de la oferta y la demanda.

A continuación se hará mención de la manera en que afecta conocer el **costo total de instalar y operar** sistemas de producción artificial en un campo petrolero.

Un factor muy importante en el estudio técnico - económico, es el tiempo de amortización del dinero, debido a que éste está fuertemente influenciado por las características de producción del campo.

Teniendo un valor aproximado de la inversión total, de 100 MM dls. y un volumen de hidrocarburos a recuperar de 200 MM Bls., el inversionista decide amortizar su inversión a 3 años, al consultar esta decisión con la parte técnica, le hacer ver que los 200 MM Bls, si serán recuperables, pero tardará 5 años, por lo tanto, el tiempo de amortización será de 5 años y no de 3 como lo desea el inversionista.

El análisis técnico - económico requiere conocer el monto del capital inicial, para definir la manera de administrar la explotación de un yacimiento cuando éste va a ser explotado mediante sistemas artificiales de producción.

Una es disponer con el monto total de la inversión desde un principio, lo que reduce la administración sólo al control de operación de los sistemas. Otra manera es contar con un cierto capital inicial, con el que se debe intervenir en aquellos pozos que presenten la mayor rentabilidad, como resultado de esta intervención los pozos generarán ingresos, parte de éstos se destinan a la instalación de los sistemas restantes, y parte a la amortización del capital. Como se deduce, la manera de administrar el campo, está muy relacionada con la magnitud de la inversión.

El resultado de aplicar los cuatro primeros pasos de la metodología de selección, tiene como objetivo establecer cuál es el sistema artificial de producción más eficiente técnicamente, pero en algunas ocasiones más de un sistema es adecuado, para determinar el sistema óptimo, el paso siguiente es hacer un estudio de mercado, el cual consiste en recopilar información del precio que cada compañía presenta para los sistemas, de donde se realiza una comparación de precios, que finalmente determinará el mejor precio y servicio, además con que compañía se adquirirá el equipo.

La vida útil de los equipos, es un factor que se incorpora en el costo de operación. éste y el costo de mantenimiento, se pueden evaluar en base a la información presentada en la caracterización del yacimiento. por ejemplo, si la caracterización establece que la producción de hidrocarburos vendrá acompañada de arenas y presencia de gases corrosivos, entonces es necesario determinar que operaciones correctivas se llevarán a cabo, para posteriormente evaluar el costo de éstas.

Para determinar el ingreso debido al volumen recuperado por los sistemas artificiales de producción, es necesario analizar cuidadosamente y por periodos, el valor que presentará el barril aceite crudo en el futuro. Es muy difícil predecir dicho comportamiento, pero es necesario hacerlo, una manera es aplicar una curva que represente el comportamiento pasado del precio de los hidrocarburos, con la tendencia y propiedades de la curva, se puede extrapolar y conocer el valor estimado que presentará el crudo en una fecha futura. Para analizar si la estimación inicial presenta buena confiabilidad, es necesario corregir la información al día, lo que además proporciona el error que se tiene al utilizar esa curva de predicción. Contar con información veraz y confiable sobre el costo, inversión inicial, ganancia y rentabilidad del proyecto, respalda y garantiza la decisión de autorizar o rechazar la instalación de un sistema artificial de producción.

El disponer de un programa de cómputo el cual está desarrollado conforme a la metodología de selección, es una gran ayuda para el Ingeniero Petrolero debido a que fácil y rápidamente se obtiene información para determinar cual sistema artificial de producción es óptimo a instalar, además se genera el análisis de factibilidad del proyecto.

Ejemplo de aplicación de la metodología de selección y el programa de cómputo.

La información aquí utilizada no presenta referencia alguna.

La planeación de la explotación del campo marino "Hall 2001", contempla que 20 pozos deben ser intervenidos por algún tipo de sistema artificial de producción, para de esta manera poder recuperar 400 MM de barriles de aceite más. Además se considera que los 20 pozos a intervenir presentan las mismas características.

La información que a continuación se presenta, es la requerida por el programa de cómputo, misma que se recopila conforme a los cuatro primeros pasos que constituyen a la metodología de selección.

Con los datos de una prueba de producción realizada al pozo, se determinó que el máximo gasto de aceite a obtener es de 18409 BPD, después de analizar toda la información se estableció que el gasto a obtener en la superficie es de 15000 BPD.

Presión media inicial del yacimiento	5500 lb/pg ²
Presión media actual del yacimiento	4500 lb/pg ²
Presión de fondo fluyendo	4000 lb/pg ²
Presión en el separador	120 lb/pg ²
Presión en la cabeza del pozo con tubería franca	500 lb/pg ²
Gasto de aceite correspondiente a la Pwf	3500 BPD a c. s.
Gasto máximo de aceite a obtener	18409 BPD a c.s.
Gasto de aceite requerido en la superficie	15000 BIs. a c.s.
RGa	250 m ³ g / m ³ o
Profundidad del pozo	8200 pies.
Profundidad media de los disparos	8000 pies.
Diámetro de la tubería de revestimiento	7 pg.
Diámetro de la tubería de producción	4.5 pg.
Grado de desviación del pozo de la vertical	15 °
Temperatura frente a los disparos	250 ° F.
Densidad relativa de la mezcla	0.87
Viscosidad de la mezcla	3.1 cp.
Factor de volumen del aceite	1.018

Los disparos se localizan en la zona media del intervalo bañado de aceite.

No existe presencia alguna de acarreo de sólidos, de emulsiones, de sustancias corrosivas, así como parafinas.

Dada la producción requerida del pozo, los únicos sistemas capaces de manejar esta producción son el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo. Por esta razón solo se realiza un estudio de mercado sobre los dos sistemas antes mencionados. El bombeo mecánico queda descartado, ya que es incapaz de manejar la producción requerida.

Proceso de selección de un sistema artificial de producción.

1. Una vez recopilada, seleccionada, analizada e introducida la información necesaria del pozo, el programa de cómputo procede a comparar dicha información contra los rangos y condiciones óptimas de operación de cada uno de los sistemas. La selección se lleva a cabo de la siguiente manera, si alguna condición del pozo concuerda con el rango de operación del sistema, se otorgara un valor de "un punto", si no es así, se le otorgará un valor de "dos puntos". Al final de analizar todas las condiciones, resultará seleccionado aquel sistema que presente la menor puntuación. Para el ejemplo en cuestión la tabla de selección es la siguiente.

Características del pozo.			bombeo neumático	bombeo electrocentrífugo
Profundidad de los disparos.	8000 pies.	Máximo alcance del sistema.	12000 pies.	13200 pies.
Diámetro de TR.	7 pg.	Mínimo diámetro de TR.	3.5 pg.	3.5 pg.
Diámetro de TP	4.5 pg.	Mínimo diámetro de TP.	2.0 pg.	3.5 pg.
RGV Mg^3/Mo^3	250	Máximo valor	3000	2000
Presión media del Yacimiento	4500 lb/pg ²	Mínima	1500 lb/pg ²	800 lb/pg ²
Gasto de aceite	15000 BPD	Máximo	55000 BPD	120000 BPD
Desviación	15°	Máxima	90	90
Densidad	.87	Recomendable	0.78	0.85
Viscosidad	3.1 cp	Mínima		
Puntuación		Máxima	100 cp.	200 cp.
		9		9

Si se analiza la puntuación obtenida, se observa que ambos sistemas son aptos. Ahora bien, para seleccionar el sistema óptimo, es necesario realizar la selección en base a la información proporcionada por el estudio de mercado el cual proporciona información para calcular el costo de la operación con uno y con otro sistema.

2. Selección del sistema óptimo en base a su costo.

Para determinar el menor costo, es necesario utilizar información de mercado (tabla de costos) y determinar el tiempo aproximado que durará la operación de extracción de los hidrocarburos, lo cual se calcula de la siguiente manera.

El volumen total a extraer es de 400 MM BIs. y como se considera que los pozos presentan las mismas condiciones de operación se tiene lo siguiente.

$$Vdp = Vdt / \text{Número de pozos}$$

Donde:

Vdp, Volumen de hidrocarburos extraídos por un pozo.

Vdt, Volumen total de hidrocarburos a drenar del yacimiento.

Sustituyendo tenemos:

$$Vdp = 400.000.000 / 20 = 20.000.000 \text{ BIs. / pozo.}$$

Ahora bien el tiempo que tardará cada pozo en extraer sus 20 MM. de BIs se calcula de la forma siguiente.

$$T = Vdp / Qo$$

Donde:

T, es el tiempo

Qo, es el gasto de aceite a producir por el pozo a condiciones estándar.

Sustituyendo

$$T = 20,000,000 \text{ Bls} / 15000 \text{ BPD.} = 1333.34 \text{ días}$$

o

$$T = 3.7 \text{ años aproximadamente.}$$

Con este resultado y la información de la tabla de costos, se calcula el costo total de operación para cada uno de los sistemas.

TABLA DE COSTOS

	BOMBEO NEUMÁTICO		BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO
DESCRIPCIÓN	COSTO \$ dis.	DESCRIPCIÓN	COSTO \$ dis.
DEL EQUIPO	por pozo	DEL EQUIPO	por pozo
Aparejo de producción	75000	Aparejo de producción	110000
Línea de conducción del gas	40000	Operaciones de limpieza	2000
Tratamiento del gas de inyección	7500 / año	Cambios de bomba y protector	8000 / año
Combustible	10000 / año	Remplazamiento de cable	1500 / año
Instalación del equipo de compresión	25000		
Operaciones de mantenimiento mínimas	2500 / año	Operaciones de mantenimiento mínimas	3500 / año

Bombeo neumático

$(25,000 + 40,000 + (7500 \cdot 3.7) + (10000 \cdot 3.7) + 75,000 + (2500 \cdot 3.7)) =$
228,800 dls. / pozo

20 pozos * 228,800 dls. / pozo = **4,280,000 dls.** Costo de la inversión total
en el campo, aplicando el bombeo neumático.

Bombeo electrocentrífugo

$(110,000 + 2,000 + (8,000 \cdot 3.7) + (1500 \cdot 3.7)) = 147,150$ dls. / pozo

20 pozos * 147,150 dls. / pozo = **2,943,000 dls.** Costo de la inversión total
en el campo aplicando bombeo electrocentrífugo.

Analizando los costos y realizando una comparación, se llega a la conclusión de que el sistema óptimo a instalar en el campo es el bombeo electrocentrífugo.

3. Cálculo del ingreso debido a la venta de los hidrocarburos.

Para que la operación de instalar el bombeo electrocentrífugo se autorice, es necesario hacer una evaluación económica, la cual consiste en determinar la rentabilidad del proyecto, la ganancia total al final de la operación y el tiempo aproximado a recuperar la inversión, para realizar lo anterior se utiliza la siguiente información. El precio promedio del barril de petróleo a extraer, la tasa promedio anual de interés bancario y el valor inicial de la inversión.

Información sobre los indicadores económicos y el monto de la inversión inicial.

Precio promedio del barril de petróleo en los próximos 3.7 años, 16 dls.

Tasa promedio anual bancaria del 17%.

Inversión inicial. 1.000,000 dls.

El volumen de hidrocarburos promedio extraído al año por pozo, se obtiene de la siguiente manera.

$$Vdp / T = 20,000,000 \text{ bls.} / 3.7 \text{ años} = 5,405,405.4 \text{ bls} / \text{año}$$

Entonces el ingreso debido a la venta de los hidrocarburos en el primer año es: \$16 dls. / bl. * 5,405,405 bls = 86,486,486 dls.

En el segundo año:

$$(86,486,486 * (1 + .17)) + 86,486,486 = 187,675,674.62 \text{ dls.}$$

En el tercer año:

$$(86,486,486 * (1 + .17)^2) + 86,486,486 * (1 + .17) + 86,486,486 = 306,067,025 \text{ dls.}$$

En el tiempo restante:

$$(86,486,486 * (1 + .17)^3) + (86,486,486 * (1 + .17)^2) + 86,486,486 * (1 + .17) + 60,540,540.2 = 418,540,300.0 \text{ dls.}$$

El ingreso neto al fin de los 3.7 años debido a los 20 pozos se calcula de la siguiente manera.

$$\begin{aligned} & (\text{ingreso al final de los 3.7 años / pozo}) * 20 \text{ pozos} \\ & 418,540,300 \text{ Dls./pozo} * 20 \text{ pozos} = 8,370,806,000 \text{ dts.} \end{aligned}$$

Ingreso neto es de casi 8,371 MM dls.

El cálculo de la rentabilidad de un sólo pozo se obtiene con la siguiente expresión.

$$R = (((\Sigma I_k * (1 + i)) / C)^{1/n} - 1) * 100$$

Donde:

R = Rentabilidad en %

I_k = Ingreso en el periodo " n "

i = Tasa de interés bancaria

n = Número de periodos

C = Inversión inicial.

$$R = ((418,638,959.8 / 1000000)^{1/3.7} - 1) * 100 = 410.35 \%$$

Como todos los pozos presentan las mismas características, entonces la rentabilidad del proyecto es de 410.35%

La ganancia al final de los 3.7 años se obtiene de la forma siguiente.

Al ingreso neto debido a la extracción y comercialización de los hidrocarburos extraídos por cada pozo, se le resta el costo total de la operación, esto es:

Ingreso neto por pozo - costo de la operación

$$418,540,300 - 147,150 = 418,393,150$$

y para todo el campo.

$$418,491,809.8 * 20 = 8,367,863,000 \text{ dls.}$$

**La ganancia por explotar el campo durante 3.7 años es de casi
8,370 MM dls.**

El tener un valor de rentabilidad del 410.0 % indica que el proyecto es bueno, y que debe de invertirse en él, el patrón de comparación es la tasa bancaria, para este caso, la tasa es del 17% anual, lo que indica que al término de un año, un dólar invertido en el banco, generará 17 centavos de ganancia. Ahora bien, si invertimos un dólar en el proyecto de explotación por sistemas artificiales, la rentabilidad del 410.0% indica que por cada dólar que se invierta, al termino de un año generará de ganancia, 4 dólares con 10 centavos.

Como fácilmente se observa, existe una gran diferencia entre 17 centavos y 4 dólares con 10 centavos.

Al final de los 3.7 años, el ingreso debido a la venta de los 400 MM bls. es de casi 8,371 millones de dólares, como fácilmente observamos, en el primer año, se amortiza la inversión total, es por esto que el seleccionar,

instalar y operar los sistemas artificiales de producción requiere de una gran atención, puesto que se puede llegar a desaprovechar un importante volumen de hidrocarburos.

Cabe mencionar que una vez introducidos los datos requeridos por el programa, éste realiza todos los cálculos, mostrando en una pantalla cual es el sistema óptimo a instalar y en otra el análisis de factibilidad del proyecto.

CONCLUSIONES

1. El objetivo de instalar un sistema artificial de producción, es el de incrementar la producción de un pozo fluyente o reinstalar a producción un pozo que ha dejado de fluir por abatimiento de su presión para obtener un incremento en el ingreso.
2. Ante la problemática de que la instalación de un sistema artificial de producción pueda resultar no satisfactoria, surge la necesidad de establecer una metodología que ayude y guíe al Ingeniero petrolero en esta práctica de selección, para que la operación sea un éxito.
3. Utilizar la metodología para la selección de un sistema artificial de producción aplicable a la explotación de pozos petroleros, es una actividad multidisciplinaria, puesto que el Ingeniero Petrolero está obligado a relacionarse con profesionales de otras áreas como: Químicos, geólogos, geofísicos, ingenieros mecánicos, ingenieros en computación y otros, quienes participan conjuntamente para analizar y definir la opción más adecuada durante el proceso de selección del sistema artificial de producción óptimo.
- 4.- Mediante la metodología de selección se determina el sistema óptimo a instalar en un pozo candidato ya que facilita el análisis de los factores que lo influyen como: El comportamiento del yacimiento, estado mecánico del pozo, instalaciones superficiales, condiciones de operación y la evaluación técnico - económica.

5. De los factores anteriores, los cuatro primeros tienen como objetivo averiguar si la instalación de un sistema artificial de producción es realmente necesaria, y en caso afirmativo proporcionar la información para determinar el o los sistemas adecuados. En caso de que exista más de un sistema apropiado, la evaluación técnico - económica tiene como objetivo proporcionar la información necesaria para seleccionar el sistema óptimo, además en este punto se calcula la rentabilidad de intervenir al pozo con un sistema artificial de producción.
6. Se establece que todas y cada una de las prácticas que se realicen, así como los fenómenos que se presenten en torno al yacimiento, serán factores de interés en el proceso de selección del sistema artificial de producción óptimo.
7. La máxima profundidad de operación de un sistema artificial de producción está en función directa de la capacidad propia del equipo, de los diámetros de las tuberías, así como el grado de desviación del pozo.
8. Para que no existan limitaciones y restricciones que puedan descartar la posibilidad de instalar un sistema artificial de producción, en la planeación de la perforación de un pozo, se deben tomar en cuenta los requisitos demandados por las áreas de producción y yacimientos.
9. Las instalaciones como el separador y las tuberías de flujo superficiales y subsuperficiales, son factores que se pueden diseñar para aumentar la productividad de un pozo, pero como regla general no se modifican estas instalaciones a menos que se garantice técnica y económicamente un aumento en la producción.

10. No evaluar los problemas de operación como: La presencia de agentes corrosivos, parafinas, acarreo de sólidos e incrustaciones, conduce a una mala selección del sistema artificial de producción, puesto que algunos sistemas operan con mayor eficiencia que otros ante éstas condiciones.
11. Generar un buen estudio técnico - económico es una tarea que es necesario realizar. Contar con un buen estudio técnico - económico, significa tener información veraz y confiable sobre el costo, inversión inicial, ganancia y tiempo que tomará la operación de intervenir a los pozos con sistemas artificiales de producción, que respalda y garantiza la decisión de autorizar o rechazar el proyecto.
12. El programa de cómputo es la aportación más importante puesto tiene una aplicación práctica, misma que reduce tiempo y costos en el proceso de selección de un sistema artificial de producción.
13. La información rápida y veraz que aporta el programa, es una muy buena base para tomar la decisión correcta de intervenir a un pozo candidato con un sistema artificial de producción.
14. En el programa de cómputo, si la información que se le proporciona es dudosa, el resultado arrojado por el mismo también lo es.
15. Cuando dos o los tres sistemas artificiales resultan apropiados técnicamente, entonces la selección queda únicamente normada por el costo de los mismos.
16. Si técnica y económicamente más de un sistema es óptimo a instalar, entonces se utiliza el criterio de experiencia sobre el sistema y confiabilidad del mismo.

ESQUEMA DE COMPARACIÓN

Seleccionar un sistema artificial de producción como se ha visto, es una actividad que requiere de tiempo y dedicación, pero también hoy en día el costo de cualquier operación se ve afectado por el tiempo en que ésta se realiza, debido a esto surge la necesidad de reducir el tiempo que se requiere en seleccionar el sistema artificial de producción para instalar en un pozo candidato.

Es bien cierto que no existen dos pozos con las mismas características, o sea no hay dos pozos iguales en el mundo. Pero si se puede hacer una clasificación de éstos en base a ciertos parámetros, con los que es posible establecer un rango que norme a dicha condición, por ejemplo, sabemos que se considera que un pozo fue perforado verticalmente, si su desviación con respecto a la vertical no supera los 3.5°, aunque estrictamente un pozo vertical sería aquel que presentara una desviación con la vertical de 0.00°. De la misma manera como se clasifica la perforación del pozo en base a su desviación, es posible establecer rangos de valores a los parámetros que influyen y determinan la selección de un sistema artificial de producción.

A lo largo del tiempo, la gente como los diseñadores de los sistemas, investigadores y operadores de los mismos, han recopilado información que se utiliza precisamente para establecer un patrón o un método que ahorre tiempo y dinero en el proceso de selección de un sistema artificial de producción. Es posible que un sistema artificial en particular y solamente en un pozo específico, presente un comportamiento único, pero esto no quiere decir que esas condiciones se deban repetir en otro pozo, o por el contrario, si la instalación del sistema fue un fracaso, no se puede asegurar que lo sea en el próximo intento, por estas razones se establece que la información con

la que se generan los rangos de operación en los cuales los sistemas artificiales presentan una eficiencia de operación aceptable, se maneja de una manera estadística. Para seleccionar el sistema óptimo a instalarse, existen dos factores que lo determinan: El económico y el técnico.

El factor económico permite seleccionar al sistema en base al costo que éste presente. El factor técnico proporciona información para seleccionar al sistema en base a la eficiencia de operación que éste presenta ante las condiciones del pozo. Pero en algunas ocasiones los aspectos técnico y económico se mezclan de tal manera que es muy difícil separarlos. Establecer un esquema de comparación entre el bombeo mecánico, el neumático y el electrocentrífugo que tiene como objetivo disminuir el tiempo requerido en la selección de un sistema artificial de producción, es una tarea que ha requerido muchos años de trabajo y esfuerzo. El esquema que a continuación se muestra, indica la infraestructura necesaria para considerar al sistema dentro del proceso de selección. Si el campo a desarrollar no presenta esta infraestructura, es necesario incluir el costo de ésta, en el costo de la operación de intervenir a los pozos mediante sistemas artificiales de producción

Infraestructura necesaria para considerar al sistema en el proceso de selección	Sistema de suministro de gas de inyección. Sistema de compresión.	Espacio disponible. Suministro de energía eléctrica o de combustible.	Líneas de corriente. Sistemas de generadores.
---	--	--	--

Anteriormente se mencionó que existen valores de ciertos parámetros que desafortunadamente se tienen que respetar, puesto que si no lo hiciéramos el propio sistema se dañaría. Generalmente estos valores son los que recomienda el fabricante del componente, por ejemplo un pozo que presenta una temperatura mayor de 450°F, jamás podrá ser intervenido por el bombeo electrocentrifugo debido a que más allá de esta temperatura el motor se daña, o en el caso del bombeo mecánico, el cual no es recomendable instalar en plataformas debido al gran espacio que se requiere para su operación. Pese a que el bombeo neumático parece ser un sistema que se puede instalar en cualquier pozo, no es así, éste sistema esta fuertemente influenciado por la presión media del yacimiento, lo que quiere decir que si el pozo está operando con su mínimo gradiente de presión y se le instala el bombeo neumático, el pozo jamás fluirá debido a que la caída total de presión en el interior de la TP se incrementa por efectos de fricción accionados por la alta velocidad de flujo del gas.

Como se puede ver, existen ciertos parámetros que de manera directa marginan y desechan la posibilidad de que un sistema artificial de producción en específico se instale en un pozo candidato.

El siguiente esquema contiene información sobre los rangos de operación que caracterizan al bombeo, neumático, mecánico y electrocentrifugo. Los parámetros que aquí se mencionan se deben a que son fáciles de conseguir, determinar, medir o predecir, lo que reduce considerablemente el tiempo de selección del sistema artificial de producción óptimo.

Es necesario no olvidar que el resultado de ésta selección estadística se debe someter a procesos de simulación y pruebas piloto para confirmar su confiabilidad.

CARACTERÍSTICA DEL SISTEMA	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO
Profundidad máxima de alcance, pies	12000	12000	12500
Diámetro mínimo de TR requerido, PB	3.5	3.5	4.5
Diámetro mínimo de TP requerido, PB	1.5	2.875	2.875
Valor máximo de RGA registrado en superficie, m.g. / m ³ o	5000	2000	2000
Presión mínima del yacimiento requerida, lb/pg ²	1500	1000	800
Caudal máximo de aceite manejado, BPD	55000	4500	120000
Mínimo valor del nivel dinámico requerido, ft.b.n.r.	11000	11000	12500
Grados de desviación recomendados para operar eficientemente.	0° y 90°	0° a 45°	0° y 90°
Temperatura máxima admitida, °F	300-500	900	450
Densidad relativa mínima recomendada.	0.78	0.8	0.85
Velocidad máxima recomendada, cp	100	300	200
Afectado por agentes corrosivos	si	si	si
Afectado por incrustaciones	En alto grado	no	En menor grado
Afectado por presencia de emulsiones	En alto grado	En menor grado	En menor grado
Afectado por presencia de parafinas	si	En menor grado	En menor grado
Afectado por acarreo de sólidos	no	si	si

NOMENCLATURA

A.S	Alcance máximo del sistema.	Pies.
B.E.C.	Bombeo electrocentrífugo.	
B.MEC.	Bombeo mecánico.	
B.N.	Bombeo Neumático.	
C	Inversión inicial.	MM DII.
C. ab.	Condiciones de abandono.	
C.Y.	Condiciones de yacimiento.	
d	Profundidad del pozo.	Pies.
D.E.	Diámetro exterior.	Pg.
D.E.H.	Diámetro exterior de la herramienta.	Pg.
D.I.	Diámetro interior.	Pg.
f.b.n.r	Pies bajo el nivel de referencia.	
Ft	Esfuerzo tangencial.	Lbs.
h	Longitud de columna hidráulica.	Pies.
i	Tasa de interés bancaria.	%
Ik	Ingreso neto en el período.	
IP	Índice de productividad.	BPD/Lb/pg ²
IPR	Comportamiento de afluencia	
m.b.n.r	Metros bajo el nivel de referencia.	
n	Número de periodos.	
N.D.	Nivel dinámico.	Pies.
N.E.	Nivel estático.	Pies.
N.S.	Nivel Superficial.	
Np	Producción acumulada de aceite.	
P.P.	Profundidad del pozo.	Pies.
P1	Presión inicial	Lb/pg ²
P2	Presión final.	Lb/pg ²
Po	Intersección de curva de capacidad de transporte y el IPR	

Ps	Presión de separación.	Lb/pg ²
Psep	Presión de separación.	Lb/pg ²
Psup	Presión superficial.	Lb/pg ²
Pwf	Presión de fondo fluyendo.	Lb/pg ²
Pwf1	Presión de fondo fluyendo original.	Lb/pg ²
Pwf2	Presión de fondo fluyendo nueva.	Lb/pg ²
Pwh	Presión en la cabeza del pozo.	Lb/pg ²
Pws	Presión estática.	Lb/pg ²
Pyac	Presión media del yacimiento.	Lb/pg ²
Qo	Gasto de aceite en la superficie.	BPD
Qo1	Gasto inicial de aceite.	BPD
Qo2	Gasto nuevo de aceite.	BPD
Qomáx	Gasto máximo.	BPD
Qop	Gasto óptimo.	BPD
R	Rentabilidad.	%
RGA	Relación gas aceite.	m ³ g/m ³ o
S	Superficial.	
Ss	Subsuperficial.	
t	Espesor.	Pg.
T, t	Tiempo.	Años
T1	Temperatura inicial.	° F
TP	Tubería de producción.	
TR	Tubería de revestimiento.	
Tyac	Temperatura media del yacimiento.	° F
Vdp	Volumen de hidrocarburos a ser drenados por un pozo.	Barriles
Vdt	Volumen de hidrocarburos a drenados de un yacimiento.	Barriles
ΔP	Caída de presión.	Lb/pg ²
ΔPa.	Caída de presión por aceleración.	Lb/pg ²
ΔPe.	Caída de presión por elevación.	Lb/pg ²
ΔPf	Caída de presión por fricción.	Lb/pg ²

ΔP_t

Caída de presión total.

Lb/pg²

REFERENCIAS

1. Oil Field Development Techniques: Proceeding of Daqing International Meeting, 1982.
John F. Manson and Parke A. Dickey
Published By The American of Petroleum Geologists. Tulsa. 1989.
2. Transporte de hidrocarburos por ductos
Ing. Francisco Garaicochea Petirena
Ing. Cesar Bernal Huicochea
Ing. Oscar Lopez Ortiz
Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991
3. Artificial lift method
K. E. Brown, Tom Doll, John T. Dewan
vols. 2a,2b.
Editorial Petroleum Publishing Company 1980.
4. Tesis, Sistemas de Control Automático para Unidades de Bombeo Mecánico.
Virginia Cabrera Guzman
México D.F. 1994.
5. "Sucker Rod Pumping".
Craft, B.C. & Holden, R Chapter 5
Editorial Prentice - Hall, Inc. 1962.
6. Apuntes de Producción de Pozos II
J. Héctor Díaz Zertuche
Facultad de Ingeniería UNAM

7. **Petroleum Engineering Handbook**
Editor in Chief Howard B. Bradley
Professional/Technical Training Consultant
First Printing, Society of Petroleum Engineers 1987

8. **Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods**
H.c: "Slip" Slider
Penn Well Books, Penn Well Publishing Company, Tulsa. 1983.

9. **Oil Reservoir Engineering**
Sylvain J. Pirson. Second Edition
McGraw - Hill Book Company, Inc. New York. 1958

10. **Apuntes de Fluidos de Perforación**
Miguel Ángel Benitez Hernández
Francisco Garaicochea Petrirena
Facultad de Ingeniería UNAM

11. **La Evolución Tectónica Premisisípica del Sur de México**
UNAM, Instituto de Geología.
Revista, vol. 5 núm. 2 (1981)

12. **Apuntes de Terminación de Pozos**
Ing. Ignacio Alonso Cárdenas 1983.
Facultad de Ingeniería UNAM

13. **Applied Drilling Engineering**
Adam T. Bourgoyne Jr.
Second Printing, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Tx.
1991.

14. Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie
J. Ángel Gómez Cabrera.
Facultad de Ingeniería UNAM
15. Oil & Gas Journal, Revista Latinoamericana
Aguas Profundas, Enero 1996 Vol. 2, Núm. 1
Penn Well Publishing Company.
16. Production Operations, Third Edition, Vol. 2
Well Completions, Workover, and Stimulation
Thomas O. Allen and Alan P. Roberts.
Oil & Gas Consultants International, Inc. Tulsa 1989.
17. Química General Moderna
Babor & Ibarz
Editorial Marin 1935. España
18. World Oil What's new in Artificial Lift
J.F. Lea and H. W. Winkler
Gulf Publishing Co. Houston, Texas April 1995 and March 1996.
19. Iniciación al Personal de Montaje y Mantenimiento, Manual de Estudio.
Neumática
Berkheim, 1976
Festo Didactic D-7300 Esslingen 1980. Alemania Federal.
20. Economía Decimotercera Edición
Paul A. Samuelson.
McGraw - Hill 1992.

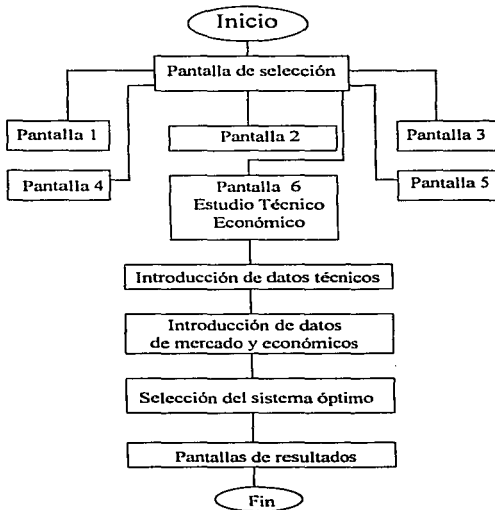
21. **Invitación a la Investigación de Operaciones**
Traducido por ; Dr. José A. L. Escobar e Ing. Samuel Ramos
Compañía Editorial Continental., México. 1980

22. **Business Conditions Analysis. International Student Edition**
John P. Lewis
McGraw - Hill Book Company, Inc. New York. 1959.

23. **IBM/PC Manual de BASIC**
Luis Joyanes Aguilar.
McGraw - Hill 1986 España.

'TESIS METODOLOGIA PARA LA SELECCION DE UN SISTEMAS ARTIFICIAL DE PRODUCCION
'APLICABLE A LA EXPLOTACIÓN DE UN POZO PETROLERO.
'FRANCISCO ESPITIA HERNANDEZ
'ING. J. H. DIAZ ZERTUCHE.

DIAGRAMA DE FLUJO



DECLARE SUB NEWMEC (DARK, LIGHT, COSTOTOTALBN, COSTOTOTALBMEC)
 DECLARE SUB NEWELE (DARK, MOON, COSTOTOTALBN, COSTOTOTALBEC)
 DECLARE SUB TRES (DARK, LIGHT, MOON, COSTOTOTALBN, COSTOTOTALBMEC,
 COSTOTOTALBEC)
 DECLARE SUB MECLE (MOON, LIGHT, COSTOTOTALBMEC, COSTOTOTALBEC)
 DECLARE SUB electro (qol, Bol, VDI, dIII, tasa!, TIME!, COSTOTOTALBEC, COSTO!)
 DECLARE SUB selmec (qol, Bol, VDI, dIII, tasa!, TIME!, COSTOTOTALBMEC, COSTO!)
 DECLARE SUB sel (qol, Bol, VDI, dIII, tasa!, TIME!, COSTOTOTALBN, COSTO!)

CLS

SCREEN 0, 1

CLS : COLOR 14, 1, 6

```

LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 3, 10: PRINT "UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXIC
O"
LOCATE 2, 10: PRINT "
LOCATE 5, 10: PRINT "          FACULTAD DE INGENIERIA
LOCATE 4, 10: PRINT "
LOCATE 7, 10: PRINT "          CIENCIAS DE LA TIERRA
LOCATE 6, 10: PRINT "
LOCATE 8, 10: PRINT "
LOCATE 9, 10: PRINT "-----"
LOCATE 10, 10: PRINT "
LOCATE 11, 10: PRINT "
LOCATE 12, 10: PRINT "
LOCATE 13, 10: PRINT "          TESIS PROFESIONAL
LOCATE 14, 10: PRINT "
LOCATE 15, 10: PRINT "          PRESENTA:
LOCATE 16, 10: PRINT "
LOCATE 17, 10: PRINT "          FRANCISCO ESPITIA HDEZ.
LOCATE 18, 10: PRINT "
LOCATE 19, 10: PRINT "          ASESORA:
LOCATE 20, 10: PRINT "
LOCATE 21, 10: PRINT "          ING. J. HECTOR DIAZ ZERTUCHE
LOCATE 22, 10: PRINT "
LOCATE 23, 10: PRINT "-----"
  
```

SLEEP 10

CLS

SCREEN 0, 1

986 : CLS : COLOR 14, 1, 6

GOTO 5970

```

LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 4, 10: PRINT "METODOLOGIA PARA LA SELECCION DE UN SISTEMA ARTIFICIAL
DE PRODUCCION
LOCATE 2, 10: PRINT "
LOCATE 6, 10: PRINT "          APLICABLE A LA EXPLOTACION DE POZOS PETROLEROS.
LOCATE 7, 10: PRINT "
LOCATE 3, 10: PRINT "
LOCATE 7, 10: PRINT "          LOS SISTEMAS SON: EL BOMBEO NEUMATICO, EL MECANICO Y EL
ELECTROCENTRIFUGO
LOCATE 5, 10: PRINT "
LOCATE 8, 10: PRINT "
LOCATE 9, 10: PRINT "-----"
  
```



```

LOCATE 10, 10: PRINT "
LOCATE 11, 10: PRINT "
LOCATE 12, 10: PRINT " 1.- Estructura de la Metodología  "
LOCATE 13, 10: PRINT "           "
LOCATE 14, 10: PRINT "           "
LOCATE 15, 10: PRINT "           "
LOCATE 16, 10: PRINT "           "
LOCATE 17, 10: PRINT "           "
LOCATE 18, 10: PRINT "           "
LOCATE 19, 10: PRINT "           "
LOCATE 20, 10: PRINT "           "
LOCATE 21, 10: PRINT "           "
LOCATE 22, 10: PRINT "           "
LOCATE 23, 10: PRINT "           "

```

```
987 AS = INKEYS
```

```

IF AS = CHR$(49) THEN 5050
IF AS = CHR$(50) THEN 5100
IF AS = CHR$(51) THEN 5200
IF AS = CHR$(52) THEN 5300
IF AS = CHR$(53) THEN 5400
IF AS = CHR$(54) THEN 5500 ELSE 987

```

```
5050 : CLS
```

```

LOCATE 1, 10: PRINT "
LOCATE 2, 10: PRINT "
LOCATE 3, 10: PRINT "           ESTRUCTURA DE LA METODOLOGIA           "
LOCATE 4, 10: PRINT "           "
LOCATE 5, 10: PRINT "           "
LOCATE 6, 10: PRINT "           "
LOCATE 21, 1: PRINT "           "
LOCATE 22, 1: PRINT "           "
LOCATE 7, 1: PRINT " : La metodología para seleccionar un sistema artificial de producción óptimo, "
LOCATE 8, 1: PRINT " requiere de la mayor cantidad de información del pozo a intervenir "
LOCATE 9, 1: PRINT " : Profundidad, gasto de aceite, tipo de fluido, características de sus "
LOCATE 10, 1: PRINT " : tuberías, etc.; a fin de compararla contra los rangos de operación de cada "
LOCATE 11, 1: PRINT " : sistema artificial de producción en particular. La comparación muestra "
LOCATE 12, 1: PRINT " : cuales son los sistemas idóneos a instalar. "
LOCATE 15, 1: PRINT " : Si se muestra que más de un sistema es idóneo, es necesario aplicar un "
LOCATE 16, 1: PRINT " : estudio de mercado, el cual ayudará a seleccionar el sistema óptimo en "
LOCATE 17, 1: PRINT " : base a los costos de los equipos. Una vez seleccionado el sistema "
LOCATE 18, 1: PRINT " : óptimo, se procede a realizar el estudio económico, el cual consiste "
LOCATE 19, 1: PRINT " : básicamente en determinar la rentabilidad del proyecto. "
LOCATE 13, 1: PRINT "           "
LOCATE 14, 1: PRINT "           "
LOCATE 20, 1: PRINT "           "
LOCATE 23, 1: PRINT "           "

```

```
5000 LOCATE 22, 43: PRINT "Oprima - S - para salir"
```

```
AS = INKEYS
```

```
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986 ELSE 5000
```

```
5100 : CLS
```

```

LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT " "
LOCATE 3, 10: PRINT " "
LOCATE 4, 10: PRINT " "
LOCATE 5, 10: PRINT " "
LOCATE 6, 10: PRINT " "
LOCATE 7, 10: PRINT " "
LOCATE 8, 5: PRINT " "
LOCATE 9, 1: PRINT " "
LOCATE 10, 1: PRINT " "
LOCATE 11, 1: PRINT " "
LOCATE 12, 1: PRINT " "
LOCATE 13, 1: PRINT " "
LOCATE 14, 1: PRINT " "
LOCATE 15, 1: PRINT " "
LOCATE 16, 1: PRINT " "
LOCATE 17, 1: PRINT " "
LOCATE 18, 1: PRINT " "
LOCATE 19, 1: PRINT " "
LOCATE 20, 1: PRINT " "
LOCATE 21, 1: PRINT " "
LOCATE 22, 1: PRINT " "
LOCATE 23, 1: PRINT "-----"
5150 LOCATE 22, 46: PRINT "Oprima - S - para salir"
AS = INKEYS
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986 ELSE 5150
5200 :CLS
LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT " "
LOCATE 3, 10: PRINT " "
LOCATE 4, 10: PRINT " "
LOCATE 5, 10: PRINT " "
LOCATE 6, 10: PRINT " "
LOCATE 7, 10: PRINT " "
LOCATE 8, 5: PRINT " "
LOCATE 9, 1: PRINT " "
LOCATE 10, 1: PRINT " "
LOCATE 11, 1: PRINT " "
LOCATE 12, 1: PRINT " "
LOCATE 13, 1: PRINT " "
LOCATE 14, 1: PRINT " "
LOCATE 15, 1: PRINT " "
LOCATE 16, 1: PRINT " "
LOCATE 17, 1: PRINT " "
LOCATE 18, 1: PRINT " "
LOCATE 19, 1: PRINT " "

```

EL YACIMIENTO

El Ingeniero de Yacimientos es la persona encargada de realizar la caracterización de un yacimiento, que consiste en recopilar la mayor cantidad de información sobre éste, para conocer el comportamiento del mismo, para de esta manera determinar cuando los pozos deben ser intervenidos por un sistema artificial de producción. Para que el Ingeniero de Producción realice la mejor selección, el Ingeniero de Yacimientos le debe facilitar un reporte de cómo fue, es y será el comportamiento de los parámetros que influyen en la selección de un sistema artificial de producción: La variación de la presión del yacimiento, el valor de la RGA, etc. y si el yacimiento será intervenido por algún método de recuperación secundaria o mejorada.

EL ESTADO MECANICO DEL POZO

El estado mecánico de un pozo, es un documento donde se guarda información sobre la geometría de un pozo petrolero, así como la información de las diferentes formaciones que se perforan para alcanzar el objetivo o estrato productor. La información indispensable para la selección de un sistema artificial de producción incluida en este documento es:

- 1.- Diámetros de TR. y TP.
- 2.- Profundidad del pozo.
- 3.- El grado de desviación del pozo.
- 4.- Tipo de terminación.

```

LOCATE 20, 1: PRINT ""
LOCATE 21, 1: PRINT ""
LOCATE 22, 1: PRINT ""
LOCATE 23, 1: PRINT ""
5250 LOCATE 22, 46: PRINT "Oprima - S - para salir"
AS = INKEYS
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986 ELSE 5250
5300 : CLS
LOCATE 1, 10: PRINT ""
LOCATE 2, 10: PRINT ""
LOCATE 3, 10: PRINT ""
LOCATE 4, 10: PRINT ""
LOCATE 6, 10: PRINT ""
LOCATE 5, 10: PRINT ""
LOCATE 7, 1: PRINT ""
LOCATE 8, 1: PRINT ""
LOCATE 9, 1: PRINT ""
LOCATE 10, 1: PRINT ""
LOCATE 11, 1: PRINT ""
LOCATE 12, 1: PRINT ""
LOCATE 13, 1: PRINT ""
LOCATE 14, 1: PRINT ""
LOCATE 15, 1: PRINT ""
LOCATE 16, 1: PRINT ""
LOCATE 17, 1: PRINT ""
LOCATE 18, 1: PRINT ""
LOCATE 19, 1: PRINT ""
LOCATE 20, 1: PRINT ""
LOCATE 21, 1: PRINT ""
LOCATE 22, 1: PRINT ""
LOCATE 23, 1: PRINT ""
5350 LOCATE 22, 42: PRINT "Oprima - S - para salir"
AS = INKEYS
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986 ELSE 5350
5400 : CLS
LOCATE 1, 10: PRINT ""
LOCATE 2, 10: PRINT ""
LOCATE 3, 10: PRINT ""
LOCATE 4, 10: PRINT ""
LOCATE 5, 10: PRINT ""
LOCATE 6, 10: PRINT ""
LOCATE 21, 1: PRINT ""
LOCATE 22, 1: PRINT ""
LOCATE 7, 1: PRINT ""
LOCATE 8, 1: PRINT ""
LOCATE 9, 1: PRINT ""
LOCATE 10, 1: PRINT ""
LOCATE 11, 1: PRINT ""
LOCATE 12, 1: PRINT ""
LOCATE 13, 1: PRINT ""
LOCATE 14, 1: PRINT ""
LOCATE 15, 1: PRINT ""
LOCATE 16, 1: PRINT ""
LOCATE 17, 1: PRINT ""

```

LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES
Y LAS SUBSUPERFICIALES

Las instalaciones superficiales como el separador, el estrangulador, las líneas superficiales de flujo y las subsuperficiales como lo es la tubería de producción, son elementos que influyen sobre el valor de la presión de fondo fluyendo (Pwf), misma que determina el poder productivo del pozo. Los elementos de las líneas de flujo generan una caída de presión, misma que varía al cambiar las condiciones de éstas y de las instalaciones, por eso es necesario realizar estudios que permitan determinar la combinación que genere una menor caída de presión y en consecuencia se obtenga un mínimo valor de la presión de fondo fluyendo (Pwf) y un aumento en la productividad del pozo.

Para determinar el conjunto óptimo de instalaciones, aplique la técnica de análisis nodal.

LAS CONDICIONES DE OPERACION

La experiencia indica que cuando un sistema artificial de producción está en operación, existen problemas que alteran su eficiencia, provocando un daño al sistema y en algunas ocasiones llegan a detener la producción. Algunos de los problemas desafortunadamente no se pueden evitar, pero si es posible llevar a cabo prácticas correctivas y/o preventivas como es en el caso de la presencia de fluidos corrosivos.

El Ingeniero Petrolero, para realizar una buena selección del sistema a instalar, debe considerar y analizar los siguientes puntos:

El estado general de las instalaciones, la capacitación del personal, los

```

LOCATE 18, 1: PRINT " : tipos de fluidos a producir y los problemas que éstos generen, como lo "
LOCATE 19, 1: PRINT " : son la presencia de parafinas, acáreo de sólidos, así como las "
LOCATE 20, 1: PRINT " : facilidades de servicio y el tipo de clima predominante de la zona. "
LOCATE 23, 1: PRINT " "
5450 LOCATE 22, 46: PRINT "Oprima - S - para salir"
      AS = INKEYS
      IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986 ELSE 5450
5500 :
6000 : CLS
1 CLS
LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT " : "
LOCATE 2, 10: PRINT " : INFORMACION SOBRE EL YACIMIENTO : "
LOCATE 4, 10: PRINT " : "
LOCATE 3, 10: PRINT "-----"
101 LOCATE 7, 5: PRINT " Volumen de hidrocarburos a drenar, Vd [MBIs. c.s]"
LOCATE 8, 5: PRINT " mediante la instalación del sistema artificial de producción"
LOCATE 7, 62: INPUT VD: VD = VD * 1000
IF VD <= 10000 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR,
CONSULTE CON EL INGENIERO DE YACIMIENTOS ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 7, 5: PRINT
": LOCATE 7, 59: PRINT " ": LOCATE 22, 1:
PRINT " ": COLOR 14, 1, 2: GOTO 101
2 LOCATE 10, 5: PRINT " Presión media del yacimiento, Pyac [Psia] ="
LOCATE 10, 55: INPUT pyac:
IF pyac <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 10, 5: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT " ":
10, 54: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT " ":
COLOR 14, 1, 2: GOTO 2
IF pyac = 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT " VERIFIQUE ESTE VALOR": SLEEP 3:
COLOR 14, 7: LOCATE 10, 5: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT " ":
10, 54: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT " ":
COLOR 14, 1, 2: GOTO 2
IF pyac <= 14.7 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR PEQUEÑO, GUIESE EN
EL GRADIENTE HIDRAULICO ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 10, 5: PRINT "
": LOCATE 10, 54: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 2
IF pyac > 40000 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR MUY GRANDE DE
PRESION VERIFIQUE POR FAVOR ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 10, 5: PRINT "
": LOCATE 10, 54: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 2
3 LOCATE 12, 5: PRINT " Presión de fondo fluyendo en el pozo, Pwf [Psia] ="
LOCATE 12, 60: INPUT Pwf:
IF Pwf >= pyac THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, SON
CONDICIONES DE ABANDONO O ES UN POZO INYECTOR": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 14,
5: PRINT " ": LOCATE 12, 60: PRINT " ":
LOCATE 22, 1: PRINT " ": COLOR 14, 1, 2: GOTO 3
IF Pwf <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 12, 5: PRINT " ": LOCATE 12,
60: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 3
IF Pwf <= 14.7 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR BAJO, VERIFIQUE POR
FAVOR ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 12, 5: PRINT "
": LOCATE 12, 60: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 3

```

```

5 LOCATE 14, 5: PRINT " Gasto de aceite correspondiente a la Pwf [BPD.C.S.] ="
  LOCATE 14, 65: INPUT qo
  IF qo > 135000 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, ES UN
VALOR MUY ALTO": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 14, 5: PRINT "
": LOCATE 14, 55: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 5
  IF qo <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR ": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 14, 5: PRINT " ": LOCATE 14,
64: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 5
  A = Pwf / pyac
  B = 1 - 2 * A -.8 * A * A
  qmax = qo / B
  LOCATE 16, 5: PRINT " Gasto máximo a obtener a cond. estandar [BPD]": qmax
16 LOCATE 18, 5: INPUT " Gasto deseado en la superficie [BPD]": qo
  TIME = VD / qo / 360
  IF qo > qmax THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, ES UN
VALOR MUY ALTO": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 18, 5: PRINT "
": LOCATE 18, 55: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 16
  IF qo <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR ": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 18, 5: PRINT " ": LOCATE 18,
64: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 16
  4 LOCATE 20, 5: PRINT " Relación Gas - Aceite, RGA [Mg3/Mo3] ="
  LOCATE 20, 55: INPUT RGA
  IF RGA > 10000 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, PODRIA
TRATARSE DE UN YACIMIENTO DE GAS HUMEDO O SECO": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 20,
5: PRINT " ": LOCATE 20, 54: PRINT " ":
LOCATE 22, 1: PRINT " ": COLOR 14, 1, 2: GOTO 4
  IF RGA <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR ": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 16, 5: PRINT " ": LOCATE 20,
54: PRINT " ": LOCATE 20, 54: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 4
5650 LOCATE 23, 3: PRINT " Presione - S - para salir, - Q - para cambiar datos, - C - para continuar"
  AS = INKEYS
  IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986
  IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN 0
  IF AS = CHR$(81) OR AS = CHR$(113) THEN 1 ELSE 5650
0 CLS
  LOCATE 1, 10: PRINT " +-----+ "
  LOCATE 2, 10: PRINT " | INFORMACION SOBRE | "
  LOCATE 3, 10: PRINT " | | "
  LOCATE 4, 10: PRINT " | EL ESTADO MECANICO DEL POZO | "
  LOCATE 5, 10: PRINT " +-----+ "
6 LOCATE 8, 5: PRINT " Profundidad de los disparos, D [ft.b.n.r] ="
  LOCATE 8, 55: INPUT D:
  IF D <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 8, 5: PRINT " ": LOCATE 8,
56: PRINT " ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 6
  IF D > 50200 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR MUY GRANDE DE
PROFUNDIDA VERIFIQUE POR FAVOR ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 8, 5: PRINT "

```

```

"; LOCATE 8, 56: PRINT "          "; LOCATE 22, 1: PRINT "
"; COLOR 14, 1, 2: GOTO 6
30 LOCATE 10, 5: PRINT "          Densidad relativa de la mezcla  [Adim]= "
   LOCATE 10, 55: INPUT DEN:
   IF DEN < .7 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE EL VALOR PUEDE SER UN
   GAS"; SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 10, 5: PRINT "
   "; LOCATE 10, 54: PRINT "          "; LOCATE 23, 1: PRINT "
"; COLOR 14, 1, 2: GOTO 30
   IF DEN > 1.2 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR ALTO PARA
   HIDROCARBUROS, VERIFIQUELO "; SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 10, 5: PRINT "
"; LOCATE 10, 54: PRINT "          "; LOCATE 23, 1: PRINT "
"; COLOR 14, 1, 2: GOTO 30
   ND = (pyac - Pwf) * 144 / (62.4 * DEN)
   ND = D - mh
62 LOCATE 12, 5: PRINT "          Nivel dinámico, N.D.          [f.b.n.r]= "
   LOCATE 12, 56: PRINT ND:
   IF ND < 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "NO ES NECESARIO INSTALAR UN
   SISTEMA ARTIFICIAL, VERIFIQUE DATOS ANTERIORES"; SLEEP 4: COLOR 14, 1: LOCATE 12, 5:
   PRINT "          "; LOCATE 12, 55: PRINT "          ";
   LOCATE 22, 1: PRINT "          Diámetro de la TR,          oTR [In.]="          "; COLOR 14, 1, 2: GOTO 6000
7 LOCATE 14, 5: PRINT "          Diámetro de la TR,          oTR [In.]="          ";
   LOCATE 14, 55: INPUT DTR:
   IF DTR < 3.5 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR"; SLEEP 3:
   COLOR 14, 1: LOCATE 14, 5: PRINT "          "; LOCATE
   14, 54: PRINT "          "; LOCATE 22, 1: PRINT "          ";
   COLOR 14, 1, 2: GOTO 7
   IF DTR > 36 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR MUY GRANDE DE
   DIAMETRO, VERIFIQUE POR FAVOR "; SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 14, 5: PRINT "
   "; LOCATE 14, 54: PRINT "          "; LOCATE 22, 1: PRINT "
   "; COLOR 14, 1, 2: GOTO 7
8 LOCATE 16, 5: PRINT "          Diámetro de la tubería de producción, oTP [In.]="
   LOCATE 16, 60: INPUT DTP:
   IF DTP >= DTR THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR"; SLEEP 3:
   COLOR 14, 1: LOCATE 14, 5: PRINT "          "; LOCATE
   16, 60: PRINT "          "; LOCATE 22, 1: PRINT "          ";
   COLOR 14, 1, 2: GOTO 8
   IF DTP < 21 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR MUY PEQUEÑO,
   VERIFIQUE POR FAVOR "; SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 14, 5: PRINT "
   "; LOCATE 16, 60: PRINT "          "; LOCATE 22, 1: PRINT "
   "; COLOR 14, 1, 2: GOTO 8
9 LOCATE 18, 5: PRINT "          Grado de desviación de la vertical, "V ["]="
   LOCATE 18, 55: INPUT GV:
   IF GV < 0 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "EL ANGULO ES DE 0° A 90° VERIFIQUE
   POR FAVOR "; SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 18, 5: PRINT "
   "; LOCATE 18, 54: PRINT "          "; LOCATE 23, 1: PRINT "
   "; COLOR 14, 1, 2: GOTO 9
   IF GV > 90 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "EL ANGULO ES DE 0° A 90° VERIFIQUE
   POR FAVOR "; SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 18, 5: PRINT "
   "; LOCATE 18, 54: PRINT "          "; LOCATE 23, 1: PRINT "
   "; COLOR 14, 1, 2: GOTO 9
10 LOCATE 20, 5: PRINT "          Temperatura en el fondo del pozo, T [°F]="
   LOCATE 20, 55: INPUT T:
   IF T <= 50 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR ES MENOR QUE
   EL CORRESPONDIENTE A1, GRAD. GEOTERMICO"; SLEEP 2: COLOR 14, 1: LOCATE 20, 5: PRINT

```

```

"                                     ": LOCATE 20, 54: PRINT "                                     ": LOCATE
23, 1: PRINT "                                     ": COLOR 14, 1, 2: GOTO 10
IF T = 1200 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR MUY ALTO DE
TEMPERATURA"; SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 20, 5: PRINT "
": LOCATE 20, 54: PRINT "                                     ": LOCATE 23, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 10
5700 LOCATE 23, 3: PRINT " Presione - S - para salir, - Q - para cambiar datos, - C - para continuar"
AS = INKEYS
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986
IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN 5701
IF AS = CHR$(81) OR AS = CHR$(113) THEN 0 ELSE 5700
5701 CLS
LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT "INFORMACION SOBRE"
LOCATE 3, 10: PRINT " "
LOCATE 4, 10: PRINT "EL ESTADO MECANICO DEL POZO"
LOCATE 5, 10: PRINT "-----"
11 LOCATE 9, 5: PRINT " "
LOCATE 11, 5: PRINT " El pozo fue terminado en:"
LOCATE 13, 5: PRINT " 1. La cima del estrato bañado de aceite "
LOCATE 15, 5: PRINT " 2. La base del estrato bañado de aceite "
LOCATE 17, 5: PRINT " 3. La zona media del estrato bañado de aceite"
LOCATE 22, 5: PRINT " Presione el número correspondiente"
LOCATE 11, 60: INPUT TERM:
IF TERM = 3 THEN 20
IF TERM = 1 OR TERM = 2 THEN 20 ELSE 12
12 LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "SOLO ACEPTA LOS VALORES 1,2 Y 3": SLEEP 3: COLOR
14, 1: LOCATE 11, 5: PRINT "                                     ": LOCATE 11, 60:
PRINT "                                     ": LOCATE 23, 1: PRINT "                                     ": COLOR
14, 1, 2: GOTO 11
20 IF TERM = 3 THEN WOR = 2
IF TERM = 2 THEN WOR = 2
IF TERM = 1 THEN WOR = 1
5750 LOCATE 23, 3: PRINT " Presione - S - para salir, - Q - para cambiar datos, - C - para continuar"
AS = INKEYS
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986
IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN 5800
IF AS = CHR$(81) OR AS = CHR$(113) THEN 5701 ELSE 5750
COLOR 10, 1, 2
5800 : CLS
LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT "INFORMACION SOBRE LAS"
LOCATE 3, 10: PRINT " "
LOCATE 4, 10: PRINT "PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS"
LOCATE 5, 10: PRINT "-----"
LOCATE 8, 5: PRINT " Densidad relativa de la mezcla [Adim]="
LOCATE 8, 54: PRINT : DEN:
40 LOCATE 10, 5: PRINT " Viscosidad de la mezcla a c.y. [ Cp.]="
LOCATE 10, 54: INPUT VIS:
IF VIS < .001 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE EL VALOR, ES MUY BAJO
": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 8, 5: PRINT "
LOCATE 10, 54: PRINT "                                     ": LOCATE 23, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 40

```

```

IF VIS > 32000 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR ALTO PARA
HIDROCARBUROS, VERIFIQUELO ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 8, 5: PRINT "
": LOCATE 10, 54: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 40
100 LOCATE 12, 5: PRINT " El factor de volumen del aceite, Bo [c.y/c.s]"=
LOCATE 12, 64: INPUT Bo:
IF Bo < 1 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "EL MINIMO VALOR DEL FACTOR DE
VOLUMEN ES - 1 - ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 12, 5: PRINT "
": LOCATE 12, 64: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
":
COLOR 14, 1, 2: GOTO 100
IF Bo > 100 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR ALTO DEL FACTOR DE
VOLUMEN, VERIFIQUELO ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 12, 5: PRINT "
": LOCATE 12, 64: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
":
COLOR 14, 1, 2: GOTO 100
LOCATE 14, 5: PRINT " PARA CONFESTAR SOLO PRESIONE 1.- Si o 2.-No"
50 LOCATE 16, 5: PRINT " Presencia de gases corrosivos"
LOCATE 16, 54: INPUT CORRO:
IF CORRO = 1 OR CORRO = 2 THEN 70 ELSE 60
60 LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "SOLO SE ACEPTA EL VALOR -1- O EL -2- ": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 16, 5: PRINT " ": LOCATE
16, 54: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
":
COLOR 14, 1, 2: GOTO 50
70 LOCATE 18, 5: PRINT " Presencia de parafinas o asfaltenos"
LOCATE 18, 54: INPUT ASF:
IF ASF = 1 OR ASF = 2 THEN 80 ELSE 75
75 LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "SOLO SE ACEPTA EL VALOR -1- O EL -2- ": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 18, 5: PRINT " ": LOCATE
18, 54: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
":
COLOR 14, 1, 2: GOTO 70
80 LOCATE 20, 5: PRINT " Incrustaciones debidas al acarreo de sólidos"
LOCATE 20, 54: INPUT INCRUS:
IF INCRUS = 1 OR INCRUS = 2 THEN 90 ELSE 85
85 LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "SOLO SE ACEPTA EL VALOR -1- O EL -2- ": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 20, 5: PRINT " ": LOCATE
20, 54: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
":
COLOR 14, 1, 2: GOTO 80
90 LOCATE 22, 5: PRINT " Presencia de emulsiones"
LOCATE 22, 54: INPUT EMUL:
IF EMUL = 1 OR EMUL = 2 THEN 5850 ELSE 95
95 LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "SOLO SE ACEPTA EL VALOR -1- O EL -2- ": SLEEP 3:
COLOR 14, 1: LOCATE 22, 5: PRINT " ": LOCATE
22, 54: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
":
COLOR
14, 1, 2: GOTO 90
5850 LOCATE 18, 65: PRINT " Presione - S -"
LOCATE 19, 65: PRINT " para salir"
LOCATE 20, 65: PRINT " - Q - para"
LOCATE 21, 65: PRINT " cambiar datos"
LOCATE 22, 65: PRINT " - C - para"
LOCATE 23, 65: PRINT " continuar "
AS = INKEYS
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986
IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN 5900
IF AS = CHR$(81) OR AS = CHR$(113) THEN 5800 ELSE 5850
5900 CLS

```



```

LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT "                INFORMACION SOBRE                "
LOCATE 3, 10: PRINT "                LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES                "
LOCATE 4, 10: PRINT "-----"
LOCATE 5, 10: PRINT "-----"

```

```

120 LOCATE 8, 2: PRINT " Presión en el separador, Psep [Psia.]="
LOCATE 8, 55: INPUT PSEP:
IF PSEP < 0 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE EL VALOR, ES MUY BAJO "
": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 8, 5: PRINT "
LOCATE 8, 54: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 120
IF PSEP >= Pwf THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR ALTO DE PRESION
DE SEPARACION ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 8, 5: PRINT "
": LOCATE 8, 54: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 120
130 LOCATE 10, 2: PRINT " Presión en la cabeza del pozo, Pwh [Psia.]="
LOCATE 10, 55: INPUT PWH:
IF PWH <= PSEP THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE EL VALOR ESTO NO
ES POSIBLE ": SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 10, 5: PRINT "
": LOCATE 10, 54: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 130
IF PWH > 3000 THEN LOCATE 23, 1: COLOR 14, 4: PRINT "ES UN VALOR ALTO DE PRESION ":
SLEEP 3: COLOR 14, 1: LOCATE 10, 5: PRINT "
LOCATE 10, 54: PRINT " ": LOCATE 23, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 130
las = qo / qmax
lass = 1.25 * las
lasss = 1.266 - lass
lassss = lasss * .5
laz = lassss - .125
Pwf = pyac * laz
PRINT, las, lass, lasss, lassss, laz, pwf
cp = Pwf - PWH - PSEP
DP = pyac - Pwf
h = (144 * DP) / (62.4 * DEN)
h2 = D - h
Pd = 62.4 * DEN * h2 / 144
RED = pyac - ((1.1 * D * DEN * 62.4) / 144)
LOCATE 12, 2: PRINT " Las caídas de presión [psia.] en las líneas son de ": cp
LOCATE 14, 2: PRINT " El valor de la presión de fondo fluyendo [Psia.] ": Pwf
LOCATE 16, 2: PRINT " Si la presión en la cabeza del pozo se alcanza modificando las líneas,"
LOCATE 17, 2: PRINT " se garantiza que los fluidos llegarán a la superficie, aplique el"
LOCATE 18, 2: PRINT " análisis nodal para tratar de obtener el valor reducido de Pwf. Si"
LOCATE 19, 2: PRINT " modificando las instalaciones no se alcanza el valor de la Pwf, lo"
LOCATE 20, 2: PRINT " siguiente es instalar un sistema artificial de producción."
LOCATE 21, 2: PRINT "
5950 LOCATE 23, 5: PRINT " Presione - S - para salir, - Q - para cambiar datos, - C - para continuar"
AS = INKEYS
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986
IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN 5970
IF AS = CHR$(81) OR AS = CHR$(113) THEN 5900 ELSE 5950
5970 :
:RED--1
:IF RED <= 0 THEN 5971 ELSE 5972
:5971

```



```

": LOCATE 12, 64: PRINT "          ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 24025
24035 LOCATE 11, 5: PRINT " Costo del suministro de energia para B.E.C. $ MDIs."
LOCATE 11, 65: INPUT CSE:
IF CSE <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 12, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, REALICE O
VERIFIQUE SU ESTUDIO DE MERCADO ": SLEEP 2: COLOR 14, 1: LOCATE 14, 5: PRINT "
": LOCATE 14, 64: PRINT "          ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 24035
24045 LOCATE 14, 5: PRINT " Costo de instalaci3n del equipo para B.E.C. $ MDIs."
LOCATE 14, 65: INPUT CINS:
IF CINS <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 12, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, REALICE O
VERIFIQUE SU ESTUDIO DE MERCADO ": SLEEP 2: COLOR 14, 1: LOCATE 16, 5: PRINT "
": LOCATE 16, 64: PRINT "          ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 24045
24055 LOCATE 17, 5: PRINT " Costo del mantenimiento y servicios para B.E.C. $ MDIs."
LOCATE 17, 65: INPUT CMANT:
IF CSE <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 12, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, REALICE O
VERIFIQUE SU ESTUDIO DE MERCADO ": SLEEP 2: COLOR 14, 1: LOCATE 18, 5: PRINT "
": LOCATE 18, 64: PRINT "          ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 24055
COSTOTOTALBEC = CMANT + CINS + CSE + CE
44102 LOCATE 22, 3: PRINT " Presione - S - para salir, - Q - para cambiar datos, - C - para continuar"
AS = INKEYS
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986
IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN GOTO 44112
IF AS = CHR$(81) OR AS = CHR$(113) THEN GOTO 24000 ELSE GOTO 44102
44112
77
CLS
"PLATAFORMA
LOCATE 9, 10: PRINT "-----"
LOCATE 10, 10: PRINT " "
LOCATE 11, 10: PRINT " | PRESIONE 1.- SI EL POZO ESTA EN UNA PLATAFORMA 2.- EN
TIERRA FIRME "
LOCATE 12, 10: PRINT " |
LOCATE 13, 10: PRINT "-----"
1001011
AS = INKEYS
IF AS = CHR$(49) THEN PLATAFOR = 1: GOTO 78
IF AS = CHR$(50) THEN GOTO 78 ELSE GOTO 1001011
78
1221 CLS
DIM K(16), X(16)
DIM K(16), Z(16)
DIM X(16), C(16), V(16), B(16)
LOCATE 3, 1: PRINT "CARACTERISTICAS"
LOCATE 4, 1: PRINT "DEL POZO"
LOCATE 5, 1: PRINT "1.-SI 2.-NO"
LOCATE 3, 24: PRINT "CONDICIONES DE"
LOCATE 4, 24: PRINT "OPERACION DEL"
LOCATE 5, 24: PRINT "SISTEMA"
LOCATE 3, 40: PRINT "BOMBEO "
LOCATE 4, 40: PRINT "NEUMATICO"
LOCATE 3, 52: PRINT "BOMBEO"

```

LOCATE 4, 52: PRINT "MECANICO"
 LOCATE 3, 63: PRINT " BOMBEO"
 LOCATE 4, 63: PRINT "ELECTROCENTRIFUGO"
 LOCATE 7, 1: PRINT "PROF. [Fl.]": LOCATE 7, 28: PRINT "MAXIMA"
 LOCATE 8, 1: PRINT "oTR [In.]": LOCATE 8, 28: PRINT "MINIMO"
 LOCATE 9, 1: PRINT "oTP [In.]": LOCATE 9, 28: PRINT "MINIMO"
 LOCATE 10, 1: PRINT "RGA[Mg³/Mo³]": LOCATE 10, 28: PRINT "MAXIMA"
 LOCATE 11, 1: PRINT "Pyac [Psla.]": LOCATE 11, 28: PRINT "MINIMA"
 LOCATE 12, 1: PRINT "Oo [BPD]": LOCATE 12, 28: PRINT "MAXIMO"
 LOCATE 13, 1: PRINT "ND [Fl.b.n.r.]": LOCATE 13, 28: PRINT "MAXIMO"
 LOCATE 14, 1: PRINT "OVer [P]": LOCATE 14, 28: PRINT "MAXIMO"
 LOCATE 15, 1: PRINT "T.DE FONDO [PF]": LOCATE 15, 28: PRINT "MAXIMA"
 LOCATE 16, 1: PRINT "DEN. REL [Adim]": LOCATE 16, 28: PRINT "MINIMO"
 LOCATE 17, 1: PRINT "VISCOSIDAD [cp]": LOCATE 17, 28: PRINT "MAXIMA"
 LOCATE 18, 1: PRINT "CORROSION": LOCATE 18, 28: PRINT "AFECTA"
 LOCATE 19, 1: PRINT "INCRUSTACION": LOCATE 19, 28: PRINT "AFECTA"
 LOCATE 20, 1: PRINT "EMULSIONES": LOCATE 20, 28: PRINT "AFECTA"
 LOCATE 21, 1: PRINT "PARAFINAS": LOCATE 21, 28: PRINT "AFECTA"
 LOCATE 22, 1: PRINT "WOR [Blw/Blo]": LOCATE 22, 28: PRINT "AFECTA"

I(1) = D: J(1) = 12000: K(1) = 12000: Z(1) = 13200
 I(2) = DTR: J(2) = 3.5: K(2) = 3.5: Z(2) = 3.5
 I(3) = DTP: J(3) = 2: K(3) = 2: Z(3) = 3.5
 I(4) = RGA: J(4) = 5000: K(4) = 2000: Z(4) = 2000
 I(5) = pyac: J(5) = 1500: K(5) = 1000: Z(5) = 800
 I(6) = qo: J(6) = 55000: K(6) = 3500: Z(6) = 120000
 I(7) = ND: J(7) = 12000: K(7) = 12000: Z(7) = 13200
 I(8) = GV: J(8) = 90: K(8) = 45: Z(8) = 90
 I(9) = T: J(9) = 300: K(9) = 900: Z(9) = 450
 I(10) = DEN: J(10) = .78: K(10) = .8: Z(10) = .85
 I(11) = VIS: J(11) = 100: K(11) = 350: Z(11) = 200
 I(12) = CORR0: J(12) = 1: K(12) = 1: Z(12) = 1
 I(13) = INCRUS: J(13) = 1: K(13) = 2: Z(13) = 2
 I(14) = EMUL: J(14) = 1: K(14) = 2: Z(14) = 2
 I(15) = ASF: J(15) = 1: K(15) = 1: Z(15) = 2
 I(16) = WOR: J(16) = 2: K(16) = 2: Z(16) = 2

FOR n = 1 TO 16
 LOCATE (6 + n), 17: PRINT I(n)
 NEXT n
 FOR n = 1 TO 16
 LOCATE (6 + n), 42: PRINT J(n)
 NEXT n
 FOR n = 1 TO 16
 LOCATE (6 + n), 56: PRINT K(n)
 NEXT n
 FOR n = 1 TO 16
 LOCATE (6 + n), 68: PRINT Z(n)
 NEXT n
'BOMBEO NEUMATICO EVALUACION TECNICA
 IF I(1) > J(1) THEN X(1) = 2 ELSE X(1) = 1
 IF K(2) < Z(2) THEN X(2) = 2 ELSE X(2) = 1
 IF I(3) < I(3) THEN X(3) = 2 ELSE X(3) = 1
 IF I(4) > J(4) THEN X(4) = 2 ELSE X(4) = 1

```

IF I(5) < J(5) THEN X(5) = 2 ELSE X(5) = 1
IF I(6) >= J(6) THEN X(6) = 2 ELSE X(6) = 1
IF K(7) > J(7) THEN X(7) = 2 ELSE X(7) = 1
IF I(8) > J(8) THEN X(8) = 2 ELSE X(8) = 1
IF I(9) > J(9) THEN X(9) = 2 ELSE X(9) = 1
IF I(10) < J(10) THEN X(10) = 2 ELSE X(10) = 1
IF I(11) > J(11) THEN X(11) = 2 ELSE X(11) = 1
IF I(12) = J(12) THEN X(12) = 2 ELSE X(12) = 1
IF I(13) = J(13) THEN X(13) = 2 ELSE X(13) = 1
IF I(14) = J(14) THEN X(14) = 2 ELSE X(14) = 1
IF I(15) = J(15) THEN X(15) = 2 ELSE X(15) = 1
X(16) = 1
'BOMBEO MECANICO EVALUACION TECNICA
IF I(1) > K(1) THEN C(1) = 2 ELSE C(1) = 1
IF I(2) < K(2) THEN C(2) = 2 ELSE C(2) = 1
IF I(3) < K(3) THEN C(3) = 2 ELSE C(3) = 1
IF I(4) > K(4) THEN C(4) = 2 ELSE C(4) = 1
IF I(5) < K(5) THEN C(5) = 2 ELSE C(5) = 1
IF I(6) <= 400 THEN C(6) = 5 ELSE C(6) = 1
IF I(7) > K(7) THEN C(7) = 2 ELSE C(7) = 1
IF I(8) > K(8) THEN C(8) = 2 ELSE C(8) = 1
IF I(9) > K(9) THEN C(9) = 2 ELSE C(9) = 1
IF I(10) < K(10) THEN C(10) = 2 ELSE C(10) = 1
IF I(11) > K(11) THEN C(11) = 2 ELSE C(11) = 1
IF I(12) = K(12) THEN C(12) = 2 ELSE C(12) = 1
C(13) = 1
C(14) = 1
IF I(15) = K(15) THEN C(15) = 2 ELSE C(15) = 1
IF PLATAFOR = 1 THEN C(16) = 10 ELSE C(16) = 1
'BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO AANALISIS TECNICO
IF I(1) > Z(1) THEN V(1) = 2 ELSE V(1) = 1
IF I(2) < Z(2) THEN V(2) = 2 ELSE V(2) = 1
IF I(3) < Z(3) THEN V(3) = 2 ELSE V(3) = 1
IF I(4) > Z(4) THEN V(4) = 2 ELSE V(4) = 1
IF I(5) < Z(5) THEN V(5) = 2 ELSE V(5) = 1
IF I(6) > Z(6) THEN V(6) = 2 ELSE V(6) = 1
IF I(7) > Z(7) THEN V(7) = 2 ELSE V(7) = 1
IF I(8) > Z(8) THEN V(8) = 2 ELSE V(8) = 1
IF I(9) > Z(9) THEN V(9) = 2 ELSE V(9) = 1
IF I(10) < Z(10) THEN V(10) = 2 ELSE V(10) = 1
IF I(11) > Z(11) THEN V(11) = 2 ELSE V(11) = 1
IF I(12) = Z(12) THEN V(12) = 2 ELSE V(12) = 1
V(13) = 1
V(14) = 1
V(15) = 1
V(16) = 1
DARK = 0
FOR n = 1 TO 16
DARK = DARK + X(n)
NEXT n
LIGHT = 0
FOR n = 1 TO 16
LIGHT = LIGHT + C(n)
NEXT n

```

```

MOON = 0
FOR n = 1 TO 16
MOON = MOON + V(n)
NEXT n
LOCATE 23, 1: PRINT "PUNTUACION"
LOCATE 23, 40: PRINT ; DARK
LOCATE 23, 55: PRINT ; LIGHT
LOCATE 23, 68: PRINT ; MOON
5990 LOCATE 5, 35: PRINT " Presione - S - para salir, - C - continuar"
      AS = INKEY$
      IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986
      IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN 5999 ELSE 5990
5999
' MOON = 7
' LIGHT = 7
' DARK = 7
59998
CLS
'seleccion de tres sistemas
IF DARK = LIGHT AND DARK = MOON THEN CALL TRES(DARK, LIGHT, MOON,
COSTOTOTALBN, COSTOTOTALBMEC, COSTOTOTALBEC): GOTO 59998
'PRINT, DARK, LIGHT, MOON: SLEEP 15
'SELECCION DE UN SOLO SISTEMA
  IF DARK < LIGHT AND DARK < MOON THEN 400
  IF LIGHT < DARK AND LIGHT < MOON THEN 500
  IF MOON < LIGHT AND MOON < DARK THEN 600
'SELECCION DE DOS SISTEMAS
  IF DARK = LIGHT AND MOON > LIGHT THEN CALL NEWMEC(DARK, LIGHT,
COSTOTOTALBN, COSTOTOTALBMEC): GOTO 59998
  IF DARK = MOON AND DARK < LIGHT THEN CALL NEWELE(DARK, MOON, COSTOTOTALBN,
COSTOTOTALBEC): GOTO 59998
  IF LIGHT = MOON AND MOON < DARK THEN CALL MECLE(MOON, LIGHT,
COSTOTOTALBMEC, COSTOTOTALBEC): GOTO 59998

.....
'BOMBEO NEUMATICO
.....
605066
400 CLS : CALL sel(qo, Bo, VD, dll, tasa, TIME, COSTOTOTALBN, COSTO)
61006 LOCATE 23, 3: PRINT " Presione - S - para salir, - Q - para cambiar datos, - C - para continuar"
      AS = INKEY$
      IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986
      IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN 61106
      IF AS = CHR$(81) OR AS = CHR$(113) THEN GOTO 605066 ELSE 61006
61106 CLS
MICHELL = 1
LOCATE 11, 50: PRINT "Bombee Neumático"
GOTO 10000

.....
'Bombee Mecánico
.....
60505
500 CLS : CALL selmec(qo, Bo, VD, dll, tasa, TIME, COSTOTOTALBMEC, COSTO)

```



```

rent = (ABS(chot / (SODO))) ^ (1 / TIME)
ren = rent -
ren = ren * 100
tasa = tasa * TIME * 100
LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT " "
LOCATE 3, 10: PRINT " REPORTE DE LA APLICACION DEL ANALISIS "
LOCATE 4, 10: PRINT " "
LOCATE 5, 10: PRINT " TECNICO ECONOMICO "
LOCATE 6, 10: PRINT "-----"
LOCATE 7, 10: PRINT "-----"
LOCATE 11, 5: PRINT " El pozo será intervenido por "
IF MICHELL = 1 THEN LOCATE 11, 59: PRINT "Bombeo Neumático" ELSE GOTO 123456789
123456789 IF MICHELL = 2 THEN LOCATE 11, 59: PRINT "Bombeo Mecánico" ELSE GOTO
1234567890
1234567890 IF MICHELL = 3 THEN LOCATE 11, 54: PRINT " Bombeo Electrocentrifugo"
LOCATE 13, 5: PRINT " El volumen de hidrocarburos a recuperar es de"
LOCATE 13, 61: PRINT ; VD / 1000
LOCATE 13, 71: PRINT "MBls."
LOCATE 15, 5: PRINT " Produciendo a un gasto de"
LOCATE 15, 61: PRINT ; qo
LOCATE 15, 71: PRINT "Bls. C.S"
LOCATE 17, 5: PRINT " El tiempo de producción será de"
LOCATE 17, 61: PRINT ; TIME
IF CXZ = 1 THEN LOCATE 17, 71: PRINT "meses" ELSE LOCATE 17, 71: PRINT "Años"
4041 LOCATE 19, 5: PRINT " El costo de la inversión es de "
LOCATE 19, 61: PRINT ; COSTO
LOCATE 19, 71: PRINT "MDls."
LOCATE 21, 5: PRINT " El ingreso neto al final de la extracción"
LOCATE 21, 61: PRINT ; chot / 1000
LOCATE 21, 72: PRINT "MDls."
6800
LOCATE 23, 10: PRINT " Presione - S - para salir, - C - para continuar"
AS = INKEY$
IF AS = CHR$(83) OR AS = CHR$(115) THEN 986
IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN 6810 ELSE 6800
6810
12211
COLOR 14, 1, 2
CLS
LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT " "
LOCATE 3, 10: PRINT " REPORTE DE LA APLICACION DEL ANALISIS "
LOCATE 4, 10: PRINT " "
LOCATE 5, 10: PRINT " TECNICO - ECONOMICO "
LOCATE 6, 10: PRINT "-----"
LOCATE 7, 10: PRINT "-----"
IF ren > tasa THEN GOTO 100001 ELSE GOTO 100002
100001
LOCATE 10, 5: COLOR 30, 4, 2: PRINT " Si es costeable intervenir al pozo con este sistema
": GOTO 100003
100002
LOCATE 11, 5: COLOR 30, 4, 2: PRINT " No es costeable intervenir al pozo con este sistema

```

COLOR 14, 1, 2

LOCATE 14, 5: PRINT " La tasa de interes bancaria es del "

LOCATE 14, 59: PRINT ; tasa

LOCATE 14, 75: PRINT "% "

LOCATE 17, 5: PRINT " La rentabilidad del proyecto es del "

LOCATE 17, 59: PRINT ; ABS(ren)

LOCATE 17, 75: PRINT "% "

LOCATE 20, 10: PRINT "La tasa bancaria indica que es mejor invertir en el banco"

10000011 : LOCATE 23, 30: PRINT " presiona - S - para salir"

AS = INKEYS

IF AS = CHR\$(83) OR AS = CHR\$(115) THEN : COLOR 14, 1, 2: CLS : END ELSE GOTO 10000011

100003

COLOR 14, 1, 2

LOCATE 13, 5: PRINT " La rentabilidad del proyecto es del "

LOCATE 13, 59: PRINT ; ABS(ren)

LOCATE 13, 75: PRINT "% "

LOCATE 15, 5: PRINT " La ganancia es de "

gan = (chot / 1000) - COSTO

LOCATE 15, 59: PRINT ; gan

LOCATE 15, 72: PRINT "MDils."

xtime = COSTO * TIME / (chot / 1000)

LOCATE 17, 5: PRINT " El tiempo aproximado para recuperar la inversión "

LOCATE 17, 59: PRINT ; xtime

IF CX2 = 1 THEN LOCATE 17, 72: PRINT "meses" ELSE LOCATE 17, 72: PRINT "Años"

LOCATE 21, 5: PRINT " 1.- B.N. 2.- B.MEC. 3.- B.E.C."

LOCATE 19, 5: PRINT " Presione el número correspondiente para realizar el diseño "

LOCATE 23, 21: PRINT " Presione - S - para salir del programa "

1000001 : GOTO 12211

AS = INKEYS

IF AS = CHR\$(49) THEN CLS : FOR I = 1 TO 15: LOCATE (3 + I), 15: PRINT "No se tiene referencia para el programa de diseño, disculpe": NEXT I: SLEEP 4: GOTO 986

IF AS = CHR\$(50) THEN CLS : FOR I = 1 TO 15: LOCATE (3 + I), 15: PRINT "Para realizar el diseño puede utilizar el programa loadalb.exe": NEXT I: SLEEP 4: GOTO 986

IF AS = CHR\$(51) THEN CLS : FOR I = 1 TO 15: LOCATE (3 + I), 15: PRINT "Para realizar el diseño puede utilizar el programa n.exe": NEXT I: SLEEP 4: GOTO 986

IF AS = CHR\$(83) OR AS = CHR\$(115) THEN COLOR 14, 1, 2: CLS : GOTO 986 ELSE GOTO 1000001

SUB electro (qo, Do, VD, dil, tasa, TIME, COSTOTOTALBEC, COSTO)

COLOR 14, 4

LOCATE 7, 10: PRINT "

LOCATE 8, 10: PRINT "

LOCATE 9, 10: PRINT "

LOCATE 10, 10: PRINT "

LOCATE 11, 10: PRINT "

LOCATE 12, 10: PRINT "

LOCATE 13, 10: PRINT "

LOCATE 14, 10: PRINT "

LOCATE 15, 10: PRINT "

TECNICAMENTE EL BOMBEO

ELECTROCENTRIFUGO ES EL MAS

IDONEO A INSTALARSE EN ESTE POZO

SLEEP 4

COLOR 14, 1

12347:

605077

CLS

```
LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT "  INFORMACION NECESARIA PARA REALIZAR EL ESTUDIO
TECNICO ECONOMICO "
4067 LOCATE 10, 5: PRINT " Valor promedio estimado del barril de petr6leo $ ##.##"
LOCATE 10, 65: INPUT dll:
IF dll <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 12, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, REALICE O
VERIFIQUE SU ESTUDIO DE MERCADO ": SLEEP 2: COLOR 14, 1: LOCATE 10, 5: PRINT "
": LOCATE 10, 64: PRINT "      ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 4067
4077 LOCATE 16, 5: PRINT " Tasa bancaria anual promedio. (dils.) en -%- ##.## %"
LOCATE 16, 65: INPUT tasa:
IF tasa <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 12, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, REALICE O
VERIFIQUE SU ESTUDIO ECONOMICO ": SLEEP 2: COLOR 14, 1: LOCATE 16, 5: PRINT "
": LOCATE 16, 64: PRINT "      ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 4077
COSTO = COSTOTOTALBEC * TIME
PRINT, COSTO
SLEEP 3
```

END SUB

SUB MECELE (MOON, LIGHT, COSTOTOTALBMEC, COSTOTOTALBEC)

85701 CLS

COLOR 14, 4

```
LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT "  TECNICAMENTE EL BOMBEO MECANICO "
LOCATE 3, 10: PRINT "  Y EL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SON "
LOCATE 4, 10: PRINT "  LOS CANDIDATOS A INSTALARSE EN EL "
LOCATE 5, 10: PRINT "  POZO. "
LOCATE 6, 10: PRINT "-----"
```

COLOR 14, 1

```
LOCATE 8, 10: PRINT "-----"
LOCATE 10, 10: PRINT "  PARA SELECCIONAR EL SISTEMA OPTIMO, SE REALIZA UNA
SELECCION EN BASE A LOS "
LOCATE 11, 10: PRINT "  COSTOS QUE PRESENTAN CADA UNO DE ESTOS SISTEMAS,
RESULTANDO SELECCIONADO "
LOCATE 12, 10: PRINT "  AQUEL SISTEMA QUE PRESENTE EL MENOR COSTO. "
LOCATE 9, 10: PRINT " "
LOCATE 13, 10: PRINT " "
LOCATE 14, 10: PRINT "-----"
```

CTOBM = COSTOTOTALBMEC

CTBEC = COSTOTOTALBEC

IF CTOBM = CTBEC THEN GOTO 8001

IF CTOBM > CTBEC THEN MOON = 1: GOTO 85800

IF CTOBM < CTBEC THEN LIGHT = 1: GOTO 85800

8001

"LOCATE 20, 10: PRINT " Usted realice la selección presionando el número correspondiente al sistema"
 LOCATE 16, 10: PRINT " Debido a que el costo para el b. mecánico y el electrocentrifugo son iguales"
 LOCATE 18, 10: PRINT " Usted realice la selección presionando el número correspondiente al sistema"
 LOCATE 21, 10: PRINT " 1.- B.MEC. 2.- B.E.C."

85750 LOCATE 23, 3: PRINT " Presione - Q - para cambiar datos"
 AS = INKEYS
 IF AS = CHR\$(49) THEN LIGHT = 1: GOTO 85800
 IF AS = CHR\$(50) THEN MOON = 1: GOTO 85800
 IF AS = CHR\$(67) OR AS = CHR\$(99) THEN GOTO 85800
 IF AS = CHR\$(81) OR AS = CHR\$(113) THEN GOTO 85701 ELSE GOTO 85750
 85800
 END SUB

SUB NEWELE (DARK, MOON, COSTOTOTALBN, COSTOTOTALBEC)
 75701 CLS
 COLOR 14, 4

```

LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT "  TECNICAMENTE EL BOMBEO NEUMATICO
"
LOCATE 3, 10: PRINT "  Y EL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SON
"
LOCATE 4, 10: PRINT "  LOS CANDIDATOS A INSTALARSE EN EL
"
LOCATE 5, 10: PRINT "  POZO.
"
LOCATE 6, 10: PRINT "-----"

COLOR 14, 1
LOCATE 8, 10: PRINT "-----"
LOCATE 10, 10: PRINT "  PARA SELECCIONAR EL SISTEMA OPTIMO, SE REALIZA UNA
SELECCION EN BASE A LOS
"
LOCATE 11, 10: PRINT "  COSTOS QUE PRESENTAN CADA UNO DE ESTOS SISTEMAS,
RESULTANDO SELECCIONADO
"
LOCATE 12, 10: PRINT "  AQUEL SISTEMA QUE PRESENTE EL MENOR COSTO.
"
LOCATE 9, 10: PRINT "
"
LOCATE 13, 10: PRINT "
"
LOCATE 14, 10: PRINT "-----"

```

CTOBN = COSTOTOTALBN
 CTBEC = COSTOTOTALBEC
 PRINT , CTOBN, CTBEC

IF CTOBN = CTBEC THEN GOTO 7001
 IF CTOBN > CTBEC THEN MOON = 1: GOTO 75800
 IF CTOBN < CTBEC THEN DARK = 1: GOTO 75800

7001

LOCATE 16, 10: PRINT " Debido a que el costo para el b. neumático y el electrocentrifugo son iguales"
 LOCATE 18, 10: PRINT " Usted realice la selección presionando el número correspondiente al sistema"

```

LOCATE 21, 10: PRINT " 1.- B.N.                2.- B.E.C."
75750
'LOCATE 23, 3: PRINT " Presione - Q - para cambiar datos, - C - para continuar"
  AS = INKEYS

IF AS = CHR$(49) THEN DARK = 1: GOTO 75800
IF AS = CHR$(50) THEN MOON = 1: GOTO 75800
'IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN GOTO 75800
IF AS = CHR$(81) OR AS = CHR$(113) THEN GOTO 75701 ELSE GOTO 75750

75800
END SUB

```

```

SUB NEWMEC (DARK, LIGHT, COSTOTOTALBN, COSTOTOTALBMEC)

```

```

65701 CLS
  COLOR 14, 4

```

```

  LOCATE 1, 10: PRINT "-----+-----"
  LOCATE 2, 10: PRINT "  TECNICAMENTE EL BOMBEO NEUMATICO
  LOCATE 3, 10: PRINT "  Y EL BOMBEO MECANICO SON LOS MEJORES
  LOCATE 4, 10: PRINT "  CANDIDATOS A INSTALARSE EN EL POZO.  "
  LOCATE 5, 10: PRINT "  CANDIDATO.
  LOCATE 5, 10: PRINT "-----+-----"

```

```

  COLOR 14, 1
  LOCATE 8, 10: PRINT "-----+-----"
  LOCATE 10, 10: PRINT "  PARA SELECCIONAR EL SISTEMA OPTIMO, SE REALIZA UNA
SELECCION EN BASE A LOS
  LOCATE 11, 10: PRINT "  COSTOS QUE PRESENTAN CADA UNO DE ESTOS SISTEMAS,
RESULTANDO SELECCIONADO
  LOCATE 12, 10: PRINT "  AQUEL SISTEMA QUE PRESENTE EL MENOR COSTO.

```

```

  LOCATE 9, 10: PRINT "
  LOCATE 13, 10: PRINT "
  LOCATE 14, 10: PRINT "-----+-----"
  CTBON = COSTOTOTALBN
  CTBM = COSTOTOTALBMEC

```

```

  IF CTBON = CTBM THEN GOTO 6001
  IF CTBON > CTBM THEN LIGHT = 1: GOTO 65800
  IF CTBON < CTBM THEN DARK = 1: GOTO 65800

```

```

6001

```

```

'LOCATE 20, 10: PRINT " Usted realice la selección presionando el número correspondiente al sistema"
LOCATE 16, 10: PRINT " Debido a que el costo para el b. neumático y el bombeo mecánico son iguales"
LOCATE 18, 10: PRINT " Usted realice la selección presionando el número correspondiente al sistema"
LOCATE 21, 10: PRINT " 1.- B.N.                2.- B.MEC."

```

```

65750 'LOCATE 23, 3: PRINT "
  AS = INKEYS

```

```

  Presione - Q - para cambiar datos "

```

```

IF AS = CHR$(49) THEN DARK = 1: GOTO 65800
IF AS = CHR$(50) THEN LIGHT = 1: GOTO 65800
IF AS = CHR$(67) OR AS = CHR$(99) THEN GOTO 65800
IF AS = CHR$(81) OR AS = CHR$(113) THEN GOTO 65701 ELSE GOTO 65750
65800

```

END SUB

SUB sel (qo, Bo, VD, dlli, tasa, TIME, COSTOTOTALBN, COSTO)

```

COLOR 14, 4
LOCATE 7, 10: PRINT "-----"
LOCATE 8, 10: PRINT " "
LOCATE 9, 10: PRINT " "
LOCATE 10, 10: PRINT " "
LOCATE 11, 10: PRINT " "
LOCATE 12, 10: PRINT " "
LOCATE 13, 10: PRINT " "
LOCATE 14, 10: PRINT " "
LOCATE 15, 10: PRINT "-----"

```

TECNICAMENTE EL BOMBEO NEUMATICO

ES EL SISTEMA MASEFICIENTE

PARA INSTALARSE EN ESTE POZO

SLEEP 4

COLOR 14, 1

12346

60506:CLS

```

LOCATE 1, 10: PRINT "-----"
LOCATE 2, 10: PRINT " "
LOCATE 3, 10: PRINT " "

```

INFORMACION NECESARIA PARA REALIZAR EL ESTUDIO
TECNICO ECONOMICO

```

4066 LOCATE 10, 5: PRINT " "
LOCATE 10, 65: INPUT dil:

```

Valor promedio estimado del barril de petróleo \$ ##.##"

```

IF dil <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, REALICE O
VERIFIQUE SU ESTUDIO DE MERCADO": SLEEP 2: COLOR 14, 1: LOCATE 20, 5: PRINT "

```

```

": LOCATE 20, 64: PRINT " "
": LOCATE 22, 1: PRINT "

```

```

": COLOR 14, 1, 2: LOCATE 10, 65: PRINT " "
": GOTO 4066

```

```

4076 LOCATE 16, 5: PRINT " "
LOCATE 16, 65: INPUT tasa:

```

Tasa bancaria anual promedio. (dills.) en -%- ##.## %"

```

IF tasa <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 14, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, REALICE O
VERIFIQUE SU ESTUDIO ECONOMICO": SLEEP 2: COLOR 14, 1: LOCATE 14, 5: PRINT "

```

```

": LOCATE 14, 54: PRINT " "
": LOCATE 22, 1: PRINT "

```

```

": COLOR 14, 1, 2: LOCATE 16, 66: PRINT " "
": GOTO 4076

```

COSTO = COSTOTOTALBN * TIME

END SUB

SUB selmec (qo, Bo, VD, dlli, tasa, TIME, COSTOTOTALBMEC, COSTO)

```

COLOR 14, 4
LOCATE 7, 10: PRINT "-----"
LOCATE 8, 10: PRINT " "
LOCATE 9, 10: PRINT " "
LOCATE 10, 10: PRINT " "
LOCATE 11, 10: PRINT " "
LOCATE 12, 10: PRINT " "
LOCATE 13, 10: PRINT " "
LOCATE 14, 10: PRINT " "
LOCATE 15, 10: PRINT "-----"

```

TECNICAMENTE EL BOMBEO MECANICO

ES EL SISTEMA MASEFICIENTE

PARA INSTALARSE EN ESTE POZO

SLEEP 4
COLOR 14, 1
12345 :
605055
CLS

```
LOCATE 1, 10: PRINT "-----+"
LOCATE 2, 10: PRINT "   INFORMACION NECESARIA PARA REALIZAR EL ESTUDIO
TECNICO ECONOMICO   "
LOCATE 3, 10: PRINT "-----+"
4065 LOCATE 10, 5: PRINT "   Valor promedio estimado del barril de petróleo $ ##.##"
LOCATE 10, 65: INPUT dl:
IF dl <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 12, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, REALICE O
VERIFIQUE SU ESTUDIO DE MERCADO ": SLEEP 2: COLOR 14, 7: LOCATE 20, 5: PRINT "
": LOCATE 20, 64: PRINT "   ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 7, 2: GOTO 4065
4075 LOCATE 16, 5: PRINT "   Tasa bancaria anual promedio. (dils.) en -%- ##.##%"
LOCATE 16, 65: INPUT tasa:
IF tasa <= 0 THEN LOCATE 22, 1: COLOR 12, 4: PRINT "VERIFIQUE ESTE VALOR, REALICE O
VERIFIQUE SU ESTUDIO ECONOMICO": SLEEP 2: COLOR 14, 1: LOCATE 14, 5: PRINT "
": LOCATE 14, 54: PRINT "   ": LOCATE 22, 1: PRINT "
": COLOR 14, 1, 2: GOTO 4075
COSTO = COSTOTOTALBMEC * TIME
```

END SUB

SUB TRES (DARK. LIGHT. MOON. COSTOTOTALBN, COSTOTOTALBMEC, COSTOTOTALBEC)
45701 CLS
COLOR 14, 4

```
LOCATE 1, 10: PRINT "-----+"
LOCATE 2, 10: PRINT "   TECNICAMENTE EL BOMBEO NEUMATICO,
"
LOCATE 3, 10: PRINT "   EL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO Y EL "
LOCATE 4, 10: PRINT "   BOMBEO MECANICO, SON SISTEMAS APTOS
"
LOCATE 5, 10: PRINT "   A INSTALARSE EN EL POZO.   "
LOCATE 6, 10: PRINT "-----+"

COLOR 14, 4
LOCATE 8, 10: PRINT "-----+"
LOCATE 10, 10: PRINT "   PARA SELECCIONAR EL SISTEMA ÓPTIMO, SE REALIZA UNA
SELECCIÓN EN BASE A LOS "
LOCATE 11, 10: PRINT "   COSTOS QUE PRESENTAN CADA UNO DE ESTOS SISTEMAS,
RESULTANDO SELECCIONADO "
LOCATE 12, 10: PRINT "   AQUEL SISTEMA QUE PRESENTE EL MENOR COSTO.
"
LOCATE 9, 10: PRINT "   "
LOCATE 13, 10: PRINT "   "
LOCATE 14, 10: PRINT "-----+"

CTOBN = COSTOTOTALBN
CTBM = COSTOTOTALBMEC
```

CTBEC - COSTOTOTALBEC

```
IF CTOBN = CTBM AND CTBM = CTBEC THEN GOTO 4001
IF CTOBN >= CTBM AND CTBM > CTBEC THEN MOON = 1: GOTO 45800
IF CTOBN <= CTBM AND CTBM < CTBEC THEN MOON = 100: GOTO 45800
IF CTOBN >= CTBM AND CTOBN > CTBEC THEN DARK = 100: GOTO 45800
IF CTOBN <= CTBM AND CTBM < CTBEC THEN MOON = 100: GOTO 45800
IF CTOBN < CTBM AND CTOBN < CTBEC THEN DARK = 1: GOTO 45800

IF CTOBN >= CTBEC AND CTBEC > CTBM THEN LIGHT = 1: GOTO 45800
IF CTOBN <= CTBEC AND CTBEC < CTBM THEN LIGHT = 100: GOTO 45800
IF CTOBN >= CTBEC AND CTOBN > CTBN THEN LIGHT = 1: GOTO 45800
IF CTOBN <= CTBEC AND CTOBN < CTBN THEN LIGHT = 100: GOTO 45800

IF CTBEC >= CTBM AND CTBM > CTOBN THEN DARK = 1 ELSE DARK = 100: GOTO 45800
IF CTBEC >= CTBM AND CTBEC > CTOBN THEN DARK = 1 ELSE DARK = 100: GOTO 45800
```

4001 LOCATE 19, 10: PRINT " Usted realice la selección presionando el número correspondiente al sistema."

LOCATE 21, 10: PRINT " 1. B.N. 2. B.MEC. 3. B.E.C."

45750 LOCATE 17, 10: PRINT " Debido a que el costo para cada sistema es el mismo."
AS = INKEYS

IF AS = CHR\$(49) THEN DARK = 1: GOTO 45800

IF AS = CHR\$(50) THEN LIGHT = 1: GOTO 45800

IF AS = CHR\$(51) THEN MOON = 1: GOTO 45800

IF AS = CHR\$(67) OR AS = CHR\$(99) THEN GOTO 45800

IF AS = CHR\$(81) OR AS = CHR\$(113) THEN GOTO 45701 ELSE GOTO 45750

45800

SLEEP 3

PRINT DARK, LIGHT, MOON

SLEEP 12

CLS

COLOR 14, 1

END SUB