



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTADO DE INGENIERÍA

DIVISIÓN CIENCIAS DE LA TIERRA

“Aplicación de un Nuevo Sistema de Bombeo Mecánico No Convencional con Tubería Flexible para la Explotación de Pozos de Crudo Pesado”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

DAVID VICENTE VILLEGAS MONTIEL



DIRECTOR: M. en I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. MARZO 2014

AGRADECIMIENTOS

A DIOS

Aunque nunca he sido muy devoto, sé que dios ha guiado mi camino para lograr el mayor triunfo en mi vida. Desde pequeño he enfrentado grandes adversidades y dolorosas separaciones, sin embargo, siempre he sabido que él me cuida y me ha dado la fortaleza para salir adelante, además, me dio dos regalos muy hermosos como es el de estar siempre rodeado de buenas amistades, pero sobre todo, me bendigo con una gran familia por lo que le estaré siempre agradecido.

A MI FAMILIA

Gracias de todo corazón Mama, porque todo lo que soy te lo debo a ti, porque a pesar de haber vivido una vida muy dura, fuiste capaz de sacar adelante a mis hermanos y a mí sin la necesidad de tener un hombre a tu lado. Eres la mera definición de fortaleza y perseverancia y sé que si tuviera la mitad de lo que tú eres, hubiera terminado mi carrera mucho antes de lo que lo hice, TE AMO MUCHO MAMA Y ESTOY MUY ORGULLOSO DE TI.

Como olvidar a mis viejitos lindos, a mi abuela Manuela[†] y a mi abuelo José[†], que me dolió en el alma que nos dejaran y que cuando me acuerdo de ustedes aun lloro, pero sé que estén en donde estén, siempre estarán orgullosos de mí, no saben cuanta falta me hacen, dios los tenga en su santa gloria.

Como no agradecerles a mis hermanos Bety, Luz, Roció, Héctor e Ivan, que gracias a ellos renació mi entusiasmo y sueño de convertirme en un profesionista. Gracias a todos ustedes porque en cualquier momento de mi vida me han aconsejado y ayudado para salir adelante ante cualquier adversidad, pero sobre todo por el cariño y comprensión que me han brindado, LOS ADORO CON TODO MI CORAZÓN. Sin embargo, hago un agradecimiento especial a mi hermana Bety que sin su apoyo económico y comprensión nunca hubiera terminado con esta aventura TE LO AGRADESCO CON EL ALMA HERMANA.

A MI ESPOSA E HIJOS

Siempre le estaré agradecido a Dios mi linda Janet por a verte puesto en mi camino y que a pesar de ser como soy te hayas fijado en mí. Te agradezco por estos años que has estado conmigo, que me has aguantado y comprendido, pero sobre todo, por el amor que me has brindado, TE AMO MUCHO MI AMOR nunca lo olvides. Y como no agradecerte por los dos hijos que me regalaste: a mi pequeña Danae que es mi luz y perseverancia para luchar cada día y mi incomprendido Ian que es mi paciencia y fortaleza para ser un buen padre. LOS AMO MUCHO PEQUEÑOS y es principalmente a ustedes a los que les dedico este trabajo.

A MIS AMIGOS

A mis amigos y vecinos de la cuadra, los cuales siempre han estado conmigo en las buenas y en las malas y que me han enseñado que por más pesada que sea la cruz que se cargue, siempre hay alguien que te brinda su mano para ayudarte.

A mis amigos de la Universidad, pero principalmente a Erick, Eder, Omar, Daniel, Nayelli, José Luis, Gerardo, que si no me los hubiera encontrado en mi camino yo creo que seguiría todavía tomando clases, gracias en verdad por su amistad, consejos y comprensión.

A MI DIRECTOR DE TESIS

No sabe cómo le agradezco M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda, primeramente por aceptar ser mi tutor para esta tesis y segundo por los consejos, observaciones y la entrega que le puso a mi trabajo para que lo hiciera lo mejor posible, muchísimas gracias ingeniero dios lo bendiga.

A MIS SINODALES

Al M.I. Mario Becerra Zepeda, al M.I. Saúl Bautista Fragoso, al Ing. Francisco Castellanos Páez y al Ing. Marco Antonio Moreno Belío, muchísimas gracias por su tiempo prestado en la revisión de este trabajo, por sus observaciones y comentarios pero sobre todo por ser grandes personas.

A la Ing. Isabel Villegas y al Ing. Andrés Bernal Huicochea, por el material proporcionado para la realización de este trabajo, por su ayuda, comprensión y consejos, muchas gracias.

Índice

Lista de Figuras.....	VI
Lista de Tablas	IX
PROLOGO	XI
Capítulo 1 Fundamentos de los Sistemas Artificiales de Producción ^{1,5,6}	1
1.1 Clasificación General de los Sistemas Artificiales de Producción. ^{1,4}	3
1.1.1 Con bomba sub-superficial.....	3
1.1.1.1 Sistemas con Sarta de Varillas.....	4
1.1.1.1.1 Bombeo Mecánico Reciprocante (BM). ¹	4
1.1.1.1.2 Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP). ²	6
1.1.1.2 Sistemas sin Sarta de Varillas	9
1.1.1.2.1 Bombeo Electro-centrífugo Sumergible (BES). ³	9
1.1.1.2.2 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón. ^{4,5}	12
1.1.1.2.3 Bombeo Hidráulico tipo Jet. ^{4,5}	15
1.1.2 Sin Bomba Sub-superficial. ⁷	17
1.1.2.1 Bombeo Neumático Continuo (BNC).	17
1.1.2.2 Bombeo Neumático Intermitente	19
1.1.2.3 Bombeo por Émbolo Viajero. ^{4,5}	20
1.2 Selección del Método de Levantamiento Artificial. ⁶	22
Referencias Cap.1.....	35
Lista de figuras Cap. 1.....	36
Lista de Tablas Cap.1	37
Capítulo 2 Principio de Operación del Bombeo Mecánico Reciprocante	38
2.1 Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico	39
2.2 BOMBA SUBSUPERFICIAL ^{1,2,4}	40
1.2.1 El ciclo de bombeo	40
2.2.2 Tipos básicos de bomba	42
2.2.3 Clasificación de las bombas API	45
2.2.3.1 Especificación del ensamblaje de la bomba.....	46
2.2.4 Partes estructurales de la bomba	48
2.2.5 Bombas especiales	50
2.2.6 Selección del tamaño de la bomba	52
2.2.7 La selección de materiales	54

2.2.8 Separadores de gas de fondo del pozo (anclas de gas) ^{1,4,8}	56
2.3 SARTA DE VARILLAS DE SUCCIÓN ^{1,2,6}	60
2.3.1 Varillas de Acero Sólido	60
2.3.1.1 Materiales de las varillas	61
2.3.2 Varillas de Succión No API	62
2.3.3 Diseño de la Sarta de Varillas	66
2.3.4 Cargas en las varillas.....	68
2.3.5 Equipo Auxiliar para Sarta de Varillas	69
2.4 EQUIPO DEL CABEZAL DEL POZO ^{1,3,5}	70
2.4.1 Varilla Pulida.....	70
2.4.2 Caja Prensaestopas	71
2.4.3. Grampa.....	72
2.4.4 Estopero	72
2.4.5 Preventor.....	73
2.5 UNIDADES DE BOMBEO SUPERFICIAL ^{1,4,5}	74
2.5.1 Partes estructurales de una Unidad de Bombeo del Tipo Balancín.....	75
2.5.2 Geometría de las Unidades de Bombeo.....	75
2.5.2.1 Unidad de Bombeo Convencional.....	76
2.5.2.2 Aero-balanceadas.....	77
2.5.2.3 Mark II	78
2.5.3 Unidades de bombeo no convencionales	80
2.5.3.1 Unidades de bombeo del tipo balancín no convencional.....	80
2.5.3.2 Unidades de carrera larga	81
2.5.3.3 Unidades de Bombeo Hidroneumáticas	88
2.5.4 Comparación de las unidades de bombeo	90
2.5 REDUCTOR DE ENGRANAJES (REDUCTOR DE VELOCIDAD) ^{1,2,4}	91
2.6 MOTOR PRINCIPAL ^{1,2,4}	93
2.6.1 Motores de combustión interna	93
2.6.2 Motores eléctricos	94
2.6.2.1 Tipos de motores.....	96
2.7 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO ^{1,16}	97
2.7.1 Tipos de dinamómetros	97
2.7.2 Interpretación de las cartas dinamométricas	99

2.7.3 Importancia de las cartas dinamométricas	102
Referencias Cap. 2	103
Lista de Figuras Cap. 2	104
Lista de tablas Cap. 2	106
Capítulo 3 Bombeo Mecánico con Tubería Flexible ^{1,2}	107
3.1 Introducción ³	107
3.2 Principales Componentes de la Unidad de Tubería Flexible ^{7,8}	113
3.3 Concepto y Detalles de la Tubería Flexible como Sarta de Succión ^{2,9}	118
3.3.1 Consideraciones de diseño de la TF para BM ¹⁰	124
3.4 Unidad de Bombeo Mecánico “Avantub” asistido con Tubería Flexible ^{1,12}	132
3.4.1 Descripción General de los Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico “Avantub”	133
3.4.1.1 Equipo superficial	133
3.4.1.1.1 Cabezal de Tracción Hidráulica	134
3.4.2 Equipo Sub-Superficial	136
3.4.2.1 Ensamblaje y bomba de fondo	136
3.4.3 Criterios de Selección del Pozo a Implementar el Sistema	138
3.4.4 Descripción del proceso de producción, inyección de químicos y reductores de viscosidad	139
3.4.5 Procedimiento de Diseño para la implementación del sistema Avantub	141
Referencias Cap. 3	143
Lista de Figuras Cap. 3	144
Lista de Tablas Cap. 3	145
Capítulo 4 Aplicaciones del Sistema de Bombeo Mecánico Avantub Asistido con Tubería Flexible en México ^{1,2}	146
4.1 Descripción de las condiciones previas al desarrollo de la Prueba Tecnológica ^{1,2}	147
4.1.1 Antecedentes Petroleros del Campo Chicontepec. ³	147
4.2 Descripción del Pozo A-1 ^{1,2,4}	150
4.2.1 Diseño del Sistema de Bombeo Mecánico Avantub asistido con TF para el pozo A-1 ..	153
4.2.1.1 Resultados obtenidos por el software RODSTAR para el pozo A-1	154
4.2.1.2 Diseño de la sarta de TF para el pozo A-1.	155
4.3 Descripción del Pozo A-2. ^{1,2,5}	159
4.3.1 Diseño del Sistema de Bombeo Mecánico Avantub asistido con TF para el pozo A-2 ..	162
4.3.1.1 Diseño de la sarta de TF para el pozo A-2.	163
4.4 Descripción del desarrollo de la prueba Tecnológica.	167

4.4.1 Estado Mecánico Programado.	167
4.4.2 Configuración y Características del Equipo Sub-superficial ¹	170
4.4.3 Programa Operativo ¹	171
4.4.4 Ejecución de la Prueba Tecnológica.	173
4.4.4.1 Condiciones de Operación para el Pozo A-1	174
4.4.4.1 Condiciones de Operación para el Pozo A-2	175
4.5 Resultados de la Prueba Tecnológica.....	176
Referencias Cap. 4.....	178
Lista de Figuras Cap. 4.....	179
Lista de Tablas Cap.4.....	180
Capítulo 5 Evaluación Técnico-Económico de las Aplicaciones ¹	181
5.1 Evaluación Técnica de las Aplicaciones ^{1,2}	181
5.1.1 Aspectos Mecánicos.....	181
5.1.2 Aspectos Energéticos	186
5.1.2.1 Requerimientos Energéticos.	187
5.1.3 Aspectos Operativos.....	189
5.2 Evaluación Económica ^{3,4}	191
5.2.1 Marco Metodológico.....	191
5.2.2 Procedimiento de Cálculo de la Evaluación Económica.....	195
5.2.2.1 Indicadores de la Rentabilidad Económica.	196
5.2.2.1.1 Valor Presente Neto (VPN).....	197
5.2.2.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	197
5.2.2.1.3 Relación Beneficio-Costo.....	197
5.2.2.1.4 Periodo de Recuperación	198
5.2.3 Evaluación Económica Caso Base.....	198
5.2.4 Evaluación Económica de los Pozos A-1 y A-2.....	203
5.2.4.1 Caso Compra del Sistema.....	203
5.2.4.2 Caso Renta del Sistema	206
5.2.6 Conclusiones de la Evaluación Económica.	208
5.2.7 Evaluación Cualitativa de las Aplicaciones	208
5.3 Análisis de Producción Anterior y Posterior a la Prueba Tecnológica.....	210
Referencias Cap. 5.....	213
Lista de Figuras Cap. 5.....	214
Lista de Tablas Cap. 5	215

CONCLUSIONES 216

RECOMENDACIONES 217

Referencias Bibliográficas 218

Lista de Figuras

CAP. 1

Figura 1. 1 Efecto de los SAP. 2

Figura 1. 2 Clasificación de los SAP. 3

Figura 1. 3 Componentes principales del bombeo mecánico recíprocante. 5

Figura 1. 4 Componentes principales del bombeo de cavidades progresivas. 8

Figura 1. 5 Equipo que conforma al bombeo electro-centrífugo sumergible. 11

Figura 1. 6 Equipo sub-superficial para el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón. 13

Figura 1. 7 Equipo superficial para el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón. 14

Figura 1. 8 Componentes principales de una bomba jet. 16

Figura 1. 9 Figuras representativas de los mecanismos de operación del BNC y del BNI. 17

Figura 1. 10 Ciclo de operación del BNI. 20

Figura 1. 11 Ciclo de operación del émbolo viajero. 21

Figura 1. 12 Máxima tasa de producción Vs profundidad de levantamiento para diversos sistemas artificiales de producción de altos gastos. 34

Figura 1. 13 Máxima tasa de producción Vs profundidad de levantamiento para diversos sistemas artificiales de producción de gastos moderados. 34

CAP. 2

Figura 2. 1 Componentes principales del bombeo mecánico convencional. 40

Figura 2. 2 Periodo básico de operación de una bomba. 41

Figura 2. 3 Bomba de tubería de Producción. 43

Figura 2. 4 Bomba de Varilla. 44

Figura 2. 5 Bomba de Tubería de Revestimiento. 45

Figura 2. 6 Nomenclatura para bombas estándar según la API. 47

Figura 2. 7 Ilustra construcciones de émbolos con empaque suave. 49

Figura 2. 8 Bola y Asiento de una válvula (viejera y estacionaria). 50

Figura 2. 9 muestra una sección transversal de una bomba de varilla con anclaje superior e inferior en la posición de carrera descendente. 51

Figura 2. 10 Bomba de doble acción con válvula círculo "A". 52

Figura 2. 11 Separador de Gas Natural. 57

Figura 2. 12 Separador de Gas Tipo Empacador. 58

Figura 2. 13 Separador de Gas Tipo Niple Perforado. 59

Figura 2. 14 Separador de Gas Tipo Copas. 60

Figura 2. 15 Conexiones macho y hembra para varillas de succión. 61

Figura 2. 16 Muestra el interior y exterior de una varilla de alta resistencia "Electra". 63

<i>Figura 2. 17 Composición física de una varilla de fibra de vidrio.</i>	65
<i>Figura 2. 18 Ejemplo del manejo de la nomenclatura para sarta de varillas convencionales.</i>	67
<i>Figura 2. 19 Arreglo típico de un cabezal de pozo para un BM Convencional.</i>	70
<i>Figura 2. 20 Muestra la sección vertical de una caja prensaestopas.</i>	71
<i>Figura 2. 21 Tipos de Grampas.</i>	72
<i>Figura 2. 22 Estopero</i>	73
<i>Figura 2. 23 Preventor Ratigan y Preventor Hubbert.</i>	73
<i>Figura 2. 24 Partes estructurales de una unidad de bombeo convencional.</i>	74
<i>Figura 2. 25 Figura representativa de la unidad de bombeo convencional (arriba), Aero balanceada (izquierda inferior), Mark II (derecha inferior).</i>	76
<i>Figura 2. 26 Unidad de bombeo Aero-balanceada.</i>	78
<i>Figura 2. 27 Unidad de bombeo Mark II.</i>	79
<i>Figura 2. 28 Unidad de bombeo Torqmaster.</i>	80
<i>Figura 2. 29 Partes básicas de una unidad Low-Profile.</i>	81
<i>Figura 2. 30 Configuración de una unidad ROTAFLEX.</i>	83
<i>Figura 2. 31 Componentes de sistema de cadena para una unidad ROTAFLEX.</i>	84
<i>Figura 2. 32 Muestra los diferentes tamaños disponibles para unidades DYNAPUMP.</i>	86
<i>Figura 2. 33 principales componentes del sistema LIFTRONIC.</i>	88
<i>Figura 2. 34 Componentes de la unidad hidroneumática Tieben.</i>	89
<i>Figura 2. 35 Partes esenciales de un doble reductor de engranaje.</i>	92
<i>Figura 2. 36 Curvas de rendimiento de un motor mono-cilíndrico de dos tiempos.</i>	94
<i>Figura 2. 37 Muestra las características de torque en función de la velocidad sincrónica de los diferentes tipos de motores eléctricos.</i>	96
<i>Figura 2. 38 Partes estructurales de un dinamómetro hidráulico.</i>	98
<i>Figura 2. 39 Partes principales de un dinamómetro eléctrico.</i>	99
<i>Figura 2. 40 Carta dinamométrica a condiciones ideales.</i>	100
<i>Figura 2. 41 Carta dinamométrica a condiciones reales.</i>	101

CAP 3.

<i>Figura3. 1 Arreglo de fondo para el BN con TF.</i>	109
<i>Figura3. 2 Configuración del sistema BES con TF.</i>	111
<i>Figura3. 3 Configuración del sistema PCP-TF.</i>	112
<i>Figura3. 4 Componentes principales de una Unidad de TF.</i>	113
<i>Figura3. 5 Partes estructurales de una unidad de potencia.</i>	114
<i>Figura3. 6 Elementos que componen a un carrete giratorio.</i>	115
<i>Figura3. 7 Principales componentes de la cabeza inyectora.</i>	117
<i>Figura3. 8 Cabina de control de una unidad de tubería flexible.</i>	117
<i>Figura3. 9 Componentes principales de una configuración de BM con TF.</i>	119
<i>Figura3. 10 Comparación en el tamaño de la terminación.</i>	120
<i>Figura3. 11 Distribución de los esfuerzos por contacto.</i>	121
<i>Figura3. 12 Perfil de flujo de una terminación con sarta de varillas de succión.</i>	123
<i>Figura3. 13 Pandeo hidráulico en la TF.7</i>	128

<i>Figura3. 14 Componente axial, radial y tangencial.</i> -----	129
<i>Figura3. 15 Elipse de Plasticidad (Von Mises).</i> -----	130
<i>Figura3. 16 Zonas de diseño seguro.</i> -----	131
<i>Figura3. 17 Diagrama General del Sistema Superficial.</i> -----	133
<i>Figura3. 18 Diagrama de la Torre o Cabezal Hidráulico.</i> -----	136
<i>Figura3. 19 Diagrama del Ensamblaje de Fondo.</i> -----	137
<i>Figura3. 20 Proceso de producción mediante el sistema de BM con TF.</i> -----	139
<i>Figura3. 21 Arriba, proceso de producción a través la bomba de fondo. Abajo, proceso de inyección de fluidos de limpieza para la bomba de fondo.</i> -----	141

CAP. 4

<i>Figura 4. 1 Ubicación Geográfica de la Cuenca de Chicontepec.</i> -----	148
<i>Figura 4. 2 Estado Mecánico Original del Pozo A-1.</i> -----	151
<i>Figura 4. 3 Histórico de Producción del Pozo A-1.</i> -----	152
<i>Figura 4. 4 Comportamiento de afluencia futura del pozo A-1.</i> -----	152
<i>Figura 4. 5 Diseño del Pozo A-1.</i> -----	154
<i>Figura 4. 6 Elipse de Plasticidad del Pozo A-1.</i> -----	159
<i>Figura 4. 7 Estado Mecánico Original del Pozo A-2.</i> -----	160
<i>Figura 4. 8 Histórico de Producción del Pozo A-2.</i> -----	161
<i>Figura 4. 9 Comportamiento de afluencia futura del pozo A-2.</i> -----	161
<i>Figura 4. 10 Diseño del Pozo A-2.</i> -----	163
<i>Figura 4. 11 Elipse de Plasticidad del Pozo A-2.</i> -----	167
<i>Figura 4. 12 Estado Mecánico del Pozo A-1 implementado con sarta de TF.</i> -----	168
<i>Figura 4. 13 Estado Mecánico del Pozo A-2 implementado con Sarta de TF.</i> -----	169
<i>Figura 4. 14 Diagrama y Ensamblaje de la Bomba de Émbolo.</i> -----	170
<i>Figura 4. 15 Configuración del medio árbol de producción con UTF.</i> -----	172
<i>Figura 4. 16 equipos instalados en los Pozos A-1 y A-2.</i> -----	176
<i>Figura 4. 17 Histórico de Producción del Pozo A-1 durante la prueba.</i> -----	177
<i>Figura 4. 18 Histórico de Producción del Pozo A-2 durante la prueba.</i> -----	177

CAP. 5

<i>Figura 5. 1 Unidad de Potencia instalada en el campo.</i> -----	182
<i>Figura 5. 2 Laboratorio de Herramientas para Adquisición de Datos en Pozo del IMP.</i> -----	182
<i>Figura 5. 3 Cupones de TF tomados antes de la PT.</i> -----	183
<i>Figura 5. 4 Cupones de TF tomados después de la prueba.</i> -----	185
<i>Figura 5. 5 Comparación de Consumos Energéticos.</i> -----	188
<i>Figura 5. 6 Metodología de Proyectos de Inversión.</i> -----	192
<i>Figura 5. 7 Diagrama de Flujo de Caja.</i> -----	196
<i>Figura 5. 8 Egresos por renta, operación y mantenimiento de los equipos del caso base.</i> -----	200
<i>Figura 5. 9 Producción acumulada para el caso base de estudio.</i> -----	201
<i>Figura 5. 10 Ingresos totales por la venta de aceite y gas del caso base.</i> -----	202
<i>Figura 5. 11 Flujo de Efectivo de los pozos con BMC.</i> -----	203
<i>Figura 5. 12 Egresos mensuales por operación y mantenimiento de los equipos de BM con TF.</i> -----	205

Figura 5. 13 Producción Acumulada e Ingresos por la venta de los Hidrocarburos.----- 205
Figura 5. 14 Utilidad Neta del caso compra.----- 206
Figura 5. 15 Evaluación del Impacto sobre los Componentes involucrados en la PT.----- 209
Figura 5. 16 Producción del Pozo A-1 durante la Prueba Tecnológica.----- 211
Figura 5. 17 Producción del Pozo A2 durante la Prueba Tecnológica.----- 212

Lista de Tablas

CAP. 1

Tabla 1. 1 Rango de aplicación del Sistema de BM.-----5
Tabla 1. 2 Consideraciones y Comparaciones de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción.----- 24
Tabla 1. 3 Consideraciones para una Operación Normal.----- 27
Tabla 1. 4 Consideraciones de la Producción artificial.----- 30

CAP. 2

Tabla 2. 1 Ventajas y desventajas que presenta el sistema de BM.----- 38
Tabla 2. 2 Tamaños y diseños disponibles de bombas para diferentes medidas de tubería.----- 47
Tabla 2. 3 Datos principales a considerar para varillas de acero sólido.----- 61
Tabla 2. 4 Propiedades mecánicas de los materiales de las varillas de succión estandarizadas por la API.----- 62
Tabla 2. 5 Datos principales a considerar para varillas Corods.----- 63
Tabla 2. 6 Datos principales a considerar para varillas de fibra de vidrio de 37.5 pies.----- 65

CAP. 3

Tabla 3. 1 Características Generales del Sistema Superficial.----- 132
Tabla 3. 2 Características Físicas de la torre hidráulica.----- 135

CAP. 4

Tabla 4. 1 condiciones de operación del pozo A-1 bajo la implementación de un BM.----- 153
Tabla 4. 2 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el pozo A-1.----- 156
Tabla 4. 3 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el Pozo A-1.----- 157
Tabla 4. 4 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el Pozo A-1.----- 157
Tabla 4. 5 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el Pozo A-1.----- 158
Tabla 4. 6 Condiciones de operación del pozo A-2 bajo la implementación de un BM.----- 162

Tabla 4. 7 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el pozo A-2. ----- 164

Tabla 4. 8 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el Pozo A-2. ----- 164

Tabla 4. 9 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el pozo A-2. ----- 165

Tabla 4. 10 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el Pozo A-2. ----- 166

Tabla 4. 11 Distribución de TRs. y Aparejo de Producción del Pozo A-1. ----- 168

Tabla 4. 12 Distribución de TRs. y Aparejo de Producción del Pozo A-2. ----- 169

Tabla 4. 13 Propiedades Físicas de la sarta de TF. ----- 171

Tabla 4. 14 Programa de Actividades. ----- 173

Tabla 4. 15 Resumen de las operaciones realizadas durante la prueba en el pozo A-1. ----- 174

Tabla 4. 16 Resumen de las operaciones realizadas durante la prueba en el pozo A-2. ----- 175

CAP. 5

Tabla 5. 1 Producción acumulada durante el periodo de prueba. ----- 181

Tabla 5. 2 Resultados del análisis realizado a 6 cupones de TF antes de la prueba. ----- 184

Tabla 5. 3 Resultados del Análisis Realizado a los Cupones de TF Posterior a la Prueba. ----- 186

Tabla 5. 4 Requerimientos Energéticos para el Funcionamiento del Sistema. ----- 187

Tabla 5. 5 Cálculos de Consumos Energéticos. ----- 187

Tabla 5. 6 Porcentaje de Energía ahorrada por día del Sistema contra el BMC. ----- 189

Tabla 5. 7 Comparación de los Tiempo de Operaciones Efectuadas. ----- 191

Tabla 5. 8 Principales premisas de los pozos de la Región Norte. ----- 199

Tabla 5. 9 Costos de Operación y Mantenimiento de los dos pozos con BMC. ----- 200

Tabla 5. 10 Datos de producción de aceite y gas para el periodo de estudio. ----- 201

Tabla 5. 11 Indicadores Económicos para el Caso Base. ----- 203

Tabla 5. 12 Premisas presentadas en los pozos A-1 y A-2. ----- 204

Tabla 5. 13 Costos de Operación y Mantenimiento de los dos pozos con BM con TF. ----- 204

Tabla 5. 14 indicadores económicos para el caso compra. ----- 206

Tabla 5. 15 Costos de inversión, operación y mantenimiento para el caso renta. ----- 207

Tabla 5. 16 Producción e Ingresos de los dos pozos. ----- 207

Tabla 5. 17 Indicadores económicos para el caso renta. ----- 208

Tabla 5. 18 Resumen Comparativo de los Casos Económicos Evaluados. ----- 208

Tabla 5. 19 Componentes evaluados durante y después de la prueba. ----- 209

Tabla 5. 20 Observaciones sobre los principales componentes evaluados. ----- 210

PROLOGO

El Sistema de Bombeo Mecánico (BM), ha sido uno de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) más eficientes para la extracción de hidrocarburos en todo el mundo. Este método ha existido por más de 100 años teniendo pocas modificaciones, sin embargo, presenta baja eficiencia en pozos productores de aceite pesado, por lo que se han buscado nuevas ingenierías para desarrollar métodos alternativos de BM con la finalidad de obtener una mejor producción y un aumento en la recuperación final de los hidrocarburos.

Un nuevo sistema de Bombeo Mecánico No Convencional asistido con Tubería Flexible (TF), se ha desarrollado en respuesta a la necesidad de buscar nuevas soluciones para la explotación de pozos con fluidos altamente viscosos y de baja gravedad específica. El diseño de este sistema modifica el procedimiento convencional en los siguientes puntos:

- No se requiere controlar el pozo para su instalación.
- El tiempo de instalación del sistema, se ve reducido principalmente, debido a que la introducción de la sarta de TF se da en un tiempo más corto al que requiere una sarta de varillas convencionales.
- Posee un sistema de control de velocidad que permite una gran flexibilidad en el ajuste de las condiciones de operación del BM, como la longitud de la carrera y la velocidad de las emboladas.
- El bombeo puede continuar durante los procesos de limpieza y de inyección de fluidos.
- Su aplicación está dirigida a operar 2 pozos de BM con solo una unidad de potencia.

Este sistema consta de una unidad de potencia capaz de proporcionar la energía suficiente para la operación de dos pozos simultáneamente, un cabezal de tracción hidráulica que soporta una carga máxima de 40000 libras (lb) y la implementación de una sarta de TF que funciona como medio de transmisión de movimiento a la bomba de émbolo sub-superficial y a su vez, poder aplicar un mantenimiento preventivo o correctivo al pozo mediante el bombeo de fluidos.

Algunos beneficios que presenta este sistema de BM no convencional son los siguientes:

- ✓ Menor peso: Una sarta de TF de 1,5 pg., corresponde un peso por unidad de longitud de 2.72 Kg/m.

- ✓ Inyección de fluidos: Mejoradores de flujo, inhibidores de corrosión, reductores de viscosidad, son algunos ejemplos de los fluidos que se pueden inyectar a través de la TF para mejorar las condiciones flujo.
- ✓ Operaciones de limpieza: Limpieza por arenamiento de la bomba sin la necesidad de parar el equipo de bombeo.
- ✓ Terminaciones en agujero reducido (Slim-hole): Se puede implementar el sistema en pozos con terminaciones de diámetros limitados.
- ✓ Fallas en conexiones: Al no tener conexiones como la sarta de varillas convencionales, se elimina este problema, ya que del cabezal a la bomba de fondo, solo se tiene una conexión.

Para comprobar y evaluar los atributos que ofrece el sistema de BM asistido con TF llamado "Avantub", PEMEX Exploración y Producción (PEP), permitió a la empresa ofertante (Servicios Petrotec S.A. de C.V.) la implementación del sistema a pozos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) mediante la prueba Tecnológica denominada "Sistema de Aseguramiento de flujo Asistido por Bombeo Mecánico con Tubería Flexible".

El siguiente trabajo tiene la finalidad de describir las diferentes partes que conforman el sistema de BM Avantub con TF, su capacidad de desempeño y el alcance de su flexibilidad operativa que describe la empresa ofertante. Se presentara un análisis a través de la aplicación de un proceso metodológico apoyado en la supervisión y evaluación de parámetros técnicos y económicos que incluyen aspectos mecánicos, energéticos y operativos, observados durante la prueba tecnológica.

Capítulo 1 Fundamentos de los Sistemas Artificiales de Producción^{1,5,6}

Todos los pozos, en la etapa de su vida de flujo natural hacia la superficie, son llamados pozos fluyentes. Esta producción fluyente implica que la presión de fondo es suficiente para superar la suma de las pérdidas de presión que se producen a lo largo de la trayectoria de flujo hasta llegar al separador. Cuando este criterio no se cumple, el flujo natural termina y se dice que el pozo se muere.

Los pozos pueden morir por dos razones principales: o bien, la presión de fondo fluyente cae debido a las pérdidas de presión que ocurre en el yacimiento, o porque las pérdidas de presión en el pozo son tan grandes, que la presión de fondo necesaria para mover el flujo hacia la superficie no es suficiente. El primer caso se produce cuando existe una disminución gradual en la presión del yacimiento, tiene lugar debido a la extracción de fluidos de la formación. El segundo caso involucra una creciente resistencia al flujo en el pozo, generalmente causada por (a) un aumento en la densidad del fluido como consecuencia de la disminución de la producción del gas, o (b) por diversos problemas mecánicos como un tamaño inadecuado (menor) de la tubería, restricciones de fondo de pozo, etc. Algunas condiciones en superficie, como la presión del separador, el diámetro de la línea de flujo, también impactan directamente las pérdidas totales de presión pudiendo con esto evitar que un pozo fluya correctamente.

Por lo tanto, si alguno de estos acontecimientos sucede y los pozos no son capaces de llevar por sí mismos los fluidos producidos hasta el punto de entrega, es necesario considerar nuevos medios o métodos que proporcionen esta energía requerida. Uno de estos medios es la aplicación de los sistemas artificiales de producción (SAP), los cuales son considerados equipos adicionales al aparejo de producción de un pozo, los cuales suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento, desde una profundidad dada.

La finalidad de implementar un pozo con algún SAP es el de continuar la explotación del yacimiento cuando en éste ha declinado la presión y para descargar la producción de hidrocarburos hasta la superficie. Cabe mencionar, que no necesariamente se utilizan los sistemas artificiales de producción en pozos cuya producción se quiera restablecer, también pueden ser utilizados en pozos donde sea factible aumentar su producción. La figura 1.1 muestra los casos en los cuales se puede pensar en la decisión de instalar un SAP.

En la actualidad, la implementación de cualquier tipo de SAP, no depende directamente de la etapa de explotación en la que se encuentre el campo, ya que un SAP, puede ser instalado desde el inicio de la explotación del mismo.

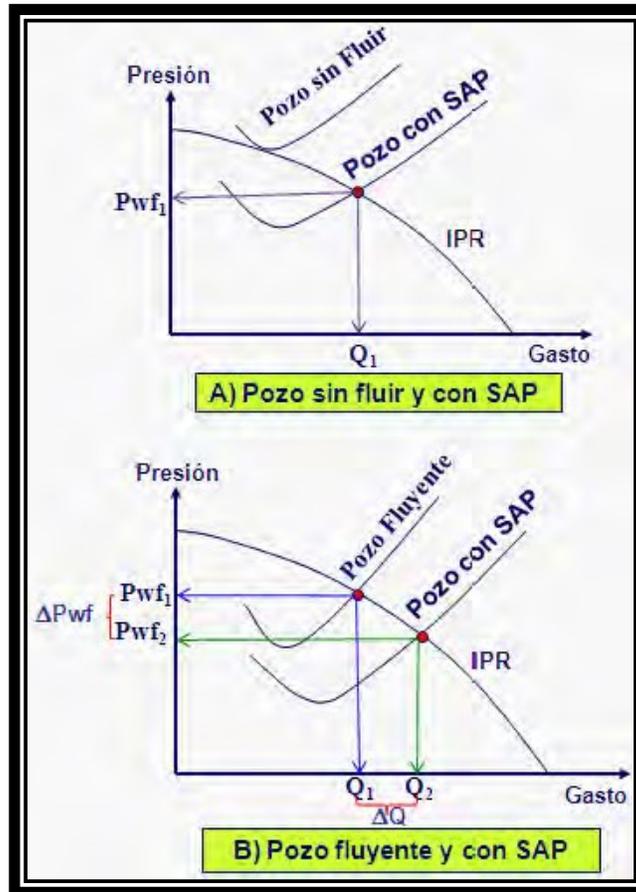


Figura 1. 1 Efecto de los SAP.

- Quando un pozo ya no es capaz de elevar los fluidos producidos a superficie, una alternativa es, reducir la presión de fondo fluendo en el pozo (P_{wf}), con esto se incrementa el diferencial de presión ΔP , (presión estática del yacimiento-presión de fondo fluendo ($P_{ws}-P_{wf}$)) y por lo tanto se podrá superar las caídas de presión y el pozo volverá a fluir. La implementación de los SAP nos ayudarán a que nuevamente un punto de intersección entre la curva de comportamiento de flujo o la curva del Índice de Productividad Relativa (IPR) o bien si ya existe dicho punto de intersección, este mejore su ubicación al incrementarse el gasto de líquido (Q_1) del pozo con el SAP. El punto donde ambas curvas se interceptan le corresponderá una P_{wf1} y un Q_1 dado pasando de un pozo sin fluir a un pozo fluuyente con SAP.
- Para incrementar la producción de hidrocarburos de un pozo fluuyente, cuando las condiciones de presión de un yacimiento así lo permiten, se puede pensar en la instalación de algún SAP. Lo que se busca, será aligerar la columna de los fluidos

para facilitar más su producción a superficie. Esto se verá reflejado con el incremento de producción, es decir pasara de una Pwf1 con pozo fluyente a una Pwf2 con SAP. El diferencial de presión que se logre, será directamente proporcional al incremento del gasto que se tenga en un pozo con SAP.

1.1 Clasificación General de los Sistemas Artificiales de Producción.^{1,4}

Existen diversas formas de clasificar a los sistemas artificiales de producción, como por ejemplo, mecanismo de producción, lugar de instalación (costa afuera o tierra firme) o por las características del pozo (índice de productividad, desviación del pozo, profundidad, etc.), sin embargo, la forma habitual de clasificarlos es de acuerdo al principio de operación que maneje, la cual puede ser por bombeo a través de una bomba sub-superficial o sin bomba sub-superficial. La figura 1.2 presenta los principales tipos de Sistemas Artificiales y la forma en que se clasifican.

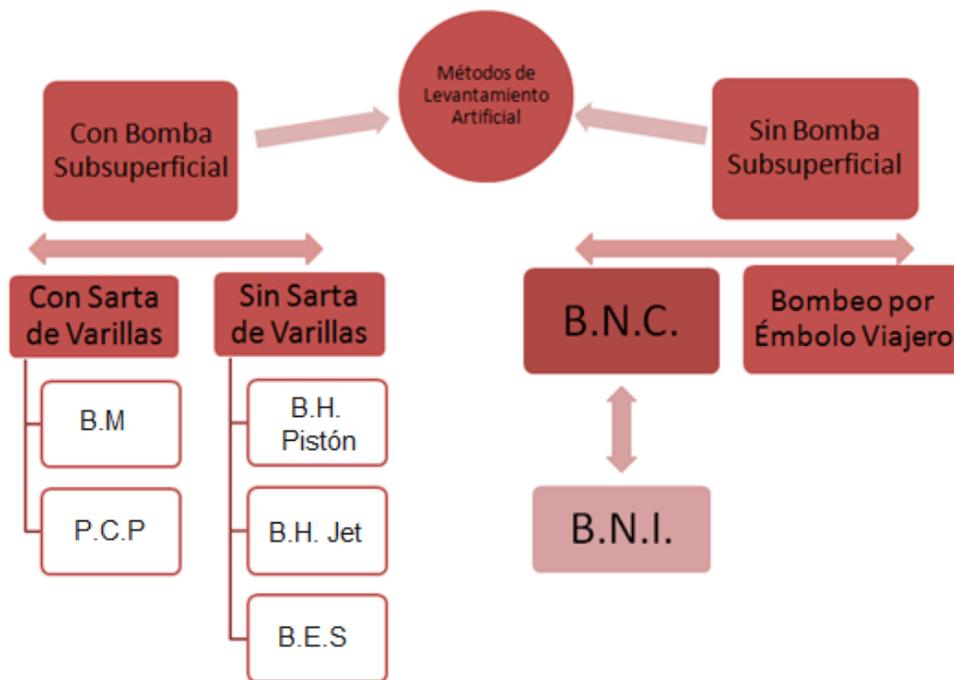


Figura 1. 2 Clasificación de los SAP.

1.1.1 Con bomba sub-superficial.

Implica el uso de algún tipo de bomba instalada en el fondo, con el propósito de superar la suma de las pérdidas de presión fluyente. Generalmente la clasificación aceptada se basa en la manera que es accionada la bomba de fondo y se distingue si es con varilla y sin varilla de bombeo.

Los sistemas con varillas de bombeo utilizan una serie de varillas que conecta la bomba de fondo de pozo con el mecanismo de empuje superficial que, dependiendo del tipo de bomba utilizada, hace un movimiento oscilante o rotatorio. El tipo dominante y más antiguo de la varilla de succión es llamado bombeo mecánico.

1.1.1.1 Sistemas con Sarta de Varillas.

Este tipo de sistemas requieren de un vínculo mecánico para transmitir la energía de la unidad de bombeo superficial a la bomba de fondo, a este vínculo mecánico se le llama sarta de varillas. El buen comportamiento de la sarta de varillas puede tener un impacto fundamental en la eficiencia del sistema y su eventual fracaso conduce a una pérdida total de la producción. Por lo tanto, una sarta bien diseñada no sólo asegura buenas condiciones de funcionamiento, también puede reducir considerablemente el costo total de producción.

1.1.1.1.1 Bombeo Mecánico Reciprocante (BM).¹

El bombeo mecánico reciprocante es uno de los sistemas que han mostrado su versatilidad en la explotación de pozos con diferentes características: geometría, fluido, manejo de sólidos, etc. Su función es extraer fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente originado por una unidad de bombeo superficial, que transmite la energía por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la tubería de producción en el fondo, cerca del yacimiento.

Sus componentes principales se muestran en la figura 1.3 y se describen a continuación son:

- Unidad de Bombeo Superficial.- Es el mecanismo que convierte el movimiento rotatorio del motor primario en movimiento vertical reciprocante necesario en la varilla pulida.
- Motor y Reductor de engranes.- El motor primario proporciona la fuerza motriz para el sistema, mientras que el reductor de engranes reduce la velocidad de rotación del motor a la velocidad requerida de bombeo.
- Cabezal y Conexiones Superficiales.- El conjunto de cabezal contiene una prensaestopas que sella la varilla pulida y una camisa de bombeo para conducir los fluidos del pozo a la línea de flujo.
- Sarta de Varillas.- Proporciona el vínculo mecánico entre la unidad superficial y la bomba de fondo.

- Bomba de Émbolo.- Este tipo de bombas funcionan bajo el principio de desplazamiento positivo y son del tipo pistón. Sus partes básicas son el barril de trabajo (cilindro), el émbolo (pistón) y dos válvulas de bola.

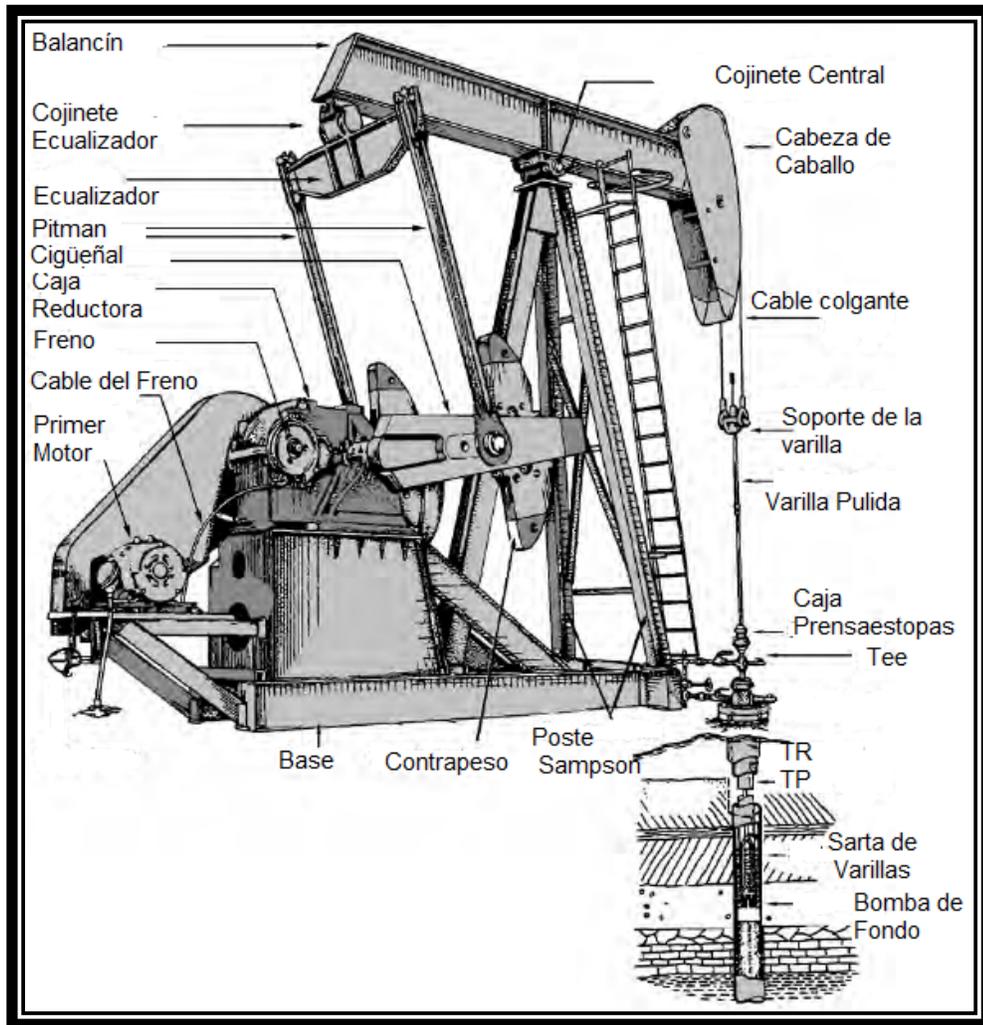


Figura 1. 3 Componentes principales del bombeo mecánico reciprocante.

El rango de aplicación para este sistema se da en la tabla 1-1

	Rango Típico	
	Mínimo	Máximo
Profundidad (m)	31-3353	4877
Volumen (BPD)	5-1500	5000
Temperatura (°F)	100-350	550
Desviación (°)	0-20	0-90

Tabla 1. 1 Rango de aplicación del Sistema de BM.

Algunas ventajas y desventajas que presenta este sistema son las siguientes:

Ventajas

- Es un método de elevación muy conocido para el personal de campo el cual es fácil de manejar y analizar.
- El apropiado diseño de instalación es relativamente simple y puede hacerse en campo.
- Bajo condiciones normales, se puede utilizar hasta el final de la vida de producción del pozo. La capacidad de bombeo, dentro de sus límites, se puede cambiar fácilmente para el ajustarse a los cambios en el comportamiento de afluencia del pozo.
- Para una operación intermitente, también es factible el apagado de la bomba a partir de dispositivos de control.
- Los componentes del sistema y piezas de repuesto están fácilmente disponibles e intercambiables en todo el mundo.

Desventajas

- La profundidad de bombeo es limitada, principalmente por la resistencia mecánica del material de la varilla de succión.
- El gas libre presente en la entrada de la bomba reduce drásticamente la producción del líquido.
- En pozos desviados, la fricción de las piezas de metal pueden conducir a fallas mecánicas.
- La unidad de bombeo superficial requiere un gran espacio para su instalación.

La necesidad de producir pozos más profundos y volúmenes mas grandes de líquido, requerido la evolución de la carrera larga para varillas de succión. Varias unidades se desarrollaron con la característica de utilizar las mismas bombas y varillas comunes pero con longitudes de carrera sustancialmente más largos. La carrera larga deseada no permite el uso de un balancín y los mecanismos de empuje en superficie completamente diferentes tuvieron que ser inventados. Los tipos básicos de esta clase se distinguen de acuerdo con el tipo de unidad de superficie utilizada: de accionamiento neumático, de accionamiento hidráulico o en una unidad mecánica de carrera larga de bombeo.

1.1.1.1.2 Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).²

El sistema de bombeo por cavidades progresivas, (al igual que el BM), también requiere una sarta de varillas para ser accionada. Esta bomba, también funciona sobre el principio de desplazamiento positivo la cual consiste en dos partes principalmente, un rotor y un estator, pero con la característica de no contener ninguna válvula. El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su

parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor. El rotor va roscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor.

La geometría del montaje es tal que consiste en dos o más series de cavidades, espirales y separadas. Cuando el rotor gira en el interior del estator, las cavidades comienzan su movimiento en espiral de un extremo del estator hasta el otro, desde la entrada hasta la salida, creando la acción de bombeo. Como cada cavidad progresa a partir de la entrada a la salida, la presión aumentará de la presión de entrada a la presión de salida, en forma lineal.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado, por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento a la bomba de cavidades progresivas.

Este sistema posee características únicas, que combinado con nuevas técnicas, continuamente se expande su gama de aplicaciones con lo cual puede hacer mejor frente a otros métodos de levantamiento artificial. La mayor característica que presenta es su eficiencia que va de un 50% hasta 70%, rango superior comparado con las eficiencias que se obtienen con los demás sistemas. La inversión más pequeña, en comparación con otros sistemas, es una de las razones por las cuales ha tenido un crecimiento importante.

Los componentes que presenta este sistema se muestran en la figura 1.4 y son:

- Motor
- Cabezal de Rotación
- Estopero
- Varilla Pulida
- Grampa
- Varillas
- Rotor
- Estator
- Niple de Paro

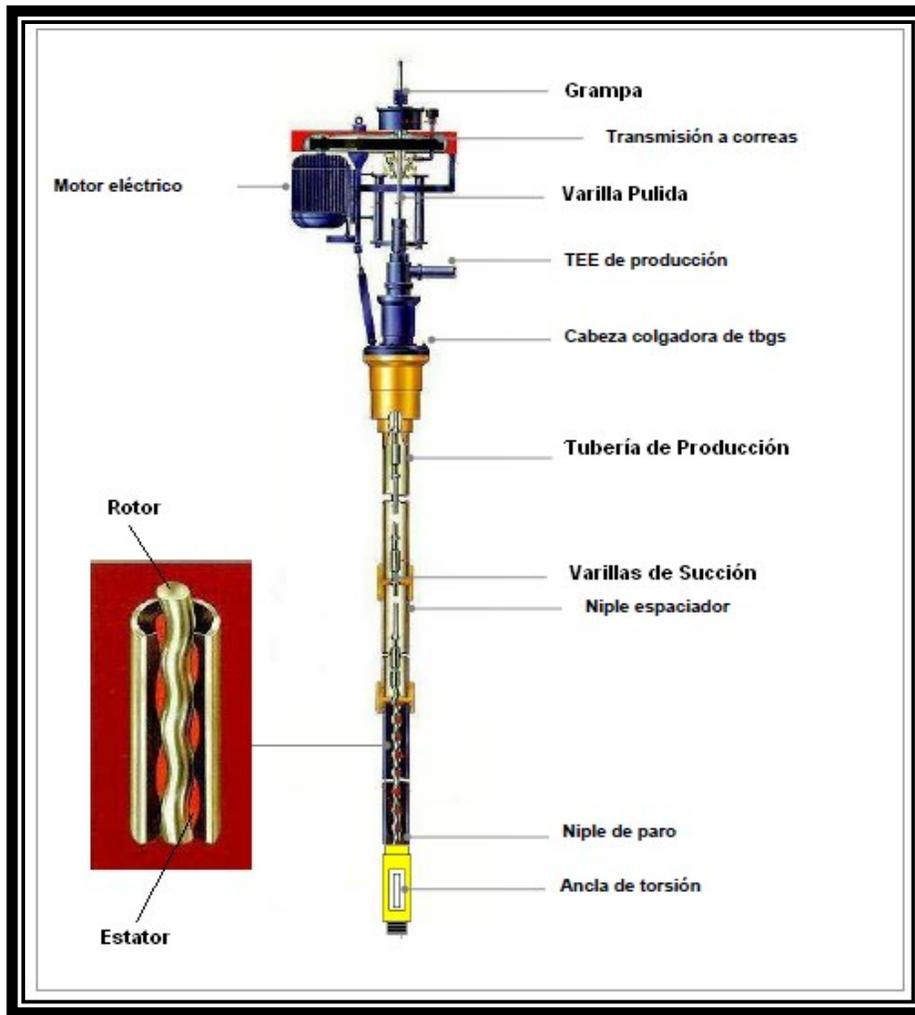


Figura 1. 4 Componentes principales del bombeo de cavidades progresivas.

Las ventajas y desventajas que sobresalen de este sistema son:

Ventajas

- Capacidad para producir fluidos con alta viscosidad, grandes concentraciones de sólidos, y moderado porcentaje de gas libre.
- Las bajas proporciones interiores limitan la emulsificación por agitación.
- No hay válvulas o partes reciprocantes que obstruyan, o provoquen bloqueo por gas.
- Fácil instalación y operación, así como bajo mantenimiento.
- No requiere grandes espacios para su instalación.

Desventajas

- Limitaciones con respecto a la capacidad de bombeo
- Sensibilidad al medio líquido: el elastómero puede hincharse o deteriorarse debido a la exposición con determinados fluidos.
- Tendencia del estator de la bomba para mantener un daño permanente, si bombea en seco incluso en períodos cortos.
- Limitaciones por contenido de H₂S.
- Limitaciones por contenido de aromáticos.

1.1.1.2 Sistemas sin Sarta de Varillas

El método sin varillas de bombeo, como el nombre implica, no tienen una sarta de varillas para operar la bomba fondo del pozo desde la superficie. En consecuencia, otros medios se utilizan para accionar la bomba de fondo, tales como energía eléctrica o hidráulica. Una variedad de tipos de bombas se aplican sin varillas de bombeo, por ejemplo el bombeo eléctrico sumergible (BES) y el bombeo hidráulico.

1.1.1.2.1 Bombeo Electro-centrífugo Sumergible (BES).³

Desde su concepción, las unidades de BES se han destacado en levantar grandes volúmenes de líquido en comparación con otros tipos de sistemas de levantamiento artificial y se encontró su mejor uso en aplicaciones costa afuera. Se cree que en la actualidad aproximadamente el 10% del suministro de aceite de todo el mundo proviene de pozos con instalaciones de bombeo electro-centrífugo sumergible.

Este tipo de levantamiento artificial utiliza bombas electro sumergibles las cuales están diseñadas como bombas centrífugas compuestas de varias etapas apiladas una tras de otra, las cuales constan de un Impulsor giratorio y un difusor estacionario cada una. El impulsor consiste en una serie de alabes que proporcionan energía cinética al fluido y el difusor es una serie de cámaras de diferente área que convierten la energía cinética de fluido en presión.

La bomba es accionada por un motor eléctrico de fondo quien es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. El motor eléctrico se coloca en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable colocado a un costado de la tubería de producción; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento

existente en el pozo y satisfacer los grandes requerimientos de potencia, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia.

En la actualidad las aplicaciones principales incluyen operaciones de inyección de agua en tierra, producción en costa afuera y otros casos donde la electricidad está disponible para levantar altos volúmenes de aceite. En típicas instalaciones, el rango de profundidad habitual para producir entre 200 a 20000 bpd es de 1000 a 10000 pies, sin embargo, disminuye en gran medida por la profundidad. En profundidades y gastos extremos, los límites que presentan en la actualidad las unidades de BES son alrededor de 15000 pies y 30000 bpd respectivamente.

En general, un equipo completo del sistema ESP se da en la figura 1.5 el cual está conformado por:

Equipo superficial:

- Cabezal de descarga
- Transformador
- Caja de Venteo
- Variador de Frecuencia
- Tablero de Control

Equipo sub-superficial:

- Bomba Centrífuga Sumergible
- Separador de gas
- Protector del Motor
- Motor Eléctrico
- Cable de potencia

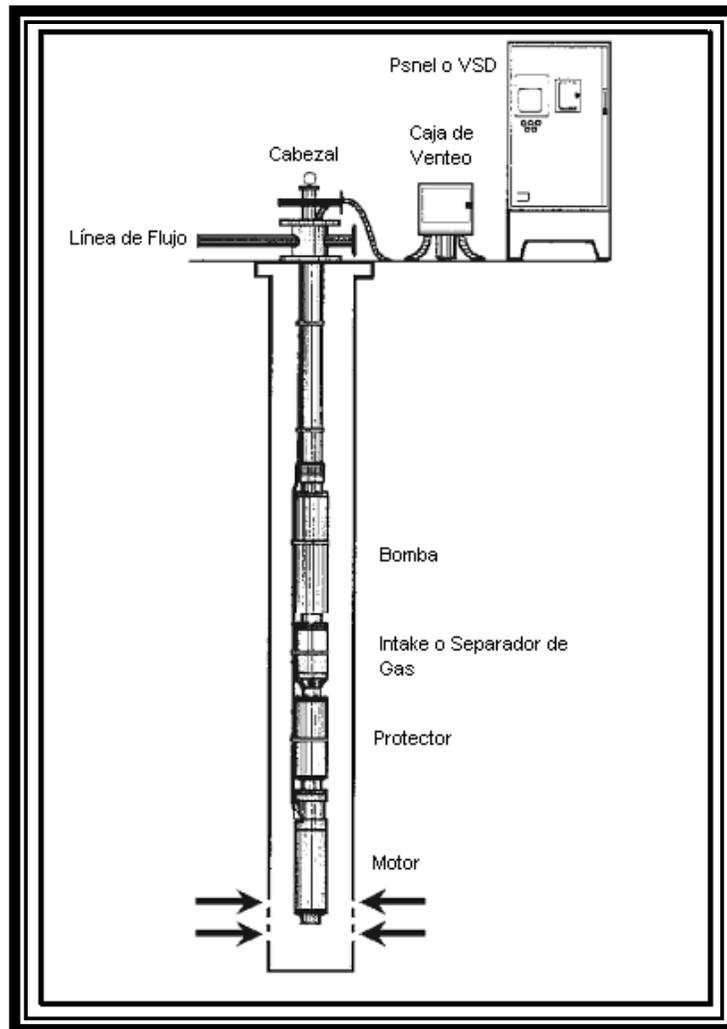


Figura 1. 5 Equipo que conforma al bombeo electro-centrífugo sumergible.

Las ventajas generales que presentan las unidades de BES se pueden resumir de la siguiente manera.

- Es ideal para producir altos volúmenes de líquido a medias profundidades. La tasa máxima de producción es alrededor de 30000 bpd a partir de 1000 pies.
- La eficiencia energética es relativamente alta (alrededor del 50%) para sistemas que producen más de 1000 bpd.
- Puede ser utilizado en pozos desviados sin ningún problema.
- Requiere de bajo mantenimiento, siempre que las instalaciones estén bien diseñadas y operando.
- Puede ser utilizado en zonas urbanas ya que equipo de superficie requiere un espacio mínimo.
- Muy adecuado para el entorno marino debido a los bajos requisitos de espacio.
- Los tratamientos para la corrosión son fáciles de realizar.

Las desventajas que presentan son las siguientes.

- Una fuente confiable de energía eléctrica para alto voltaje debe estar disponible.
- La flexibilidad de los sistemas BES se ejecutan en una baja frecuencia eléctrica constante debido a que la capacidad de producir de la bomba centrífuga prácticamente no se puede cambiar. El diseño de las adecuadas instalaciones, son basadas sobre datos precisos de la capacidad de flujo del pozo adecuando a las unidades a esta capacidad de entrega del pozo, de lo contrario las operaciones de reparación serian costosas y se necesitaría ejecutar de nuevo la unidad. El uso de variadores de velocidad puede eliminar la mayoría de estos problemas, pero a un costo adicional.
- La presencia de gas libre en condiciones de bombeo, disminuye la eficiencia de la bomba sumergible y puede incluso impedir por completo la producción del líquido. Se requiere el uso de separadores de gas (si más del 5% de gas libre entra en la bomba).
- Arena o materiales abrasivos en los fluidos producidos aumenta el desgaste del equipo. Materiales resistentes a la abrasión están disponibles, pero aumentan los costos de capital.
- Las altas temperaturas son factores limitantes, ya que el equipo estándar está limitada a aproximadamente 250 °F, con la utilización de materiales especiales el límite de temperatura aumenta a 400 °F.
- La producción de aceite con alta viscosidad, aumenta los requisitos de energía y reduce la producción.

Los otros sistemas de elevación en la categoría sin varillas de bombeo, todos emplean un líquido de alta presión que se bombea a través del agujero. El bombeo hidráulico fue el primer método desarrollado.

1.1.1.2.2 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.^{4,5}

Los sistemas de bombeo hidráulico transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería; el fluido presurizado se conoce como fluido de potencia o fluido motriz y puede ser agua o aceite. El fluido motriz acciona una bomba sub superficial que actúa como un transformador para convertir la energía potencial del fluido motriz en una carga de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para ser llevados hacia la superficie.

Este proceso está basado en el principio hidráulico el cual establece que: “Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmite en todas direcciones con la misma intensidad”. Esto significa que la presión proporcionada en la superficie al fluido motriz, es la misma que se aplica a los pistones de

la unidad de bombeo, obligándolos a impulsar a los fluidos producidos por el yacimiento hacia la superficie.

Existen dos tipos de instalación sub-superficiales: para bomba fija y bomba libre, la instalación de bomba fija consiste en una bomba de fondo adjunta mecánicamente al final de la secuencia de tubería y la instalación de bomba libre donde su diseño permite ser instalada en el interior de la tubería, puede ser anclada por circulación del fluido de potencia y desanclada por circulación inversa.

Su equipo sub-superficial se presenta en la figura 1.6 y consta de:

1. Motor hidráulico con pistón de doble acción.
2. Válvula motriz que regula el flujo del fluido de potencia.
3. Bomba hidráulica con pistón de doble acción.
4. Varilla de la válvula que hace operar la válvula motriz.
5. Varilla media que une los dos pistones.
6. Varilla inferior.
7. Tubo de balance.

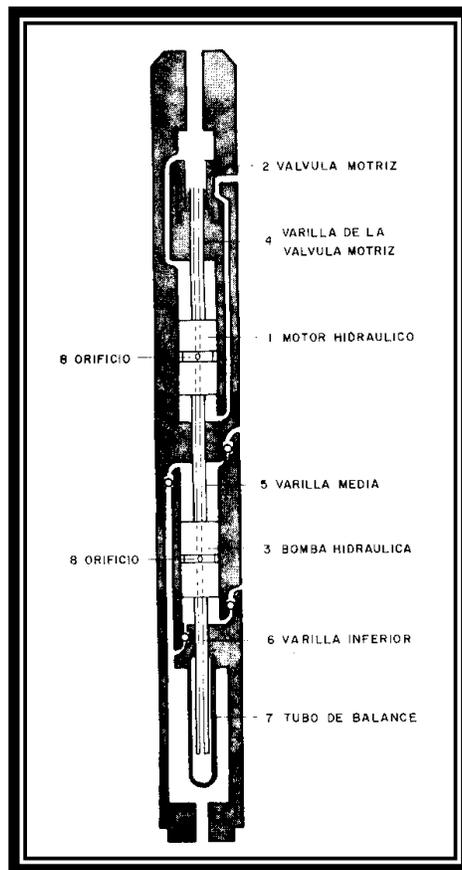


Figura 1. 6 Equipo sub-superficial para el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón.

El equipo superficial se muestra en la figura 1.7 y está conformado por:

- a. Unidad de Potencia.
- b. Cabezal de distribución. Donde se tienen dos válvulas:
 - 1.- Válvulas reguladoras de flujo.
 - 2.- Válvulas reguladoras de presión.
- c. Válvula de cuatro vías.
- d. Conexiones superficiales.
- e. Sistemas de tanques para el almacenamiento y tratamiento del fluido de potencia.

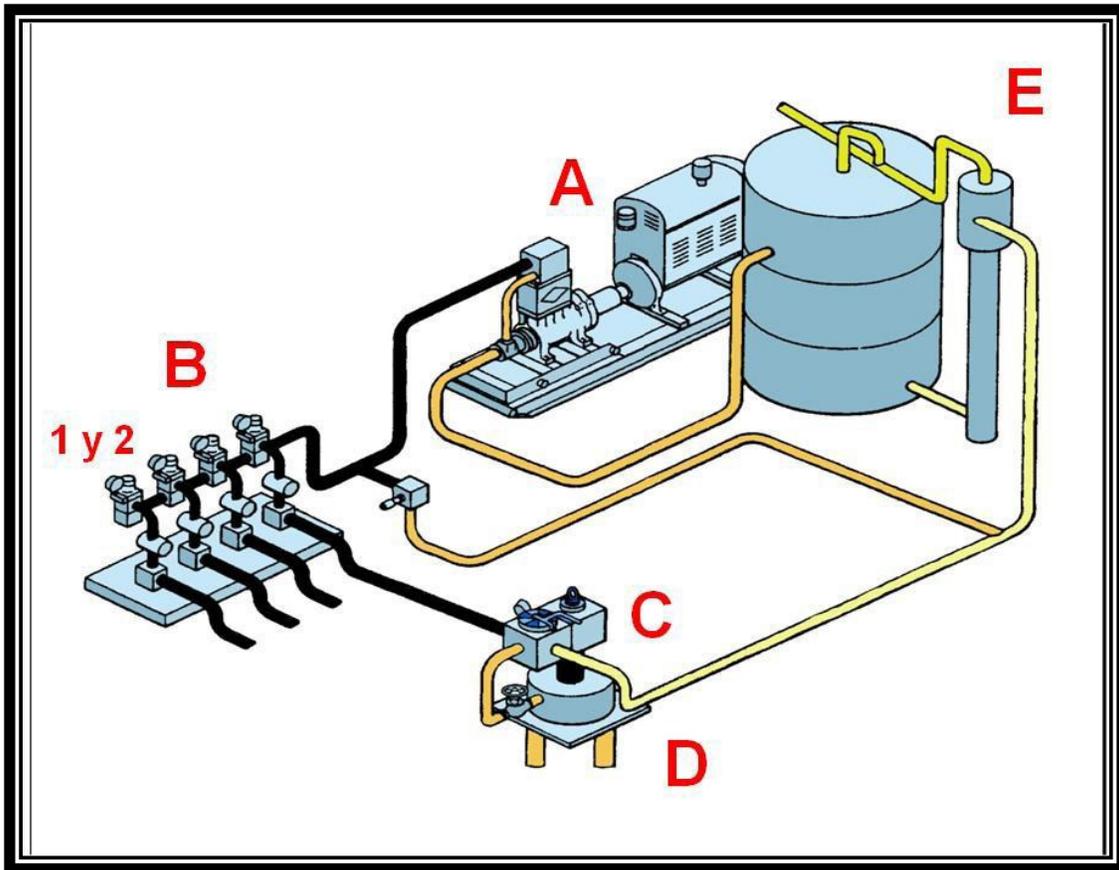


Figura 1. 7 Equipo superficial para el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón.

Para la inyección del fluido de potencia, existen dos formas: una en un circuito abierto y otra en un circuito cerrado. Ambos circuitos presentan el mismo manejo del fluido motor desde los tanques de almacenamiento hasta la unidad de bombeo, pero difieren en la forma en que el fluido de potencia retorna a la superficie después de haber operado la unidad. A continuación se presentan las características fundamentales de estos circuitos:

- Circuito abierto. El sistema más económico donde el fluido de potencia retorna a la superficie mezclado con el aceite producido, ya sea a través de la tubería de descarga o por el espacio anular de la tubería de revestimiento. Este sistema reduce el efecto de la corrosión mediante la adición de fluido de potencia limpio en pozos donde el porcentaje de agua salada es alta, la utilización de aceite ligero como fluido de potencia reduce la viscosidad de los pozos productores de aceite pesado, el principal problema de este sistema es el incremento del volumen total el cual tiene que ser tratado en superficie para obtener aceite limpio necesario para continuar con la operación.
- Circuito cerrado. Este sistema el fluido de potencia retorna a la superficie, independientemente del aceite que se esté produciendo, el cual fluye hasta el tanque almacenador y forma un circuito cerrado. Esto se logra por medio de una tubería adicional, que está alojada en un dispositivo mecánico llamado “cámara de fondo”, instalada en el fondo del pozo. En este sistema se utiliza un elemento de empaque en la unidad de bombeo, que permite aislar al fluido motor del producido.

Algunas ventajas que proporciona este método de levantamiento son:

- Puede alcanzar profundidades de hasta 5500m.
- No se requiere equipo de reparación para sustituir o darle mantenimiento al mecanismo sub-superficial.
- Para la reparación únicamente se invierte el sentido del fluido motriz y es desacoplado el mecanismo, haciéndose llega a la superficie por el desplazamiento del fluido de potencia.
- Tiene buena flexibilidad sobre un amplio rango de gastos (5000bpd).
- Puede operarse en pozos direccionales.
- Es de fácil adaptación para su automatización.
- Fácil para agregar inhibidores de corrosión.
- Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.

1.1.1.2.3 Bombeo Hidráulico tipo Jet.^{4,5}

El Bombeo hidráulico tipo jet, aunque es un método de accionamiento hidráulico, es completamente diferente en comparación a los principios de bombeo sin varilla discutidos hasta ahora. La unidad de fondo para la instalación de la bomba hidráulica jet, es el único equipo de bombeo para pozos de aceite que se conoce hoy en día que no contiene partes móviles. La acción del bombeo consiste en que el fluido de potencia entra por la parte superior de la bomba pasando a través de una boquilla la cual convierte la presión total a una carga de velocidad, la descarga ocurre en la boquilla de la bomba jet que tiene

comunicación con los fluidos de la formación, en la garganta se produce la mezcla de los fluidos producidos y el fluido de potencia, la mezcla pasa a través del difusor en donde la energía que se conserva como velocidad se convierte en presión estática, cuando esta presión es más grande que la que ejerce la columna de líquido, los fluidos son levantados hasta la superficie.

Los principales componentes de la bomba jet se presentan en la figura 1.8 y son: la boquilla, la garganta y el difusor.

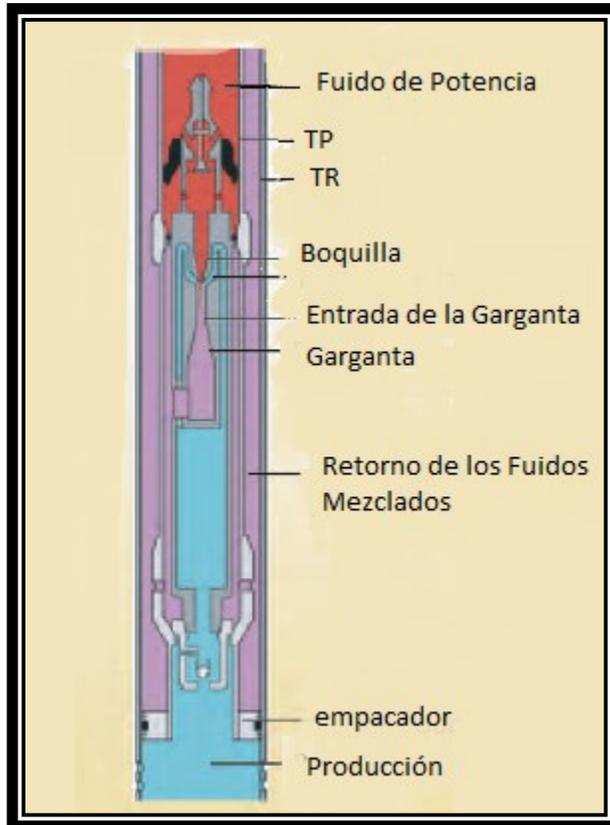


Figura 1. 8 Componentes principales de una bomba jet.

En este sistema artificial de producción se requiere de una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación, además de que la eficiencia mecánica es baja; sin embargo, presenta ventajas sobre el bombeo hidráulico tipo pistón como son:

- Permite manejar cualquier tipo de fluidos (aún contaminados).
- La bomba sub-superficial es de fácil instalación.
- Se adapta a cualquier profundidad en el pozo.
- Permite obtener gastos mayores.

Al igual que el bombeo hidráulico tipo pistón, el tipo jet utiliza agua o aceite como fluido motor. Las bombas jet generalmente requieren más potencia superficial que las bombas tipo pistón ya que son menos eficientes.

1.1.2 Sin Bomba Sub-superficial.⁷

Las dos grandes categorías de levantamiento artificial sin bomba sub-superficial es el Bombeo neumático continuo e intermitente (figura 1.9); ambos utilizan gas natural a alta presión que se inyecta desde la superficie para producir los fluidos del pozo, pero trabajan bajo principios diferentes. El Bombeo Neumático es un método de levantamiento artificial mediante el cual se inyecta continuamente gas a alta presión para aligerar la columna hidrostática en el pozo (flujo continuo) o en forma cíclica para desplazar la producción en forma de tapones de líquido hasta la superficie (flujo intermitente).

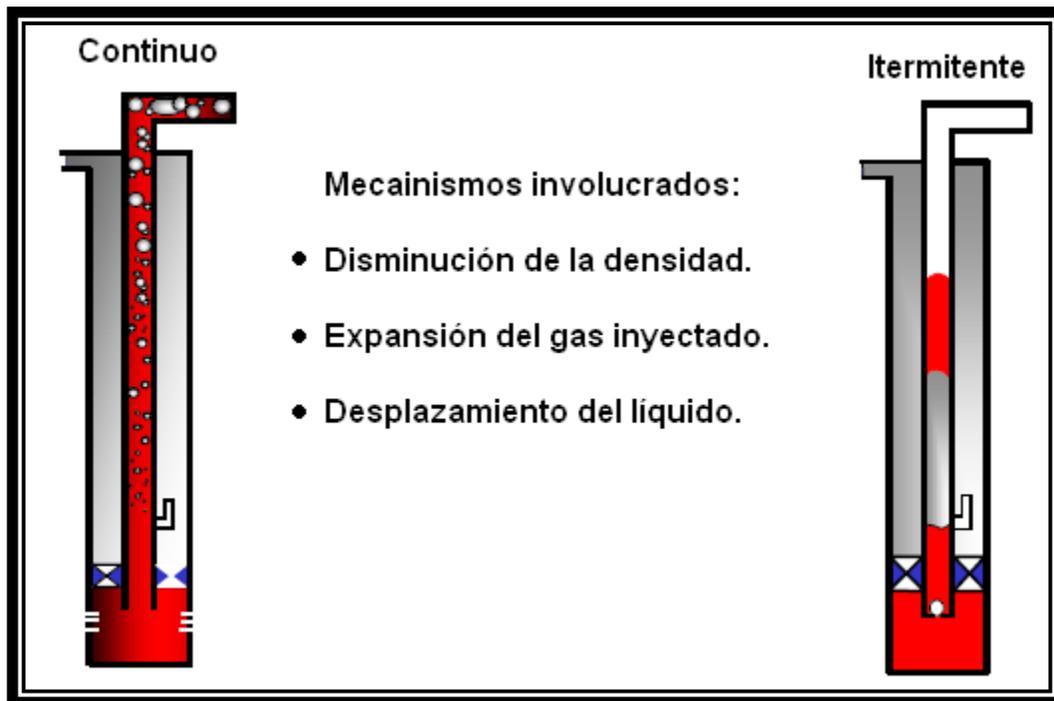


Figura 1. 9 Figuras representativas de los mecanismos de operación del BNC y del BNI.

Los efectos del gas dentro de la tubería de Producción son:

- Reducción de la densidad de la columna de fluidos
- Expansión del gas conforme las condiciones de presión cambian a lo largo de la profundidad
- Empuje de baches de líquido cuando las burbujas son suficientemente grandes para llenar el diámetro interno de la TP.

1.1.2.1 Bombeo Neumático Continuo (BNC).

En la operación bombeo neumático continuo, el gas se inyecta continuamente a la profundidad adecuada en la corriente pozo desde el espacio anular de la tubería de revestimiento y la de producción o en la secuencia de flujo de la tubería de producción. La inyección de la cantidad apropiada de gas reduce en gran medida la densidad de los

fluidos del pozo, así como las pérdidas de presión que se producen cuando los fluidos fluyen por encima del punto de inyección, debido en mayor parte, a la caída de presión vertical a causa del cambio de energía potencial. Por consiguiente, las pérdidas totales de presión en la tubería de producción también disminuirán, permitiendo que la presión existente en el fondo del pozo sea suficiente para levantar los fluidos a la superficie. Si se implementa antes de que el pozo muera, éste podrá fluir de nuevo, produciendo mayores volúmenes de líquido que antes, por lo tanto, el bombeo neumático continuo, se puede considerar como la continuación de la producción natural, y su mecanismo operativo básico es la reducción a la resistencia del flujo en la secuencia de producción.

El sistema de bombeo neumático continuo es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad (> 0.5 bpd / lb/pg²) y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo) así como utilizar diversos diámetros de tubería de producción, dependiendo del gasto de producción deseado. De este modo se pueden tener gastos entre 200 bpd hasta 80,000 bpd; aún más se pueden tener gastos tan bajos como 25 bpd a través de tuberías de diámetros reducidos (tipo macarroni). El sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

1. Fuente de gas a alta presión: Estación de compresión, pozo productor de gas a alta presión o compresor a boca de pozo.
2. Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora o un estrangulador ajustable (válvula de aguja).
3. Sistema de control de gas sub-superficial (válvulas de inyección).
4. Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

Algunas ventajas que presenta este sistema son:

- Manejo de grandes volúmenes en pozos con alto índice de productividad (IP).
- Muy flexible para cambiar de continuo a intermitente.
- Discreto en localizaciones urbanas.
- Sin dificultad para operar pozos con alta RGL.
- Opera en pozos con terminaciones desviadas.
- La corrosión usualmente no es adversa.

Las desventajas del sistema son:

- Disponibilidad del gas de inyección.
- Dificultad para manejar emulsiones.
- Formación de hidratos y congelamiento del gas.
- Problemas con líneas de superficie obstruidas.
- La TR debe de resistir presiones elevadas.

1.1.2.2 Bombeo Neumático Intermitente.

El BN con flujo intermitente, el gas se inyecta periódicamente en la sarta de tubería, siempre y cuando, una longitud suficiente de líquido se haya acumulado en el fondo del pozo. Un volumen relativamente alto de gas es inyectado por debajo de la columna de líquido el cual empuja la columna a la superficie en forma de bache. La inyección de gas se interrumpe hasta que un nuevo bache de líquido de la longitud de la columna apropiada se acumula de nuevo. Por lo tanto, la producción de los líquidos del pozo se realiza por ciclos.

El bombeo neumático intermitente se aplica para:

- Bajo índice de productividad.
- Baja RGL y baja presión de yacimiento.
- Bajas tasa de producción.
- Pozos sin producción de arenas y con baja presión de fondo.
- Columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad.

El ciclo del levantamiento por gas intermitente y muestra en la figura 1.10 y se describe a continuación.

1. El gas es inyectado en superficie en el espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos.
2. Este gas posteriormente pasa del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la TP.
3. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas.
4. Debido al fenómeno de “resbalamiento” del líquido, solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación.
5. Después de que la válvula se cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

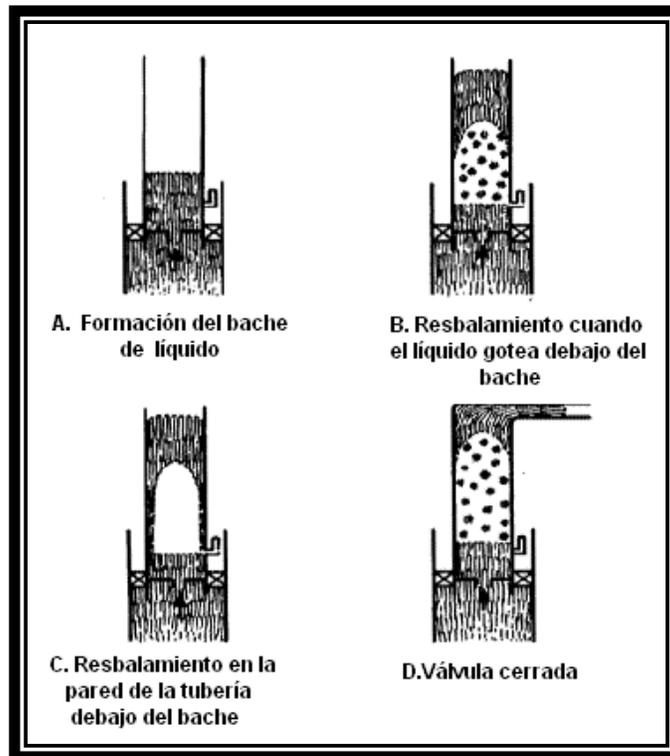


Figura 1. 10 Ciclo de operación del BNI.

En el bombeo neumático intermitente el gas es inyectado a intervalos regulares, para que coincida con la relación de fluidos que está produciendo la formación hacia el pozo.

1.1.2.3 Bombeo por Émbolo Viajero.^{4,5}

El bombeo por émbolo viajero, es un sistema de extracción que, en su versión autónoma, aprovecha la energía propia del yacimiento para producir aceite y gas. Su principio operativo es muy parecido al del BNI, ya que al igual que éste, la producción de los líquidos del pozo se realiza por ciclos.

Este sistema es comúnmente utilizado para la remoción de líquidos en pozos de gas o condensados que producen por debajo de su flujo crítico. Esta condición se alcanza cuando la velocidad del gas en la tubería no es suficientemente alta como para arrastrar las partículas de líquido que, por lo consiguiente, terminan acumulándose en la parte inferior del pozo.

Una instalación típica se compone de un resorte de fondo instalado en la parte inferior de la sarta de tubería (es el elemento que amortigua la llegada del émbolo al fondo del pozo), un lubricador (es el elemento que amortigua la llegada del pistón a la superficie y que contiene el dispositivo de detección del mismo, permitiendo además atraparlo para inspección, cambio o por necesidad de operación). El embolo recorre toda la longitud de la tubería entre el resorte y el lubricador. Este sistema se completa con la adición de un

controlador de tiempo y/o presión y una válvula motora la cual cuenta con la capacidad de abrir o cerrar la línea de flujo.

Objetivo del bombeo por émbolo viajero:

1. Remoción de líquidos de pozos de gas.
2. Incrementar la producción de pozos de aceite.
3. Control de parafinas e hidratos.
4. Incrementar la eficiencia de pozos con bombeo neumático intermitente.

El ciclo de levantamiento por émbolo viajero se presenta en la figura 1.11 y a continuación se describe.

1. El émbolo es retenido en la parte inferior de la TP por el resorte de fondo al tiempo en que el fluido proveniente de la formación se acumula en el interior de la TP hasta formar una columna apreciable para su levantamiento.
2. El émbolo comienza su viaje ascendente hasta llegar al lubricador expulsando hacia la superficie los fluidos que se habían acumulado.
3. Debido al fenómeno de “resbalamiento” del líquido, solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose a la columna de aceite en formación.
4. Después de que el émbolo es retenido por el lubricador, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite.
5. El émbolo de nuevamente es soltado por el lubricador iniciando su carrera descendente al fondo de la TP con el que se inicia otro ciclo.

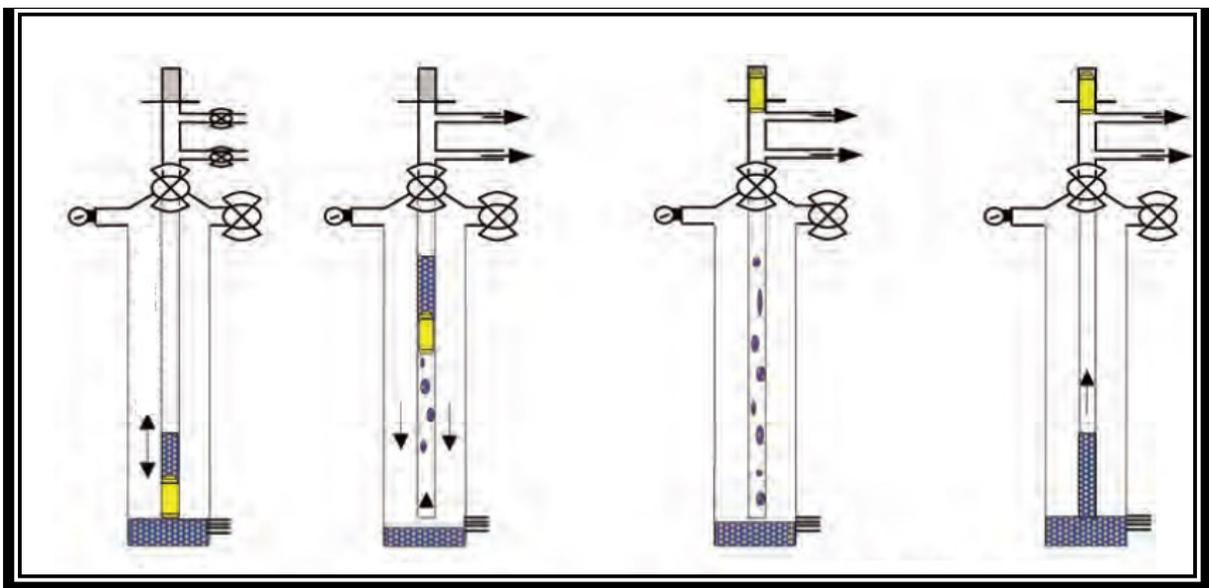


Figura 1. 11 Ciclo de operación del émbolo viajero.

1.2 Selección del Método de Levantamiento Artificial.⁶

La selección del tipo de sistema de levantamiento artificial más sustentable para un pozo o un grupo de pozos, puede ser de lo más sencillo hasta lo más complicado, dependiendo de las condiciones en las que se encuentre este.

Una correcta selección del método de levantamiento artificial, es fundamental para la rentabilidad a largo plazo de un pozo o un grupo de ellos. Un error en la elección puede reducir sustancialmente la producción y aumento en los costos de explotación. Cuando se toma el tipo de sistema de levantamiento artificial que se va a instalar en un pozo, casi nunca se examina, si es el indicado para las condiciones vigentes.

La ingeniería de producción obliga una revisión constante del desempeño del método con el objetivo de modificar los parámetros de funcionamiento o incluso cambiar el método, la experiencia es la que decide cuando un método permanece.

Cada método de levantamiento se puede clasificar de excelente a pobre dependiendo si se logra o no el objetivo. Dependiendo de las consideraciones económicas, posiblemente dos tipos de levantamiento artificial (uno utilizado más tarde), pueden ser prescritos para un grupo de pozos. Por ejemplo, en un pozo con altas tasas iniciales de producción puede ser necesario si se requiere incrementar más la producción, pero al ir disminuyendo la presión y por lo tanto la capacidad de afluencia, se tendrá una tasa baja en el futuro, en este caso, una instalación inicial de bombeo neumático (gas lift) se puede cambiar a un sistema de bombeo eléctrico sumergible (ESP) o bombeo hidráulico en una fecha posterior o viceversa.

La elección del mejor método es muy tedioso, esto da a lugar a la aplicación de la capacidad o experiencia operacional del método. Generalmente se encuentra que las mejoras que se hace para resolver un nuevo problema es debido a que la selección original es muy pobre, por lo que, lo más importante es la capacidad de funcionamiento práctico de cada método de elevación, esto recae, en la importancia en que se puedan utilizar.

Las siguientes tres tablas discuten aspectos importantes para la selección del mejor método de levantamiento artificial, la tabla 1-2 presenta diez distintas cualidades para el diseño y comparaciones de sus capacidades, la tabla 1-3 contiene nueve diferentes atributos que se agrupan bajo condiciones normales de operación y la tabla 1-4 muestra doce parámetros que son consideraciones especiales a problemas que se suscitan en el pozo. En ellas se comparan por ejemplo la eficiencia hidráulica, flexibilidad, confiabilidad, profundidad, monitoreo, manejo del gas, etc. De las cuales se deberá tener 6 consideraciones muy importantes:

1. La habilidad para manejar el gasto deseado sobre el tiempo requerido al menor costo sobre la vida del proyecto.
2. Se necesita estimar y comparar las consideraciones económicas que resulten del sistema específico.
3. La localidad es un factor de peso sobre el capital de inversión y los costos de operación. Localidades remotas requieren de una operación sencilla, duradera y servicios de mantenimiento y reparación fáciles. Para instalaciones marinas también se requiere periodos de operación largos y bajos costos por recuperación de equipo.
4. El bombeo mecánico debe ser considerado como una aplicación estándar para los pozos en tierra. Si la instalación es en plataforma marina la aplicación estándar es el bombeo neumático. Estos dos métodos han mostrado producción óptima a bajos costos. Cualquier otro método podrá ser elegido si cuenta con ventajas económicas y operativas.
5. Una vez que se haya seleccionado el sistema artificial se requiere de los diseños para conformar los equipos necesarios para ser instalados en el campo.
6. Finalmente todos estos factores deberán ser revisados y discutidos con un análisis económico para determinar que sistema artificial utilizar.

Atributo	Bombeo por Embolo Viajero	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electro-centrífugo	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Mecánico
Flexibilidad	Bueno para bajos volúmenes de fluidos del pozo. Puede ajustarse el tiempo de inyección y la frecuencia.	Bueno: Debe de ajustarse el tiempo de inyección y la frecuencia de los ciclos.	Excelente: Los gastos por inyección de gas pueden variar para mejorar la producción. La TP tiene que ser correctamente dimensionada.	Bueno/Excelente: El gasto y presión del fluido de potencia se ajustan al gasto de producción y a la capacidad de levantamiento.	Bueno Excelente: Puede variar la fuerza del fluido y la velocidad de la bomba al fondo del agujero.	Pobre: Las bombas operan normalmente a una velocidad fija. Requiere un cuidadoso tamaño de la bomba. Debe evitar apagar el equipo.	Regular: Después de obtener cierta rotación. La unidad hidráulica provee flexibilidad adicional a un mayor costo.	Excelente: se puede alterar la velocidad y/o carrera de la embolada así como el diámetro del embolo para una óptima producción.
Eficiencia	Excelente: No requiere de energía de entrada debido a que usa la energía del pozo.	Malo: Requiere un volumen alto de inyección de gas por barril de fluido. Su eficiencia va del 5% al 10%.	Regular: Se incrementa para pozos que requieren poca inyección de gas. Eficiencia típica de 20% al 30%.	Regular a Pobre: Máxima eficiencia en caso ideal 30%. Fuerte influencia del fluido motriz más la pendiente de la producción.	Regular a bueno: Rango de eficiencias varía de 30% a 40% con RGA>100, puede ser más altos si se tiene baja RGA.	Bueno para altos gastos pero decrece para <1000 bpd. Su eficiencia mínima es de 40% y máxima de 50%.	Excelente: El sistema reporta una eficiencia del 50% al 70%. Se necesitan datos adicionales de operación.	Excelente: eficiencia total del sistema. Cuando la bomba está llena se tiene una eficiencia típica del 50% al 60%.
Equipo Subsuperficial	Las prácticas de operación tienen que ser ajustadas a cada pozo para la optimización. Existen problemas si el embolo se pega.	Descarga en el fondo con válvulas de bombeo neumático; considera cámara para alto IP y baja BHO de pozo.	Es esencial el buen diseño de válvulas y espaciamiento. Costos moderados para equipo de pozo (válvulas y mandriles). Opción de válvulas convencionales o recuperables con línea.	Requiere programas de diseño para tamaño de tubería. Moderado manejo de sólidos en el fluido de potencia. No cuenta con partes móviles. Procedimiento de reparación simple.	Un tamaño apropiado de la bomba y una operación practica son esenciales. Requiere de un fluido motriz en el conducto.	Requiere diseños apropiados de cable, motor, bomba, sellos, etc. Para una operación óptima es esencial un buen diseño y practica de operación.	Buen diseño si se tiene practica en su operación. Se puede tener problemas con la selección apropiada del elastómero del estator.	Requiere buenas técnicas de diseño y operación. El banco de datos de fracasos de varillas y bombas benefician en la buena selección, operación y reparación de estás.
Costo del capital	Muy Bajo: Cuesta menos si no requiere de compresor.	Igual que el Bombeo Neumático Continuo	Bajo costo para equipo de fondo y alto para equipo de compresión. El sistema de compresión central reduce los costos.	Compite con el B.M. Los costos se incrementan dependiendo de los requerimientos de los caballos de fuerza.	Compite con el B.M. Para pozos múltiples, los sistemas centrales reducen costos pero son más complicados	Relativamente bajo: se incrementa por los requerimientos de energía eléctrica.	Bajo: incrementa con la profundidad y al manejar gastos muy grandes.	Moderadamente bajo; incrementa con la profundidad al requerir más unidades grandes

Tabla 1. 2 Consideraciones y Comparaciones de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción.

Atributo	Bombeo por Embolo Viajero	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Tipo Pistónj	Bombeo Electrocentrifugo	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Mecánico
Valor Salvable	Malo en el mercado libre.	Regular: Poco comercio en el mercado.	Regular: Poco para mercado compresores usados así como válvulas y mandriles.	Bueno: fácil de mover de pozo a pozo. Regular el mercado de bombas triplex.	Bueno: Puede ser movido fácilmente, Regular el mercado para bombas triplex.	Regular: Algunos equipos se pueden devolver al proveedor. Pobre en mercado abierto.	Regular/Malo: De fácil movimiento y algunos equipos usados tienen valor en el mercado	Excelente: de fácil desplazar y amplio mercado de compra para equipo usado.
Confiability	Bueno si es pozo de producción estable.	Excelente si son adecuados los suministros de gas y un volumen de almacenamiento de presión bajo, adecuado para el gas de inyección. El sistema debe diseñarse para fluctuantes proporciones de flujo de gas.	Excelente si el sistema de compresión esta apropiadamente diseñado y si se le da mantenimiento.	Bueno: Con tamaño apropiado de la tobera y garganta a condiciones de operación. Deberá evitar operar en el rango de cavitación de la bomba Más problemas si las presiones son por arriba de los 4000 psi.	Bueno con un sistema correctamente diseñado de operación. Los problemas de pozo cambian las condiciones reduciendo la confiabilidad del bombeo.	Varia: Excelente para casos ideales de producción. Pobre para áreas con problemas. Operación muy sensible en altas temperaturas y al mal funcionamiento eléctrico.	Bueno: Normalmente por encima del bombeo mecánico, pero la carencia de experiencia disminuye el tiempo de operación.	Excelente Eficiencia del tiempo de operación >95% si se tienen buenas prácticas de operación y si se controlan los problemas de corrosión, asfáltenos, parafinas, sólidos, etc.
Costos de Operación	Usualmente muy bajo.	Igual que el bombeo neumático continuo.	Costos bajos para equipo de fondo. Variado para el compresor dependiendo de los costos por mantenimiento y combustible.	Altos costos de operación debido a la potencia requerida. Bajos costos por mantenimiento de la bomba.	Frecuentemente superior que las de bombeo mecánico. La corta vida de operación aumenta los costos de operación totales.	Varia: Si los requerimientos de potencia son altos el suministro de energía se incrementa. Costos por reparación son altos.	Potencialmente e baja, pero corta en la vida del estator que frecuentemente falla.	Muy bajo: Para pozos someros a medios (<7500 ft) con baja producción (<400 BFPD)
Miscelánea de Problemas	El mayor problema se presenta cuando el embolo se cuelga o se pega.	Pobre desempeño, aun manteniendo firme el flujo de gas causa a menudo problemas de operación.	Se requiere de un compresor altamente confiable trabajando continuamente. Se debe deshidratar el gas para evitar que se congele.	Mayor tolerancia para manejo de sólidos en el fluido de potencia a 200 ppm con partículas de 25 micras. Se puede adicionar diluyentes.	Requiere control de sólidos. Es necesario que se tenga un máximo de 15 ppm de partículas a 15 micras para evitar el uso excesivo.	Requiere un sistema de suministro de energía eléctrica confiable. El método es sensible a los cambios de producción.	Es limitado el servicio para algunas aéreas. Por ser nuevo el método, la experiencia y el conocimiento de campo es limitante.	Un riesgo potencial es el derrame del material de la caja. Cuando se tegan residuos tóxicos, llenar los contenedores para no contaminar.

Tabla 1-2 (Continuación)- Consideraciones y Comparaciones de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción.

Atributo	<p>Bombeo por Embolo Viajero</p> <p>Un alto RGL se puede utilizar para extender la vida de flujo o mejorar la eficiencia.</p>	<p>Bombeo Neumático Intermite</p> <p>Es predeterminado para una presión de fondo en pozos que operaban con bombeo neumático continuo. Usado en <1% de pozos de E.U.A.</p>	<p>Bombeo Neumático Continuo</p> <p>Bueno: Flexible para altos gastos de producción en pozos con alta presión de fondo. La mayoría como pozos fluyentes.</p>	<p>Bombeo Hidráulico Tipo Jet</p> <p>Bueno para pozos con volúmenes superiores que requieren un funcionamiento flexible. El sistema tolera un rango alto de profundidad, temperatura, fluidos corrosivos, alta RGA y producción significativa de arena.</p>	<p>Bombeo Hidráulico Tipo Pistón</p> <p>El rango de operación es flexible, conveniente para altos gastos, altas profundidades, volúmenes y temperaturas así como para pozos desviados.</p>	<p>Bombeo Electrocentrífugo</p> <p>Excelente para altos gastos de producción. La mejor aplicación en pozos <300 °F y >1000 bpd. Muy usual para alto porcentaje de agua.</p>	<p>Bombeo de Cavidades Progresiva</p> <p>Limitado a pozos con poca profundidad a bajos gastos.</p>	<p>Bombeo Mecánico</p> <p>Excelente: Usado en aproximadamente el 85% de la producción artificial de E.U.A. Es el método estándar de producción artificial.</p>	<p>Sistema (Total)</p> <p>Su diseño, instalación y operación es simple para pozo individual o un sistema de pozos. Requiere ajustes y mantenimiento del embolo.</p>
<p>Uso/Panorama</p>	<p>Seguir las especificaciones API y las recomendaciones prácticas para el diseño, instalación y operación. Cada pozo es un sistema individual.</p>	<p>Simple de instalar y operar. Limites probados de diseño, instalación y especificaciones de operación. Cada pozo es un sistema individual.</p>	<p>Regularmente simple para diseñar pero requiere de buenos datos. Requiere excelente prácticas de operación. Seguir las recomendaciones API en diseño, pruebas y operación. Típicamente cada pozo es un sistema individual que utiliza un sistema eléctrico común.</p>	<p>Diseño simple con el uso de computadora. La bomba se recupera fácilmente para reparar. La planta central es compleja; normalmente los resultados en la prueba y el tratamiento son problemáticos.</p>	<p>Bombeo Neumático Continuo</p> <p>Se requiere para toda la vida del sistema un suministro adecuado de gas limpio, seco, alta presión, no corrosivo. Beneficia la compresión baja. Se requiere de datos confiables para el diseño y espaciamiento de las válvulas.</p>	<p>Programas de cómputo disponibles para su diseño, procedimiento de operaciones básicas para la bomba de fondo. Los equipos de fondo son fácilmente recuperables o reemplazables.</p>	<p>Diseño simple para el uso de computadora. La bomba se recupera fácilmente para reparar. La planta central es compleja; normalmente los resultados en la prueba y el tratamiento son problemáticos.</p>	<p>Programas de cómputo disponibles para su diseño, procedimiento de operaciones básicas para la bomba de fondo. Los equipos de fondo son fácilmente recuperables o reemplazables.</p>	<p>Programas de cómputo disponibles para su diseño, procedimiento de operaciones básicas para la bomba de fondo. Los equipos de fondo son fácilmente recuperables o reemplazables.</p>

Tabla 1-2 (Continuación)- Consideraciones y Comparaciones de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción.

Atributo	Bombeo por Embolo Viajero	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electrocéntrico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Mecánico
Capacidad de Succión	Bueno: Con presión de succión <150 psi a 10000 ft. Para bajo gasto, y alta RGL.	Presión de succión >250 psi factible para 10000 ft.	Pobre: Restringido por el gradiente del líquido a levantar. Comúnmente un gasto moderado está limitado al punto de inyección de aproximadamente 100 psi/1000 ft más la contrapresión de la cabeza.	Pobre/ Regular: >350 psi a 5000 ft con baja RGL. Objetivo típico de diseño es 25% de sumersión.	Regular: Presión de succión >100 psi usualmente resulta en frecuentes reparaciones de la bomba. Se reduce la eficiencia por la presencia de gas libre.	Regular si existe un poco de gas libre Presión de succión >250 psi. Pobre si la bomba debe manejar > 5% de gas libre.	Bueno a <100 psi se provee de un adecuado desplazamiento y descarga del gas.	Excelente: Factible a <25 psi para proveer desplazamiento y venteo de gas. Típicamente sobre los 50 a 100 psi.
Límites de Profundidad	Típicamente >10000 ft.	Usualmente limitado por el regreso del bache, pocos pozos a >10000 ft.	Controlado por la presión y el gasto de inyección del sistema. Típicamente para 1000 bpd con T.P. nominal de 2.5 pg., 1440 psi y RGL de 1000 a una profundidad de inyección de 10000	Excelente: Limitada por la presión del fluido de potencia a 5000 psi. Profundidad practica 20000 ft.	Excelente: Limitado por la fuerza del fluido de potencia (5000 psi).	Únicamente limitado por la potencia del motor y la temperatura. Profundidad practica puede ser 3000 a 3500 m.	Pobre: Limitado relativamente por la poca profundidad que maneja (5000 ft).	Bueno: La estructura de la varillas pueden limitar el gasto a una profundidad. Efectivamente alrededor de 500 bpd a 7000 ft y 150 bpd a 15000 ft.
Límites de la Tubería de Revestimiento	La T.R. apropiada para baja producción	Tamaños pequeños de T.R. (4.5 y 5.5 pg.) aunque no es un problema relativo para una producción baja.	T.R. de 4.5 a 5.5 con tubería de producción de 2 pg. nominal, normalmente limita el gasto a <1000 bpd. Para gastos >5000 bpd usar T.R. de 7 pg. y T.P. 3.5 pg.	El tamaño de la T.R. limita el gasto de producción. Grandes T.R. serían requeridas si la terminación es doble.	Requiere de T.R. grandes para sistemas duales. T.R. pequeñas (4.5 y 5.5 pg.) puede resultar en una pérdida excesiva por fricción limitando los gastos de producción.	El tamaño limita utilizar motores y bombas más grandes. Evitar T.R. menores a 4.5 pg.	Normalmente no hay problema para T.R. mayores a 4.5 pg. pero la separación del gas puede ser una limitante.	Los problemas están asociados a pozos con alto gasto donde se requieren bombas de gran tamaño. T.R. pequeños (4.5 a 5.5 pg.) podrían limitar la separación del gas.

Tabla 1. 3 Consideraciones para una Operación Normal.

Atributo	Bombeo por Embolo Viajero	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electrocentrí-fugo	Bombeo de Cavidades Progresiva	Bombeo Mecánico
Flexibilidad en el Primer Movimiento	Normalmente no se requiere nada.	Igual que el bombeo neumático continuo	Bueno: Maquinas, turbinas o motores pueden usarse para el compresor.	Excelente Motor primario puede ser eléctrico, gas o diesel con máquinas de combustión interna.	Excelente: El motor primario puede ser eléctrico, gas o diesel.	Regular: Requiere de una buena fuente de energía sin picos o interruptores de voltaje.	Bueno: Las máquinas o motores son usados.	Bueno: Maquinas o motores pueden ser usados fácilmente (los motores son más confiables y flexibles).
Causa de Problemas	Bueno	Igual que el bombeo neumático continuo	Bueno: Perfil bajo. Deben tomarse precauciones para las líneas de alta presión.	Regular/Bueno: Equipo en la cabeza de pozo tiene bajo perfil. Requiere tratamiento superficial y equipo de alta presión de bombeo.	Regular /Bueno: Bajo perfil en la cabeza del pozo. Requiere tratamiento superficial y equipo de bombeo de alta presión.	Bueno: El perfil es bajo pero requiere de transformadores. Los transformadores pueden causar problemas en aéreas urbanas.	Bueno: Bajo perfil en equipo superficial.	Existen unidades de bajo perfil para aéreas pobladas.
Nivel de Ruido	Bajo	Igual que el bombeo neumático continuo	Bajo ruido en el pozo pero ruidoso en el compresor.	Bueno: Bajo ruido en el pozo, moderado en sonido y bombas y motores.	Bueno: Ruido bajo en el pozo. La unidad de potencia puede provocar ruido el cual es fácil eliminarlo.	Excelente: Bajo ruido si se cuenta con electrificación en la localidad.	Bueno: En superficie proporciona el único ruido.	Regular: Moderadamente alto para aéreas urbanas.

Tabla 1-3 (Continuación) Consideraciones para una Operación Normal.

Atributo	Bombeo por Emboleo Viajero	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Mecánico
Tiempo del ciclo y aplicación controlada del encendido y apagado del bombeo	El tiempo del ciclo es necesario para una eficiente operación. El apagar el bombeo no es aplicable.	Pobre: Los ciclos deben ser periódicos y ajustados. Es labor intensiva.	No es aplicable.	Pobre: No parece aplicable a ninguno debido a que requiere una alta presión de succión para su encendido.	Pobre: Posible pero normalmente no usado. Algunos son usualmente controlados por un control de desplazamiento, pero no se controla el desplazamiento en la bomba.	Pobre: Inicio suave y se recomienda mejorar los sellos protectores.	Pobre: Evitar la interrupción en producción de fluido de alta viscosidad y con contenido de arena.	Excelente: El pozo puede ser bombeado o suspendido.
Pruebas	Pruebas de simples pozo con pocos problemas.	Pobre : Las pruebas de pozo son complicadas por el volumen de gas inyectado. Ambas mediciones: entrada y salida del flujo de gas son el problema. La intermitencia puede causar problemas de operación.	Regular: Las pruebas del pozo se complican por la relación volumen/gasto de inyección. Se tienen comúnmente errores en las mediciones.	Regular: Pruebas de pozos en forma individual, presentan pocos problemas. Las pruebas de tercera etapa pueden ajustar el paso del gasto.	Regular: Pruebas de pozos de forma individual, presentan pocos problemas. Pruebas de pozo con un sistema central y complejo, requiere de una exacta medición de la fuerza del fluido de potencia.	Bueno: Simple y con pocos problemas. Pozos con alta productividad y corte de agua requiere separadores de agua.	Bueno: Pruebas de pozo fácil y con pocos problemas.	Bueno: Las pruebas del pozo son sencillas y para algún tipo de problema se utiliza equipo y procedimientos estándar.
Monitoreo	Bueno: Depende de buenas pruebas y graficas de presión del pozo.	Regular: Complicado por el estado de las válvulas y el resbalamiento del líquido.	Bueno/Excelente: Puede ser analizado fácilmente. Se obtiene fácilmente registros de producción. Optimización y control por computadora.	Igual que el bombeo hidráulico Reciprocante.	Bueno/Regular: El desempeño de la bomba de fondo puede ser analizado desde la superficie con el gasto, presión del fluido de potencia.	Regular: Se requiere chequeo eléctrico con equipo especial.	Regular: Basado en análisis de producción y de un nivel de fluido. No se pueden utilizar cartas dinamo métri cas.	Excelente: Puede ser fácilmente analizable en base a pruebas de pozo, niveles de fluido, etc.

Tabla 1-3 (Continuación) Consideraciones para una Operación Normal.

Atributo	Bombeo por Embolo Viajero	Bombeo Neumático Intermitente	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Pistón	Bombeo Electrocéntrico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Mecánico
Habilidad del manejo del gas	Excelente	Igual que el bombeo neumático continuo.	Excelente: El gas producido reduce la necesidad de inyectar gas.	Similar al bombeo hidráulico recíprocante. El gas reduce la eficiencia pero aumenta la producción.	Bueno/Regular: Bombas concéntricas o paralelas permiten el venteo del gas con un separador en el fondo.	Pobre: Se debe procurar que no más del 5% de gas libre pase por la bomba.	Pobre: Si debe bombear fluidos con presencias de gas libre.	Bueno: Si se puede ventear y usarse el gas natural apropiadamente con el diseño de las bombas. Pobre si debe manejar > 50% de gas libre.
Doble aplicación	No se conocen instalaciones.	Igual que el bombeo neumático continuo.	Regular: Terminaciones dobles comunes pero complicadas e ineficientes. Factibles 2 x 2 pg. en T.R de 7 pg.	A excepción de algunas bombas recíprocantes pueden posibilitar un alto manejo de RGL pero se reduce la eficiencia.	Regular: Aplicaciones de tres tuberías no venteando el gas, han sido hechas con completo aislamiento de producción y fluido de potencia.	No se tiene experiencia.	No se conocen instalaciones.	Regular: Factibilidad en paralelo de 2 x 2 pg. en T.R. de 7 pg. En T.R. de 5.5 pg. no favorable se incrementan los problemas mecánicos.
Pozos inclinados/Desviados	Excelente	Igual que el bombeo neumático continuo.	Excelente: Pocos problemas con la línea de acero hasta 70° de desviación para la recuperación de válvulas.	Excelente: Bomba de fondo pueden pasar a través de desviaciones arriba de 24° / 1000 ft en T.P.	Excelente: El funcionamiento es bueno en pozos horizontales. La bomba libre se recupera sin sacar la tubería.	Bueno: Pocos problemas, la experiencia está limitada en pozos horizontales.	Pobre/Regular: La carga incrementa y contrae problemas mecánicos.	Regular: Problemas de desgaste al incrementar la carga.
Corrosión/ Capacidad de inhibición	Regular: Normalmente la producción debe ser intermitten al tratamiento por corrosión.	Igual que el bombeo neumático continuo.	Bueno: Factibilidad para inyectar inhibidores a través del gas. Debe seguirse un procedimiento para evitar que se corra la línea del gas.	Bueno/Excelente: El inhibidor se mezcla con el fluido de potencia y el fluido producido a la entrada de la garganta de la bomba jet.	Bueno/Excelente: Se usan inhibidores en el fluido de potencia que se mezclan con los fluidos producidos.	Regular: Los tratamientos inhibidores se realizan solo a la entrada de la bomba o cuando se utiliza camisa.	Bueno: Tratamiento inhibidor por el espacio anular es bueno.	Bueno a Excelente: Frecuentemente se usan tratamientos inhibidores en el espacio anular para el control de corrosión e incrustaciones.

Tabla 1. 4 Consideraciones de la Producción artificial.

Atributo	Bombeo por Embolo Viajero	Bombeo Neumático Intermite	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Mecánico
Capacidad para Manejar Sólidos	La arena puede adherirse al embolo, sin embargo, el embolo limpia la T.P.	Regular: Los sólidos puede causar problemas en válvulas estándar.	Excelente: El límite es la fluencia y los problemas en superficie. Típicamente el límite es de 0.1%	Regular/Bueno: Opera con un 3% de arena en el fluido producido y puede tolerar en el fluido de potencia 200 ppm de partículas con tamaño de 25 micrones.	Pobre: Necesita menos de 10 ppm de sólidos en el fluido de potencia para una buena eficiencia del sistema. Para incrustaciones de sal se inyecta agua dulce.	Pobre: Requiere <200 ppm de sólidos. Existe equipo resistente a la abrasión a altos costos.	Excelente: Puede manejar arriba del 50% de arena y aceite de alta viscosidad (>200 cp)	Pobre/Regular: Para aceite de baja viscosidad < 10 cp. Mejora el desempeño para casos de alta viscosidad >200 cp.
Terminaciones Reducidas	Bueno: Solo se debe tener información adecuada de la cantidad de gas.	Igual que el bombeo neumático continuo.	Factible pero puede ser un poco problemático o ineficiente.	Igual que el bombeo hidráulico recíprocante.	Posible pero tendría altas pérdidas por fricción o problemas de gas. Es conveniente para bajos gastos y bajo RGI	No existe experiencia menor a T.R. de 5 pg.	Es posible si se tiene gasto bajo, baja RGA y poca profundidad, sin embargo, no se conocen instalaciones.	Factible para gastos < 100 bpd y RGA < 250 pcb usualmente utilizable tubería de producción nominal de 1.5 pg.
Capacidad para el Manejo de Parafinas	Excelente: En el viaje del embolo, remueve pequeños depósitos de parafinas.	Igual que el bombeo neumático continuo.	Bueno: Se puede utilizar herramientas mecánicas para su corte. La inyección del gas puede agravar el problema existente.	Igual que el bombeo hidráulico recíprocante.	Bueno/Excelente: Circulación de agua o aceite caliente a través de la bomba minimizando la deposición. Es posible usar inhibidores.	Regular: Es posible utilizar tratamientos de agua o aceite caliente, cortes mecánicos e inhibidores.	Regular: La T.P. necesitaría tratamiento. Se debe destituir la bomba y circular fluidos calientes en el sistema.	Regular/ Bueno: Es posible utilizar tratamientos de agua o aceite caliente y/o usar escariadores pero incrementa los costo.
Aplicaciones Costas Afuera	Excelente: Si se tiene una correcta operación.	Pobre: En pozos donde se necesita control de arenas.	Excelente: Es el método más popular si existe disponibilidad del gas.	Bueno: Agua dulce o de mar puede usarse como fluido de potencia.	Regular: Requiere de espacio para los tanques y las bombas. El fluido de potencia puede ser agua de mar.	Bueno: Solo debe suministrarse energía eléctrica y equipo de terminación.	Pobre: Se puede hacer alguna aplicación especial afuera, sin embargo, es necesario trasladar la unidad.	Pobre: Se debe diseñar tomando en cuenta el tamaño de la unidad, peso y espacio del equipo de terminación.

Tabla 1-4 (Continuación) Consideraciones de la Producción artificial.

Atributo	Bombeo Embolo Viajero	Bombeo Neumático Intermiten	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electrocentrífugo	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Mecánico
Capacidad para Bajos Gastos	Excelente para gastos bajos de 1 a 2 bpd.	Bueno: Típicamente de 1/2 a 4 b/ciclo.	Regular: Limitado por el cabeceo y colgamiento. Comúnmente el límite inferior es de 200 bpd en T.P. de 2 pg. y 700 bpd en T.P. de 3 pg.	Regular: Menores a 200 bpd a 4000 ft.	Pobre: Típicamente va de 100 a 300 bpd desde 4000 ft a 10000 ft.	Generalmente pobre: Muy bajas eficiencias y altos costos de operación para gastos menores a 400 bpd.	Excelente: Para pozos pocos profundos producciones menores a 100 bpd.	Excelente: Es el método más común para gastos menores a 100 bpd.
Capacidad para Altos Gastos	Pobre: Limitado por el número de ciclos. Es posible obtener 200 bpd desde 10000 ft.	Pobre: Limitado por volumen cíclico. Típicamente sobre los 200 bpd a 10000 ft.	Excelente: Restringido por el tamaño de la T.P., de volumen de inyección y profundidad.	Excelente: Arriba de 1500 bpd con adecuada presión de fondo fluyendo, tamaño de T.P. y potencia.	Bueno: Típicamente 3000 bpd a 4000 ft y 1000 bpd a 10000 ft con 350 psi en el sistema.	Excelente: Limitado por la potencia requerida y por el tamaño de la T.R. En T.R. de 5.5 pg. Puede producir 4000 bpd en 4000 ft con 240 HP.	Pobre: Restringido a gastos relativamente pequeños. Posiblemente máximo 2000 bpd desde 2000 ft.	Regular: Restringido a profundidades someras utilizando bombas grandes. Máximo gasto alrededor de 4000 bpd para 1000 ft y 1000 bpd a 5000 ft.
Capacidad para Manejar Fluidos Viscosos	Normalmente no es aplicable.	Igual que el bombeo neumático continuo.	Regular: Pocos problemas para aceite con 16 °API o por debajo de 20 cp. Excelente para altos cortes de agua aun con aceite viscoso.	Bueno/Excelente: Es posible producir aceite de 800 cp. Para aceite de >24 °API y < 50cp, el agua como fluido de potencia reduce pérdidas por fricción.	Bueno: La fuerza del fluido de potencia puede ser utilizada para disminuir el resbalamiento presentado en el pozo.	Regular: Limitado a alrededor de 200 cp. Se incrementa la potencia y se reduce altura de descarga. Solución potencial es usar flujo central con 20% de agua.	Excelente: Para viscosidades altas el rotor no tiene ningún problema.	Bueno: Para fluidos menores de 200 cp y gajos de 400 bpd. Para altos gastos se requiere diluyentes para reducir la viscosidad.
Limitaciones por Temperatura	Excelente.	Igual que el bombeo neumático continuo.	Excelente: Temperatura máxima alrededor de 350 °F. Se requiere conocer la temperatura para diseñar las cargas de válvulas.	Igual que el bombeo hidráulico recíprocante.	Excelente: Sus materiales estándar resisten 300 °F, es posible operar a 500 °F con materiales especiales.	Limitado: A 250 F para equipo estándar y 250 °F con motores y cables especiales.	Regular: Limitado por los materiales del elastómero. Normalmente soportan 250 °F.	Excelente: Normalmente utilizado en operaciones térmicas (550°F)

Tabla 1-4 (Continuación) Consideraciones de la Producción artificial.

Es necesario hacer énfasis que el desempeño de las capacidades de los métodos están basados en tecnología práctica y probada. Los avances en estas técnicas de levantamiento han demostrado ser prácticos y rentables a largo plazo. Pueden ser revisados como remedio a un problema particular, o bien, los atributos actuales que poseen pueden ser usados para comparar y seleccionar el mejor método de levantamiento artificial para un nuevo pozo, además la comparación de atributos pueden ser usados para determinar si el método actual de un pozo pudo haber sido elegido incorrectamente y se puede considerar otro método como reemplazo.

Aunque hay algunos otros tipos de sistemas artificiales conocidos, su importancia es insignificante en comparación con los que acabamos de mencionar. Así, hay una multitud de opciones disponibles para un ingeniero cuando se selecciona el tipo de sistema artificial para ser utilizado. Algunos de los tipos posibles pueden ser descartados por las condiciones de campo, tales como la profundidad, la tasa de producción, las propiedades del fluido, etc. Sin embargo, en general, más de un sistema de elevación resulta ser técnicamente factible. Es entonces la responsabilidad del ingeniero de producción seleccionar el tipo de sistema que proporcionará la forma más rentable de producir el volumen de líquido deseado en el pozo determinado. Después de tomar una decisión sobre que método de elevación aplicar, un diseño completo de la instalaciones para las condiciones iniciales y futuras debe seguir.

A fin de proporcionar una comparación aproximada de los sistemas artificiales disponibles, las siguientes figuras demuestran aproximadas tasas máximas de producción de líquidos de las distintas instalaciones dadas en la función de la profundidad. La figura 1.12 muestra que los sistemas artificiales de producción capaces de producir altas tasas de líquidos son: bombeo neumático, bombeo eléctrico sumergible, y bombeo hidráulico tipo jet. Como se puede observar, el bombeo neumático (flujo continuo) permite el levantamiento de líquido a mayores cantidades para cualquier profundidad. En la figura 1.13, por otra parte, incluye sistemas artificiales para capacidad de bombeo moderada como lo son: bombeo hidráulico, bombeo de cavidades progresivas, bombeo mecánico, y bombeo por émbolo viajero. En la mayoría de los casos, la profundidad tiene un profundo impacto en el volumen de líquido producido, por lo que se puede decir que en pozos con mayor profundidad la tasa de producción se reducen.

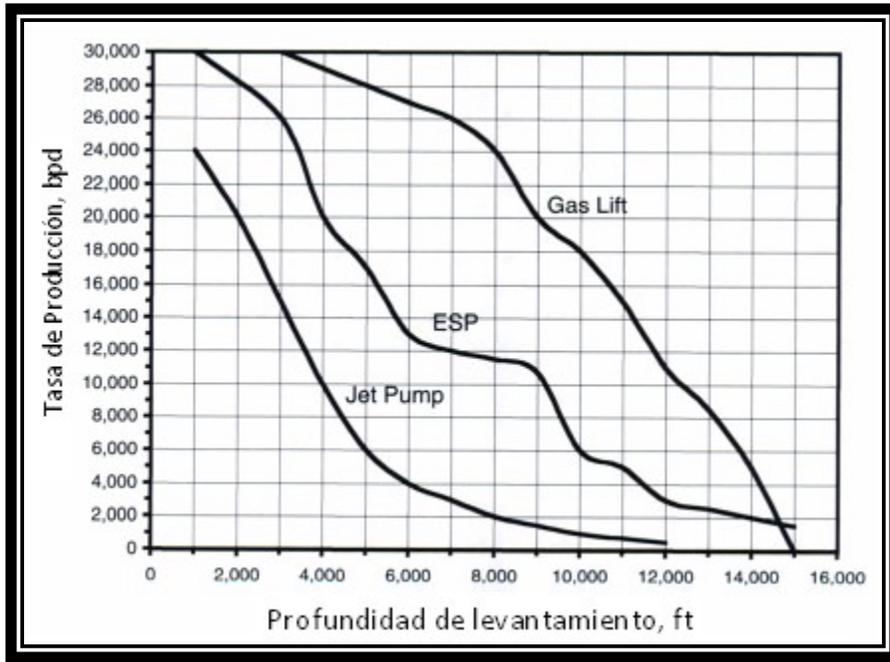


Figura 1. 12 Máxima tasa de producción Vs profundidad de levantamiento para diversos sistemas artificiales de producción de altos gastos.

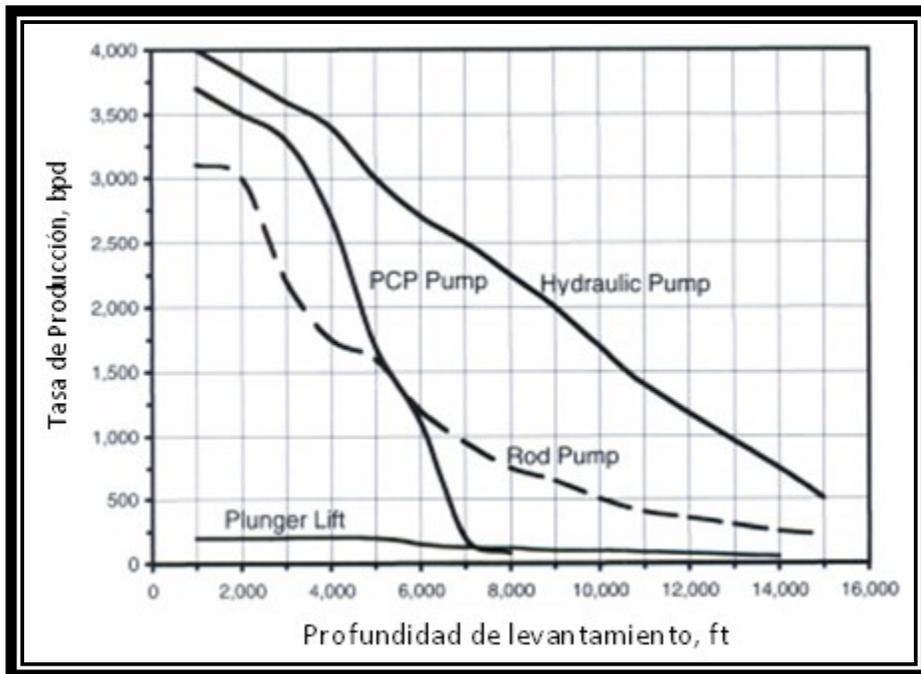


Figura 1. 13 Máxima tasa de producción Vs profundidad de levantamiento para diversos sistemas artificiales de producción de gastos moderados.

Referencias Cap.1

1. Gábor Takács, PH.D: "Sucker Rod Pumping Manual", Penn Well Corporation 1421 South Sheridan Road Tulsa, Oklahoma USA. 2003
2. Marcelo Hirschfeldt. OilProduction.net: "Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas", Version 2008 V1.
3. Gábor Takács, PH.D:"Electrical Submersible Pumps Manual", Penn Well Corporation 1421 South Sheridan Road Tulsa, Oklahoma USA. 2009
4. M.I. Lucero Aranda, Felipe de Jesús " Apuntes de sistemas artificiales de producción" Facultad de Ingeniería, UNAM, Mexico,2010
5. Larry W. Lake "Petroleum Engineering Handbook, Volume IV Production Operations Engineering", Spciety of Petroleum Engineers, U. of Texas at Austin, 2007
6. Clegg J.D., Bucaram S.M. and Hein Jr. N.W. "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods", JPT, December 1993
7. Gábor Takács, PH.D: "Gas Lift Manual", Penn Well Corporation 1421 South Sheridan Road Tulsa, Oklahoma USA. 2005.

Lista de figuras Cap. 1

Figura 1.1 Efecto de los SAP.....	4
Figura 1.2 Clasificación de los sistemas artificiales de producción.	
Figura 1.3 Componentes principales del bombeo mecánico recíprocante.....	1
Figura 1.4 Componentes principales del bombeo de cavidades progresivas.....	2
Figura 1.5 Equipo que conforma al bombeo electro-centrífugo sumergible.....	5
Figura 1.6 Equipo sub-superficial para el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón.....	4
Figura 1.7 Equipo superficial para el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón... ..	4
Figura 1.8 Componente principales de una bomba jet.....	5
Figura 1.9 Figuras representativas de los mecanismos de operación del BNC y del BNI.....	7
Figura 1.10 Ciclo de operación del BNI.....	7
Figura 1.11 Ciclo de operación del émbolo viajero.....	5
Figura 1.12 Máxima tasa de producción Vs profundidad de levantamiento para diversos sistemas artificiales de producción de altos gastos.....	7
Figura 1.13 Máxima tasa de producción Vs profundidad de levantamiento para diversos sistemas artificiales de producción de gastos moderados.....	7

Lista de Tablas Cap.1

Tabla 1-1 Rango de aplicación del Sistema de BM.....	4
Tabla 1-2 Consideraciones y Comparaciones de los Diseños de los Sistemas Artificiales de Producción.....	6
Tabla 1-3 Consideraciones para una Operación Normal.....	6
Tabla 1-4 Consideraciones de la Producción artificial.....	6

Capítulo 2 Principio de Operación del Bombeo Mecánico Reciprocante

El sistema de bombeo mecánico (BM), es el método de levantamiento artificial más antiguo y el más comúnmente utilizado en la mayoría de los pozos que se encuentran en tierra firme. Sus principales componentes operan tanto en superficie como en el fondo del pozo; la unidad de bombeo superficial, transforma el movimiento rotativo del motor primario en movimiento reciprocante a través del balancín, permitiendo a la sarta de varillas el accionar de la bomba de fondo. Cada vez que la unidad de bombeo superficial y el ensamblaje de fondo realizan este proceso reciprocante, un volumen de líquido proveniente de la formación es levantado a través de espacio anular entre la tubería de producción (TP) y la sarta de varillas de succión hacia la línea de descarga en superficie.

La tabla 2-1 muestra las principales ventajas y desventajas que presenta el sistema de bombeo mecánico convencional.

Ventajas	Desventajas
Fácil de operar para el personal.	Para darle servicio al equipo de fondo, es necesario sacar toda la sarta.
Su mecánica es relativamente simple.	Puede tener problemas a causa de la formación de sólidos como las parafinas y depósitos de sarro.
Opera bajo un amplio rango de características productivas.	Se tiene una reducción en la eficiencia volumétrica si se tiene una alta producción de gas.
La unidad superficial se puede transportar hacia otros pozos con un mínimo costo.	No aplica en pozos costa afuera ya que la unidad es de gran volumen y muy pesada.
El método es aplicable en pozos con terminaciones múltiples y de agujero reducido.	Se debe de tener cuidado en el diseño de la bomba de fondo en tuberías de revestimiento (TR) de pequeño diámetro.
Puede bombear fluidos viscosos o en altas temperaturas.	Se puede provocar severa contaminación si la caja prensaestopas falla.
La electricidad o el gas pueden ser utilizados como fuente de poder.	
Fácil de realizar tratamientos para corrosión.	
Se puede aplicar diferentes grados de automatización.	

Tabla 2. 1 Ventajas y desventajas que presenta el sistema de BM.

2.1 Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico

Los componentes individuales del sistema de BM pueden ser divididos en dos grupos: equipo superficial y de fondo. Los componentes de una instalación común son mostrados en la figura 2.1.

El equipo de fondo de pozo incluye:

- El émbolo de la bomba, es la parte móvil habitual del BM, está directamente conectado a la sarta de varillas. Contiene una válvula de bola, llamada válvula de viajera, la cual, durante el movimiento ascendente del émbolo, levanta el líquido contenido en la tubería.
- El barril de la bomba o el barril de trabajo es la parte estacionaria de la bomba de fondo. Otra válvula de bola “válvula de pie” se fija al cilindro de trabajo (actuando como una válvula de succión para la bomba), a través del cual, los líquidos entran en el cilindro de la bomba durante la carrera ascendente.
- La sarta de varillas compuestas de varillas de succión, son instaladas en el interior de la tubería del pozo y proporcionan el vínculo mecánico entre la unidad superficial y la bomba de fondo.

El equipo superficial incluye:

- El motor primario proporciona la fuerza motriz para el sistema y puede ser un motor eléctrico o de gas.
- El reductor de engranajes o caja de cambios, reduce la alta velocidad de rotación del motor primario a la velocidad requerida de bombeo y al mismo tiempo, aumenta el torque disponible en su eje de baja velocidad.
- La unidad de bombeo mecánico convencional, es una articulación mecánica que transforma el movimiento giratorio del reductor de engranes, en movimiento oscilante requerido para operar la bomba de fondo. Su elemento principal es el balancín que funciona de acuerdo al principio de una palanca mecánica.
- La varilla pulida conecta el balancín a la sarta de varillas y garantiza un sellado a boca de pozo para mantener los fluidos del pozo, en el pozo.
- El conjunto de cabezal de pozo contiene una prensaestopas que sella la varilla pulida y una camisa de bombeo para conducir los fluidos del pozo a la línea de flujo. El espacio anular TR-TP está generalmente conectado a través de una válvula de retención con la línea de flujo.

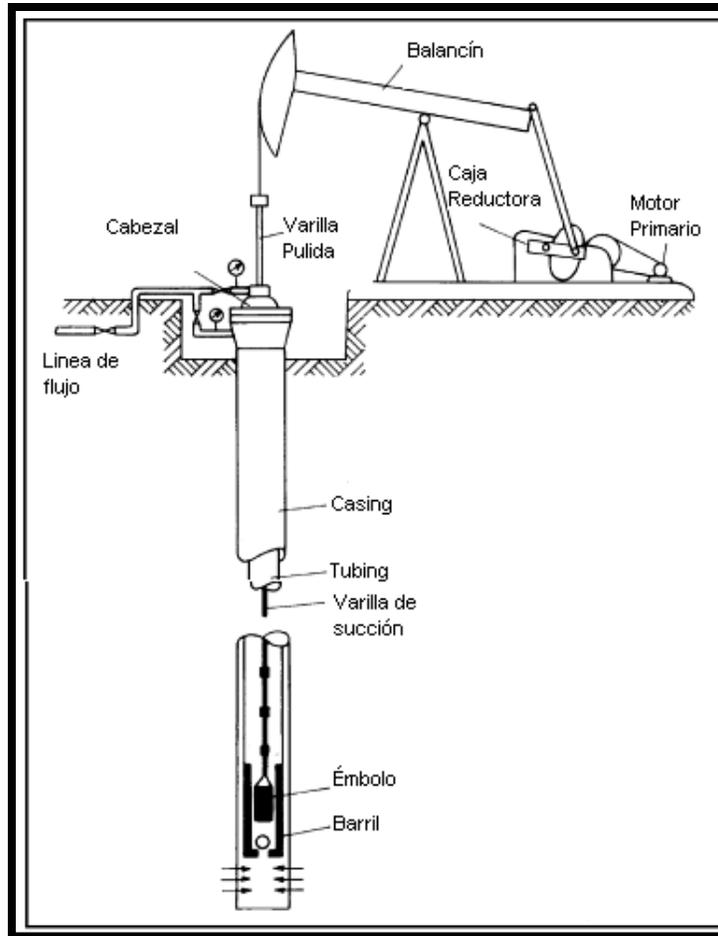


Figura 2. 1 Componentes principales del bombeo mecánico convencional.

2.2 BOMBA SUBSUPERFICIAL^{1,2,4}

Las bombas de fondo utilizadas en el BM funcionan bajo el principio de desplazamiento positivo y son del tipo pistón. Sus partes básicas son el barril de trabajo (cilindro), el émbolo (pistón) y dos válvulas de bola. La válvula colocada en el barril de trabajo actúa como una válvula de succión y es llamada válvula de pie. La otra válvula, actúa como una válvula de descarga y es llamada válvula viajera. Estas válvulas funcionan como válvulas de retención (check) y su apertura y cierre es durante el movimiento alternativo del émbolo, proporcionando un medio para desplazar los fluidos del pozo a la superficie.

1.2.1 El ciclo de bombeo

Antes de una revisión detallada de los diferentes tipos de bombas, es importante tener un conocimiento básico de operación del BM. En una configuración básica de la bomba de fondo de pozo, el barril de trabajo está conectado al extremo inferior de la TP, mientras que el émbolo se mueve directamente por la sarta de varillas; las posiciones del barril y el

émbolo, así como el funcionamiento de la válvula de pie y viajera, se muestran en su carrera ascendente y descendente en la figura 2.2. Por simplicidad de la descripción, el fluido bombeado es incompresible, es decir, se supone que es solo líquido.

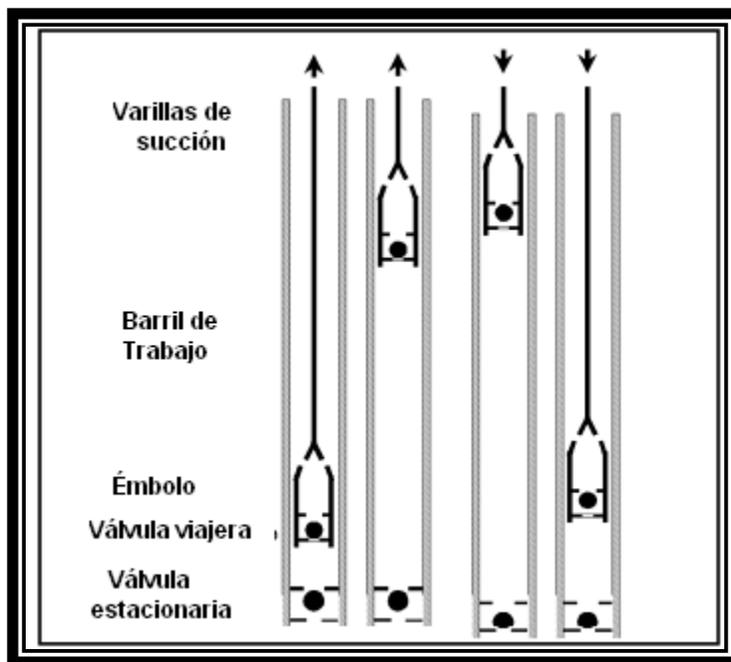


Figura 2. 2 Periodo básico de operación de una bomba.

Al inicio de la carrera ascendente, después de que el émbolo ha alcanzado su posición más baja, la válvula viajera se cierra debido a la alta presión hidrostática que ejerce el líquido contenido en la parte superior de la tubería, el movimiento ascendente del émbolo levanta este líquido hacia la superficie. Al mismo tiempo, la caída de presión en el espacio entre la válvula de pie y viajera, causa que la válvula de pie se abra. La presión del pozo impulsa al líquido de la formación a través de la válvula de pie hacia dentro del barril por debajo del émbolo. La elevación de la columna de líquido y el llenado del barril con el líquido formación continúa hasta el final de la carrera ascendente.

Después de que el émbolo ha alcanzado la cima de su carrera, la sarta de varilla comienza a moverse hacia abajo. De nuevo en su carrera descendente, la válvula viajera de inmediato se abre y se cierra la válvula estacionaria. Esta operación de las válvulas es debido a la incompresibilidad del líquido contenido en el barril. Cuando la válvula viajera se abre, el peso del líquido se transfiere del émbolo a la válvula de pie, causando que la sarta de tubería se tense. Durante la carrera descendente del émbolo, la válvula viajera se abre al tiempo que en el interior del barril está lleno de líquido de la formación. Al final de la carrera descendente, la dirección del movimiento de la sarta de varillas se invierte y

comienza un nuevo ciclo de bombeo. El peso del líquido se transfiere de nuevo al émbolo, haciendo que la sarta de varillas y la tubería vuelvan a su estado normal (sin tensión).

El ciclo de bombeo, como se describe en la figura 2.2 asume que prevalezcan condiciones ideales:

- Producción en una fase.
- El barril este completamente lleno de fluidos del pozo durante la carrera ascendente.

Si alguna de estas condiciones no se cumplen, el funcionamiento de la bomba puede verse seriamente afectado. Todos los problemas que se producen en tales situaciones, se relacionan a los cambios en la acción de las válvulas durante el ciclo. Como ya se mencionó, las dos válvulas son simples válvulas check, que se abren o se cierran de acuerdo con la relación de las presiones. Por lo tanto, las válvulas no necesariamente se abren y cierran en los dos extremos del viaje del émbolo. La longitud efectiva de la carrera del émbolo, es decir, la parte de la carrera para la elevación de los fluidos del pozo, a menudo puede ser menor que la longitud total de carrera del émbolo.

En el caso que los fluidos del pozo en el barril contengan algo de gas libre al comienzo de la carrera descendente, la válvula viajera permanecerá cerrada, siempre y cuando este gas este comprimido a una presión suficiente, para superar la presión de columna de líquido que ejerce por encima de ésta. Si una parte de la carrera es tomada por el efecto de la compresión de gas (candado de gas), por consecuencia, la longitud de la carrera del émbolo efectiva es reducida. Un problema similar ocurre con un llenado incompleto del barril de trabajo en donde el émbolo se desplaza por la cámara vacía y repentinamente golpea al encontrar el fluido (golpe de fluido). La fracción del recorrido del émbolo durante este proceso puede reducir considerablemente la longitud de la carrera disponible para el llenado del barril. Por lo tanto, la longitud de carrera del émbolo efectiva disminuye de nuevo.

Esto ocurre generalmente cuando la capacidad de la bomba es mayor que la tasa de afluencia del pozo. Por lo tanto, hay que tener en cuenta las condiciones reales del fondo del pozo para el diseño de la instalación de la bomba.

2.2.2 Tipos básicos de bomba

Las dos categorías principales de las bombas del BM son la bomba de tubería y la bomba de varilla o de inserción. Su diferencia básica radica en la forma en que se instala el barril de trabajo en el pozo.

a) Bomba de Tubería de Producción

En una bomba de tubería como se muestra en la figura 2.3, el barril de trabajo es una parte integral de la sarta de producción al estar conectada a la parte inferior. Esta construcción permite el uso de un diámetro del barril ligeramente menor al diámetro interior de la sarta. Debajo del barril de la bomba de la tubería está montado un niple de asentamiento, dentro del cual se puede asegurar la válvula de pie. Después de que el barril y la sarta de la tubería de producción están en el pozo, el émbolo con la válvula viajera se coloca sobre la sarta de varillas. La válvula de pie es asegurada al fondo del émbolo por su extractor durante la instalación. La válvula estacionaria se introduce en el niple de asiento en la que se ancla ya sea mecánicamente o por el uso de copas de fricción. Después se desacopla el extractor de válvula estacionaria y el émbolo se eleva a su posición de trabajo. La eliminación de la válvula de pie es posible con el uso de la válvula de extracción. Esto elimina la necesidad de extraer la sarta de varillas para reparar la válvula de pie.

La ventaja principal que tienen sobre otros tipos de bombas, es una mayor capacidad de bombeo al tener un barril más grande; y al ser parte integral de la tubería, puede soportar grandes cargas. Su principal desventaja está en que si la bomba falla, se debe retirar la sarta completa de producción.

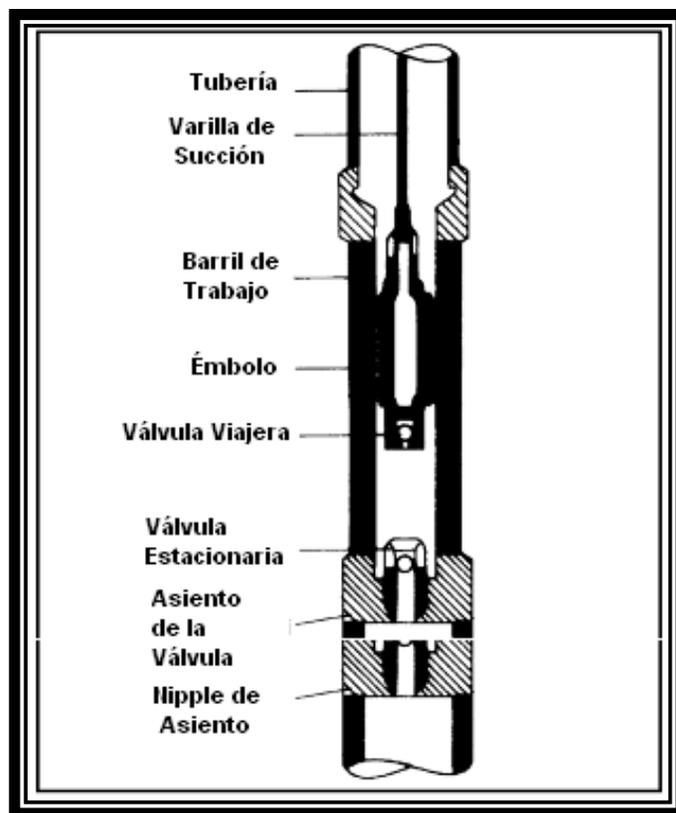


Figura 2. 3 Bomba de tubería de Producción.

b) Bomba de Varilla

La bomba de inserción o de varillas (como se muestra en la Figura 2.4), es un ensamble que va dentro del pozo, sobre la sarta de varillas. El ensamblaje contiene el barril de trabajo; el émbolo dentro del barril y las dos válvulas, la viajera y la de pie. Dicho paquete cuenta con un dispositivo de anclaje, que cierra dentro de un nipple de asiento en la base de la tubería. Sólo el nipple va con la sarta de la tubería de producción a la profundidad deseada. Estas bombas pueden ser de barril fijo o viajero y tener anclaje inferior o superior.

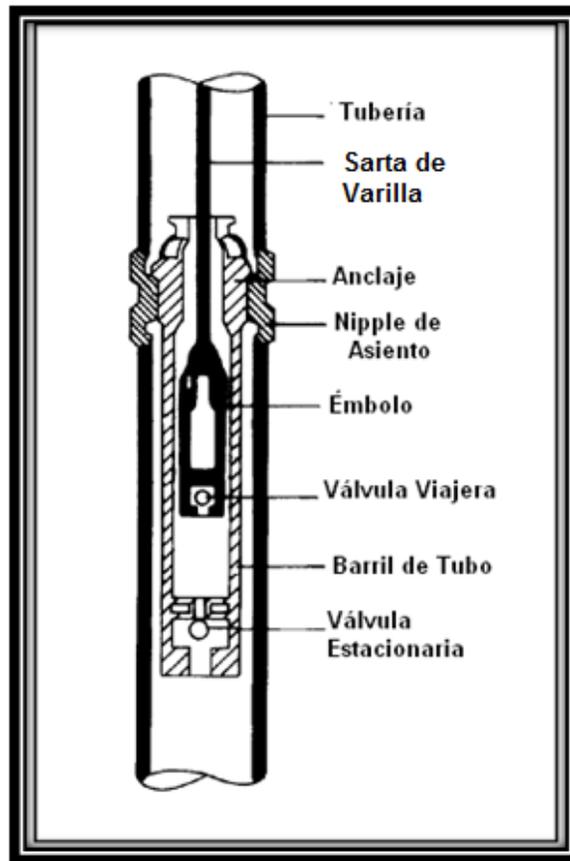


Figura 2. 4 Bomba de Varilla.

c) Bomba de Tubería de Revestimiento

La bomba casing como se muestra en la figura 2.5, es una variación de la bomba de varilla, que se utiliza en pozos sin sarta de producción. El conjunto de la bomba es asentada en un empacador, este tipo de instalación se utiliza generalmente en pozos con gran capacidad de producción, debido a que el tamaño de la bomba que se puede ejecutar, está limitado solo por el tamaño del casing.

Este tipo de bomba está compuesta por un sistema de anclaje y sello; y otro que es el paquete émbolo-barril. Al operar la bomba de revestimiento, esta produce los fluidos por

el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, reduciendo las cargas por fricción. El sistema de anclaje aísla el revestimiento arriba de la succión a fin de garantizar que los fluidos producidos pasen a través de la bomba.

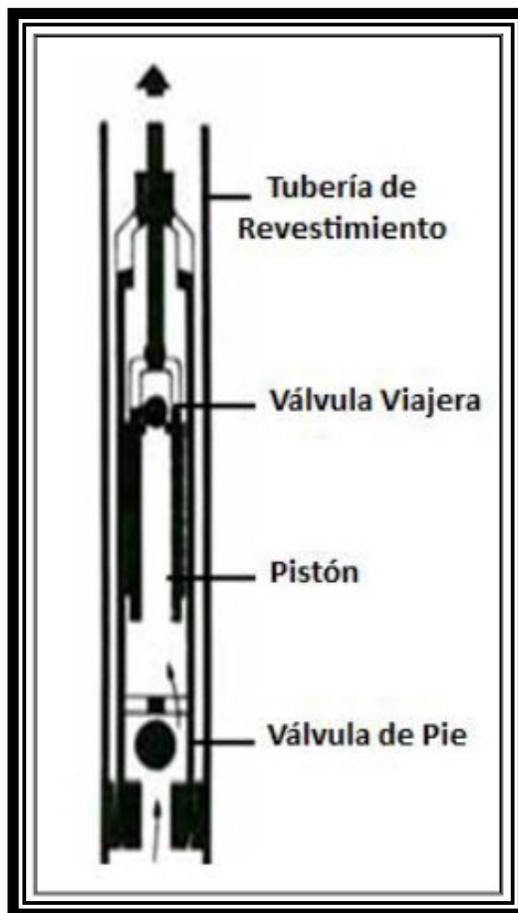


Figura 2. 5 Bomba de Tubería de Revestimiento.

La selección del tipo de bomba adecuada para ser utilizada en una instalación dada, es basada en varios factores. Como regla general, las bombas de tubería se pueden utilizar para mover grandes volúmenes de líquido en comparación con las bombas de varilla. Varios problemas de funcionamiento, tales como la producción de gas, arena, corrosión, etc., también deben ser considerados para tomar la decisión final.

2.2.3 Clasificación de las bombas API

La mayoría de las bombas para BM, utilizadas en la industria petrolera, se deben ajustar a las especificaciones del American Petroleum Institute (API). Las bombas estandarizadas se han clasificado y dado una designación de la letra por la API.

- Una explicación de estos códigos de letras son las siguientes.
- R para bombas de varilla.
 - T para las bombas de tubería
- La segunda letra representa el tipo de barril, si se trata de un barril de pared delgada o gruesa y si el émbolo es metálico o de empaque suave:
 - Émbolos metálicos

H para pared gruesa

W de pared delgada

- Émbolos de empaque

P para pared gruesa

S para pared delgada

- La tercera letra muestra la ubicación del conjunto de asiento para bombas de varilla. El conjunto de asiento o de retención (ancla) va siempre en la parte inferior de un barril viajero, otras bombas de varilla puede estar anclado en la parte superior o inferior, como se indica a continuación:
 - A elemento de retención de la parte superior (anclaje superior)
 - B elemento de retención de la parte inferior (anclaje inferior)
 - T para barril viajero, anclaje inferior

2.2.3.1 Especificación del ensamblaje de la bomba

Con el fin de especificar completamente el ensamblaje del sistema de BM, la API propuso el uso una denominación de 12 caracteres. La denominación completa contiene varios grupos que especifican las diferentes partes del ensamblaje de la bomba como se muestra en la figura 2.6. El primer grupo numérico define el tamaño de tubería nominal, suponiendo que es con la que operara la bomba. El segundo grupo es un código de tres cifras que da el diámetro interior requerido de la bomba. El tercer grupo de letras, es la designación de la API a la bomba. El siguiente grupo es un código de una letra la cual se refiere al tipo de ensamblaje del asiento (que puede ser mecánico, o un elemento de retención). El último grupo numérico de la denominación se refiere a la longitud de la bomba. Todas las mediciones se indican

en pies, el primer número da la longitud del barril, el segundo número indica la longitud del émbolo nominal, y el último da la longitud total de las extensiones de barril.

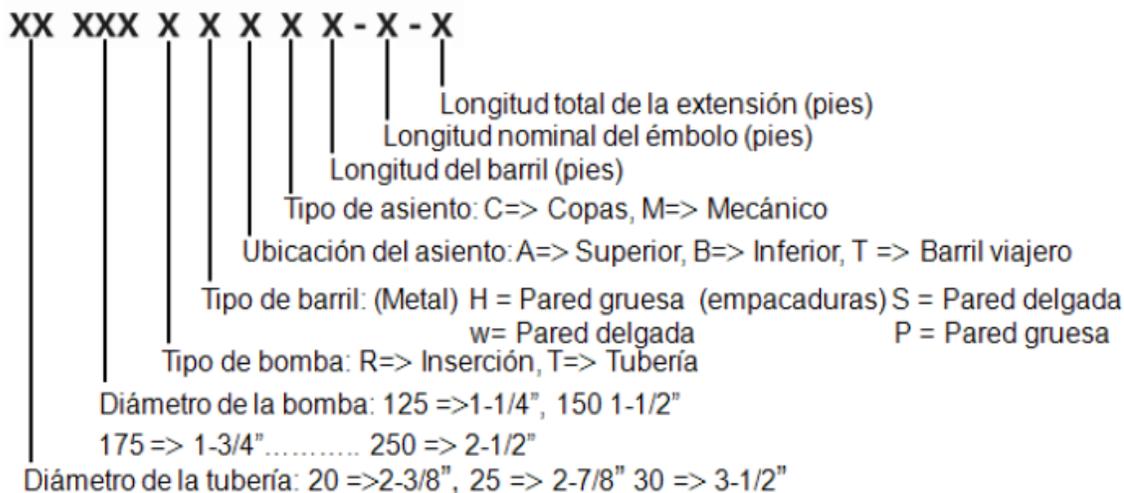


Figura 2. 6 Nomenclatura para bombas estándar según la API.

Las extensiones pueden ser añadidas a ambos extremos del barril para evitar algunos problemas operativos. Para solicitar una bomba se especifica, la información adicional requerida por el fabricante, es la especificación de los materiales para el barril y el émbolo, la forma del émbolo, material de la válvula y la longitud de cada extensión. El tamaño de la bomba son estandarizadas por el API. El tamaño base de la bomba se refiere al diámetro interior del barril. La Tabla 2-2 contiene datos sobre el tamaño disponible de la bomba. Las bombas que no son estandarizadas por la API, son de diámetros más grandes y se fabrican para su uso en los tamaños de tubería más grandes.

Tipo de Bomba	Material del Émbolo	Pared del Barril	Tipo API	Tamaño de bomba estándar para tuberías de			
				1.9"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
Varilla	Metal	Gruesa	RHA	-	1 1/4"	1 1/2"	2 1/4"
			RHB	-	1 1/4"	1 3/4"	2 1/4"
			RHT	-	1 1/4"	1 1/2"	2 1/2"
	Metal	Delgada	RWA	1 1/4"	1 1/4"	2"	2 1/2"
			RWB	1 1/4"	1 1/4"	2"	2 1/2"
			RWT	-	1 1/2"	2"	2 1/2"
Suave	Delgada	RSA	-	1 1/4"	2"	2 1/2"	
		RSB	-	1 1/2"	2"	2 1/2"	
		RST	-	1 1/2"	2"	2 1/2"	
Tubería	Metal	Gruesa	TH	-	1 3/4"	2 1/4"	2 3/4"
	Suave	Gruesa	TP	-	1 25/32"	2 1/4"	2 3/4"

Tabla 2. 2 Tamaños y diseños disponibles de bombas para diferentes medidas de tubería.

2.2.4 Partes estructurales de la bomba

a) Barril y émbolo. Tanto el barril y el émbolo de un sistema de BM son simples tubos, mecanizados y pulidos a tolerancias muy estrictas permitidas en su diámetro interior y exterior. El tamaño nominal de la bomba es el diámetro interior exacto del barril. El diámetro exterior del émbolo (en el caso de émbolos metálicos), difiere ligeramente del diámetro interno del barril utilizado. La forma de émbolo (es decir, la separación entre el pistón y barril), es del orden de unas pocas milésimas de pulgada. Los barriles de trabajo son de una longitud de tubo metálico (estirado en frío), mecanizado y pulido, con la pared interna pulida para permitir un movimiento suave del émbolo. El revestimiento del barril consiste en una camisa exterior que contiene una o más secciones de revestimiento con una longitud de un pie cada uno. El espesor de las paredes de los barriles y los tubos del barril es diferente para las versiones de pared gruesa y delgada. De pared gruesa por lo general es de un espesor de pared de $\frac{1}{4}$ pg.; barriles de pared delgada son aproximadamente $\frac{1}{8}$ pg. de espesor. Los barriles se fabrican en longitudes estándar de hasta 24 pies; para bombas de longitud mayor suelen estar formados por la unión de varios barriles.

Los émbolos metálicos se fabrican en diferentes versiones, con superficies exteriores lisas o ranuradas. Émbolos ranurados tienen una ventaja cuando el pozo produce con un poco de arena, u otras partículas sólidas las cuales pueden ser atrapadas en las ranuras, lo que les impide alojarse en el barril y el émbolo. Por otro lado, cuando un émbolo liso se utiliza, una partícula sólida puede viajar la longitud entera del émbolo, dañando tanto el barril y la superficie del émbolo reduciendo considerablemente tanto la eficiencia volumétrica de la bomba como la producción de líquido.

Émbolos de empaque suave constan de un mandril en el interior sobre el cual, se instalan una serie de elementos de empaque, con anillos metálicos para el desgaste, colocados en la parte superior e inferior. Los elementos de empaque pueden ser con forma de copa o anillo y están hechos de un material sintético con aumento en su dureza si el pozo es profundo. Las copas en un émbolo [figura 2.7 (a)] se expanden en la carrera ascendente para formar un sello efectivo en el barril y se contraen en la carrera descendente para moverse libremente en los fluidos del pozo. Son muy adecuados para el bombeo de crudos con poco contenido de arena. Los émbolos con empaque de anillos [figura 2.7 (b)] son menos eficaces que las copas pero su desgaste es más lento y más uniforme. En una combinación de empaques [Figura 2.7 (c)] se emplean copas y anillos para proporcionar el efecto de sellado. Tales émbolos son muy eficaces cuando existe arena de grano fino.

En pozos relativamente someros, se utilizan émbolos con empaque suave ya que son menos costosos y fáciles de reparar.

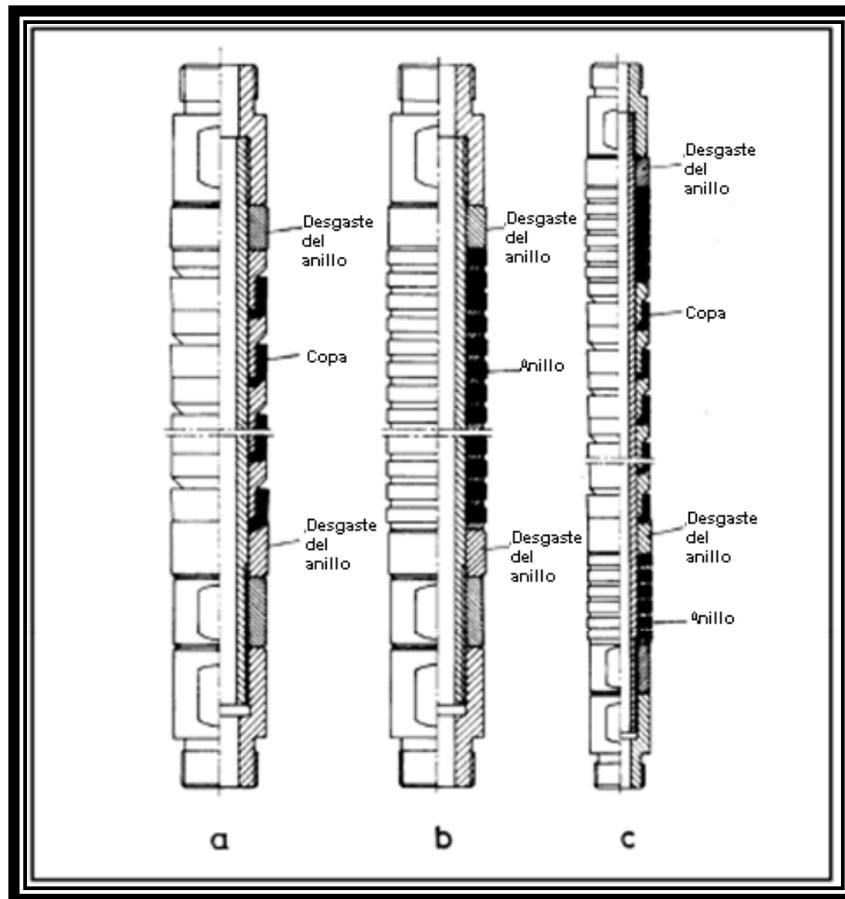


Figura 2. 7 Ilustra construcciones de émbolos con empaque suave.

b) Las válvulas. Las válvulas son consideradas como el corazón del BM, porque una eficiente operación de bombeo depende en gran medida de la acción apropiada de las válvulas viajera y estacionaria. Estos son simples válvulas de retención, y operan bajo el principio de bola y el asiento (figura 2.8). Los asientos se mecanizan, rectifican y se terminan contra corrosión y con metales resistentes a la abrasión. Las bolas de metal son terminadas con precisión y cada combinación de bola y asiento se han probado juntos para proporcionar un perfecto sellado. Una acción de sellado debe ser altamente fiable entre la bola y el asiento debido a las muy altas presiones diferenciales que se presentan a través de la válvula durante el bombeo. Pequeñas imperfecciones iniciales sobre la superficie de sellado o daños posteriores debido a la abrasión o la corrosión causan un aumento en el deslizamiento de líquido y un rápido deterioro de la acción de la válvula debido al corte de fluido. Las bolas y los asientos, están disponibles en diferentes metales. Bolas y asientos de cerámica de zirconia, por ejemplo, son químicamente inertes, totalmente resistente a la corrosión y la abrasión, y proporcionan una vida más larga que las partes de metal de la válvula.

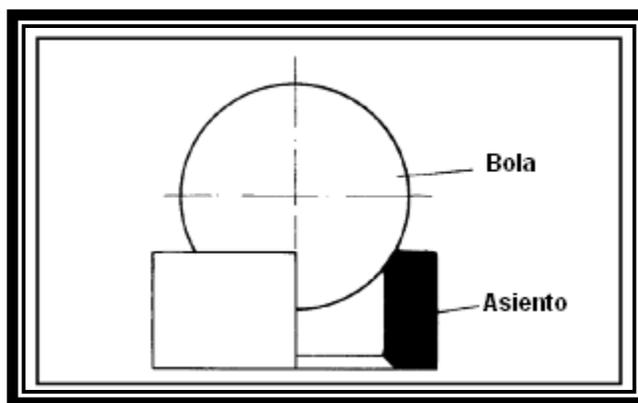


Figura 2. 8 Bola y Asiento de una válvula (viejera y estacionaria).

La válvula viajera puede colocarse ya sea por encima o por debajo del émbolo. La primera posición se recomienda en pozos productores de poco o nada de gas. Su ventaja es que el émbolo no está sosteniendo el peso de la columna de fluido, eliminando la tensión del émbolo. La colocación de la válvula por debajo del émbolo reduce el espacio muerto entre las válvulas estacionaria y viajera, una característica deseada cuando se bombea fluidos gaseosos. Las bombas con esta característica proporcionan eficiencias volumétricas favorables y son menos propensas al bloqueo por gas.

c) Elemento de retención (anclaje de la bomba). Los elementos de retención o anclajes se utilizan para fijar la parte estacionaria de una bomba de varilla (ya sea cualquiera el barril o émbolo), a la sarta de tubería. El elemento de retención se ejecuta dentro un niple de asiento previamente instalado en la tubería, donde se sujeta mecánicamente o por las fuerzas de fricción. La operación de la bomba imparte fuerzas verticales sobre el miembro estacionario del ensamblaje de la bomba, y estas fuerzas se transmiten directamente al elemento de retención. El mecanismo de anclaje tiene que resistir estas fuerzas, de lo contrario la bomba sale de su asiento y deja de producir. La otra función del elemento de retención es impedir que los fluidos del pozo fluyan de regreso desde la tubería, aislando la presión de columna de fluido con la presión de fondo.

2.2.5 Bombas especiales

La mayoría de las bombas especiales proporcionan características no disponibles en las bombas estándar y se recomiendan en pozos con problemas operativos, como por ejemplo interferencia de gas, cargas de arena o fluidos muy viscosos, etc., altos índices de producción también requieren de bombas especiales para su uso, un ejemplo, es la bomba casing.

a) Bomba de varilla con anclaje superior e inferior. Las ventajas se combinan en esta bomba, que es básicamente la bomba de varilla con barril fijo conocida, pero tiene dos anclas instaladas. Se puede designar como RHAB o RWAB, dependiendo de la pared del barril usado.

El ancla inferior es generalmente del tipo mecánico y proporciona la mayor parte de la fuerza necesaria de sujeción. El ancla superior es de tipo copa, su función principal es asegurar un sello en la parte superior de la bomba. La figura 2.9 presenta los componentes que integran una bomba de este tipo.

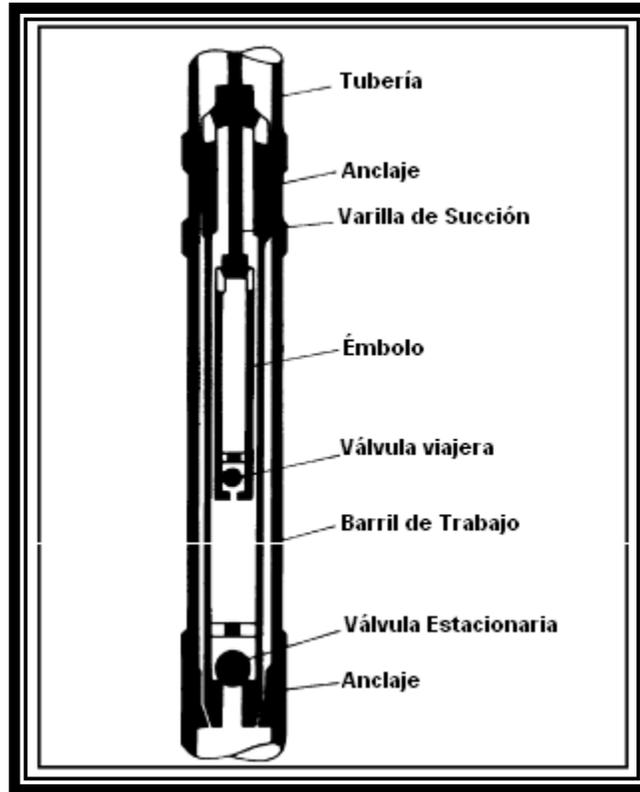


Figura 2. 9 muestra una sección transversal de una bomba de varilla con anclaje superior e inferior en la posición de carrera descendente.

Las bombas de varilla con anclaje dual son recomendadas si se va a utilizar una bomba de gran longitud ya que está asegurada un mayor apoyo al barril. El exterior del barril no se somete a la alta presión, debido al efecto de sellado del anclaje superior, impidiendo así daños al barril. Al bombear crudos con arena, el anclaje superior elimina la posibilidad que se sedimente la arena alrededor del tubo del barril deteriorando por lijado la bomba. Adicionalmente, la superficie exterior del barril está protegida contra los efectos corrosivos de los fluidos del pozo. Su principal desventaja es el costo relativamente alto debido a los dos anclajes requeridos y la necesidad de preparar una sección de tubo especial para alojar a la bomba.

b) Bombas especiales “bomba de doble etapa”. La bomba de doble etapa es semejante en operación y construcción a las bombas de tubería y de varilla; la diferencia estriba en que en el extremo superior del barril se instala una “válvula de anillo” por lo que es conceptuada una bomba especial dentro de la norma API. La válvula de anillo se ubica encima del émbolo y crea una cámara superior dentro del barril, dicha cámara sirve como

una región de presión regular ya que la válvula de anillo abrirá sólo cuando la presión en está sea mayor que la presión en la tubería, de manera que la válvula viajera opera sin las cargas establecidas por la presión dentro de la tubería de producción. Esta bomba usualmente es ensamblada utilizando válvulas círculo "A" que minimizan las restricciones de flujo; sin embargo, puede adaptarse a cualquier bomba estándar.

El arreglo aprovecha la doble acción del pistón para mejorar la capacidad de levantamiento de la bomba, incluso si se manejan elevadas fracciones de gas (ya que en estos casos la cámara superior funge de cámara de compresión evitando los problemas de "bloqueo de gas"). Este diseño ha sido utilizado en pozos con alta RGA (2,000 m³/m³) y en la producción de pozos inyectados con vapor (Figura 2.10).

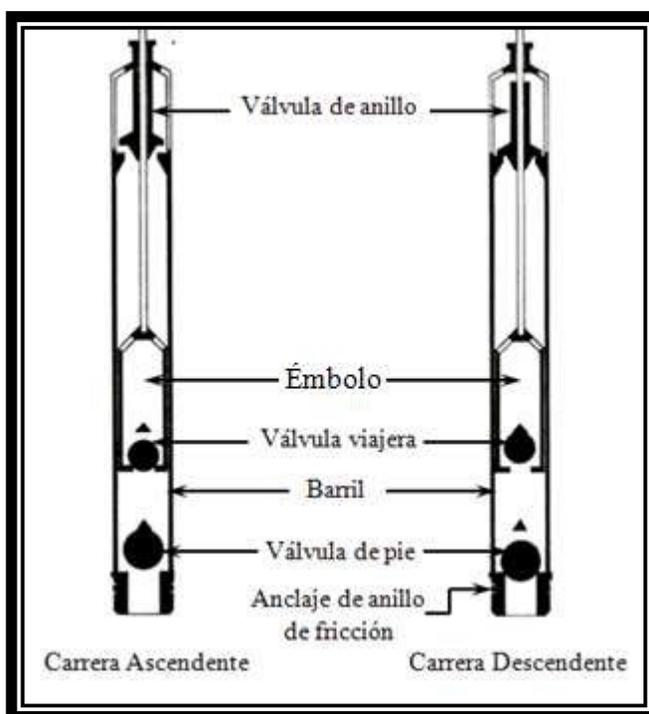


Figura 2. 10 Bomba de doble acción con válvula círculo "A".

2.2.6 Selección del tamaño de la bomba

Para una determinada profundidad de bombeo y volumen de líquido dado, existe un tamaño óptimo de la bomba, la cual si se dimensiona correctamente dará como resultado una carrera efectiva del émbolo y mantendrá una velocidad moderada de operación. Si el émbolo es demasiado largo, provocara cargas innecesariamente altas a los equipos en superficie dando como resultado una operación ineficiente. Por otro lado, si el émbolo es demasiado pequeño, las velocidades de bombeo llegan a ser demasiado altas lo cual puede resultar en cargas inerciales que generarían elevados picos de torque en los equipos de superficie propiciando su falla.

El factor básico en la selección de un tamaño adecuado de la bomba es el volumen de fluido desplazado por pulgada de cada carrera de la bomba (desplazamiento total teórico). Este desplazamiento de volumen dependerá del diámetro de la bomba.

El desplazamiento total teórico de la bomba puede ser determinada por la ecuación 2-1

$$PD = A_p (pg^2) * S_p (pg/carrera) * N(carrera/minuto) * \frac{1440 \text{ min/día}}{9702 \frac{pg^3}{bbl}}$$

$$PD = 0.1484 A_p S_p \dots\dots\dots \text{ec 2-1}$$

Donde:

PD= Desplazamiento total de la bomba (bpd)

A_p= Área de la sección transversal del émbolo (pg.²)

S_p= Carrera efectiva del émbolo (pg.)

N= Velocidad de bombeo (carrera/minuto)

La constante de bombeo “K”, para cualquier tamaño dado del émbolo se determina a partir de la ecuación 2-2

$$K = 0.1484 A_p \dots\dots\dots \text{ec 2-2}$$

Así, el desplazamiento de la bomba para un tamaño dado del émbolo y para una combinación de velocidad y carrera de bombeo dada se puede determinar con la ecuación 2-3

$$PD = K S_p N \dots\dots\dots \text{ec 2-3}$$

La tasa de producción real en la superficie, Q, puede ser menor que el desplazamiento total teórico de la bomba debido a la eficiencia volumétrica (E_v) de la bomba como se da en la ecuación 2-4.

$$E_v = Q/PD \dots\dots\dots \text{ec 2-4}$$

Las eficiencias volumétricas pueden estar sobre un amplio rango, pero comúnmente son entre 70% y 80%. Las eficiencias volumétricas se ven afectadas por el deslizamiento de la bomba y las propiedades del fluido, como el contenido de gas y las características espumantes del fluido (estas son propiedades difíciles de determinar). Una consideración importante en muchos pozos con BM es la contracción de fluido entre la bomba de fondo y la cabeza del pozo. A medida que el fluido es elevado y el gas sale de solución, hay una diferencia significativa entre el desplazamiento volumétrico de la bomba y el volumen del fluido entregado en superficie. Este efecto se denota por un factor de contracción mayor a

1.0 el cual indica que la bomba de fondo debe desplazar más fluido que el volumen entregado en superficie. Por ejemplo un factor de contracción de 1.15 significa que la bomba de fondo debe desplazar 115 barriles de fluido para entregar 100 barriles en superficie. La experiencia local en general, le dará la mejor estimación de la eficiencia volumétrica de la bomba.

2.2.7 La selección de materiales

Las partes de la bomba suelen estar disponibles en varios materiales con diferentes propiedades químicas y físicas. La selección del material adecuado para los diferentes componentes de un conjunto de bombeo debe tener una alta prioridad, ya que influye directamente en la vida útil de las bombas subsuperficiales. La elección de los materiales debe estar basada en la debida consideración de los siguientes cinco factores:

- Corrosividad de los fluidos del pozo.
- Las partículas abrasivas presentes en los fluidos del pozo.
- La resistencia mecánica requerida.
- Compatibilidad de diferentes materiales.
- Los costos totales.

La corrosión es atribuida al agua salada y/o gases corrosivos presentes en el flujo; estos gases son el ácido sulfhídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y oxígeno (O_2). Las diferentes formas de daño por corrosión, incluyen, entre otros, picaduras, es decir, pérdida de materiales locales en la superficie y la corrosión galvánica de dos piezas de metal diferentes. Otros tipos de corrosión se dan por la presencia de gases ácidos, por ejemplo, la fragilización por hidrógeno y el agrietamiento por sulfuro. Todas estas formas de corrosión dan como resultado un fallo gradual o repentino de las partes afectadas y puede reducir considerablemente la vida útil de las bombas subsuperficiales.

La abrasión está presente cuando los fluidos bombeados contienen partículas sólidas, el material básico abrasivo en las operaciones de bombeo, es la arena procedente de formaciones productivas. Como la abrasión trabaja en la superficie de las partes estructurales, se puede reducir el daño causado, endureciendo o recubriendo las superficies críticas.

Todos los materiales deben ser seleccionados por sus cualidades de resistencia a la corrosión y a la abrasión además de comprobar su resistencia mecánica. Las tensiones de trabajo en el componente de la bomba deben ser consideradas antes de una selección final. Al seleccionar los materiales para partes individuales que constituyen un ensamblaje

completo de bombeo, la compatibilidad de los metales también deben ser considerados. Los problemas de incompatibilidad pueden resultar en la electrólisis entre dos distintas piezas de metal unidas, ya que el agua salada u otros líquidos normalmente actúan como electrolitos.

Por último pero no menos importante, la selección de materiales también es una cuestión de costos. Con el fin de encontrar la solución óptima, se debe considerar, no sólo de los costes iniciales de los equipos, sino más bien, los costes totales durante un período de tiempo más largo. Para la estimación de los costos totales, la frecuencia de fallas previstas y los costos de los trabajos por reparación y mantenimiento deben ser asumidas. En conclusión, la experiencia de campo es un factor decisivo en la selección de los materiales adecuados, pero también las recomendaciones de los fabricantes deben tenerse en cuenta.

Los metales más importantes que se utilizan en algunas partes de la bomba subsuperficial se enumeran a continuación con una breve descripción de sus propiedades básicas.

- Aceros al carbón. Estos no proveen protección contra la corrosión y abrasión. Si se recubre con cromo, la resistencia a la abrasión es excelente y ofrece resistencia moderada a la abrasión.
- Aleaciones de acero. Las aleaciones son bastante regulares en su resistencia a la corrosión pero no a la abrasión. Endurecimiento o recubrimiento incrementa su resistencia a la abrasión.
- Aceros inoxidables. Por lo general no se recomiendan en los fluidos abrasivos, pero ofrece resistencia moderada a excelente a la corrosión.
- Bronce. Bronce o latón es fácilmente erosionado por las corrientes abrasivas, a menos que sean revestidas. Las diferentes aleaciones de bronce dan una moderada a alta resistencia a la corrosión.
- Metal monel. El monel es excelente para ambientes corrosivos, pero no tiene resistencia a la abrasión, a menos que sea recubierto por una superficie dura.
- Aleaciones de cobalto. Estas aleaciones tienen alta resistencia a la corrosión y a la abrasión. Se utiliza para las bolas y asientos de las válvulas y como un revestimiento para superficies de alto desgaste.
- Carburos. Carburos son excelentes contra la corrosión y la abrasión. El carburo de tungsteno se utiliza principalmente para las bolas y los asientos.
- Cerámica. Los materiales cerámicos de zirconia son extremadamente resistentes a la corrosión y la abrasión y se utilizan para los centros y los asientos.

2.2.8 Separadores de gas de fondo del pozo (anclas de gas)^{1,4,8}

La mayoría de los pozos de aceite producen algo de gas junto con la fase líquida, ya sea como gas libre o como gas disuelto. El gas que está libre reduce drásticamente la eficiencia volumétrica de la bomba, ya que impide el buen funcionamiento de las válvulas (viajera y estacionaria) durante el ciclo de bombeo. En la carrera ascendente, la apertura de la válvula estacionaria se retrasa, además, el barril se llena parcialmente con líquido, ya que el gas ocupa parte del espacio. En la carrera ascendente, la válvula viajera se mantiene cerrada por una porción de su recorrido descendente por la carga de fluido. Todos estos efectos disminuyen la longitud de la carrera efectiva del émbolo. En casos extremos, se puede desarrollar un bloqueo por gas, deteniendo por completo la acción de bombeo.

Esta es la razón por lo que la interferencia del gas es considerado uno de los mayores enemigos que enfrenta el ingeniero de producción que trabaja con BM. Hay dos principales medidas correctivas para mejorar las operaciones de bombeo; (a) la máxima cantidad de gas libre se separa en el fondo del pozo y no se le permite entrar en la bomba y (b) un tipo de bomba se selecciona para que se minimice el impacto perjudicial por los efectos de gas libre.

La fuerza de la gravedad se utiliza para separar el gas, por lo general presente en forma de pequeñas burbujas de gas en la fase líquida. Los líquidos, siendo más densos que el gas, su flujo es hacia abajo, pero el gas, debido a su menor peso, tiende a subir en los líquidos. A fin de que este proceso natural pueda tener lugar, el flujo del pozo tiene que ser conducido en un espacio con capacidad suficiente donde el líquido es dirigido hacia la bomba. El espacio anular TP-TR ofrece una manera ideal para dirigir el gas separado a la superficie.

a) Separador de Gas Natural

El ancla de gas más simple y eficiente, es el ancla natural de gas y se muestra en la Figura 2-11. Utiliza la sección inferior del espacio anular TP-TR y su característica más importante es que la bomba se ajusta a una corta distancia por debajo del nivel de las perforaciones de la TR. Los fluidos del pozo se mueven hacia abajo para entrar en la bomba, durante su recorrido, las burbujas de gas tienden a subir relativamente al líquido, con una velocidad terminal definida, que habitualmente es de aproximadamente 0.5 pie/seg en líquidos con baja viscosidad. Mientras la velocidad del líquido descendente es inferior a este valor, la velocidad del gas resultante se dirige hacia arriba, y el gas se eleva continuamente en el espacio anular por encima del nivel del líquido.

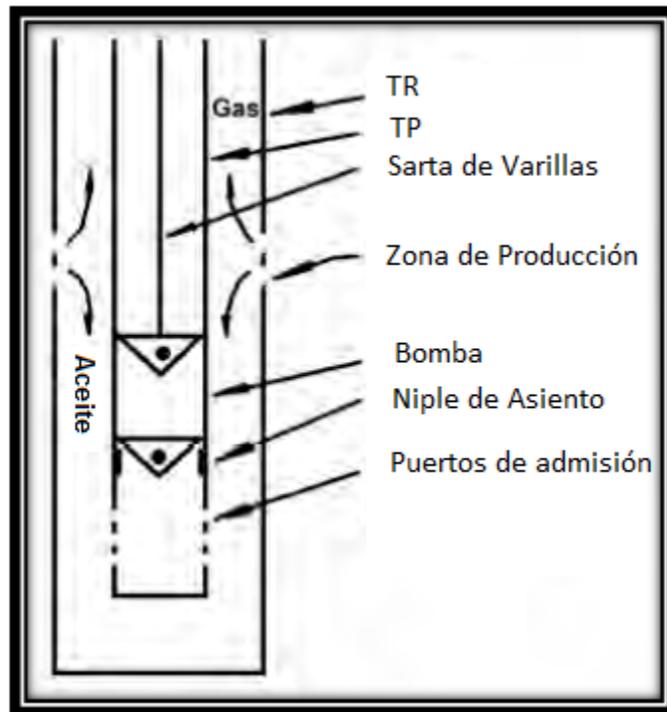


Figura 2. 11 Separador de Gas Natural.

Los requisitos para el uso de un ancla natural de gas son:

- El pozo debe ser perforado a una profundidad por debajo de la formación productiva para colocar una bomba de fondo. Esta sección inferior del pozo debe ser lo suficientemente limpia para proporcionar un funcionamiento de la bomba libre de problemas.
- El tamaño de la TR debe ser lo suficientemente grande para asegurar que la velocidad descendente del flujo de líquido no exceda la velocidad de ascenso de las burbujas de gas.
- La presión en el cabezal de la TR debe ser lo suficientemente baja para permitir que el gas separado fluya libremente a la superficie.

b) Separador de Gas tipo Empacador

Para mejorar la eficiencia de separación del gas, un ancla de gas tipo empacador se puede combinar junto a un ancla natural de gas, estos tipos de anclas se fijan por encima de un empacador y utilizan el espacio anular de la TR-TP para que el gas fluya hacia la superficie. La figura 2.12 ilustra la construcción y el funcionamiento de un separador de gas tipo empacador. Los fluidos provenientes de la formación productora se dirigen por debajo del empacador hacia un pequeño tubo de desviación "bypass" el cual se extiende sobre el

nivel del líquido en el espacio anular permitiendo que la succión de la bomba (la cual se encuentra muy por debajo del nivel del fluido), este prácticamente libre de la presencia de la fase gaseosa. En caso de que las condiciones del pozo sean cambiantes, este tipo de anclaje de gas puede necesitar modificaciones frecuentes y pueden llegar a ser poco prácticos.

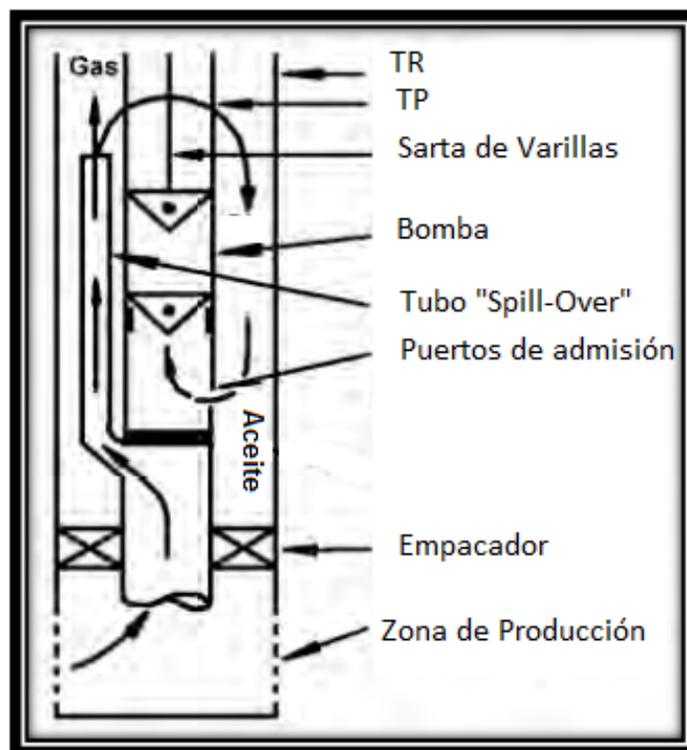


Figura 2. 12 Separador de Gas Tipo Empacador.

c) Separador de Gas tipo Niple Perforado "Poor Boy"

El menos eficiente de las anclas de gas es el de niple perforado "poor boy" (figura 2.13). Consta de un ancla de lodo, (que es un tubo conectado a la sección de tubería perforada) y un tubo de inmersión dentro del ancla de lodo. El ancla de gas se coloca inmediatamente por debajo de la bomba, el tubo de inmersión se coloca en la bomba de succión y se sumerge en los fluidos del fondo del pozo por debajo del nivel del fluido en el espacio anular. Las burbujas de gas más grandes se desplazan directamente hacia la superficie del nivel del líquido, así, la mezcla que entra en el ancla de gas a través de las puertos de admisión, sólo contiene burbujas de tamaño pequeño a medio, esta mezcla se extrae por la presión descendente de la bomba de succión en el espacio anular entre el ancla de lodo y el tubo de inmersión. Durante este recorrido descendente, las burbujas de gas, (debido a su gravedad inferior), se elevan a la parte superior del ancla donde pueden escapar hacia el espacio anular de la TR. Los líquidos que descienden en el cuerpo de

ancla, (cada vez más libres de gas), entran en la bomba a través del tubo de inmersión conteniendo una cantidad insignificante de gas libre.

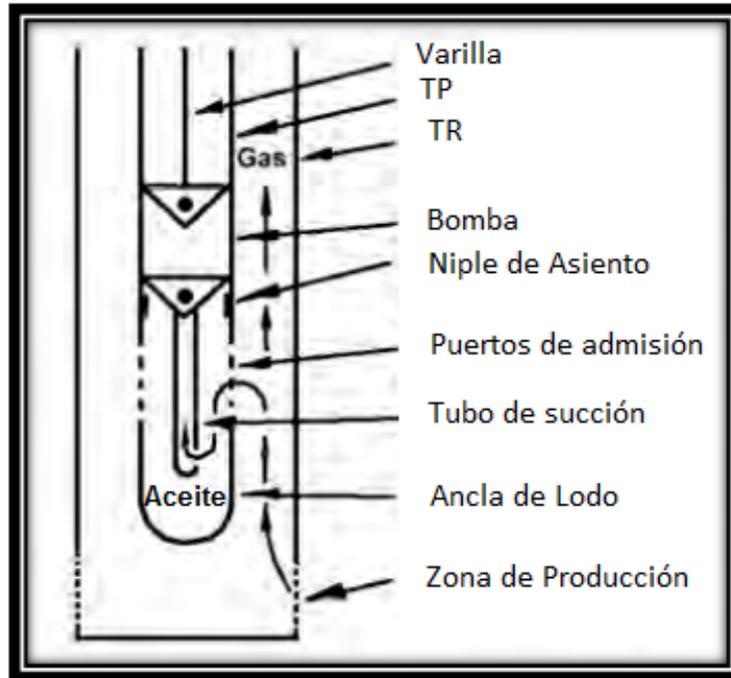


Figura 2. 13 Separador de Gas Tipo Niple Perforado.

El requisito básico para una separación de gas adecuada es, (como en el caso de cualquier separador gravitacional) que la velocidad descendente de los líquidos en el cuerpo del ancla sea inferior a la velocidad de ascenso de las burbujas de gas. El volumen de ancla debe ser lo suficientemente grande para asegurar un tiempo de retención adecuado para que la separación se produzca, una regla general es de dos veces el desplazamiento de la bomba por carrera.

c) Separador Tipo Copas

Es una mejora del diseño anterior (niple perforado), cuya diferencia principal reside en un conjunto de “copas” de metal, localizadas a lo largo de la sección perforada del tubo de barro, justo por debajo de las perforaciones (Figura 2.14). Las copas tienen la función de desviar el gas hacia el espacio anular cuando se encuentran a nivel de las perforaciones del tubo de barro.

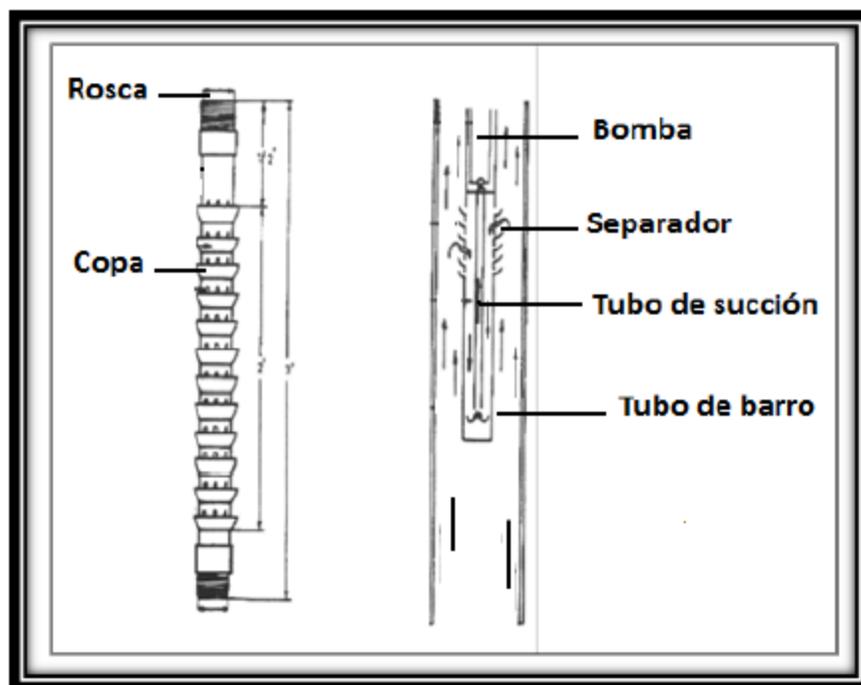


Figura 2. 14 Separador de Gas Tipo Copas.

2.3 SARTA DE VARILLAS DE SUCCIÓN^{1,2,6}

La sarta de varilla de succión es la parte más vital del sistema de bombeo, ya que proporciona el enlace entre la unidad de bombeo superficial y la bomba de subsuelo. Se trata de una peculiar pieza de equipo mecánico siendo de varios miles de pies de largo y tiene un diámetro máximo de poco más de una pulgada. El comportamiento perfecto de esta "barra esbelta" puede tener un impacto fundamental en la eficiencia de la elevación del fluido y su eventual fracaso conduce a una pérdida total de la producción. Por lo tanto, una sarta bien diseñada no sólo asegura buenas condiciones de funcionamiento, también puede reducir considerablemente el costo total de producción.

Una sarta de varillas se compone de varillas de succión individuales que están conectadas unas a otras hasta alcanzar la profundidad de bombeo requerida. Los materiales de las varillas pueden ser de diferentes tipos de aceros, en la actualidad existen diferentes diseños, por ejemplo: varillas de succión hueca, continua, flexible y de fibra de vidrio.

2.3.1 Varillas de Acero Sólido

El tipo de varilla de succión más utilizada es la varilla de acero sólido, estas tienen una longitud de 25 o 30 pies, los diámetros del cuerpo de la varilla van desde 1/2" a 1 1/8" en incrementos de 1/8".

Los extremos de las varillas de succión son forjados en caliente y posteriormente mecanizados y roscados. Cualquier conexión de pin (rosca macho) o caja (rosca hembra) se pueden utilizar, como se ilustra en la figura 2.15 ambas versiones tienen una pequeña sección cuadrada, llamada llave plana, que facilita el uso de llaves de fuerza para un ensamblado adecuado.

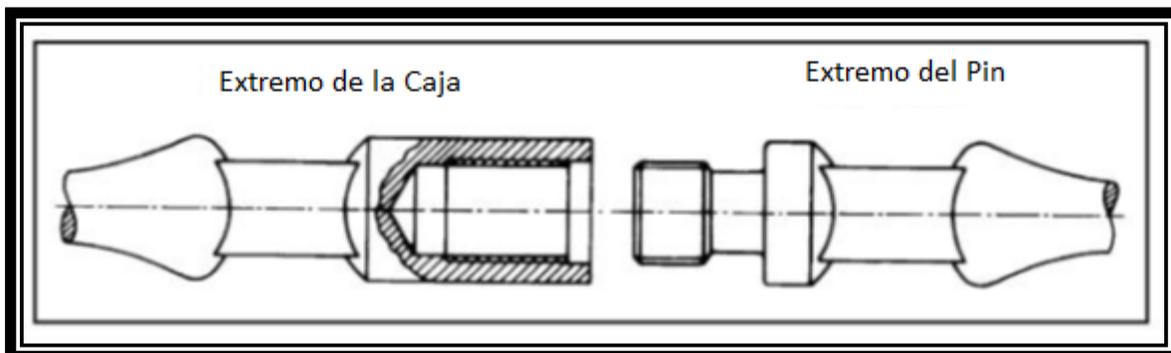


Figura 2. 15 Conexiones macho y hembra para varillas de succión.

Los datos más importantes de las varillas API se dan en la tabla 2-3 la cual enumera las áreas transversales del cuerpo de las varillas, el peso medio de las varilla e incluye los acoplamientos y las constantes elásticas para diferentes tamaños de varillas.

Tamaño de Varilla	Área Transversal	Peso en Aire	Constante Elástica
Pg	Pg ²	lb/pie	pg/(lb pie)
1/2	0.196	0.726	1.990 E-6
5/8	0.307	1.135	1.270 E-6
3/4	0.442	1.634	0.883 E-6
7/8	0.601	2.224	0.649 E-6
1	0.785	2.904	0.497 E-6
1 1/8	0.994	3.676	0.393 E-6
1 1/4	1.227	4.538	0.318 E-6

Tabla 2. 3 Datos principales a considerar para varillas de acero sólido.

2.3.1.1 Materiales de las varillas

Las varillas de succión de acero normalmente contienen más del 90% de hierro en su composición química, se añaden diversos elementos para formar una aleación, con el fin de aumentar la resistencia y dureza para combatir la corrosión y/o abrasión. Los aceros utilizados para la fabricación de las varillas caen en dos grandes categorías: aceros al carbono y de aleación. Los aceros al carbono contienen solamente carbono, manganeso, silicio, fósforo y azufre; aceros de aleación contienen otros elementos adicionales. Las composiciones y las propiedades mecánicas de los materiales de las varillas de succión estandarizadas por la API se presentan en la tabla 2-4. Las varillas grado C son las más económicas, pero limitan su aplicación en ambientes corrosivos y a cargas medias de tensión. La aleación cromo-molibdeno grado D, permite su operación bajo cargas de

tensión más altas, pero está limitado a los pozos de corrosión promedio sin presencia de H₂S. Grado K es una aleación especial de níquel-molibdeno utilizadas en pozos con fluidos ligeramente corrosivos.

Grado de la Varilla	Composición	Resistencia a la Tensión, (lb/pg ²)	
		mínima	máxima
K	AISI 46	85000	115000
C	AISI 1536	90000	115000
D	Carbono o Aleación	115000	140000

Tabla 2. 4 Propiedades mecánicas de los materiales de las varillas de succión estandarizadas por la API.

2.3.2 Varillas de Succión No API

a) Varillas de alta resistencia "Electra"

Las varillas de succión de alta resistencia "Electra" o "EL" se hacen con un proceso de fabricación, que incluye el endurecimiento por inducción de toda su longitud. Como se muestra en la figura 2.16, el núcleo de la varilla está cubierta, a lo largo de toda su longitud, por una capa externa de un espesor de aproximadamente 5-8% del diámetro de la varilla. Esta capa externa como consecuencia del tratamiento térmico por inducción, está bajo compresión extrema permanente con una esfuerzo promedio de 120000 lb/pg²., puesto que este esfuerzo está muy por encima de los más altos esfuerzos de tensión posibles impuestos en las varillas a condiciones más severas, la cubierta externa de la varilla nunca se someterá a esfuerzos de tensión. La fatiga del material se elimina principalmente porque la cubierta de la varilla está bajo compresión durante todo el ciclo de bombeo y los rangos de tensión responsables de las fallas por fatiga, se pueden ignorar; la tensión máxima permisible de trabajo de estas varillas es de 50000 lb/pg².

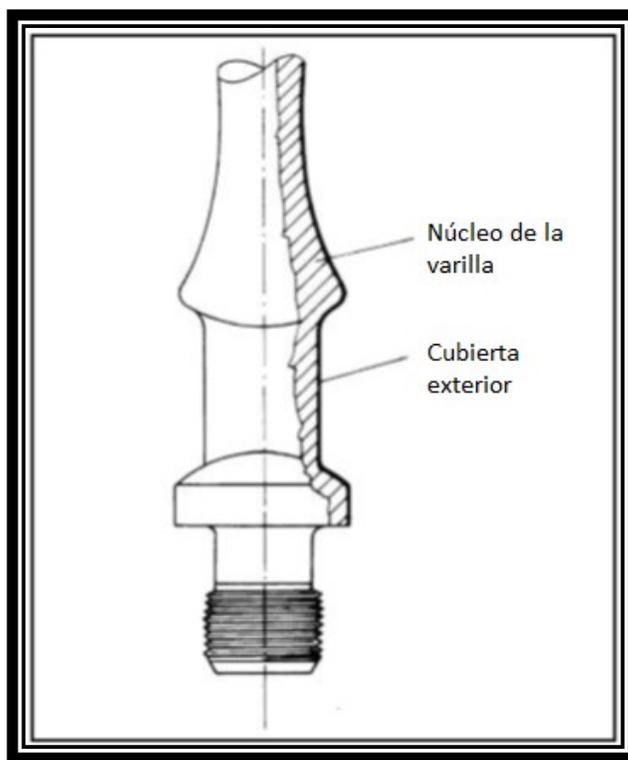


Figura 2. 16 Muestra el interior y exterior de una varilla de alta resistencia "Electra".

b) Varillas Continuas

Muchos de los problemas de fondo del bombeo mecánico están intrínsecamente asociados a la existencia de las conexiones de la sarta de varillas, ya que éstas están sometidas a severas condiciones de operación y suelen ser el eslabón débil en el sistema. Una sarta continua, (sin conexiones), elimina totalmente el uso de pines y las fallas asociadas a los acoplamientos, aumentando la vida de la sarta de varillas. Estas varillas se llaman, ya sea, varilla continua o "Corods". Las varillas continuas se hacen de los mismos materiales que las varillas sólidas y tienen una sección transversal elíptica, el rango de tamaños disponible es a partir del 11/16" a 17/16" en incrementos de 1/16", sus datos mecánicos principales figuran en la tabla 2-5.

Tamaño de la Varilla	Area Transversal	Peso en Aire	Constante Elastica
Pg	Pg ²	lb/pie	pg/(lb pie)
11/16	0.371	1.262	1.113 E-6
13/16	0.519	1.763	0.796 E-6
7/8	0.601	2.044	0.687 E-6
15/16	0.690	2.347	0.599 E-6
1	0.785	2.670	0.526 E-6
17/16	0.887	3.016	0.466 E-6

Tabla 2. 5 Datos principales a considerar para varillas Corods.

Las ventajas básicas se relacionan con el peso promedio inferior a las sargas convencionales, ya que elimina todas las conexiones (pines y acoplamientos) además cuenta con el incremento más pequeño en los tamaños disponibles, ambas características permiten a las sargas ser más ligeras reduciendo la tensión y los requisitos de torsión en superficie por lo que puede ser posible bombear grandes volúmenes. Sus limitaciones incluyen la necesidad de una plataforma especial para servicios en el pozo y para reparaciones en el campo como procedimientos de soldadura.

Otro tipo de varillas de succión continuas es la "Flexirod", que es un tipo de cable de acero especial formado por 37 hilos de acero de alta resistencia y tiene un forro exterior de nylon que proporciona resistencia a la corrosión y abrasión. El rango de tamaños de las varillas Flexirod va de 5/8" a 1" en incrementos de 1/8" y tienen menos de la mitad del peso de las varillas sólidas. Su uso requiere varias modificaciones en el sistema de bombeo; se requiere bombas especiales, así como, mantener la sarga bajo tensión durante todo el ciclo de bombeo, además se necesita una varilla pulida hueca.

c) Varillas Huecas

Las varillas de succión huecas o tubos de succión se pueden utilizar en pozos con terminaciones angostas ya que la elevación de los fluidos se da dentro de la sarga de varillas huecas, por lo que no se necesita TP. Las varillas huecas requieren configuraciones especiales en boca de pozo, como la instalación de una varilla pulida hueca y una manguera flexible conectada a la línea de flujo. En pozos con alta producción de arena, se debe solucionar esta producción de arena para evitar problemas con las varillas. En pozos con problemas de corrosión se puede resolver de manera eficiente ya que las varillas huecas permiten la inyección de inhibidores.

d) Varillas de Fibra de Vidrio

Las varillas succión de acero tienen dos desventajas inherentes cuando se utiliza en pozos profundos corrosivos; una es su gran peso y el otro es que son propensos a daños severos por corrosión. Las altas tensiones en combinación con la acción corrosiva de los fluidos del pozo, rápidamente aumentan las frecuentes fallas de las varillas, debido a estos problemas, los materiales no metálicos de bajo peso y resistentes a la corrosión tienen una aplicación potencial en la fabricación de varillas de succión.

Las varillas de succión de fibra de vidrio constan de una varilla de cuerpo plástico y dos conexiones de acero unidos a ambos extremos de la varilla. Estas conexiones (pines roscados) están estandarizados por la API (fig. 2.17) y su construcción especial permite altas fuerzas de sujeción las cuales resisten las fuerzas que tiran del cuerpo de la varilla. El cuerpo es de un material compuesto por una resina termo-endurecida de 1.5 millones de fibras de vidrio paralelas; las fibras individuales tienen una resistencia a la tensión

extremadamente alta y dependiendo de la relación resina/vidrio alcanzado durante su fabricación, las varillas finales pueden tener una resistencia a la tensión de 110000-180000 (lb/pg²). En comparación con las varillas de acero, las varillas de fibra de vidrio son aproximadamente 25% más fuertes y pesan sólo un tercio de éstas. Cuando se somete a un esfuerzo axial, se elonga alrededor de cuatro veces más que las de acero, tal estiramiento excesivo, prohíbe el uso de una sarta completamente de fibra de vidrio, por lo que, varillas de acero se ejecutan por debajo de las de fibra de vidrio para aumentar su peso total, pero aun así, las combinaciones habituales de varillas fibra de vidrio/acero, todavía pesan aproximadamente la mitad de una sarta completamente de acero.

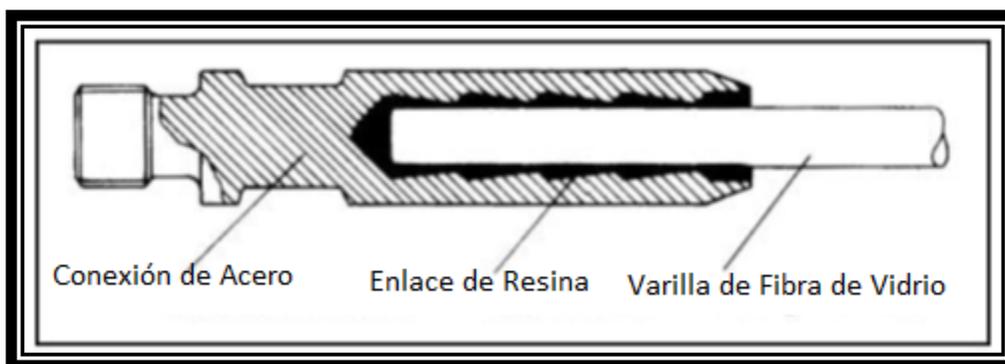


Figura 2. 17 Composición física de una varilla de fibra de vidrio.

Estas varillas se clasifican en función del diámetro del cuerpo de la varilla, el rango de operación en función de la temperatura y el grado de las conexiones en los extremos. Los tamaños nominales van desde 5/8" a 1 1/4"; las longitudes estándar son de 25, 30 y 37.5 pies. Dado que la resistencia de la varilla disminuye con el aumento de la temperatura, la seguridad de operación en función de la temperatura, deberá ser especificada por el fabricante. El valor real del módulo de elasticidad tiene un impacto directo en las propiedades elásticas disponibles para las varillas de fibra de vidrio, el rango de valores promedio van de 6.3 a 7.2 10⁶ lb/pg², en comparación con los 30 10⁶ lb/pg² de las varillas de acero. La tabla 2-6 contiene los datos básicos disponibles de las varillas de fibra de vidrio de un solo fabricante y es válido para las varillas de 37.5 pies de largo con un módulo de elasticidad de E = 6.3 10⁶ lb/pg².¹

Tamaño de Varilla	Área Transversal	Peso en Aire	Constante Elástica
Pg	Pg ²	lb/pie	pg/(lb pie)
3/4	0.442	0.48	4.308 E-6
7/8	0.601	0.64	3.168 E-6
1	0.785	0.80	2.425 E-6
1 1/4	1.227	1.29	1.552 E-6

Tabla 2. 6 Datos principales a considerar para varillas de fibra de vidrio de 37.5 pies.

La ventaja más importante que se tiene en el uso de las varillas de fibra de vidrio, es que las tasas de producción se pueden incrementar mediante la ejecución de una sección de

varilla de acero pesada por debajo de las varillas de fibra de vidrio ya que si existe una mayor elongación, la carrera de la bomba de fondo aumenta. Este efecto se maximiza si la bomba es operada con una velocidad de bombeo cerca a la frecuencia resonante de la sarta, además de aumentar la producción, generalmente los costos de operación se reducen a causa del peso total inferior de la sarta de varillas. Como las cargas en la varilla pulida y los requisitos de energía disminuyen, se pueden utilizar unidades de bombeo superficial más pequeñas. También son más caras que varillas de acero, pero por lo general los beneficios justifican los incrementos en los costos de inversión.

2.3.3 Diseño de la Sarta de Varillas

El peso de la sarta de las varillas se distribuye a lo largo de su longitud y cualquier sección tiene que llevar al menos el peso de las varillas inferiores. Este hecho sugiere que la sarta de varilla de succión ideal sería de una disminución gradual continua desde la superficie hasta el fondo, (sarta cónica) es decir, en el diseño ideal de las secciones de la sarta sería con un diámetro cada vez mayor conforme se acerca hacia la superficie. Para bajas profundidades, la sarta de varillas se puede utilizar un único tamaño, pero en pozos profundos, inevitablemente se debe de seguir una disminución gradual en el tamaño.

Con el fin de simplificar la identificación de sartas compuestas por tamaños diferentes de varillas, una sarta cónica se designa mediante números de código estándar API. El sistema de códigos de conicidad es diferente para sartas convencionales y para sartas de tipo continuas. Para sartas convencionales, los incrementos en el tamaño de las varillas son de $1/8''$, el primer número del código se refiere al mayor tamaño de diámetro de las varillas; el segundo número se refiere al menor tamaño de varilla de la sarta; ambos se expresan en octavos de pulgada. Por ejemplo, una sarta cónica compuesta por tres diferentes tamaños de varilla $1''$, $7/8''$, y $3/4''$ se designan con el código 86 (figura 2.18). Los tamaños de varillas continuas están disponibles en incrementos de $1/16''$, su código se expresa en dieciseisavos de pulgada, omitiendo el primer número (1). Por lo tanto, una sarta formada por varillas continuas de $1''$, $15/16''$, $7/8''$ se designa como 64 ya que la varilla de mayor tamaño en la sarta es de $16/16''$, de modo que el primer número del código es un 6, y el segundo número es 4 porque la varilla de menor tamaño es de $14/16''$.

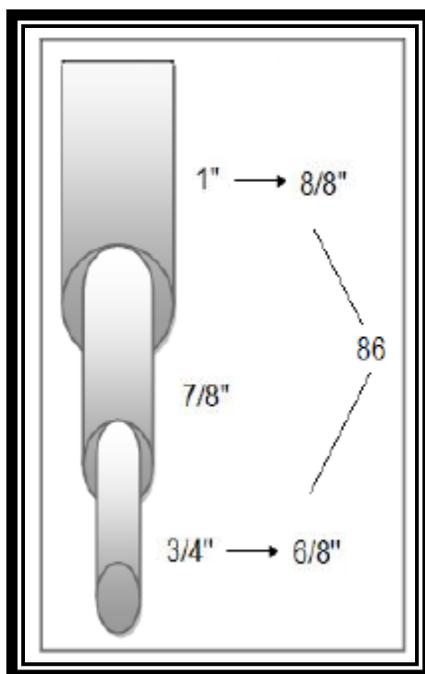


Figura 2. 18 Ejemplo del manejo de la nomenclatura para sarta de varillas convencionales.

La sarta de varillas compuesta de fibra de vidrio y de acero son generalmente designadas por un código de cuatro dígitos; el primer dígito del código proporciona el tamaño de las varillas de fibra de vidrio en octavos de pulgada, los dos dígitos siguientes representan el porcentaje de varillas de fibra de vidrio en la sarta y el último dígito se refiere al tamaño de varilla de acero en octavos de pulgada. Por ejemplo, una sarta de varillas se compone de 80% de fibra de vidrio de 1" y 20% de varillas de acero de 7/8" es designada por el código 8807.

Un diseño adecuado de la sarta de varillas, debe proporcionar durante un periodo largo de tiempo, que las operaciones de bombeo estén libres de fallas. El diseño de la sarta de varillas tiene por objeto la determinación de (a) los tamaños de varillas que se utilizaran en la sarta, (b) las longitudes de las secciones cónicas individuales y (c) el material utilizado en la varilla. Con el fin de encontrar una solución ideal, se deben realizar cálculos detallados de diseño y tener en cuenta las condiciones reales de operación. Los dos problemas básicos en el diseño de las varillas de succión son: (1) cómo calcular las cargas en las varillas ya que no son conocidas y (2) qué principio utilizar para la determinación de las longitudes con una disminución gradual, por lo tanto, uno tiene que confiar en cálculos aproximados para encontrar las probables cargas en las varillas que se producirán durante el bombeo. Para disminuir los efectos de las incertidumbres en el diseño, es habitual suponer que agua es bombeada y que el nivel de fluido está a la profundidad de colocación de la bomba. Ambos supuestos aumentan las cargas en las varillas calculadas por lo que se tendrá una mayor seguridad en el diseño.

2.3.4 Cargas en las varillas

La propiedad básica de cualquier sarta de varilla es su comportamiento elástico, el cual es responsable de la complejidad de sus operaciones. Las fuerzas que excitan la sarta en sus dos extremos (en superficie a través de la varilla pulida y en el extremo inferior por la bomba subsuperficial) producen fuerzas de ondas elásticas que viajan en el material de la varilla con la velocidad del sonido. Estas ondas son de diferente magnitud y fase, su interferencia y reflexión puede afectar considerablemente las fuerzas reales que ocurren en cualquier sección de las varillas. Debido a la complejidad de describir estas ondas de fuerza, la mayoría de los procedimientos de diseño de la sarta de varillas ignoran las cargas en las varillas que surgen de tales efectos.

Las posibles cargas en las varillas durante un ciclo completo de bombeo, a cualquier profundidad de la sarta, se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Peso de las varillas. Esta fuerza se distribuye a lo largo de la sarta. En cualquier sección, es igual al peso de las varillas por debajo de alguna sección dada. Las cargas resultan positivas tanto para la carrera ascendente y descendente.
- Fuerza de flotación. Esta fuerza siempre se opone al peso de las varillas y es igual a la elevación hidráulica causada por la inmersión de las varillas en el líquido producido. Se acostumbra manejar la suma del peso de las varillas y la fuerza de flotación mediante el uso de pesos específicos de las varillas en el líquido.
- La carga de fluido, se centra en la fuerza que actúa en la parte inferior de la sarta sólo durante carrera ascendente y es igual a la fuerza resultante de la presión hidrostática neta del líquido levantada, actuando sobre el área del émbolo de la bomba. Siempre es positiva.
- Las cargas dinámicas son resultado de los cambios en la aceleración durante el ciclo de bombeo, producidas por los movimientos de las masas (varillas, columna de líquido). La magnitud y la dirección de estas fuerzas cambian continuamente durante la carrera de la bomba, pero por lo general, las cargas dinámicas resultan en una carga neta positiva para la carrera ascendente y una carga negativa para la carrera descendente.
- Las fuerzas de fricción son de dos tipos: (1) la fricción del fluido y (2) la fricción mecánica. El fluido se mueve con las varillas durante carrera ascendente y en contra de las varillas en la carrera descendente. Las fuerzas de fricción mecánicas se oponen al movimiento de las varillas, siendo positivos durante la carrera ascendente y negativos durante carrera descendente.

Un análisis de las fuerzas anteriores durante un ciclo completo de bombeo muestra que la sarta de varillas se expone a cargas cíclicas. Aunque las varillas superiores están siempre

en tensión, el nivel de tensión aumenta considerablemente durante la carrera ascendente debido a la carga del fluido que se levanta, las cargas dinámicas y a las fuerzas de fricción. Las cargas durante la carrera descendente consisten de sólo del peso flotante de las varillas, menos las cargas dinámicas y las fuerzas de fricción.

2.3.5 Equipo Auxiliar para Sarta de Varillas

a) Guías (centralizadores) para sarta de varillas. El desgaste por la fricción entre la varilla y tubería puede ser excesivo en varios casos: en pozos desviados, en situaciones de pandeo tanto en tubería como en la varilla, o en casos de golpeteo por fluido o gas. Para minimizar los efectos por desgaste en las piezas metálicas y para disminuir las cargas en las varillas debido a la fricción mecánica, el uso de guías de varillas ha sido durante mucho tiempo una práctica común de campo. Estas guías se fijan a las varillas a diversas profundidades, dependiendo de la curvatura del pozo y en sucesos previos de alto desgaste de la tubería. La aplicación de guías puede reducir drásticamente el número de fallas en las varillas y tuberías, como resultado de minimizar el desgaste de las piezas metálicas. Asimismo, centralizar la sarta de varillas en la tubería reduce las fuerzas laterales que generalmente aumentan la fatiga del material. El uso de guías de varilla es especialmente importante para proteger las varillas de fibra de vidrio.

b) Varillas de plomo. Bajo ciertas condiciones (como producción de fluido viscoso), los problemas de las varillas por fallas pueden surgir en alguna parte de la carrera descendente donde la sarta puede pandearse debido a cargas por compresión. Un problema consiste en que la válvula viajera de la bomba no se abra exactamente cuando comienza la carrera descendente, perdiendo la producción del líquido debido a que se reduce la carrera del émbolo. Para minimizar estos efectos, el peso total de la sarta se debe aumentar mediante la ejecución de varillas de plomo. Las varillas de plomo son pesadas varillas de acero macizo con rosca estándar en ambos extremos. Se ejecuta como parte de la sarta de varillas y están situadas inmediatamente por encima de la bomba.

Las ventajas del uso de las varillas de plomo en una sarta de varillas de acero, son la eliminación de la compresión en las secciones inferiores de la varilla y el correcto funcionamiento de las válvulas de la bomba. Dado que la válvula viajera se abre al inicio de carrera descendente, la producción de líquido es generalmente mayor. En el caso de la sarta de varillas de fibra de vidrio, el uso de varillas de plomo se ha hecho una necesidad absoluta debido al bajo peso que presentan. Con el uso de las varillas de plomo, la compresión en las varillas de fibra de vidrio se elimina y la sarta se encuentra bajo tensión durante todo el ciclo de bombeo. Este peso concentrado, combinado con la elevada elasticidad de la sección de fibra de vidrio, puede aumentar considerablemente la carrera del émbolo y la capacidad del BM.

2.4 EQUIPO DEL CABEZAL DEL POZO^{1,3,5}

El arreglo del cabezal de pozo de un BM típico se muestra en la figura 2.19. La varilla pulida, es la parte más superior de la sarta de varillas y se mueve alternativamente con el movimiento del balancín. La varilla pulida se desplaza en el interior del cabezal, en la parte superior se instala una bomba "tee", la cual lleva los fluidos producidos a la línea de flujo. Por lo general, la línea de flujo y la línea de ventilación de la TR, están conectados con una sección de tubería corta, permitiendo que el gas que se separa en el espacio anular de la TR-TP se desplace hacia la línea de flujo. Una válvula check se instala en la línea de flujo para evitar que los fluidos ya producidos vuelvan a fluir hacia el pozo. Por encima de la bomba tee, se instala una caja prensaestopas para eliminar posibles fugas de fluidos del pozo a la atmósfera.

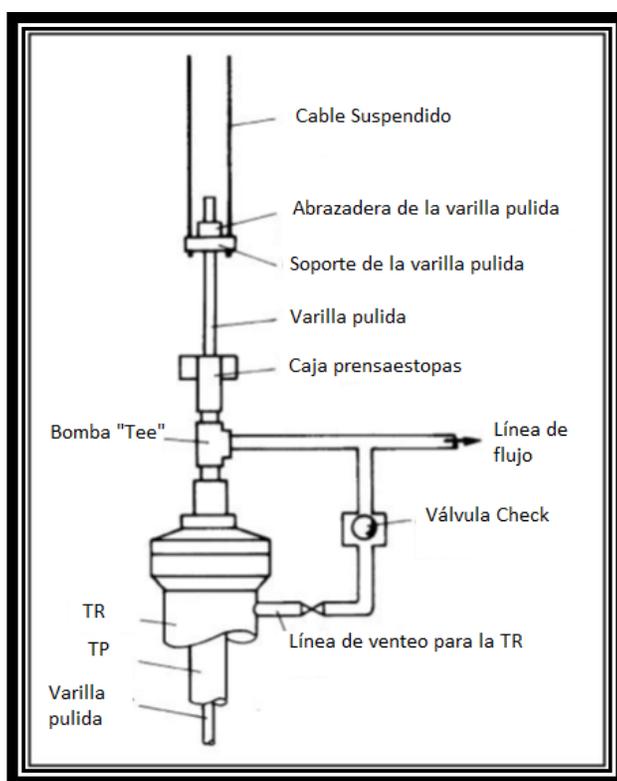


Figura 2. 19 Arreglo típico de un cabezal de pozo para un BM Convencional.

2.4.1 Varilla Pulida

La varilla pulida es una barra de acero sólido disponible en diferentes tamaños y longitudes estándar, equipado con apropiadas conexiones en ambos extremos. Dado que realiza las mayores cargas de bombeo, la varilla pulida tiene que ser más fuerte que cualquier varilla de la sarta, por lo tanto, su tamaño se selecciona para ser mayor que la sección superior de las varillas. Además de transmitir el movimiento de bombeo a las varillas, otra de sus funciones es, permitir que se forme un sello contra la fuga de fluidos

del pozo, por esta razón, su superficie exterior es pulida, lo que permite un sellado libre de fugas en la caja prensaestopas. La acción abrasiva y la corrosión por fluidos pueden dañar el acabado de alta calidad de la varilla pulida aumentando así la fuga de fluido, en tales casos, una varilla pulida áspera o rugosa se repara mediante la instalación de revestimientos alrededor de los daños que presenta la varilla. Una abrazadera se instala en la varilla pulida, lo que permite el soporte para levantar la sarta de varillas. Este soporte está conectado directamente en la cabeza de caballo de la unidad de bombeo a través de un gancho de cable flexible.

2.4.2 Caja Prensaestopas

La caja prensaestopas se instala justo por encima de la camisa de bombeo (bomba “tee”), su objetivo es evitar la fuga de los fluidos del pozo alrededor de la varilla pulida. Un tipo común de prensaestopas se ilustra en la Figura 2.20. Su funcionamiento es sencillo: se hace girar la manija de la tapa, apretando los anillos empacadores contra la varilla pulida. Los anillos empacadores se hacen generalmente de caucho o teflón para ofrecer una baja fricción mientras que proporciona la acción de sellado requerido. Es importante ajustar periódicamente el apriete de los anillos empacadores para evitar fugas. Al mismo tiempo, es igualmente importante que no se apriete demasiado, con el fin de minimizar las fuerzas de fricción que surgen en la varilla pulida.

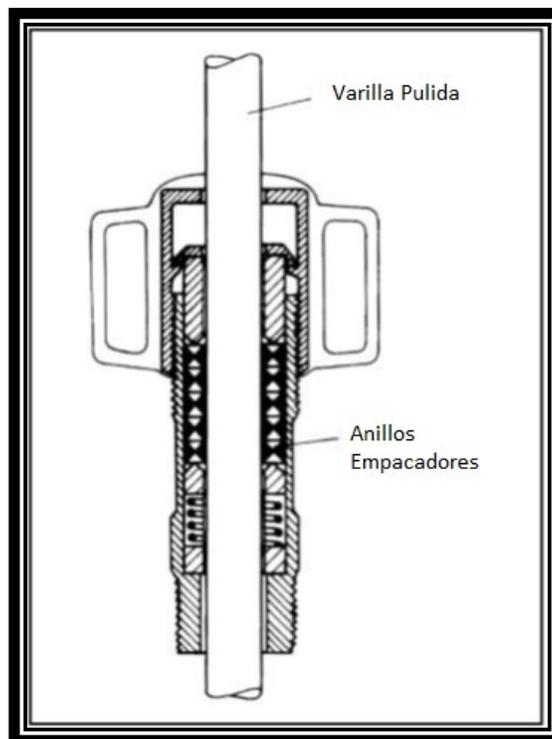


Figura 2. 20 Muestra la sección vertical de una caja prensaestopas.

2.4.3. Grampa

Esta herramienta de seguridad está conformada por tornillos que sirve para sujetar la varilla pulida (Figura 2.21). Puede ser de uno, dos o tres anillos para el apriete de la varilla pulida, según la profundidad del pozo.

Se colocan en forma permanente, que junto con el cable colgador soportan el peso de la sarta de varillas y el peso del fluido. También se utilizan para realizar movimientos que se efectúan con la sarta de varillas.

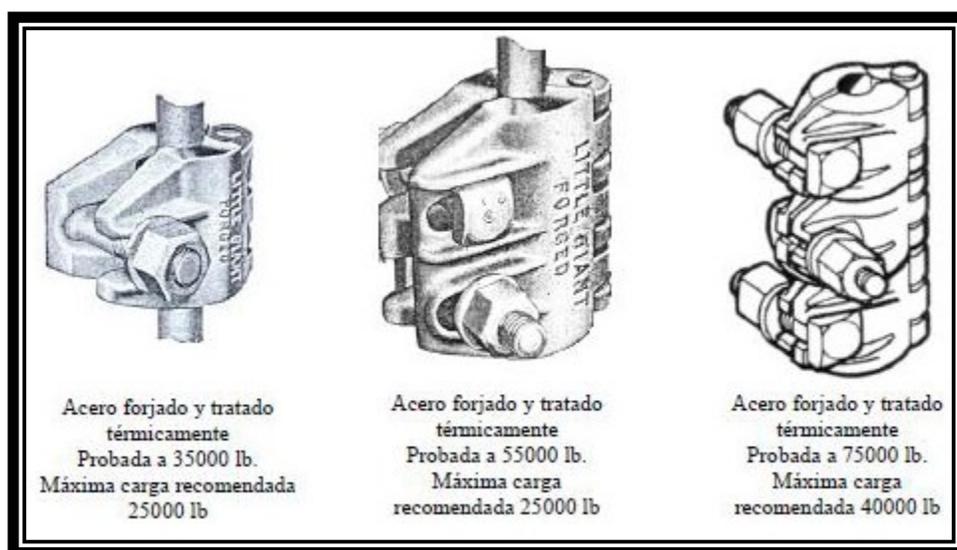


Figura 2. 21 Tipos de Grampas.

2.4.4 Estopero

La función del estopero es evitar la fuga de fluidos a la superficie, por medio de unos sellos que actúan sobre la varilla pulida (Figura 2.22). Los anillos de estos sellos usualmente están hechos de goma o teflón para tener una baja fricción durante la acción de sellamiento. Esta herramienta de seguridad se coloca en el árbol de válvulas, por encima del preventor.

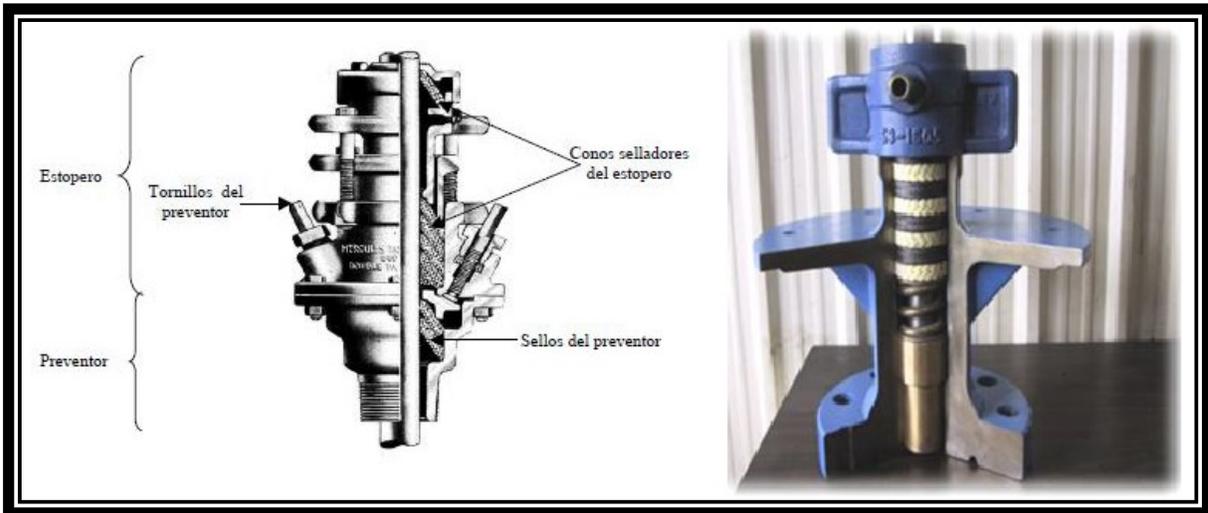


Figura 2. 22 Estopero

2.4.5 Preventor

El mecanismo de seguridad diseñado para impedir el paso de los fluidos al exterior cuando la unidad de bombeo no está operando se llama preventor. En su interior tienen unos sellos de hule que aprietan la varilla pulida y evita el paso de los fluidos. Esta herramienta es indispensable cuando se requiera hacer algún cambio de hules al estopero, cuando se presente rotura en la sarta de varillas, etc. Existen diversos tipos de preventores, sin embargo, los más utilizados en sistemas de BM son: preventor Hubbert y el preventor Ratigan (figura 2.23).

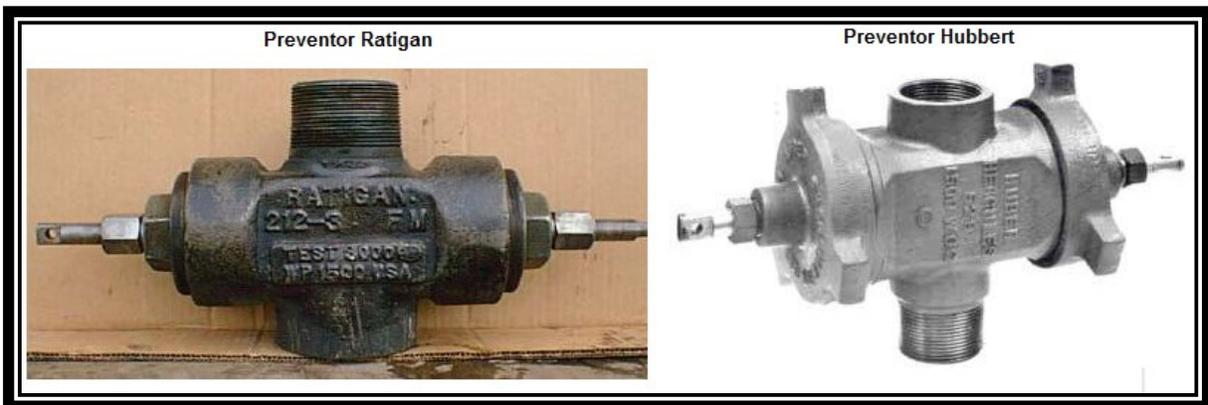


Figura 2. 23 Preventor Ratigan y Preventor Hubbert.

2.5 UNIDADES DE BOMBEO SUPERFICIAL^{1,4,5}

La unidad de bombeo es el mecanismo que convierte el movimiento rotatorio del motor primario en movimiento vertical reciprocante necesario en la varilla pulida. La mayoría de los tipos de unidad de bombeo utilizan un balancín, la nomenclatura de las partes de la unidad de bombeo se da en la figura 2.24. Las unidades de bombeo mecánico del tipo balancín, se componen básicamente de cuatro barras mecánicas, de los cuales sus elementos principales son:

- El brazo de manivela la cual gira con el eje (flecha) de baja velocidad del reductor de engranajes.
- La biela es la que conecta el brazo de manivela al balancín.
- El balancín que va del cojinete ecualizador al cojinete central.
- La distancia fija entre el asiento del cojinete y el cigüeñal.

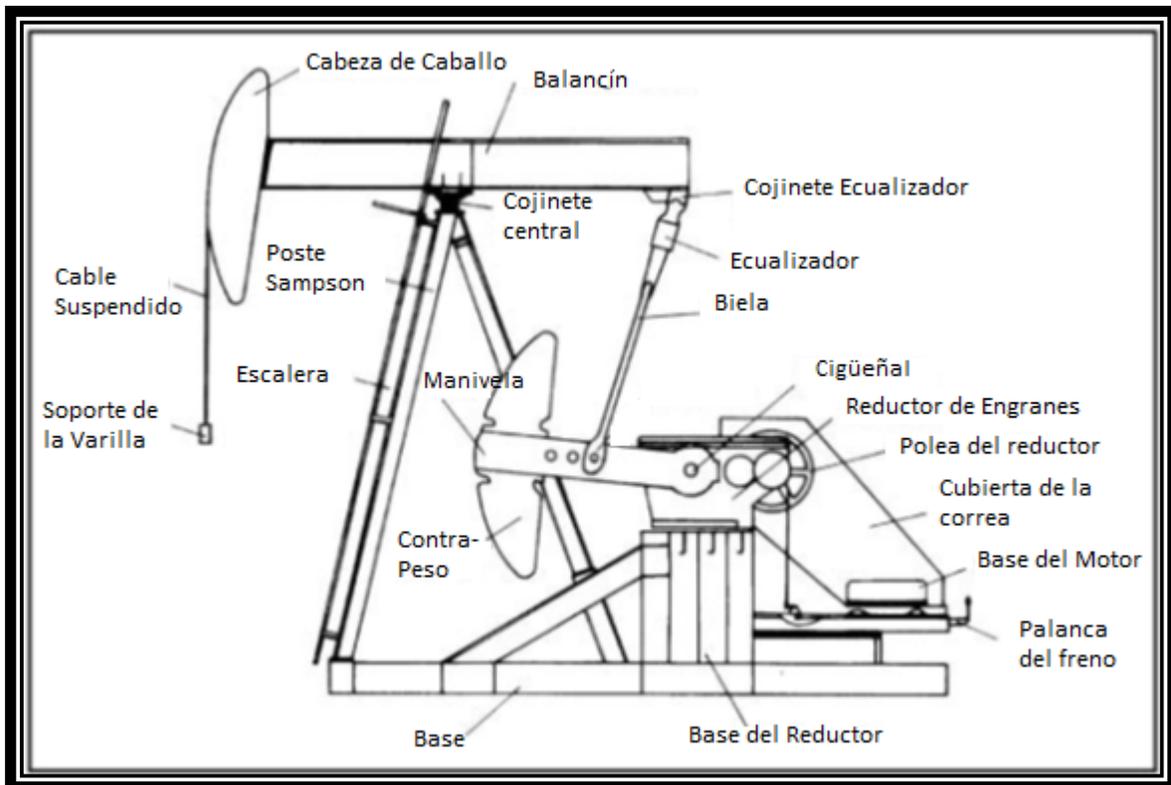


Figura 2. 24 Partes estructurales de una unidad de bombeo convencional.

El buen funcionamiento de las articulaciones anteriores, asegura que el movimiento rotatorio que entra al sistema por el motor primario, se convierta en un movimiento vertical reciprocante a la salida, a través de la cabeza de caballo. Las varillas de succión, van unidas a la cabeza de caballo, las cuales siguen este movimiento para accionar la

bomba de fondo de pozo. Aunque existen diferentes arreglos disponibles de la unidad de bombeo, todos emplean los mismos componentes básicos.

2.5.1 Partes estructurales de una Unidad de Bombeo del Tipo Balancín.

Las principales partes estructurales de una unidad de bombeo mecánico convencional común se muestran en la figura 2.24. Toda la estructura se construye sobre una base de acero rígido, lo que asegura la alineación correcta de los componentes, está se fija generalmente sobre una base de concreto. El poste Sampson puede tener tres o cuatro patas y es el miembro más fuerte de la unidad, debido a que soporta las mayores cargas. En la parte superior del poste Sampson se encuentra un cojinete de asiento, el cual es el punto de pivote para el balancín. El balancín es una viga de acero pesado lo suficientemente grande para soportar las cargas de flexión causada por las cargas provenientes del pozo y la fuerza motriz de la biela. Una parte del balancín termina en la cabeza de caballo, el cual, a través de los cables suspendidos (bridas), le transmite el movimiento a la varilla pulida. La cabeza de caballo tiene una cierta curvatura la cual asegurar que la varilla pulida se mueva en dirección vertical solamente, de lo contrario las fuerzas de flexión resultantes rápidamente podrían romper la varilla pulida. En las unidades convencionales, en el otro extremo del balancín lleva un cojinete ecualizador. Para esto, el ecualizador se conecta a una sección corta de una serie de vigas más ligeras a través del balancín para transmitir las cargas de la varilla pulida uniformemente a las dos bielas. Las bielas son varillas de acero que se conectan en sus extremos inferiores a la manivela con los pernos de muñeca. Estos pernos están montados en los cojinetes para permitir el movimiento rotatorio requerido entre las partes. Las bielas están situadas en ambos lados del reductor de engranajes y son accionados por el eje de baja velocidad (cigüeñal) del reductor de engranajes. Los contrapesos de la unidad convencional están unidos a los brazos de la manivela, lo cual permite el ajuste a lo largo del eje de la manivela. Las partes restantes de la unidad de bombeo son el reductor de velocidad (reductor de engranajes o caja de engranajes) que reduce la alta velocidad del motor primario a la velocidad requerida para el bombeo.

2.5.2 Geometría de las Unidades de Bombeo

Las diferentes unidades de bombeo del tipo balancín, (aunque todos tienen los mismos componentes básicos), puede tener varios arreglos geométricos de sus componentes. Por lo general se clasifican de acuerdo con el criterio de que si el balancín funciona como una palanca de doble brazo (Clase 1) o como una palanca de un solo brazo (Clase 3). El brazo de la manivela de la unidad de bombeo puede girar en dos direcciones: las agujas del reloj (CW) o contra las agujas del reloj (CCW).

- Clase I: Esta clase cuenta con el apoyo “F” (cojinete central en el poste samson), el esfuerzo “E” se da en el motor principal y la resistencia de la carga del pozo “R” se aplica sobre la cabeza de caballo. Los contrapesos están colocados ya sea en el extremo posterior del balancín (unidades equilibradas en balancín) o en brazo de manivela (unidades equilibradas en manivela).
- Clase III: La clase III, con el reductor de engranes colocado al frente, representada por las unidades Mark II y aerobalanceadas; se puede observar que para ambas unidades, el esfuerzo “E” y la resistencia “R” se aplican en un mismo extremo del balancín con relación al apoyo “F”, que se encuentra en el otro extremo. La figura 2.25 presenta la geometría de las diferentes unidades de bombeo.

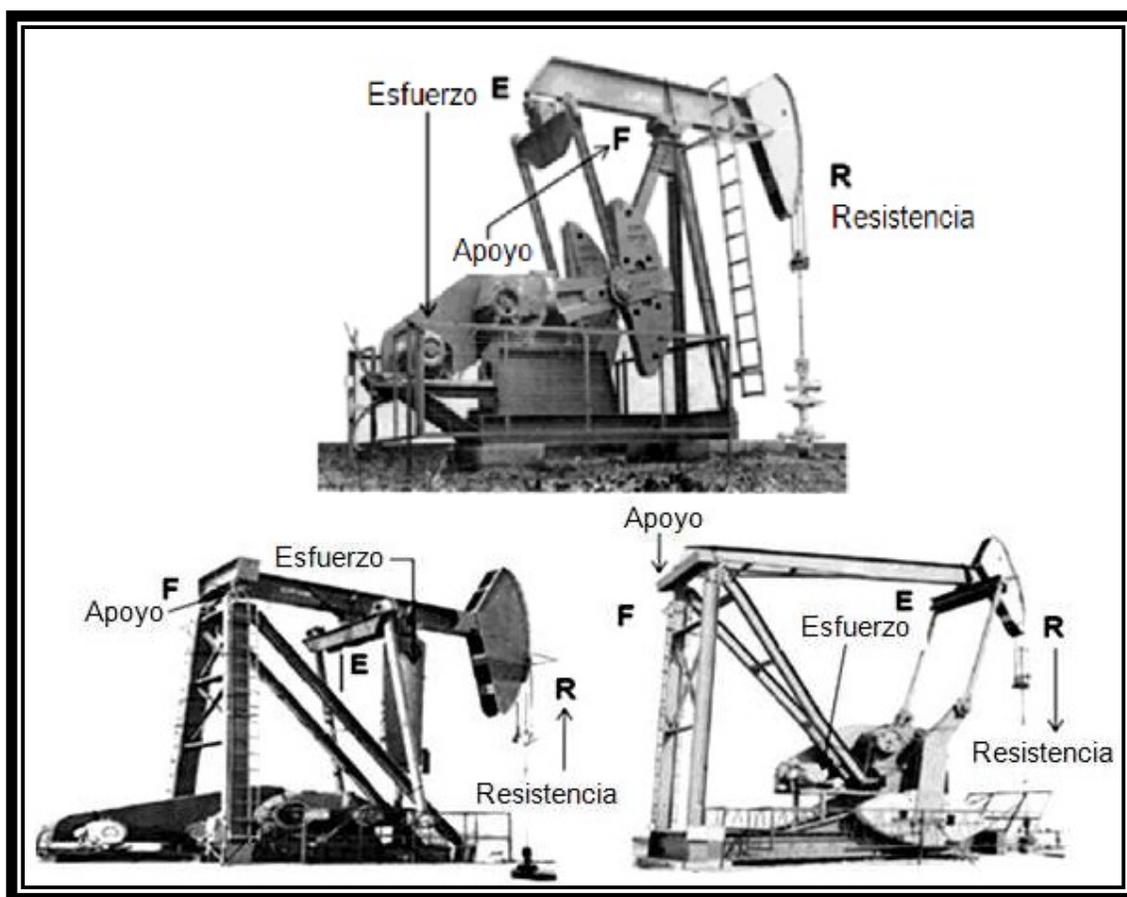


Figura 2. 25 Figura representativa de la unidad de bombeo convencional (arriba), Aero balanceada (izquierda inferior), Mark II (derecha inferior).

2.5.2.1 Unidad de Bombeo Convencional

La unidad convencional es la más antigua y más comúnmente utilizada, su balanceo es a través de contrapesos y su rotación (vista del lado izquierdo de la unidad) es en contra de

las manecillas del reloj, puede operar en sentido contrario pero no se debe, ya que la rotación de los dos lados da lubricación a los engranes del reductor.

Usualmente son instalados a profundidades que oscilan entre los 60 y 3000 metros y a temperaturas máximas de 288 °C, es por ello que este sistema es altamente utilizado en pozos de crudos pesados. Las ventajas y desventajas que presenta esta unidad de bombeo, se presentan a continuación.

Ventajas

- ✓ Tiene bajo costo de mantenimiento.
- ✓ Costos menores que otro tipo de unidades.
- ✓ Es usualmente mejor con varillas de fibra de vidrio.
- ✓ Puede bombear más rápido que la Mark II.
- ✓ Requiere menos contrabalanceo que la Mark II.

Desventajas

- ✓ En muchas aplicaciones, no es tan eficiente como la Mark II.
- ✓ Puede requerir una caja de velocidades mayor que otro tipo de unidades.

2.5.2.2 Aero-balanceadas

Esta unidad fue desarrollada en la década de 1920 a partir de la unidad convencional mediante la colocación de la cabeza del caballo en la parte accionada del balancín. El balancín funciona como una palanca de un solo brazo, la cabeza de caballo y la biela están en el mismo lado del balancín. El balanceo es a través de aire suministrado por un motocompresor hacia un cilindro amortiguador. El motocompresor se calibra a un paro y arranque automático, dependiendo del peso de la sarta de varillas para que el motor principal opere sin esfuerzos. Su rotación y el sistema de lubricación del reductor es igual al de la unidad convencional. Las partes principales de la unidad aerobalanceada se presentan en la figura 2.26.

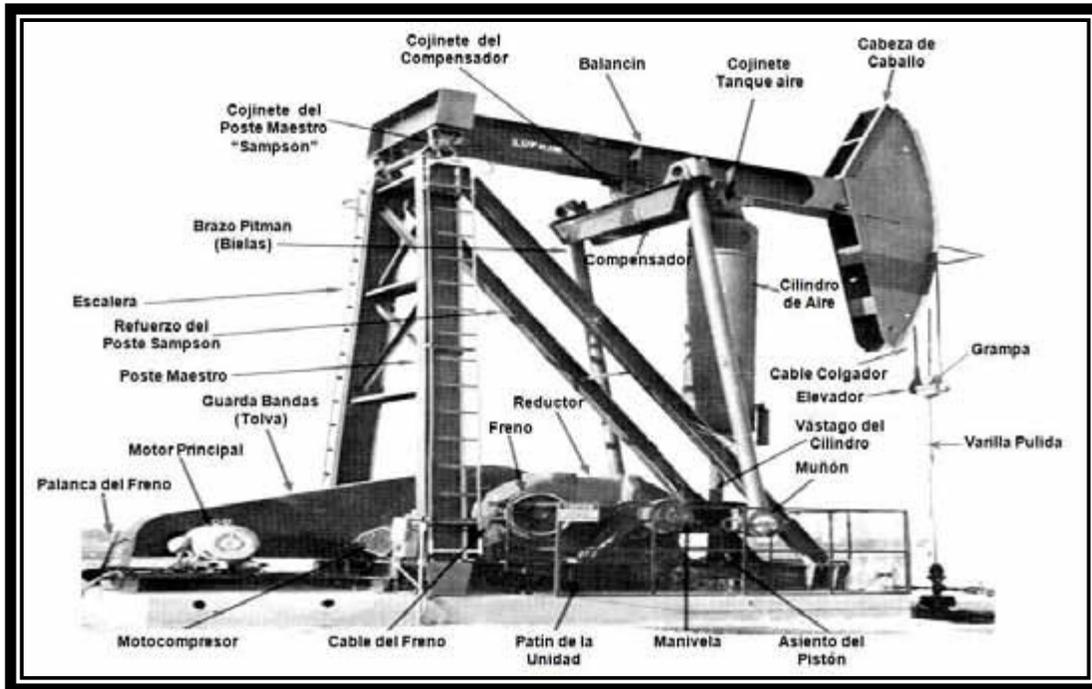


Figura 2. 26 Unidad de bombeo Aero-balanceada.

Las principales ventajas y desventajas de esta unidad son:

Ventajas

- ✓ Es más compacta y fácil de balancear e instalar que otro tipo de unidad.
- ✓ Los costos de transporte son más bajos que otras unidades.
- ✓ Puede rotar en sentido horario y anti-horario.

Desventajas

- ✓ Son más complicadas y requieren mayor mantenimiento.
- ✓ La condensación del aire comprimido en el cilindro puede ocasionar problemas.
- ✓ La caja de engranaje puede dañarse si el cilindro pierde la presión del aire.

2.5.2.3 Mark II

Este tipo de sistema de bombeo es de clase III y fue diseñado con el propósito de disminuir los requerimientos de torque y potencia de las unidades convencionales. Su balanceo es a través de contra pesos y su rotación (vista de lado izquierdo de la unidad) es conforme a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación, no puede operar en rotación contraria por que dañaría

considerablemente el reductor. El arreglo esquemático de las unidades de bombeo Mark II se muestra en la figura 2.27.

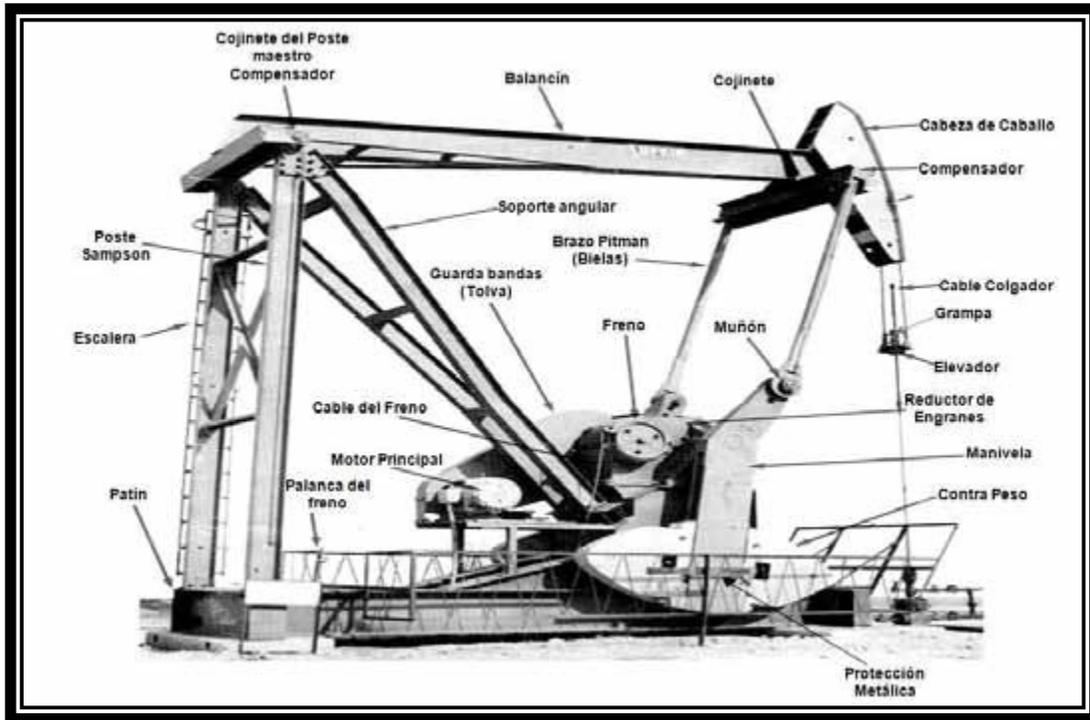


Figura 2. 27 Unidad de bombeo Mark II.

Las ventajas y desventajas se muestran a continuación:

Ventajas

- ✓ Variación neta del torque más uniforme durante todo el ciclo de bombeo.
- ✓ Mejor llenado del barril de trabajo.

Desventajas

- ✓ La unidad es unidireccional y siempre debe ser impulsado en una dirección específica.
- ✓ En algunas ocasiones no bombea tan rápido como las otras unidades.
- ✓ Puede colocar la base de la sarta de varillas en severa compresión.

2.5.3 Unidades de bombeo no convencionales

2.5.3.1 Unidades de bombeo del tipo balancín no convencional

a) Torqmaster ó Reverse Mark (RM)⁹

Esta unidad es el último desarrollo en el diseño de unidades de viga. En un esfuerzo para combinar las mejores características de todas las geometrías conocidas, las ventajas y desventajas de las unidades de bombeo previas, se analizaron por computadora y se han tenido en cuenta durante el diseño de la nueva unidad. Aunque es similar en apariencia a la unidad convencional, la geometría de la unidad de la RM puede reducir los requerimientos de torque y potencia en muchas aplicaciones. En algunos casos, un reductor de engranaje y motor primario más pequeño puede ser utilizado.

El incremento de la eficiencia se consigue colocando el reductor de engranaje en su parte posterior para mejorar la interacción de pozo y el contrabalanceo del torque. La sincronización del contrabalanceo del torque se ajusta inclinando la ubicación del pin del cigüeñal en el brazo de la manivela. Estos dos cambios crean una geometría en la unidad de bombeo, un torque neto más suave en el reductor de engranajes y en los elementos de accionamiento superficial. Otro efecto de estas mejoras en el diseño es que la velocidad de la carrera ascendente de la varilla pulida es ligeramente menor que la carrera descendente por lo que se tiene un mejor llenado en el barril de trabajo. Las partes que componen a esta unidad, se muestran en la figura 2.28

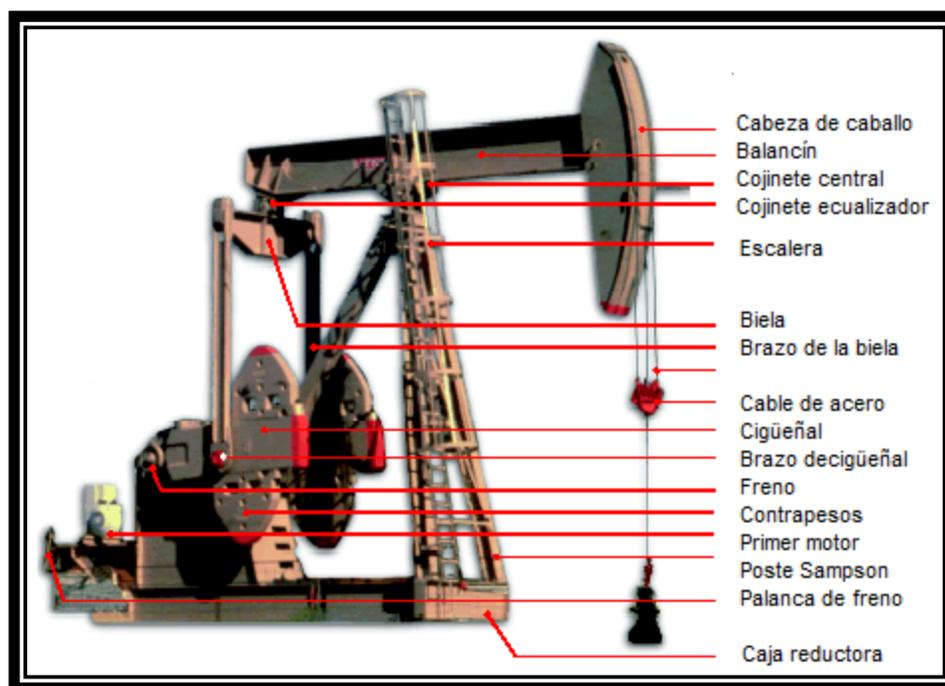


Figura 2. 28 Unidad de bombeo Torqmaster.

b) Unidad de bombeo de bajo perfil (Low-Profile by Lufkin)¹⁰

Las unidades de bajo perfil fabricadas por Lufkin Industries fueron diseñadas para permitir el bombeo de pozos ubicados en zonas urbanas. Esta unidad como se muestra en la figura 2.29 utiliza dos barras mecánicas articuladas (pitmans o bielas) conectadas a unas poleas a través de una línea de acero para convertir el movimiento rotatorio en recíprocante. Con menos partes móviles que una unidad convencional, se tiene un mayor ahorro energético al no necesitar mayor potencia el motor primario.

Este tipo de diseño elimina por completo la caja de engranajes, y en su lugar se instala una correa. Esta clase de unidad permite una transferencia de energía más eficiente que los convencionales. Su geometría también es única, lo que permite una lenta y larga carrera ascendente y una rápida y corta carrera descendente, haciendo a esta unidad una opción ideal para instalaciones con sarta de varillas de fibra de vidrio. La unidad de bajo perfil, está diseñada para funcionar en ambas direcciones (sentido horario y anti-horario).

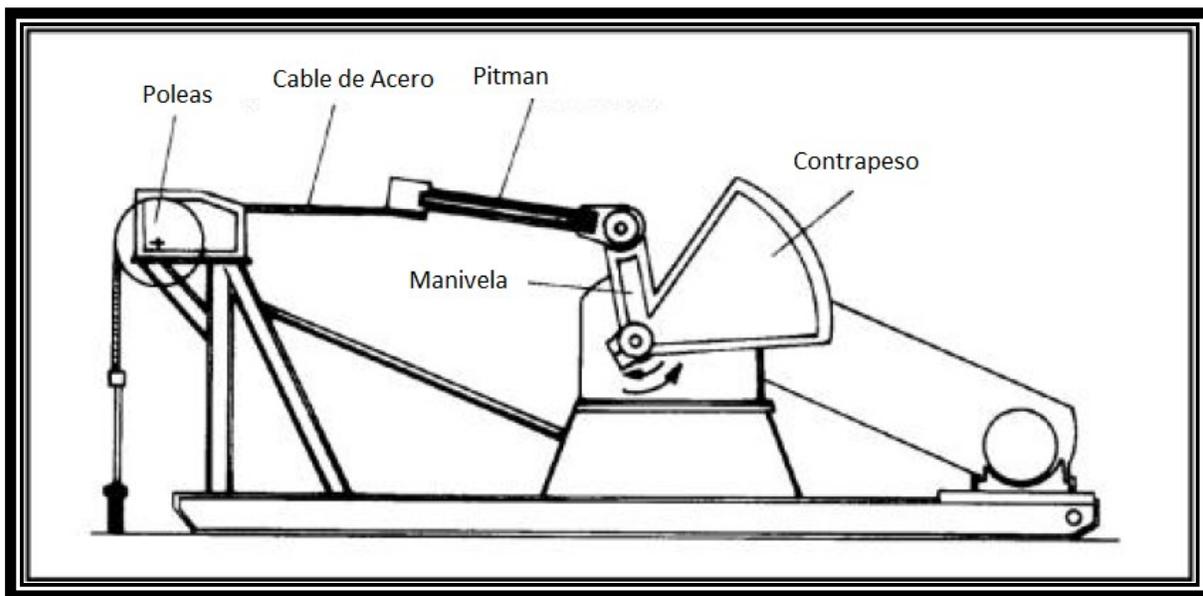


Figura 2. 29 Partes básicas de una unidad Low-Profile.

2.5.3.2 Unidades de carrera larga

Con la necesidad de producir en pozos más profundos y con elevados volúmenes de líquido dio lugar a los sistemas de bombeo con varillas más largas, desarrollando diferentes tipos de unidades con la característica común de utilizar la misma bomba de fondo y la misma sarta de varillas, pero con recorridos de la bomba más largos. Estos grandes recorridos no permitieron la utilización de un balancín, por lo que se crearon mecanismos de impulsión completamente diferentes. Uno de estos mecanismos fue la unidad de bombeo mecánico de carrera larga.

a) Rotaflex^{11,12,13}

La unidad RotaFlex mostrada en la figura 2.30 su configuración consta principalmente por una correa de carga, el tambor de correa de carga, la caja de contrapesos y el mecanismo de reversa, en la parte de la base se encuentra el reductor de engranes y el motor.

Las unidades de carrera larga pueden ser de 288 hasta 366 pulgadas de longitud, es decir, de 200 a 254% más larga que una unidad convencional si se compara con una cuya carrera sea de 144 pulgadas.

El equipo trabaja a muy bajos ciclos por minuto (en caso de ser necesario). Esto logra un mejor llenado del barril de la bomba (mayor producción) y una reducción en los esfuerzos de tensión y compresión sobre la sarta de varillas.

Incrementa la producción debido a que la varilla pulida opera a velocidades constantes durante la carrera ascendente y descendente, lo que reduce el desgaste entre las partes móviles y los problemas por golpe de fluido. De igual modo reduce la carga estructural sobre el equipo, alargando la vida útil del mismo. Genera un mayor coeficiente de compresión en la bomba, por lo que se minimizan los problemas por interferencia de gas.

Cuenta con una caja de contrapesos que resulta mucho más fácil y segura de operar, ya que para balancear la unidad, se colocan o retiran conforme la unidad lo requiera, placas de metal de cierto peso. Por otro lado, utiliza cajas reductoras de menor tamaño que las de una unidad convencional, debido a su corto brazo de torque que mide 18 pulgadas.

Debido a que el motor y la caja de engranaje son cargados de manera uniforme, permitiendo al motor operar en un rango más eficiente la mayor parte del tiempo, la eficiencia total del sistema es mayor que la de una unidad convencional, siempre y cuando se encuentre bien balanceada.

El equipo normalmente armado en una sola pieza, cuenta con un eje de rotación en la base que permite doblar la unidad, que facilita su traslado al lugar de instalación.

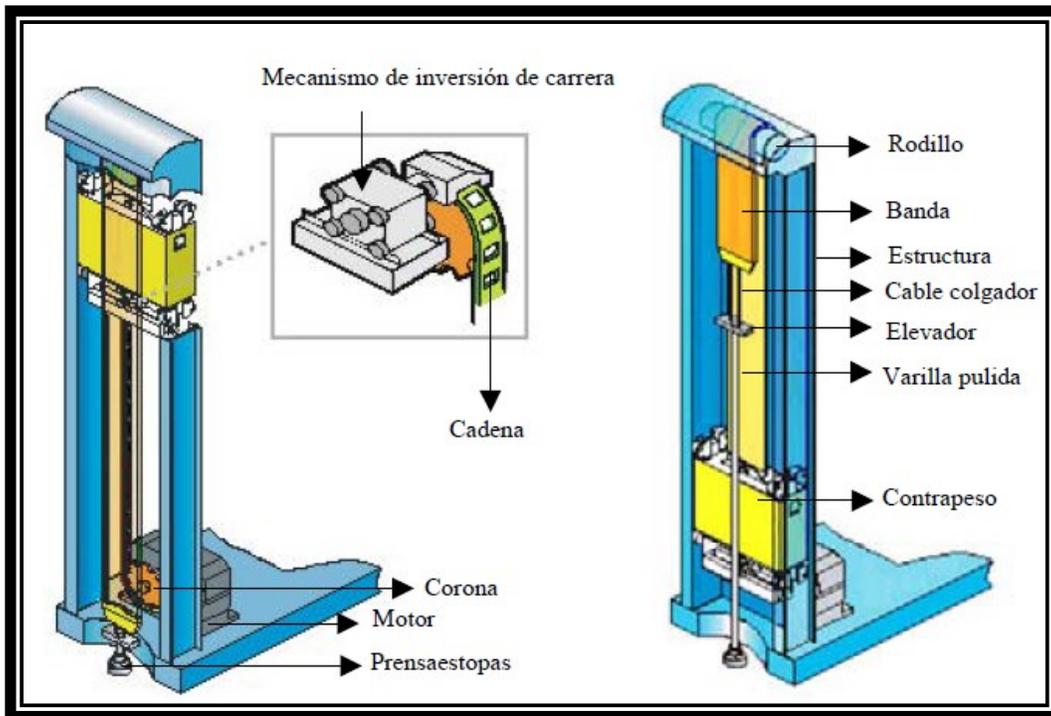


Figura 2. 30 Configuración de una unidad ROTAFLEX.

Principio de Funcionamiento

Al mantener una velocidad relativamente constante durante la mayor parte de la carrera ascendente y descendente, la conexión del sistema resulta en un brazo de torque constante en la caja reductora. En la cima y en el fondo de la carrera, el momento en el brazo de torque se convierte en cero y los requerimientos de poder del motor son bajos.

El peso de la caja de contrapesos debe ser aproximadamente igual al peso de las varillas más la mitad del peso del fluido, así, la energía debe ser suministrada al sistema durante la carrera ascendente de la varilla pulida porque el peso de las varillas más el peso del fluido excede el peso de la caja de contrapesos. Durante la carrera descendente, el peso de la caja de contrapesos excede el peso de las varillas, por lo que debe suministrarse una fuente de poder que eleve el peso de la caja de contrapesos, mientras las varillas son bajadas.

Debido a su geometría, la unidad debe ser situada en un punto tal que la polea de carga este directamente sobre el centro del pozo, por lo que debe montarse sobre una base de concreto; sin embargo, debajo de ésta se requiere realizar una cama de arena o grava, levemente inclinada, con la finalidad de nivelar la superficie y que la unidad quede perfectamente alineada al pozo.

El motor está conectado directamente a la caja reductora, la cual transmite el movimiento de rotación a la corona motriz que conduce una cadena a velocidad relativamente

constante. Dicha cadena viaja entre la corona motriz y otra fijada en la parte superior de la torre, tal como se muestra en la Figura 2.31, que impulsa la caja de contrapeso y el mecanismo de reversa.

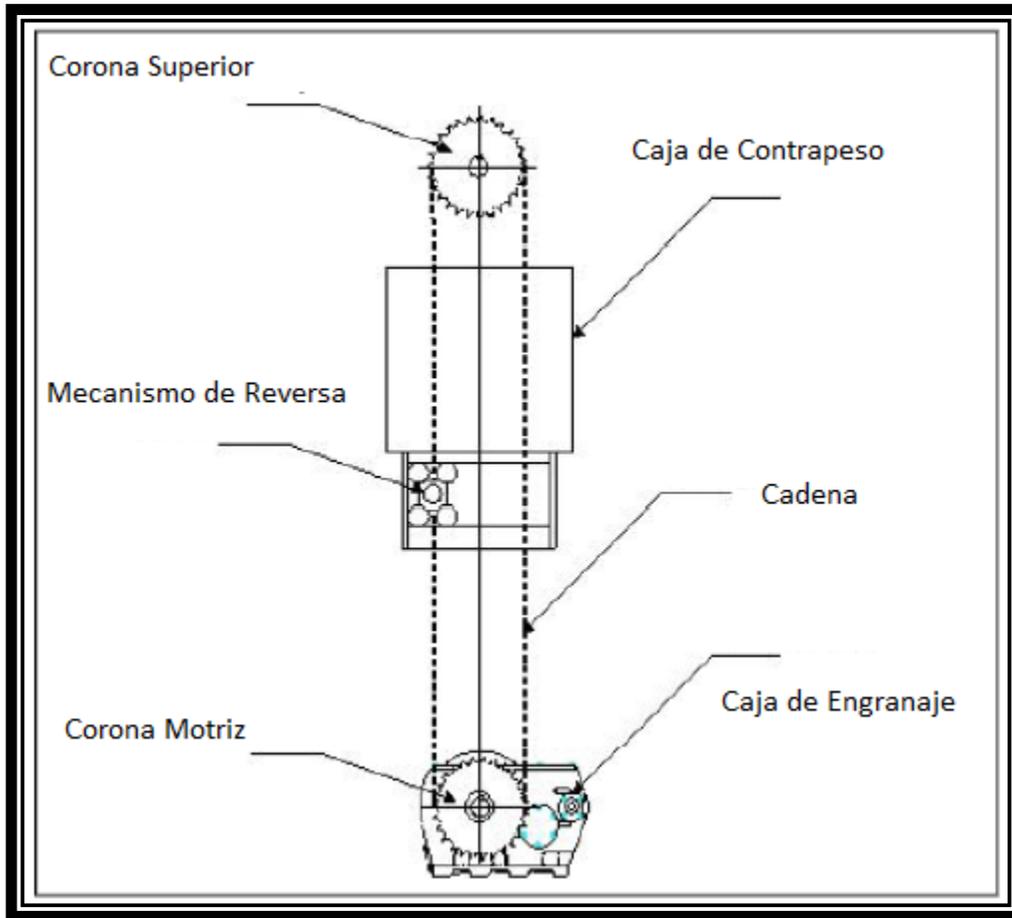


Figura 2. 31 Componentes de sistema de cadena para una unidad ROTAFLEX.

La caja de contrapeso se encuentra fija a uno de los eslabones de la cadena, por medio del carro inversor (mecanismo de reversa) y se mueve solidariamente con éste en la carrera ascendente y descendente. A su vez, la caja de contrapeso se encuentra conectada a una correa de carga (banda flexible) que se desliza sobre el tambor giratorio durante el ciclo de bombeo y transmite la fuerza a la varilla pulida mediante el cable de la brida. De esta manera, en la carrera ascendente, el contrapeso baja, mientras que en la carrera descendente el contrapeso sube.

Esta correa de carga de alta resistencia, con capacidad hasta de 40,000 lbs absorbe las cargas de impacto de los componentes dentro del pozo para reducir la fatiga del sistema. Por otro lado ayuda a la bomba a que trabaje más eficientemente y produzca más fluido.

Los cambios de sentido se producen en las coronas (motriz y superior) cuando dicho eslabón (fijo al carro inversor) pasa a través de ellas. Mientras la cadena siempre viaja a

una velocidad relativamente constante, un rápido cambio en la velocidad de la caja de contrapeso y la varilla pulida ocurre en la cima y en el fondo de cada embolada.

Estos cambios en la velocidad originan que la caja de contrapeso y la varilla pulida desaceleren al final de cada mitad de la carrera y aceleren al principio de cada mitad. Específicamente, el carro inversor desacelera verticalmente mientras el eslabón cambia horizontalmente de posición. Así, a medida que el carro inversor desacelera, la caja de contrapeso y la varilla pulida lo harán.

b) Dynapump¹⁴

La unidad de bombeo de carrera larga Dynapump cuenta con sensores electrónicos, equipamiento hidráulico y sistemas de monitoreo computarizado con el propósito de extraer aceite de forma más eficiente tanto para pozos profundos como someros.

En la categoría de unidades de carrera Extra-Larga, el DynaPump tiene versiones de 240", 268", 336" y 360" tal y como se muestra en la figura 2.32.

Este sistema consiste de dos componentes principales los cuales son la unidad de bombeo y la unidad de potencia o motriz. La unidad de potencia maneja la unidad de bombeo y es el control central del sistema, la cual provee la capacidad de convertir la energía eléctrica en energía hidráulica y de controlar la carrera de la bomba por medio de un sistema de modem radio. Algunas de estas unidades han excedido el record de producción de fluidos para sistemas hidráulicos, siendo capaces de producir tasas que superan los 10000 bpd.

La Unidad de Bombeo es un elevador de carrera larga, activado hidráulicamente, que se conecta a la barra pulida. Sus componentes principales son:

- Cilindro hidráulico: Es la parte que proporciona la fuerza de levantamiento a través de dos contenedores grandes que contienen gas nitrógeno bajo presión. Este sistema hidráulico es accionado por gas nitrógeno, conectado a una de las cámaras de subida del cilindro y actúa como un mecanismo de contrapeso para contrarrestar el peso de las varillas y una porción de la carga del fluido. El contrapeso se puede ajustar mediante el simple ajuste de la presión del gas en los cilindros de almacenamiento. La dirección y la velocidad de la bomba se controla entonces enviando fluido hidráulico, bien a la cámara superior como inferior del cilindro.
- Sistema de poleas: Es el mecanismo de elevación que transmite la fuerza de los cilindros hidráulicos a la sarta de varillas y está compuesto por poleas y cables, que duplican la longitud de la carrera de la varilla pulida así como su velocidad, con relación al cilindro.

El Sistema DynaPump incorpora un controlador de tiempo real de parada de la bomba y cuenta con la capacidad de monitorear a tiempo real el comportamiento y el estado del pozo y/o de la bomba.

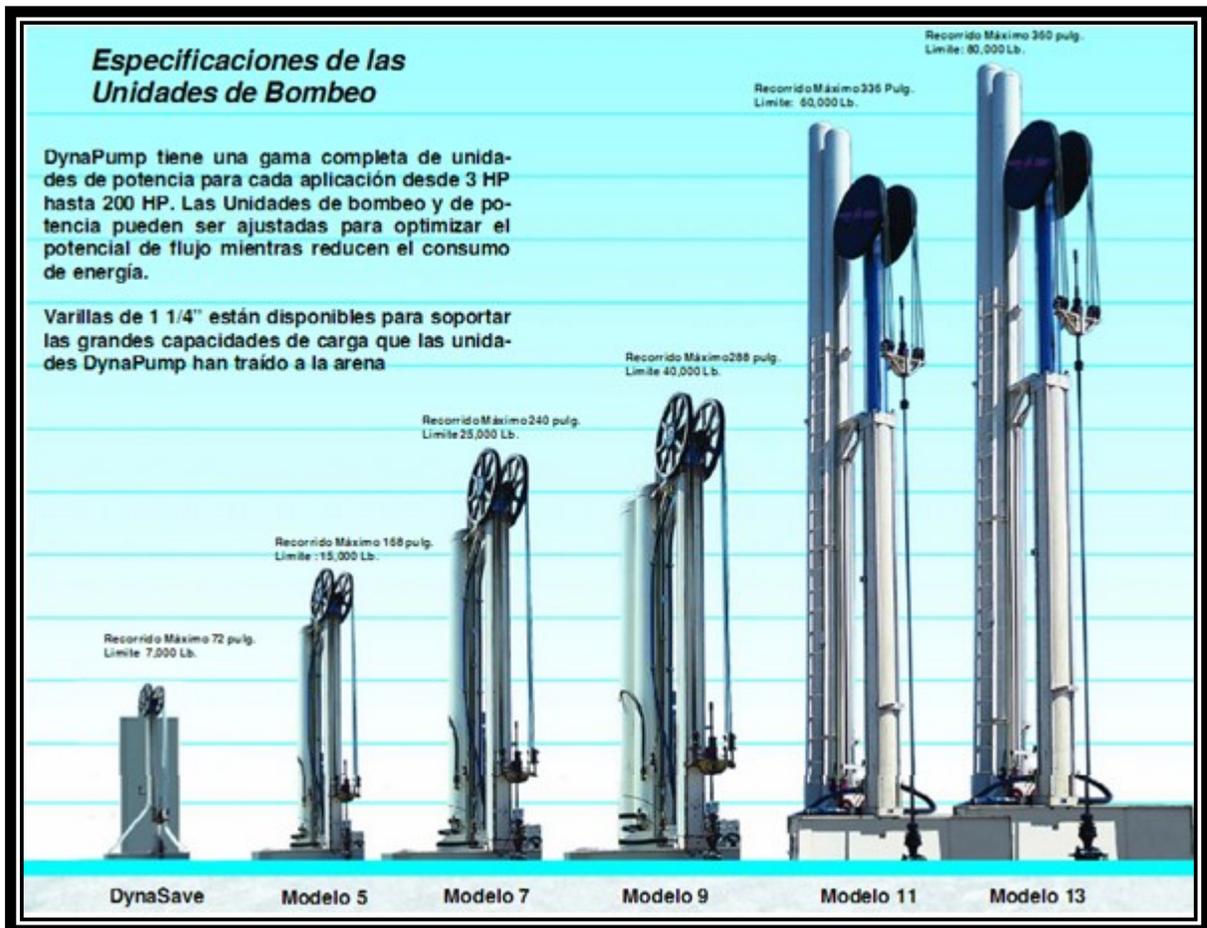


Figura 2. 32 Muestra los diferentes tamaños disponibles para unidades DYNAPUMP.

C) Liftronic¹⁵

El diseño de este tipo de unidades de bombeo se dirigió principalmente hacia los requisitos de coste en la generación de la carrera larga a bajas velocidades de bombeo. Estas unidades minimizan los problemas de restricción de tamaño o en ambientes urbanos sensibles. Las principales características de diseño de esta unidad son:

1. El movimiento de la carrera se basa en una longitud de 30 ft de carrera, operando en un rango de 1.5 a 3 carreras/min.
2. El diseño de la unidad de bombeo tiene una baja torsión y una demanda de energía más uniforme, además su configuración es más compacta y de bajo perfil.

3. El sistema de control está basado en un microprocesador el cual alcanza una máxima eficiencia energética y proporciona funciones deseables de monitoreo y control.

Descripción del equipo

Los componentes superficiales y subsuperficiales del sistema liftronic se muestra en la figura 2.33. Los principales componentes del sistema son la unidad de bombeo, el control operativo y el equipo de fondo de pozo.

- **Unidad de Bombeo.** Es una unidad completamente cerrada, con dos baterías montadas en un eje común, dos cadena porta-carga (pozo y contrapeso) y dos poleas. Un reductor de engranaje de doble reducción es montado en el exterior de la carcasa de la unidad. Un freno a prueba de fallas se monta en el reductor de engranajes. La energía es transmitida desde un motor eléctrico al reductor de engranajes a través de una correa de transmisión.
- **Control Operativo.** Es un sistema modular montado en un recinto hermético y proporciona todo el control del sistema ya sea manual o automáticamente. El sistema de control proporciona las siguientes funciones:
 - La potencia del motor se controla durante la reversión de la carrera.
 - La operación del motor se interrumpe automáticamente si una condición de peligro se desarrolla.
 - Se reinicia automáticamente si las condiciones de peligro son eliminadas.
 - Apaga la unidad en caso de que deje de producir el pozo y se reinicia cuando las condiciones de bombeo son favorables.

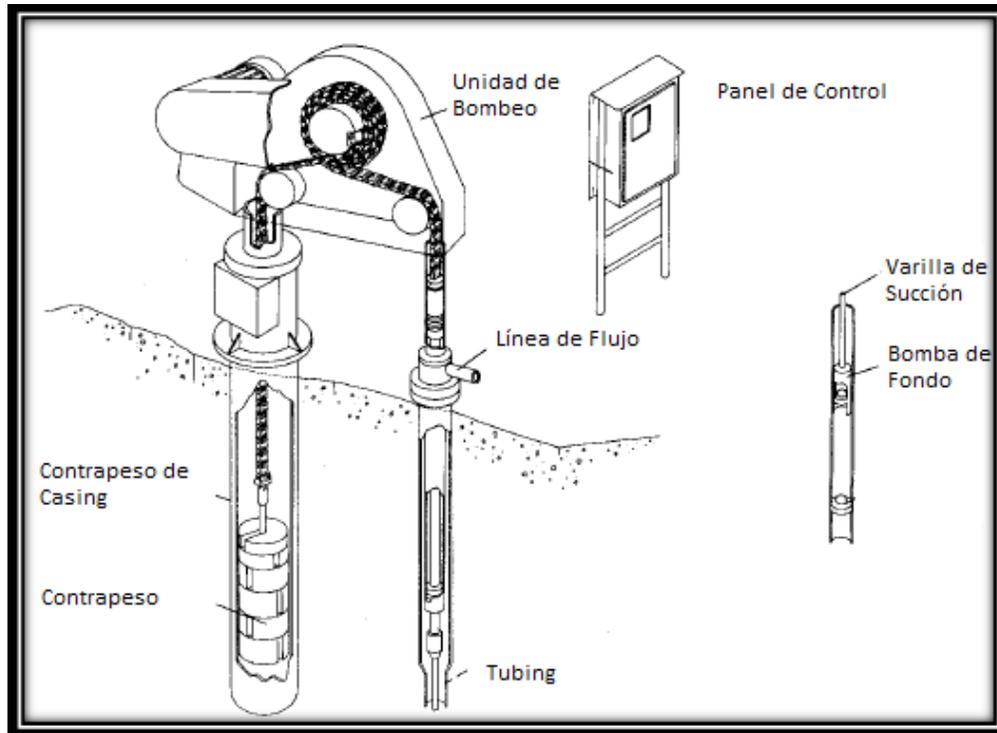


Figura 2. 33 principales componentes del sistema LIFTRONIC.

2.5.3.3 Unidades de Bombeo Hidroneumáticas

a) Tieben⁷

Su principio de funcionamiento de esta unidad de bombeo está basado en presiones hidráulicas compensadas por la compresión y expansión de nitrógeno; este nitrógeno que se encuentra dentro de un acumulador el cual soporta dos terceras partes de la carga total de la varilla pulida y reemplaza a los contrapesos de una unidad de bombeo convencional.

Con el principio de la unidad hidroneumática se pueden levantar cargas de hasta 40,000 lb en el varilla pulida, con una carrera máxima de 120 pulgadas y con hasta ocho emboladas por minuto. Estas dos últimas variables pueden ser modificadas según las necesidades de bombeo.

Sus componentes principales de la unidad de bombeo Tieben (figura 2.34) son:

1. Acumulador: Es un cilindro con un pistón flotante en su interior en el cual actúan dos fluidos; aceite hidráulico y nitrógeno comprimido. El acumulador genera el efecto de los contrapesos.
2. Cilindro actuador: Está compuesto por dos pistones adheridos a una varilla pulida, que generan tres cámaras en las cuales actúa el aceite hidráulico.
3. Motor: Elemento que propicia la potencia necesaria a la bomba hidráulica.

4. Bomba Hidráulica: Está suministra aceite a la cámara inferior del cilindro actuador para que de esta forma se tenga el movimiento reciprocante necesario en la varilla pulida.
5. Tanque de fluido hidráulico: Almacena el aceite hidráulico.
6. Contenedor de nitrógeno: Almacena el nitrógeno, el cual empuja al pistón del acumulador, y el fluido hidráulico debajo del pistón es forzado dentro del cilindro, que a su vez empuja al pistón del cilindro hacia arriba. Esta acción contrabalancea el peso de la sarta de varillas. El aceite a presión de la bomba es enviado dentro del cilindro a través de la válvula de control empujando el pistón hacia arriba y hacia abajo usando poca potencia, debido a que el nitrógeno proporciona dos terceras partes de la potencia.
7. Pedestal: Es una torre de aproximadamente 7 metros en la cual se alojan los sensores (de temperatura, limitador de presión, de nivel de fluido y de separación de la varilla pulida) para cambiar de dirección la carrera y el elevador, los cuales están unidos por la varilla de succión en uno de los extremos del cilindro actuador y en el otro extremo por la varilla pulida.

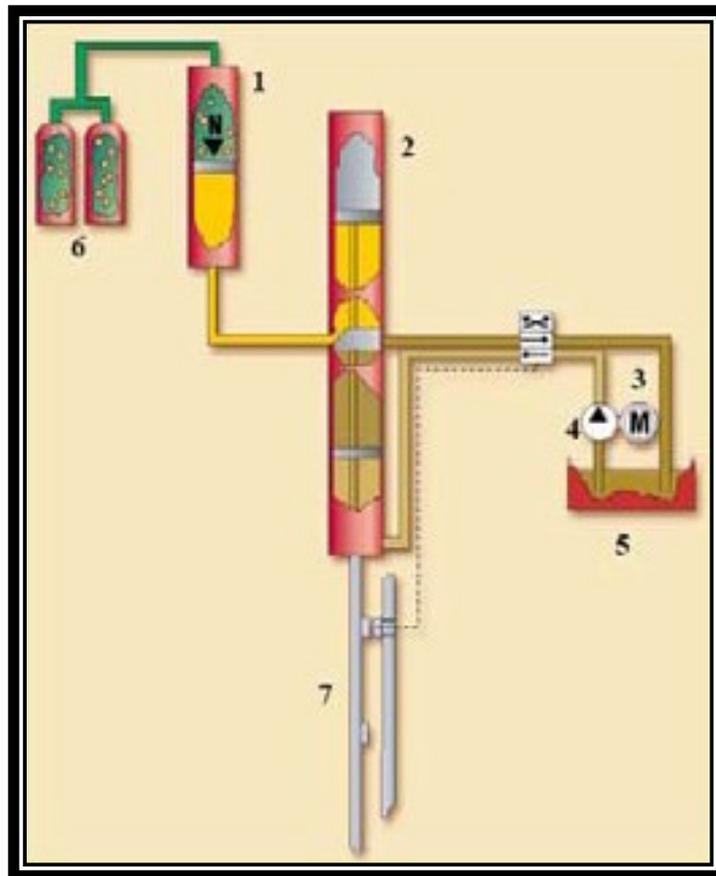


Figura 2. 34 Componentes de la unidad hidroneumática Tieben.

Este equipo presenta algunas ventajas sobre la unidad convencional, referente al costo de adquisición. Al ser una unidad lista para ser instalada, los consumos de energía son menores, y se tienen ahorros en los costos de reparación; posibilita el trabajar a bajas velocidades de bombeo, permitiendo un mejor llenado del barril de la bomba y presenta mayor facilidad de transportación (por un simple camión), instalación y operación (menos de tres horas).

2.5.4 Comparación de las unidades de bombeo

La adecuada selección de la unidad de bombeo para ser utilizado en un pozo que requiere incrementar o restablecer su producción es un problema complejo, que requiere un análisis detallado de los tipos disponibles geométricas y tamaños. Aunque muchos factores deben ser considerados, el comportamiento cinemático de la unidad puede jugar un papel importante en el proceso de selección. Por ello, una comprensión clara de las ventajas y desventajas de las diferentes geometrías de las unidades de bombeo debe ser adquirido antes de tomar una decisión. A continuación se da, una breve comparación de las propiedades cinemáticas de diferentes geometrías.

Los requisitos para un comportamiento cinemático ideal de unidades de bombeo se puede resumir de la siguiente manera:

- ✓ Una carrera ascendente larga y lenta es lo más recomendable. Una rotación sustancial de más de 180 grados en el cigüeñal para la carrera ascendente, proporciona tiempo suficiente para que se llene de líquidos de manera óptima el cilindro de la bomba, además, se puede esperar que el torque máximo en la caja de engranaje se reduzca, ya que el trabajo total necesario para la elevación del fluido se realiza durante un período de tiempo más largo.
- ✓ La carrera descendente puede ser más rápido, la única limitación es la velocidad de caída libre de las varillas en los fluidos del pozo.
- ✓ El factor de bajo torque en la carrera ascendente es una característica deseable en cualquier unidad de bombeo. Dado que las cargas de las varillas pulidas son mayores durante la carrera ascendente, el factor de bajo torque resulta en menos torque requerido en el cigüeñal, así, el consumo de energía se reduce y con el aumento de la eficiencia de bombeo se tiene una reducción de los costos operativos.
- ✓ El patrón de aceleración de la unidad debe exhibir una aceleración reducida en la parte inferior de la carrera. Al comienzo de la carrera ascendente, la carga de fluido se transfiere a la sarta de varillas y esta carga grande combinado con una gran aceleración, daría excesivas fuerzas de inercia en la varilla pulida. Por lo tanto,

aceleraciones inferiores en la varilla pulida al comienzo de la carrera ascendente, dan como resultado picos máximos de carga.

Las unidades convencionales por lo general presentan rangos aproximadamente iguales en los ángulos de la manivela durante la carrera ascendente y descendente. Aunque por lo general son impulsados en cualquiera de las dos direcciones posibles, las pequeñas diferencias en los rangos del ángulo de la manivela durante la carrera ascendente y descendente, pueden significar mayores diferencias en las cargas de varilla y torque, por lo tanto, la dirección preferida de rotación debe ser encontrada y seguida. La aceleración de la varilla pulida tiene su pico máximo en el inicio de la carrera ascendente, una característica muy deseable. Los efectos combinados de la alta aceleración y la alta carga del líquido dan como resulta grandes requisitos de torque durante la carrera ascendente. La unidad de Aero-balanceada es también simétrica, es decir, los rangos del ángulo de la manivela durante la carrera ascendente y descendente son aproximadamente iguales. La aceleración máxima es menor, mientras que la aceleración mínima es mayor que la de la geometría convencional.

La geometría torqmaster tiene una carrera ascendente más larga y siempre debe ser accionada en dirección hacia la derecha. Tiene un patrón de aceleración similar a la de la unidad convencional, pero por lo general tiene valores más bajos de aceleración.

Las unidades Mark II exhiben una carrera ascendente sustancialmente más largo y más lenta (hasta 10% más) que en la carrera descendente. La aceleración máxima se produce antes del inicio de la carrera ascendente, por lo tanto se espera una reducción de los picos máximos de carga.

2.5 REDUCTOR DE ENGRANAJES (REDUCTOR DE VELOCIDAD)^{1,2,4}

La función de los reductores de velocidad, es disminuir la alta velocidad de rotación del motor primario a la velocidad de bombeo requerida. La relación de la reducción de velocidad habitual es de aproximadamente 30:1, la máxima velocidad de salida es de aproximadamente 20 carreras por minuto. El rango estándar de torsión máxima es de 6400 pg-lbs a 3648000 pg-lbs y los tamaños correspondientes se designan como 6.4 y 3648. Estos valores son válidos para una velocidad de bombeo de 20 carreras por minuto, hasta alcanzar un tamaño del reductor de 320, por encima del cual las velocidades máximas permitidas se reducen. Dos tipos de reductores de velocidad se utilizan: reductores de engranaje y reductores de cadena.

Los reductores de engranajes utilizan una reducción de engranaje doble o triple; la figura 2.35 muestra un esquema de una unidad de doble reducción. Está conformado por tres ejes: un eje de entrada de alta velocidad, un intermedio y un eje de baja velocidad. El eje

de alta velocidad es accionado por el motor primario a través de una polea con correa en V y el eje de baja velocidad acciona los brazos de la manivela de la unidad de bombeo. Están diseñados para soportar las altas cargas de torsión y de flexión por lo que asegura que las caras de los engranes estén en completo contacto incluso en el torque nominal del reductor. El eje se ejecuta en cojinetes montados en la caja del reductor. Los cojinetes se utilizan comúnmente en el eje de baja velocidad; los otros ejes suelen estar equipados con cojinetes de rodillos antifricción.

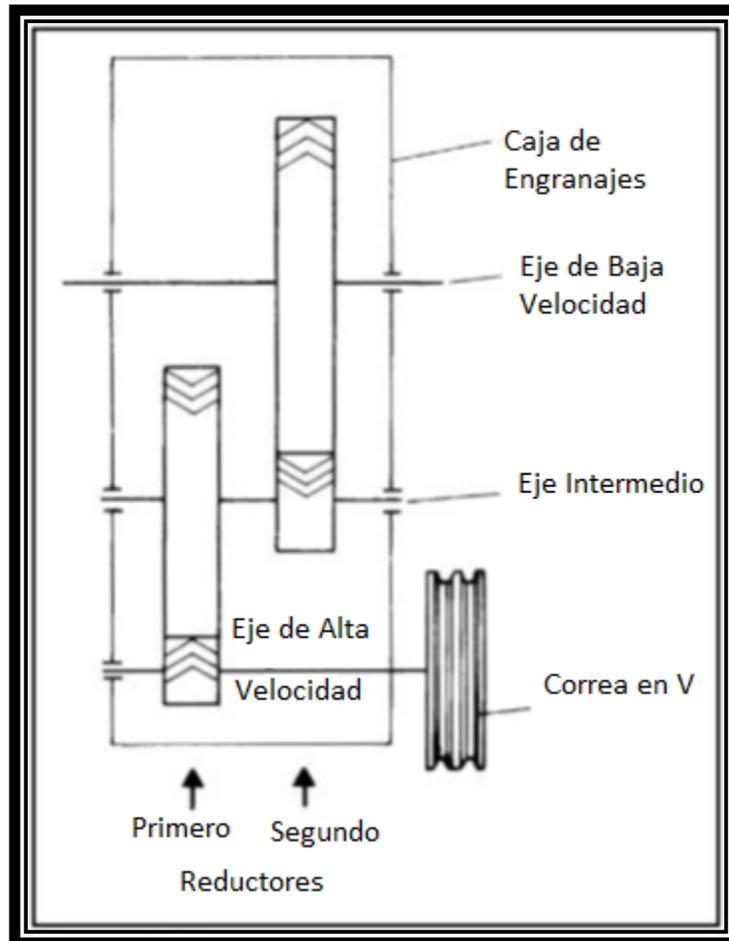


Figura 2. 35 Partes esenciales de un doble reductor de engranaje.

Los engranajes son maquinados con precisión a finas tolerancias y sometidos a tratamiento térmico para lograr la dureza requerida. El funcionamiento correcto y la vida del reductor de engranajes dependen principalmente de una lubricación adecuada de sus partes móviles.

El aceite para lubricación está contenido en la carcasa para proporcionar un baño de aceite para los engranajes y los canales de aceite se utilizan para conducir el lubricante a todos los baleros. La inspección regular y el cambio del aceite es el requisito primario para un funcionamiento sin problemas.

2.6 MOTOR PRINCIPAL^{1,2,4}

Las primeras unidades de bombeo fueron impulsados por motores de vapor y posteriormente los motores de gas de baja velocidad se convirtió en un uso estándar. Los motores eléctricos han conseguido una gran aceptación desde la década de 1940, las principales ventajas por utilizar estos tipos de motores son: el bajo costo de la energía eléctrica, menores costos de inversión debido al bajo precio de los motores eléctricos.

La elección entre potencia eléctrica o de gas se basa en varios factores. La disponibilidad de gas o electricidad en el pozo tiene una importancia primordial, pero la decisión correcta no puede ser alcanzada sin un análisis de los costos de operación involucrados. El costo de inversión de un motor de gas es mucho mayor que la de un motor eléctrico, pero por otro lado, los motores de gas tienen una vida útil mucho más larga. En resumen, para decidir sobre el tipo de motor primario para ser utilizado en una instalación dada, se requiere una comparación de los costos previos a su utilización.

2.6.1 Motores de combustión interna

Los motores de combustión interna funcionan generalmente con gas que puede ser gas seco proveniente del separador o más frecuentemente, gas húmedo a boca de pozo conducido desde el cabezal de la TR, siempre y cuando, no contenga gases ácidos como el H₂S. Los motores disponibles se clasifican en dos grandes categorías: motores de baja velocidad y los motores de alta velocidad.

Los motores de baja velocidad tienen una velocidad de operación entre 200 y 800 rpm y puede ser de dos o cuatro tiempos y mono o poli-cilíndricos, el tipo más popular en esta categoría es el motor horizontal mono-cilíndrico de dos tiempos. Las curvas de rendimiento de un motor típico se dan en la figura 2.36, donde se representan el torque y potencia del motor contra la velocidad, como se puede observar el torque es bastante constante en un amplio intervalo de velocidades, asegurando un funcionamiento apropiado bajo las cargas cíclicas de bombeo. Los motores están disponibles en varios tamaños que van de diez a cien caballos de fuerza. Sus principales ventajas son el desarrollo relativamente grande de torque, pocos componentes y una larga vida de operación.

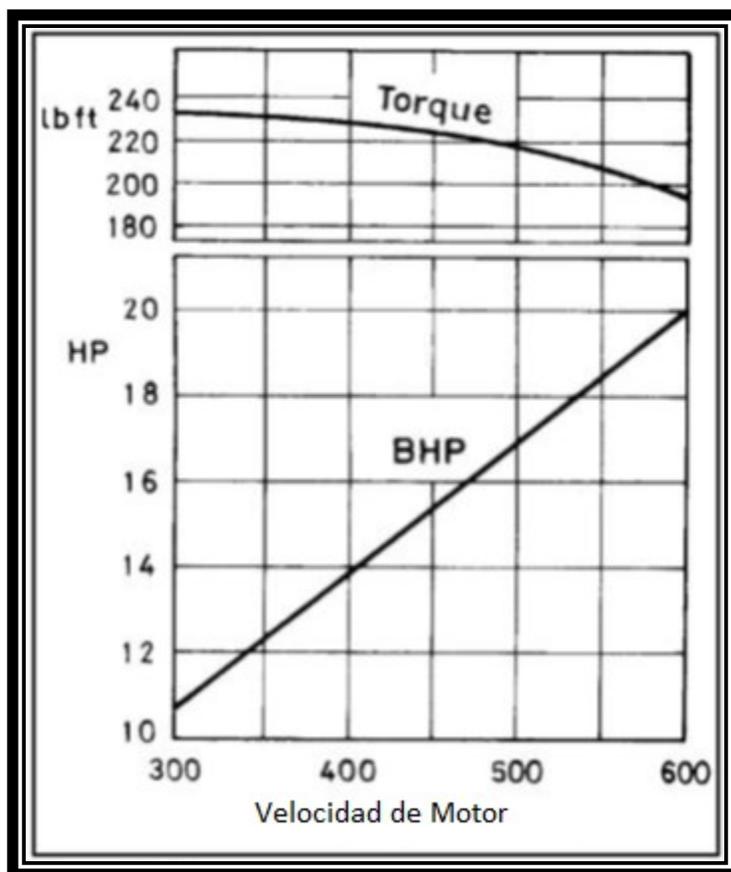


Figura 2. 36 Curvas de rendimiento de un motor mono-cilíndrico de dos tiempos.

Los motores de alta velocidad operan en un rango de 750 a 2000 rpm y suelen ser motores de cuatro tiempos o diesel. Este tipo de motores, desarrollan menos torque que los motores de baja velocidad, son más complejos y contienen más piezas. A pesar de que son menos costosos que los motores de velocidad lenta, su vida útil se reduce debido a las altas velocidades en las que operan.

2.6.2 Motores eléctricos

La mayoría de las unidades de bombeo mecánico son accionadas por un motor eléctrico. Las razones de su popularidad son el relativo bajo costo, fácil control y capacidad de adaptación a la operación automática. Son generalmente, motores de inducción trifásicos de jaula de ardilla, que utilizan seis polos con una velocidad sincrónica de 1200 rpm a una frecuencia de 60 Hz y 1000 rpm a 50 Hz.

Antes de una discusión de los tipos de motores disponibles, las condiciones de funcionamiento de los motores primarios se detallan a continuación.

a) Cargas en el motor. La naturaleza de la carga de bombeo, es cíclico. La demanda de energía es alta durante la carrera ascendente cuando la sarta de varillas y la carga del

fluido se levantan, mientras que en la carrera descendente, prácticamente no se requiere ninguna entrada de energía debido a que la sarta de varillas cae por su propio peso. Como el motor primario no puede operar eficientemente bajo tales condiciones, se emplean varios medios para contrabalancear la unidad y para suavizar los efectos cíclicos de las cargas de bombeo. Sin embargo, la mecánica de contrabalanceo, aunque eficaz, no puede eliminar por completo las fluctuaciones de la demanda de energía. Todo esto significa que un motor eléctrico, al accionar una unidad de bombeo, puede estar muy sobrecargado durante una parte del ciclo de bombeo, mientras que puede actuar como un generador durante otras partes del ciclo. Por lo tanto, la selección adecuada del tipo y el tamaño del motor primario se basa en las condiciones especiales en las que una unidad de bombeo debe operar.

b) Deslizamiento del motor (motor slip). Los motores de inducción, desarrollan un campo magnético giratorio en el bobinado del estator, que gira con la llamada velocidad sincrónica producida por la interacción de los dos campos que produce el torque al girar el eje del motor. Cuando se carga, el motor siempre gira a una velocidad menor que su velocidad sincrónica. La diferencia de velocidad sincrónica y la velocidad bajo condiciones de carga completa, es un parámetro importante del motor. Se expresa generalmente como un porcentaje de la velocidad sincrónica y se llama deslizamiento del motor, el cual se define en la ecuación 2-5.

$$slip = \frac{N_s - N_n}{N_s} 100 \dots\dots\dots ec.2-5$$

Dónde:

N_s = velocidad sincrónica, rpm

N_n = Velocidad nominal (carga completa), rpm

Los motores con diferentes valores de deslizamiento disponibles se comportan de forma diferente bajo la condición de carga cíclica de bombeo. Un motor de bajo deslizamiento tiene un pequeño rango de cambios de velocidad y se encuentra más cargado para mantener su velocidad a carga completa. Los motores con mayor deslizamiento pueden ralentizar con cargas más grandes y requieren menos energía que los motores de bajo deslizamiento. Se demostró en los últimos veinte años, la variación de alta velocidad del motor tiene varios efectos beneficiosos en el rendimiento del sistema de bombeo, por ejemplo, el torque requerido para mover la sarta de varillas se reduce debido a la menor aceleración de la varilla pulida. Otro efecto importante es la utilización de la energía de inercia de los contrapesos giratorios para disminuir los valores pico de torque durante el ciclo de bombeo. A medida que el motor reduce la velocidad, la energía inercial se libera de los contrapesos, aumenta la velocidad y almacenando energía.

2.6.2.1 Tipos de motores

Los motores eléctricos utilizados para el servicio del sistema de bombeo mecánico están designados por NEMA como motores B, C y D. Las características de torque vs velocidad de estos motores se muestra en la figura 2.37. Sus principales características son:

- NEMA B: deslizamiento normal (por debajo del 3%), torque de arranque de 100 a 175% del torque a carga completa.
- NEMA C: deslizamiento normal (por debajo del 5%), torque de arranque de 200 a 250% del torque a carga completa.
- NEMA D: alto deslizamiento (del 5 al 8%), torque de arranque a 275% del torque a carga completa.

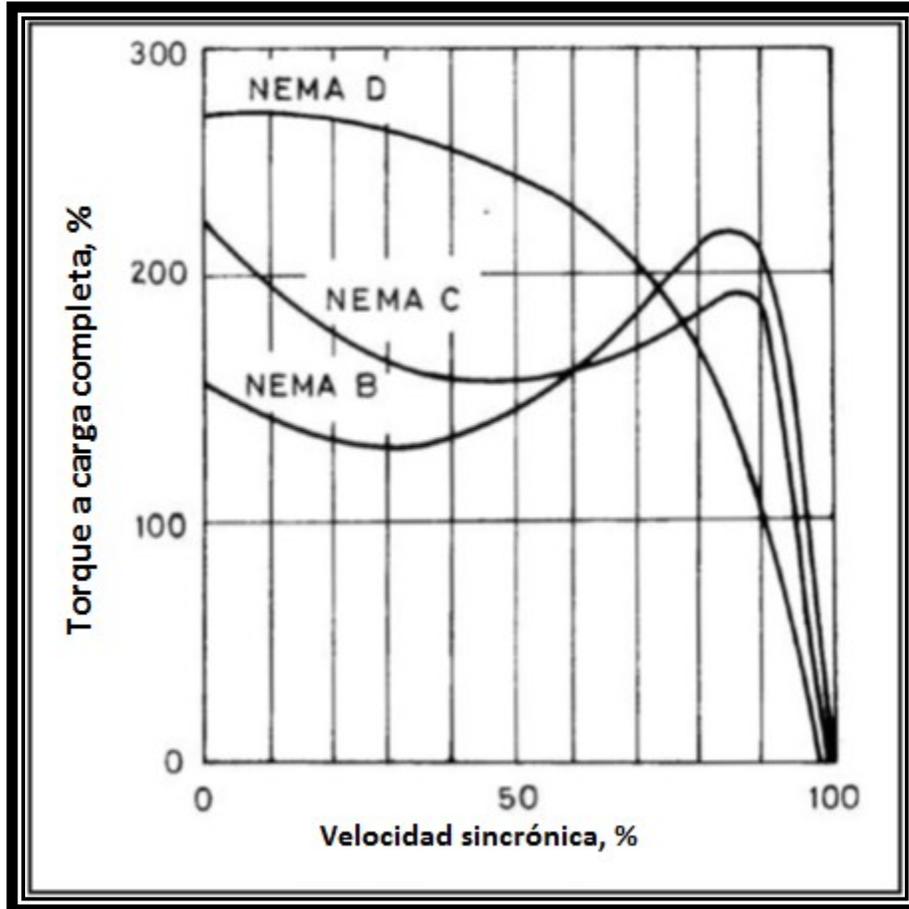


Figura 2. 37 Muestra las características de torque en función de la velocidad sincrónica de los diferentes tipos de motores eléctricos.

2.7 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO^{1,16}

Para asegurar el buen funcionamiento de las instalaciones del sistema de BM, se debe monitorear continuamente el desempeño de sus componentes para determinar la eficiencia del sistema y si es necesario, realizar ajustes ya sea en la longitud de la carrera, la velocidad de bombeo o de otros parámetros de operación. Este monitoreo se lleva a cabo por medio de un dinamómetro, el cual es una herramienta que registra el movimiento de la varilla pulida y la variación de la carga, durante el ciclo de bombeo; ambos registros se toman con respecto al tiempo y se dibujan en una gráfica la cual es comúnmente llamada “carta dinamométrica”.

2.7.1 Tipos de dinamómetros

a) dinamómetro mecánico. Un dinamómetro mecánico mide las cargas de las varilla por medio de la deflexión de un anillo de acero colocado entre la barra de soporte y la abrazadera de la varilla pulida. La grabación de este anillo de deflexión se realiza sobre la carta dinamométrica, unida a un tambor rotativo accionado por el movimiento vertical de la varilla pulida. La carta traza las cargas de la varilla pulida contra los desplazamientos verticales de las varillas. Su principal inconveniente, es que la unidad de bombeo debe detenerse antes de que pueda ser instalado en la varilla pulida.

b) Dinamómetro hidráulico. Un dinamómetro hidráulico (figura 2.38) se puede instalar sin la necesidad de parar la unidad de bombeo. Este tipo de dinamómetro utiliza un espaciador instalado en la varilla pulida entre la barra de soporte y la abrazadera. Se instalan dos sensores de carga en los pistones hidráulicos entre el hombro del espaciador y la barra de soporte, incluso mientras la unidad está bombeando. Después de que el dinamómetro está en su lugar, se aplica presión hidráulica a los pistones activando la bomba de mano conectada al sistema. Los pistones levantan el espaciador de la barra de soporte, por lo que, las cargas de la barra pulida se transfieren a los pistones hidráulicos. Por lo tanto, los cambios de las cargas en la varilla pulida implican cambios en la presión hidráulica, que luego son grabadas en las cartas.

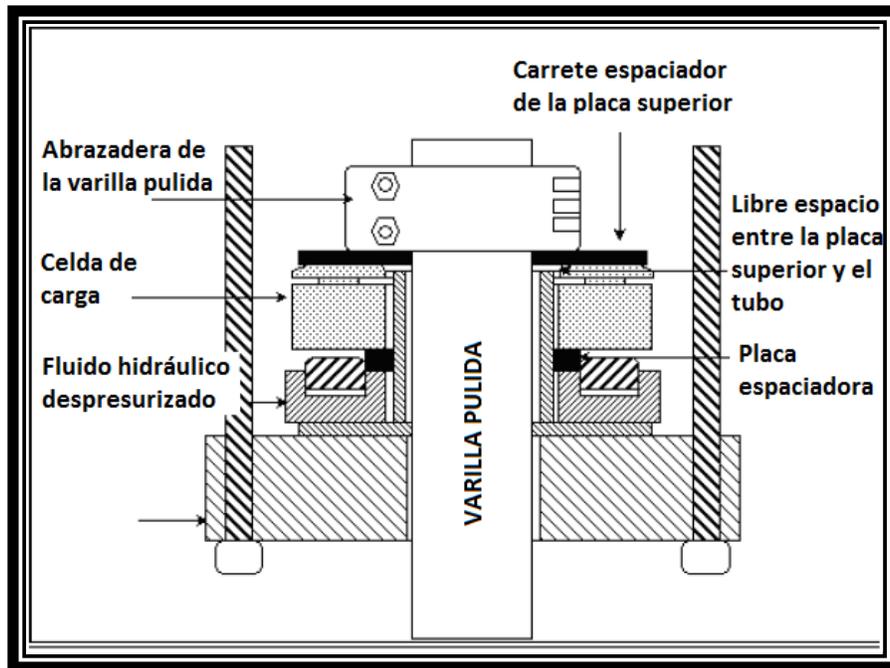


Figura 2. 38 Partes estructurales de un dinamómetro hidráulico.

c) Dinamómetro electrónico. Un dinamómetro electrónico, utiliza transductores electrónicos para medir las cargas y los desplazamientos de la varilla pulida. Como se muestra en la figura 2.39, las partes principales de un dinamómetro eléctrico son el transductor de carga (célula de carga), el transductor de posición y un sistema electrónico, que proporciona una interfaz, la grabación de la señal y el procesamiento. La célula de carga se coloca entre la barra de soporte y la abrazadera de la varilla pulida y por lo general emplea medidores de tensión para detectar las cargas en la varilla pulida. El transductor de posición incluye un potenciómetro el cual produce una señal directamente proporcional al desplazamiento de la varilla pulida. Las señales de los dos transductores, son transferidas a un circuito de adquisición de datos, que produce señales eléctricas suavizadas para el registro y el procesamiento. Por lo tanto, las cargas y la posición de la varilla pulida pueden ser grabadas en un microordenador portátil, adquiriendo y almacenando los grabados en tiempo real.

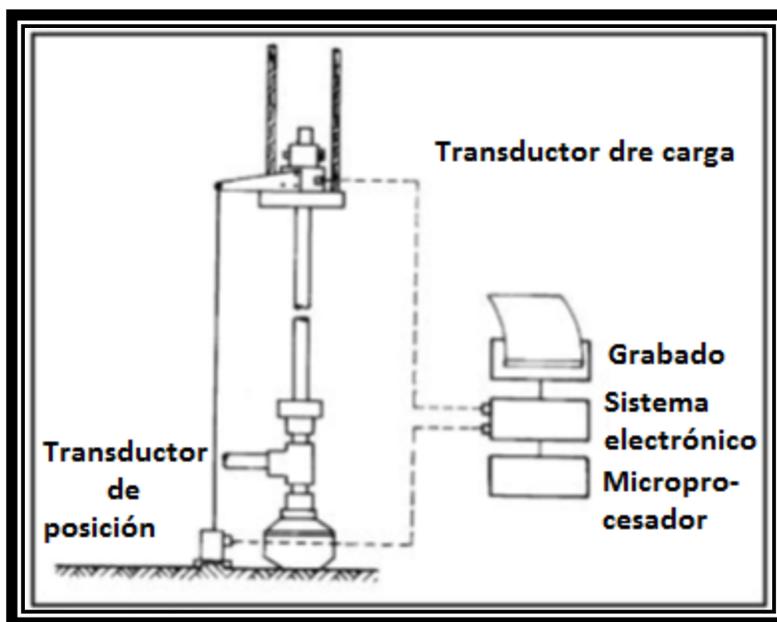


Figura 2. 39 Partes principales de un dinamómetro eléctrico.

d) Dynagraph de fondo del pozo. Rara vez se utilizan directamente cartas dinamométricas tomadas en superficie para detectar las condiciones de funcionamiento de la bomba de fondo, ya que estas tarjetas también refleja todas las fuerzas (estáticas y dinámicas) que se producen desde la bomba hasta la sarta. Sin embargo, un dinamómetro (dinamómetro mecánico) se coloca justo encima de la bomba, el grabado producido de este dinamómetro de fondo es un verdadero indicador del funcionamiento de la bomba. Las cargas producidas en la varilla inmediatamente por encima de la bomba, son registradas en función de la posición de la bomba a través de una “cartas dynagraph” nombre que se utiliza para distinguirlas de las tarjetas de superficie. Estas tarjetas permiten un análisis más directo y preciso de las condiciones de operación de la bomba.

2.7.2 Interpretación de las cartas dinamométricas

Con el fin de comprender las características básicas de las distintas formas de las cartas dinamométricas, se supone una sarta rígida, inelástica, una velocidad suficientemente baja de bombeo para eliminar las fuerzas dinámicas de bombeo de un líquido incompresible y se desprecia todas las pérdidas de energía a lo largo de la sarta. En este caso, la carta dinamométrica, es decir, la variación de la carga de la varilla pulida frente al desplazamiento de la varilla, es representado por el paralelogramo 1-2-3-4 como se muestra en la figura 2.40. En el punto 1, comienza la carrera ascendente donde la válvula viajera se cierra inmediatamente. La carga de la varilla pulida, es igual al peso flotante de la sarta en el punto 1, aumentando de repente la carga indicada por el punto 2, la carga del fluido se transfiere de la válvula de pie a la válvula viajera. El émbolo y la varilla pulida se mueven juntos hasta que se alcanza el punto 3, mientras que la carga se mantiene

constante. En el punto 3, cuando se alcanza el final de la carrera ascendente y la carrera descendente se inicia con la apertura inmediata de la válvula viajera, la carga de la varilla se reduce de repente al punto 4, ya que la carga de fluido ya no se realiza por la válvula viajera. La sarta de varillas, con la válvula viajera abierta viaja a su extremo inferior, los fluidos del pozo caen del punto de 4 al 1, mientras que la carga de la varilla pulida es igual al peso de flotación de la sarta de varillas. En el punto 1, comienza un nuevo ciclo.

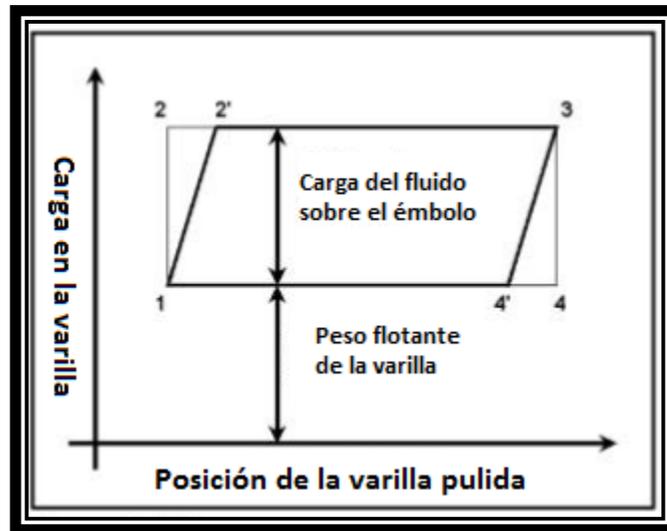


Figura 2. 40 Carta dinamoétrica a condiciones ideales.

Ahora, en un caso más realista, se considera un sistema de varillas elásticas sin cambios en las demás hipótesis; la forma de la carta es romboidal 1-2'-3-4' (figura 2.40). Esta forma se debe a que la varilla se estira, en el punto 1, la carga de la varilla alcanza su valor máximo gradualmente hasta llegar al punto 2', mientras que la bomba comienza la carrera ascendente con la válvula viajera cerrada. Del mismo modo, al final de la carrera ascendente, la transferencia de carga del fluido de la válvula viajera a la válvula de pie es también gradual desde el punto 3 al 4'. Esta forma teórica de una carta dinamoétrica rara vez es grabada y se puede encontrar solamente en pozos poco profundos cuando se realizan lentas velocidades de bombeo.

Se desprende de la descripción anterior del ciclo de bombeo que, en las condiciones simplificadas, los viajes del émbolo es menor que la longitud de la carrera de la varilla pulida, la diferencia se da por la elongación de la sarta de varillas. Por lo tanto, la longitud de la carrera del émbolo 2-3, es igual a la longitud de la carrera de la varilla pulida en una sarta rígida; disminuye a 2'-3, si la elasticidad de la sarta de varillas es producida.

En un pozo real, la simplificación de los supuestos anteriores rara vez se cumplen debido a lo siguiente:

- Las cargas dinámicas en la varilla ocurren debido al patrón de aceleración del movimiento de la sarta de varillas.
- las fuerzas de onda se incluyen en la sarta de varillas por el movimiento de la varilla pulida y por la operación de la bomba de fondo. Estas ondas se transmiten y se reflejan en la sarta de varillas y pueden afectar considerablemente las cargas medidas de la varilla pulida.
- La acción de las válvulas de la bomba se ven muy afectadas por la compresibilidad de los fluidos levantados.
- Los problemas de fondo de pozo pueden existir cargas que alteran la varilla.

El efecto combinado de las anteriores condiciones cambia la forma de la carta dinamométrica de manera muy significativa, como se ilustra en la figura 2.41. Como se muestra, las cargas máximas y mínimas difieren de los valores válidos para el modelo de varilla elástica de baja velocidad y la forma general de la carta también se distorsiona.

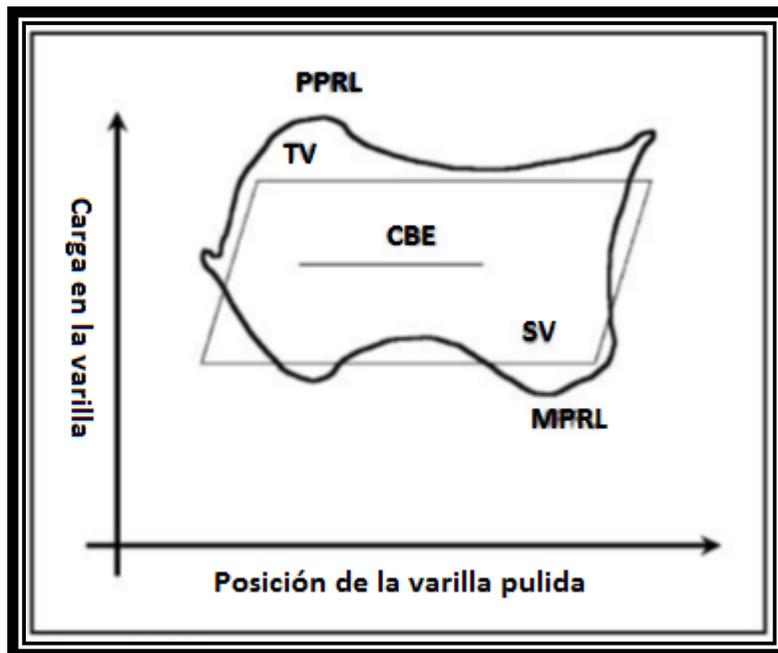


Figura 2. 41 Carta dinamométrica a condiciones reales.

2.7.3 Importancia de las cartas dinamométricas

Para el análisis del rendimiento de un sistema de bombeo, la herramienta más valiosa son los dinamómetros los cuales registran las cargas que se producen en la sarta de varillas. Estas cargas se miden en superficie a través de un dinamómetro conectado a la varilla pulida o a la profundidad de la bomba con un dispositivo de ajuste de fondo de medición especial. En ambos casos, las cargas se registran en función del desplazamiento de la varilla o el tiempo de bombeo, durante uno o más ciclos de bombeo, produciendo la conocida “carta dinamométrica”. Puesto que la variación de las cargas en la varilla pulida es el resultado de todas las fuerzas que actúan a lo largo de la sarta de varillas y puesto que refleja el funcionamiento de la bomba, así como la unidad de bombeo, una evaluación de las cargas medidas revela información valiosa de las condiciones de fondo de pozo y de superficie. En consecuencia, los análisis de rendimiento del fondo de pozo y equipos de superficie se llevan a cabo normalmente mediante la interpretación de las cartas dinamométricas en el pozo. El uso apropiado de las técnicas y la interpretación correcta de las cartas tomadas, son de suma importancia para el ingeniero de producción cuando se trata de aumentar la rentabilidad del sistema de bombeo. Los usos más importantes del análisis de las cartas dinamométricas son:

- ✓ Determinación de las cargas que se producen en la estructura de la unidad de bombeo y en la sarta de varillas.
- ✓ La carga por torsión en el reductor de velocidad y sobre el motor primario puede ser calculado.
- ✓ Por medio de la carta dinamométrica, se puede calcular la potencia necesaria para accionar la unidad de bombeo.
- ✓ Después de que el efecto de contrapeso se calcula, el grado de contrabalanceo de la unidad puede ser determinada.
- ✓ La condición y posibles fallas de operación de la bomba y de las válvulas se puede determinar.

Referencias Cap. 2

1. Gábor Takács, PH.D: "Sucker Rod Pumping Manual", Penn Well Corporation 1421 South Sheridan Road Tulsa, Oklahoma USA. 2003.
2. Kermit E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods", Vol. 2a, Editorial Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
3. Takács. PH, Gábor, "Modern Sucker-Rod Pumping", 1992.
4. Larry W. Lake "Petroleum Engineering Handbook, Volume IV Production Operations Engineering", Society of Petroleum Engineers, U. of Texas at Austin, 2007.
5. M.I. Lucero Aranda, Felipe de Jesús "Apuntes de sistemas artificiales de producción" Facultad de Ingeniería, UNAM, Mexico, 2010.
6. Murtha, T.P. et. Al. 1987. "New High-Performance Field-Installed Sucker Rod Guides." SPE 16921. Dallas, Texas: 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of SPE.
7. Curso "Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico", PDVSA, CIED, 2002.
8. A.P. Szilas, "Production and Transport of oil and gas" Academy of Sciences, Budapest Hungar. 1975
9. "Reverse Mark Unit Installation Manual M-09", Lufkin Industries Inc. Texas.
10. "Low Profile II Pumping Unit Installation Manual LP II-09", Lufkin Industries Inc. Texas.
11. "Manual de Operación de Unidades Rotaflex", Bombeo Mecánico Rotaflex México, Weatherford, 2005.
12. J.N. McCoy, Echometer Company, A.L. Podio, University of Texas at Austin, "Rotaflex Efficiency and Balancing". Society of Petroleum Engineers Inc., SPE 67275, Oklahoma, 2001.
13. Nercesian Francisco, Fernández Castro Horacio, Juan José Saiz, "Uso de Unidades de Bombeo de Carrera Larga en Cerro Dragón". Pan American Energy & Weatherford.
14. Ed Hanzlik, "The dawn of a new generation" Dynapump, Inc.
15. "A Rod Pumping System to Reduce Lifting Costs", Howard C. Tait, SPE, Natl. Supply Co., Robert M. Hamilton, Natl. Supply Co.
16. "Use of conventional dynamometer cards in the analysis of sucker-rod pumped installations", Petroleum Engineering Department University of Miskolc, Gábor Takács.

Lista de Figuras Cap. 2

Figura 2.1 Componentes principales del bombeo mecánico convencional.....	1
Figura 2.2 Periodo básico de operación de una bomba.....	1
Figura 2.3 Bomba de tubería de Producción.....	3
Figura 2.4 Bomba de Varilla.....	3
Figura 2.5 Bomba de Tubería de Revestimiento.....	3
Figura 2.6 Nomenclatura para bombas estándar según la API.....	1
Figura 2.7 Ilustra construcciones de émbolos con empaque suave.....	1
Figura 2.8 Bola y Asiento de una válvula (viejera y estacionaria).....	1
Figura 2.9 muestra una sección transversal de una bomba de varilla con anclaje superior e inferior en la posición de carrera descendente.....	3
Figura 2.10 Bomba de doble acción con válvula círculo “A”.....	3
Figura 2-11 Separador de Gas Natural.....	4
Figura 2.12 Separador de Gas Tipo Empacador.....	4
Figura 2-13 Separador de Gas Tipo Niple Perforado.....	4
Figura 2.14 Separador de Gas Tipo Copas.....	7
Figura 2.15 Conexiones macho y hembra para varillas de succión.....	1
Figura 2.16 Muestra el interior y exterior de una varilla de alta resistencia “Electra”.....	1
Figura 2-17 Composición física de una varilla de fibra de vidrio.....	1
Figura 2.18 Ejemplo del manejo de la nomenclatura para sarta de varillas convencionales.....	4
Figura 2.19 Arreglo típico de un cabezal de pozo para un BM Convencional.....	1
Figura 2.20 Muestra la sección vertical de una caja prensaestopas.....	3
Figura 2.21 Tipos de Grampas.....	5
Figura 2.22 Estopero.....	5
Figura 2.23 Preventor Ratigan y Preventor Hubbert.....	5

Figura 2.24 Partes estructurales de una unidad de bombeo convencional.....	1
Figura 2.25 Figura representativa de la unidad de bombeo convencional (arriba), Aero balanceada (izquierda inferior), Mark II (derecha inferior).....	5
Figura 2.26 Unidad de bombeo Aero-balanceada.....	5
Figura 2.27 Unidad de bombeo Mark II.....	5
Figura 2.28 Unidad de bombeo Torqmaster.....	9
Figura 2.29 Partes básicas de una unidad Low-Profile.....	1
Figura 2.30 Configuración de una unidad ROTAFLEX.....	11
Figura 2.31 Componentes de sistema de cadena para una unidad ROTAFLEX.....	13
Figura 2.32 Muestra los diferentes tamaños disponible para unidades DYNAPUMP.....	14
Figura 2.33 principales componentes del sistema LIFTRONIC.....	15
Figura 2.34 Componentes de la unidad hidroneumática Tieben.....	5
Figura 2.35 Partes esenciales de un doble reduccion reductor de engranaje.....	1
Figura 2.36 Curvas de rendimiento de un motor mono-cilíndrico de dos tiempos.....	1
Figura 2.37 Muestra las características de torque en función de la velocidad sincrónica de los diferentes tipos de motores eléctricos.....	1
Figura 2.38 Partes estructurales de un dinamómetro hidráulico.....	1
Figura 2.39 Partes principales de un dinamómetro eléctrico.....	1
Figura 2.40 Carta dinamométrica a condiciones ideales.....	16
Figura 2.41 Carta dinamométrica a condiciones reales.....	16

Lista de tablas Cap. 2

Tabla 2-1 Ventajas y desventajas que presenta el sistema de BM.....	2
Tabla 2-2 Tamaños y diseños disponibles de bombas para diferentes medidas de tubería..	1
Tabla 2-3 Datos principales a considerar para varillas de acero sólido.....	3
Tabla 2-4 Propiedades mecánicas de los materiales de las varillas de succión estandarizadas por la API.....	1
Tabla 2-5 Datos principales a considerar para varillas Corods.....	1
Tabla 2-6 Datos principales a considerar para varillas de fibra de vidrio de 37.5 pies.....	1

Capítulo 3 Bombeo Mecánico con Tubería Flexible^{1,2}

3.1 Introducción³

La técnica de tubería flexible (TF), alguna vez considerada de alto riesgo y aplicable solamente a servicios especiales, se ha convertido en una herramienta esencial de muchas operaciones de intervención de pozos.

Su introducción en las operaciones de campos petroleros fue a comienzos de la década de 1960; La primera de esas unidades, construida por Bowen Tools y la California Oil Company, incluía un inyector regulado para cargas superficiales de hasta 30,000 lbm que corría una sarta continua de tubería de 1.315 pulgadas de diámetro exterior (OD, por sus siglas en inglés). El carrete de almacenamiento de la unidad, de 9 pies de diámetro, incluía una campana con una unión giratoria, apta para permitir el bombeo continuo de fluido a través de la TF. No obstante, los aceros con bajo límite elástico y las numerosas soldaduras de extremo a extremo (requeridas para fabricar tuberías continuas), no podían tolerar los repetidos ciclos de flexión y las grandes cargas de tracción. Las fallas de las soldaduras, los desperfectos de los equipos y las operaciones de pesca necesarias para recuperar la TF perdida, hicieron que los operadores perdieran confianza en esta técnica.

A fines de la década de 1980, y durante toda la década de 1990, esta tecnología logró mayor aceptación entre los operadores debido a su capacidad para reducir los costos generales, su confiabilidad significativamente mejorada y su espectro de aplicaciones en expansión, que llevaron a incrementar las operaciones de tubería flexible en forma sustancial. La utilización de la tecnología TF se ha incrementado debido a sus mejores características de fabricación, los diámetros más grandes de los tubos y los avances introducidos en los equipos, que han mejorado la eficiencia operacional.

En la actualidad algunas ventajas de la TF incluyen la movilización rápida y los costos más bajos, la aceleración de las operaciones como consecuencia de la eliminación de la necesidad de efectuar interrupciones para conectar los empalmes de las tuberías, y las capacidades de cargas razonablemente grandes en alcances verticales más profundos y de alto ángulo, en comparación con las operaciones con cable o línea de acero. La flexibilidad de trabajar bajo presión en pozos “activos” sin matar el pozo y la capacidad única de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición dentro del pozo o la dirección de viaje, son otras de sus ventajas.

Estas capacidades resultan particularmente útiles en operaciones de limpieza de pozos, operaciones de limpieza por chorro con gases inertes o fluidos livianos, lavados ácidos de los disparos, tratamientos de estimulación ácida o de estimulación por fracturamiento

hidráulico y tratamientos de consolidación de arena, operaciones de cementación, pesca y fresado, ensanchado y perforación de pozos en condiciones de bajo balance. La incorporación de líneas eléctricas, cables de transmisión de datos o cables de alimentación o suministro de energía en el interior de las sartas de tubería flexible, facilita la adquisición de registros de pozos, la vigilancia rutinaria o el control de fondo de pozo, la perforación direccional y las instalaciones de distintos mecanismos de levantamiento artificial.

El uso de tubería flexible como un mecanismo de levantamiento artificial ha sido muy popular para la elevación de los pozos de aceite como sarta de velocidad y también para la eliminación de agua y condensado de los pozos de gas. El efecto de reducir el área de flujo eficaz, aumentando la velocidad del fluido y por lo tanto la descarga del pozo, ya no es el único mecanismo de elevación particular para esta aplicación.

El uso de TF en conjunto con diversos sistemas de producción, se ha practicado desde a finales de los 90as, con la finalidad de mejorar las condiciones de operación y rentabilidad que con terminaciones convencionales de producción artificial.

Los principales beneficios que ofrece la TF en el campo de los sistemas artificiales son:

- ✓ Capacidad de operar en pozos Slim-hole.
- ✓ Puede ser equipado para operar en condiciones hostiles (a altas presiones y a altas temperaturas de hasta 600°F).
- ✓ Se puede aplicar a pozos con alta desviación e incluso en pozos horizontales.
- ✓ Tiene la capacidad de bombear fluidos para mejorar las condiciones de flujo.
- ✓ Baja los costos de operación, reparación y mantenimiento.

A continuación se presentan algunos ejemplos de la implementación de sistemas de producción artificial con TF.

➤ **Bombeo Neumático con TF⁴**

El principio de operación del BN con TF es el mismo que con el convencional, sin embargo, la inyección del gas a presión se realiza por medio de la TF por lo que los fluidos se elevan a través de TP-TF. Su diseño consta de un numero calculado de válvula/mandril especial instalados en la TF, llamadas “válvulas enrollables” (spoolable valve). Esta válvula/mandril tiene la ventaja de no tener la necesidad de cortar la TF para su instalación ya que son flexibles al igual que la TF. La mayor desventaja, es que si alguna falla se debe sacar toda la sarta de TF para reemplazarla. De igual forma, se puede utilizar válvulas convencionales, las cuales se enganchan a la TF (una vez que la TF se ha implementado en el pozo) a la

profundidad deseada por medio de cable de acero. Los componentes del arreglo de fondo se presentan en la figura 3.1 y se describen a continuación.

- Empacador hidráulico: los elastómeros de este tipo de empacador, fueron modificados para soportar la combinación de presión diferencial y carga axial asociados a la fuerza sobre la tubería durante la instalación y la elevación de los fluidos, además, de soportar altas temperaturas.
- Conector de la TF: estas conexiones se aplican sobre la TF y están diseñados para soportar las cargas que ocurren durante la vida productiva del pozo.

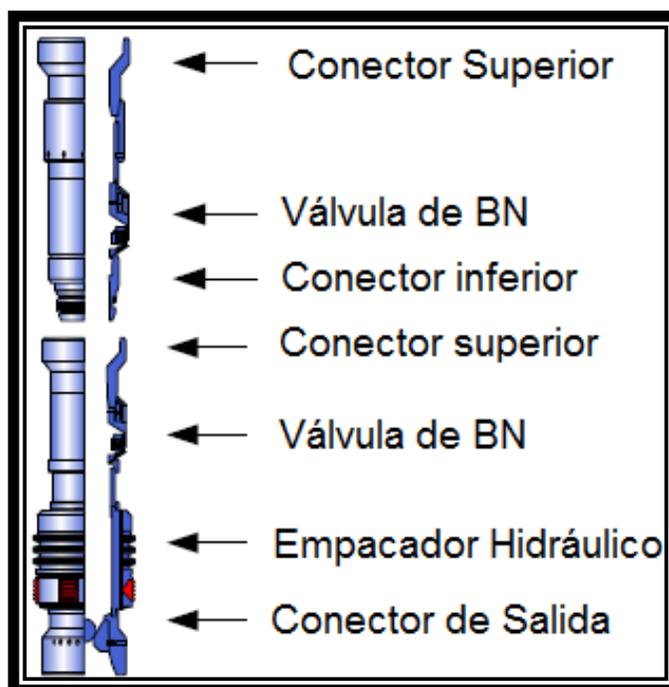


Figura3. 1 Arreglo de fondo para el BN con TF.

Esta implementación especial se ha realizado en pozos con terminación Slim-hole donde el espacio reducido limita la introducción de los mandriles convencionales, en pozos donde el espacio anular TR-TP se encuentra restringido y en pozos de baja productividad pero con una fuente de inyección de gas cercana y suficiente. El principal problema se presenta durante el inicio de las operaciones de inyección del gas a presión, ya que el diminuto diámetro de la TF propicia la formación de hidratos en su interior.

➤ **Bombeo Mecánico con TF.**

En los últimos años se ha estado investigando, aplicando y evaluando los beneficios que promete la TF al sustituir la sarta de varillas convencional en un Sistema de Bombeo Mecánico. Las ventajas potenciales para el trabajo del sistema mecánico al operar con sarta con TF son de manera principal los siguientes:

- ✓ Menor peso: Una TF de 1.5 pg., corresponde un peso por unidad de longitud de 2.72 kg/m
- ✓ Inyección de fluidos: mejoradores de flujo, inhibidores de corrosión, reductores de viscosidad.
- ✓ Operaciones de Limpieza: Limpieza por arenamiento de la bomba sin necesidad de paro de equipo.
- ✓ Terminaciones Slim-hole: Se pueden hacer terminaciones en pozos con diámetros limitados.
- ✓ Fallas en conexiones: Al no tener conexiones como la sarta de varillas convencionales, se elimina este problema, ya que del cabezal a la bomba de fondo solo se tiene una conexión.

La producción por medio de este sistema se puede realizar a través del espacio anular TP-TF o bien por la TF, la cual es una gran ventaja ya que no se requiere de TP. La limitante del sistema, es que se requiere una configuración especial en boca de pozo como la instalación de una varilla pulida hueca y una manguera flexible conectada a la línea de descarga.

➤ **Bombeo Electro Sumergible con TF⁵**

La primera implementación de la TF en sistemas BES fue realizada por la compañía REDA; esta Cía. instalo la primera bomba electro sumergible con TF en 1992 y desde esa fecha se han realizado continuas pruebas para comprobar los beneficios que promete el uso de esta tecnología. Algunos beneficios que promete el sistema BES-TF son:

- ✓ La instalación o remoción del sistema puede ser ejecutado sin necesidad de matar el pozo.
- ✓ Su implementación se puede realizar en pozos con terminación Slim-hole.
- ✓ Los tiempos por introducción, limpieza y desinstalación del sistema se logra en un menor tiempo en comparación con las configuraciones convencionales.
- ✓ Mayor vida de operación del cable eléctrico dentro de la TF, debido a que se puede suministrar algún fluido inhibidor.

El sistema BES-TF está constituida en principio por los mismos componentes que en un sistema BES convencional, la diferencia principal radica en la configuración; la posición de la bomba cambia con respecto al motor. El diseño del sistema tiene la capacidad de elegir (en base al índice de productividad y la calidad de los fluidos producidos) si los fluidos provenientes de la formación son llevados hacia la superficie a través del espacio anular

TP-TF o por medio de la TF. La figura 3.2 muestra la configuración de un sistema BES-TF y sus principales componentes.

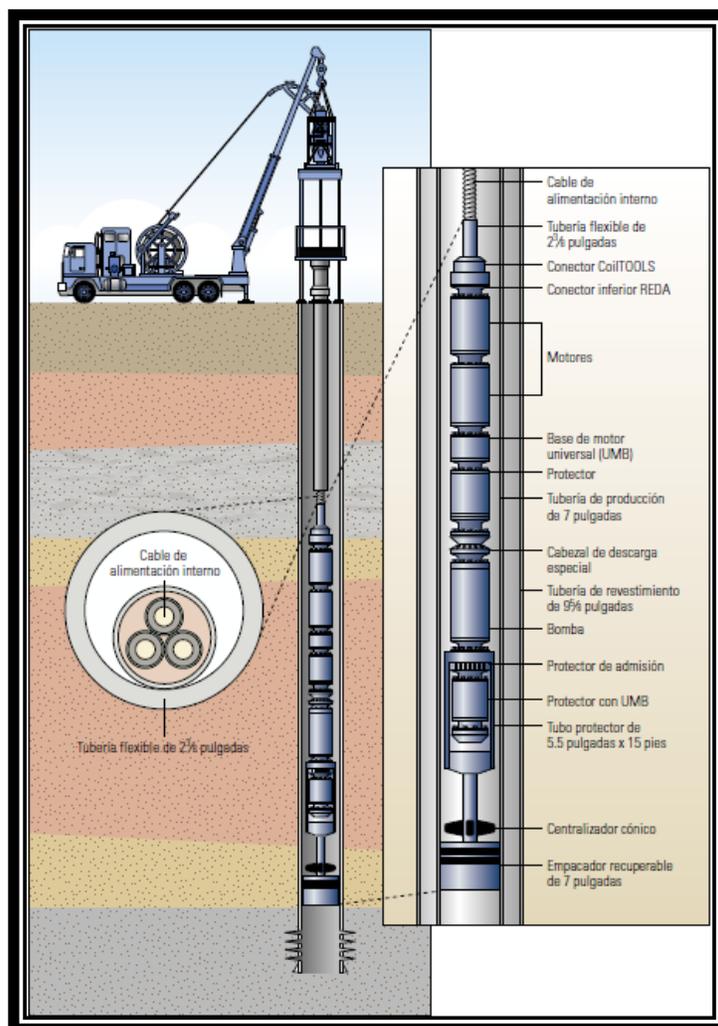


Figura 3. 2 Configuración del sistema BES con TF.

La configuración actual de los sistemas ESP-CT está compuesta por tubería flexible de 2 3/8 pulgadas con un cable de alimentación interno, un conector inferior REDA, motores, una base de motor universal, un protector, un cabezal de descarga, bombas y un protector de admisión y de empuje. El arreglo de fondo de pozo de 46 m se instala dentro de una tubería de revestimiento corta de 7 pulgadas. La producción de fluido oscila entre 8000 y 12000 BPD. La terminación inferior contiene una válvula de seguridad de fondo de pozo asentada a una profundidad determinada, una camisa de deslizamiento, medidores de presión y temperatura permanentes.

➤ **Bombeo por Cavidades Progresivas con TF⁶**

El sistema de bombeo por cavidades progresivas, es un sistema que presenta una alta eficiencia en pozos productores de aceite pesado y su mantenimiento es relativamente

sencillo y de bajo costo. Sin embargo, al igual que el bombeo mecánico, en el bombeo por cavidades el eslabón más frágil del sistema, es la sarta de varillas por el elevado uso de acoplamientos para alcanzar la profundidad de trabajo. El uso de la TF como sarta de varillas, aparte de proporcionar el movimiento al rotor, también elimina las fallas relacionadas a los acoplamientos ya que de la superficie a la bomba solo son dos conexiones. Además se puede inyectar cualquier tipo de fluido que sirva para mejorar las condiciones de flujo.

La figura 3.3 muestra la configuración de un sistema PCP con TF. El principio de operación es el mismo que el de uno convencional; el sistema utiliza un rotor de una hélice externa simple que es insertada dentro de un estator con forma de una hélice interna doble creando una serie de cavidades. Cuando un miembro es rotado, las cavidades van progresando desde un lado de la bomba (succión) hasta el otro lado (descarga), creando un flujo continuo.

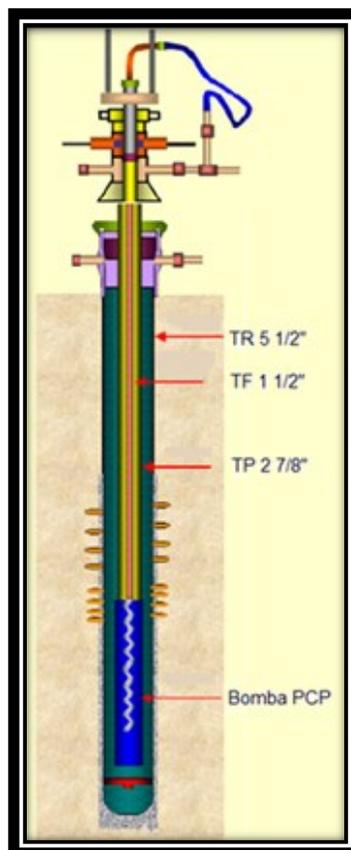


Figura3. 3 Configuración del sistema PCP-TF.

Una de las principales ventajas que nos puede proporcionar al implementar este tipo de SAP, es la de poder utilizarlo para crudos pesados y que posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento será relativamente sencillo. Además de sustituir grandes equipos

de bombeo mecánico, se reduce el impacto ambiental y los costos asociados al consumo energético, optimización y diagnóstico.

3.2 Principales Componentes de la Unidad de Tubería Flexible^{7,8}

La unidad de tubería flexible ha evolucionado hacia un tipo de unidad portátil compacta y eficiente que elimina el problema de armar y desarmar conexiones que entran y salen del pozo. En la unidad de TF se usan longitudes continuas de tubería que exceden los 30000 pies en aceros que llegan a soportar fuerzas desde 55000 lb/pg² hasta 120000 lb/pg², en diámetros que varían entre 0.75 y 4.0 pulgadas. La longitud es usualmente suficiente para alcanzar la total profundidad del pozo o profundidad de taponamiento. La unidad de TF está conformada por un conjunto completo de equipos, tal y como se muestra en la figura 3.4, necesarios para llevar a cabo las actividades programadas en el pozo.

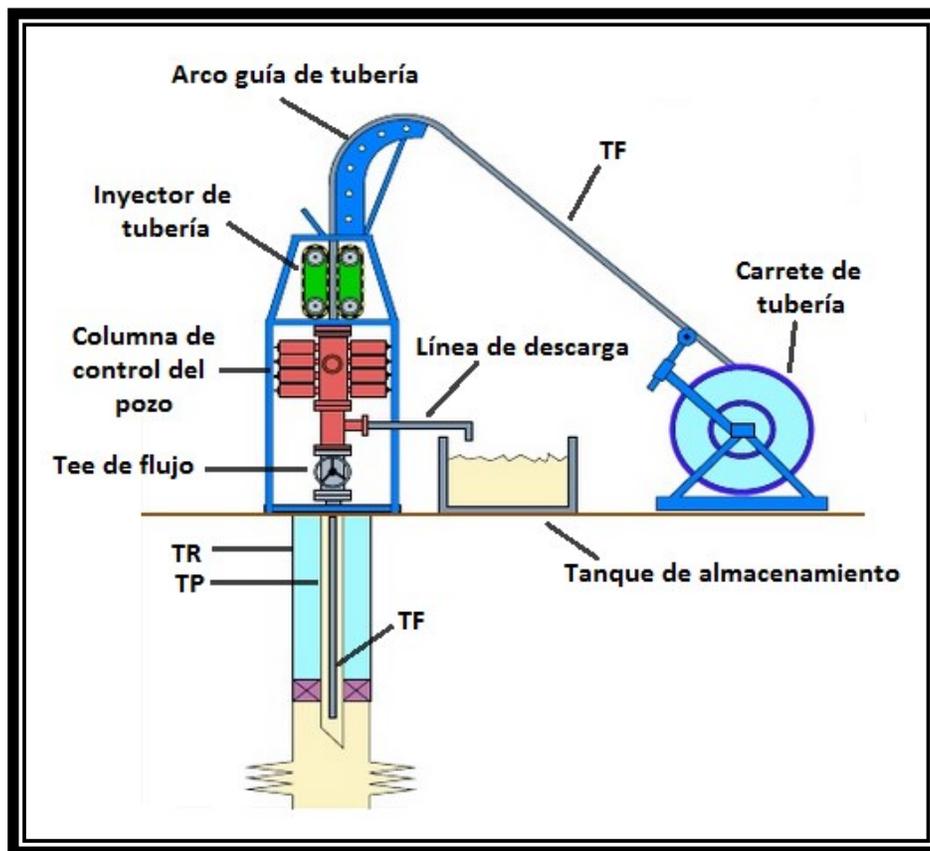


Figura3. 4 Componentes principales de una Unidad de TF.

1. Unidad de Potencia.- Consiste de un motor de combustión interna diesel, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas (Fig. 3.5) que suministran la potencia hidráulica requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes

del equipo de TF (sistema de control de presión, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y carrete).

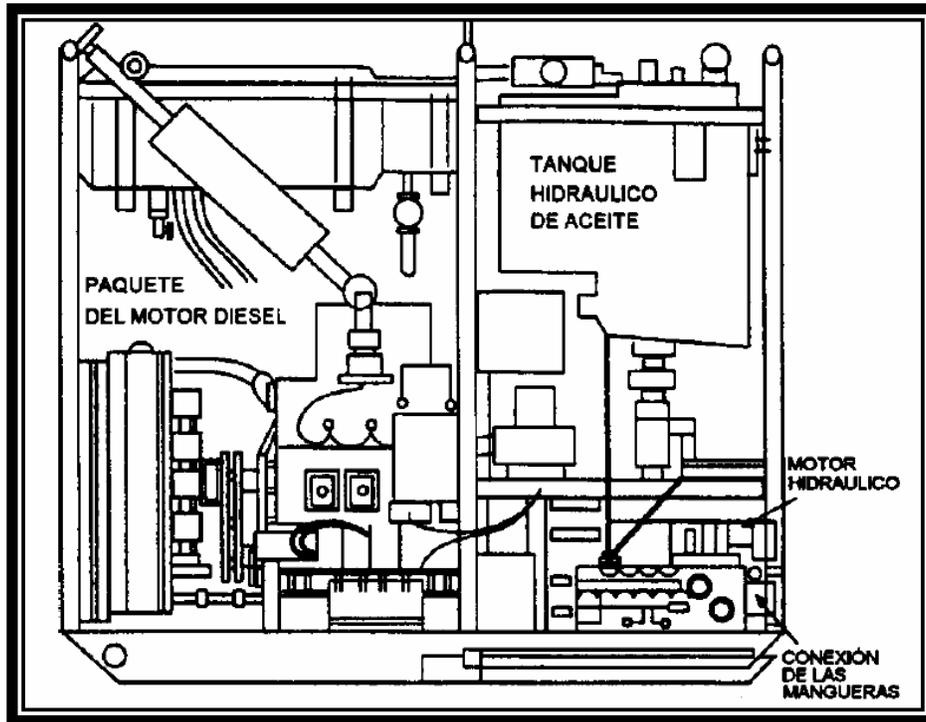


Figura3. 5 Partes estructurales de una unidad de potencia.

El sistema permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado. La unidad cuenta con un compresor requerido para suministrar aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona al stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

La unidad de potencia suministra al circuito hidráulico una presión de 2500 lb/pg² para operar en cada uno de los componentes del sistema y es regulada mediante válvulas de control de presión.

2. Carrete de Tubería.- Consta de varios elementos y mecanismos, los cuales facilitan el embobinado y operación de la tubería, estos elementos combinados proporcionan un método eficiente de tensión a la tubería flexible cuando es enrollada al carrete. Se opera por medio de un motor hidráulico que imprime la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas y catarinas (sprockets). Los componentes principales del carrete se presentan en la figura 3.6 y son:

- a) Unión Giratoria: Se localiza montada en el eje del carrete, y su función es bombear fluidos a la sarta de TF mientras gira el carrete, cuenta con un juego de empaques para evitar que se fuguen los líquidos durante las operaciones.

- b) Carrete de Enrollado: Esta herramienta evita que la tubería se traslape en el carrete durante su introducción (desenrollado) o extracción (enrollado).
- c) Lubricador de tubería: Esta herramienta se encuentra montado sobre el carrete de tubería que tiene la función de proporcionar una película de aceite para protección de la misma.
- d) Medidor de Profundidad.- Este mecanismo indica la profundidad del extremo inferior de la tubería dentro del pozo.

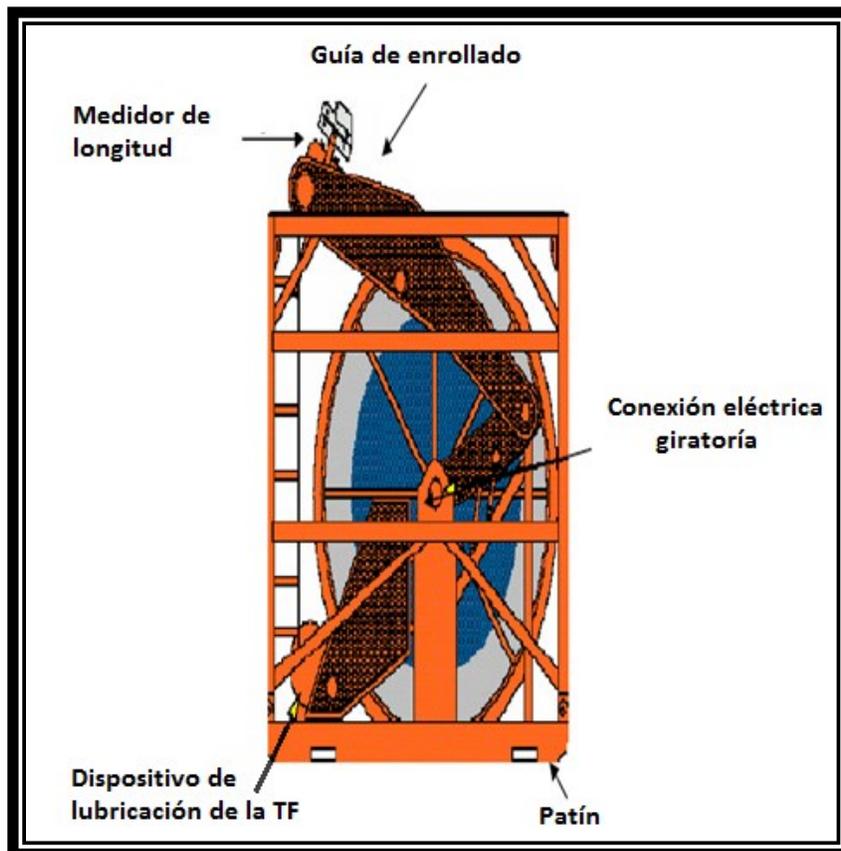


Figura3. 6 Elementos que componen a un carrete giratorio.

3. Cabeza Inyectora: Es el componente que sujeta la tubería y provee las fuerzas necesarias para introducir y recuperarla. El conjunto del inyector efectúa tres funciones básicas y son las siguientes:

- i. Proporcionar el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra la presión y para vencer la fricción del pozo.
- ii. Controlar la velocidad de la tubería dentro del pozo.
- iii. Soportar todo el peso de la tubería y acelerarlo a la velocidad de operación cuando se extraiga fuera del pozo.

La cabeza inyectora se muestra en la figura 3.7 y está conformada por los siguientes elementos:

- Cuello de Ganso: Es un arco de acero montado sobre la cabeza inyectora, que actúa como guía a la sarta de TF.
- Cadenas: Es una serie de eslabones, roles y blocks de acero que corresponden al diámetro de la tubería que se esté usando y transmiten la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería del pozo.
- Motores Hidráulicos: Suministran la tracción requerida para mover la tubería dentro y fuera del pozo. Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas.
- Indicador de Peso: Proporciona el peso de la sarta de TF colgada en las cadenas de la cabeza inyectora, el cual está en función de las características y dimensiones de la sarta, así como de las condiciones del pozo.
- Elementos de control de pozo: Se configuración básico consiste de un arreglo de preventores con los cuales se proporciona un medio de control eficiente y seguro durante una operación normal o de emergencia. El conjunto de preventores está equipado con cuatro juegos de rams y se instalan sobre el árbol de válvulas. Son operados desde la cabina de control a través de un circuito hidráulico y de un acumulador neumático (nitrógeno).

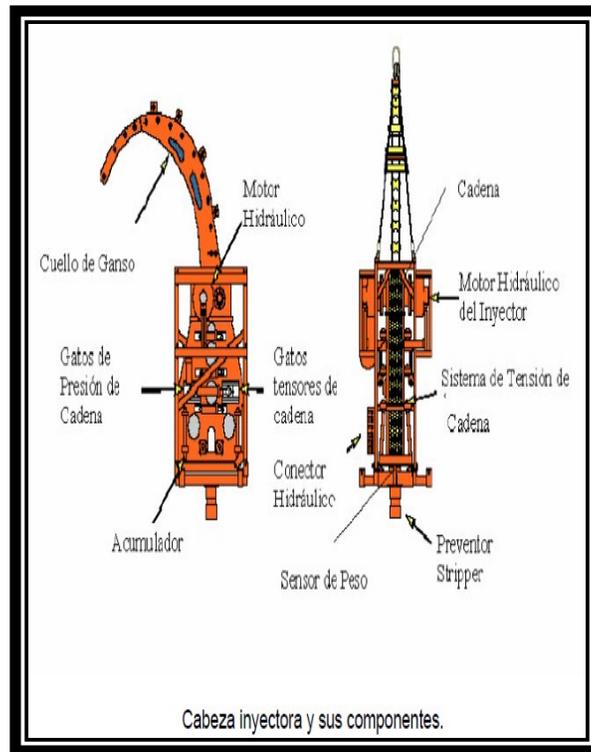


Figura3. 7 Principales componentes de la cabeza inyectora.

4. Cabina de Control: Contiene todos los controles e instrumentos de cada componente del equipo que interviene para una operación segura y eficiente de la sarta de tubería flexible cuando es introducida al pozo (figura 3.8). La ubicación de la cabina depende de la configuración y tipo de unidad de tubería flexible.

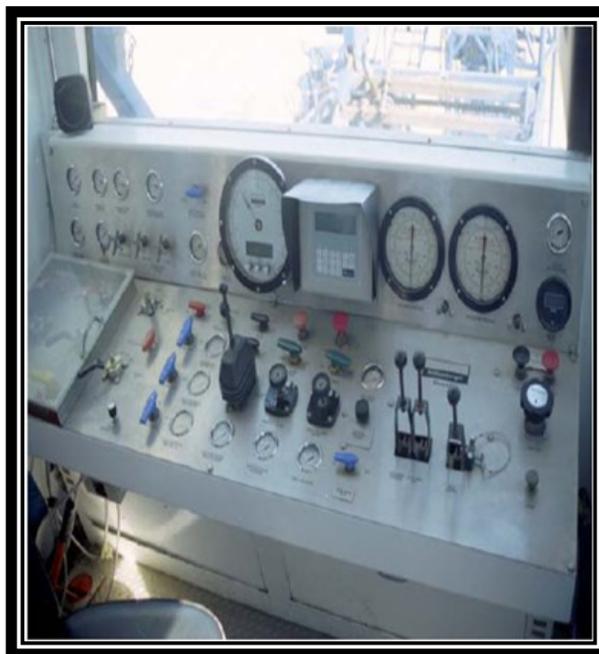


Figura3. 8 Cabina de control de una unidad de tubería flexible.

La cabina de control se eleva durante las operaciones con un sistema de gatos neumáticos, para facilitar al operador la visibilidad requerida para realizar la intervención de los pozos con la máxima confiabilidad, efectividad y seguridad; al verificar las condiciones de los componentes externos de la TF: carrete de tubería, cabeza inyectora y de la operación en general.

3.3 Concepto y Detalles de la Tubería Flexible como Sarta de Succión^{2,9}

El concepto de la tubería flexible como sarta de succión, ofrece un nuevo medio de hacer frente a algunos problemas muy antiguos en el campo de los sistemas artificiales. Utilizando los sistemas mecánicos convencionales de superficie y bombas estándar de fondo de pozo, la sarta de TF permite al operador emplear un enfoque diferente para transmitir la energía de elevación, así como tener más opciones para la terminación de pozos.

Para la mayoría de las aplicaciones de BM con TF, los componentes finales de fondo de pozo consisten en una sarta de TF, una bomba y un ancla de gas; en superficie, la sarta de TF se extiende a través de la boca de pozo hasta la brida y se suspende de una abrazadera, de esta manera, la sarta de TF también actúa como varilla pulida a través de la caja prensaestopas. Conectado a la parte superior de la sarta de TF se encuentra un conjunto de acero tubular curvado, que a su vez está conectado a una manguera flexible de alta presión que finalmente vincula a la línea de descarga de la superficie (Figura 3.9). Estos componentes se ejecutan en el agujero con una unidad de tubería flexible convencional.

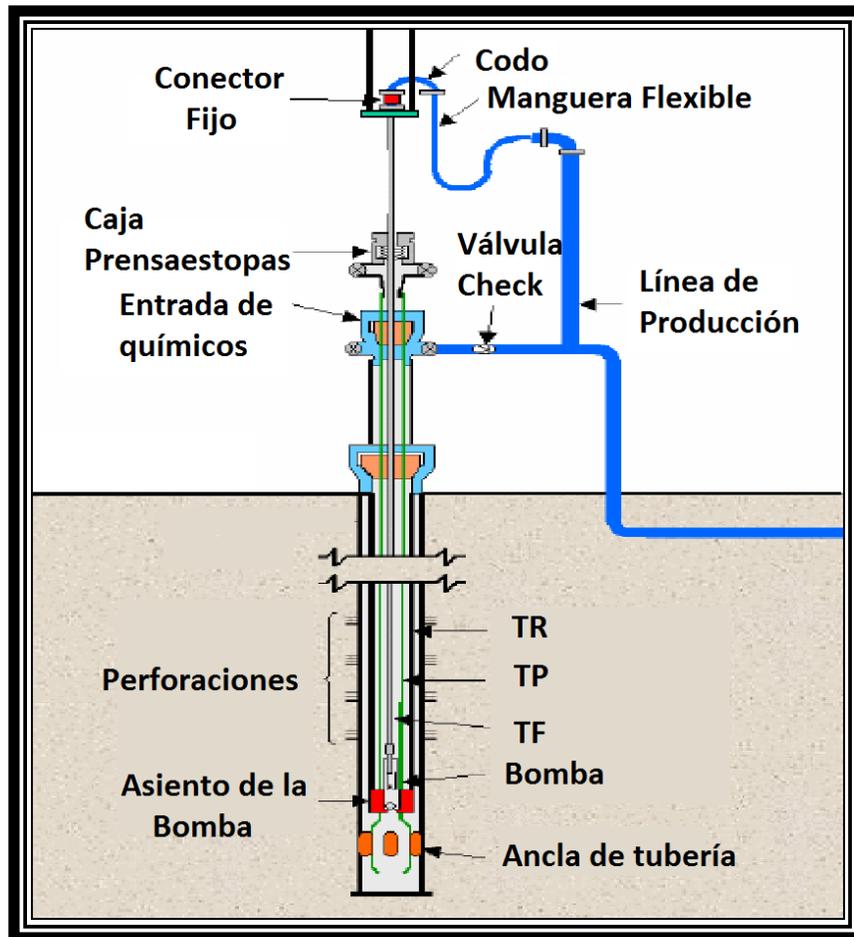


Figura3. 9 Componentes principales de una configuración de BM con TF.

La innovación de esta sarta es que el operador utiliza un producto elaborado continuamente de tubería (tubería flexible) la cual transmite a la bomba de fondo el movimiento recíprocante necesario para su funcionamiento. Los fluidos producidos resultantes de esta operación son llevados hacia la superficie a través del espacio anular entre la TR-TP o bien, por el interior de la TF. Las dos ventajas principales son la eliminación de las conexiones convencionales de las varillas de succión y sus problemas asociados, así como una cierta opción de realizar una terminación de agujero-delgado.

La figura 3.10 muestra una terminación convencional frente a una con TF. Producir a través de la TF permite realizar terminaciones en agujero-reducido por lo que se tendrán beneficios económicos al asentar TR de diámetros más pequeños. Otro beneficio que resulta de utilizar la sarta de TF, es que, cuando no se tiene una buena hermeticidad de la sarta de producción, el problema se resuelve produciendo a través de la TF.

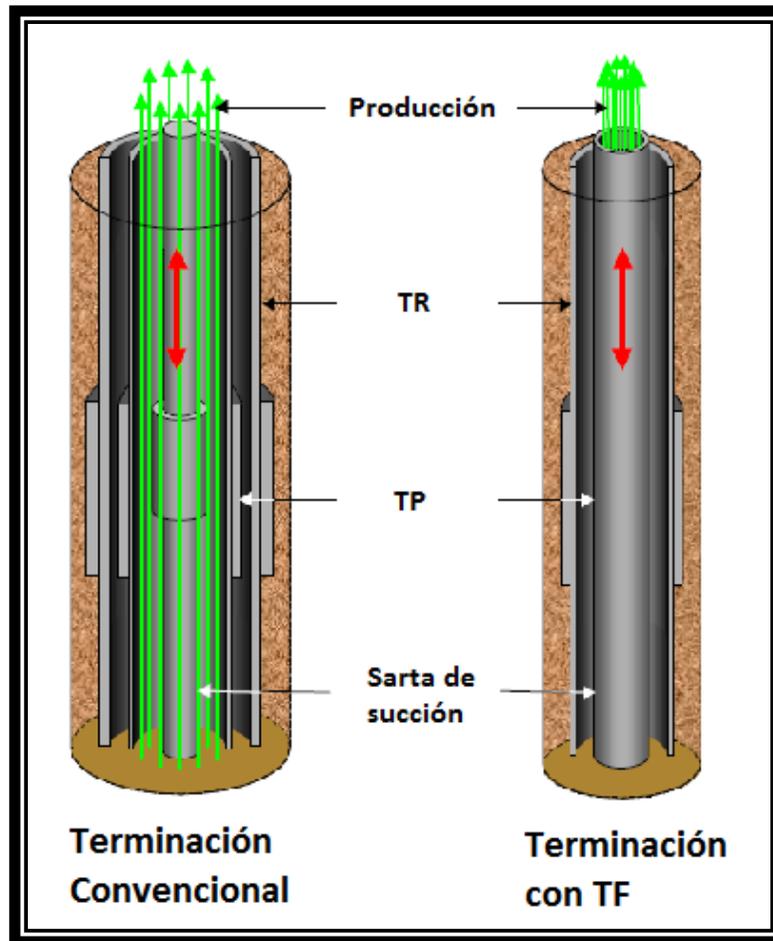


Figura3. 10 Comparación en el tamaño de la terminación.

Hay una serie de ventajas mecánicas que presenta el sistema al trabajar con sarta de TF, debido al hecho de que sólo se tiene una conexión en comparación con los múltiples acoplamientos que se requiere en una sarta de varillas convencional. El conector individual se une a la parte inferior de la sarta de TF a la bomba y por lo tanto, sólo se carga por el peso del líquido y por cualquier momento de inercia resultante durante el ciclo de la bomba.

Es razonable anticipar que la eliminación de las múltiples conexiones resulta en una reducción significativa en el tiempo de inactividad y actividad de servicio que normalmente se requiere para recuperar y reparar las sarts de varillas convencionales que han fracasado debido a problemas asociados con los acoplamientos. No tener cualquier acoplamiento significa que la sarta de TF es de un diámetro uniforme a lo largo de su longitud. Esto se prevé que tienen dos ventajas principales sobre la sarta de varillas articuladas.

La primera ventaja, es que el desgaste por contacto entre la sarta y la tubería de producción se minimiza y en el mejor de los casos se elimina. Como se ve en la figura 3.11, en la terminación convencional, la geometría creada por la configuración coplee/varilla

puede resultar en relativamente altas concentraciones de esfuerzos en los puntos de contacto si la terminación no es perfectamente vertical. Para aplicaciones con sarta de TF, esta fuerza normal se distribuye en el pozo y tiene una mejor oportunidad de permanecer por debajo de cualquier nivel crítico por desgaste abrasivo.

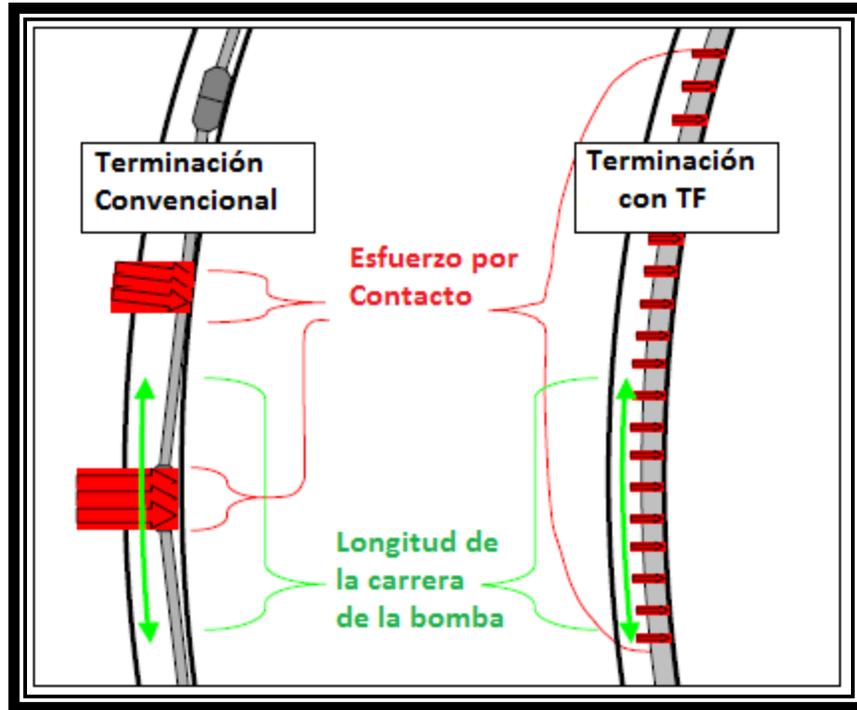


Figura3. 11 Distribución de los esfuerzos por contacto.

Otro aspecto físico que afecta el desgaste, es la diferencia en la rigidez entre la varilla de succión y la TF. Mientras que la TF se puede especificar en tamaños que van desde 1" a 3 ½", los diámetros típicos van desde 1 ¼" a 1 ¾". Para ilustrar esta diferencia, vamos a comparar las características de rigidez de una varilla de succión de 1" con una de TF de 1 ¾", de un diámetro de pared de 0.156 " en la TF. En primer lugar, vamos a determinar el área de la sección transversal de cada una, donde:

D_1 = OD de la varilla de succión

D_2 = OD de la TF

t = espesor de pared de la TF

Área de la sección transversal de la varilla de succión: Área de la sección transversal de la T:

$A_{Vs} = D_1^2 * \pi/4$ $= 1^2 * \pi/4$ $= 0.783 \text{ pg}^2$	$A_{TF} = (D_2^2 - (D_2 - 2t)^2) * \pi/4$ $= 1.75^2 - (1.75 - 2 * 0.156)^2 \pi/4$ $= 0.777 \text{ pg}^2$
---	--

Por lo tanto, en este ejemplo ambos son casi equivalentes en área, pero la varilla de succión es ligeramente más grande y por lo tanto un poco más pesada y más fuerte que la TF (por 1%, suponiendo que son semejantes en densidad y cedencia). Ahora, mirando en el momento de inercia para cada una de estos ejemplos tenemos:

Momento de inercia de la varilla de succión

Momento de inercia de la TF

$I_{Vs} = \pi D_1^4 / 64$ $= \pi 1^4 / 64$ $= 0.049 \text{ pg}^4$	$I_{TF} = \pi(D_2^4 - (D_2 - 2t)^4) / 64$ $= \pi(1.75^4 - (1.75 - 2*0.156)^4)/64$ $= 0.25 \text{ pg}^4$
---	---

Relación de los momentos de inercia

$$\text{Relacion} = I_{TF} / I_{Vs}$$

$$= 0.25 / 0.049 = 5.10 \text{ o } 510 \%$$

Como podemos observar, aunque el área de la sección transversal de cada una de estas muestras es casi idéntica, la rigidez de la TF es más de 5 veces más fuerte en comparación con la varilla de succión.

La segunda área donde la TF encuentra beneficios, es en la dinámica de fluidos del sistema. En primer lugar, en las instalaciones convencionales, los fluidos producidos viajan en el espacio anular entre la varilla de succión y de la tubería de producción para llegar a la superficie. Mientras que el espacio anular (en términos generales es relativamente grande), las conexiones de las varillas crean restricciones al flujo (Figura 3.12).

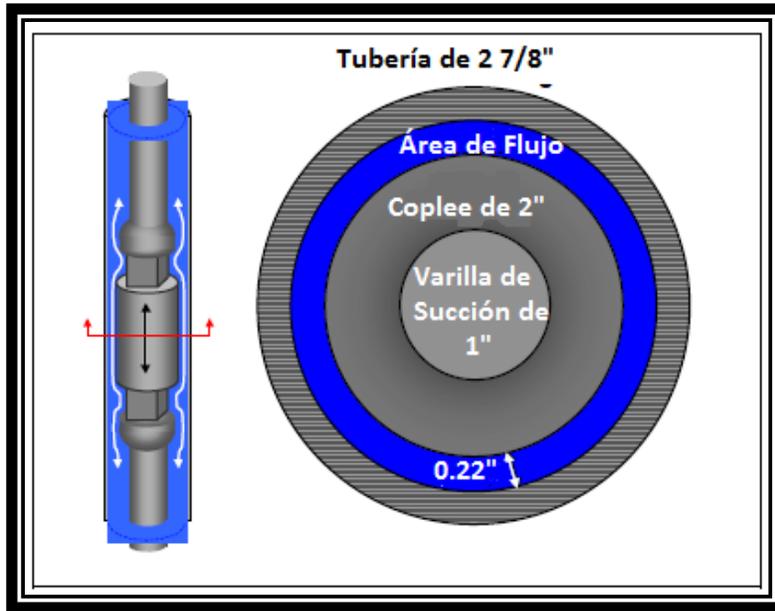


Figura3. 12 Perfil de flujo de una terminación con sarta de varillas de succión.

Considerando una terminación de 4000 pies, con varillas de succión de 25 pies cada una, hay más o menos 160 conexiones por lo que se espera que se tenga una restricción de flujo considerable provocando caídas de presión adicionales a las previstas. Dos consecuencias pueden atribuirse a estas caídas de presión, una es que la eficiencia de operación de bombeo pueda verse afectada de forma negativamente y la otra, es que en las zonas donde se tienen estas conexiones sean favorables para que se generen depósitos de parafinas y asfáltenos presentes en los fluidos.

Comparando terminaciones con sarta de varillas y TF a una profundidad de 4000 pies, los respectivos volúmenes en las trayectorias de flujo son de la siguiente forma:

$$\text{Vol}_{\text{vs}} = 19.3 \text{ bls}$$

$$\text{Vol}_{\text{TF}} = 8.1 \text{ bls}$$

Si la bomba cada una de estas terminaciones produce a la misma tasa, por ejemplo 600 BPD, los tiempos que tarda en desplazarse el fluido del fondo a la superficie son:

Tiempo en desplazarse el fluido del fondo a la superficie de la sarta de varillas	Tiempo en desplazarse el fluido del fondo a la superficie de la sarta de TF
B.U.T. _{vs}	B.U.T. _{TF}

$$\begin{aligned} \text{B.U.T.}_{\text{vs}} &= \text{Vol}_{\text{vs}} * Q \\ &= 19.3 * 600 / 1440 \\ &= 8.94 \text{ min} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{B.U.T.}_{\text{TF}} &= \text{Vol}_{\text{TF}} * Q \\ &= 8.1 * 600 / 1440 \\ &= 3.38 \text{ min} \end{aligned}$$

Relación de tiempos

$$\begin{aligned} \text{Relación} &= \text{B.U.T.}_{TF} / \text{B.U.T.}_{VS} \\ &= 3.38/8.94 = 0.42 \text{ o } 42 \% \end{aligned}$$

Por lo tanto el fluido en una terminación con sarta de TF llega a la superficie 42% más rápido que en una terminación con sarta de varillas convencional.

3.3.1 Consideraciones de diseño de la TF para BM¹⁰

Debido al hecho de que la tubería flexible no es un material de barra sólida como una varilla de succión convencional, los criterios de diseño son diferentes del método utilizado actualmente para las varillas de succión y deberá ser tratada como una sarta de tubería de producción sometida a una carga cíclica.

Los efectos que deben tenerse en cuenta para el diseño son:

a) Efecto de la temperatura

Mientras se ejecuta en el pozo, la tubería flexible adquiere la distribución de la temperatura de la tierra y esta temperatura varía en función de la profundidad. Puesto que el procedimiento de ejecución es relativamente lento, la tubería flexible se encuentra en equilibrio geotérmico antes de cualquier operación posterior (como la instalación de la bomba y el inicio de las operaciones de bombeo), por lo que la distribución geotérmica se toma como condición inicial. El cambio dimensional es lineal debido al cambio de temperatura y puede ser expresada con la ecuación 3-1:

$$\delta_x = dx\beta\Delta T \dots\dots\dots \text{ec. 3-1}$$

Dónde:

dx= longitud de la TF

ΔT= cambio de temperatura experimentada por la TF

β= coeficiente de expansión lineal (6.9 x 10⁻⁶ 1/°F para el acero)

$$\delta_x \begin{cases} + \Rightarrow \text{elongación} \\ - \Rightarrow \text{contracción} \end{cases} \quad \text{cambio de longitud del elemento } dx, \text{ debido al cambio de temperatura}$$

Por lo tanto el cambio de longitud total experimentada por la tubería flexible se puede expresar con la ecuación 3-2:

$$\Delta L_T = \sum_0^L \delta_x = \int_0^L \beta f(\Delta T) dx \dots \dots \dots \text{ec. 3-2}$$

Dónde:

ΔL_T = Cambio de longitud total de la TF

$f(\Delta T)$ = Esta función describe la diferencia en la temperatura desde su condición inicial hasta la final, en función de la profundidad en °F

Suponiendo una distribución lineal de temperaturas, tanto en condición inicial y final, el resultado será el mismo que considerando la diferencia de la temperatura promedio, es decir

Si la tubería flexible está restringida (es decir, no puede cambiar su longitud), entonces el cambio de tensión se producirá. La magnitud de este cambio está dada por la ecuación 3-3 determinada por la ley de Hooke.

$$\Delta F_{TP} = \frac{\Delta L_T E A_s}{L} \dots \dots \dots \text{ec. 3-3}$$

Dónde:

E=Modulo de Young 30×10^6 para el acero

A_s = Área de la sección transversal de la TF

L= Longitud Total de la TF

b) Efecto Pistón

La bomba se coloca en el extremo inferior de la TF y está constituida por un émbolo y un cilindro, las fuerzas hidráulicas que actúan sobre este émbolo se conocen como efecto pistón. Las fuerzas que actúan en la bomba como pistón se pueden calcular mediante la expresión 3-4:

$$\Delta F_p = \Delta p_i (A_p - A_i) - \Delta P_0 (A_p - A_0) \dots \dots \dots \text{ec. 3-4}$$

Dónde:

ΔF_p = Cambio en la fuerzas que actúan en el extremo inferior de la TF debido al efecto pistón

Δp_i = Cambio de la presión en el interior de la TF = $P_{TF_{final}} - P_{TF_{inicial}}$

Δp_0 = Cambio de la presión entre la TF y TP = $P_{anular_{final}} - P_{anular_{inicial}}$

A_p =Área debido al cilindro de la bomba

A_i = Área debido al ID de la TF

A_0 = Área debido al OD de la TF

Por consiguiente, un aumento o disminución en las presiones en el interior o en el exterior de la TF tiende a mover la sarta debido al efecto pistón que actúa sobre la bomba. Cuando se produce un movimiento, la tubería se somete a un cambio de longitud dada por la ley de Hooke, por lo tanto, los cambios de longitud se dan por la ecuación 3-5:

$$\Delta L_p = -\frac{L}{EA_s} [\Delta p_i (A_p - A_i) - \Delta p_o (A_p - A_o)] \dots \dots \dots \text{ec. 3-5}$$

c) Efecto de Aglobamiento (Ballooning)

Otros fenómenos asociados con la TF en operaciones de BM es el efecto de aglobamiento. Esta es la respuesta de la TF a los cambios en la presión en el interior o exterior. Intuitivamente sentimos que un aumento en la presión dentro de la TF tiende a reducir su longitud, mientras que un aumento de las tendencias de presión en el exterior tiende a elongar la TF. Sin embargo, si la TF está restringida, estos cambios de longitud no pueden ocurrir. Este efecto se puede estimar con la ecuación 3-6:

$$\Delta L_B = \frac{\mu L^2}{E} \left(\frac{\Delta p_i - R^2 \Delta p_o - \frac{1+2\mu}{2\mu} \delta}{R^2 - 1} \right) + \frac{2\mu L}{E} \left(\frac{\Delta p_i - R^2 \Delta p_o}{R^2 - 1} \right) \dots \dots \dots \text{ec. 3-6}$$

Considerando una relación de Poisson (μ) igual a 0.3, el cual es un valor muy aproximado para el acero, y despreciando las pérdidas por fricción (δ), la ecuación anterior se reduce a la ecuación 3-7:

$$\Delta L_B = \frac{0.3L^2}{E} \left(\frac{\Delta p_i - R^2 \Delta p_o}{R^2 - 1} \right) + \frac{0.6L}{E} \left(\frac{\Delta p_i - R^2 \Delta p_o}{R^2 - 1} \right) \dots \dots \dots \text{ec. 3-7}$$

d) Efecto de pandeo (Buckling)

El efecto de pandeo puede ser generado por dos causas: mecánico e hidráulico.

1) Pandeo mecánico

En primer lugar, se considera el pandeo mecánico debido a la flexión en forma de espiral que sufre la TF por su propio peso y al estar confinada dentro de otra tubería. Aun cuando es una deformación horizontal en diferentes puntos de la TF, al final resulta en una contracción en el aparejo. El fenómeno de pandeo mecánico se puede estimar con la ecuación 3-10:

$$\Delta L_{\text{Pandeo-total}} = \Delta L_{HL} + \Delta L_{MB} \dots \text{ec. 3-10}$$

$$\Delta L_{HL} = -\frac{FL}{EAS} \dots \text{ec. 3-8}$$

$$\Delta L_{MB} = -\frac{r^2 F^2}{96EIw} \dots \text{ec. 3-9}$$

Dónde:

$$r = \frac{ID_{TP} - OD_{TF}}{2}, \text{torelancia radial,}$$

F= Carga aplicada en la TF,

$$I = \frac{\pi}{64} (OD_{TF}^4 - ID_{TP}^4), \text{momento de inercia del área de la sección transversal de la TF,}$$

w = Peso de la TF al aire y está dada por:

$$w = w_s + w_i - w_0$$

$$w_s = \frac{w_n}{12} = \frac{\text{lbs/pie}}{12} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right], \text{ peso de la TF}$$

$$w_i = \frac{\rho_i}{231} A_i, \rho_i (\text{ppg}); \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right], \text{ peso del fluido en el interior de la TF}$$

$$w_0 = \frac{\rho_0}{231} A_0, \rho_0 (\text{ppg}); \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right], \text{ peso del fluido en el espacio anular entre la TP y TF}$$

$$A_i = 0.7854 * (ID_{TF})^2$$

$$A_0 = 0.7854 * (OD_{TF})^2$$

$$A_s = 0.7854 * (OD_{TF}^2 - ID_{TP}^2)$$

2) Pandeo hidráulico

Además del pandeo mecánico, la tubería flexible está sometida a presiones diferenciales, las cuales pueden pandearla debido a las fuerzas hidráulicas generadas. Para explicar esta tendencia al pandeo, la figura 3.13 muestra gráficamente las fuerzas aplicadas.

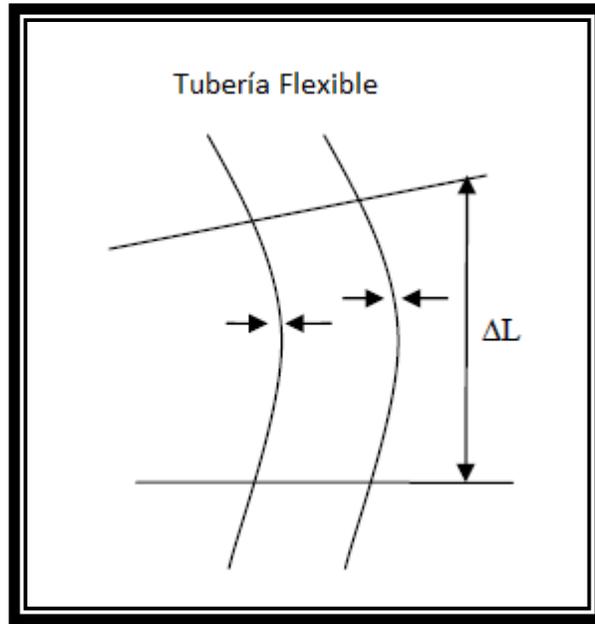


Figura3. 13 Pandeo hidráulico en la TF.7

Como se puede observar, una longitud elemental de la tubería flexible (ΔL), resulta levemente flexionado debido a las fuerzas hidráulicas generadas por la presión tanto dentro como fuera de la TF. Si la presión en el interior es mayor que la del exterior, entonces las fuerzas internas son mayores que las fuerzas externas, además, la fuerza en el interior hacia la derecha es ligeramente mayor que la fuerza en el interior hacia la izquierda debido a la curvatura, esto hace que el área a la que la presión está actuando sea mayor hacia la derecha en comparación con el lado izquierdo de la TF. Así, la TF tenderá a doblarse más hacia la derecha. Este fenómeno es lo que se denomina pandeo hidráulico.

Este efecto acorta la TF y el pandeo se produce del punto neutro hacia abajo. En este fenómeno, el punto neutro no es donde no existe ni tensión ni compresión, sino donde el esfuerzo axial es igual al esfuerzo tangencial y radial, es decir, el valor de los tres esfuerzos es igual, y se determina con la ecuación 3-11:

$$F_f = A_p(\Delta p_i - \Delta p_o) \dots\dots\dots \text{ec. 3-11}$$

Finalmente, el pandeo hidráulico está dado mediante la expresión 3-8.

e) Criterio Triaxial o Elipse de Plasticidad Von Mises¹¹

Una vez que todos los efectos mencionados anteriormente han sido evaluados bajo las condiciones de operación, deben ser revisadas mediante la elipse de plasticidad (Von Mises) para asegurarse de que cumple con los límites establecidos de acuerdo al tipo de material. La elipse de la plasticidad o criterio triaxial, considera que en cada elemento de

acero de la TF actúan tres esfuerzos sobre su superficie; estos son: esfuerzo axial, radial y tangencial, estos esfuerzos se representan esquemáticamente en la figura 3.14.

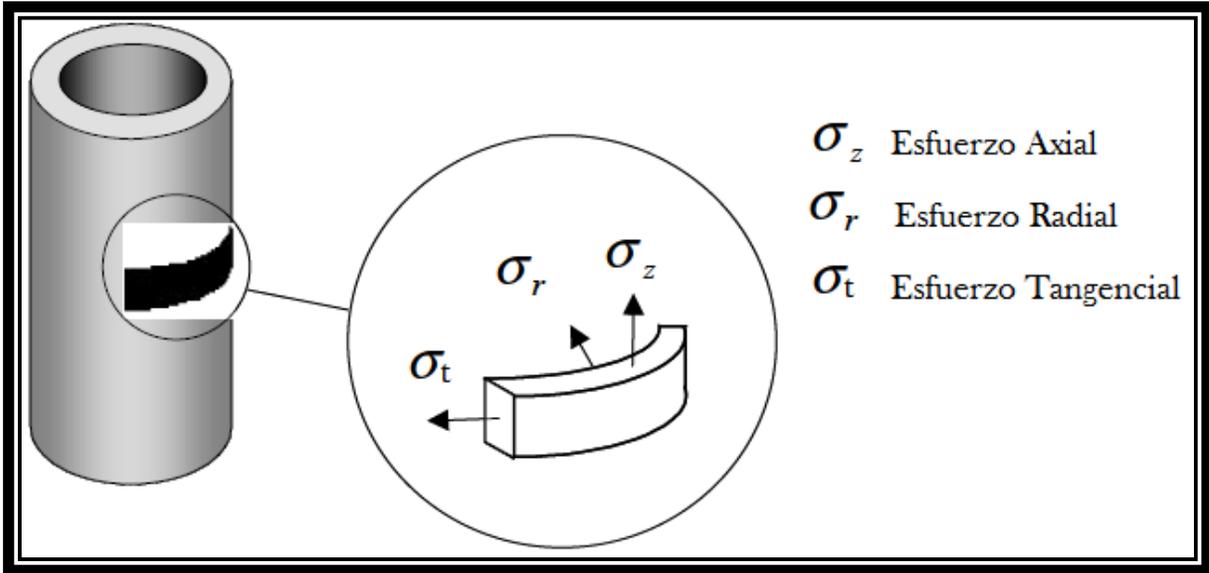


Figura3. 14 Componente axial, radial y tangencial.

El concepto de esfuerzos triaxiales se deriva de la teoría de distorsión de energía, la cual es matemáticamente representada por la relación 3-12.

$$2Y^2 = (\sigma_t - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 \dots\dots\dots\text{ec. 3-12}$$

Esta ecuación también es conocida como la ecuación de Von Mises o ecuación triaxial. Simplificando y reagrupando la ecuación 3-12, se obtiene la ecuación 3-13.

$$\left(\frac{\sigma_t + p_i}{Y}\right) = \pm \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_t + p_i}{Y}\right)^2 + \frac{1}{2} \left(\frac{\sigma_t + p_i}{Y}\right)} \dots\dots\dots\text{ec. 3-13}$$

Donde:

Y = Resistencia a la cedencia original (lb/pg²)

p_i = presión en el interior de la tubería (lb/pg²)

σ_t = esfuerzo tangencial (lb/pg²)

Esta es la ecuación que representa la elipse de plasticidad mostrada en la figura 3.15. El signo a emplear (\pm) en el primer término de la ecuación 3-13 depende del cuadrante en análisis; esto es, para colapso-tensión y presión interna-compresión, se utiliza signo negativo (-), para los dos casos restantes, signo positivo (+).

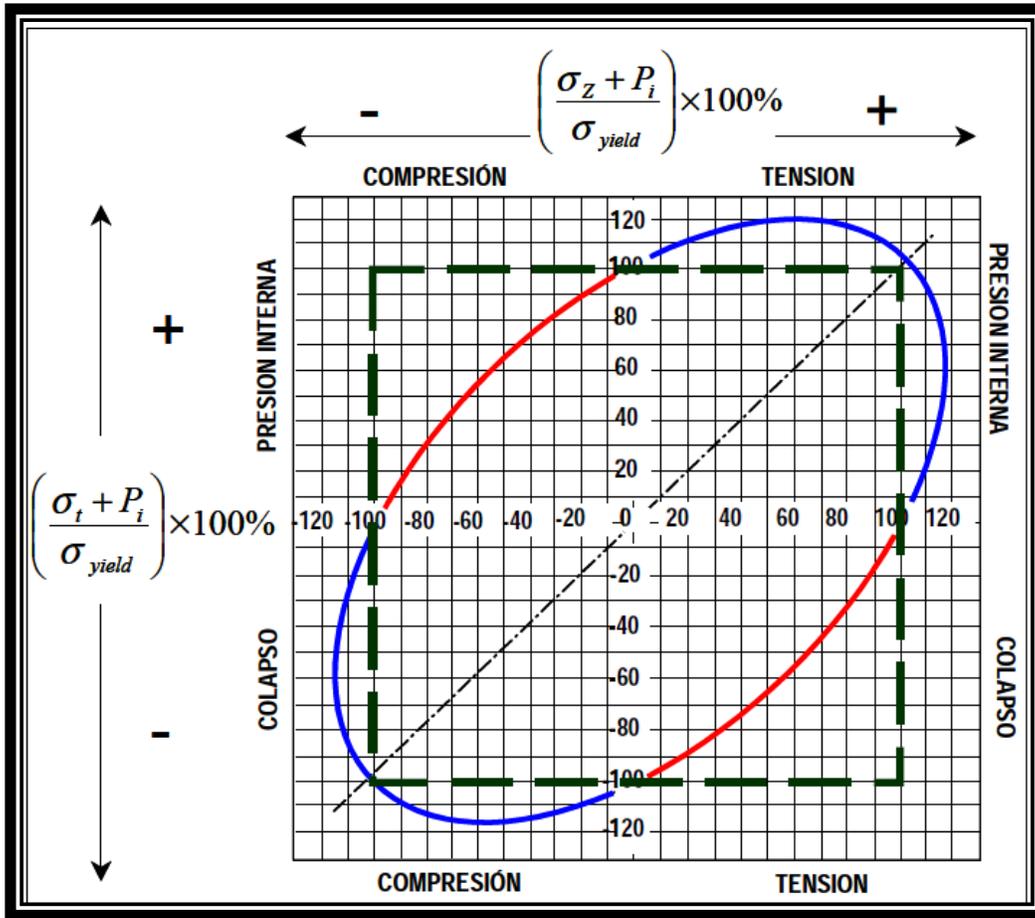


Figura3. 15 Elipse de Plasticidad (Von Mises).

La elipse de plasticidad mostrada en la figura anterior, es muy importante en el diseño de cualquier tubería, ya que si las cargas esperadas caen dentro de la envolvente de diseño, quiere decir que cumplen con el criterio de diseño, sin embargo, si las cargas no entran en la envolvente de diseño, es muy posible que la cedencia del material de la tubería no resista cualquier esfuerzo que se aplique sobre su superficie. A continuación se detallan las posibles cargas combinadas que se pueden presentar en la elipse de plasticidad.

a) Cargas combinadas de Presión Interna y Compresión. Las cargas combinadas de estallido y compresión, corresponden al cuadrante a mano izquierda superior de la envolvente de plasticidad. Es esta la región donde el análisis triaxial es más crítico, por que la confianza sobre el criterio uniaxial solo, podría no predecir posibles fallas severas, debido a que la compresión aumenta la presión interna en la tubería.

b) Cargas combinadas de Presión Interna y Tensión. Las cargas combinadas de estallido y tensión, corresponden al cuadrante a mano derecha superior de la envolvente de diseño. Esta es la región donde la confianza sobre el criterio uniaxial solo puede resultar en un diseño el cual es más conservador de lo necesario. En esta región, los esfuerzos de tensión reduce la presión interna de la tubería.

c) Cargas combinadas de Colapso y Tensión. Estas cargas corresponden al cuadrante a mano derecha inferior de la elipse. Para muchas tuberías usadas en el campo del petróleo, el colapso es una falla de estabilidad inelástica o una falla de estabilidad elástica independiente del esfuerzo de cedencia. Para este cuadrante, la tensión provoca que se tenga mayor posibilidad de colapso debido a que se incrementa la presión en el espacio anular TP-TF.

d) Cargas combinadas Colapso y Compresión. Para altas cargas de compresión y colapso moderado, experimentadas en el cuadrante a mano izquierda inferior de la envolvente de diseño, el modo de falla es una deformación plástica permanente debido al pandeo helicoidal.

Las zonas de diseño seguro para cualquier tubería, se presentan en la figura 3.16. Las cargas que resulten dentro de estas zonas, no presentaran ninguna falla o cualquier deformación permanente en los materiales de la tubería.

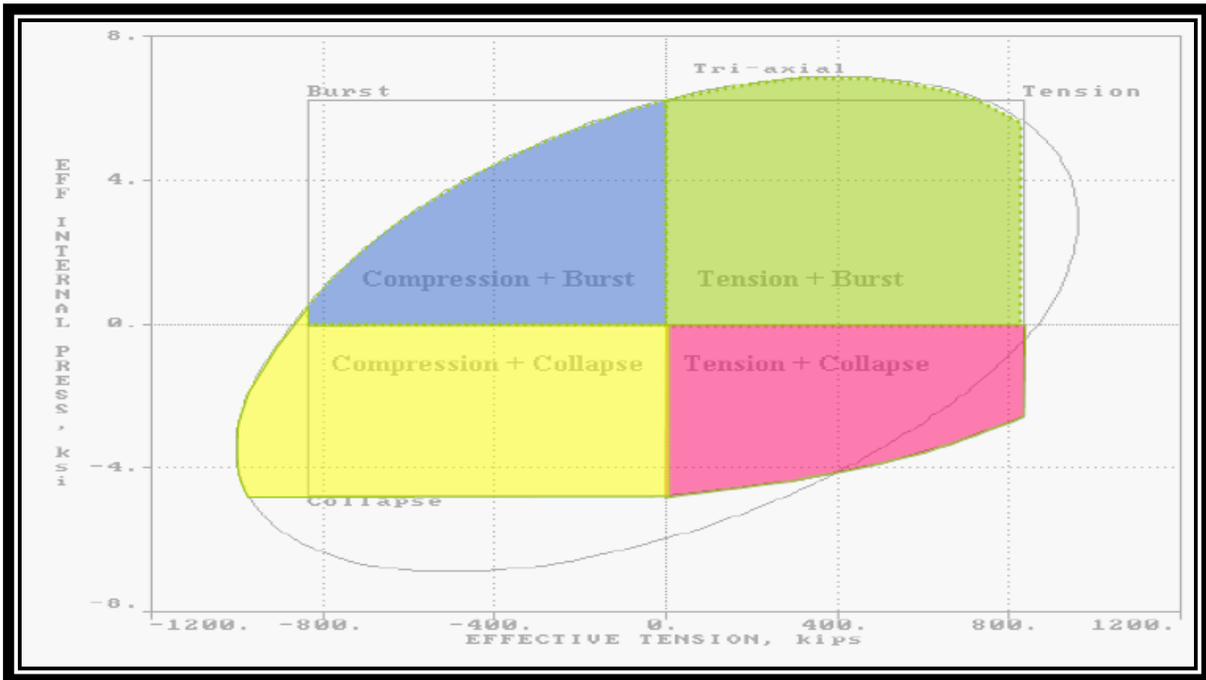


Figura3. 16 Zonas de diseño seguro.

3.4 Unidad de Bombeo Mecánico “Avantub” asistido con Tubería Flexible^{1,12}

El Sistema de Bombeo Mecánico Avantub con Tubería Flexible está configurado con el mismo principio que una UBMC y sus diferencias radican en la sustitución de la varilla por una tubería flexible (TF) acoplada a la bomba de émbolo y la unidad de potencia, que proporcionará servicio a dos sistemas de transmisión de movimiento. El uso de la TF como sarta de succión, además, de ser el medio de transmisión de movimiento, también, funciona como comunicación hidráulica para operaciones de mantenimiento preventivo o correctivo al pozo, mediante bombeo de fluidos. Las características generales del sistema se presentan en la tabla 3-1.

Características Generales del Sistema	
Peso del cabezal y anclaje	1959 kg
Carrera Máxima	150 pg.
Carrera Mínima	36 pg.
Máximos ciclos por minuto	7
Mínimos ciclos por minuto	1
Carga Máxima	40000 lbs.
Capacidad del tanque de aceite	560 lts.

Tabla 3. 1 Características Generales del Sistema Superficial.

El diseño de este sistema modifica el procedimiento convencional en los siguientes puntos:

- a. No se requiere controlar el pozo para su instalación.
- b. El tiempo de instalación del sistema se ve reducido principalmente a que la introducción de la TF se da un tiempo más corto al requiere una sarta de varillas convencionales.
- c. Posee un sistema de control de velocidad que permite una gran flexibilidad en el ajuste a las condiciones de operación del BM, como la longitud de la carrera y velocidad de las emboladas.
- d. El bombeo puede continuar durante los procesos de limpieza y de inyección de fluidos.
- e. Su aplicación está dirigida a operar 2 pozos de BM con una sola unidad de potencia.

3.4.1 Descripción General de los Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico “Avantub”

3.4.1.1 Equipo superficial

El sistema de bombeo mecánico AVANTUB se divide principalmente en dos componentes superficiales (tal y como se muestra en la figura 3.17): (1) la unidad de potencia, la cual consta de un motor (eléctrico o gas) el cual transmite la energía mecánica que a su vez es transformada en energía hidráulica y está regido por medio de un controlador y (2) un cabezal hidráulico (torre hidráulica) con el cual se asiste el movimiento recíprocante necesario para accionar la bomba de fondo a través de la TF.

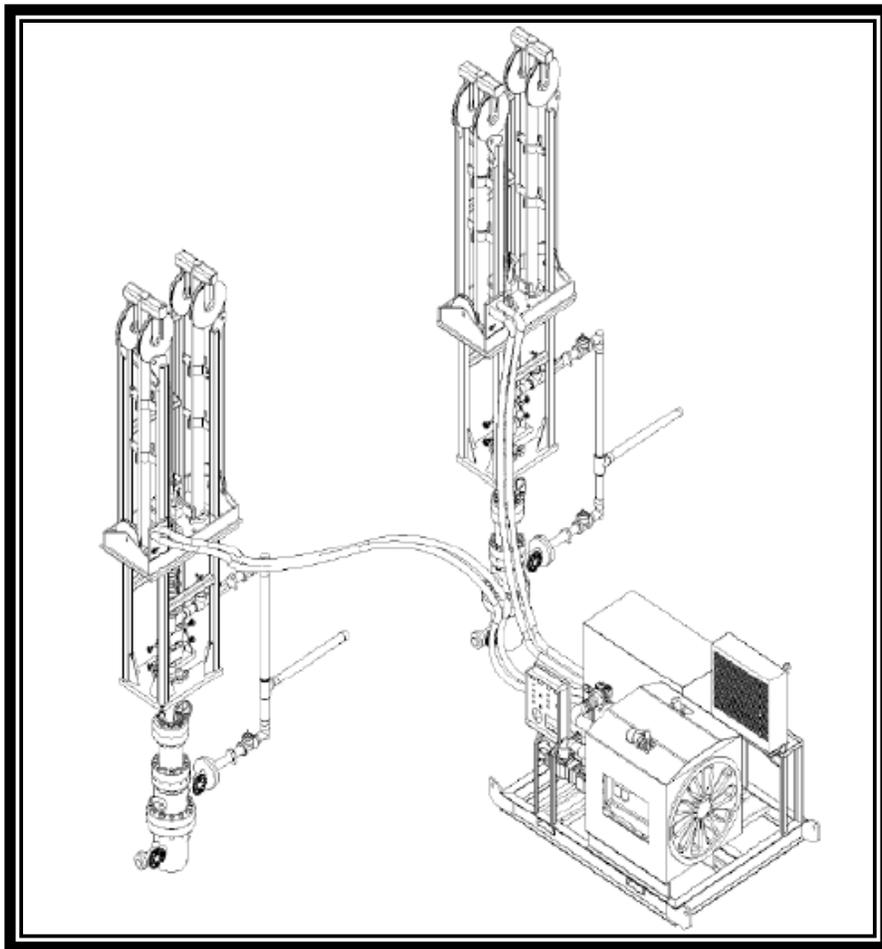


Figura3. 17 Diagrama General del Sistema Superficial.

Esta unidad de producción artificial de alto rendimiento es capaz de operar dos pozos simultáneamente gracias al sistema hidráulico de doble función y dos cabezales de bombeo. Así mismo los cabezales cuentan con la innovación de extraer la producción mediante TF la cual permite dar un servicio de limpieza sin detener la operación de bombeo, permitiendo así el desarenamiento, dilución de asfáltenos y parafina; obteniendo un mejor rendimiento de las horas de operación y/o producción del pozo. Algunas de sus características operativas son:

1. Montaje directo al cabezal del pozo.
2. El sistema de control de velocidad ofrece flexibilidad en el ajuste de las condiciones del pozo.
3. Unidad impulsada por motor eléctrico o de combustión interna.
4. Dispositivo de control de derrames.

Algunas ventajas que presenta la unidad se muestran a continuación:

- Fácil y bajo costo de instalación.
- No son necesarios los anclajes a pozo.
- El perfil bajo de la unidad nos permite una armonía con el ambiente.
- La configuración compacta nos permite una mejor adaptación a la locación.
- Fácil transportación en áreas remotas.

3.4.1.1.1 Cabezal de Tracción Hidráulica

El cabezal de Tracción Hidráulica o Torre Hidráulica es un sistema de carga recíprocante por medio de un conjunto de pistones hidráulicos de 150" de carrera con una capacidad de carga de hasta 40000 lbs. Su función principal es el de transmitirle el movimiento ascendente y descendente a la TF, además, a través de la Torre es posible inyectar productos químicos para la disolución de depósitos de parafinas o asfáltenos asentados en la superficie de la bomba de émbolo. La tabla 3-2 menciona sus características físicas más importantes del cabezal de tracción hidráulica.

Dimensiones Totales (carrera 150")	
Altura Total	4.61 m
Altura Total de Trabajo	6.51 m
Altura del Cilindro	2.54 m
Altura del Cabezal	2.94 m
Sub-base	1.67 m
Frontal del equipo	1.37 m
Lateral del Equipo	0.76 m
Peso del Cabezal	1227 Kg
Peso de la Sub-base	731 Kg
Peso Total	1959 Kg

Tabla 3. 2 Características Físicas de la torre hidráulica.

Los componentes de la torre hidráulica se muestran en la figura 3.18 y se describen a continuación:

- Sensores de carrera: son sensores magnéticos con los cuales se establece la longitud de la carrera.
- Manguera de bombeo: es una manguera viajera para inyección de productos químicos.
- Tubería de Bombeo: es un tramo de tubería donde aquí se conecta la unidad de bombeo.
- Placa de conexiones: aquí se localizan las conexiones rápidas 2 de hidráulico y una de conexión eléctrica.
- Carro de desplazamiento: es el carro elevador de la TF que transmite el movimiento ascendente y descendente a la TF.
- Clamps: grapas que sujetan la tubería flexible.
- Caja Prensaestopas: es el estopero que contiene los sellos de elastómero, que sirven para sellar el espacio anular comprendido entre TF y TP, y controlan los fluidos del pozo.
- Preventor Anular: sella el espacio anular TF-TP en el caso de manifestación del pozo durante la instalación.
- Preventor de Cuñas: sujeta la TF cuando queda instalada y cortada, y se tiene que retirar la unidad de TF e instalar la torre hidráulica.

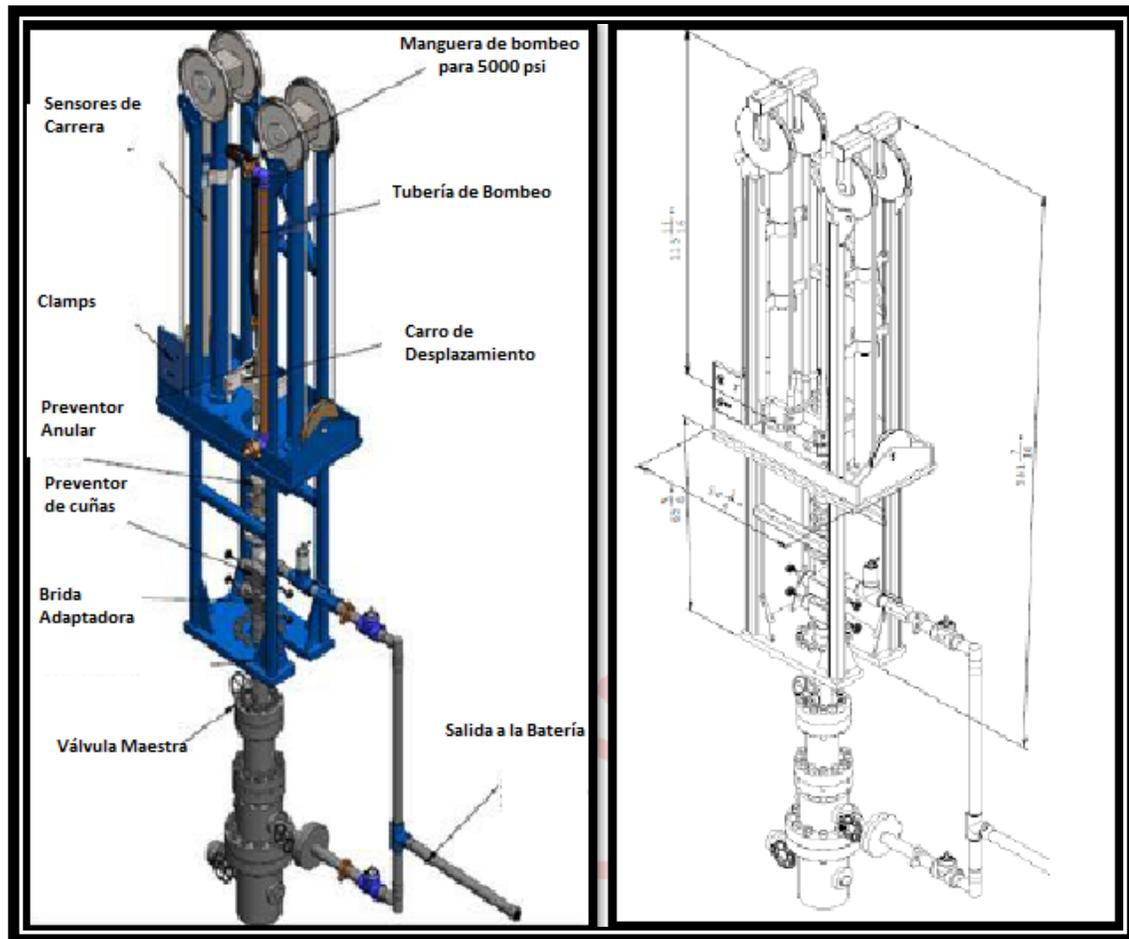


Figura3. 18 Diagrama de la Torre o Cabezal Hidráulico.

3.4.2 Equipo Sub-Superficial

3.4.2.1 Ensamblaje y bomba de fondo

Como se mencionó anteriormente, la bomba de fondo que se utiliza para este sistema es de las mismas características que las que se utilizan en un sistema convencional, la única diferencia radica en que se le agregan en su ensamblaje algunas herramientas indispensables para los trabajos de limpieza de pozo y bomba, así como, para la inyección de agentes reductores de viscosidad. En la figura 3.19 se muestra la configuración del ensamblaje de fondo, los cuales se describen a continuación:

- Conector de enlace a la TF: es la parte del ensamblaje de fondo con la cual se acopla la TF a la bomba de fondo.
- Válvula de retención: su función es impedir que los fluidos provenientes de la formación suban a la superficie a través de la TF. La válvula se abre cuando fluidos inyectados en superficie son bombeados por medio de la torre hidráulica.

- Puertos de circulación: su función es dirigir los fluidos bombeados hacia el espacio anular TP-TF para seguir con su viaje ascendente hacia la línea de descarga.
- Adaptador: Esta herramienta sirve para acoplar la bomba de émbolo al ensamblaje de fondo.



Figura3. 19 Diagrama del Ensamblaje de Fondo.

Para el diseño de la bomba de émbolo se tomaron las siguientes consideraciones:

- ✓ Estado mecánico y trayectoria del Pozo.
- ✓ Profundidad de Instalación de la Bomba.
- ✓ Rangos de Producción.
- ✓ Niveles de Fluido.
- ✓ Carga Máxima.
- ✓ Presiones esperadas entre TP y TR.

- ✓ Tipo de Aceite.
- ✓ Manejo de gas y arena.
- ✓ Tipo de Anclaje.
- ✓ Diámetro de la bomba y herramientas.
- ✓ Carrera y número de emboladas requeridas.

3.4.3 Criterios de Selección del Pozo a Implementar el Sistema

Los criterios para la selección del pozo están pensados en las condiciones que debe soportar una unidad de bombeo de superficie y fondo convencional, con el fin de tener una referencia. La unidad de potencia hidráulica deberá trabajar de manera similar o por encima de esta unidad de bombeo. Además se seleccionara dos pozos para la instalación del sistema de acuerdo a sus características mecánicas y de producción. Dentro de las más importantes, mencionamos:

1. Pozos profundos arriba de 2,000 m si es posible.
2. Que los pozos estén próximos, para asegurar que la configuración tecnológica puede trabajar simultáneamente en ambos cabezales de pozo.

Distancias entre pozos	
Mínima	Máxima
1 m	300 m

Con el entendido de que se tendrán diversas variaciones en la operación de los equipos conforme a la distancia entre pozos.

3. Pozos intermitentes o cerrados con un nivel dinámico arriba del 80 % de la distancia del nivel medio de disparos a la superficie. Este con el fin de administrar la energía disponible del yacimiento.
4. Que tenga tubería de producción en buen estado y hermeticidad.
5. Que cuente con RPFC, RPFF, Análisis de muestra, Medición de producción, actualizados.

6. Pozos con producción de fluidos pesados, viscosos o con problemas de arenamiento que necesiten de una dosificación de productos químicos para mejorar sus condiciones de flujo.
7. Que se observe resultados factibles en las simulaciones de bombeo mecánico y de esfuerzos en la T.F.
8. Que los resultados de las simulaciones muestren restablecer la producción del pozo o incrementarla.

3.4.4 Descripción del proceso de producción, inyección de químicos y reductores de viscosidad

Una vez instalado el sistema y puesto en operación la unidad de potencia hidráulica, se calibra la carrera y el número de ciclos por minuto de acuerdo al potencial de producción del pozo. El aceite proveniente de la formación entra en la bomba de émbolo y sale a través de los puertos de circulación hacia el espacio anular entre la TP y la TF siguiendo su camino ascendente hacia la superficie para finalmente llegar a la línea de descarga (figura 3.20).

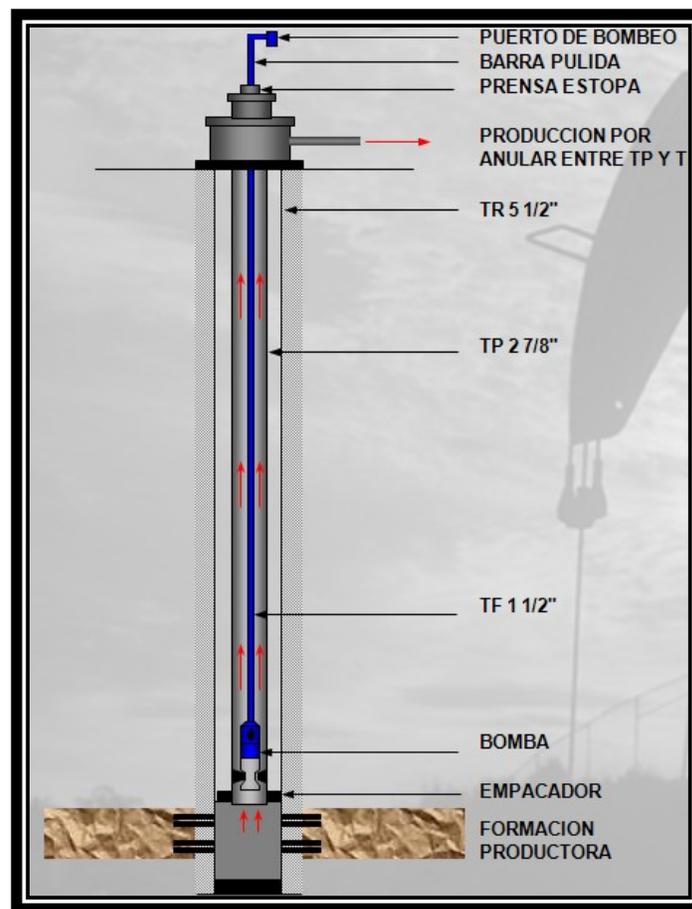


Figura3. 20 Proceso de producción mediante el sistema de BM con TF.

Existen diversos problemas que impiden que se alcance la producción óptima esperada, sin embargo, este novedoso sistema es capaz de bombear a través de la TF diversos fluidos para corregir algunos de estos problemas. A continuación se enlistan los beneficios de trabajar con TF como sarta de varillas de succión:

- ✓ Se puede bombear desde superficie los fluidos necesarios para limpiar y desarenar el pozo, previniendo fallas en la bomba de fondo o habilitándola a su correcto funcionamiento.
- ✓ Permite bombear productos químicos para la disolución de depósitos de parafina, asfaltos y carbonatos de calcio.
- ✓ Se puede efectuar la inyección continua de agentes reductores de viscosidad para mejorar la producción durante la operación de la bomba de fondo.
- ✓ Se puede aplicar mantenimiento al pozo, mediante el bombeo y circulación de fluidos sin extraer el aparejo de bombeo mecánico, incluyendo la bomba, lo que implica solo suspender el bombeo mecánico por 2 o 3 horas dependiendo de la limpieza.
- ✓ Una reparación incluyendo sacar la bomba, lavar el pozo e instalar otra bomba se puede hacer en un máximo de 16 horas.

En la figura 3.21 se puede observar que el fluido producido pasa por los puertos de circulación hacia el espacio anular TP-TF, mientras que para trabajos de inyección, el fluido bombeado desde la superficie, viaja de forma descendente a través de la TF entrando al ensamblaje de la bomba por medio del conector de enlace, fluyendo por los puertos de circulación para que finalmente el fluido bombea siga su camino de regreso a la superficie por el espacio anular TP-TF.

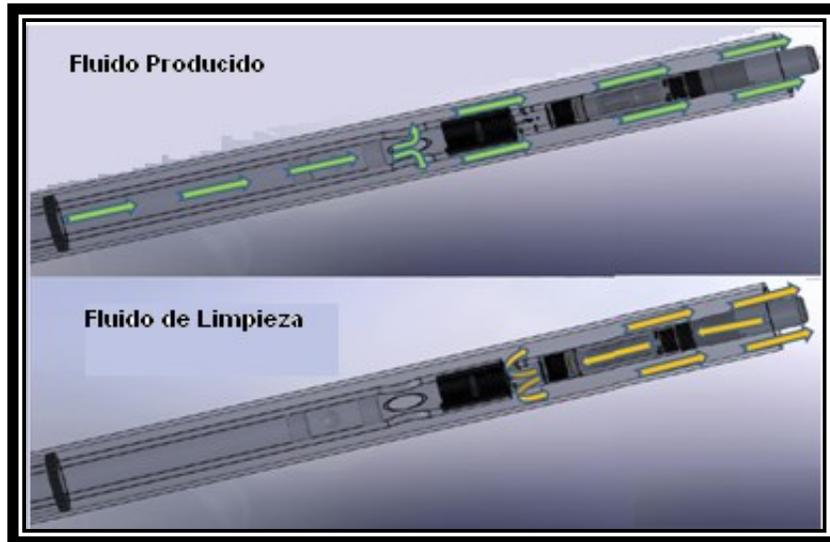


Figura3. 21 Arriba, proceso de producción a través la bomba de fondo. Abajo, proceso de inyección de fluidos de limpieza para la bomba de fondo.

3.4.5 Procedimiento de Diseño para la implementación del sistema Avantub

Para tener una mayor eficiencia en el sistema, se requiere un estudio preliminar de las características tanto mecánicas como físicas del pozo, un error en este análisis puede reducir sustancialmente la producción y aumentar los costos de explotación.

La siguiente lista enumera los pasos a seguir para obtener el óptimo funcionamiento del sistema para así conseguir la producción esperada:

1. Se debe evaluar el potencial del pozo a través de la adquisición y validación de información, tal como: estado mecánico, propiedades de los fluidos a producir, registro de fondo cerrado y abierto, registro de temperatura, registro con ecómetro, presiones de superficie, corte de agua, histórico de producción y propiedades petrofísicas. Obteniendo su comportamiento de afluencia y su correspondiente análisis nodal.
2. Con la información obtenida, se realiza distintas simulaciones para determinar, tanto las características físicas de la TF, (diámetros, espesor, máximo ángulo de severidad, profundidad, límites de esfuerzos), como los picos mínimos y máximos que se generaran en la varilla pulida durante el ciclo de bombeo.
3. Se revisan las condiciones mecánicas a la cual puede operar determinado diámetro de TF. La correspondencia de diámetros es de la siguiente forma:

Diámetro de T.F	Diámetro de T.P.
1 ½ "	2 7/8" , 3 ½"
1 ¾ "	2 7/8" , 3 ½" , 4 ½" , 5"
2 "	4 ½" , 5"

4. De acuerdo al potencial del pozo y de las dimensiones de la TF, se hace el diseño de la bomba de émbolo de acuerdo a las especificaciones técnicas de los proveedores de las bombas. Con esto se obtiene el diámetro de la bomba y de las herramientas de fondo (conector de enlace, válvula check, puerto de circulación, desconector mecánico).

5. Se programan las herramientas de acuerdo al tipo de anclaje que tenga el aparejo. Ya sea con *Tubing In* (aparejo de pozo fluyente) o con zapata candado.

6. Con base en los resultados se realiza el programa operativo.

Referencias Cap. 3

- 1.- Fernando S. Flores-Avila, SPE, PEMEX E&P, Juan M. Riaño; and Marcos Javier-Martinez, PEMEX E&P; Tony Hammond, SPE, and Joel Cantu, SPE, IPS Servicios Petrotec; Jocabeth Ramos, IPS Servicios Petrotec: "New Artificial Lift System Using Coiled Tubing and Reciprocating Downhole Pumps for Heavy and Viscous Oil", SPE 153360 (2012).
- 2.- K. Falk - BJ Services Company, S. Rowland – BJ Services Company, John Stewart - BJ Services Company, L. Birkelbach – ChevronTexaco, H. Leniek - Coil Tubing Americas: "Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing", SPE 74832 (2002).
3. - TR Jr y Sas-Jaworsky II A (eds): World Oil's Coiled Tubing Handbook. Houston, Texas, EUA: Gulf Publishing Co. (1998)
4. - Chaipayong Manatrakool, Chevron; Stephen Dyer, Nguyen Hoang Son, Schlumberger: "Restoring Monobore Well Life with Novel Coiled Tubing Gas Lift Dip Tube in a Highly Corrosive Environment", SPE 163887 (2013)
5. - Martin S Ivey, SPE, BJ Services and Alistair I Macleod, SPE, BJ Services: "The joinind and splicing of internal cable CT strings to enable deeper Coiled Tubing Deployed ESP completion", SPE 81709 (2003)
6. - M.J. Rushby, R. McCann, A. McAleese; Zilift Ltd: "Field Trial Results of an Innovative Heavy il Production System", SPE 165469 (2013)
- 7.- Coiled Tubing Engineering Manual. Schlumberger Dowell
8. - <http://es.scribd.com/doc/24254628/Tuberia-Flexible>
- 9.- Elton Smith, Pioneer Natural Resources USA, Inc. Jeff Harris, BJ Services Company, U.S.A. "Coiled Tubing Rod Strings May Extend the Life of Spraberry Wells (and others) in the Permian Basin"
- 10.- Fernando S. Flores-Avila, SPE, PEMEX E&P; Juan M. Riaño; and Marcos Javier-Martínez, PEMEX E&P; Tony Hammond, SPE, and Joel Cantu, SPE, Jocabeth Ramos, IPS Servicios Petrotec: "Using Coiled Tubing as Sucker Rods for SRP", SPE 154447 (2012)
11. - M. en C. Ángel de Jesús Arias Pérez "Guía de Diseño de Aparejos de Producción", Subgerencia de Ingeniería y Diseño, PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos
- 12.- Jocabeth Ramos, William Ramos: "Sistema de Bombeo Mecánico con Circulación Integral para la Limpieza de Arena y Solidos Decantados en la Parte Superior de la Bomba de Fondo", Servicios Petrotec S.A. de C.V.

Lista de Figuras Cap. 3

Figura 3.1 Arreglo de fondo para el BN con TF.....	4
Figura 3.2 Configuración del sistema BES con TF.....	3
Figura 3.3 Configuración del sistema PCP-TF.....	6
Figura 3.4 Componentes principales de una Unidad de TF.....	8
Figura 3.5 Partes estructurales de una unidad de potencia.....	7
Figura 3.6 elementos que componen a un carrete giratorio.....	7
Figura 3.7 Principales componentes de la cabeza inyectora.....	7
Figura 3.8 Cabina de control de una unidad de tubería flexible.....	7
Figura 3.9 Componentes principales de una configuración de BM con TF.....	9
Figura 3.10 Comparación en el tamaño de la terminación.....	2
Figura 3.11 Distribución de los esfuerzos por contacto.....	2
Figura 3.12 Perfil de flujo de una terminación con sarta de varillas de succión.....	2
Figura 3.13 Pandeo hidráulico en la TF.....	9
Figura 3.14 Componente axial, radial y tangencial.....	11
Figura 3.15 Elipse de Plasticidad (Von Mises).....	11
Figura 3.16 Zonas de diseño seguro.....	11
Figura 3.17 Diagrama General del Sistema Superficial.....	1
Figura 3.18 Diagrama de la Torre o Cabezal Hidráulico.....	1
Figura 3.19 Diagrama del Ensamblaje de Fondo.....	1
Figura 3.20 Proceso de producción mediante el sistema de BM con TF.....	12
Figura 3.21 Arriba, proceso de producción a través la bomba de fondo. Abajo, proceso de inyección de fluidos de limpieza para la bomba de fondo.....	12

Lista de Tablas Cap. 3

Tabla 2-1 Características Generales del Sistema Superficial.....1

Tabla 2-2 Características Físicas de la torre hidráulica.....1

“El siguiente capítulo, se basa en los resultados obtenidos de la prueba tecnológica denominada “Sistema de Aseguramiento de Flujo Asistido por Bombeo Mecánico con Tubería Flexible para dos Pozos de la Región Norte”, realizada por la Cía. Petrotec bajo la supervisión de la Gerencia de Tecnologías de Explotación; tomando de manera directa diversas imágenes contenidas en las referencias 3 y 5, bajo mi interpretación con el fin de lograr así que el lector alcance una mayor comprensión y entendimiento de la información presentada”.

Capítulo 4 Aplicaciones del Sistema de Bombeo Mecánico Avantub Asistido con Tubería Flexible en México^{1,2}

El Sistema de Bombeo Mecánico Avantub se aplicó por primera vez en México en dos pozos de la Región Norte de Pemex; a través de la Prueba Tecnológica denominada “Sistema de Aseguramiento de Flujo Asistido por Bombeo Mecánico con Tubería Flexible”, con la cual se busca tener un método alternativo más eficiente, que permita lograr un incremento en la recuperación final de los hidrocarburos.

La prueba contempla la demostración de las capacidades de desempeño de los equipos instalados y la flexibilidad operativa de la tecnología empleando para ello un sistema completo, el cual opera un par de pozos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG). La prueba comprendió un periodo de noventa días naturales (del 11 de diciembre de 2010 al 30 de mayo de 2011).

Los criterios de selección de los pozos candidatos para la instalación del sistema de acuerdo a sus características mecánicas y de producción que permita llevar a cabo la prueba de campo, son las siguientes:

- Que haya sido un pozo productor.
- Que sea un pozo con nivel de 50 m de sumergencia, como mínimo.
- Que tenga tubería de producción en buen estado y hermeticidad.
- Que cuente con RPFC, RPFF, Análisis de muestra, Medición de producción (PLT), actualizados.
- Que se encuentren dos pozos en la misma locación.
- Que tenga buenas condiciones en las válvulas y cabezales superficiales.
- Que se observe resultados factibles en las simulaciones de bombeo mecánico y de esfuerzos en la T.F.

- Que los resultados de las simulaciones muestren restablecer la producción del pozo o incrementarla.

Las instalaciones del AIATG, involucradas en la demostración tecnológica fueron los pozos A-1 y A-2, los cuales fueron terminados con accesorios para la futura instalación del Sistema Artificial de Bombeo Mecánico para continuar su explotación. Además, estos pozos presentan condiciones de trabajo que parecen ser ideales para probar una sarta no convencional por lo cual fueron seleccionados para evaluar el desempeño de la tubería flexible operando como sarta de succión y la ventaja de inyectar químicos sin necesidad de utilizar equipo adicional y sin parar el pozo.

4.1 Descripción de las condiciones previas al desarrollo de la Prueba Tecnológica ^{1,2}

Los pozos A-1 y A-2 pertenecen al proyecto **Chicontepec**. Los principales problemas de producción que presentan los pozos pertenecientes a este campo son: bajo índice de producción, aceite altamente viscoso (hasta 6464 cp) y densidades de hasta 13.9 °API. La prueba consiste en mantener mayor continuidad en el flujo de pozos en producción permitiendo operar un sistema de mantenimiento preventivo que reduzca paros por obstrucción del flujo hacia la superficie mejorando sus condiciones operativas.

4.1.1 Antecedentes Petroleros del Campo Chicontepec.³

El Campo de Chicontepec se ubica geográficamente en el Centro-Oeste de la República Mexicana, en los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo, a 250 km al noreste de la ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza Rica Veracruz, entre las coordenadas 20° 27" y 20°58" de latitud norte, 97° 19" y 98° 10" de longitud oeste entre los municipios de Papantla y Chicontepec. Es parte de la Provincia petrolera denominada Tampico-Misantla, y cubre una superficie aproximada de 3,731 km². Fisiográficamente se localiza en la planicie costera del Golfo de México, al oeste de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y al oriente de la Sierra Madre Oriental (Fig. 4.1); la mayor parte de la Cuenca de Chicontepec se encuentra en los estados de Puebla y Veracruz.

Este Campo se caracteriza por tener yacimientos clasificados como bajosaturados con un factor de volumen del aceite de 1.02 a 1.14 m³/m³, una porosidad de entre 6 y 12 %, permeabilidad de 0.1 a 10 md, una presión inicial de 77 a 358 kg/cm², una presión de burbuja de 42 a 188 kg/cm², una viscosidad de 1 a 6 cp a condiciones de yacimiento, una relación de solubilidad de entre 6 y 53 m³/m³ y un factor de volumen del gas entre 0.007 y 0.5 m³/m³. El factor de recuperación actual es del orden de 3 %, con una declinación promedio del 50 % anual.

El mecanismo de desplazamiento del aceite es por la expansión roca-fluido bajo el mecanismo de empuje por gas en solución. A medida que disminuye la presión del yacimiento, el gas liberado cambia la permeabilidad del aceite. Sin un acuífero activo, el bajo mantenimiento de la presión natural y el "daño" que se deriva de la presencia del gas, son causas directas e inmediatas de que los pozos sean de baja productividad.

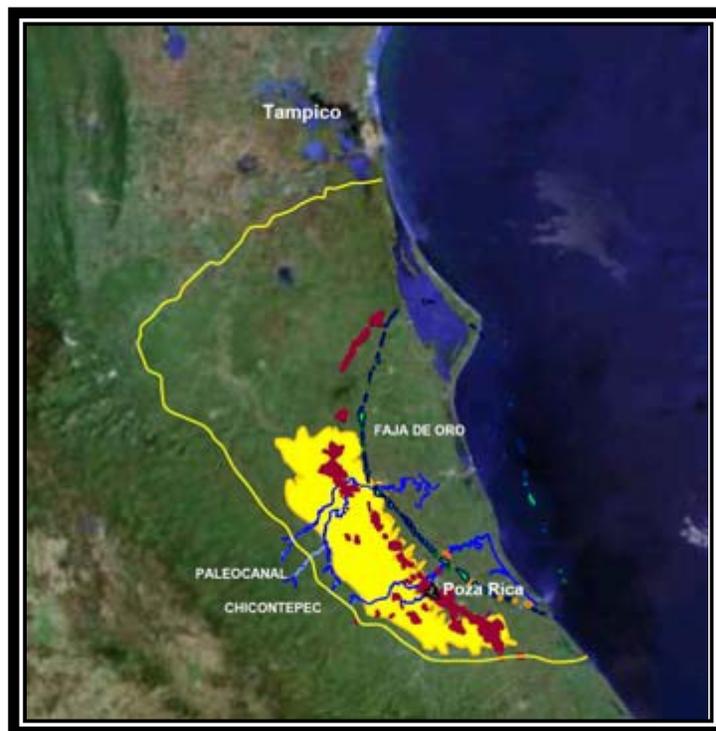


Figura 4. 1 Ubicación Geográfica de la Cuenca de Chicontepec.

La presencia de hidrocarburos se conoce desde 1926, cuando las compañías “El Águila” y “Stanford”, perforaron pozos con objetivo Cretácico, ahí se detectaron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos, los cuales se consideraron como pozos económicamente no rentables. Durante el desarrollo del campo Poza Rica, en mayo de 1935, con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica-8, se confirmó el potencial de hidrocarburos de la Formación Chicontepec.

Posteriormente entre los años 1952 a 1963, al perforarse pozos con objetivo Jurásico en los campos de los Distritos de Poza Rica y Cerro Azul, se manifestó nuevamente la presencia de hidrocarburos en formaciones arcillo-arenosas del Terciario, pero debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación.

Fue entre los años de 1963 y 1970, cuando los pozos de los campos Presidente Alemán y Soledad, habían dejado de fluir en la Formación Tamabra, se realizaron reparaciones mayores en las arenas de la Formación Chicontepec. Basados en los resultados de estas intervenciones, así como en el éxito obtenido en los pozos con objetivo Eoceno Inferior, los cuales se perforaron en diferentes áreas, se concluyó que a pesar de no ser pozos de

alta productividad, al ser pozos someros y de bajo costo en su perforación, se definió su desarrollo. Así entonces, la explotación comercial de “Chicontepepec”, se inició en el año de 1970, con la perforación de seis pozos en el campo Presidente Alemán.

En noviembre de 1971 se aplica por primera vez en la Cuenca de Chicontepepec la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalante (Sand-Oil) en el pozo Presidente Alemán No. 126, incrementando su producción de 13 a 70 BPD; apoyados en este resultado se incluye el fracturamiento de manera rutinaria con apuntalante como parte de la terminación en la mayoría de pozos de desarrollo.

En 1976, de acuerdo a la evidencia geológica existente en ese tiempo, se utilizó por primera vez el término “Paleocanal de Chicontepepec” y se comienza la perforación intensiva de 300 nuevos pozos, resultando todos ellos productores. En 1978 la compañía “DeGolyer and MacNaughton” validó el volumen original en 106 MMBPCE y en 1979 se elabora el “Proyecto Chicontepepec”, en el cual se proponen diversos escenarios de desarrollo. La producción máxima de aceite alcanzada fue de 17,000 bpd en la década de los 90, cuando se llevó a cabo un programa de fracturamiento masivo en los campos Agua Fría y Tajín.

En 1998, Pemex Exploración y Producción (PEP) realiza un estudio geológico–geofísico previo a la certificación de reservas, que en 1999 vuelve a realizar la compañía “DeGolyer and MacNaughton”; este estudio sirvió para sustentar el nuevo valor de aceite “in situ” de 136 MMBPCE, con una reserva probable 2P de 9,000 MMBPCE; además, se identificaron 5 áreas de oportunidad inmediata, la cual considera la disponibilidad de instalaciones superficiales, calidad del aceite (grados API), espesor de los yacimientos, índice de productividad y profundidad de los yacimientos. En el año 2002 inician nuevamente trabajos de perforación masiva utilizando nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos.

Para el periodo 2002 a 2006, se reactivó la perforación para el desarrollo de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, logrando alcanzar un incremento de producción de aceite de 27.2mbpd, utilizando nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos.

En 2007, se define la creación del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo para atender el desarrollo del Paleocanal “Chicontepepec”. La estrategia inicial del Activo se destacó por una gran actividad de perforación y terminación de pozos del 2008 al 2010, representando una gran inversión, sin embargo, la producción cerró en 2010 con solo 44.8 mbpd.

El desarrollo de “Chicontepepec” bajo la Administración del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, ha dado muestras de crecimiento que lo perfilan como uno de los Activos productores más importantes de nuestro país.

En los últimos dos años, se han incorporado iniciativas de caracterización del Paleocanal para su mejor explotación y se trabaja de manera constante en la investigación de la distribución espacial de los mejores cuerpos arenosos evaluados petrofísicamente como los de mayor productividad para definir la estrategia de desarrollo siempre buscando las mejores áreas productivas. De igual manera se han impulsado Pruebas Tecnológicas, con la finalidad de generar nuevas ingenierías para obtener una mejor producción y procurar un desarrollo sustentable.

Durante este proceso de nuevas iniciativas, el Activo incrementó de 44.8 mil bpd en enero 2011 a más 65 mil bpd a finales del mes de octubre. Producción que se ha alcanzado con los pozos nuevos, pero en especial a través de las acciones de optimización de los pozos existentes.

Hacia los próximos años, para el AIATG existen muchos retos. El principal de ellos, será el incremento de la rentabilidad del proyecto a través de la reducción de costos, la implementación de nuevas tecnologías y continuar con los esfuerzos de productividad de pozos.

Se fortalecerán de manera constante, actividades enfocadas al entendimiento del subsuelo, como parte de una estrategia de seguimiento a campos con la finalidad de generar certidumbre y conocimiento en la explotación de hidrocarburos.

Los sistemas artificiales, continuarán siendo el enfoque primario del Activo, debido a las características petrofísicas de las arenas de la Formación de "Chicontepec", se planea la instalación de 1,000 unidades y se incrementará la asistencia técnica especializada para dar seguimiento y mantenimiento a cada nuevo sistema.

4.2 Descripción del Pozo A-1^{1,2,4}

El inicio de la perforación fue el 31 de Mayo del 2008, con una profundidad total de 1759 m y su terminación oficial fue el 31 de Julio del 2008 con perforaciones a partir de 1690 m a 1708 m. El pozo fue terminado tal y como se muestra en la figura 4.2 con una TR de 5 ½" y una TP de 2 ⅞".

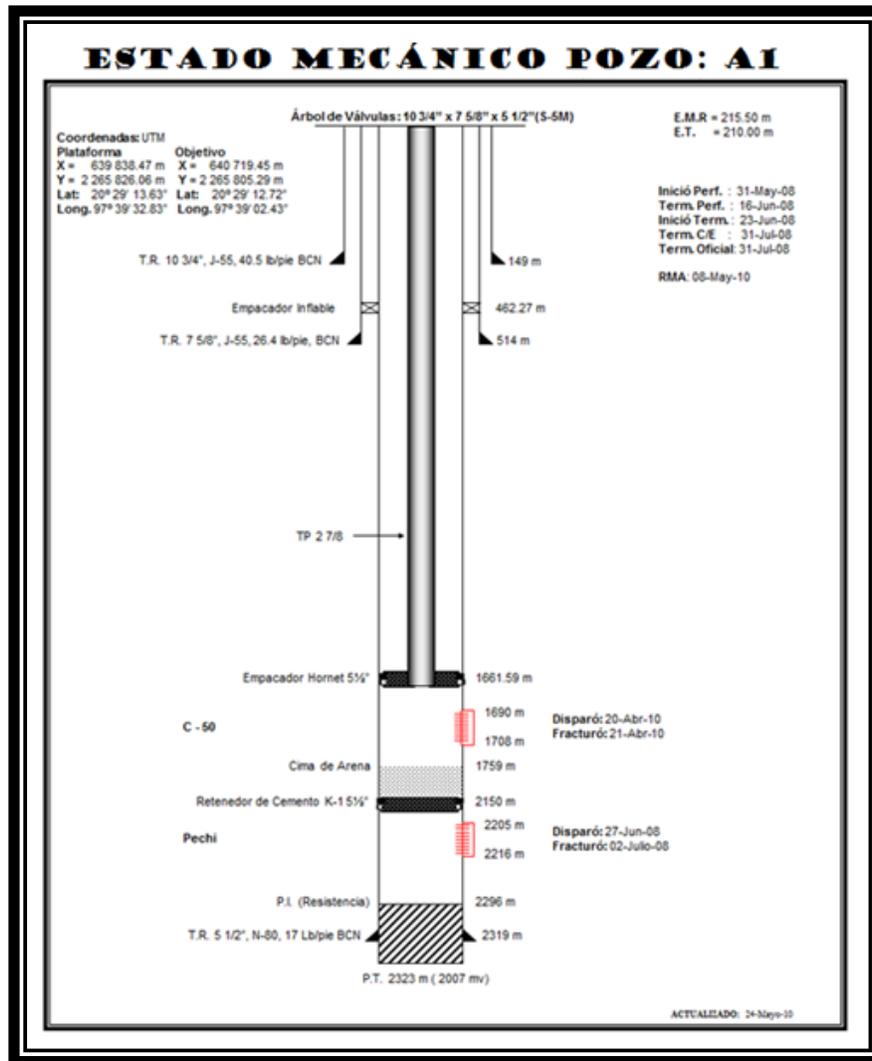


Figura 4. 2 Estado Mecánico Original del Pozo A-1.

Desde el inicio de su perforación, el pozo se diseñó con la finalidad de incorporarlo a producción en dos etapas: en su primera etapa, en el intervalo productor 2205 m - 2216 m se realizó un fracturamiento inyectando 1644 bls de ácido en un periodo de 130 hrs con lo cual se produjo 80% aceite y 20% agua, iniciando así su explotación en diciembre del 2008. La explotación de este intervalo finalizó el 18 de Abril del 2010 debido a la declinación de presión. El 20 de Abril del mismo año se programó una reparación mayor bajando por medio de un equipo de terminación a través de la TP un tapón perforable (retenedor de cemento y arena) a 2150 m con la finalidad de observar el siguiente intervalo productivo. En el intervalo 1690 m – 1708 m se le realizó un fracturamiento hidráulico inyectando a la formación 1540 bls recuperándose 701.4 bls de líquido en un periodo de 54 hrs con un flujo de 100% aceite de alta viscosidad a baja temperatura (5848 cp @ 25°C).

La producción acumulada entre diciembre del 2008 y octubre del 2010 (tiempo en el cual el pozo produjo mediante su propia energía) fue de 24 Mbl con una producción diaria promedio de 22 barriles tal y como se muestra en la figura 4.3.

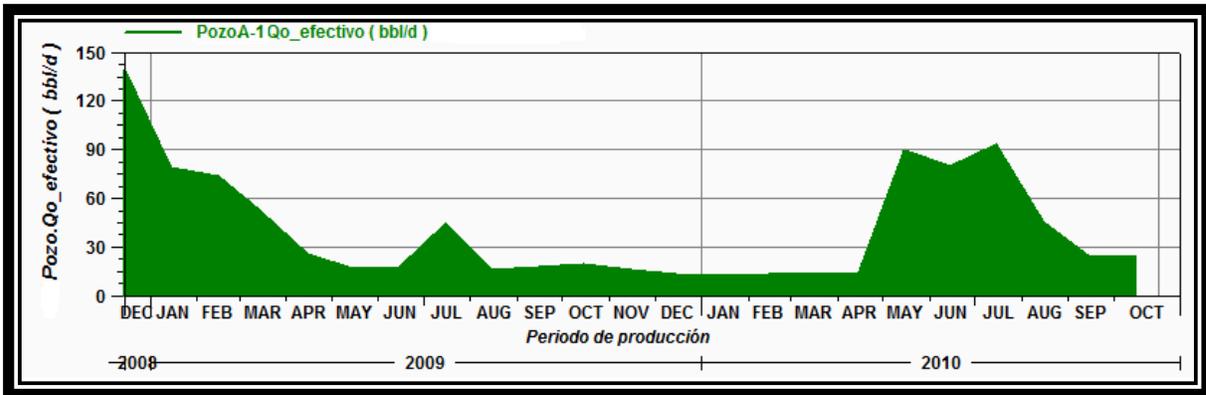


Figura 4. 3 Histórico de Producción del Pozo A-1.

Posterior a la declinación de presión y por consiguiente la producción, en una segunda etapa se estima el siguiente potencial (figura 4.4) en base a las propiedades petrofísicas y condiciones de presión futuras.

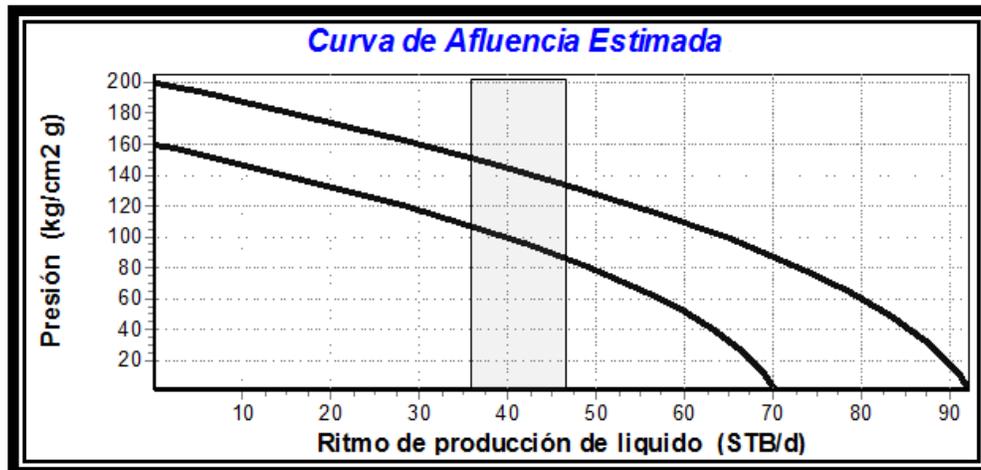


Figura 4. 4 Comportamiento de afluencia futura del pozo A-1.

Con el objetivo de optimizar las condiciones de operación y alcanzar la producción estimada, se optó por la implementación de un método artificial de producción que permita reactivar la explotación del crudo extra pesado en el campo. El sistema artificial de producción, que de acuerdo a las características del yacimiento y al estudio técnico-económico realizado, es el bombeo mecánico.

La tabla 4-1 muestra las condiciones de operación propuestas para el pozo A-1 en su segunda etapa de producción en base a la implementación de algún tipo de bombeo mecánico.

CONDICIONES DE OPERACIÓN					
	Mínimo.	Máximo.		Mínimo	Máximo
Ritmo de producción (BPD)	35	45	Contrabalanceo (lb)	15090	15352
Velocidad (epm)	3	4.5	Torque (pg-lb)	362,000	379,000
Carrera (pg)	100	100	Varillas 7/8", 3/4" (m)	408, 1524	408, 1524
Carga máxima (lb)	21100	21783	Esfuerzo 7/8", 3/4" (%)	56, 56	60, 60
Carga mínima (lb)	7926	7683	Consumo de Energía (kw-hr/día)	205	385
Unidad de Superficie	Tipo hidráulica, hidroneumática ó convencional con capacidad de carga entre 28,000 y 30,000lbs.				

Tabla 4. 1 condiciones de operación del pozo A-1 bajo la implementación de un BM.

4.2.1 Diseño del Sistema de Bombeo Mecánico Avantub asistido con TF para el pozo A-1

Para cada uno de los pozos se realizó el diseño de la instalación de la unidad de bombeo mecánico Avantub con ayuda del software RODSTAR (programa de cómputo desarrollado por Theta Enterprise el cual puede simular cualquier geometría de bombeo mecánico y predecir su comportamiento con exactitud) para la cual se consideraron las siguientes premisas:

- Gastos de producción esperados.
- Condición promedio de temperatura y viscosidad.
- Profundidad y Tipo de Bomba (considerando el diámetro interno de la TP)
- Eficiencia de bomba.
- Menor velocidad de operación para evitar consumo de energía y fatiga por tensión.
- Diseño de la sarta de tubería flexible para nivel de fluido bajo.

Este software, (además de comparar el rendimiento de las diferentes unidades de bombeo), también evalúa los efectos por llenado de la bomba, la sarta de varillas, el tamaño de la bomba, etc. También calcula los picos de torque y las cargas en el reductor de engranaje, las cargas estructurales, cargas en las varillas, velocidad de bombeo, longitud del pistón, espaciamiento de la bomba, gasto esperado, contrabalanceo necesario, etc.

De igual forma proporciona las variables adimensionales como una relación de la eficiencia del sistema; sin embargo no se considera como una relación lineal.

$\frac{Fo}{Skr}$ = Relación del alargamiento de las varillas causada por la aplicación estática de la carga del fluido, como una fracción de la carrera de la varilla pulida.

$\frac{N}{N0}$ = Relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas combinadas.

Entre mayor sea la relación de $\frac{Fo}{Skr}$ más corta será la carrera del pistón y la eficiencia del sistema será mejor. Entre mayor sea la relación de $\frac{N}{N0}$ más larga será la carrera del pistón y la eficiencia del sistema será menor.

4.2.1.1 Resultados obtenidos por el software RODSTAR para el pozo A-1.

Una vez ingresado las premisas anteriores en el software se obtiene una pantalla como la que se presenta en la figura 4.5, en ella se muestra los resultados arrojados por el programa. El lado izquierdo de la figura presenta los datos de entrada, como lo son la velocidad de bombeo, la presión en TR y TP, el corte de agua, la calidad de los fluidos, tipo de motor, etc. mientras que del lado derecho muestra la producción esperada, eficiencia del sistema, picos máximos de torque, efecto del contrabalanceo, rentabilidad del motor, etc. La variable adimensional $\frac{N}{N0}$ es mayor que el $\frac{Fo}{Skr}$ lo que nos indica que el llenado de la bomba será deficiente ya que la sarta de varillas estarán sometidas a esfuerzos compresivos.

RODSTAR-D for Windows 3.1 for Windows			
Company: Pemex		© Theta Enterprises, Inc.	
Well: A-1		User: ARM	
Disk file: A-1(S1).rsdx		Tel: (714) 526-8878	
Comment: pozo para prueba tecnologica con sarta de tuberia flexible		Date: 13/09/2010	
INPUT DATA		CALCULATED RESULTS	
Strokes per minute: 2.5	Pump int. pr. (psi): 876	Production rate (bfpd): 31	Peak pol. rod load (lbs): 23407
Run time (hrs/day): 24	Fluid level (ft over pump): 0	Oil production (BOPD): 31	Min. pol. rod load (lbs): 6753
Tubing pres. (psi): ----	Stuf.box fr. (lbs): 200	Strokes per minute: 2.5	Polished rod HP: 33.1
Casing pres. (psi): 480		System eff. (Motor->Pump): 31%	Unit struct. loading: 136%
		Permissible load HP: 30.2	PRHP / PLHP: 1.10
		Fluid load on pump (lbs): 2990	Buoyant rod weight (lbs): 19127
		Fluid level TVD (ft from surface): 4040.91	N/No: .179 , Fo/Skr: .143
Fluid properties		Motor & power meter	
Water cut: 0%	Power Meter Detent	Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED (Min Torq)
Water sp. gravity: 1.01	Electr. cost: \$.06/KWH	NEMA D motor:	75 HP
Oil API gravity: 13.9	Type: NEMA D	Single/double cyl. engine:	60 HP
Fluid sp. gravity: 0.973		Multicylinder engine:	75 HP
Pumping Unit: A. SMACO Conventional (*)		Torque analysis and electricity consumption	
API size: C-640-305-144 (unit ID: CS11)		Peak g'box torq. (M in-lbs):	1044
Crank hole number: #1 (out of 3)		Gearbox loading:	163%
Calculated stroke length (in): 144		Cyclic load factor:	1.6
Crank Rotation with well to right: CCW		Max. CB moment (M in-lbs):	2157.51
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown		Counterbalance effect (lbs):	31044
Structural unbalance (lbs): -728		Daily electr.use (KWH/day):	806
Crank offset angle (deg): 0.0		Monthly electric bill:	\$1474
		Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.360
		Electr.cost per bbl. oil:	\$0.360
Tubing and pump information		Tubing, pump and plunger calculations	
Tubing O.D. (ins): 2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff: 0.100	Tubing stretch (ins):	.0
Tubing I.D. (ins): 2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff: 0.100	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0
Pump depth (ft): 4040.91	Tub.anch.depth (ft): 4100.91	Gross pump stroke (ins):	119.6
Pump condition: Fl pound		Pump spacing (in. from bottom):	23.4
Pump type: Insert	Calc. pump fillage: 78%	Minimum pump length (ft):	22.0
Plunger size (ins) 1.5	Pump friction (lbs): 72.0	Recommended plunger length (ft):	6.0

Figura 4. 5 Diseño del Pozo A-1.

Otro parámetro muy importante que otorga el programa, es la carga máxima sobre la varilla pulida (PPRL), este parámetro nos indica el peso que debe soportar la varilla pulida y si el sistema tiene la capacidad de carga requerida. Para este pozo, el PPRL es de 23407 lb, por lo que se espera que el sistema no presente dificultades ya que la torre hidráulica tiene una capacidad de carga de hasta 40000 lb.

Sin embargo hay que mencionar que este simulador no cuenta con las especificaciones mecánicas, tanto para el sistema Avantub como de la sarta de TF, por lo que en esta simulación se supuso una unidad de bombeo convencional y una sarta de varillas de grado C (la cual presenta el mismo esfuerzo mínimo a la tensión del cual se calcularon las propiedades restantes). Como la sarta de TF es hueca, el peso de la misma se espera que disminuya y en consecuencia la demanda energética de la unidad.

4.2.1.2 Diseño de la sarta de TF para el pozo A-1.

Como se mencionó en el capítulo anterior, el diseño de la sarta de TF es diferente a la sarta convencional. Como la TF no es de un material de barra sólida, está expuesta a diferentes efectos los cuales propician que sufra movimientos provocando que disminuya la eficacia del sistema.

Los efectos que deben tenerse en cuenta para el diseño son: temperatura, pistón, aglobamiento y pandeo (mecánico e hidráulico). Una vez que todos estos efectos han sido evaluados bajo las condiciones de operación, las gráficas resultantes deben compararse con los la elipse de plasticidad (Von Mises) para validar que la TF no será sobrecargada.

Para calcular los movimientos ocasionados en la TF, se utilizó el programa “Movimiento de Tuberías Para Diseño del Tubing”, hecho por el Dr. Fernando S. Flores Ávila. Los datos de entrada como, profundidad y características de la bomba, diámetro interno y externo, peso nominal de la TF, las presiones y temperaturas, se muestran en la tabla 4-2.

Input Data			
Depth	5,379	ft	
C.T. (O.D.)	1,500	in	
C.T. (I.D.)	1,250	in	
Nominal Weight C.T.	1,836	lb/ft	
Grade C.T.	80,000	psi	
Tbg. (O.D.)	2,875	in	
Tbg. (I.D.)	2,441	in	
Pump (O.D.)	1,875	in	
Pump (I.D.)	1,500	in	
CT	C.T. density @ running in	3,890	ppg
	C.T. Pressure @ running in	0	psi
	C.T. density @ op. Conditions	3,890	ppg
	C.T. Pressure @ op. Conditions	0	psi
Tbg	Tbg density @ running	8,490	ppg
	Tbg pressure @ running	0,000	psi
	Tbg density @ op. Conditions	8,490	ppg
	Tbg. Pressure @ op. Conditions	300	psi
Surface Temp.	86	°F	
Surface Temp. @ op. Cond.	95	°F	
BHT @ running in	154	°F	
BHT @ op. Conditions	154	°F	
PPRL	23,407	Lbs	

Tabla 4. 2 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el pozo A-1.

Los resultados del simulador realizado para la condición de carrera ascendente donde la carga máxima de la varilla pulida (PPRL) es alcanzada se dan en la tabla 4-3. Como era de esperarse, (debido a la calidad de los fluidos), la tubería flexible estará sometida a esfuerzos compresivos, donde la longitud total del acortamiento de la sarta será de -0.271 pies. Estos resultados nos indican que la suma de los movimientos que sufrirá la sarta de TF durante la carrera ascendente donde la carga máxima se alcanza (23407 lbs), no presentara ningún tipo de deformación que modifique sus propiedades físicas. Sin embargo, si se alcanzara una máxima carga de 33496 lbs, se tendría una deformación permanente poniendo en riesgo el correcto funcionamiento del sistema.

Output Data		
Areas		
Ap	1.767	in ²
A1	1.227	in ²
Ao	1.767	in ²
As	0.540	in ²
BHP		
P1(i)	1,088	psi
P1(f)	1,088	psi
ΔP1	0	psi
Po (i)	2,375	psi
Po (f)	2,675	psi
ΔPo	300	psi
Average Conditions		
T1 (avg)	120	°F
T2 (avg)	125	°F
ΔT (avg)	5	°F
P1 (i)(av)	544	psi
P1 (f)(av)	544	psi
ΔP1 (avg)	0	psi
Po (i)(av)	1,187	psi
Po (f)(av)	1,487	psi
ΔPo (avg)	300	psi

Total Effects	(L)(π)	(F)(LBS)	(Tens-Comp)
TEMPERATURA	0.167	-503	Compression
PISTON	0.000	0	Tension
BALLONING	0.106	318	Compression
BUCKLING (H)	-0.002	-530	Compression
Total Effects	0.271		

Min. Load Free to move			
So	5,605	Lb	There isn't permanet deformation
Si	10,701	Lb	There isn't permanet deformation

Max. Load			
So	33,495	Lb	There isn't permanet deformation
Si	31,583	Lb	There isn't permanet deformation

Tabla 4. 3 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el Pozo A-1.

Por otro lado, la tabla 4-4 presenta los datos de entrada para la condición de carrera descendente donde se alcanza la mínima carga de la varilla pulida (6753 lb). En esta condición se espera que de igual forma actúen sobre la sarta de TF, esfuerzos compresivos relacionados principalmente a la temperatura de los fluidos producidos y a la fuerza de flotación la cual se opone al peso de la sarta de TF.

Input Data			
Depth	5,379	ft	
C.T. (O.D.)	1.500	in	
C.T. (I.D.)	1.250	in	
Nominal Weight C.T.	1.836	lb/ft	
Grade C.T.	80,000	psi	
Tbg. (OD)	2.875	in	
Tbg. (ID)	2.441	in	
Pump (OD)	1.875	in	
Pump (ID)	1.500	in	
CT	C.T. density @ running in	3.890	ppg
	C.T. Pressure @ running in	0	psi
	C.T. density @ op. Conditions	3.890	ppg
	C.T. Pressure @ op. Conditions	0	psi
Tbg	Tbg density @ running	8.490	ppg
	Tbg pressure @ running	0.000	psi
	Tbg density @ op. Conditions	7.880	ppg
	Tbg. Pressure @ op. Conditions	100	psi
Surface Temp. @ running	86	°F	
Surface Temp. @ op. Cond.	95	°F	
BHT @ running in	154	°F	
BHT @ op. Conditions	154	°F	
MPRL	6,753	Lbs	

Tabla 4. 4 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el Pozo A-1.

Al igual que en la carrera ascendente, en su viaje descendente (como se observa en la tabla 4-5) la sarta de TF sufrirá un ligero acortamiento de 0.172 pies, sin embargo, estos movimientos no producirá ningún tipo de deformación a menos que se alcance una carga máxima de 24986 lb durante esta condición.

Output Data		
Areas		
Ap	1.767	in2
A1	1.227	in2
Ao	1.767	in2
As	0.540	in2
BHP		
P1(i)	1,088	psi
P1(f)	1,088	psi
ΔP1	0	psi
Po(i)	2,375	psi
Po(f)	2,304	psi
ΔPo	-71	psi
Average Conditions		
T1(avg)	120	°F
T2(avg)	125	°F
ΔT(avg)	5	°F
P1(i)(avg)	544	psi
P1(f)(avg)	544	psi
ΔP1(avg)	0	psi
Po(i)(avg)	1,187	psi
Po(f)(avg)	1,202	psi
ΔPo(avg)	15	psi

Total Effects	(L)(ft)	(F)(LBS)	(Tens-Comp)
TEMPERATURA	0.167	-503	Compression
PISTON	0.000	0	Tension
BALLONING	0.005	16	Compression
BUCKLING (H)	0.000	125	Compression
Total Effects	0.172		
Min. Load Free to move			
So	6,336	Lb	No permanet deformation
Si	8,032	Lb	No permanet deformation
Max. Load			
So	24,986	Lb	No permanet deformation
Si	23,519	Lb	No permanet deformation

Tabla 4. 5 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el Pozo A-1.

Gracias a los resultados obtenidos por el simulador, se concluye que los movimientos ocasionados por los diferentes efectos, no presentaran ningún tipo de deformación que sea permanente durante un ciclo completo de bombeo. Sin embargo, el diseño de la sarta de TF no estaría completo, sin antes cerciorarse mediante la elipse de plasticidad Von Mises que las diferentes cargas que actúan sobre la TF estén en un rango seguro de operación. La figura 4.6 presenta la elipse de plasticidad Von Mises, en ella se observa que la sarta de TF se encontrara bajo dos diferentes cargas combinadas; para la carga mínima, la TF se encontrara bajo la carga combinada de tensión-colapso, en esta zona se dice que la sarta podría presentar una falla de estabilidad inelástica debido al comportamiento elástico del acero y al esfuerzo de cedencia del material, sin embargo como se observa en la figura, la TF se encuentra en una zona segura de operación. Para la carga máxima, la TF se encontrara bajo compresión-colapso, en esta zona se podría llegar a tener una deformación permanente a causa del pandeo helicoidal si se sale de la envolvente, sin embargo, de igual manera se encuentra en una zona segura de operación.

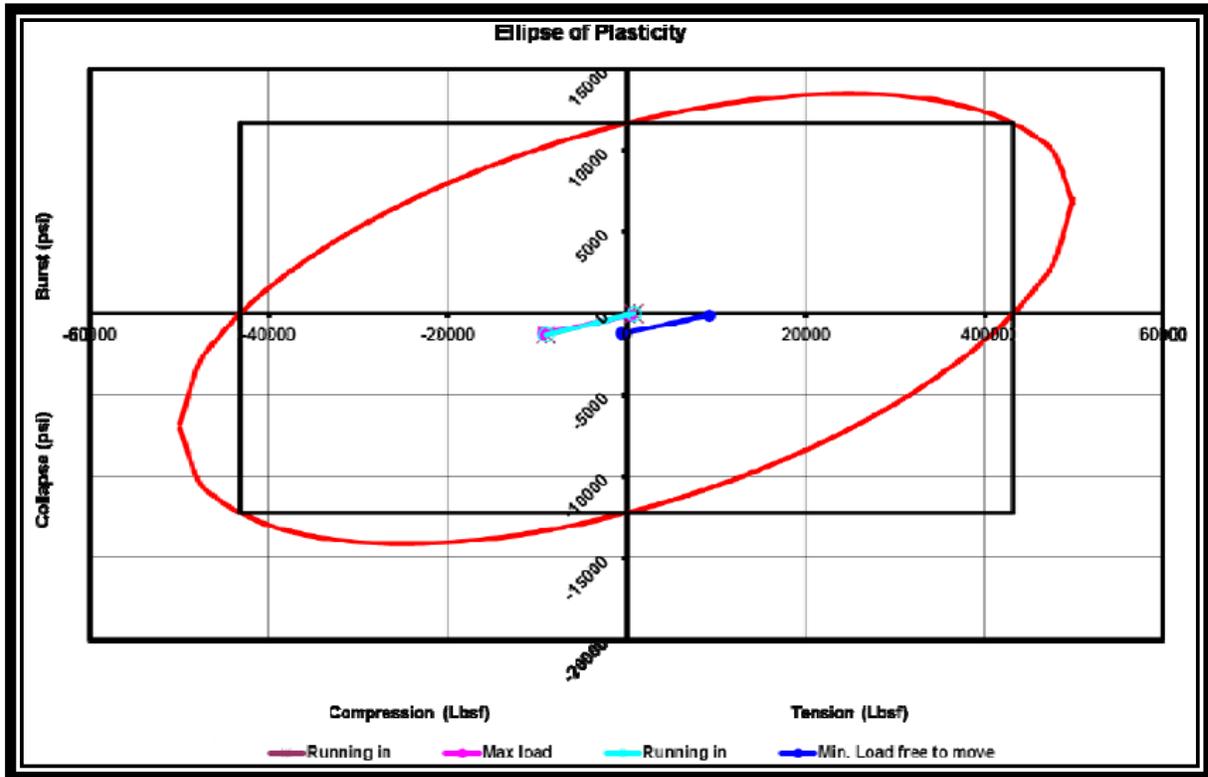


Figura 4. 6 Elipse de Plasticidad del Pozo A-1.

Gracias al diseño anteriormente mostrado, se observa que la sarta de TF sufrirá diversas cargas y efectos que provocaran que se encuentre bajo tensión o compresión pero sin sufrir ningún tipo de deformación permanente, por lo que se puede concluir, que la sarta de TF es segura para trabajar como sarta de succión en un sistema de BM.

4.3 Descripción del Pozo A-2.^{1,2,5}

La perforación del pozo A-2 se inició el 11 de Octubre del 2008 con una profundidad total del pozo de 2260 m con perforaciones desde los 1705 m a 1715 y de 1739 m hasta 1745m. Su terminación tal y como se muestra en la figura 4.7 fue realizada con una TR de 5 ½" y una TP de 2 ⅞" produciendo aceite de alta viscosidad.

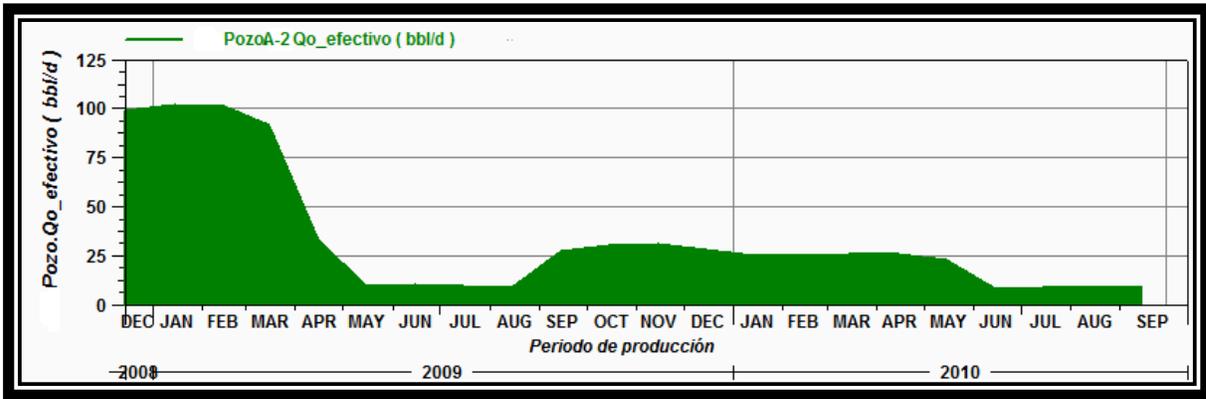


Figura 4. 8 Histórico de Producción del Pozo A-2.

Para la explotación del Pozo A-2 en su segunda etapa, con base en las propiedades petrofísicas y condiciones de presión futuras, se estima el siguiente potencial mostrado en la figura 4.9.

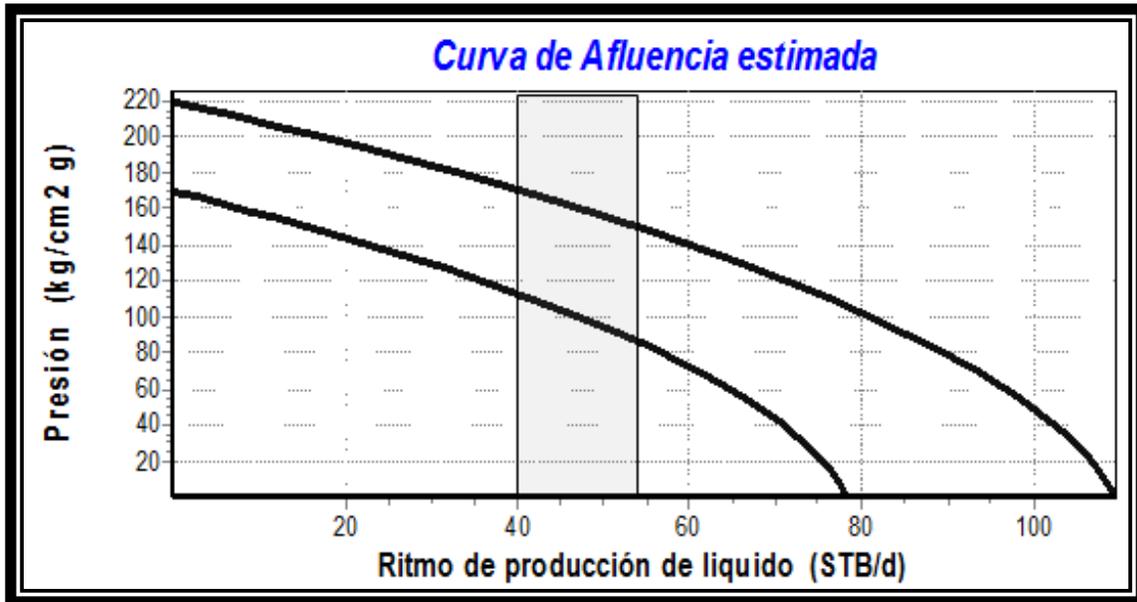


Figura 4. 9 Comportamiento de afluencia futura del pozo A-2.

Para alcanzar la producción estimada futura para este pozo, es necesario implementar un sistema artificial que sea capaz de operar eficientemente bajo las características del pozo. Por medio de un análisis técnico-económico, el sistema artificial por el que se optó para la segunda etapa de producción del Pozo A-2 fue el sistema de bombeo mecánico.

La tabla 4-6 presenta las condiciones de operación para el Pozo A-2 bajo la futura implementación de algún tipo de sistema de bombeo mecánico.

CONDICIONES DE OPERACIÓN					
	Mínimo.	Máximo.		Mínimo	Máximo
Ritmo de producción (BPD)	40	55	Contrabalanceo (lb)	14811	14900
Velocidad (epm)	3.5	5	Torque (pg-lb)	346,000	369,000
Carrera (pg)	100	100	Varillas 7/8", 3/4" (m)	587, 1693	587, 1693
Carga máxima (lb)	20053	20669	Esfuerzo 7/8", 3/4" (%)	51, 48	55, 52
Carga mínima (lb)	8391	7894	Consumo de Energía (kw-hr/día)	178	254
Unidad de Superficie	Tipo hidráulica, hidroneumática ó convencional con capacidad de carga entre 26,000 y 30,000lbs.				

Tabla 4. 6 Condiciones de operación del pozo A-2 bajo la implementación de un BM.

4.3.1 Diseño del Sistema de Bombeo Mecánico Avantub asistido con TF para el pozo A-2

De igual manera se utilizó el simulador RODSTAR para ayudar con el diseño del sistema de BM Avantub con TF. Como se mencionó anteriormente, no se cuenta con un software que diseñe bajo las características y especificaciones del sistema Avantub con sarta de TF, sin embargo el simulador RODSTAR nos puede dar un escenario muy cercano a las condiciones operación del pozo ya con el sistema implementado. Al igual que el Pozo A-1, con el Pozo A-2 se realizó la simulación bajo el supuesto de que la unidad de bombeo superficial era una unidad convencional y que la sarta también es convencional. La figura 4.10 da los resultados obtenidos por el simulador, para este pozo se recomienda una bomba con una longitud de 22 pies para una producción estimada de 29 bpd a 2.66 epm, la variable adimensional $\frac{N}{N_0}$ es mayor que el $\frac{F_0}{Skr}$ por lo que la eficiencia del sistema se espera que sea baja. También se aprecia que la carga máxima que debe soportar y levantar la torre hidráulica del sistema Avantub es de un poco más de diez toneladas. Al igual que el pozo A-1, en el pozo A-2 se espera que la eficiencia del sistema aumente con la disminución en el peso por el uso de la sarta de TF y por los beneficios que ofrece, por ejemplo, la inyección de reductores de viscosidad.

RODSTAR-D for Windows 3.1 for Windows			
Company: Pemex		© Theta Enterprises, Inc.	
Well: A-2	Disk file: A-2(SI).rsdx		User: ARM
Comment: pozo para prueba tecnologica con sarta de tuberia flexible		Tel: (714) 526-8878	
		Date: 10/09/2010	
INPUT DATA		CALCULATED RESULTS	
Strokes per minute: 2.66	Pump int. pr. (psi): 215	Production rate (bfpd): 29.3	Peak pol. rod load (lbs): 23808
Run time (hrs/day): 24	Fluid level (ft over pump): 0	Oil production (BOPD): 29.3	Min. pol. rod load (lbs): 6946
Tubing pres. (psi): 142	Stuf.box fr. (lbs): 100	Strokes per minute: 2.66	Polished rod HP: 2945
Casing pres. (psi): 200		System eff. (Motor->Pump): 28 %	Unit struct. loading: 98 %
		Permissible load HP: 28.5	PRHP / PLHP
		Fluid load on pump (lbs): 3026	Buoyant rod weight (lbs): 17486
		Fluid level TVD (ft from surface): 5419	N/No: .157 , Fo/SKr: .139
Fluid properties		Motor & power meter	
Water cut: 0%	Power Meter Detent	Required prime mover size (speed var. not included) BALANCED (Min Torq)	
Water sp. gravity: 1.01	Electr. cost: \$.06/KWH	NEMA D motor: 71 HP	
Oil API gravity: 14.1	Type: NEMA D	Single/double cyl. engine: 56 HP	
Fluid sp. gravity: 0.972		Multicylinder engine: 71 HP	
Pumping Unit: A. SMACO Conventional (XXXXXXXXXX*)		Torque analysis and electricity consumption BALANCED (Min Torq)	
API size: C-640-305-144 (unit ID: CS11)		Peak g'box torq. (M in-lbs): 9948	
Crank hole number: #1 (out of 3)	Calculated stroke length (in): 144.6	Gearbox loading: 146 %	
Crank Rotation with well to right: CCW	Max. CB moment (M in-lbs): Unknown	Cyclic load factor: 1.3	
Structural unbalance (lbs): -728	Crank offset angle (deg): 0.0	Max. CB moment (M in-lbs): 2033.38	
		Counterbalance effect (lbs): 30136	
		Daily electr. use (KWH/day): 785	
		Monthly electric bill: \$1474	
		Electr. cost per bbl. fluid: \$0.360	
		Electr. cost per bbl. oil: \$0.360	
Tubing and pump information		Tubing, pump and plunger calculations	
Tubing O.D. (ins): 2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff: 0.100	Tubing stretch (ins): .0	
Tubing I.D. (ins): 2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff: 0.100	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 0.0	
Pump depth (ft): 5419	Tub. anch. depth (ft): 5479	Gross pump stroke (ins): 119.6	
Pump condition: FI pound		Pump spacing (in. from bottom): 23.4	
Pump type: Insert	Calc. pump fillage: 78%	Minimum pump length (ft): 22.0	
Plunger size (ins) 1.5	Pump friction (lbs): 72.0	Recommended plunger length (ft): 6.0	

Figura 4. 10 Diseño del Pozo A-2.

4.3.1.1 Diseño de la sarta de TF para el pozo A-2.

Es de suma importancia conocer y cuantificar los movimientos que ocurren en la sarta de TF provocados por los efectos anteriormente mencionados, ya que nos permite cerciorarnos que se operara en un rango seguro. Cabe mencionar que durante la carrera ascendente como descendente, la sarta esta expuesta, tanto a esfuerzos compresivos como de tensión por lo que no tener en cuenta estos efectos, podría ocasionar una reducción en la eficiencia de la bomba, una deformación permanente en la sarta e incluso fracturas en la misma.

La tabla 4-7 muestra los datos de entrada para la condición de carrera ascendente donde se alcanza la carga máxima de la varilla pulida.

Input Data			
Depth	5425	ft	
C.T. (O.D.)	1.500	in	
C.T. (I.D.)	1.250	in	
Nominal Weight C.T.	1.836	lb/ft	
Grade C.T.	80.000	psi	
Tbg. (OD)	2.875	in	
Tbg. (ID)	2.441	in	
Pump (OD)	1.875	in	
Pump (ID)	1.500	in	
C.T.	C.T. density @ running in	3.890	ppg
	C.T. Pressure @ running in	0	psi
	C.T. density @ op. Conditions	3.890	ppg
	C.T. Pressure @ op. Conditions	0	psi
Tbg.	Tbg. density @ running	8.490	ppg
	Tbg. pressure @ running	0.000	psi
	Tbg. density @ op. Conditions	8.490	ppg
	Tbg. Pressure @ op. Conditions	300	psi
Surface Temp.	86	°F	
Surface Temp. @ op. Cond.	95	°F	
BHT @ running in	154	°F	
BHT @ op. Conditions	154	°F	
PPRL	23,508	Lbs	

Tabla 4. 7 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el pozo A-2.

Los resultados obtenidos por el simulador se muestran en la tabla 4-8. La suma de los cambios de longitud de la sarta de TF provocadas por los diferentes efectos es de -0.003 lo que nos indica que se tendrá un ligero acortamiento. Por otro lado, la carga máxima a la cual, no se debe rebasar para que no se tenga una deformación permanente de la TF es de 30413 lb.

Output Data		
Areas		
Ap	1.767	in ²
A1	1.227	in ²
Ao	1.767	in ²
As	0.540	in ²
BHP		
P1(f)	1,088	psi
P1(f)	1,088	psi
ΔP1	0	psi
Po (f)	2,375	psi
Po (f)	2,675	psi
ΔP0	300	psi
Average Conditions		
T1(avg)	146	°F
T2(avg)	150	°F
ΔT (avg)	4	°F
P1 (f)(avg)	795	psi
P1 (f)(avg)	795	psi
ΔP1(avg)	0	psi
Po (f)(avg)	795	psi
Po (f)(avg)	1793	psi
ΔPo(avg)	998	psi

Total Effects	(L/ft)	(F/LB)	(Tens-Comp)
TEMPERATURA	0.188	-391	Compression
PISTON	-0.418	871	Compression
BALLONING	-0.227	473	Compression
BUCKLING (N)	0.454	-353	Compression
TOTAL EFFECTS	-0.003		

Min. Load Free to move			
So	5376	Lb	There isn't permanet deformation
Si	6089	Lb	There isn't permanet deformation
Max. Load			
So	29,282	Lb	There isn't permanet deformation
Si	30,413	Lb	There isn't permanet deformation

Tabla 4. 8 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el Pozo A-2.

Para la condición de la carrera descendente donde se alcanza la carga mínima de la varilla pulida, la tabla 4-9 muestra los datos de entrada para el simulador.

Input Data		
Depth	5425	ft
C.T. (O.D.)	1.500	in
C.T. (I.D.)	1.250	in
Nominal Weight C.T.	1.836	lb/ft
Grade C.T.	80,000	psi
Tbg. (OO)	2.875	in
Tbg. (ID)	2.441	in
Pump (OO)	1.875	in
Pump (ID)	1.500	in
CT	C.T. density @ running in	3.890 ppg
	C.T. Pressure @ running in	0 psi
	C.T. density @ op. Conditions	3.890 ppg
	C.T. Pressure @ op. Conditions	0 psi
Tbg	Tbg density @ running	8.490 ppg
	Tbg pressure @ running	0.000 psi
	Tbg density @ op. Conditions	7.880 ppg
	Tbg. Pressure @ op. Conditions	100 psi
Surface Temp. @ running	88	°F
Surface Temp. @ op. Cond.	95	°F
BHT @ running in	154	°F
BHT @ op. Conditions	154	°F
MPRL	6,346	Lbs

Tabla 4. 9 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el pozo A-2.

Los resultados que se obtuvieron por el simulador se presentan en la tabla 4-10. Al igual que el pozo A-1, en este pozo actuarán esfuerzos compresivos derivados de la combinación de los diferentes efectos provocando una disminución en la longitud de la sarta de 0.621 pies, sin embargo, no se presentará ningún tipo de deformación permanente bajo las condiciones de operación con las que se trabajara, ya que para que esto suceda se tendría que exceder una carga máxima durante la carrera descendente de 27314 lb.

Output Data		
Areas		
Ap	1.707	in2
A1	1.227	in2
Ao	1.707	in2
As	0.540	in2
BHP		
P1(i)	1572	psi
P1(f)	3181	psi
ΔP1	1609	psi
Po (i)	1572	psi
Po (f)	3395	psi
ΔPo	1823	psi
Average Conditions		
T1(avg)	148	°F
T2(avg)	150	°F
ΔT(avg)	4	°F
P1 (i)(av)	786	psi
P1 (f)(av)	1593	psi
ΔP (avg)	807	psi
Po (i)(av)	786	psi
Po (f)(av)	1793	psi
ΔPo(avg)	1007	psi

Total Effects	(L)(ft)	(F)(LBS)	(Tens-Comp)
TEMPERATURA	-0.188	-391	Compression
PISTON	0.000	0	Tension
BALLONING	0.017	53	Tension
BUCKLING (ft)	-0.45	-126	Compression
Total Effects	-0.621		

Min. Load Free to move			
So	6014	Lb	No permanet deformation
Si	7630	Lb	No permanet deformation

Max. Load			
So	27,314	Lb	No permanet deformation
Si	25,271	Lb	No permanet deformation

Tabla 4. 10 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el Pozo A-2.

Los resultados que presenta el simulador, tanto para la carrera ascendente, como descendente, la sarta de TF no presentara ningún tipo de deformación que pueda afectar de manera permanente sus propiedades físicas o la cedencia del material. También se puede observar, que aunque presentara un esfuerzo axial como lo es la compresión, este provocara un ligero acortamiento de la sarta, sin embargo, se espera que no afecte severamente la eficiencia de la bomba.

La figura 4.11 muestra la elipse de Von Mises, la cual confirma que las cargas cíclicas que sufrirá la sarta de TF durante el bombeo serán soportadas por la misma, concluyendo así que, la sarta de TF se encuentra en un rango seguro de operación.

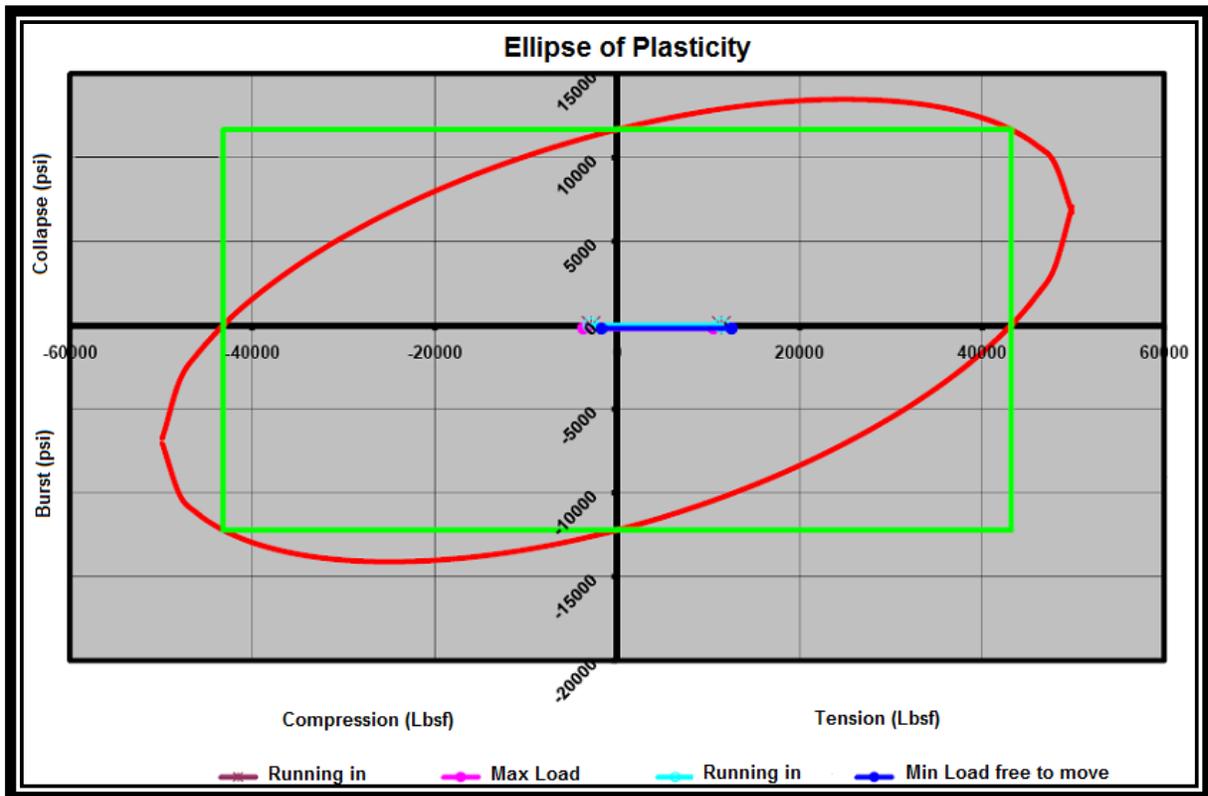


Figura 4. 11 Elipse de Plasticidad del Pozo A-2.

4.4 Descripción del desarrollo de la prueba Tecnológica.

Uno de los beneficios más importantes que presenta el Sistema de BM Avantub y que lo hace muy atractivo para su implementación en los campos petroleros, es que su Unidad de Potencia tiene la capacidad de suministrar la energía necesaria a dos pozos simultáneamente. Dada a esta característica, en esta sección de este capítulo se mencionara conjuntamente el programa operativo, las condiciones de operación y la producción obtenida para ambos pozos. Además se mostraran los estados mecánicos programados, el tipo de bomba a utilizar y las propiedades de que debe presentar la Sarta de TF para soportar las cargas cíclicas de bombeo.

4.4.1 Estado Mecánico Programado.

La figura 4.12 muestra el estado mecánico del Pozo A-1 ya con la implementación de la sarta de TF y el arreglo de sub-superficial. En él se puede observar que el ensamblaje de fondo de pozo se bajó junto con la sarta de TF de 1 ½" a una profundidad de 1632 m. La tabla 4-11 detalla la distribución de las tuberías de revestimiento, así como, la distribución y especificaciones técnicas del aparejo de producción.

Distribución de la Tuberías de Revestimiento									
Diám. Ext. (pg)	Grado	Peso (lb/pie)	Conexión	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Resist. Presión Int. (lb/pg ²)	Resit. Colapso (lb/pg ²)	Distribución (m.d.b.m.r.)	
								de	a
10 ¾"	J-55	40.5	BCN	10.050	9.894	3,130	1,580	149	0
7 ⅝"	J-55	26.4	BCN	6.969	6.844	4,140	2,900	514	0
5 ½"	N-80	17.0	BCN	4.892	4.767	7,740	6,290	2319	0
Distribución y especificaciones técnicas del aparejo de producción actual									
Descripción	Grado	Peso Nom. Lbs/pie	Conex.	Diám. Ext. (pg)	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Profundidad		
							De (m)	a (m)	
TP 2 ⅞"	J-55	6.40	EUE	2 ⅞"	2.441	2.347	1661.59	0	
TF 1 ½"	-----	1.837	-----	1 ½"	1.25	-----	1612	0	

Tabla 4. 11 Distribución de TRs. y Aparejo de Producción del Pozo A-1.

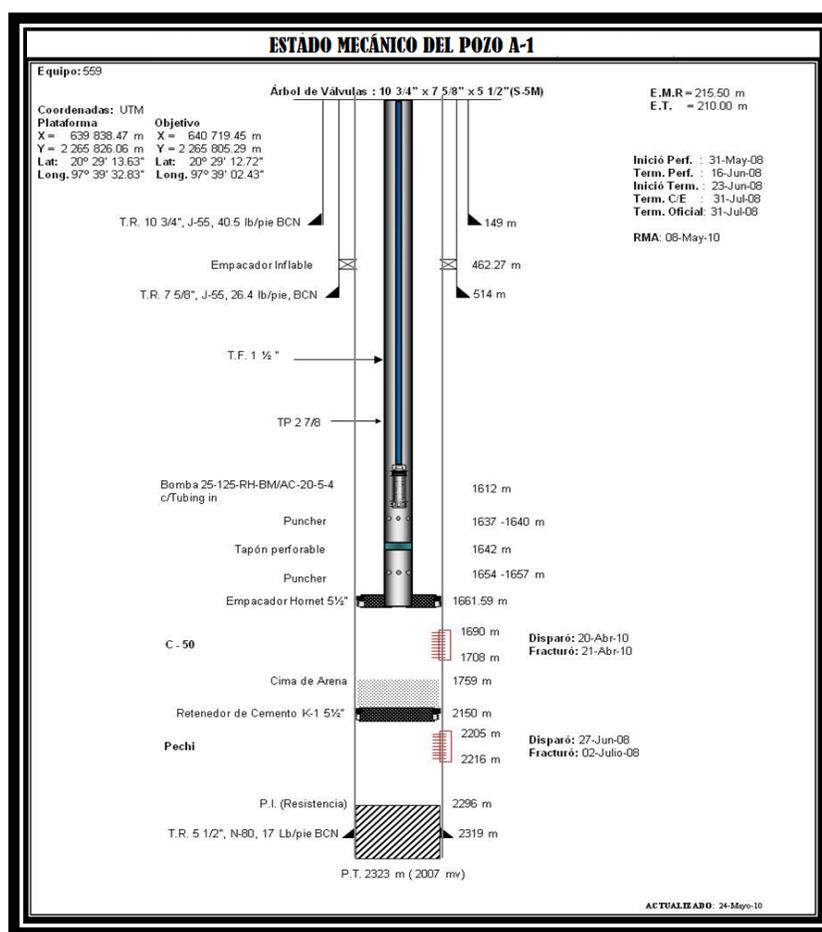


Figura 4. 12 Estado Mecánico del Pozo A-1 implementado con sarta de TF.

El Estado Mecánico del Pozo A-2, se muestra en la figura 4.13. El ensamblaje de fondo junto con la sarta de TF se bajó a una profundidad de 1652 m. La tabla 4-12 presenta la distribución de las tuberías de revestimiento, así como, la distribución y especificaciones técnicas del aparejo de producción.

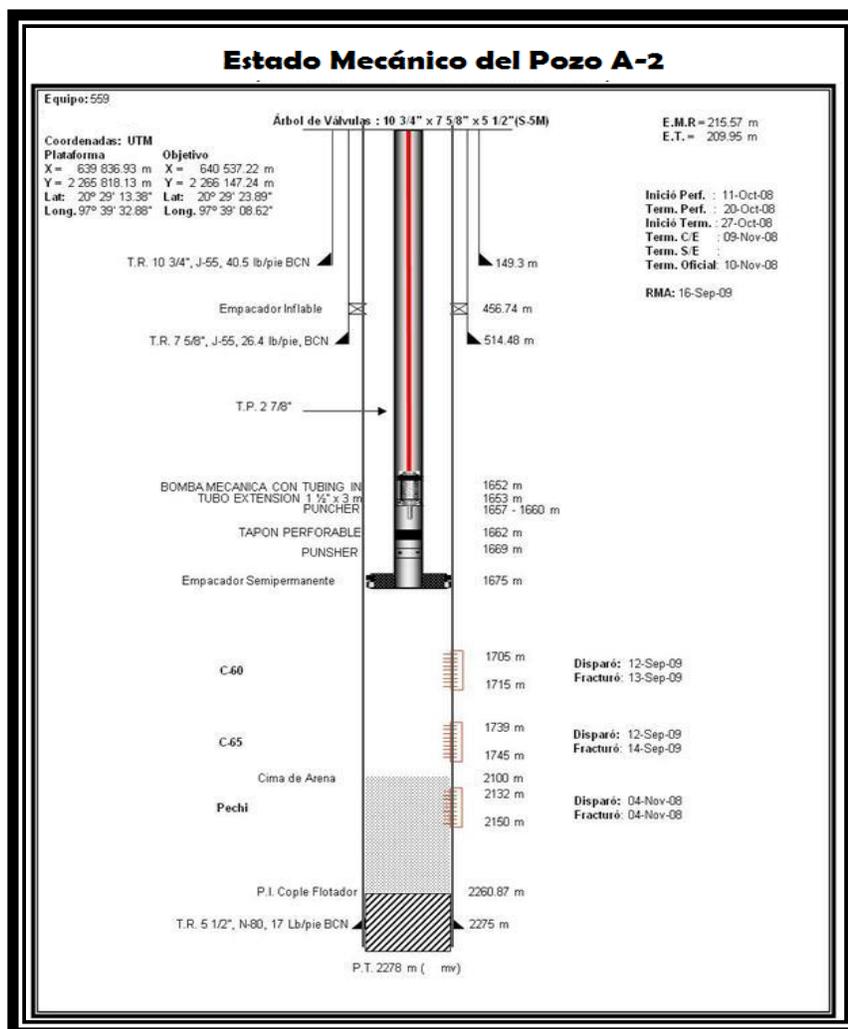


Figura 4. 13 Estado Mecánico del Pozo A-2 implementado con Sarta de TF.

Distribución de la Tuberías de Revestimiento								
Diám. Ext. (pg)	Grado	Peso (lb/pie)	Conexión	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Resist. Presión Int. (lb/pg ²)	Resit. Colapso (lb/pg ²)	Distribución (m.d.b.m.r.) de a
10 3/4"	J-55	40.5	BCN	10.050	9.894	3,130	1,580	149.3 0
7 5/8"	J-55	26.4	BCN	6.969	6.844	4,140	2,900	514.48 0
5 1/2"	N-80	17.0	BCN	4.892	4.767	7,740	6,290	2275 0
Distribución y especificaciones técnicas del aparejo de producción actual								
Descripción	Grado	Peso Nom. Lbs/pie	Conex.	Diám. Ext. (pg)	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Profundidad	
							De (m)	a (m)
TP 2 7/8"	J-55	6.40	EUE	2 7/8"	2.441	2.347	1675	0
TF 1 1/2"	----	1.837	----	1 1/2"	1.25	----	1652	0

Tabla 4. 12 Distribución de TRs. y Aparejo de Producción del Pozo A-2.

Como se puede observar en los dos Estados Mecánicos anteriores, las características físicas y mecánicas de ambos pozos son muy semejantes, razón por la cual se consideraran apropiados para la prueba tecnológica.

4.4.2 Configuración y Características del Equipo Sub-superficial¹

Como se mencionó en el capítulo 2, el arreglo sub-superficial, consta del ensamblaje de fondo de pozo (bomba de émbolo y herramientas de fondo) y de la sarta de TF. En base a las consideraciones de diseño (estado mecánico, rangos de producción, nivel de fluido, cargas máxima, etc.) y a las características de similares de los pozos, la bomba de fondo utilizada para ambos, es una bomba API tipo inserción con un barril metálico de pared gruesa de anclaje superior (25-125-RH-BM/AC-20-5-4). La figura 4.14 muestra el diagrama y el ensamblaje de la bomba, tanto estacionario (cilindro de trabajo, válvula estacionaria, etc.), como móvil (émbolo, válvula viajera, etc.) partes de la bomba de émbolo.

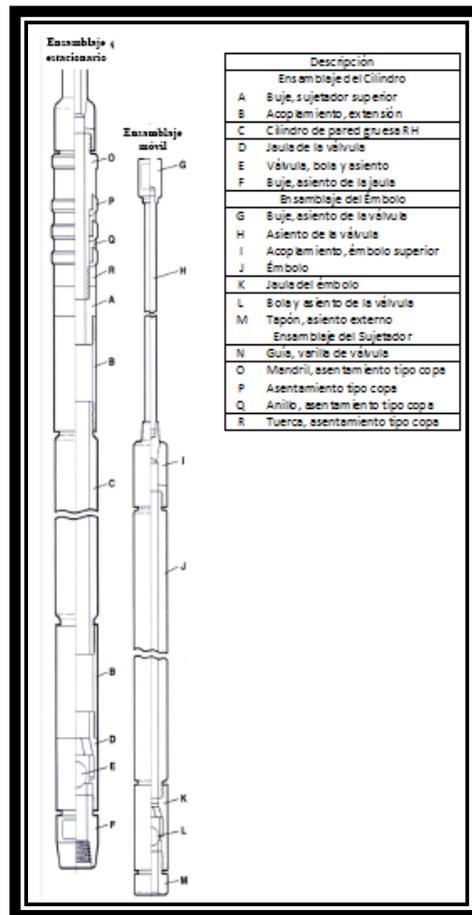


Figura 4. 14 Diagrama y Ensamblaje de la Bomba de Émbolo.

Para la sarta de TF, (gracias al diseño anteriormente mostrado), las propiedades físicas que debe presentar para soportar las cargas cíclicas de bombeo, se dan en la tabla 4-13.

Diámetro Externo Nominal	1.5 pg.
Espesor	0.125 pg.
Peso Nominal	1.837 lb/pie
Área Transversal	0.54 pg ²
Rendimiento de Carga	43200 lb
Rendimiento a Esfuerzo de Tensión	48600 lb
Rendimiento a Presión Interna	12800 lb/pg ²
Prueba de Presión Hidráulica	10200 lb/pg ²
Límite de Elasticidad Torsional	1320 lb/pie

Tabla 4. 13 Propiedades Físicas de la sarta de TF.

En base al diseño de la sarta de TF, se puede comprobar que las propiedades físicas que presenta la sarta de TF, son las óptimas para el buen desempeño del sistema, sin embargo, se debe realizar un análisis físico de la sarta posterior a la prueba tecnológica para cerciorarse que en verdad soporta las cargas cíclicas sin sufrir alguna deformación que pueda presentar algún riesgo en alguna aplicación futura.

4.4.3 Programa Operativo¹

El siguiente programa operativo muestra paso a paso el proceso de instalación del sistema artificial, desde el acondicionamiento del pozo para la introducción de la sarta de TF, hasta la calibración de la carrera y la velocidad de bombeo.

1. Se efectúa limpieza, se calibra y reconoce la profundidad interior del pozo con la UTF.
2. Se instala sobre la válvula maestra un carrete adaptador y un preventor doble (Cuñas-Anular) permanente, la cruceta de producción y la base del cabezal hidráulico tal y como se muestra en la figura 4.15.
3. Se instala en el pozo, el equipo de Tubería Flexible y se ensambla la bomba mecánica y accesorios en el extremo de esta, se mide la carrera del embolo y barril completo.
4. Se prueba la bomba en superficie para verificar hermeticidad y funcionamiento.
5. Se aloja todo el arreglo de herramientas en el interior de los raicers spools sobre el preventor del equipo de T.F.
6. Se prueban conexiones superficiales con 3500 (lb/pg²), se abre el pozo y se baja a la profundidad programada la bomba de embolo con tubing in en el extremo inferior (1642 m para el pozo A-1 y 1662 m para el pozo A-2), posteriormente se debe levantar la T.F. 1 m para cambiar el mecanismo de anclaje.
7. Se recarga la T.F. 1500 lb más sobre su peso para anclar el tubing in y se realiza el espaciado de la bomba.

8. Se realiza prueba de hermeticidad inyectado agua por TP a un $Q = 0.5$ a 1 bpm, para verificar el correcto empacamiento y anclaje del Tubing in.
9. Se realiza una prueba de hermeticidad de la bomba de embolo conservando una represión de 300 (lb/pg^2), para probar el correcto anclaje y funcionamiento de la válvula de pie y válvula viajera. Durante 30 min.
10. Se efectúa ajuste de la carrera de la bomba y espaciamento, tomando en cuenta la Tee de flujo, considerando la longitud del estopero y la elongación de la T.F.
11. Se levanta la T.F. 0.5 pies para espaciar el embolo evitando golpear con la válvula de pie en carrera descendente.
12. Tomando en cuenta el espaciamento, se adecua la carrera al embolo, considerando la longitud de la Tee de flujo al estopero.
13. Se asegura la T.F. con grapas auxiliares, se corta la T.F., se desmantela el Equipo de T.F. Y se instala el estopero de control de presión.
14. Se instala el cabezal de tracción hidráulica sobre su base y se conecta la tubería flexible al elevador.
15. Se instala y pone en operación la unidad de potencia hidráulica.
16. Se calibra la carrera y numero de ciclos por minuto de acuerdo al diseño de operación del sistema.

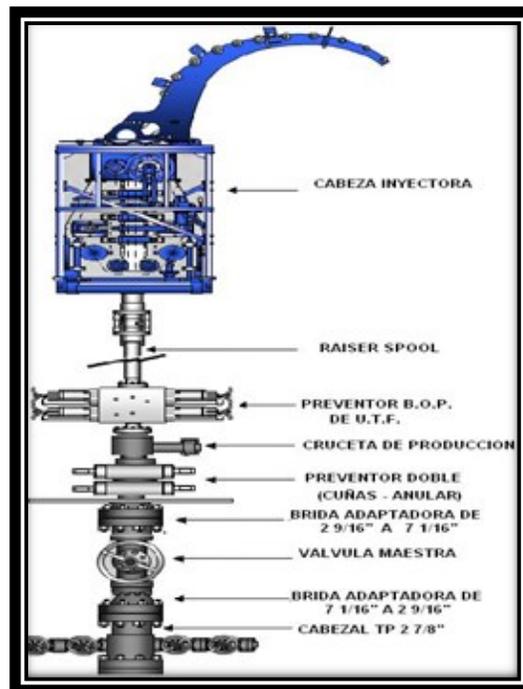


Figura 4. 15 Configuración del medio árbol de producción con UTF.

Realizando correctamente el programa operativo anteriormente descrito, asegura tanto el buen funcionamiento del sistema, como la seguridad de los equipos y del personal involucrado en la operación.

4.4.4 Ejecución de la Prueba Tecnológica.

El programa de actividades propuesto para la prueba tecnológica se muestra en la tabla 4-14. En esta tabla se muestra en orden cronológico las intervenciones de los pozos programados.

Horas	Descripción de Actividades	Responsable
12	Instalar sarta de TF de 1 ½" D.E. en la unidad de TF.	Servicios Petrotec, S.A. de C.V.
6	Revisar localización, estado de árbol de válvulas y conexiones superficiales.	Servicios Petrotec, S.A. de C.V.
24	Acondicionar el pozo para la instalación del sistema de BM.	PEP
12	Desmantelar medio árbol de válvulas y dejar la válvula maestra para control del pozo.	PEP
3	Transportar UTF, SBM, Grúa y UB al pozo.	Servicios Petrotec, S.A. de C.V.
12	Instalar el Sistema de BM en el Pozo.	Servicios Petrotec, S.A. de C.V.
8	Puesta en operación del sistema.	Servicios Petrotec, S.A. de C.V.
4	Poner el pozo en producción.	PEP
2160	Mantener en operación el sistema con monitoreo de resultados.	Servicios Petrotec, S.A. de C.V.
8	Efectuar circulación de fluidos	Servicios Petrotec, S.A. de C.V.
12	Retiro del equipo.	Servicios Petrotec, S.A. de C.V.

Tabla 4. 14 Programa de Actividades.

Cabe mencionar, que tanto PEP como Servicios Petrotec, involucre personal para llevar a cabo las operaciones necesarias para el desarrollo de la prueba, así como, para la evaluación de su rentabilidad y flexibilidad operativa.

4.4.4.1 Condiciones de Operación para el Pozo A-1

La tabla 4-15 describe un resumen de las operaciones acontecidas durante la ejecución de la prueba para el Pozo A-1.

Operación	Fecha	Descripción
Instalación del BM	11/12/2010	Se bajó el ensamblaje de fondo junto con la sarta de TF a la profundidad programada por medio de la UTF.
Instalación de Unidad de Potencia y Cabezales	13/12/2010	Se coloca la Torre Hidráulica y se instala la Unidad de Potencia en medio de los dos pozos con sus respectivas conexiones y colocación del tanque de gas LP
Inicio de operación	15/12/2010	Entra en operación con una carrera de 120" a 2.5 epm produciendo 80% aceite y 20% agua.
Inyector de viscosidad	6/01/2011	Para evitar posible desprendimiento de la sarta se inyecta por TF 5 m ³ de bio-reductor de viscosidad por lo que la unidad quedo fuera de operación.
Reinicio de operación	24/01/2011	Se reinicia operación sin producción de fluidos. Nivel del fluido muy por debajo de la bomba.
Reemplazo de la bomba	15/02/2011	Se reemplaza la bomba de inserción por una semejante y se pone en operación con una carrera de 150" a 2 epm aportando aceite viscoso.
Paro de operación	23/02/2011	Unidad fuera de operación en espera de circulación de fluidos para desplazar aceite altamente viscoso.
Circulación de Diésel Caliente	10/03/2011	Se inyecta 28 bls. de diésel caliente (T=70°C) a través del espacio anular TP-TF.
Reinicio de Operación	22/04/2011	Se opera la unidad a 100" de carrera a 1 epm produciendo baches de aceite y gas.
Fin de la Prueba	1/06/2011	Unidad operando normal

Tabla 4. 15 Resumen de las operaciones realizadas durante la prueba en el pozo A-1.

Al inicio de las operaciones, los componentes superficiales tuvieron fallas a causa del software inapropiado para el control de los equipos, sin embargo, los principales problemas que provocaron el paro de operación del sistema, fueron la alta viscosidad del aceite (5848 cp a 25 °C) y la espera del aumento del nivel de fluidos dentro del pozo.

4.4.4.1 Condiciones de Operación para el Pozo A-2

Para el Pozo A-2, el resumen de operaciones efectuadas durante la prueba, se muestran en la tabla 4-16.

Operación	Fecha	Descripción
Instalación del BM	12/12/2010	Se bajó el ensamblaje de fondo junto con la sarta de TF a la profundidad programada por medio de la UTF. Se instala cabezal hidráulico.
Inicio de operación	17/12/2010	Entra en operación con una carrera de 120" a 1.5 epm produciendo aceite viscoso.
Inyección de reductor de viscosidad	06/01/2011	Se circulan a través de TF 5 m ³ de bio-reductor de viscosidad
Reinicio de operación	04/02/2011	Se reinicia operación del cabezal hidráulico con 120" de carrera a 2 epm produciendo 100% aceite viscoso.
Paro de operación	18/02/2011	Unidad fuera de operación por efecto de sticking (pegadura) en la sarta de TF. Se espera inyección de químicos.
Inspección del Sistema	17/04/2011	Se desmantela sistema de BM junto con la sarta de TF, presentando ruptura de la rosca del preventor anular, por lo que se desplaza a través del espacio anular TP-TF 5 bls. De aceite pesado/diésel/salmuera.
Reinstalación del sistema	22/04/2011	Se instala el sistema de BM con TF.
Reinicio de operación	26/04/2011	Se inicia operaciones con una carrera de 130" a 1.25 epm produciendo trazas de aceite viscoso con salmuera.
Fin de la Prueba	1/06/2011	Unidad operando normal

Tabla 4. 16 Resumen de las operaciones realizadas durante la prueba en el pozo A-2.

Al igual que el pozo A-1, al inicio de las operaciones se presentaron fallas a causa del software inapropiado para el control de los equipos. La principal causa de que el pozo se mantuviera cerrado, era que no poseía la suficiente energía para mantener un buen nivel de fluidos y aunado a ese problema, el aceite presentaba alta viscosidad a baja temperatura (6464 cp a 25°C). La figura 4.16 muestra los equipos instalados en los pozos A-1 y A-2 y la forma en que se visualizan.



Figura 4. 16 equipos instalados en los Pozos A-1 y A-2.

4.5 Resultados de la Prueba Tecnológica.

Durante el período total de los seis meses de la prueba, tanto el Pozo A-1 como el pozo A-2, sólo dos meses de tiempo eficaz el sistema funcionó. El mayor problema que se suscitó durante la prueba, fue debido a la alta viscosidad de los fluidos producidos, por lo que los pozos fueron cerrados durante varios días, sin embargo, se logró demostrar que efectivamente se puede bombear a través de la TF y de vuelta por el espacio anular entre la TF de 1 ½ " y la TP de 2 7/8" un agente reductor de viscosidad para mejorar las condiciones de producción de estos pozos. Durante los períodos de parada, las operaciones de cambio de la bomba se realizaron en 16 horas con la unidad de tubería flexible, confirmando la viabilidad y la versatilidad del equipo sin la necesidad de una plataforma de trabajo y sin la necesidad de matar el pozo para este tipo de operación. También en estos dos pozos fue bombeado con éxito diésel caliente a 120 °C para llevar a cabo las acciones de limpieza con el fin de reducir el efecto de adherencia debido a la alta viscosidad del aceite el cual impedía el movimiento recíprocante de la TF.

Debido a las condiciones de operación, en el pozo A-1, se instaló una bomba de 1 ½" con una longitud de la carrera de 120" a 2.5 EPM con una producción promedio de aceite de 33 BPD. A finales de la prueba los parámetros de operación se cambiaron a una longitud de la carrera de 100" a 1 EPM para una producción de 15 BPD. El pozo A-2 debido a las condiciones de operación, también se instaló una bomba de 1 ½" con una longitud de carrera de 120" a 1.5 EPM con una producción promedio de 28 BPD. A finales de la prueba, el pozo fue operado con una longitud de carrera de 130" a 1.25 EPM con una producción media de 14 BPD. Finalmente, a pesar de varios tratamientos químicos para

estimular la formación y de tener que esperar a que el nivel dinámico de los fluidos dentro del pozo se recuperara, se determinó parar la producción del pozo. Las figura 4.17 muestra el rendimiento de producción del pozo A-1 el cual presentó un aporte promedio de producción de 22.61 BPD y una producción acumulada (Np) de 1123.023 bls.

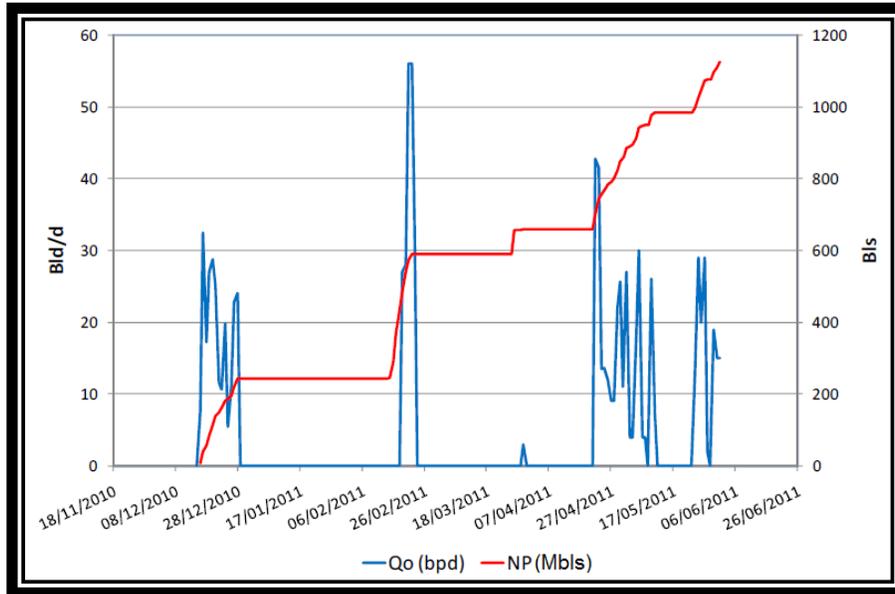


Figura 4. 17 Histórico de Producción del Pozo A-1 durante la prueba.

Durante la ejecución de la prueba tecnológica, el pozo A-2 presentó un aporte promedio de producción de 22.69 BPD y una producción acumulada de 819.85 bls tal y como se presenta en la figura 4.18.

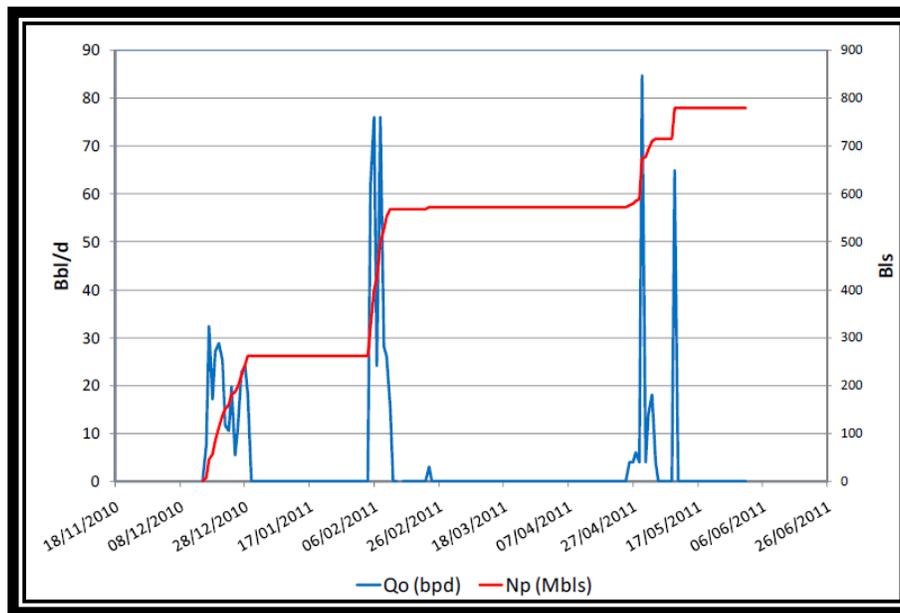


Figura 4. 18 Histórico de Producción del Pozo A-2 durante la prueba.

Referencias Cap. 4

1. Fernando S. Flores-Avila, SPE, PEMEX E&P, Juan M. Riaño; and Marcos Javier-Martinez, PEMEX E&P; Tony Hammond, SPE, and Joel Cantu, SPE, IPS Servicios Petrotec; Jocabeth Ramos, IPS Servicios Petrotec: “New Artificial Lift System Using Coiled Tubing and Reciprocating Downhole Pumps for Heavy and Viscous Oil”, SPE 153360 (2012).
2. César Andrés Bernal Huicochea, Ángel de María Clavel Mendoza: Prueba Tecnológica “Sistema de Aseguramiento de Flujo Asistido por Bombeo Mecánico con Tubería Flexible para cuatro Pozos de la Región Norte”, Gerencia de Gestión de Proyectos Tecnológicos PEMEX Exploración y Producción.
3. http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/ingresos/narvaez/trabajo_final.pdf
4. Programa de prueba tecnológica del sistema de aseguramiento de flujo asistido por bombeo mecánico con tubería flexible pozo: Coapechaca 75. Servicios Petrotec, S.A. de C.V. 2010.
5. Programa de prueba tecnológica del sistema de aseguramiento de flujo asistido por bombeo mecánico con tubería flexible pozo: Coapechaca 95. Servicios Petrotec, S.A. de C.V. 2010.

Lista de Figuras Cap. 4

Figura 4-1 Ubicación Geográfica de la Cuenca de Chicontepec.....	3
Figura 4-2 Estado Mecánico Original del Pozo A-1.....	2
Figura 4-3 Histórico de Producción del Pozo A-1.....	1
Figura 4.4 Comportamiento de afluencia futura del pozo A-1.....	4
Figura 4.5 Diseño del Pozo A-1.....	4
Figura 4.6 Elipse de Plasticidad del Pozo A-1.....	1
Figura 4.7 Estado Mecánico Original del Pozo A-2.....	2
Figura 4.8 Histórico de Producción del Pozo A-2.....	1
Figura 4.9 Comportamiento de afluencia futura del pozo A-2.....	5
Figura 4.10 Diseño del Pozo A-2.....	5
Figura 4.11 Elipse de Plasticidad del Pozo A-2.....	5
Figura 4.12 Estado Mecánico del Pozo A-1 implementado con sarta de TF.....	2
Figura 4.13 Estado Mecánico del Pozo A-2 implementado con Sarta de TF.....	2
Figura 4.14 Diagrama y Ensamblaje de la Bomba de Émbolo.....	2
Figura 4.15 Configuración del medio árbol de producción con UTF.....	2
Figura 4.16 equipos instalados en los Pozos A-1 y A-2.....	1
Figura 4.17 Histórico de Producción del Pozo A-1 durante la prueba.....	1
Figura 4.18 Histórico de Producción del Pozo A-2 durante la prueba.....	1

Lista de Tablas Cap.4

Tabla 4-1 condiciones de operación del pozo A-1 bajo la implementación de un BM.....	4
Tabla 4-2 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el pozo A-1.....	1
Tabla 4-3 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el Pozo A-1.....	1
Tabla 4-4 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el Pozo A-1.....	1
Tabla 4-5 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el Pozo A-1.....	1
Tabla 4-6 Condiciones de operación del pozo A-2 bajo la implementación de un BM.....	5
Tabla 4-7 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el pozo A-2.....	5
Tabla 4-8 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera ascendente para el Pozo A-2.....	5
Tabla 4-9 Datos de entrada para el diseño de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el pozo A-2.....	5
Tabla 4-10 Resumen de los datos obtenidos de la sarta de TF bajo la condición de carrera descendente para el Pozo A-2.....	5
Tabla 4-11 Distribución de TRs. y Aparejo de Producción del Pozo A-1	
Tabla 4-12 Distribución de TRs. y Aparejo de Producción del Pozo A-2.	
Tabla 4-13 Propiedades Físicas de la sarta de TF.....	1
Tabla 4-14 Programa de Actividades.....	2
Tabla 4-15 Resumen de las operaciones realizadas durante la prueba en el pozo A-1.....	2
Tabla 4-16 Resumen de las operaciones realizadas durante la prueba en el pozo A-2.....	2

Capítulo 5 Evaluación Técnico-Económico de las Aplicaciones¹

5.1 Evaluación Técnica de las Aplicaciones^{1,2}

Para evaluar la efectividad del sistema y su posible aplicación a los campos de PEMEX Exploración y Producción; Servicios Petrotec S.A. de C.V. como Ofertante Tecnológica (OT), la Gerencia de Proyectos de Explotación Norte (GPEN) y la Gerencia de Tecnologías de Explotación (GTE) con la anuencia e interés del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) y con apoyo del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), modelaron los alcances para llevar a cabo la Prueba Tecnológica y supervisar y evaluar los parámetros principales de la aplicación de dicho sistema en los dos pozos.

Esta evaluación refleja el proceso metodológico aplicado para la ejecución y obtención de resultados de la PT denominada “Sistema de Aseguramiento de Flujo Asistido por Bombeo Mecánico con Tubería Flexible para 2 Pozos de la Región Norte” que comprendió el periodo del 11 de diciembre de 2010 al 30 de mayo de 2011 y dentro del marco regulatorio aprobado por la Dirección General de PEP para la realización de Pruebas Tecnológicas.

Los parámetros evaluados durante la ejecución de la Prueba Tecnológica son los que a continuación se analizan.

5.1.1 Aspectos Mecánicos

a) El sistema tecnológico propuesto permitió comprobar que la asistencia de la TF como sarta de varillas **permite transmitir un movimiento** recíprocante a la bomba sub-superficial de manera eficiente. Esto permitió que los pozos aportaran una importante producción por medio del bombeo mecánico, a pesar de los distintos problemas de flujo que presentaban los pozos. La tabla 5-1 muestra la producción acumulada de cada pozo durante el periodo de prueba.

Pozo	Producción Acumulada NP	Días de Producción Efectivos
A-1	1123.023 bls	51
A-2	819.85 bls	38

Tabla 5. 1 Producción acumulada durante el periodo de prueba.

b) El sistema demostró durante la ejecución de la prueba, que se puede usar una sola unidad de potencia para operar dos Sistemas de Bombeo Mecánico con Tubería Flexible

simultáneamente. La figura 5.1 muestra la visualización de la unidad de potencia en el campo.



Figura 5. 1 Unidad de Potencia instalada en el campo.

c) El IMP, a través del Laboratorio de Herramientas para Adquisición de Datos en Pozo e Instalaciones, realizaron las mediciones correspondientes a los diámetros (exterior e interior) y espesores de muestras de TF tomadas previa y posteriormente a la ejecución de la prueba (figura 5.2). Esto con el fin de evaluar las condiciones físicas finales de ésta y que sirvió como medio de transmisión del movimiento mecánico recíprocante.



Figura 5. 2 Laboratorio de Herramientas para Adquisición de Datos en Pozo del IMP.

En un principio se analizaron tres muestras (cupones) que se tomaron antes de la ejecución de la prueba, dichas muestras consistían en cupones de TF nueva con diámetro nominal de $1 \frac{1}{2}$ " , que se obtuvieron de un corte al final de la instalación de los equipos en los pozos. La figura 5.3 muestra los resultados obtenidos por el personal del IMP.

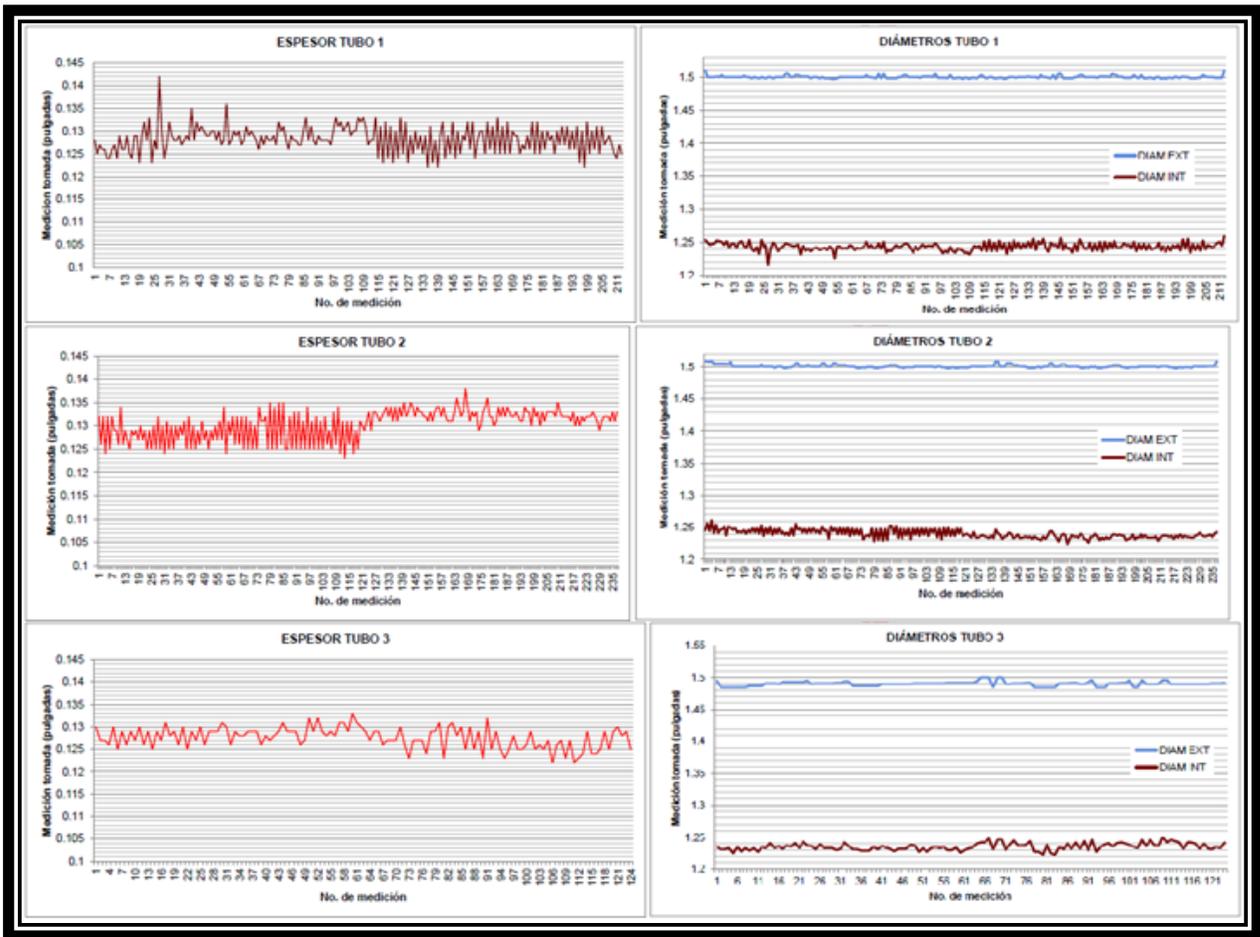


Figura 5. 3 Cupones de TF tomados antes de la PT.

De acuerdo a la figura anterior, tanto el espesor como los diámetros de las muestras tomadas de la TF nueva, presentan mínimas variaciones, de igual forma, se espera que la TF sea capaz de soportar los diferentes esfuerzos cíclicos a los que se someterá durante la prueba tecnológica.

La tabla 5-2 da un resumen de las mediciones hechas a los cupones de TF nueva, en esta se confirma, que la variación en el espesor y el diámetro a través del cupón es mínimo, por lo que la colada y fresado durante su fabricación, no afectara en los resultados que se obtengan al final del periodo de la prueba tecnológica.

		Espesor (µg)	D.E. (µg)	D.I. (µg)
Tubo 1	Medidas Promedio	0.128	1.499	1.243
	Desviación Estándar	0.003	0.002	0.006
	Número de puntos medidos: 213			
Tubo 2	Medidas Promedio	0.130	1.500	1.239
	Desviación Estándar	0.003	0.002	0.007
	Número de puntos medidos: 237			
Tubo 3	Medidas Promedio	0.128	1.490	1.235
	Desviación Estándar	0.002	0.003	0.006
	Número de puntos medidos: 124			

Tabla 5. 2 Resultados del análisis realizado a 6 cupones de TF antes de la prueba.

Una vez concluida la prueba tecnológica, en cada pozo se obtuvieron cortes de TF (2 por pozo) correspondientes a los puntos de mayor inflexión en el pozo para determinar de igual forma, las variaciones que se pudieran suscitar, tanto en el espesor, como en el diámetro de la TF. Dichos cupones de tubería fueron analizados de igual manera por el IMP para identificar sus magnitudes físicas con el fin de ser comparadas con las obtenidas previo a la prueba. La figura 5.4 muestra gráficamente los resultados de las mediciones.



Figura 5. 4 Cupones de TF tomados después de la prueba.

Las mediciones se realizaron a cada 3 pg de longitud de las TF a cero y 180 grados de su circunferencia, con el fin de obtener mediciones más representativas de los estados de los cupones de TF. La tabla 5-3 presenta un resumen de las mediciones hechas a los cupones de TF, donde se observa, tanto en la figura como en la tabla, que las características físicas de la sarta de TF no sufren ningún tipo de deformación de pueda afectar el correcto funcionamiento del sistema.

Mediciones cada 3" de TF para el Pozo A-1					
		Espesor °0	Espesor °180	D.I. °0	D.I. °180
Tubo 1	Medidas Promedio	0.126	0.125	1.247	1.249
	Desviación Estándar	0.002	0.002	0.003	0.004
	Número de puntos medidos: 13				
Tubo 2	Medidas Promedio	0.124	0.126	1.252	1.248
	Desviación Estándar	0.003	0.002	0.005	0.004
	Número de puntos medidos: 13				
Mediciones cada 3" de TF para el Pozo A-2					
Tubo 1	Medidas Promedio	0.125	0.124	1.250	1.251
	Desviación Estándar	0.003	0.003	0.006	0.006
	Número de puntos medidos: 13				
Tubo 2	Medidas Promedio	0.122	0.122	1.255	1.256
	Desviación Estándar	0.004	0.004	0.009	0.007
	Número de puntos medidos: 13				

Tabla 5. 3 Resultados del Análisis Realizado a los Cupones de TF Posterior a la Prueba.

Como se puede apreciar la variación de las dimensiones físicas de la TF varían en porcentajes mínimos los cuales dan fe de la integridad de la tubería después de haber operado en el sistema de BM Avantub. Demostrando así la factibilidad de utilizar la TF como sarta de varillas para transmitir el movimiento recíprocante del BM.

5.1.2 Aspectos Energéticos

Con el fin de dar cumplimiento a la evaluación de requerimientos energéticos, se realizaron múltiples visitas de campo con el fin de observar el consumo de gas de las unidades así como también se verificaron los datos de recargas de gas con la Cía. abastecedora del mismo.

La medición de consumos energéticos persigue determinar la relación entre la cantidad de fluidos producidos por cantidad de energía consumida por el equipo. El consumo energético se comparará con el de otros sistemas en condiciones similares.

5.1.2.1 Requerimientos Energéticos.

El arreglo del sistema consta de un tanque de gas que abastece a un Motor GM Powertrain, Vortec 8.1L (8 cilindros y 496 pg^3) que transmite energía hidráulica para dar movimiento a las torres hidráulicas que proporcionan el movimiento recíprocante a la sarta de TF para poner en funcionamiento la bomba de fondo. Dicho sistema está regido por medio de un controlador Parker.

Del controlador Parker y del medidor del tanque de gas, se obtuvieron los siguientes datos que son la base del análisis energético y se muestran en la tabla 5-4.

Resumen de requerimientos energéticos	
	Lts/hr
Consumos del Sistema	11.532
	12.139
	11.532
	12.813
	13.567
	13.567
Promedio	12.525
Mediana	12.476
Estimado Lts gas/bl	15.875

Tabla 5. 4 Requerimientos Energéticos para el Funcionamiento del Sistema.

En base de los datos mostrados de la tabla anterior y considerando la eficiencia mecánica del motor (que generalmente oscila entre el 70% y 80%), el consumo energético que se requiere para el funcionamiento del sistema se da en la tabla 5-5.

				Con Eficiencias	Solo 1 Pozo
	Lts gas/hora	Joules/día	MMJ/día	MMJ/día	MMJ/día
Promedio	12.5241	8009344353	8009.3443	1601.8688	800.9344
Mediana	10.2774	6572014998	6572.0149	1314.4030	657.2015
Estimado de Gas/bl	Lts gas/bl	Joules/bl	MMJ/bl	MMJ/bl	MMJ/bl
	15.8746	10151266370	10151.2664	2030.2532	1015.1266

Tabla 5. 5 Cálculos de Consumos Energéticos.

Con base en las mediciones de los Consumos Energéticos de combustible por parte de los motores de las unidades de potencia; se tiene que las relaciones entre la cantidad de fluidos producidos (y medidos) por cantidad de la energía consumida del equipo para cada uno de los equipos son las siguientes:

$$E_{AIATG} = 800.934 \frac{MMJ}{día}$$

$$R_{AIATG} = 800.934 \frac{MMJ}{bl}$$

E_{AIATG} : Energía consumida en un día por un pozo del AIATG.

R_{AIATG} : Relación de Energía consumida para extraer un barril de un pozo del AIATG.

MMJ: 1×10^6 Joules.

El consumo energético se comparará con el de otros sistemas mecánicos que actualmente operan en la Región Norte. La comparación de requerimientos energéticos se realizó entre los datos obtenidos por la OT y los obtenidos por personal del IMP/GTE contra el índice de consumo energético de una unidad de Bombeo Mecánico Convencional.

Los datos obtenidos durante la prueba tanto por el IMP/GTE como por la empresa ofertante serán cotejados contra el promedio energético de una unidad convencional de BM. La figura 5.5 presenta la comparación de consumos energéticos.

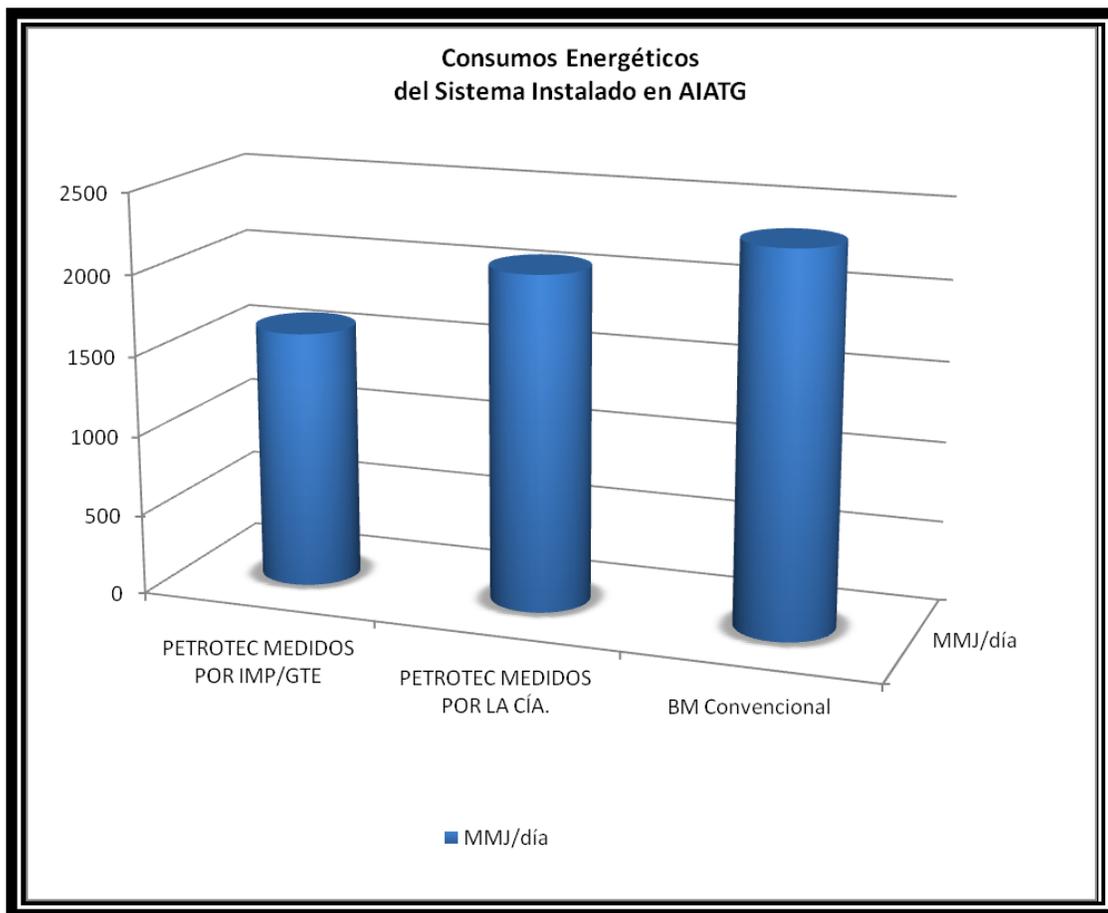


Figura 5. 5 Comparación de Consumos Energéticos.

De la figura anterior, las mediciones realizadas, tanto como el IMP/GTE, como por la Cía. Petrotec, nos indican que el consumo energético del sistema es menor que el requerido por uno convencional. La tabla 5-6 muestra el ahorro de energía del sistema de BM con TF frente al sistema de BMC.

AHORRO DE ENERGÍA POR DÍA (%)	
PETROTEC MEDIDOS POR EL IMP/GTE	32%
PETROTEC MEDIDOS POR LA CÍA.	11%

Vs BM CONVENCIONAL

Tabla 5. 6 Porcentaje de Energía ahorrada por día del Sistema contra el BMC.

Como se puede observar, se tiene un sustancial ahorro del sistema (energía consumida por día) comparado con el bombeo convencional. Sin embargo, la energía consumida por barril producido, es excesivamente alta debido a la baja productividad que los pozos presentaban antes de la prueba, aunado a los problemas de alta viscosidad de los fluidos producidos que requerían de operaciones de horas motor sin aporte de producción.

5.1.3 Aspectos Operativos

a) Se comprobó que los sistemas pueden tener un proceso de instalación sin la necesidad de controlar los pozos, esto debido a que antes de colocar la torre hidráulica del sistema superficial, se coloca en el cabezal un arreglo de preventores; un preventor para U.T.F y un preventor doble de cuñas-anular. Una vez que se retira la U.T.F., la torre hidráulica está integrada con una caja de empaquetadura (*sttufing box*) lo que provee una mayor seguridad contra cualquier contingencia.

b) El montaje del cabezal al pozo es directo y el sistema de control de velocidad proporcionó una gran flexibilidad en el ajuste a las condiciones del pozo (longitud de la carrera y velocidad).

c) En general, el sistema demostró la capacidad de operar 24 horas durante un periodo importante de la ejecución de la prueba. Para definir y evaluar la capacidad de la operación continua se calculó un Índice de Operación, el cual está deducido mediante el número de horas en operación entre el número de horas programadas del sistema sin considerar horas fuera de operación por causas atribuibles al pozo y/o yacimiento.

En el pozo A-1 el sistema tuvo un periodo de prueba de 170 días de con 119 días sin producción. El pozo estuvo cerrado por problemas de alta viscosidad del 29 de diciembre del 2010 al 15 de febrero del 2011 y del 23 de febrero al 21 de abril del 2011. Del 11 al 23 de mayo del 2011 se para la producción en espera del aumento de nivel de fluidos. Por lo que su índice de operación es:

$$I_{POZO A1} = 0.988$$

En el pozo A-2 el sistema estuvo instalado durante 170 días de prueba con 132 días sin producción. El pozo estuvo cerrado por problemas de alta viscosidad y bajo nivel del 30 de diciembre del 2010 al 3 de febrero del 2011, del 12 al 15 de febrero, del 18 de febrero al 25 de abril de 2011 y del 5 de mayo al 1 de junio del 2011. Su índice es:

$$I_{POZO A2} = 0.982$$

En base a estos índices de operación, se concluye que el sistema de BM Avantub asistido con TF tiene una alta eficiencia continua de operación a pesar de los problemas de flujo que presentaban los pozos.

d) Con base en los programas operativos y en el monitoreo continuo del desarrollo de la operaciones efectuadas en los pozos sujetos a la prueba, se manifiesta que las operaciones realizadas generalmente fueron ejecutadas en tiempo y forma; destacando la disposición de la OT para llevar a cabo las diversas intervenciones requeridas.

e) Se registraron y compararon los tiempos de las operaciones de transporte, de instalación, puesta en operación del sistema, puesta en producción del pozo, de circulación de fluidos y de desinstalación. Los resultados se muestran en la tabla 5-7, en la cual se observa que se obtuvo un ahorro sustancial en los tiempos de operación, tales como, instalación y puesta en operación del sistema donde se tuvo un ahorro del 67 y 94 % respectivamente. Un proceso muy importante a evaluar en esta prueba, era la capacidad de inyectar cualquier tipo de fluido hacia el pozo con un tiempo programado de operación de 8 horas; durante la prueba se inyectó por parte de la Compañía Champion 2m³ de inhibidor de parafinas y asfáltenos, de igual forma se inyectó 5m³ de bio-reductor de viscosidad por parte de la Compañía Geo-stratos registrándose un tiempo máximo de 1.5 horas por el proceso de circulación de fluidos, por lo que se obtuvo un ahorro del 81 % con respecto a lo programado.

Operación	Tiempo Programado (hrs)	Tiempo Real (hrs)	Ahorro de Tiempo (%)	Observaciones
Tiempo de Transporte	3	3	0	Transporte del Sistema sólo en Poza Rica
Instalación del Sistema	12	4	67	Componentes superficiales y sub-superficiales
Puesta en Operación	8	0.5	94	
Puesta del Pozo a Producción	4	1	75	
Circulación de Fluidos	8	1.5	81	Depende de la cantidad de fluidos circulados, 1.5 hrs fue el máximo registrado.
Desinstalación del Sistema	8	3	63	

Tabla 5. 7 Comparación de los Tiempo de Operaciones Efectuadas.

5.2 Evaluación Económica^{3,4}

Una actividad económica puede definirse como una acción productiva en la que se utilizan ciertos recursos llamados comúnmente “insumos”, con el objeto de transformarlos en productos finales denominados como “bienes”. El empleo de insumos implicaría los costos en la actividad y la venta de los bienes, el beneficio. La diferencia entre el valor de los beneficios y el valor de los costos genera el Excedente.

La obtención del excedente es el objetivo que persigue todo individuo, empresa, industria o país al realizar sus actividades. ¿Cómo pronosticarlo? ¿Cómo hacer que sea máximo? ¿Cómo saber si los recursos se emplean en la mejor alternativa?, son todos cuestionamientos que justifican la Evaluación de Proyectos de Inversión.

Para tener una mejor visión en la toma de decisión de seguir, postergar o rechazar cualquier proyecto, es necesario plantear una metodología, que nos ayude a considerar todos los aspectos que influyan de manera positiva y negativa el proyecto.

5.2.1 Marco Metodológico

La metodología para el análisis económico que se presentara en este trabajo, está representada por la figura 5.6, la considera principalmente los siguientes pasos:

1. Establecer un objetivo económico basado en los criterios económicos de las empresas.

2. Formular escenarios para el desarrollo del proyecto.
3. Recolectar datos de producción (gasto de aceite, gasto de gas, etc.), datos de operación y datos económicos (precio del aceite, precio del gas, costos de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas).
4. Determinar índices de rentabilidad (Valor Presente Neto, Valor Presente de Inversión, Tasa Interna de Retorno, Relación Beneficio/Costo, Flujo de Efectivo, etc.)
5. Escoger el escenario que mejores dividendos se obtenga.

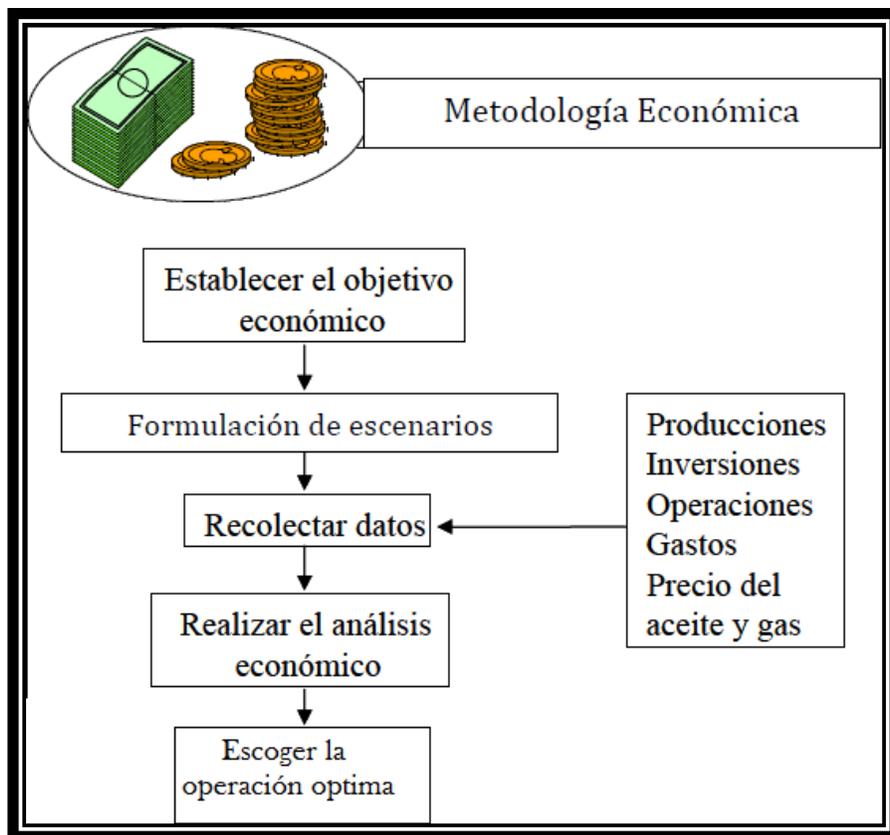


Figura 5. 6 Metodología de Proyectos de Inversión.

Para obtener una mejor optimización económica de algún proyecto, es necesario visualizar más de un escenario o enfoque alternativo para definir la mejor solución. La generación y comparación del análisis económico de los diferentes escenarios desarrollados, facilita la toma de decisión apropiada y maximiza la rentabilidad del proyecto.

A raíz de este análisis económico se puede determinar los beneficios y costos asociados a los proyectos. A continuación se describen los beneficios y costos que los proyectos

generan, su clasificación se establece en función de las actividades que se ven afectadas por la operación del proyecto.

➤ **Beneficios Directos**

El beneficio directo corresponde a los mayores ingresos que obtienen los participantes en el proyecto. Este incremento proviene de diversas formas, dependiendo de las características de cada proyecto en particular: mayores rendimientos, menores costos, menores pérdidas, mejor comercialización, entre otros.

➤ **Beneficios Indirectos**

Los beneficios indirectos reflejan el impacto del proyecto en el resto de los integrantes de la sociedad a través de la afectación de la producción o consumo de un producto de otra actividad. Es pertinente indicar que los beneficios indirectos que se incluyen en los flujos de la evaluación económica, son los que se producen exclusivamente por el proyecto.

• **Intangibles**

Estos tipos de beneficios son difíciles de medir monetariamente, aunque no tanto de identificar. Los ejemplos más comunes que se citan son las razones estratégicas de soberanía o de seguridad nacional, efectos sobre el clima o medio ambiente y la redistribución del ingreso hacia zonas marginadas. La presencia de estos beneficios debe señalarse en la evaluación económica.

• **Externalidades**

Determinar la magnitud positiva o negativa de las externalidades, implica cierto grado de dificultad. Como ejemplos de externalidad positiva está la ejecución de un proyecto de explotación de algún campo petrolero, el cual beneficia a la gente que conforme esa comunidad ya que para tener acceso a los pozos se debe de construir carreteras además de que proporciona una buena fuente de empleo. Por el contrario, una externalidad negativa sería la contaminación ambiental producida por el petróleo y cuyo costo no es absorbido por la industria. En la presentación del proyecto es conveniente hacer una descripción de las externalidades, adicionando además una apreciación de carácter cualitativo.

Es cierto que existe una cierta dificultad de valorar todos estos beneficios en términos monetarios; sin embargo, será necesario darle un peso cualitativo o cuantitativo de manera que se llegue a una elección del proyecto beneficiando a la sociedad económica.

➤ **Costos**

En los costos económicos producidos por utilizar un recurso determinado, deben considerarse los recursos que el país debe prescindir con el objeto de poner el recurso a disposición del proyecto. Este concepto del beneficio a que se renuncia recibe el nombre de costo de oportunidad y es fundamental para evaluar los costos de inversión y de operaciones de un proyecto. En los costos económicos del proyecto, se recomienda no incluir intereses y amortizaciones sobre deudas contraídas para financiar el proyecto, ya que la rentabilidad o viabilidad de una actividad como tal no depende de una tasa de interés del capital prestado.

➤ **Costos Directos**

Estos costos son los correspondientes a los insumos físicos utilizados; sueldos y salarios; gastos de mantenimiento de planta y equipos con vida útil de menos de un año; todos los cargos sociales pagados por las empresas, seguros, regalías.

➤ **Costos Indirectos (Externalidades y otros)**

Los costos indirectos se deben tomar en cuenta, cuando existen relaciones importantes entre los proyectos, ya sea por el lado de la oferta o por el de la demanda, y siempre que se vean modificadas las posibilidades de producción física de otros productores o las satisfacciones que pueden obtener los consumidores.

En el caso de la existencia de las externalidades, las cuales no tienen precio en el mercado, se deberá considerar la imputación de un valor a la producción en la medida de la realidad.

Para el Análisis de Beneficio-Costo que se aplica en la industria petrolera, las principales premisas que deben ser consideradas al momento de decidir llevar a cabo un proyecto se describen a continuación:

- i. **Pronóstico de producción.**- La viabilidad económica de un proyecto petrolero es altamente influenciada por el comportamiento de producción del yacimiento bajo las condiciones actuales y futuras de operación.

La evaluación del comportamiento pasado y presente, así como el pronóstico de su futuro, es un aspecto esencial del proceso de evaluación, ya que este decidirá si es rentable o no iniciar con el proyecto.

- ii. **Precio del crudo (aceite y gas).**- El precio del crudo depende directamente al tipo y calidad de este, sin embargo, existe una organización mundial (Organización de Países Exportadores de Petróleo) la cual influye actualmente sobre el precio del

crudo aumentado o reduciendo su producción de petróleo de los Países que lo conforman, basándose plenamente en la oferta y demanda del petróleo.

- iii. **Costos de inversión.**- El costo de un bien lo constituye el conjunto de esfuerzos y recursos que han sido invertidos con el fin de producirlo. La producción de un bien requiere de un conjunto de factores técnicos: un número determinado de horas de trabajo del hombre y de máquinas, cierta clase de materiales con especificaciones completas, herramientas especiales, maquinas movidas por fuerza muscular o por fuerza mecánica, un lugar en que se lleve a cabo la producción.
- iv. **Costos de producción.**- Son los costos que incluyen todo el proceso de producir y se calcula con la siguiente expresión:

Costos de Producción

$$= \text{Costos de Operación y Mantenimiento} + \text{Depreciación del Activo Fijo}$$

- v. **Costos de Operación y Mantenimiento.**- Estos tipos de costos son los más difíciles de calcular, ya que engloban diversas acciones para el correcto funcionamiento del sistema a operar. Entre los principales figuran: personal especializado (de seguridad, de operación, instalación, administrativo), consumo de energía, materiales, accesorios, combustible, lubricantes, grasas; gastos por servicios médicos, telecomunicaciones, seguros, arrendamientos, indemnizaciones, y toda clase de servicios generales. Otro factor que hace difícil calcular estos tipos de costos, es que cambian constantemente de precio sin previo aviso.

5.2.2 Procedimiento de Cálculo de la Evaluación Económica

La Evaluación Económica se orienta a determinar, en qué medida el proyecto contribuye al desarrollo de la economía en su conjunto y verificar si su aporte justifica la utilización de los recursos necesarios para su operación. En otras palabras, su objetivo es determinar la rentabilidad económica del proyecto, en base a los beneficios y costos económicos generados e incurridos por él.

Como es común, se define una situación base o situación sin el proyecto y otra situación que considere la acción con el proyecto, en las cuales deben identificarse los beneficios y costos descritos anteriormente, realizándose como es conocido el flujo de efectivo correspondiente.

5.2.2.1 Indicadores de la Rentabilidad Económica.

Los indicadores de rendimiento de la inversión se definen por el incremento o disminución del bienestar que se derivaría del uso de recursos en alguna actividad específica.

Los indicadores utilizados para medir la rentabilidad económica son el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) la cual es también llamada Tasa de Rentabilidad Económica (TRE) y la relación Beneficio/Costo. Sin embargo, es importante describir los conceptos base para los cálculos necesarios para la evaluación de proyectos. Los más utilizados en la evaluación económica son:

- **Interés:** dinero que se le paga al que lo prestó, por usarlo.
- **Tasa de interés:** es un porcentaje que se paga sobre el dinero prestado por unidad de tiempo.
- **Retorno:** los beneficios o dinero neto que regresa, resultando de una inversión o un préstamo.
- **Diagrama de flujo de caja:** diagrama que consta de un eje horizontal que representa el tiempo marcado generalmente por años, comúnmente se inicia desde cero, según la convención adoptada y en cada año se traza una flecha hacia arriba o hacia abajo del eje horizontal que dependiendo también de la convención adoptada, significa depósito o beneficio y la otra retiro o costo de dinero, a veces se coloca un signo + o – para indicar los incrementos o decrementos en el tiempo, la figura 5.7 presenta la forma común de un diagrama de flujo.

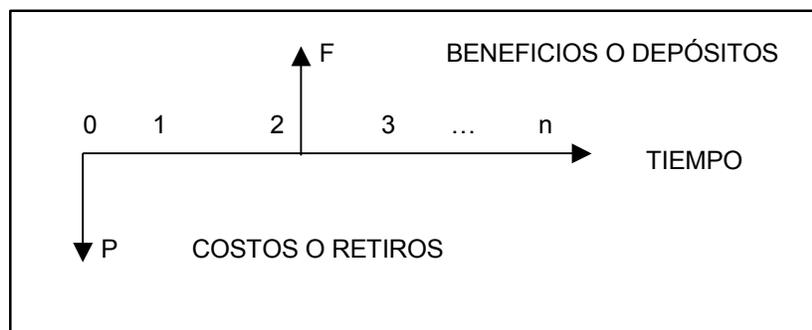


Figura 5. 7 Diagrama de Flujo de Caja.

Símbolos usados:

n – número de períodos anuales.

P – cantidad presente.

F – cantidad futura.

5.2.2.1.1 Valor Presente Neto (VPN).

El VPN es uno de los criterios económicos más usados, consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto y comparar la equivalencia con la inversión inicial. Cuando la equivalencia es mayor que la inversión inicial, es recomendable aceptar el proyecto. La fórmula matemática usada para obtener el VPN es representada por la ecuación 5-1.

$$VPN = S_o + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots ec. 5-1$$

Donde:

S_o = Inversión inicial

S_t = Flujo de efectivo del periodo t

i= Tasa de interés

5.2.2.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de interés a la cual el valor presente de flujo de caja es cero o sea que los flujos negativos actualizados y los flujos positivos actualizados sumados dan cero. Se calcula por aproximaciones sucesivas y es expresada mediante la ecuación 5-2.

$$TIR = S_o + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} = 0 \dots\dots\dots ec. 5-2$$

La principal ventaja de la TIR es que puede ser calculada con los datos del proyecto, y además determina el tiempo en que se llega al equilibrio entre los beneficios y los costos del proyecto. En cuanto a sus limitaciones se citan: si en el horizonte del tiempo los beneficios netos cruzan el cero más de una vez, habrá soluciones múltiples para la TIR. Un segundo problema será cuando los proyectos son alternativos entre sí, ya que pueden presentar igual o similar TIR pero diferentes VPN económicos.

5.2.2.1.3 Relación Beneficio-Costo

Es el cociente de los flujos descontados de los beneficios o ingresos del proyecto, sobre los flujos descontados de los egresos totales de dicho proyecto, y expresa la rentabilidad en términos relativos. Esto significa conocer cuántos pesos se recuperarán por cada peso que se invierta. La relación beneficio-costo se puede calcular a partir de la ecuación 5-3.

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^n VPN}{S_0} \dots\dots\dots ec. 5-3$$

5.2.2.1.4 Periodo de Recuperación

El periodo de recuperación, es el plazo (número de años) en que la inversión original se recupera con las utilidades futuras. La regla de decisión asociada a este indicador señala que se deben preferir los proyectos con el menor periodo de recuperación. Cuanto más corto sea este, mejor.

El periodo de recuperación se calcula aplicando la ecuación 5-4.

$$PR = \frac{\text{Inversión}}{\text{Utilidad Promedio Anual}} \dots\dots\dots ec. 5-4$$

Utilidad Promedio Anual = Beneficios anuales – Costos anuales

UN NEGOCIO SERA RENTABLE SI

- ✓ **VPN > 0**
- ✓ **TIR > Tasa de actualización inferior, pero dentro de los valores de interpolación.**
- ✓ **B/C > 1**
- ✓ **Bajo PR.**

El primer indicador, significa que los beneficios proyectados son superiores a sus costos; mientras que el segundo, significa que la tasa interna de rendimiento es superior a la tasa bancaria o tasa corriente, el tercero ilustra que los beneficios generados por los proyectos son mayores a los costos incurridos de implementación y el ultimo nos indica que es poco el tiempo en recuperar los costos de inversión.

5.2.3 Evaluación Económica Caso Base

Para conocer la factibilidad económica del Sistema de Bombeo Mecánico con TF Avantub, se realizara una comparación con un Sistema de Bombeo Mecánico Convencional (Caso Base). Para la determinación de esta base de comparación, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones: Primero, el horizonte de tiempo utilizado para su

determinación debe coincidir a lo menos con el período de vida útil del proyecto, si el proyecto tiene una vida útil estimada de "n" períodos habrá que proyectar la situación para un período equivalente.

Segundo, proyectar la situación de operación futura a partir de la situación actual optimizada, esto implica incluir todos los cambios que sean producto de decisiones ya tomadas y que de todas formas se llevaran a cabo y considerar que en muchos casos es posible efectuar modificaciones de carácter administrativo o de gestión a la situación actual que con menor esfuerzo permitan su mejoramiento. Esto permitiría evitar sobreestimaciones de los beneficios de las alternativas de solución.

Tercero, deberá respetarse la independencia de alternativas, para hacerlo se recomienda realizar una lista de todas las actividades con las que se podría alcanzar el objetivo del proyecto y examinar si alguna de ellas, o un conjunto de estas puede ser concebida como un proyecto independiente. La idea es determinar el proyecto en forma clara y precisa independizándolo de otros que engañosamente podrían estar considerándose como un todo.

Para este caso base, el escenario económico se realizara mediante el supuesto de RENTA de dos equipos de Bombeo Mecánico Convencional para dos pozos. Se considera que para las operaciones de desarenamiento se rente una bomba *triplex* y una unidad de TF para llevar a cabo la operación. La tabla 5-8 presenta las premisas que corresponden a las generalidades de los pozos de la Región Norte.

Premisas		
Concepto	Cantidad	Unidad
Paridad peso-dólar	11.93	\$ M.N
Precio del aceite	86.3	USD/bbl
Tiempo de estudio	12	Meses
Tasa de descuento	12	%
Qo inicial	140	BPD
RGA	100	ft ³ /bbl
Tasa de declinación	3	%/mes

Tabla 5. 8 Principales premisas de los pozos de la Región Norte.

Los costos por renta y mantenimiento de los equipos de bombeo se presentan en la tabla 5-9, donde sobresale los costos por operaciones de desarenamiento los cuales se deben realizar cada dos meses para prolongar la eficacia del equipo de bombeo y la producción optima esperada.

Costos de Operación y Mantenimiento de los Equipos		
Concepto	Unidad	Costo
Consumo de Gas C.	Lts/bl	2.8
Precio del Gas C.	USD	0.46
Renta del equipo de BM	USD/mes	20068.92
Renta de la Bomba Triplex y UTF	USD/2meses	46940.486
Desarenamiento	USD/operación	20620.285
Frecuencia de Desarenamiento	Meses	2

Tabla 5. 9 Costos de Operación y Mantenimiento de los dos pozos con BMC.

De acuerdo a la tabla anterior, la figura 5.8 presenta los egresos mes a mes por la renta de los equipos, costos de operación y mantenimiento de los mismos. El aumento sustancial de los costos cada dos meses, es debido a las operaciones de desarenamiento y limpieza de la bomba de fondo.

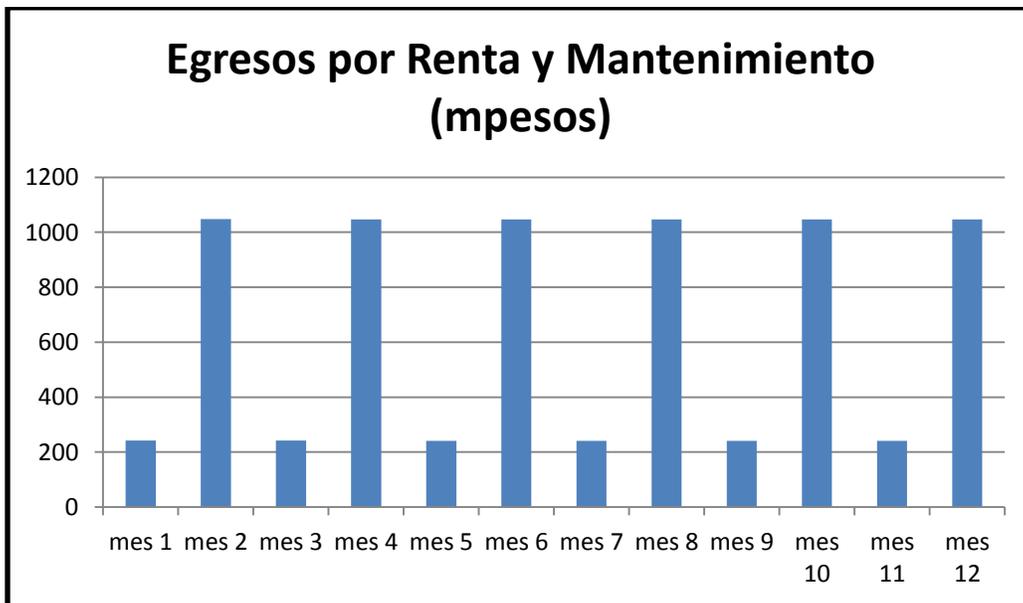


Figura 5. 8 Egresos por renta, operación y mantenimiento de los equipos del caso base.

Para obtener la producción total de los fluidos producidos, es necesario convertir la producción de gas en barriles de petróleo equivalente. Gracias a esta conversión, es posible sumar los barriles de ambos fluidos, obteniendo la producción total; la tabla 5-10 muestra la producción de aceite y gas y la producción acumulada de ambos fluidos. De acuerdo a la tabla anterior, la figura 5.9 muestra el comportamiento de producción de acuerdo al gasto y tasa de descuento pronosticado durante los doce meses de estudio.

Periodo de estudio	Qo (bls)	Qg (bpce)	Np (mbls)
Mes 1	4340	98.5479	4438.5479
Mes 2	3804.1464	86.3803	8329.0747
Mes 3	4087.2580	92.8089	12509.1418
Mes 4	3838.5109	87.1606	16434.8135
Mes 5	3849.2347	87.4041	20371.4523
Mes 6	3614.9735	82.0848	24068.5107
Mes 7	3625.0727	82.3141	27775.8975
Mes 8	3517.9356	79.8814	31373.7146
Mes 9	3303.8370	75.0198	34752.5715
Mes 10	3313.0670	75.2294	38140.8679
Mes 11	3111.4365	70.6510	41322.9555
Mes 12	3120.1290	70.8484	44513.933
Total	43525.6016	988.3313	44513.933

Tabla 5. 10 Datos de producción de aceite y gas para el periodo de estudio.

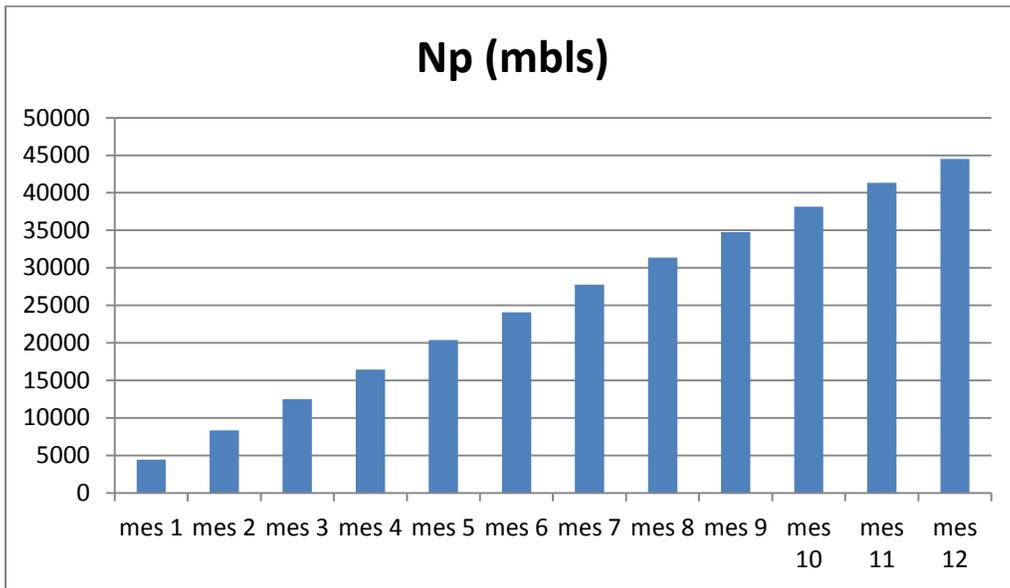


Figura 5. 9 Producción acumulada para el caso base de estudio.

Pronosticando la producción óptima deseada, se puede calcular los ingresos totales que se obtendrían por la venta de los hidrocarburos. Para calcular estos ingresos, nos basaremos con la ecuación 5-5 con la cual se calcula los ingresos por aceite y con la ecuación 5-6 se calculara los ingresos por gas y la suma de ambos ingresos nos dará los ingresos totales.

$$I_o = \sum \frac{Q_o * O * T_c}{1000} \dots\dots\dots ec. 5-5$$

Donde:

I_o= ingresos por aceite (mpesos)

Q_o= gasto del aceite (bls)

O= precio del aceite (USD/bl)

Tc= tipo de cambio (pesos/USD)

$$I_g = \sum \frac{Q_g * (P_g * 1000) * T_c}{1000000} \dots\dots\dots ec. 5-6$$

Donde:

I_g= ingresos por gas (mpesos)

Q_g= Gasto de gas (mmpce)

P_g= precio del gas (USD/mmpce)

Tc= tipo de cambio (pesos/USD)

La figura 5.10 nos presenta gráficamente el comportamiento de los ingresos por la venta de aceite y gas con una tasa de interés del 12% mensual.

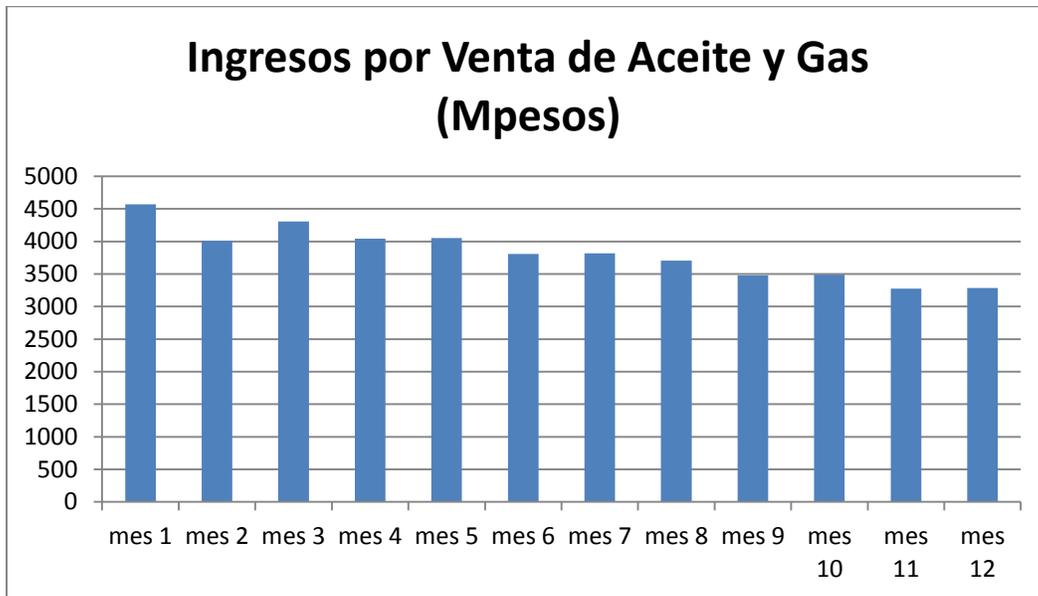


Figura 5. 10 Ingresos totales por la venta de aceite y gas del caso base.

Por lo que el flujo de efectivo (ingresos menos egresos) que presenta este caso, se da en la figura 5.11. Donde se observa la variación de efectivo cada dos meses por las operaciones de desarenamiento ambos pozos.

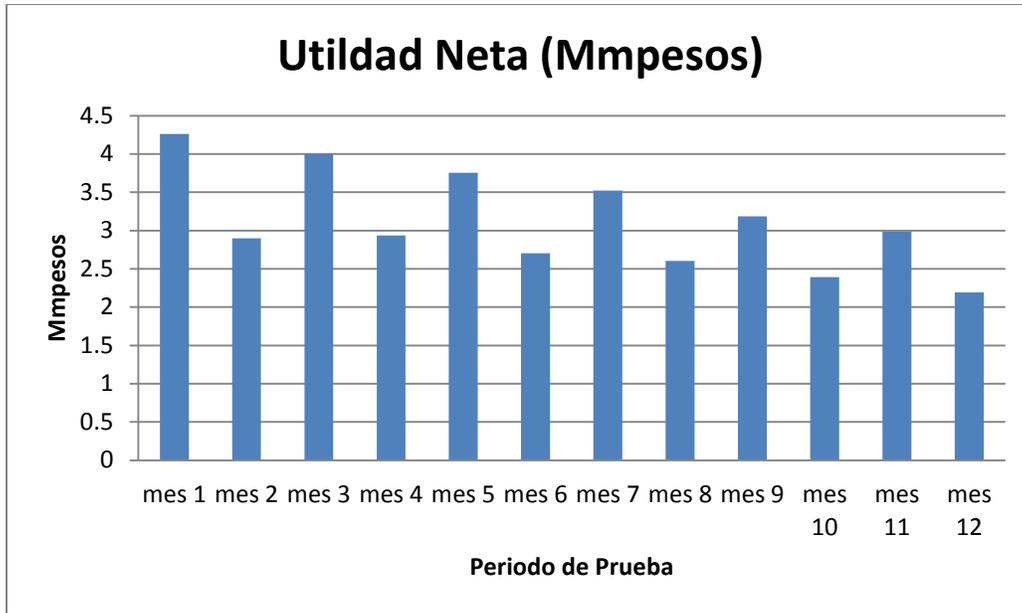


Figura 5. 11 Flujo de Efectivo de los pozos con BMC.

De acuerdo a los resultados anteriores, los indicadores económicos para el caso base se presentan en la tabla 5-11.

	Antes de Impuestos	Unidades
VPN	18.24	MMpesos
VPI	3.91	MMpesos
Índice de utilidad VPN/VPI	4.67	MMpesos/MMpesos
B/C	5.93	Peso/peso
TIR	1778.54	Porcentaje

Tabla 5. 11 Indicadores Económicos para el Caso Base.

5.2.4 Evaluación Económica de los Pozos A-1 y A-2.

La siguiente evaluación económica a los dos pozos del AIATG, se realizará mediante los datos obtenidos durante la prueba tecnológica, aplicados a dos escenarios económicos (caso compra y caso renta). Con los resultados obtenidos, se definirá cuál de los dos escenarios es más rentable, en caso de implementarlos a los pozos evaluados.

5.2.4.1 Caso Compra del Sistema.

Para este caso se considera comprar el sistema para los 2 pozos evaluados, con las condiciones de producción y consumos registradas en la prueba tecnológica. En la tabla 5-12 se presentan las premisas correspondientes a los pozos A-1 y A-2.

Premisas		
Concepto	Cantidad	Unidad
Paridad peso-dólar	11.93	\$ M.N.
Precio del Gas	0.00519	USD/ft ³
Tiempo de estudio	12	Meses
Tasa de descuento	12	%
Qo base	45.3	BPD
RGA	78	Ft ³ /bl
Tasa de declinación	3	%/mes

Tabla 5. 12 Premisas presentadas en los pozos A-1 y A-2.

La densidad promedio del crudo obtenido de los pozos es de 13.9 API. Para conocer su precio comercial se utiliza la ecuación 5-7. La cual se basa en la densidad y precio del crudo MAYA que son 22 °API y 101.81 USD/bl respectivamente.

$$P_{crudo} = P_{maya} - \left(\frac{P_{maya}}{^{\circ}API_{maya}} \right) (^{\circ}API_{maya} - ^{\circ}API_{crudo}) \dots\dots\dots ec. 5-7$$

Sustituyendo los correspondientes valores en la ec. 5-7 nos queda que:

$$P_{crudo} = 101.81 - \left(\frac{101.81}{22} \right) (22 - 13.9)$$

Por lo tanto, el precio comercial del petróleo crudo que presentan los pozos evaluados es de **64.33 USD/bl**.

El Costo de Inversión por concepto de compra e instalación del Sistema de Bombeo con Tubería Flexible es de **5484841.36** pesos para los dos pozos; mientras que los costos por operación y mantenimiento para el correcto funcionamiento de los equipos, se muestran en la tabla 5-13 donde los costos por mantenimiento del equipo de bombeo es lo más costoso.

Costos por operación y mantenimiento de los equipos		
Concepto	Unidad	Costo
Consumo de Gas C.	Lts/bl	15.87
Precio del Gas C.	USD	0.460
Mantenimiento del equipo de bombeo	USD/mensual	7048.2
Renta de bomba Triplex (para desarenamiento)	USD/operación	5029.338
Fluidos de desarenamiento	USD/operación	20620
Frecuencia de desarenamiento	meses	2

Tabla 5. 13 Costos de Operación y Mantenimiento de los dos pozos con BM con TF.

Los egresos adjudicados para este caso se muestran en la figura 5.12 donde el costo de operación por consumo de gas es muy elevado debido a las constantes horas de

funcionamiento del motor sin producir hidrocarburos que presentó el sistema durante la prueba tecnológica.

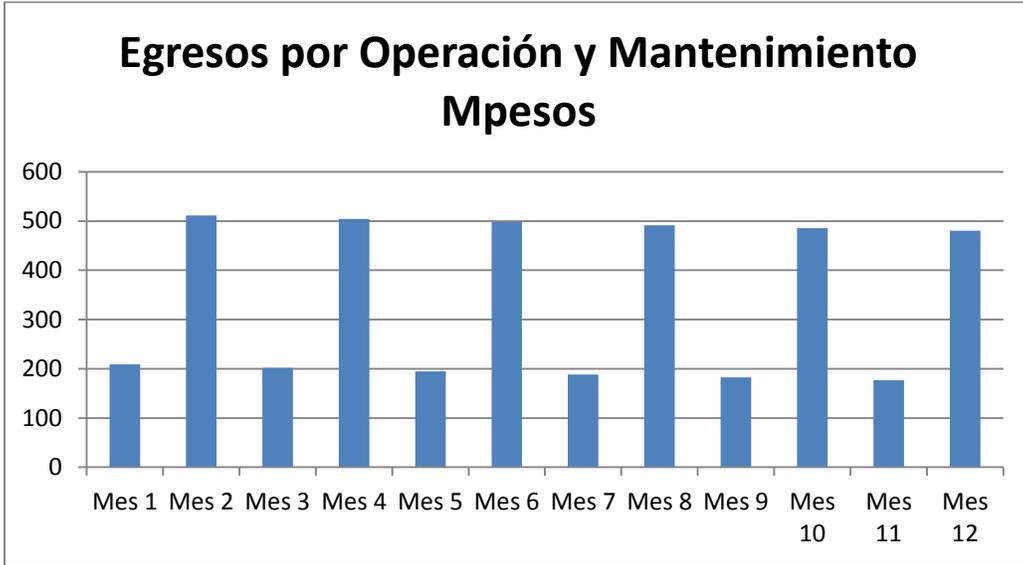


Figura 5. 12 Egresos mensuales por operación y mantenimiento de los equipos de BM con TF.

La figura 5.13 presenta la producción acumulada de los hidrocarburos durante el periodo de prueba a partir de una producción promedio diaria de 22 barriles, así como, los ingresos obtenidos por la venta de los mismos.

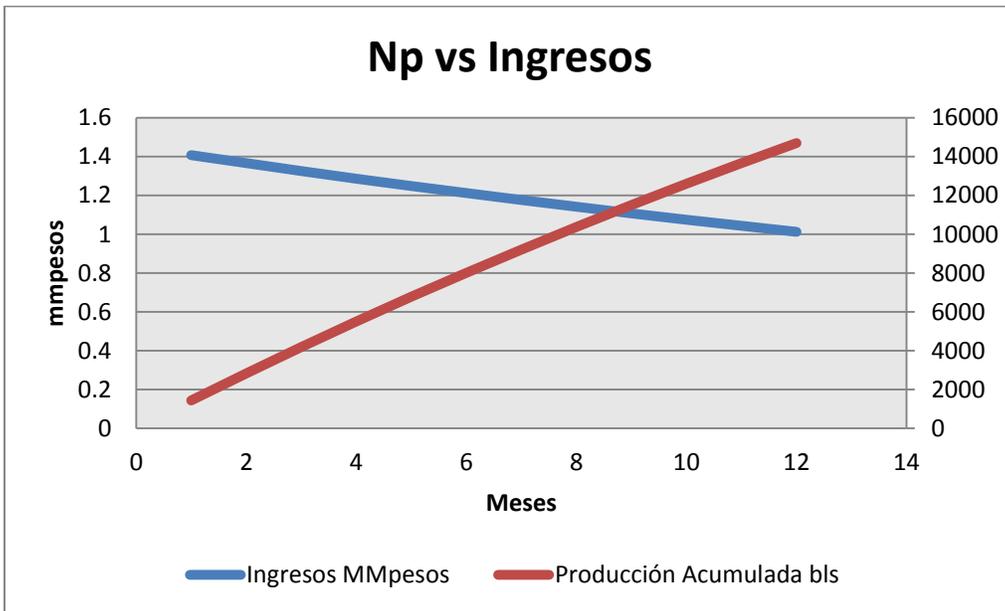


Figura 5. 13 Producción Acumulada e Ingresos por la venta de los Hidrocarburos.

Por lo que el flujo de efectivo para este caso, se muestra en la figura 5.14. A pesar de los altos costos por el consumo de gas carburante para el funcionamiento de la unidad de potencia, el sistema demuestra ser rentable económicamente.

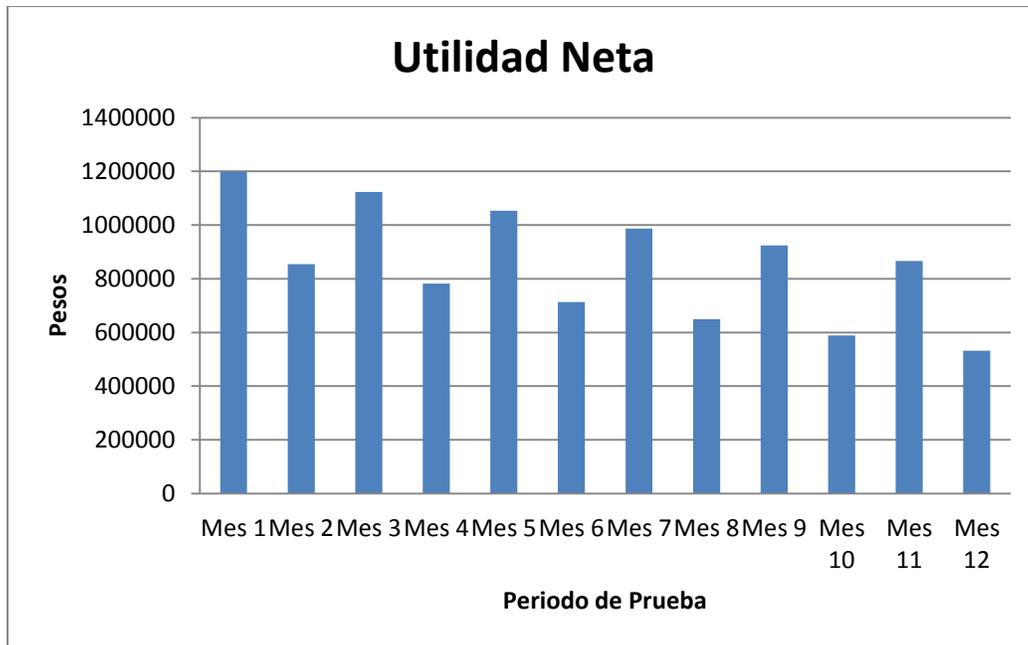


Figura 5. 14 Utilidad Neta del caso compra.

Los indicadores económicos para este caso se dan en la tabla 5-14 donde se puede observar que el tiempo de recuperación de inversión es de más de seis meses, esto debido al alto costo del sistema y a los altos tiempos de operación de la unidad de potencia sin producir hidrocarburos.

INDICADORES ECONOMICOS		
VPN	4.6253	MM PESOS
VPI	5.4842	MM PESOS
Índice de utilidad (VPN/VPI)	0.84	
TIR	163.76	%
Tiempo de recuperación de inversión	6.6	meses

Tabla 5. 14 indicadores económicos para el caso compra.

5.2.4.2 Caso Renta del Sistema

Para este caso se considera rentar el sistema para los 2 pozos evaluados bajo las condiciones de producción y consumos registradas durante la prueba tecnológica.

Los costos operación y mantenimiento del equipo se muestran en la tabla 5-15. Los costos de inversión que se incluyen para este caso, son por la instalación del sistema y por el aparejo de la sarta de TF con sus debidas herramientas para su correcto funcionamiento.

Costo de Inversión			
Concepto	Unidades	Cantidad	Costo USD
Instalación del equipo y puesta en operación	Pza	1	7000
Introducción de la TF con herramientas	Pza	2	17500
Costos de operación y mantenimiento			
Concepto	Unidad	Costo	
Consumo de Gas C.	Lts/bl	15.87	
Precio del Gas C	USD	0.460	
Renta de equipo de bombeo	USD/mes	40302.09	
Renta de bomba triplex (para desarenamiento)	USD/mes	5029.338	
Fluidos de desarenamiento	USD/operación	20620	
Frecuencia de desarenamiento	meses	2	

Tabla 5. 15 Costos de inversión, operación y mantenimiento para el caso renta.

La tabla 5-16 se presentan la producción acumulada, así como los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos durante el periodo de prueba.

Periodo de Prueba	Qo (bpd)	NP (bls)	Ingresos (pesos)
Mes 1	45.3	1443.6204	1414647.227
Mes 2	43.9612	2844.5753	1372838.083
Mes 3	42.6619	4204.1258	1332264.586
Mes 4	41.4011	5523.4955	1292890.217
Mes 5	40.1775	6803.8720	1254679.537
Mes 6	38.9901	8046.4076	1217598.152
Mes 7	37.8377	9252.2207	1181612.689
Mes 8	36.7194	10422.396	1146690.756
Mes 9	35.6342	11557.988	1112800.923
Mes 10	34.5811	12660.012	1079912.685
Mes 11	33.5591	13729.479	1047996.442
Mes 12	32.5672	14767.332	1017023.466

Tabla 5. 16 Producción e Ingresos de los dos pozos.

Los indicadores económicos para este caso se presentan en la tabla 5-17.

	Antes de Impuestos	Unidades
VPN	5.35	MMpesos
VPI	5.48	MMpesos
Índice de utilidad VPN/VPI	0.97	MMpesos/MMpesos
B/C	1.6	Peso/peso
TIR	245	Porcentaje

Tabla 5. 17 Indicadores económicos para el caso renta.

5.2.6 Conclusiones de la Evaluación Económica.

A partir de la Evaluación Económica realizada a los dos pozos en los que se les implemento la prueba tecnológica y al caso base, se generan estudios de caso para un periodo de evaluación de 3, 6 y 12 meses; la tabla 5-18 muestra el comportamiento de los valores presentes netos de cada caso manteniendo las demás premisas de evaluación económica.

TIPO DE CASO	12 meses VPN MMPesos	6 meses VPN MMPesos	3 meses VPN MMPesos
Caso Base	18.24	12.58	7.79
Compra del Sistema para pozos del AIATG	4.62	0.29	-2.22
Renta del Sistema para pozos del AIATG	5.35	3.19	1.78

Tabla 5. 18 Resumen Comparativo de los Casos Económicos Evaluados.

De acuerdo al anterior análisis económico, el caso base de estudio (renta del equipo de BMC en dos pozos de la Región Norte) obtuvo indicadores económicos más altos, esto debido a que las premisas que se presentaron para este caso, presentaban una mayor producción aunado a un menor consumo energético. Sin embargo, en base a lo mostrado en esta tesis **EL SISTEMA ES RENTABLE** en todos los casos a excepción del caso de compra del sistema en un periodo de 3 meses.

5.2.7 Evaluación Cualitativa de las Aplicaciones

La Evaluación Económica de las Aplicaciones presentada hasta ahora, se ha enfocado a identificar los flujos de caja (utilidad neta) que pueda generar las aplicaciones en los campos de la Región Norte de PEMEX donde fueron implementados, sin embargo, la Evaluación Económica también tiene por objeto medir otros aspectos que puedan influir de forma negativa o positiva la rentabilidad del Sistema de BM Avantub con TF. Una forma de medir estos aspectos, es realizando una Evaluación Cualitativa del impacto que generó

la aplicación de los Sistemas de Aseguramiento de Flujo durante la Prueba. Los componentes evaluados, agrupados en 4 ramas, son los que se presentan en la tabla 5-19.

Componentes de impacto			
Yacimiento	Pozo	Instalaciones Superficiales	Seguridad Industrial y Protección Ambiental
Propiedades Petrofísicas	Condiciones Operativas	Condiciones Operativas	Contaminación a Suelos
Factor de Recuperación	Propiedades de los Fluidos	Línea de Descarga	Contaminación a Flora y Fauna
Agua	Estado Mecánico		Contaminación a Efluentes
Daño a la Formación	Comportamiento de Afluencia		Deposición de Residuos Peligrosos
Producción de Arena	Acumulación de Agua		

Tabla 5. 19 Componentes evaluados durante y después de la prueba.

Los componentes evaluados (afectados por la implantación de la tecnología) se calificaron en un escala del 0 al 9, donde el intervalo de 0 a 2 considera que un componente presenta un **nulo o bajo impacto**, de 3 a 5 un componente con **impacto intermedio** y de 6 a 9 un componente afectado por un **alto impacto**. En base a las ponderaciones de nivel de impacto realizadas, los componentes afectados por la tecnología presentan un comportamiento gráfico en un diagrama de tornado (en escala de 0 a 0.9 dentro del software) tal y como se muestra en la figura 5.15.

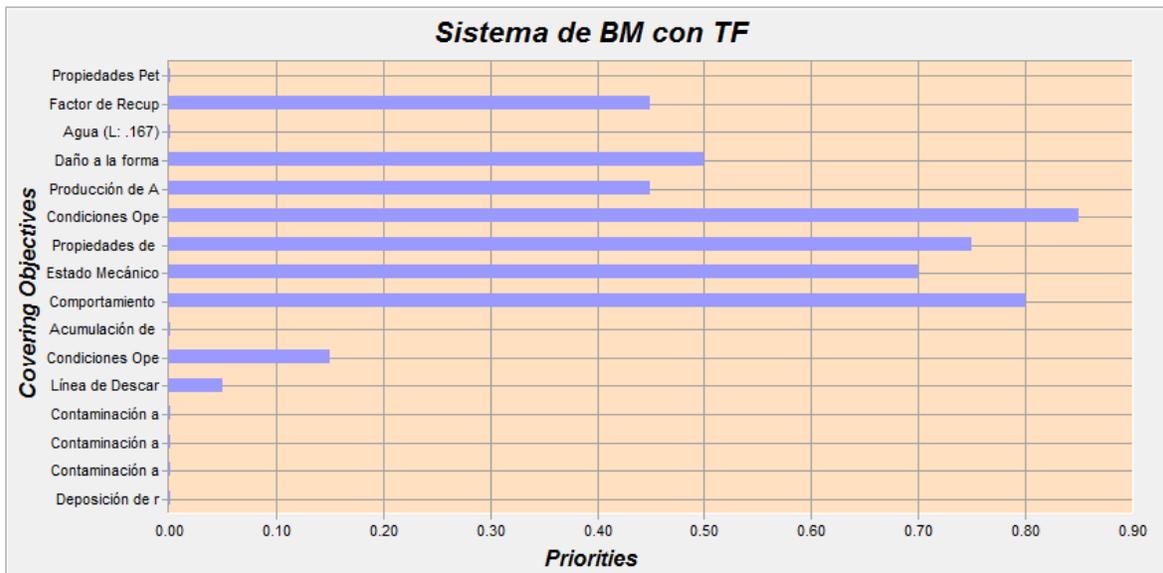


Figura 5. 15 Evaluación del Impacto sobre los Componentes involucrados en la PT.

Las consideraciones u observaciones de los componentes más importantes para obtener dicha evaluación cualitativa se dan en la tabla 5-20.

	Componentes de Impacto	Observaciones
Yacimiento	Factor de Recuperación	Prolonga y optimiza la vida productiva del pozo.
	Daño a la Formación	Reduce el daño a la formación por la intervención de tratamientos.
	Producción de Arena	Facilita la limpieza de arena que podría acarrear paro de producción.
Pozo	Condiciones Operativas	Permite la fácil implantación de tratamientos, operar dos pozos con una unidad de potencia y producir a través de la TF.
	Propiedades de los Fluidos	Facilita y optimiza el manejo de crudos pesados y viscosos.
	Estado Mecánico	Permite el manejo de producción por TF y TP.
	Comportamiento de Afluencia	Mejora las condiciones de afluencia al descargar el pozo.
Seguridad Industrial y Protección Ambiental	Contaminación a Suelos	No Contamina
	Contaminación a Flora y Fauna	No Contamina
	Contaminación a Efluentes	No Contamina
	Deposición de Residuos Peligrosos	No Acopia

Tabla 5. 20 Observaciones sobre los principales componentes evaluados.

5.3 Análisis de Producción Anterior y Posterior a la Prueba Tecnológica.

En este apartado se realizara un análisis comparativo del rendimiento productivo de cada pozo antes y después de que se implementara el sistema de BM con TF. Como se ha mencionado, los pozos en los que se implementó el sistema, son pozos con bajo índice de producción y con problemas de flujo asociados, tanto, a la alta viscosidad que tienen los fluidos, así como, el bajo nivel que presentan en el pozo. A pesar de todos estos impedimentos, el sistema logro demostrar su capacidad operativa.

Pozo A-1

El pozo A1 durante su tiempo como fluyente tuvo una producción promedio de 22 barriles diarios y una producción acumulada de 24Mbl. Antes de la ejecución de la prueba se encontraba cerrado en espera de algún sistema de BM con una producción asignada de 35 a 45 barriles en su segunda etapa productiva.

Durante los 170 días que duro el periodo de prueba, 119 días el pozo estuvo sin producción. La figura 5.16 muestra los lapsos de producción y paros del sistema por los diversos problemas de flujo.

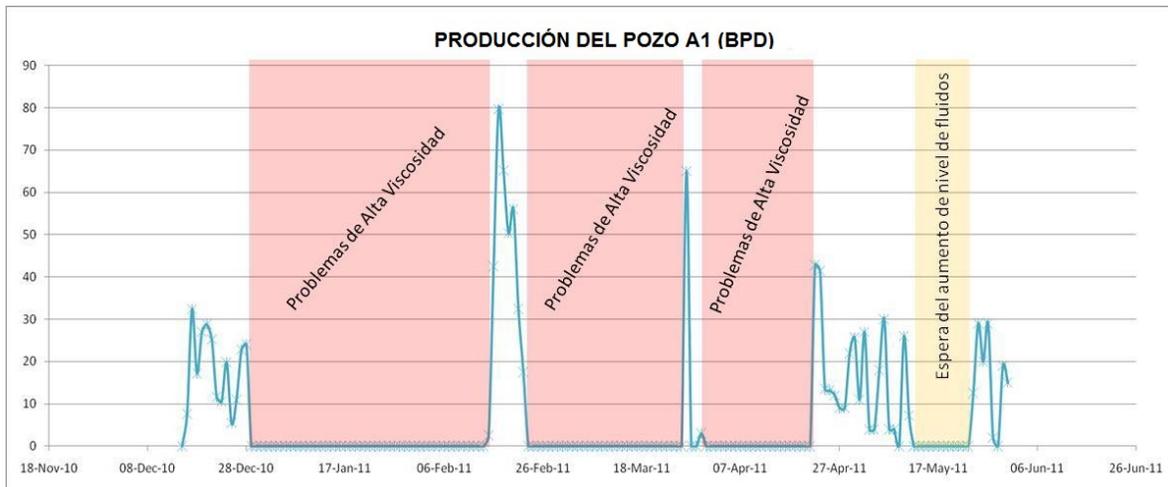


Figura 5. 16 Producción del Pozo A-1 durante la Prueba Tecnológica.

El pozo presentó un aporte promedio de producción de **22.61 BPD** y una producción acumulada de **1123.023 bls**. Estos 2 parámetros dan un indicio importante de la capacidad que tiene el sistema para incrementar la producción en pozos productores de aceite pesado.

Pozo A-2

La producción acumulada de aceite entre diciembre del 2008 y septiembre del 2010 fue de 21 Mbl con una producción media de 22 barriles diarios. Al igual que el pozo A-1, el pozo A-2 se consideraba cerrado con posibilidad de explotación mediante un sistema de BM.

La producción asignada en su segunda etapa productiva fue de 40 bpd como mínimo a 55 bpd como máximo. La figura 5.17 presenta la producción registrada durante la prueba tecnológica.

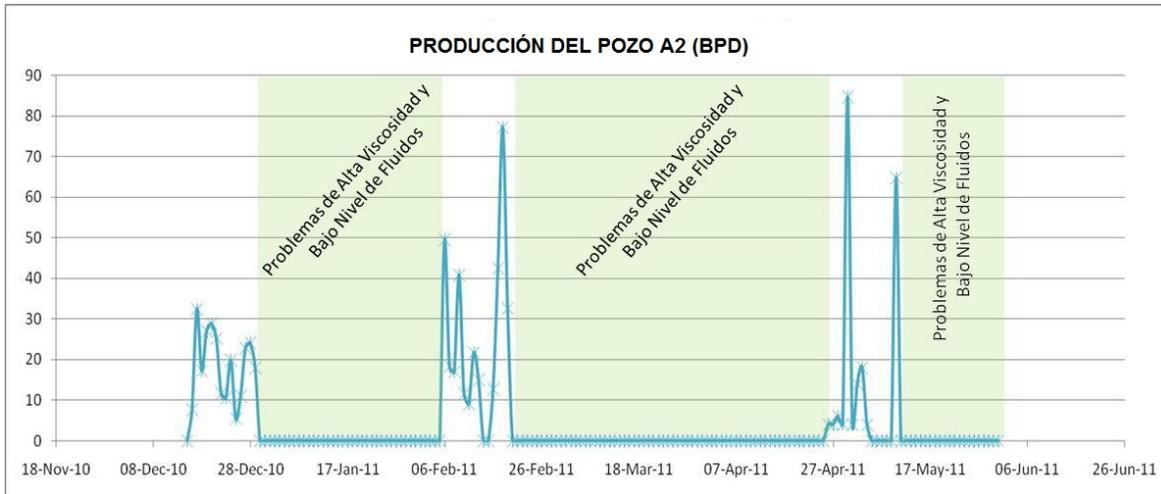


Figura 5. 17 Producción del Pozo A2 durante la Prueba Tecnológica.

El aporte promedio de producción del pozo A-2 fue de **22.69 BPD** y una producción acumulada de **819.85 bls**. Cabe destacar que la producción obtenida es importante dado los diversos problemas presentados a causa de la naturaleza altamente viscosa de los fluidos producidos, las constantes operaciones para mantener la producción del pozo.

Referencias Cap. 5

1. César Andrés Bernal Huicochea, Ángel de María Clavel Mendoza: Prueba Tecnológica “Sistema de Aseguramiento de Flujo Asistido por Bombeo Mecánico con Tubería Flexible para cuatro Pozos de la Región Norte”, Gerencia de Gestión de Proyectos Tecnológicos PEMEX Exploración y Producción.
2. Fernando S. Flores-Avila, SPE, PEMEX E&P, Juan M. Riaño; and Marcos Javier-Martinez, PEMEX E&P; Tony Hammond, SPE, and Joel Cantu, SPE, IPS Servicios Petrotec; Jocabeth Ramos, IPS Servicios Petrotec: “New Artificial Lift System Using Coiled Tubing and Reciprocating Downhole Pumps for Heavy and Viscous Oil”, SPE 153360 (2012).
3. Ing. César Martínez Uribe / Lic. Gerardo Zárate Ramírez: “EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN”. FIRA Boletín de Educación Financiera, No. 3, 2011.
4. Dr. Néstor Martínez Romero: “Apuntes de Administración Integral de Yacimientos” Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2011.

Lista de Figuras Cap. 5

Figura 5.1 Unidad de Potencia instalada en el campo.....	1
Figura 5.2 Laboratorio de Herramientas para Adquisición de Datos en Pozo del IMP.....	1
Figura 5.3 Cupones de TF tomados antes de la PT.....	1
Figura 5.4 Cupones de TF tomados después de la prueba.....	1
Figura 5.5 Comparación de Consumos Energéticos.....	1
Figura 5.6 Metodología de Proyectos de Inversión.....	3
Figura 5.7 Diagrama de Flujo de Caja.....	3
Figura 5.8 Egresos por renta, operación y mantenimiento de los equipos del caso base.	
Figura 5.9 Producción acumulada para el caso base de estudio.	
Figura 5.10 Ingresos totales por la venta de aceite y gas del caso base.	
Figura 5.11 Flujo de Efectivo de los pozos con BMC.	
Figura 5.12 Egresos mensuales por operación y mantenimiento de los equipos de BM con TF.	
Figura 5.13 Producción Acumulada e Ingresos por la venta de los Hidrocarburos.	
Figura 5.14 Utilidad Neta del caso compra.	
Figura 5.15 Evaluación del Impacto sobre los Componentes involucrados en la PT.....	1
Figura 5.16 Producción del Pozo A-1 durante la Prueba Tecnológica.....	2
Figura 5.17 Producción del Pozo A2 durante la Prueba Tecnológica.....	2

Lista de Tablas Cap. 5

Tabla 5-1 Producción acumulada durante el periodo de prueba.....	1
Tabla 5-2 Resultados del análisis realizado a 6 cupones de TF antes de la prueba.....	1
Tabla 5-3 Resultados del Análisis Realizado a los Cupones de TF Posterior a la Prueba.....	1
Tabla 5-4 Requerimientos Energéticos para el Funcionamiento del Sistema.....	1
Tabla 5-5 Cálculos de Consumos Energéticos.....	1
Tabla 5-6 Porcentaje de Energía ahorrada por día del Sistema contra el BMC.....	1
Tabla 5-7 Comparación de los Tiempo de Operaciones Efectuadas.	
Tabla 5-8 Principales premisas de los pozos de la Región Norte.....	1
Tabla 5-9 Costos de Operación y Mantenimiento de los dos pozos con BMC.....	1
Tabla 5-10 Datos de producción de aceite y gas para el periodo de estudio.	
Tabla 5-11 Indicadores Económicos para el Caso Base.	
Tabla 5-12 Premisas presentadas en los pozos A-1 y A-2.....	1
Tabla 5-13 Costos de Operación y Mantenimiento de los dos pozos con BM con TF.....	1
Tabla 5-14 indicadores económicos para el caso compra.	
Tabla 5-15 Costos de inversión, operación y mantenimiento para el caso renta.....	1
Tabla 5-16 Producción e Ingresos de los dos pozos.	
Tabla 5-17 Indicadores económicos para el caso renta.	
Tabla 5-18 Resumen Comparativo de los Casos Económicos Evaluados.	
Tabla 5-19 Componentes evaluados durante y después de la prueba.....	1
Tabla 5-20 Observaciones sobre los principales componentes evaluados.....	1

CONCLUSIONES

- Incrementar o reestablecer la producción en pozos con condiciones adversas de explotación (adjudicadas a la naturaleza de los fluidos producidos y a su bajo índice de productividad), originó la necesidad de crear nuevos sistemas de Bombeo Mecánico. Entre estos sistemas surgió el sistema de Bombeo Mecánico con Tubería Flexible, donde la principal innovación, es el reemplazo de la sarta de varillas por una sarta de TF y con ello, todas las bondades que presenta el uso de la TF.
- Trabajar con TF como sarta de varillas para el BM, es relativamente nuevo y todavía se siguen probando y estudiando los beneficios que promete, tales como: menor peso por unidad de longitud en comparación con una sarta convencional, inyección de fluidos para mejorar las condiciones de flujo, eliminación de las restricciones mecánicas de flujo y la posibilidad de realizar trabajos correctivos sin la necesidad de parar la producción.
- La empresa Petrotec propuso a PEMEX Explotación y Producción, probar un nuevo sistema de Bombeo Mecánico con TF llamado “Avantub”. De los tres componentes del sistema mecánico se está reemplazando dos: el sistema de transmisión del movimiento y la unidad de bombeo. Las ventajas que promete este sistema son: 1.- no se necesita controlar el pozo para su instalación, 2.- se pueden bombear fluidos de toda índole desde superficie y a través de la TF, 3.- menores tiempos de instalación, mantenimiento y desmantelamiento que los equipos convencionales de BM, 4.- la unidad de potencia es capaz de suministrar la energía suficiente a dos pozos simultáneamente y 5.- un menor impacto ecológico y ambiental.
- La prueba se realizó en los pozos A-1 y A-2 en los cuales se obtuvo una producción promedio de 22.61 bpd y 22.69 bpd respectivamente. Mediante esta prueba se logró comprobar que el sistema Avantub es capaz de reestablecer la explotación en pozos que anterior a la prueba habían dejado de ser productivos debido a que no poseían la suficiente energía para fluir a superficie y a la alta viscosidad que presentaban los fluidos.
- De igual forma se logró confirmar que la sarta de TF, además de ser capaz de transmitir el movimiento recíprocante proveniente de la unidad de bombeo a la bomba de sub-suelo, también se puede inyectar fluidos desde la superficie a través de la TF para mejorar las condiciones de flujo.

- La energía necesaria para la operación de los sistemas implementados en ambos pozos, fue suministrada mediante una sola unidad de potencia, situación que innova a cualquier sistema de BM.
- En base a lo desarrollado en el presente trabajo, el sistema de BM Avantub con TF se considera rentable para ambos casos desarrollados, obteniéndose un VPN de 4.6 MMPesos para el caso Compra y 5.35 MMPesos para el caso Renta.

RECOMENDACIONES

- Los beneficios que presenta este nuevo sistema de Bombeo Mecánico asistido con Tubería Flexible en pozos productores de aceite pesado, se puede extender a pozos con mejores características de explotación y probar su eficiencia, no solo con otros sistemas de bombeo mecánico, si no también, con otros sistemas artificiales que se implementa en la industria petrolera.
- Los simuladores para el diseño de las instalaciones, como es el Rodstar, nos dan un escenario muy cercano a las condiciones de operación, sin embargo, para asegurar el éxito de las instalaciones de los sistemas, es necesario contemplar el uso de ecómetros para conocer las cargas que se suscitan durante el ciclo de bombeo.
- Para el diseño de la sarta de TF, debe ser considerada como una sarta de tubería de producción, para que no presente ningún tipo de deformación permanente debido a las cargas axiales que actúan sobre ella durante el ciclo de bombeo y (si así se requiere) durante la inyección de fluidos.
- La decisión de producir mediante la sarta de TF o a través del espacio anular TP-TF, se basara en el potencial del pozo y de las características físicas de la TP.
- En función de la distancia entre ambos pozos seleccionados para la implementación del sistema, se tendrán diversas variaciones en la operación de los equipos.
- Cabe destacar que la implementación de esta tecnología solo es factible y recomendable, técnica y económicamente, cuando la su aplicación sea para dos pozos en operación.

Referencias Bibliográficas

1. Gábor Takács, PH.D: "Sucker Rod Pumping Manual", Penn Well Corporation 1421 South Sheridan Road Tulsa, Oklahoma USA. 2003
2. Marcelo Hirschfeldt. OilProduction.net: "Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas", Version 2008 V1.
3. Gábor Takács, PH.D:"Electrical Submersible Pumps Manual", Penn Well Corporation 1421 South Sheridan Road Tulsa, Oklahoma USA. 2009
4. M.I. Lucero Aranda, Felipe de Jesús " Apuntes de sistemas artificiales de producción" Facultad de Ingeniería, UNAM, Mexico,2010
5. Larry W. Lake "Petroleum Engineering Handbook, Volume IV Production Operations Engineering", Society of Petroleum Engineers, U. of Texas at Austin, 2007
6. Clegg J.D., Bucaram S.M. and Hein Jr. N.W. "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods", JPT, December 1993
7. Gábor Takács, PH.D: "Gas Lift Manual", Penn Well Corporation 1421 South Sheridan Road Tulsa, Oklahoma USA. 2005.
8. Kermit E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods", Vol. 2a, Editorial Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
9. Takács. PH, Gábor, "Modern Sucker-Rod Pumping", 1992.
10. Murtha, T.P. et. Al. 1987. "New High-Performance Field-Installed Sucker Rod Guides." SPE 16921. Dallas, Texas: 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of SPE.
11. Curso "Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico", PDVSA, CIED, 2002.
12. A.P. Szilas, "Production and Transport of oil and gas" Academy of Sciences, Budapest Hungar. 1975
13. "Reverse Mark Unit Installation Manual M-09", Lufkin Industries Inc. Texas.
14. "Low Profile II Pumping Unit Installation Manual LP II-09", Lufkin Industries Inc. Texas.

15. “Manual de Operación de Unidades Rotaflex”, Bombeo Mecánico Rotaflex México, Weatherford, 2005.
16. J.N. McCoy, Echometer Company, A.L. Podio, University of Texas at Austin, “Rotaflex Efficiency and Balancing”. Society of Petroleum Engineers Inc., SPE 67275, Oklahoma, 2001.
17. Nercesian Francisco, Fernández Castro Horacio, Juan José Saiz, “Uso de Unidades de Bombeo de Carrera Larga en Cerro Dragón”. Pan American Energy & Weatherford.
18. Ed Hanzlik, “The dawn of a new generation” Dynapump, Inc.
19. “A Rod Pumping System to Reduce Lifting Costs”, Howard C. Tait, SPE, Natl. Supply Co., Robert M. Hamilton, Natl. Supply Co.
20. “Use of conventional dynamometer cards in the analysis of sucker-rod pumped installations”, Petroleum Engineering Department University of Miskolc, Gábor Takács.
21. Fernando S. Flores-Avila, SPE, PEMEX E&P, Juan M. Riaño; and Marcos Javier-Martinez, PEMEX E&P; Tony Hammond, SPE, and Joel Cantu, SPE, IPS Servicios Petrotec; Jocabeth Ramos, IPS Servicios Petrotec: “New Artificial Lift System Using Coiled Tubing and Reciprocating Downhole Pumps for Heavy and Viscous Oil”, SPE 153360 (2012).
22. K. Falk - BJ Services Company, S. Rowland – BJ Services Company, John Stewart - BJ Services Company, L. Birkelbach – ChevronTexaco, H. Leniek - Coil Tubing Americas: “Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing”, SPE 74832 (2002).
23. TR Jr y Sas-Jaworsky II A (eds): World Oil’s Coiled Tubing Handbook. Houston, Texas, EUA: Gulf Publishing Co. (1998)
24. Chaipayong Manatrakool, Chevron; Stephen Dyer, Nguyen Hoang Son, Schlumberger: “Restoring Monobore Well Life with Novel Coiled Tubing Gas Lift Dip Tube in a Highly Corrosive Environment”, SPE 163887 (2013)
25. Martin S Ivey, SPE, BJ Services and Alistair I Macleod, SPE, BJ Services: “The joinind and splicing of internal cable CT strings to enable deeper Coiled Tubing Deployed ESP completion”, SPE 81709 (2003)
26. M.J. Rushby, R. McCann, A. McAleese; Zilift Ltd: “Field Trial Results of an Innovative Heavy il Production System”, SPE 165469 (2013)
27. Coiled Tubing Engineering Manual. Schlumberger Dowell

28. <http://es.scribd.com/doc/24254628/Tuberia-Flexible>
29. Elton Smith, Pioneer Natural Resources USA, Inc. Jeff Harris, BJ Services Company, U.S.A. "Coiled Tubing Rod Strings May Extend the Life of Spraberry Wells (and others) in the Permian Basin"
30. Fernando S. Flores-Avila, SPE, PEMEX E&P; Juan M. Riaño; and Marcos Javier-Martínez, PEMEX E&P; Tony Hammond, SPE, and Joel Cantu, SPE, Jocabeth Ramos, IPS Servicios Petrotec: "Using Coiled Tubing as Sucker Rods for SRP", SPE 154447 (2012)
31. M. en C. Ángel de Jesús Arias Pérez "Guía de Diseño de Aparejos de Producción", Subgerencia de Ingeniería y Diseño, PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos
32. Jocabeth Ramos, William Ramos: "Sistema de Bombeo Mecánico con Circulación Integral para la Limpieza de Arena y Solidos Decantados en la Parte Superior de la Bomba de Fondo", Servicios Petrotec S.A. de C.V.
33. César Andrés Bernal Huicochea, Ángel de María Clavel Mendoza: Prueba Tecnológica "Sistema de Aseguramiento de Flujo Asistido por Bombeo Mecánico con Tubería Flexible para cuatro Pozos de la Región Norte", Gerencia de Gestión de Proyectos Tecnológicos PEMEX Exploración y Producción.
34. http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/ingresos/narvaez/trabajo_final.pdf
35. Programa de prueba tecnológica del sistema de aseguramiento de flujo asistido por bombeo mecánico con tubería flexible pozo: Coapechaca 75. Servicios Petrotec, S.A. de C.V. 2010.
36. Programa de prueba tecnológica del sistema de aseguramiento de flujo asistido por bombeo mecánico con tubería flexible pozo: Coapechaca 95. Servicios Petrotec, S.A. de C.V. 2010.
37. Ing. César Martínez Uribe / Lic. Gerardo Zárate Ramírez: "EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN". FIRA Boletín de Educación Financiera, No. 3, 2011.
38. Dr. Néstor Martínez Romero: "Apuntes de Administración Integral de Yacimientos" Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2011.