



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES
DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

CLAUDIA IVETTE MARTTELO PALMA

DIRECTOR: M.I. JOSÉ LUIS GONZÁLEZ HUERTA

CO-DIRECTOR: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

MÉXICO, DF. JUNIO 2010

Agradecimientos

Agradezco a Dios por permitirme llegar hasta donde estoy, terminando una etapa más de mi vida. Porque me ha cuidado durante el camino que he seguido, me ha permitido tener a mi familia conmigo, me ha dado buenos amigos y principalmente buena salud.

A ti mami, te agradezco el apoyo que siempre me has dado y me das, pues desde que decidí estudiar fuera hasta este momento tan importante, tu siempre has estado detrás de mí y me has hecho el camino más tenue. Gracias a ti estoy aquí, no lo olvides.

A ti papá, te agradezco la ayuda que me has dado para la culminación de la carrera, pues has sido un respaldo importante durante mi travesía universitaria, principalmente en estos últimos meses.

A ti abuelita, te agradezco que siempre has visto por mí, desde que era chiquita me has visto crecer, me has cuidado y me has llenado de consejos. Porque eres parte importante de mi vida, este logro también es tuyo.

A ustedes abuelos, les agradezco por los momentos que han compartido conmigo, por que han estado para escucharme y aconsejarme.

A mi familia, sobre todo a mi tía Areli, mi prima Karen, mi tío Luis, mi tía Lety, mi tía Ale, mi tía Elba, mi tío Oscar, les agradezco que siempre estuvieran al tanto de mí, pues a pesar de todo, he contado con su apoyo incondicional.

A mis amigos y compañeros de la Facultad (ustedes saben quiénes son), les agradezco todos los buenos momentos por los que hemos pasado, por la compañía y apoyo que me han dado a través de estos años, así como por darme cobijo cuando lo necesité. Gracias por su confianza y cariño.

A mi director, el Ing. José Luis González Huerta, **y a mi co-director** el Ing. Israel Castro Herrera, por el apoyo y la dedicación que me dieron para la realización del presente trabajo. Especialmente por sus comentarios que me motivan a ser mejor persona.

Al Ing. Wilfredo Tablero, le agradezco su tiempo y las enseñanzas que fueron de gran ayuda para el desarrollo de este trabajo.

A mis sinodales, el M.I. José Ángel Gómez Cabrera, el M.I. Felipe Lucero Aranda, y al Dr. Edgar Ramírez Jaramillo, les agradezco el tiempo que invirtieron en la revisión de dicho trabajo. Especialmente al segundo le agradezco las palabras de aliento y consejos que en su momento me dio.

A todas aquellas personas que han estado conmigo y han aportado algo en mi vida, con cariño les digo, muchas gracias.

Índice

Lista de Figuras	i
Lista de Tablas	iv
Lista de Gráficas	v
Prólogo	1
Capítulo 1	
Antecedentes	3
1.1. Sistemas de Producción para pozos de Gas	5
1.1.1. Émbolo Viajero	7
1.1.2. Tubería Capilar	9
1.2.3. Sarta de Velocidad	11
1.2.4. Válvula Motora	11
1.2.5. Lanzador de Barras Espumantes	12
1.2. Sistemas Artificiales de Producción	13
1.2.1. Bombeo Neumático	13
1.2.2. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	16
1.2.3. Bombeo de Cavidades Progresivas	19
1.2.4. Bombeo Hidráulico	22
1.2.5. Bombeo Mecánico	27
Capítulo 2	
Bombeo Mecánico de Carrera Larga	36
2.1. Componentes Subsuperficiales	37
2.1.1. Sarta de Varillas	37
2.1.1.1. Varillas No API	39
2.1.1.2. Cargas en las Varillas	39
2.1.1.3. Nomenclatura API	40
2.1.2. Auxiliares de la Sarta de Varillas	41
2.1.2.1. Barras de Peso	41
2.1.2.2. Centralizadores	42
2.1.3. Bomba Subsuperficial	43
2.1.3.1. Barril de trabajo	44

2.1.3.2. Pistón	44
2.1.3.3. Válvulas	46
2.1.3.4. Tipos de Bombas	46
2.1.3.5. Nomenclatura API	52
2.1.3.6. Ciclo de Bombeo	54
2.1.4. Auxiliares de la Bomba Subsuperficial	56
2.1.4.1. Ancla de Bomba	56
2.1.4.2. Empacador	56
2.1.4.3. Tubo Barril	57
2.1.4.4. Separador de Gas	57
2.2. Componentes Superficiales	61
2.2.1. Unidad de Bombeo	61
2.2.2. Tambor	62
2.2.3. Cable de la Brida	63
2.2.4. Correa de Carga	63
2.2.5. Varilla Pulida	63
2.2.6. Caja de Contrapeso	64
2.2.7. Válvula de Control	64
2.2.8. Válvula de Retención	65
2.2.9. Preventor	66
2.2.10. Estopero	67
2.2.11. Grampa	67
2.2.12. Motor Primario	68
2.2.13. Caja de Engranaje	69
2.2.14. Sistema de Frenado	70
2.2.15. Rieles	71
2.2.16. Base de Concreto	72
2.3. Ventajas sobre la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional	72
2.4. Principio de Funcionamiento	74
2.5. Rango de Aplicación	79
2.6. Metodología de Diseño	80
2.6.1. Diseño con RODSTAR	80

Capítulo 3

Caso Práctico: Aplicación en México de Bombeo Mecánico de Carrera Larga	88
3.1. Características del Campo Eloy	88
3.2. Terminación de los pozos	90

3.2.1. Pozo E-1	90
3.2.1.1. Diseño	90
3.2.1.2. Estado Mecánico	93
3.2.1.3. Instalaciones Superficiales	95
3.2.1.4. Condiciones de Operación	97
3.2.1.5. Comportamiento de Producción	99
3.2.2. Pozo E-2	101
3.2.2.1. Diseño	101
3.2.2.2. Estado Mecánico	105
3.2.2.3. Instalaciones Superficiales	107
3.2.2.4. Condiciones de Operación	107
3.2.2.5. Comportamiento de Producción	108
Capítulo 4	
Evaluación Económica	110
4.1. Métodos de Análisis de Inversión	111
4.1.1. Período de Recuperación	112
4.1.2. Rendimiento sobre la Inversión	112
4.1.3. Valor Presente Neto	113
4.1.4. Tasa Interna de Retorno	113
4.1.5. Relación Beneficio- Costo	114
4.1.6. Límite Económico	114
4.2. Costo de Equipos	115
4.3. Evaluación Económica de Pozos	117
4.3.1. Evaluación de Pozo E-1	119
4.3.1.1. Cálculos	120
4.3.1.2. Resultados	122
4.3.2. Evaluación de Pozo E-2	126
4.3.2.1. Cálculos	127
4.3.2.2. Resultados	128
Capítulo 5	
Conclusiones y Recomendaciones	130
5.1. Conclusiones	130
5.2. Recomendaciones	131

APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO

Nomenclatura	132
Glosario	134
Referencias Bibliográficas	140
Anexo	143

Lista de Figuras

- 1.1. Regímenes de flujo vertical encontrados en pozos de gas
- 1.2. Componentes del émbolo viajero
- 1.3. Sistema de tubería capilar
- 1.4. Equipo superficial del sistema de tubería capilar
- 1.5. Válvula motora
- 1.6. Lanzador de barras espumantes
- 1.7. Mecanismos involucrados en el bombeo neumático
- 1.8. Componentes del bombeo neumático
- 1.9. Equipo subsuperficial del bombeo electrocentrífugo sumergible
- 1.10. Equipo superficial del bombeo electrocentrífugo sumergible
- 1.11. Componentes del bombeo de cavidades progresivas
- 1.12. Bomba hidráulica tipo pistón
- 1.13. Sistema de bombeo hidráulico
- 1.14. Instalación del circuito de inyección abierto
- 1.15. Instalación del circuito de inyección cerrado
- 1.16. Bomba hidráulica tipo jet
- 1.17. Principios del bombeo mecánico
- 1.18. Componentes del bombeo mecánico
- 1.19. Distintas unidades de bombeo mecánico
- 1.20. Componentes del bombeo mecánico hidroneumático
- 2.1. Unidad de bombeo mecánico de carrera larga
- 2.2. Nomenclatura de una sarta de varillas
- 2.3. Barra de peso
- 2.4. Centralizador
- 2.5. Bomba subsuperficial
- 2.6. Pistones de empaque flexible
- 2.7. Partes de una válvula
- 2.8. Bomba de tubería de producción
- 2.9. Bomba de inserción
- 2.10. Bomba de inserción con ancla superior
- 2.11. Bomba de inserción con ancla inferior
- 2.12. Bomba de inserción con barril viajero
- 2.13. Bomba de tubería de revestimiento
- 2.14. Designación de bombas
- 2.15. Ciclo de bombeo
- 2.16. Empacador
- 2.17. Separador de gas natural

- 2.18. Separador tipo empacador
- 2.19. Separador tipo niple perforado (poor-boy)
- 2.20. Separador tipo copas
- 2.21. Componentes de la unidad de carrera larga
- 2.22. Designación de una unidad de bombeo mecánico
- 2.23. Parte superior de la unidad
- 2.24. Varilla pulida
- 2.25. Válvula de control
- 2.26. Válvula de retención
- 2.27. Preventor
- 2.28. Estopero
- 2.29. Tipos de grampas
- 2.30. Reductor de velocidad
- 2.31. Freno manual
- 2.32. Freno automático
- 2.33. Speed-Sentry
- 2.34. Rieles
- 2.35. Unidad doblada
- 2.36. Desplazamiento de la unidad
- 2.37. Sistema de cadena
- 2.38. Movimiento del contrapeso en el cambio de sentido de la carrera
- 2.39. Conexión entre la caja de contrapeso y la banda flexible
- 3.1. Diseño del pozo E-1
- 3.2. Diseño de la sarta de varillas
- 3.3. Cartas dinamométricas
- 3.4. Torque neto
- 3.5. Estado mecánico del pozo E-1
- 3.6. Instalación de la unidad
- 3.7. Equipo superficial (pozo E-1)
- 3.8. Carta dinamométrica de fondo
- 3.9. Carta dinamométrica de superficie
- 3.10. Diseño del pozo E-2
- 3.11. Diseño de la sarta de varillas (pozo E-2)
- 3.12. Cartas dinamométricas (pozo E-2)
- 3.13. Torque neto (pozo E-2)
- 3.14. Estado mecánico del pozo E-2
- 3.15. Instalaciones superficiales
- 4.1. Hoja de datos de entrada del pozo E-1

4.2. Hoja de salida

4.3. Hoja de datos de entrada del pozo E-2

4.4. Hoja de salida (pozo E-2)

Lista de Tablas

- 1.1. Sistemas artificiales de producción
- 1.2. Sistemas de producción para pozos de gas
- 2.1. Tipos de varillas
- 2.2. Designación del tipo de barril
- 2.3. Designación del asentamiento de la bomba
- 2.4. Distintas unidades de carrera larga
- 2.5. Especificaciones de las unidades de bombeo de carrera larga
- 3.1. Características generales del yacimiento
- 3.2. Características petrofísicas
- 3.3. Características del fluido
- 3.4. Datos de entrada del pozo E-1
- 3.5. Aparejo de producción
- 3.6. Registros dinamométricos
- 3.7. Condiciones de operación
- 3.8. Datos de entrada del pozo E-2
- 3.9. Trayectoria de desviación del pozo
- 3.10. Aparejo de producción (pozo E-2)
- 3.11. Condiciones de operación (pozo E-2)
- 4.1. Costos de sistemas de bombeo mecánico
- 4.2. Costos por servicio
- 4.3. Premisas generales
- 4.4. Premisas específicas del pozo E-1
- 4.5. Indicadores económicos del pozo E-1
- 4.6. Premisas específicas del pozo E-2
- 4.7. Indicadores económicos del pozo E-2

Lista de Graficas

- 3.1. Nivel de fluido
- 3.2. Histórico de producción
- 3.3. Producción acumulada
- 3.4. Histórico de producción (pozo E-2)
- 3.5. Producción acumulada (pozo E-2)
- 4.1. Ingresos vs egresos (pozo E-1)
- 4.2. Producción acumulada de aceite del pozo E-1
- 4.3. Producción acumulada de gas del pozo E-1
- 4.4. Ingresos vs egresos (pozo E-2)
- 4.5. Producción acumulada de aceite (pozo E-2)

Prólogo

Hoy en día mantener la producción de hidrocarburos en los diferentes campos petroleros de México, sobre todo en campos maduros con más de 20 años de desarrollo, requiere del empleo de nuevas tecnologías que permitan continuar con la explotación de los mismos. Los sistemas artificiales de producción representan una solución a este problema, y permiten alargar la vida productiva de los pozos.

En el mercado existen diferentes sistemas artificiales de producción como son el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC), Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ), Bombeo Hidráulico tipo Pistón (BHP), Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP), Bombeo Neumático Continuo (BNC), Bombeo Neumático Intermitente (BNI), y Émbolo Viajero (EV).

El bombeo mecánico fue una de las primeras técnicas utilizada a nivel mundial y continúa siendo de los sistemas artificiales de producción más utilizados en la industria petrolera, debido a que es un sistema económico y fácil de mantener, cuando es diseñado y operado apropiadamente¹.

Los sistemas mundialmente probados para manejar aceites viscosos son el Bombeo Mecánico (BM) y el Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP); sin embargo las limitaciones de este último respecto a la temperatura, por el daño ocasionado al elastómero del estator, obligan a buscar alternativas de bombeo que permitan manejar fluidos altamente viscosos y a altas temperaturas².

Este trabajo muestra la aplicación de una de las técnicas no convencionales del bombeo mecánico, recientemente introducida en México, como es la unidad de bombeo mecánico de carrera larga (Unidad Rotaflex). Su introducción surge en respuesta a la necesidad de buscar nuevas soluciones para la explotación de pozos de fluidos altamente viscosos (>6000 cp) y de baja gravedad específica (<10 °API).

Así mismo se describen los fundamentos de diseño y operación del bombeo mecánico de carrera larga, el principio de funcionamiento del equipo, los detalles de sus componentes, así como su rango de aplicación y sus ventajas con respecto a la unidad convencional.

Se mostrará un caso práctico de la implementación de la unidad de bombeo mecánico de carrera larga en dos pozos, uno horizontal y otro vertical, de un campo maduro de la región sur. Se analizará desde el diseño de la unidad y el estado mecánico de los pozos hasta las condiciones de operación del equipo y el comportamiento de los pozos.

También revisaremos la rentabilidad del sistema, a partir de los gastos esperados y los costos aproximados por servicio de la unidad. Para esto se hace uso de parámetros económicos como son la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Presente Neto (VPN), la Relación Beneficio-Costo, entre otros, que nos indicaran si es conveniente o no la aplicación del sistema para cada uno de los pozos.

Capítulo 1 Antecedentes

Al inicio de la explotación de un yacimiento, los pozos son generalmente fluyentes, es decir que poseen la energía necesaria para hacer que los fluidos propios del yacimiento lleguen por sí solos a la superficie. Sin embargo con la explotación continua del mismo, éste disminuye su presión estática (P_{ws}) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).

Por tal motivo, se hace necesaria la utilización de técnicas que permitan adicionarle energía a los fluidos para incrementar o mantener la producción, a nivel de pozo como son los sistemas artificiales de producción y a nivel de yacimiento, como son los métodos de recuperación secundaria y mejorada (inyección de agua, inyección de gas, de nitrógeno, etc.).

Existen diversos sistemas artificiales de producción para pozos de aceite negro y sistemas de producción para pozos de gas. Estos son seleccionados e instalados de acuerdo a una serie de factores como son³:

- Presión del Yacimiento
- Índice de productividad (IP)
- Relación Gas-Aceite (RGA)
- Porcentaje de Agua
- Grados API del aceite
- Profundidad, temperatura y tipo de pozo
- Tipo de energía disponible
- Producción de arena, parafinas, corrosión, etc.
- Condiciones ambientales
- Infraestructura existente
- Compatibilidad entre fluido-gas de inyección
- Entre otros.

La selección de un sistema artificial es un proceso que obedece a razones económicas y técnicas en las cuales tanto el ingeniero de producción como el de yacimientos juegan un papel importante para garantizar un sistema eficiente y adecuado a las condiciones del pozo.

En la práctica se cuentan con tablas comparativas como las que se muestran a continuación, que relacionan los parámetros más importantes a considerar de un pozo,

respecto a los diferentes sistemas artificiales de producción que existen para hacer una preselección del sistema a utilizar.

La Tabla 1.1 muestra los principales sistemas artificiales de producción que existen para pozos de aceite, mientras que la Tabla 1.2 se refiere a los sistemas de producción para pozos de gas.

PARÁMETRO	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Cavidades Progresivas	Bombeo Hidráulico Pistón	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido
Profundidad de Operación	1,500-4,500 m	30- 4,800 m	600- 3,000 m	2,200- 5,100 m	1,500- 4,600 m	300- 4,600 m
Volumen de Flujo	200- 30,000 bpd	5- 5,000 bpd	5- 5,000 bpd	50- 4,000 bpd	300- 15,000 bpd	200- 30,000 bpd
Temperatura de Operación	38-204 °C	38-288 °C	24-150 °C	38-260 °C	38-260 °C	38-204 °C
Manejo de Corrosión	Bueno a Excelente	Bueno a Excelente	Aceptable	Bueno	Excelente	Bueno
Manejo de Gas	Excelente	Regular a Bueno	Bueno	Aceptable	Bueno	Pobre a Regular
Manejo de Sólidos	Bueno	Regular a Bueno	Excelente	Pobre	Bueno	Pobre a Regular
Gravedad del Fluido	>15 °API	>8 °API	<45 °API	>8 °API	>8 °API	>10 °API
Servicio	Línea de Acero o Equipo de Reparación	Equipo de Reparación	Equipo de Reparación	Hidráulico o Línea de Acero	Hidráulico o Línea de Acero	Equipo de Reparación
Aplicación Costa Afuera	Excelente	Limitado	Bueno	Bueno	Excelente	Excelente

Tabla 1.1. Sistemas artificiales de producción²

PARÁMETRO	Sarta de Velocidad	Barras Espumantes	Capilar	Émbolo Viajero	Válvula Motora
Gasto de gas manejado	Alto y medio	Bajo	Medio	Bajo	Marginal
Presión Requerida	Alto y medio	Bajo	Medio	Medio	Marginal
% de Condensado manejado	Alto	Bajo	Bajo	Alto	Alto
Volumen de líquido manejado	Medio	Alto	Alto	Medio	Bajo
Problemas de arena	Crítico	Bajo	Crítico	Crítico	Sin importancia
Problemas con estado mecánico	Crítico	Bajo	Medio	Crítico	Sin importancia

Tabla 1.2. Sistemas de producción para pozos de gas⁴

1.1. Sistemas de Producción para Pozos de Gas

Los pozos productores de gas, tienen la problemática de la presencia de líquidos, como son el agua y los condensados. Cuando se produce el gas, si la velocidad del gas es lo suficientemente elevada, lleva líquidos consigo. Una elevada velocidad de gas resulta en un régimen de flujo tipo niebla, en el que las gotas de líquido se encuentran dispersas en el gas. En este caso el porcentaje de líquido en la corriente de gas en la tubería de producción (TP) es reducido⁵.

A medida que el yacimiento es explotado, la velocidad del gas en la TP se va reduciendo y la velocidad de los líquidos transportados va disminuyendo aún más rápido. Estas reducciones de velocidades de flujo llevan a transiciones en los regímenes de flujo (Figura 1.1), mientras que el porcentaje en volumen de líquido en el gas se van incrementando⁵.

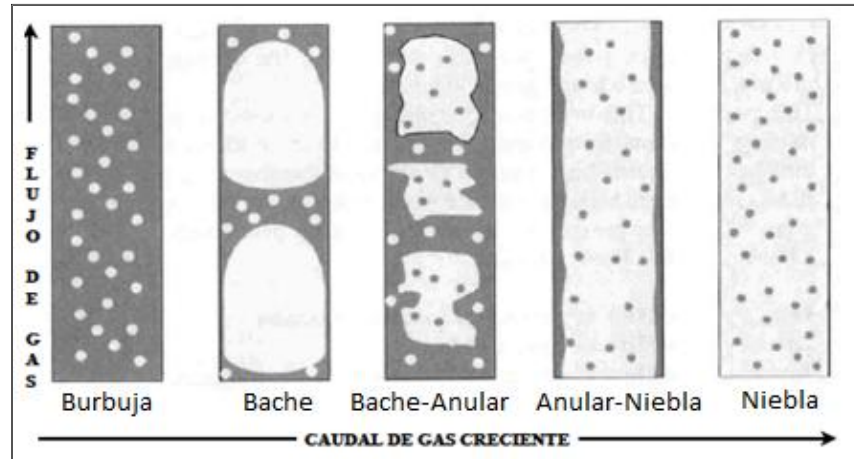


Figura 1.1. Regímenes de flujo vertical encontrados en pozos de gas⁵

La acumulación de líquido en el fondo del pozo, causa una presión hidrostática adicional y disminuye la caída de presión frente a la formación, así como el gasto de gas. Si el proceso de acumulación continua, el pozo acumulará los líquidos suficientes para equilibrar la energía disponible del yacimiento y causará un equilibrio estático en el pozo. Este fenómeno es conocido como carga de líquido⁶.

En el momento en el que el gas no tenga la suficiente energía para descargar a la superficie los líquidos acumulados en el fondo del pozo, y si no se implementa alguna medida correctiva, el pozo continuará declinando hasta que deje de producir.

Algunos síntomas de problemas de carga de líquidos son los siguientes⁵:

- Producción errática e incrementos pronunciados en la curva de declinación.
- Cambios pronunciados en los gradientes dinámicos de un pozo.
- Cabeceo anular (apreciable en pozos sin empacador).
- Disminución de la producción de líquidos.
- Velocidad del gas inferior a la velocidad crítica.
- Punto de operación inestable.

Como consecuencia, existen varios métodos o sistemas para manejar la carga de líquidos en pozos de gas, entre ellos se encuentran los siguientes: émbolo viajero, lanzador de barras espumantes, sarta de velocidad, inyección de reactivos con tubería capilar, válvula motora, etc.

1.1.1. Émbolo Viajero

Es un sistema de producción que tiene cuatro aplicaciones básicas:⁷

- 1) Evitar la acumulación de líquidos en el fondo en pozos de gas y mantener el pozo fluyendo de manera continua, así como aumentar la producción de gas y estabilizar las condiciones del pozo.
- 2) Producir pozos con alta RGA.
- 3) Controlar la acumulación de parafinas e hidratos de gas en pozos con buena RGA.
- 4) Incrementar la eficiencia de pozos con bombeo neumático intermitente.

Es un sistema de bajo costo; mantiene controlada la descarga del pozo y la instalación es sencilla y rápida. Sin embargo el comportamiento del émbolo en cada ciclo es muy sensible a los cambios de presión.

La instalación típica de la operación del émbolo viajero consiste del equipo superficial y de fondo: un controlador de cabeza de pozo, un ancla, un resorte en el fondo de la tubería de producción, un lubricador en la superficie, la válvula motora y el pistón (Figura 1.2).

El principio de operación comienza cerrando la descarga de la tubería de producción en la superficie para que se facilite el llenado de fluidos en ella y la acumulación de gas a presión en la tubería de revestimiento. A cierto tiempo se abre la descarga de la TP y el émbolo viajero inicia su recorrido ascendente, arrastrando los líquidos existentes arriba de él, impulsado por el gas que se acumuló, para ser descargados en superficie⁷.

El equipo superficial con el que cuenta el sistema es³:

- Controlador de cabeza de pozo: Es un dispositivo generalmente electrónico, que controla las aperturas y cierres de la válvula de producción en función al tiempo y/o a la presión.
- Lubricador: Es un elemento instalado en la parte superior del árbol de válvulas, que consta básicamente de un resorte amortiguador de impactos, un cachador en el que se aloja el émbolo y una tapa superior, que se remueve para recuperar e inspeccionar el émbolo.
- Válvula motora: Es una válvula neumática que se acciona con el controlador y abre o cierra el pozo para controlar la producción del pozo y la inyección en los pozos asistidos.

El equipo subsuperficial consta de³:

- Émbolo: Es el elemento que viajará a través de la tubería. Puede ser del tipo raspador, de almohadillas, etc., según su mecanismo de sellado.
- Resorte de fondo: Es el elemento que amortigua el impacto excesivo del émbolo en el fondo y ayuda a evitar su desgaste prematuro.
- Ancla: Es una herramienta que se retiene en la tubería de producción y sostiene el resorte amortiguador que absorberá los impactos a la llegada del émbolo en el fondo. También determina la profundidad máxima que puede alcanzar el émbolo.
- Válvula de pie: Retiene los líquidos que se producen durante el viaje del pistón a la superficie, evitando que regresen a la formación cuando el pozo es cerrado.

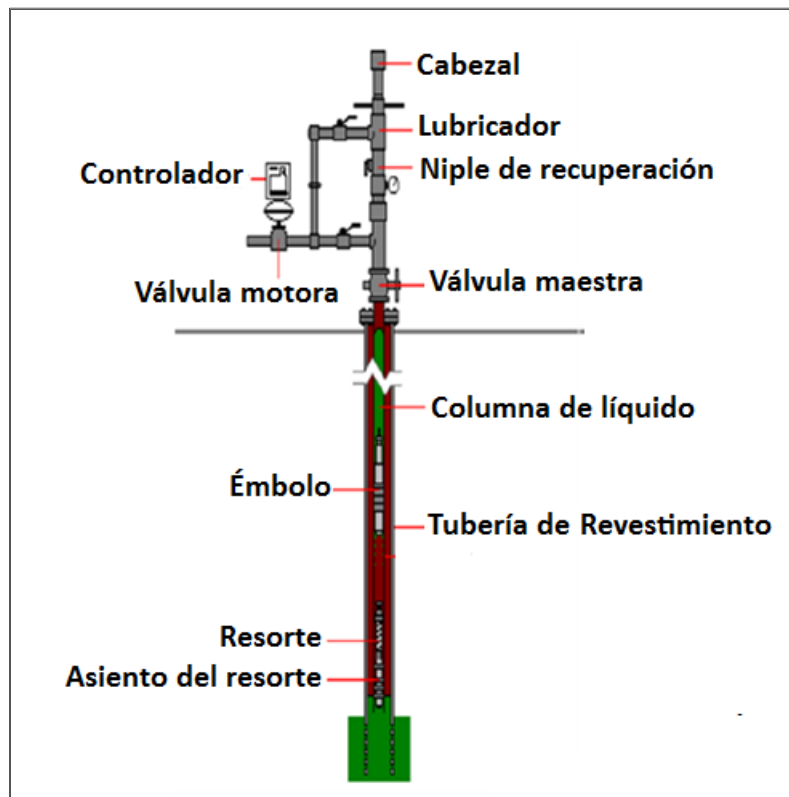


Figura 1.2. Componentes del émbolo viajero

1.1.2. Tubería Capilar

El sistema de tubería capilar tiene como objetivos⁵:

- 1) Reducir la contrapresión ejercida frente al yacimiento producida por la acumulación de líquidos, aumentando la velocidad crítica mediante la inyección de un agente espumante, reduciendo la tensión superficial y la densidad del fluido.
- 2) Incrementar la producción de gas, en pozos cuya producción se ha visto afectada por efecto de la acumulación de líquidos.
- 3) Estabilizar la producción de fluidos.
- 4) Tratar pozos por corrosión, deposición de parafinas y asfaltenos, hidratos de gas, etc.

El principio de este tipo de sistema se basa en la instalación de un tubo capilar de acero de $\frac{1}{4}$ ", $\frac{3}{8}$ " o $\frac{5}{8}$ " de diámetro exterior hasta la profundidad deseada dentro de la tubería de producción o en el espacio anular, mediante el cual se inyecta un agente químico (espumante), con el objetivo de aliviar la columna de líquido y permitir de esta manera estabilizar la producción de gas⁵. Se puede bajar hasta profundidades del orden de 7,000 metros con el pozo en producción.

El sistema tiene capacidad de traslado y maniobra en locaciones reducidas, debido a que su instalación se realiza con camión, tal como se observa en la Figura 1.3.



Figura 1.3. Sistema de tubería capilar

El sistema consta de los siguientes elementos y parte de sus componentes superficiales se pueden observar en la Figura 1.4:

- Empacador: Cumple la función de empaçar el capilar en boca de pozo y existen dos modelos:
 - Roscado (para una presión de trabajo de 5000 psi)
 - Bridado (para una presión de 10.000 psi).
- Tubería Capilar: Es la tubería de acero.
- Bomba Texteam: Es la encargada de inyectar el producto químico en la dosificación adecuada.
- Tanque de productos químicos: Se utiliza para almacenar el producto químico que se va a inyectar en el pozo.
- Arreglo de fondo: Está constituido generalmente por una boquilla de dosificación.



Figura 1.4. Equipo superficial del sistema de tubería capilar

1.1.3. Sarta de Velocidad

Es un sistema de producción para pozos de gas que reduce el área de flujo e incrementa la velocidad del gas con respecto a la velocidad crítica requerida para garantizar la descarga de líquidos, estabiliza las condiciones de producción, incrementa la producción y prolonga la vida productiva del pozo³.

Los diámetros de la sarta de velocidad varían desde 2" hasta 1 ¼", con lo que se incrementa la velocidad del gas para mayor aportación de fluidos en superficie.

1.1.4. Válvula Motora

Es un sistema que nos permite operar pozos depresionados con la finalidad de recuperar la producción marginal y tener control sobre aquellos que operan de forma intermitente, al abrir o cerrar la válvula de succionamiento a través de una señal electrónica programada^{3,6}. (Figura 1.5).

El sistema de válvula motora usa una batería y una celda solar para poder programar su función durante cierto periodo de tiempo.



Figura 1.5. Válvula motora

1.1.5. Lanzador de Barras Espumantes

Los lanzadores de barras espumantes son dispositivos mecánicos de tipo carrusel que pueden ser de 4, 9 y 18 barras. Funcionan de manera automática o mediante un lubricador en la válvula de sondeo, que permite aplicar las barras sin necesidad de cerrar el pozo.

Las barras espumantes, como se observa en la Figura 1.6 son productos químicos sólidos, en forma de cilindro que se introducen al pozo para generar espuma y disminuir la densidad del líquido, permitiendo mayor movilidad del agua de formación asociada al condensado en el aparejo de producción⁴.

La función de los agentes espumantes (contenidos en las barras) es disminuir la tensión superficial, debido a que sus principales componentes son surfactantes (jabón, detergente, alcoholes, etc.).

Existen diversos tipos de barras dependiendo a la cantidad de agua y condensado que tenga el pozo; y para su selección debe conocerse la altura de la columna de líquidos, el contenido de cloruros, la presión de fondo fluyendo, etc⁶.



Figura 1.6. Lanzador de barras espumantes

1.2. Sistemas Artificiales de Producción

Los sistemas artificiales de producción son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada³.

Los tipos de sistemas artificiales comúnmente utilizados son el bombeo neumático (continuo e intermitente), el bombeo electrocentrífugo sumergido, bombeo de cavidades progresivas, bombeo hidráulico, y bombeo mecánico.

1.2.1. Bombeo Neumático

El bombeo neumático es un sistema artificial que utiliza gas a alta presión como medio de aligeramiento de la columna de fluidos en el pozo para desplazar dichos fluidos en forma continua o en forma de baches hasta la superficie³.

Los mecanismos que actúan en este tipo de sistema se muestran en la Figura 1.7, donde el gas que se inyecta reduce la densidad de la columna de fluidos, se expande conforme las condiciones de presión cambian a lo largo de la profundidad, y debido a las burbujas de gas, que son más ligeras que el líquido, lo desplaza en forma de baches.

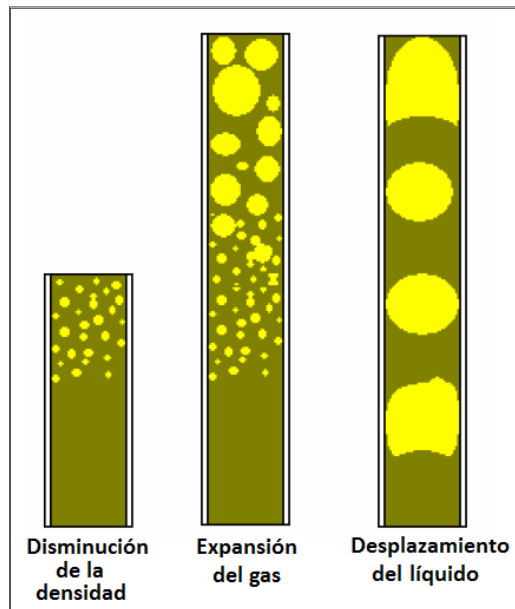


Figura 1.7. Mecanismos involucrados en el bombeo neumático

Dentro de algunas ventajas que tiene el bombeo neumático se encuentran, su flexibilidad operativa para cuando cambian las condiciones de presión, producir grandes volúmenes de fluidos, y que las válvulas de inyección pueden ser recuperadas con línea de acero. Sin embargo, requiere de una fuente continua de gas y presenta condiciones de riesgo al manejar el gas a altas presiones.

Por otro lado, su eficiencia depende de la RGA, del corte de agua, de la presión de inyección del gas, de la profundidad del punto de inyección y de la composición del crudo.

El bombeo neumático presenta dos modalidades a emplear, dependiendo de las condiciones del pozo:

- a) Bombeo Neumático Continuo
- b) Bombeo Neumático Intermitente

a) Bombeo Neumático Continuo

Consiste en inyectar gas en forma continua por el espacio anular a la tubería de producción. Dicho gas, al integrarse a la corriente de fluidos provenientes de la formación productora, provoca una disminución en la densidad de la mezcla de fluidos. El efecto es un aligeramiento de la columna de fluidos, desde el punto de inyección hasta la superficie, ocasionando una reducción en la P_{wf} . Como consecuencia de esto, la formación productora responde con una aportación adicional de fluidos, dando como resultado un incremento en la producción del pozo. Este tipo es utilizado en pozos con un alto índice de productividad e insuficiente presión⁸.

b) Bombeo Neumático Intermitente

Es un sistema de producción cíclico, en donde es necesario un tiempo de espera en el cual la formación productora aporta una determinada columna de fluidos a la tubería de producción. Una vez acumulada la carga de fluidos, se inyecta por debajo de ésta un determinado volumen de gas a alta presión, impulsando a la superficie y hasta la batería de separación, la carga de fluidos acumulados. Después de este proceso, la formación productora continua aportando fluidos al pozo, hasta acumular nuevamente la carga inicial e iniciar un nuevo ciclo⁸.

El sistema de bombeo neumático consta fundamentalmente de:

Equipo superficial, que son el conjunto de válvulas, conexiones superficiales y la línea de inyección de gas que permitan operar el sistema. (Figura 1.8):

- Árbol de válvulas: Es el conjunto de mecanismos de control y otros accesorios que permitan controlar la producción aportada por el pozo. Se compone de: cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, válvulas y estranguladores.
- Conexiones superficiales: Constan fundamentalmente de la línea de inyección de gas, la línea de descarga y el by-pass. La distribución de estas conexiones en el árbol de válvulas varía de acuerdo a las necesidades y condiciones de cada pozo, a fin de facilitar la instalación de las mismas.
- Línea de inyección de gas: Es el conducto por medio del cual se transporta el gas que sirve como suministro al sistema artificial de bombeo neumático. Su función es controlar, regular, medir y conducir con seguridad el gas de inyección.

Equipo subsuperficial o de fondo, mostrado en la Figura 1.8, que consta de³:

- Tubería de producción: Tiene por objeto conducir el fluido que se está bombeando desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- Válvulas de inyección de gas: Son mecanismos subsuperficiales que se instalan a diferentes profundidades con la finalidad de permitir el paso de gas acumulado en el espacio anular al interior de la tubería de producción. pueden ser convencionales (alojadas en la parte externa de la tubería de producción) o recuperables (alojadas en la parte interna de la TP dentro de unos mandriles).
- Mandril: Es un accesorio conectado como parte de la tubería de producción, fundamental para alojar las válvulas de inyección a determinada profundidad.
- Empacador: Es un dispositivo que se utiliza para aislar el paso de fluidos del espacio anular a la tubería de producción y puede ser un empacador recuperable, permanente o semipermanente.
- Accesorios: Niple campana, de asiento, camisa deslizante, candados con cuello de pesca, válvula de pie, etc.

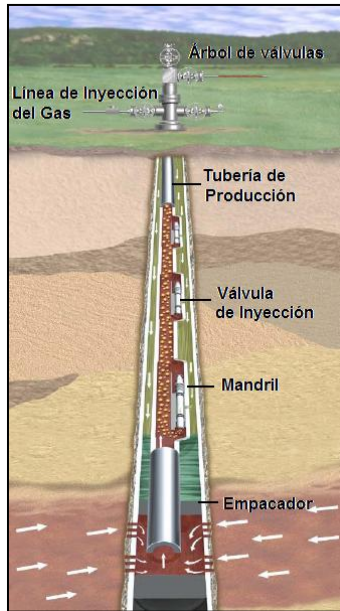


Figura 1.8. Componentes del bombeo neumático

1.2.2. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

El bombeo electrocentrífugo sumergido es un sistema artificial de producción que consta de una bomba centrífuga localizada en el fondo del pozo, con la finalidad de levantar la columna de fluidos a la superficie.

Es considerado un sistema efectivo para producir grandes volúmenes de fluidos a profundidades medias, es fácil de automatizar, y aplica en pozos horizontales, desviados y costa afuera⁹.

El equipo de fondo está constituido, tal como se observa en la Figura 1.9, por un motor eléctrico, un protector, la bomba, el cable de poder y un separador de gas.

- **Motor eléctrico:** Transforma la energía eléctrica en energía mecánica. El utilizado en la operación de este sistema es trifásico, tipo jaula de ardilla, de dos polos, que contiene aceite mineral para su enfriamiento y lubricación².
- **Guía del motor:** Estructura metálica que orienta el equipo sumergible dentro de la tubería de revestimiento y evita el desequilibrio del mismo.

- Protector: Instalado entre el motor y la bomba, provee un sello de la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo, para evitar que el aceite del motor sea contaminado con los fluidos del pozo. Transfiere el torque desarrollado en el motor hacia la bomba a través de la flecha y soporta la carga axial desarrollada por la bomba^{3,9}.
- Bomba Sumergible: Es el corazón del sistema, ya que es el que transforma la energía mecánica en energía cinética, incrementando la presión necesaria en los fluidos para hacerlos llegar a la superficie. La bomba utilizada en este sistema, es una bomba centrífuga de multietapas. Cada etapa de la bomba centrífuga consiste en un impulsor que rota y un difusor estacionario. El impulsor que rota agrega velocidad a la corriente del fluido por la fuerza centrífuga. El difusor estacionario convierte esta energía de la alta velocidad a la energía de la presión mientras que vuelve a dirigir el flujo al impulsor siguiente⁹.
- Cable de poder: Es un cable trifásico que transmite la energía eléctrica desde la superficie hacia el motor. Su configuración suele ser plana o redondo cubierto por un blindaje de acero galvanizado para contrarrestar el ataque de los elementos corrosivos. Su correcta selección influye en la optimización del sistema.
- Separador de gas: Herramienta que se instala entre la bomba centrífuga y el protector, que sirve como entrada de los fluidos hacia la bomba y desvía el paso del gas libre hacia el espacio anular. El uso de los separadores permite una operación más eficiente del equipo.

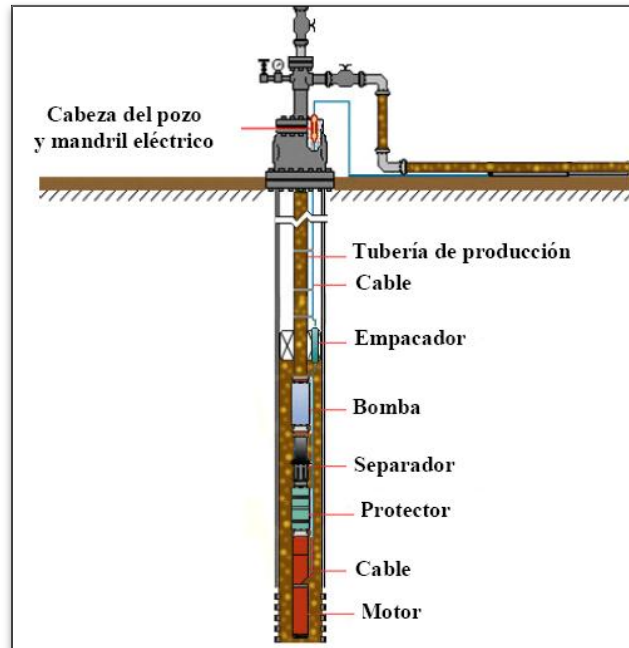


Figura 1.9. Equipo subsuperficial del bombeo electrocentrífugo sumergido

El equipo de superficie se encuentra conformado por el cabezal, el tablero de control, el variador de frecuencia, la caja de venteo y los transformadores (Figura 1.10), conectados entre ellos mediante un cable eléctrico de mayor diámetro.

- **Caja de venteo:** Esta localizada entre el tablero de control y el cabezal, es usada como punto de conexión para el cable superficial desde el tablero de control al cable de potencia subsuperficial. Permite que el gas que fluye a través del cable sea venteado y no llegue hacia el tablero³.
- **Tablero de control:** Es el componente desde donde se controla la operación del aparejo. Recibe poder de una red eléctrica o de un generador.
- **Variador de frecuencia:** Es un controlador que permite cambiar la frecuencia del sistema en un rango amplio de frecuencia y mejora las condiciones de arranque del motor. Así, el gasto de producción se puede ajustar al variar la velocidad de la bomba, sin modificar el equipo de fondo.

- Transformadores: la instalación del sistema consta de un transformador desfasador y uno elevador, que eleva el voltaje primario de la línea eléctrica al voltaje requerido por el motor.

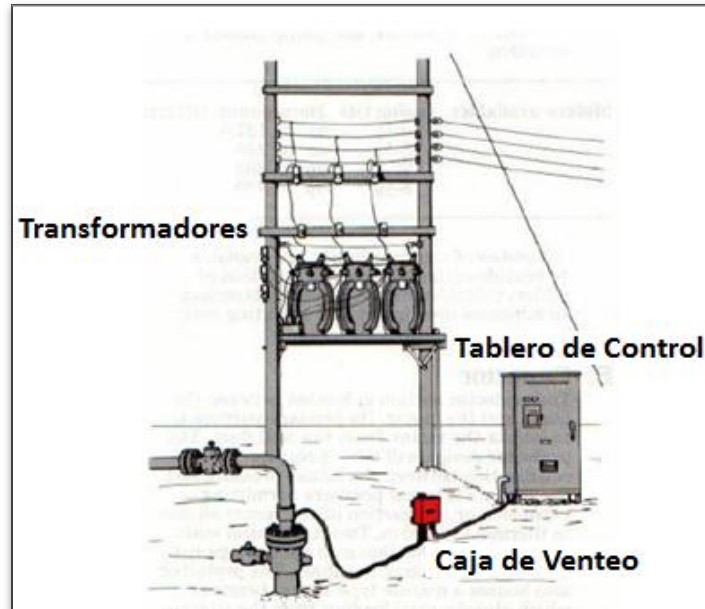


Figura 1.10. Equipo superficial del bombeo electrocentrífugo sumergido

1.2.3. Bombeo de Cavidades Progresivas

El bombeo de cavidades progresivas es un sistema artificial de producción que consta del equipo superficial y de una bomba de desplazamiento positivo en el fondo, que permite incrementar la producción de aceite.

La bomba consiste de dos engranes longitudinales en forma de hélice: uno estacionario, llamado estator y uno rotatorio, llamado rotor. Cuando el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se forman una serie de cavidades selladas desde la entrada hasta la descarga de la bomba; haciendo que por cada giro, el estator mueva cierta cantidad de fluido³.

Este sistema tiene algunas características que lo hacen ventajoso con respecto a otros sistemas, ya que puede producir fluidos altamente viscosos, con altas concentraciones de arena, buena resistencia a la abrasión, costos bajos de inversión y mantenimiento, etc.

La unidad de bombeo de cavidades progresivas, como se muestra en la Figura 1.11 consta del equipo de superficie y el equipo de fondo.

El equipo de superficie está formado por el sistema de transmisión de energía y el de frenado¹⁰:

- Motor de arranque: Es el que proporciona el movimiento mecánico a la sarta de varillas para activar la bomba.
- Sistema de transmisión: Dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos de sistemas de transmisión comúnmente utilizados: sistema con poleas y correas, sistema de transmisión a engranajes y sistema de transmisión hidráulica.
- Cabezal de rotación: Es un equipo de accionamiento mecánico instalado sobre la cabeza del pozo que transfiere la energía para mover la sarta de varillas. Consiste de un sistema de rodamientos que soporta la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque (estopero) para evitar la filtración de los fluidos a través de las conexiones superficiales.
- Varilla pulida: Permite que haya una conexión entre la caja de engranes y la sarta de varillas de succión.
- Estopero: Proporciona un sello para la varilla pulida que impide la fuga de fluidos a la superficie.
- Tablero de control: Es el mecanismo a través del cual se alimenta de energía al motor.

El equipo subsuperficial, está formado por el arreglo en donde se instala la bomba de cavidades, junto con los accesorios necesarios para su funcionamiento.

- Sarta de varillas: Es el conjunto de varillas que se utilizan para transmitir el movimiento giratorio desde la superficie hasta el rotor de la bomba.
- Rotor: Es la pieza interna de la bomba de cavidades progresivas conformada por una sola hélice conectado y que debe ser bajado junto con las varillas de bombeo.

- **Estator:** Es la parte externa de la bomba, constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero moldeado en forma de hélice, que es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la tubería de producción¹⁰.
- **Pin de paro:** Es un pequeño tubo que se instala bajo el estator que sirve como succión de la bomba e impide que el rotor llegue al fondo del pozo. Los más usuales son de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla.
- **Ancla:** Elemento que evita que la tubería de producción se desprenda debido a el movimiento de la sarta de varillas y de las vibraciones ocasionadas por el giro del rotor dentro del estator. Debe ser instalada debajo del estator.

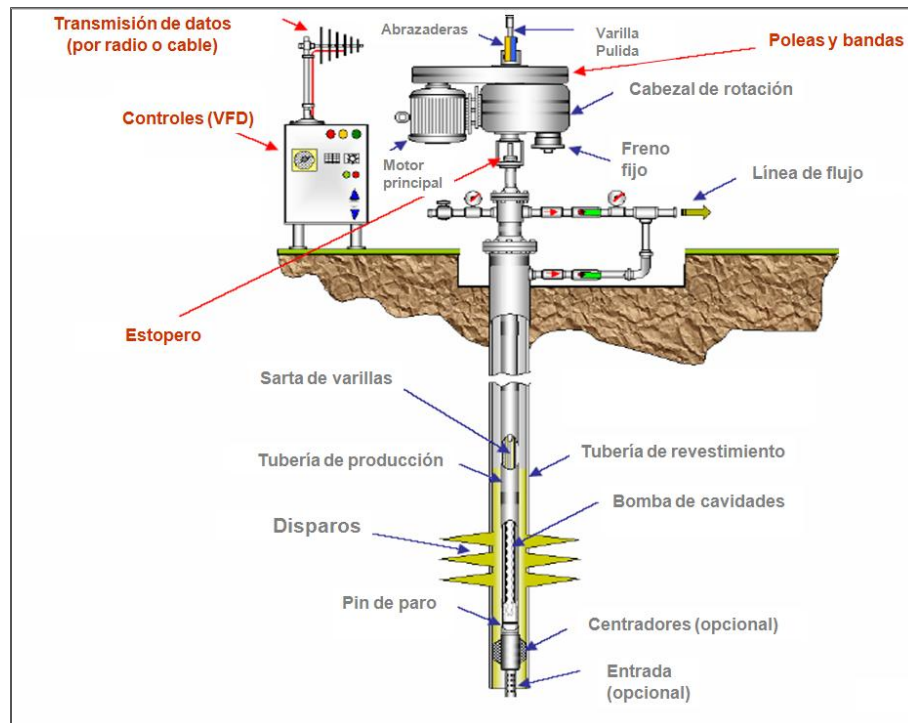


Figura 1.11. Componentes del bombeo de cavidades progresivas

1.2.4. Bombeo Hidráulico

Es un sistema artificial de producción que transmite energía al fondo del pozo, mediante el uso de un fluido motriz presurizado inyectado a través de la tubería. En este sistema, la bomba actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial¹¹.

El diseño del sistema depende del número de pozos a operar, de la presión de operación, del volumen del fluido motriz, etc. De acuerdo al tipo de bomba subsuperficial existen dos tipos de bombeo hidráulico:

- a) Tipo Pistón
- b) Tipo Jet

a) Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

Consiste en un par de pistones recíprocos unidos por medio de una varilla, como se muestra en la Figura 1.12, en donde uno de ellos (pistón motriz) es impulsado por el fluido motriz y el otro (pistón de producción) impulsa los fluidos producidos por el pozo. El comportamiento de la bomba es parecido a la bomba de varillas, excepto que la bomba hidráulica, que puede ser fija o libre, es una bomba de doble acción. Esto significa que el fluido está siendo desplazado desde la bomba, tanto en la carrera ascendente como en la carrera descendente³.

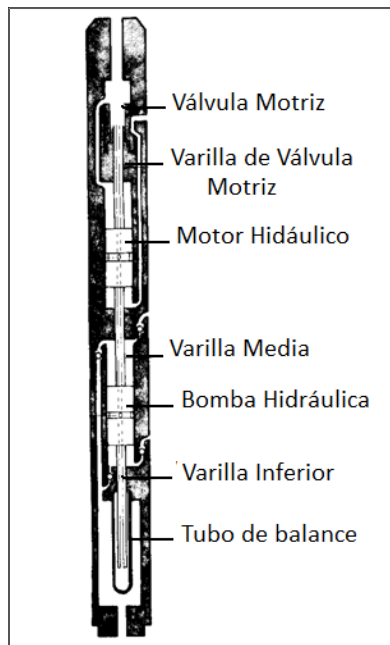


Figura 1.12. Bomba hidráulica tipo pistón

Entre sus ventajas, este tipo de sistema puede operar en pozos direccionales y en áreas reducidas. Es adecuado para aceites pesados y no requiere equipo de reparación, pues la bomba puede ser recuperada en superficie al invertir el sentido del fluido motriz.

El sistema completo del bombeo hidráulico se muestra en la Figura 1.13, donde se observa la unidad de potencia, el sistema de tanques, los cabezales, y el equipo subsuperficial.

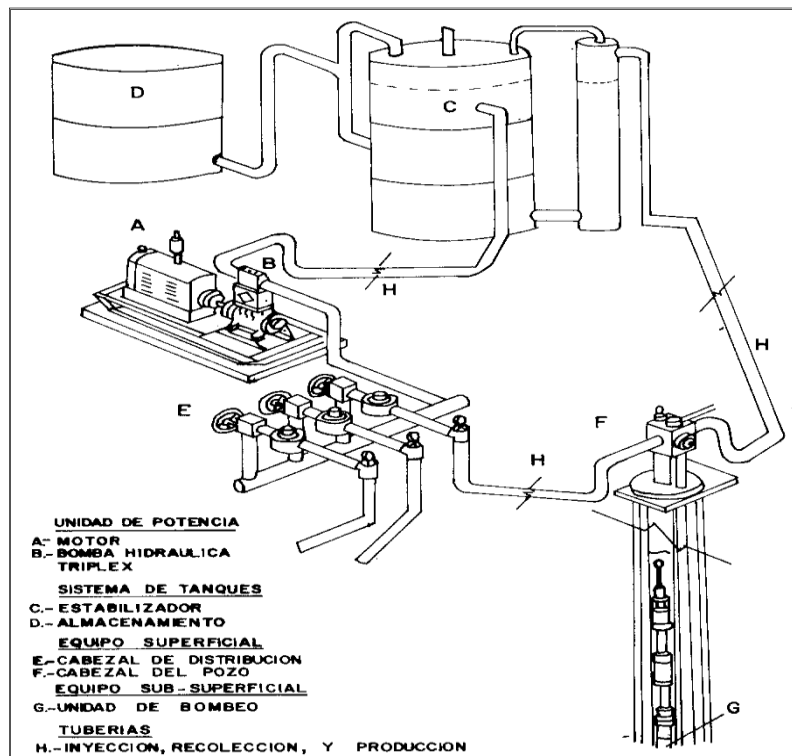


Figura 1.13. Sistema de bombeo hidráulico

El equipo superficial está formado por³:

- Unidad de potencia: La potencia requerida por el sistema para la inyección del fluido motriz, se obtiene de una bomba recíprocante de tipo triplex y es accionada por un motor eléctrico o de combustión interna.
- Cabezal de distribución: El fluido que proviene de la bomba triplex es regulado mediante los dispositivos que se encuentran en el cabezal, provistos de medidores de desplazamiento positivo.

- Válvula de cuatro vías: Es un dispositivo instalado en la cabeza del pozo que permite regular el fluido motriz. Tiene cuatro posiciones que permiten la introducción, operación y extracción de la unidad de bombeo.
- Conexiones superficiales: Se utiliza únicamente la sección del árbol de válvulas correspondiente a la última TR. Sobre ésta se instala el cabezal donde van alojadas las tuberías utilizadas con los colgadores respectivos.
- Sistema de tanques para almacenamiento del fluido motriz: Es un diseño que permite el movimiento lento del fluido en el interior del tanque de asentamiento y que evite la formación de flujo turbulento, que pudiera arrastrar impurezas hacia la succión de la bomba.

Existen dos formas de inyectar el fluido motriz, en circuito abierto y en circuito cerrado.

i) Circuito abierto

Es el sistema de inyección más económico en el cual el fluido motriz regresa a la superficie mezclada con el aceite producido a través de la tubería de descarga o por el espacio anular¹¹. La instalación típica de un circuito de inyección abierto se puede observar en la Figura 1.14.

La aplicación de este sistema presenta algunas ventajas como minimizar el efecto de la corrosión en pozos con alto porcentaje de agua salada, y al utilizar aceite como fluido motriz puede reducir la viscosidad en pozos de aceite pesado. El principal problema que tiene es el incremento en el volumen que debe ser tratado en superficie para obtener el aceite puro³.

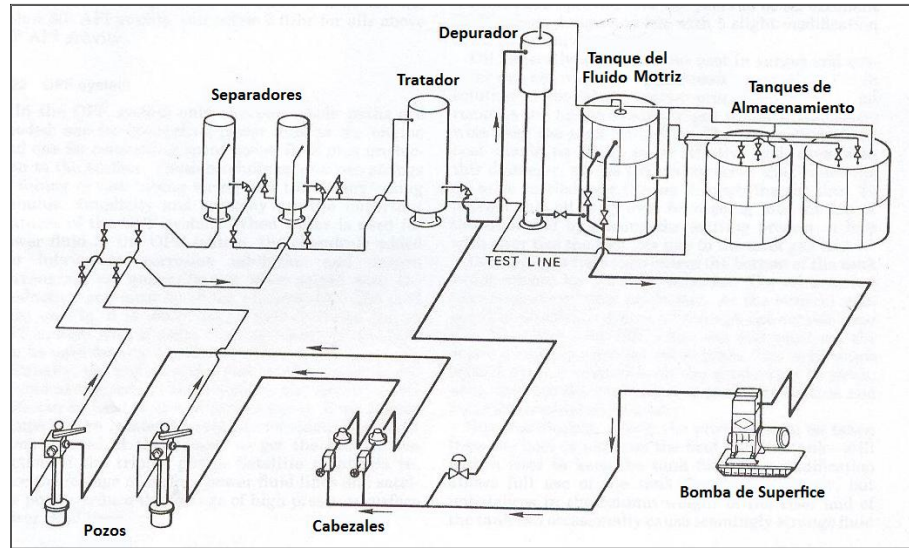


Figura 1.14. Instalación del circuito de inyección abierto

j) Circuito cerrado

En este, el fluido motriz regresa a la superficie independiente del aceite producido y fluye de nuevo al tanque donde se almacena¹¹. La instalación de este tipo de circuito de inyección se muestra en la Figura 1.15.

La principal ventaja de inyectar en circuito cerrado, es que se puede tener una medición exacta de los fluidos que produce el pozo.

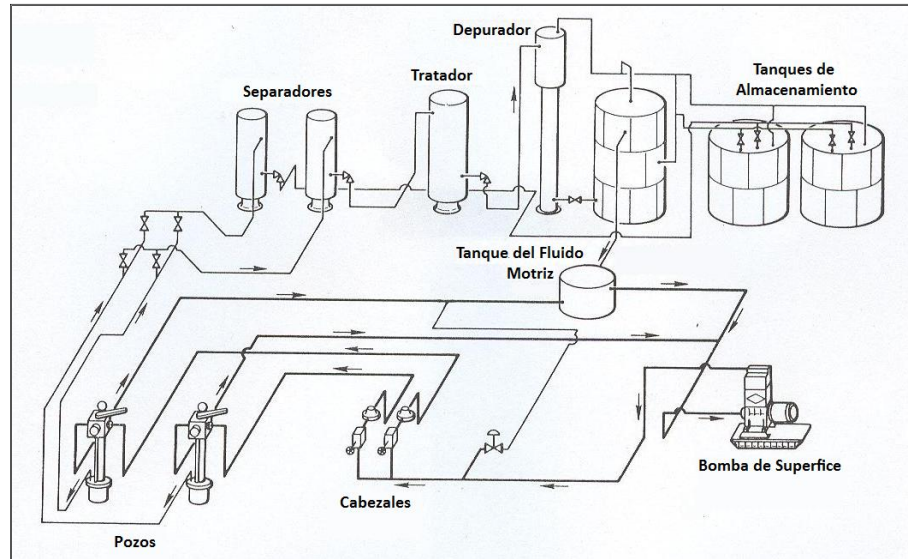


Figura 1.15. Instalación del circuito de inyección cerrado

b) Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Es un sistema especial del bombeo hidráulico, similar al tipo pistón en cuanto al principio de funcionamiento, a las instalaciones y equipos de superficie; la diferencia es la bomba subsuperficial, que difiere por no tener partes móviles³.

Los principales componentes de la bomba tipo jet son la boquilla, garganta y difusor y operan bajo la acción de un fluido a alta presión y el efecto venturi. El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa por la boquilla, en donde toda la energía del fluido es convertida en energía cinética. Posteriormente la boquilla descarga un chorro en la garganta (la cual tiene comunicación con la formación productora), en donde la presión a la entrada de ésta disminuye, logrando que el fluido proveniente del yacimiento ingrese a la succión de la bomba y pueda producirse la mezcla entre ambos fluidos^{3,11}. (Figura 1.16).

Luego de efectuarse la mezcla, comienza la acción de bombeo de la mezcla entre el fluido del yacimiento y el fluido motriz. Cuando la mezcla entra en la zona del difusor se produce una disminución en la velocidad y un aumento en la presión de descarga, lo suficientemente alta como para llegar a superficie.

Este tipo de sistema, a pesar de ser de baja eficiencia, puede manejar grandes cantidades de arena y partículas sólidas, opera a profundidades máximas de hasta 15,000 pies (4,700 m)¹², y es capaz de manejar aceites viscosos de hasta 8 °API.

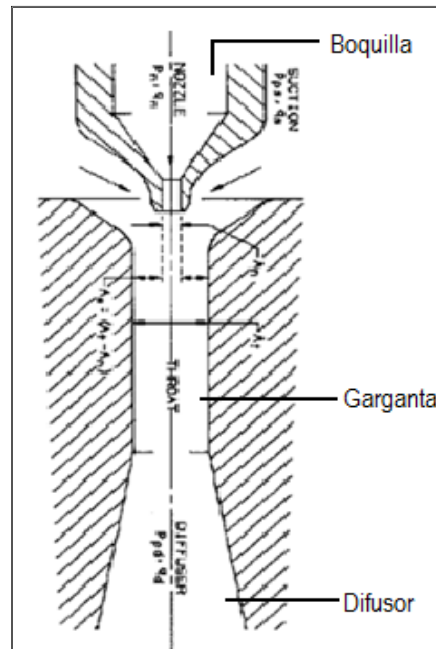


Figura 1.16. Bomba hidráulica tipo jet

1.2.5. Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico es un sistema artificial de producción que tiene como función extraer fluidos mediante un movimiento reciprocante originado en superficie que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba³.

En el siglo pasado las herramientas de cable fueron utilizadas para perforar los pozos con ayuda de un balancín de madera que levantaba y dejaba caer la barrena, la cual quedaba suspendida con un cable. Cuando un pozo dejaba de fluir resultaba sencillo utilizar este balancín para operar una bomba en el fondo, como muestra la Figura 1.17. Fue entonces como nació el sistema de bombeo mecánico¹³.



Figura 1.17. Principios del bombeo mecánico¹

La instalación típica de bombeo mecánico se divide en dos principales grupos: el equipo superficial y el equipo subsuperficial (Figura 1.18).

El equipo de superficie incluye:

- **Unidad motriz:** Es un motor eléctrico o de combustión interna que proporciona a la instalación la energía mecánica, que es transmitida a la bomba y usada para impulsar el sistema. La unidad motriz afecta el consumo de energía y las cargas de la caja de engranaje. La potencia del motor depende de la profundidad, nivel de fluido, velocidad de bombeo, y balanceo de la unidad¹⁴.
- **Reductor de engranes:** Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada y al mismo tiempo incrementar el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.
- **Unidad de bombeo:** Es un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del motor en un movimiento reciprocante necesario para operar la bomba de fondo. Cuenta con contrabalancesos para reducir los requerimientos de torsión en el reductor de engranes y reducir el tamaño del motor principal. Transfiere la energía del motor principal a la sarta de varillas y mantiene la verticalidad de la varilla pulida³.

- Varilla pulida: Es la unión directa entre la sarta de varillas de succión y la unidad de bombeo, que pasa a través de las conexiones superficiales. Tiene acabado espejo con la finalidad de que no dañe los sellos del estopero.
- Conexiones superficiales: Entre estas se encuentra el estopero, un mecanismo que contiene los fluidos para que no se manifiesten a su exterior por medio de un conjunto de sellos; el preventor y las válvulas de retención. Otro accesorio importante es la grampa, que sirve para sujetar la varilla pulida por apriete, colocada en forma permanente.

El equipo de fondo está formado por:

- Sarta de varillas: Es la formada por las varillas de succión que son colocadas dentro de la tubería de producción. Proporciona el ensamble mecánico entre la bomba y el equipo de superficie, cuya función es transmitir el movimiento de bombeo superficial a la bomba subsuperficial¹⁵.
- Bomba: Su función es admitir fluido de la formación al interior de la sarta de producción y elevar el fluido admitido hasta la superficie. La bomba está compuesta por un barril de trabajo, el émbolo, la válvula viajera y la válvula de pie. Existen diferentes tipos de bombas que son utilizadas, como son las bombas de tubería de producción, las bombas de inserción y las bombas de tubería de revestimiento¹³.
- Separador de gas: Ayuda a reducir la cantidad de gas libre que entra a la bomba, ya que permite la separación del gas hacia la superficie a través del espacio anular, antes de que entre a la bomba.

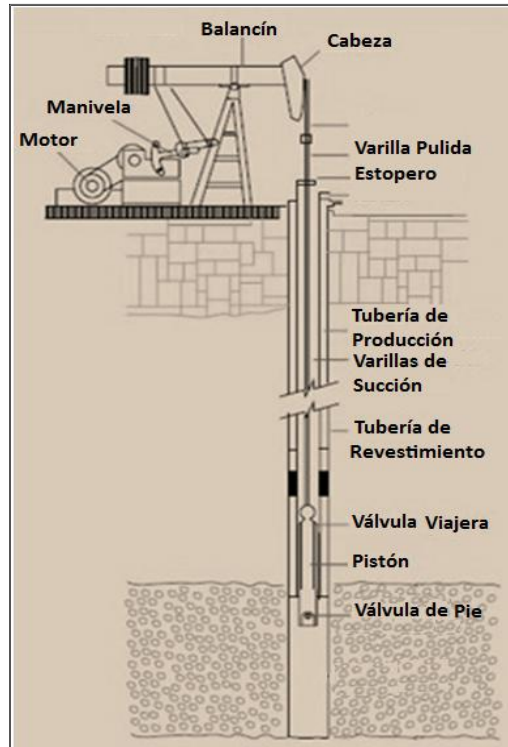


Figura 1.18. Componentes del bombeo mecánico

Entre las diferentes geometrías de unidades conocidas de bombeo mecánico (Figura 1.19) se encuentran:

- i) Unidad de Bombeo Mecánico Convencional (Balancín)
 - ii) Unidad Convencional
 - iii) Unidad de Bombeo Mark II
 - iv) Unidad de Bombeo Aerobalanceada
- j) Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático (Tieben)
- k) Unidad Bombeo Mecánico de Carrera Larga (Rotaflex)



Figura 1.19. Distintas unidades de bombeo mecánico

Si bien todas las unidades de bombeo tienen características comunes, estas también tienen diferencias que podrían influenciar significativamente el comportamiento del sistema. Para maximizar la eficiencia del sistema se necesita entender las ventajas y las desventajas de las diferentes geometrías de las unidades de bombeo para las condiciones de los pozos.

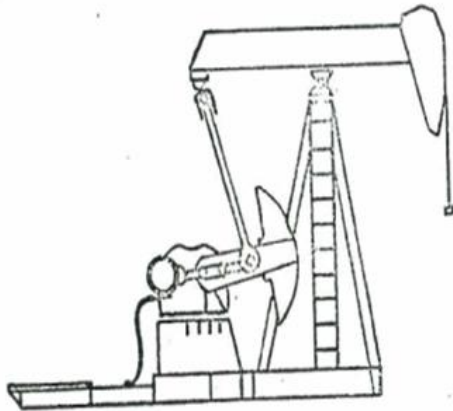
i) Bombeo Mecánico Convencional

Generalmente la unidad de bombeo se clasifica según la capacidad de torque de la caja reductora y de acuerdo a la forma como realizan el balance de las fuerzas y sus sistemas de accionamiento. De esta unidad se cuenta con tres tipos de geometrías:

➤ Unidad Convencional

La Unidad Convencional pertenece a la Clase I, se balancea a través de contrapesos y su rotación es en contra de las manecillas del reloj, aunque puede operar en sentido contrario, pero no es recomendable, ya que origina lubricación a los engranes del reductor¹⁴.

El bombeo mecánico convencional es un sistema amplio que responde a temperaturas máximas de hasta 550 °F (288°C) y por lo mismo son ampliamente utilizados en pozos de crudos pesados³.



CLASE I
UNIDAD CONVENCIONAL

VENTAJAS

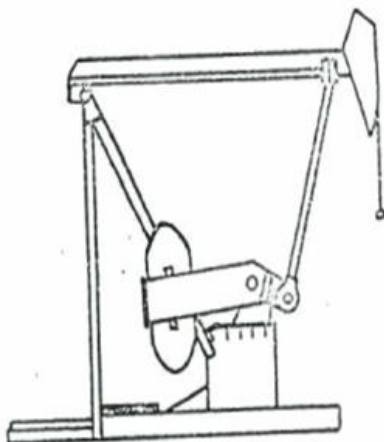
- 1.- Costos de Mantenimiento bajos.
- 2.- Tiene menor costo que otras unidades.
- 3.- Bombea más rápido que la Mark II
- 4.- Requiere menos contrabalanceos que la Mark II.

DESVENTAJAS

- 1.- En algunas aplicaciones no es tan eficiente como la Mark II u otro tipo de unidad.
- 2.- Puede requerir cajas de engranaje más grandes que otros tipos de unidad.

➤ Unidad Mark II

En la unidad de bombeo mecánico Mark II (Clase III) su balanceo es a través de contrapesos y su rotación es de acuerdo a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación¹⁴.



CLASE III
UNIDAD TIPO MARK II

VENTAJAS

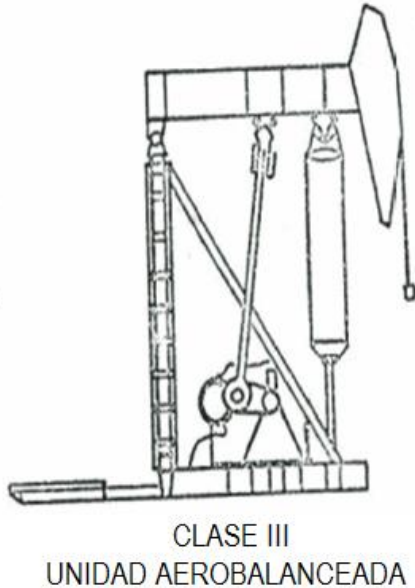
- 1.- Tiene menor torque en la mayoría de los casos.
- 2.- Es más eficiente que la unidad convencional.

DESVENTAJAS

- 1.- En algunas aplicaciones no bombea tan rápido como la unidad convencional.
- 2.- Puede colocar la base de la sarta de varillas en severa compresión.
- 3.- Puede experimentar torques más altos que la convencional con varillas de fibra de vidrio.

➤ **Unidad Aerobalanceada**

Forma parte de la clase III, y su balanceo es a través de aire suministrado por un motocompresor hacia un cilindro amortiguador.



VENTAJAS

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

DESVENTAJAS

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

Hasta los años 90's se consideró eficiente únicamente la utilización de la bimba, ya que la mayoría de los pozos habían sido bombeados con las geometrías anteriormente descritas. Esto es debido a que han sido usadas por más tiempo que las otras y han probado ser confiables, durables, y fáciles de mantener¹⁴.

j) Bombeo Mecánico Hidroneumático

La unidad hidroneumática es un sistema cuyo principio de funcionamiento está formado por dos partes; el sistema hidráulico y el sistema de balanceo hidroneumático¹⁵. (Figura 1.20).

El sistema hidráulico es el que proporciona el movimiento ascendente y descendente, necesario para el funcionamiento de la bomba subsuperficial. Consta de un cilindro hidráulico de efecto doble, una válvula de control direccional de cuatro vías y una bomba maestra de engranes¹.

El sistema de balanceo hidroneumático consta de un cilindro hidráulico de efecto simple, un paquete de tanques de nitrógeno, un cilindro hidroneumático de efecto doble (acumulador) y una bomba auxiliar de engranajes.

Este balanceo se basa en una constante y una variable. La constante es la cantidad de fluido hidráulico necesario para ocupar la mitad de los dos cilindros, por debajo de cada émbolo y el tubo que los comunica. La variable es la cantidad de nitrógeno que se aplica a los tanques y a la parte superior del acumulador, que será proporcional al peso de la sarta de varillas de succión, junto con la columna del fluido¹⁵.

Los componentes superficiales de una unidad de bombeo mecánico hidroneumático son los siguientes¹⁶:

- 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.
- Cilindro actuador: Está compuesto por dos pistones adheridos a una varilla pulida, que generan tres cámaras en las cuales actúa el aceite hidráulico.
- Motor: Elemento que propicia la potencia necesaria a la bomba hidráulica.
- Tanque de fluido hidráulico: Almacena el aceite hidráulico.
- 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 potencia¹⁵.
- 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.

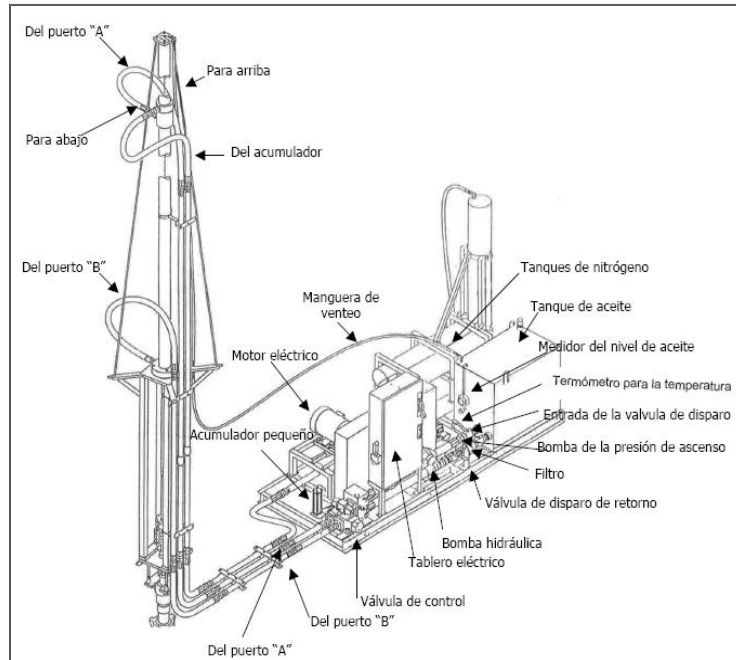


Figura 1.20. Componentes del bombeo mecánico hidroneumático

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)³.

k) Bombeo Mecánico de Carrera Larga

La unidad de bombeo mecánico de carrera larga es un sistema cuya carrera (de hasta 366 pulgadas) le permite levantar la producción de pozos más profundos o de aceites viscosos, en donde la unidad convencional no puede operar en forma eficiente.

El movimiento lineal ascendente-descendente se realiza mediante una correa que se desliza por un cilindro (tambor) y que está acoplada por un extremo a la varilla pulida y por el otro, a una caja de contrapeso que permite balancear la unidad.

Siendo el tema a desarrollar en el presente trabajo, el capítulo 2 describe con mayor detalle las características de estos tipos de unidades; sus componentes superficiales, subsuperficiales, su principio de funcionamiento y aplicación.

Capítulo 2

Bombeo Mecánico de Carrera Larga

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 y la misma sarta de varillas, pero con recorridos de la bomba más prolongados. Estos grandes recorridos no permitieron la utilización de un balancín, por lo que se crearon mecanismos de impulsión completamente diferentes¹⁴. Uno de estos mecanismos fue la unidad de bombeo mecánico de carrera larga (Figura 2.1).

El desarrollo de esta unidad comenzó en 1983, pero debido a los problemas iniciales que presentó el diseño, fue hasta diciembre de 1987 que se instaló la primera unidad con el mecanismo actual. La unidad es fabricada y comercializada por Weatherford Artificial Lift Systems (ALS) en Odessa, Texas^{12,19}.

A partir de ahí se ha experimentado un 15% de crecimiento interanual, ya que en el 2009 ya se contaban con 825 instalaciones a nivel mundial, principalmente en Texas, Oklahoma, Venezuela y Colombia¹².

De acuerdo con algunos autores, la unidad cuya carrera máxima sea superior a 216 pulgadas, se denomina de carrera larga, y por lo general su velocidad está limitada a no más de 5 spm¹. Estas unidades permiten un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica de aceleración, fricción mecánica, etc., logrando una situación ideal de bombeo¹².



Figura 2.1. Unidad de bombeo mecánico de carrera larga

2.1. Componentes Subsuperficiales

Los componentes subsuperficiales constituyen parte fundamental del equipo de bombeo, que al instalarse en el fondo del pozo, ayudan a levantar y conducir la producción de los fluidos del yacimiento, los cuales se describen a continuación.

2.1.1.Sarta de Varillas

Es un elemento esencial del sistema por ser el vínculo entre la unidad de bombeo en superficie y la bomba subsuperficial, ya que su función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la varilla pulida a la bomba¹.

La sarta de varillas está compuesta de varillas conectadas entre sí, que pueden ser de acero o de fibra de vidrio, aunque en algunos casos, la combinación de éstas resulta útil para pozos con problemas de corrosión o para reducir cargas en la unidad de bombeo.

De acuerdo a las especificación API IIB, las varillas de acero son fabricadas en longitudes de 25 a 30 pies (7.6 m-9.1 m); los diámetros van desde ½ pulgada a 1 1/8 de pulgada con incrementos de 1/8 de pulgada^{1,13}. Los extremos de las varillas son forjados al calor y puede utilizarse conexión tipo caja o pin.

Debido a que las varillas deben soportar las cargas del fluido junto con el peso de las demás varillas, se recomienda diseñar la sarta en forma telescopiada, cuando las bombas están colocadas a profundidades mayores de 1000 m, es decir, que los mayores diámetros sean colocados en la parte superior y vayan disminuyendo de acuerdo a la profundidad^{13,15}. De igual modo es necesario realizar un apropiado funcionamiento de cada una de las uniones de la varilla de succión, ya que las cargas sobre éstas, son cargas tensoras que influyen en el esfuerzo total del pin y el acople.

El material predominante en las varillas de acero es el hierro, el cual constituye más del 90% de la composición de la varilla. Sin embargo, el hierro en su estado puro es suave y débil, por lo que se hace necesario agregarle otros elementos y aleaciones para mejorar la resistencia, la dureza y combatir la corrosión.

Por tal motivo la fabricación de varillas de acero puede ser de dos tipos: de acero al carbono y acero de aleación. Los primeros contienen carbono (para aumentar la resistencia, la dureza y la susceptibilidad al tratamiento térmico), manganeso, silicio (para reducir la formación de óxidos de hierro), fósforo y azufre.

Los segundos contienen elementos adicionales, como molibdeno (aumenta la resistencia del acero), níquel (endurece para combatir las condiciones corrosivas), cobre (para resistir ambientes atmosféricos y corrosivos), vanadio y cromo (contribuye a la dureza del acero y mejora su resistencia a la corrosión en el aire).

La Tabla 2.1 muestra los tres principales tipos de varillas comúnmente usadas en el bombeo mecánico. La composición y las propiedades mecánicas de los materiales usados en dichas varillas han sido estandarizadas de acuerdo a la especificación API IIB¹³.

Grado de varilla	Fuerza de Tensión (psi)		Requerimiento
	Mínima	Máxima	
K	85,000	115,000	Bajas y medianas cargas en pozos corrosivos.
C	90,000	115,000	Bajas cargas en pozos no corrosivos.
D	115,000	140,000	Cargas moderadas en pozos no corrosivos.

Tabla 2.1. Tipos de varillas

La clase C es el tipo de varilla más económica, fabricada de aleación de carbón y manganeso que se utiliza para trabajo medio y pesado; mientras que la clase K es una varilla de níquel con molibdeno resistente a la corrosión. La clase D está fabricada de aleación de níquel, cromo y molibdeno que permite esfuerzos más altos de operación, pero limitada a pozos sin H₂S¹⁶.

Por otro lado, debido a que las varillas de acero pueden causar altos esfuerzos, a causa de su elevado peso, y ocasionar fallas en las mismas al ser expuestas a la acción corrosiva de los fluidos del pozo; se ha optado la utilización de varillas de fibra de vidrio. Estas constan de un cuerpo de varilla de plástico y dos acoples en acero en los extremos. El cuerpo está formada por una resina de termofraguado y 1.5 millones de fibras de vidrio paralelas. Las fibras individuales tienen una resistencia a la tensión extremadamente alta y su resistencia tensora depende de la relación resina/vidrio que se logra en la fabricación.

En comparación con las varillas de acero, las varillas de fibra de vidrio tienen un tercio del peso de las de acero y son 25% más fuertes; además de que al ser sometidas a esfuerzos pueden alargarse hasta 4 veces más que las primeras. Sin embargo son limitadas por la temperatura y por no soportar esfuerzos de compresión¹.

2.1.1.1. Varillas No API

Existen otros tipos de varillas consideradas no API, al no estar estandarizadas por las especificaciones del American Petroleum Institute (API), pero que pueden ser utilizadas en el sistema de bombeo mecánico. Dentro de estas se encuentran las varillas continuas (Corod) y la Oilwell Electra (EL).

a) Varillas Continuas

Las varillas Corod están hechas del mismo material que las varillas convencionales y pueden ser de corte elíptico o redondo en tamaños desde 11/16 de pulgada a 20/16 de pulgada¹.

Como su nombre lo indica, son varillas continuas que no tienen acoples, pesan menos y pueden ser usadas en pozos desviados y profundos. Son más livianas, reducen la fricción con la tubería de producción y al carecer de uniones, eliminan las posibilidades de falla por un mal enrosque.

La mayor desventaja que presentan, es la necesidad de equipos especiales para transporte y corrida en el pozo, con la problemática de que para unirlos necesitan ser soldadas y por lo tanto son más costosas que las varillas convencionales.

b) Varillas Oilwell Electra

Varillas de alta resistencia, diseñadas para proveer ultra capacidad de carga a la fatiga y a la corrosión, ya que puede aplicarse en ambientes con presencia de CO₂ y H₂S y tienen una fuerza de tensión mínima de 200,000 psi y un límite de esfuerzo de trabajo de 50,000 psi¹⁴.

Los diámetros disponibles son 5/8, 3/4, 7/8, 1 y 1 1/8 de pulgada. Entre sus beneficios se encuentran: el incremento en la producción, la reducción en el tamaño de las unidades de bombeo sin reducir la producción, mayor vida útil, etc¹².

2.1.1.2. Cargas en las Varillas

La sarta de varillas es una de las partes más débiles del sistema, ya que durante el ciclo de bombeo, éstas son sometidas a cargas tensoras que se originan por el peso de la varilla durante el recorrido descendente y por el peso de la varillas más la carga del fluido en el recorrido ascendente.

Las posibles cargas que soporta la varilla durante el ciclo de bombeo, a cualquier profundidad, pueden ser¹³:

- 1) **Peso de las varillas:** Esta fuerza está distribuida lo largo de la sarta. En cada sección, esta carga es igual al peso de las varillas que se encuentran por debajo de dicha sección y es positiva tanto en la carrera ascendente como en la descendente. De aquí en adelante, la carga es positiva si la dirección es hacia abajo.
- 2) **Fuerzas de flotación:** Esta fuerza es opuesta al peso de las varillas y es debido a la fuerza que ejerce el fluido sobre la varilla cuando es sumergida.
- 3) **Carga del fluido:** Esta fuerza actúa en el fondo de la sarta debido al fluido manejado en la carrera ascendente. Esta carga es positiva.
- 4) **Fuerzas dinámicas:** Estas cargas son el resultado de cambios de aceleración y de movimiento durante el ciclo de bombeo. Es una carga neta positiva durante el recorrido ascendente y negativa durante el recorrido descendente.
- 5) **Fuerzas de fricción:** Estas fuerzas son de dos tipos, fricción por el fluido y fricción mecánica. El fluido se mueve con las varillas durante el recorrido ascendente y contra las varillas durante el descendente. Las fuerzas de fricción mecánica se oponen al movimiento de las varillas.

2.1.1.3. Nomenclatura API

Las especificaciones de las varillas se establece en la API 11C, basada en el diámetro del cuerpo de la varilla, el rango de temperatura de operación y en el grado de los acoples finales.

Los tamaños varían desde 5/8 de pulgada hasta 1 1/4 de pulgada y las longitudes estándar son de 25, 30 y 37.5 pies (7.6 m, 9.1 m y 11.4 m). Los pesos promedio y las propiedades elásticas de las varillas cambian según el fabricante, por la resina utilizada; por lo que el módulo de elasticidad impacta directamente sobre el alargamiento de las varillas. Los valores promedios van desde 6.3×10^6 hasta 7.2×10^6 psi¹³.

Con el fin de identificar una sarta conformada por diferentes varillas acopladas se utiliza un código API de dos números. Debido a que el tamaño de la varilla se incrementa de 1/8 de pulgada, el primer número del código se refiere al tamaño más grande de la varilla y el segundo al más pequeño.

Por ejemplo, si se tiene una sarta de tres distintas varillas, como se muestra en la Figura 2.2, esta se designaría con el código 86.

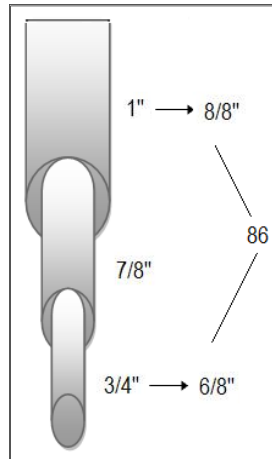


Figura 2.2. Nomenclatura de una sarta de varillas

Por otro lado, cuando se manejan sarts conformadas por varillas de acero y de fibra de vidrio, su identificación se realiza mediante un código API diferente (conformado de tres números). El primer número representa el tamaño de la varilla en fibra de vidrio (en 1/8 de pulgada), los siguientes dos dígitos representan el porcentaje de varilla que hay en fibra de vidrio dentro de la sarta y el último es referente al tamaño de la varilla de acero.

Por ejemplo, si se tiene una sarta conformada por un 80% de varilla de fibra de vidrio de una pulgada y un 20% con varillas de acero de 7/8 de pulgada, su designación sería con el código 8807.

2.1.2. Auxiliares de la Sarta de Varillas

2.1.2.1. Barras de Peso

Bajo ciertas condiciones, como la producción de fluidos viscosos, los problemas de descenso de la varilla pueden surgir durante la carrera descendente, en donde la parte inferior de la sarta puede pandearse bajo cargas de compresión. Para minimizar dichos efectos se debe incrementar el peso total de la sarta colocando barras de peso¹³. (Figura 2.3).

Las barras de peso son varillas pesadas hechas en acero sólido y con roscas estándar en ambos extremos, diseñadas para incrementar el peso de la sarta de varillas y para usarse

exclusivamente al fondo de la misma. Los diámetros varían desde 1 ¼ de pulgada hasta 2 pulgadas¹.

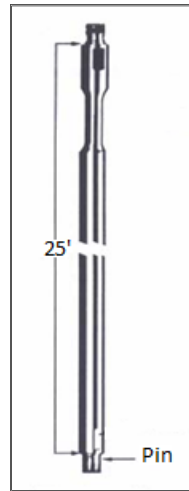


Figura 2.3. Barra de Peso

Para el caso de sartas de varillas compuestas, la utilización de la barra de peso es indispensable dado el bajo peso de las varillas de fibra de vidrio, de manera que aseguren que la sarta no se comprima y quede tensionada durante el ciclo completo de bombeo.

2.1.2.2. Centralizadores

Debido a que la fricción y el desgaste de la varilla sobre la tubería pueden llegar a ser excesivos en algunos pozos desviados y generar fallas en el sistema, se ha hecho una práctica el emplear centralizadores de varillas (Figura 2.4). Estos son acoplados a las varillas para reducir, tanto el desgaste entre los materiales, como las fuerzas laterales que aumentan la fatiga del material y las fallas en la tubería de producción.

De entre los distintos tipos de centralizadores, existe el tipo cierre de resorte que se instala sobre la varilla y se mantiene en posición debido a la fricción; y el giratorio con varias ruedas colocadas verticalmente^{1,13}. Las ruedas, colocadas a 45° una de otra, ruedan sobre la superficie de la tubería en el mismo sentido del flujo para no generar una gran caída de presión.

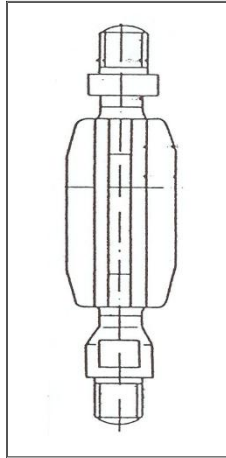


Figura 2.4. Centralizador

2.1.3. Bomba Subsuperficial

Las bombas son uno de los componentes claves del sistema de bombeo mecánico, ya que el tamaño del émbolo o pistón de la bomba determinará el gasto de producción, las cargas en las varillas, y las cargas en todos los componentes del sistema¹⁴.

Las bombas utilizadas en el bombeo mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y están formadas por un barril de trabajo (cilindro), un pistón (émbolo), la válvula viajera y la válvula de pie, mostrada en la Figura 2.5¹³.

El barril está conectado al extremo inferior de la sarta de la tubería de producción, mientras que el pistón se mueve por la sarta de varillas.

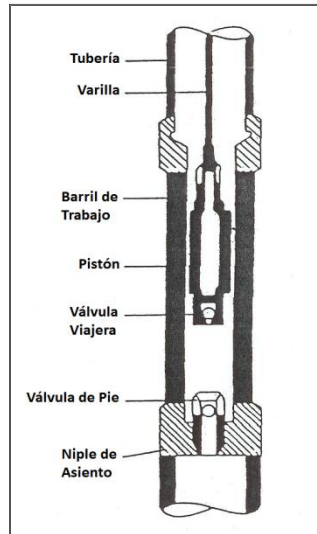


Figura 2.5. Bomba subsuperficial

2.1.3.1. Barril de trabajo

Es un tramo de tubería metálica con una pared interna pulida que permite que el émbolo se mueva a través de ella. Dependiendo de las roscas aplicadas en los extremos, existe barril con extremo de pin o de caja.

2.1.3.2. Pistón

Es el elemento que se mueve dentro del barril de trabajo de una bomba y pueden ser de empaque flexible o metálico. Los primeros tipos de pistones utilizados en el bombeo mecánico fueron los de empaque flexible, utilizando copas para sellar sobre la pared del barril.

Entre los tipos de pistones que se utilizan en una bomba subsuperficial, se encuentran¹³:

- a) **Pistón de empaque flexible:** Consiste de un mandril interno sobre el cual se instalan elementos de empaque, con anillos metálicos de desgaste. Pueden utilizarse ya sea sobre la tubería de producción o sobre las bombas de varillas y ofrecen una alta resistencia contra la corrosión producida por los fluidos del pozo. Los empaques pueden ser tipo anillo o tipo copa (Figura 2.6) y están fabricados de material sintético y de alta dureza para reducir el desgaste.

- i. Los pistones tipo copa usan la presión del fluido para expandirse en la carrera ascendente y formar un sello entre el pistón y el barril, y se contraen en la carrera descendente para mover libremente los fluidos del pozo. Son adecuados para crudos con bajo contenido de arena¹⁴. Sin embargo la resistencia de las copas limita la aplicación de dichos pistones a los pozos con profundidad moderada.
- ii. Los pistones tipo anillo son apropiados para profundidades de hasta 7000 pies (2134 m) y pozos con altos cortes de agua. Son menos efectivos que el tipo copa, pero su desgaste es más lento, lo que los hacen más comunes¹⁴.

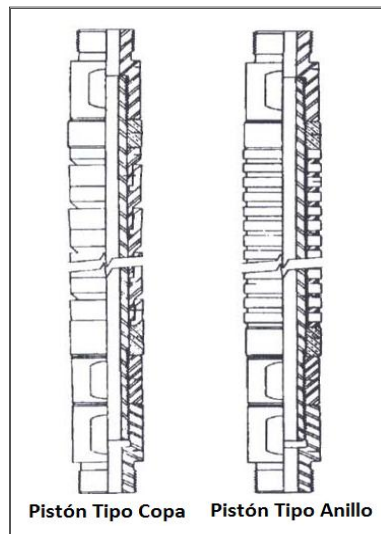


Figura 2.6. Pistones de empaque flexible

- b) **Pistón metálico:** Son fabricados en diferentes versiones; ya sea de anillos, para pozos que producen arena, o plano. Son usados en pozos profundos, pues debido al espacio pequeño que existe entre el pistón y el barril, tienen eficiencias más altas que los de empaque flexible. Los materiales más utilizados son aleaciones de bronce y acero inoxidable; y de la misma manera que el barril de trabajo, el pistón puede tener el extremo tipo pin o tipo caja.

2.1.3.3. Válvulas

La válvula viajera y la válvula de pie son válvulas tipo check que operan sobre el principio de una bola y un asiento (Figura 2.7). La válvula viajera sigue el movimiento de la sarta de varillas de succión, mientras que la válvula de pie, colocada en el extremo inferior del barril de trabajo de la bomba, no se mueve¹⁶.

La bola es de una superficie pulida y los asientos son maquinados, esmerilados y acabados de manera que sean protegidos contra la corrosión. Pueden ser de acero aleado, aleaciones de níquel, cobre y aluminio.

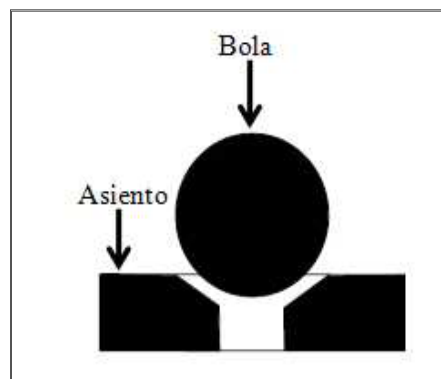


Figura 2.7. Partes de una válvula

Durante la operación de la válvula la bola queda periódicamente asentada y desasentada sobre el asiento de la válvula, pero a medida que se profundiza la bomba, la bola golpea el asiento con fuerza. Durante el cierre, la bola golpea solo un costado del asiento, generando mayor desgaste para ambos.

2.1.3.4. Tipos de Bombas

Los principales tipos de bombas son: a) Bomba de tubería de producción, b) Bomba de tubería de revestimiento y c) Bomba de inserción. Sus diferencias radican en la forma en cómo está instalada en el pozo el barril de trabajo.

a) Bomba de Tubería de Producción

En una bomba de tubería de producción, como la mostrada en la Figura 2.8, el barril forma parte de la sarta de producción, al estar conectado al fondo de la tubería. Esta

construcción permite utilizar un barril con un diámetro ligeramente inferior al diámetro de la tubería de producción. 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 instalación¹³.

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. No son recomendables para pozos de gas, debido a que se requieren espaciamientos mayores entre el pistón y la válvula fija.

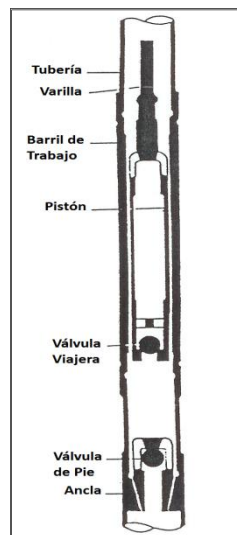


Figura 2.8. Bomba de tubería de producción

b) Bomba de Inserción

La bomba de inserción o de varillas, mostrada en la Figura 2.9, es un ensamble dentro de un paquete que va dentro del pozo, sobre la sarta de varillas. El ensamble 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 niple de asentamiento en la base de la tubería. Sólo el niple va con la sarta de la tubería de producción a la profundidad deseada¹³. Estas bombas pueden ser de barril estacionario o movable, y tener anclaje inferior o superior.

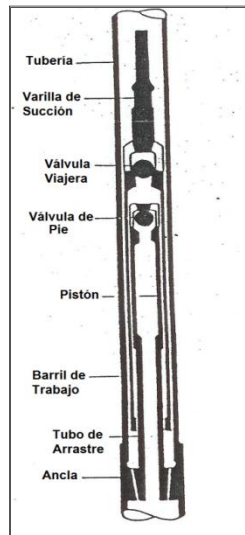


Figura 2.9. Bomba de inserción

i. Bomba de Inserción con Ancla Superior y Barril Estacionario

La Figura 2.10 muestra la bomba de inserción con ancla superior y barril estacionario, en donde el barril de trabajo se mantiene en la parte superior del conjunto de la bomba. Es recomendada en pozos con problemas de arena, ya que las partículas no se pueden asentar sobre el niple de asentamiento debido a la acción continua de los fluidos bombeados.

Trabaja bien en pozos con bajos niveles de fluido, porque la válvula de pie se sumerge mucho más profunda en los fluidos del pozo, que en las bombas ancladas en la parte inferior.

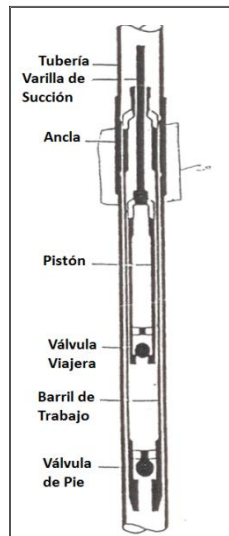


Figura 2.10. Bomba de inserción con ancla superior

ii. Bomba de Inserción con Ancla Inferior y Barril Estacionario

Esta bomba debe considerarse para pozos profundos, ya que el barril de trabajo está insertado a la tubería en la parte inferior del conjunto de la bomba; tal como se muestra en la Figura 2.11.

Por otro lado, puede utilizarse en pozos de bajo nivel de fluido porque funcionan muy cerca del fondo del pozo, y la válvula de pie usualmente es más grande que la válvula viajera, asegurando una entrada regular de fluidos a la bomba. Sin embargo, el espacio entre la tubería y el barril se puede llenar con arena u otros sólidos ocasionando que la bomba se atasque¹³.

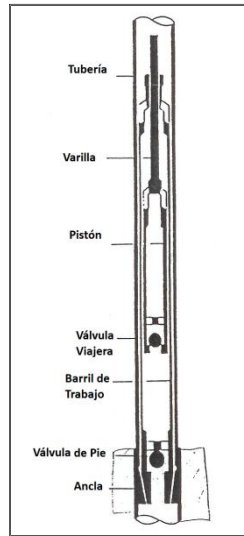


Figura 2.11. Bomba de inserción con ancla inferior

iii. Bomba de Inserción con Barril Viajero

En una bomba de inserción con barril viajero, el pistón se mantiene en su lugar mientras el barril es movido por la sarta de varillas. La posición del ancla es en el fondo del ensamble de la bomba, tal y como se muestra en la Figura 2.12, y el émbolo viene agarrado al ancla de fondo por un pequeño tubo de arrastre hueco, a través del cual los fluidos del pozo entran a la bomba. La válvula de pie, situada en la parte superior, es más pequeña que la válvula viajera.

Esta bomba es recomendada para pozos arenosos, ya que el barril mantiene el fluido en movimiento alrededor del ancla, evitando que la arena y otros sólidos se asienten entre el niple y el ancla.

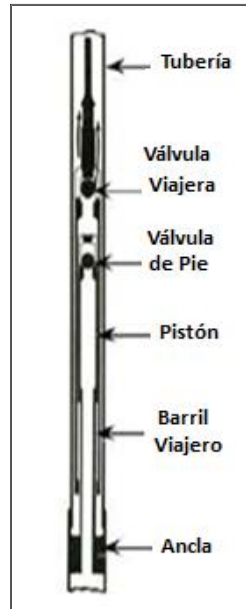


Figura 2.12. Bomba de inserción con barril viajero

c) Bomba de Tubería de Revestimiento

La bomba de la tubería de revestimiento, mostrada en la Figura 2.13, es una variación de la bomba de inserción. Es utilizada en pozos sin tubería de producción, es decir en pozos con alta capacidad de producción, dado que el tamaño de la bomba es limitado sólo por el tamaño de la tubería de revestimiento³. El conjunto de la bomba está sentado en un empaque.

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 bomba¹³.

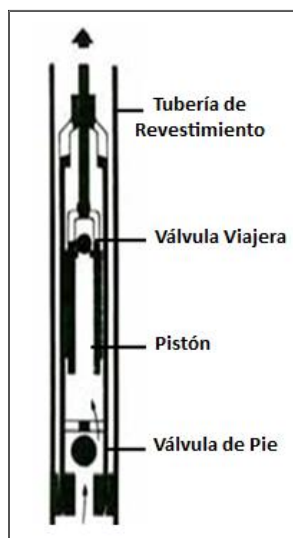


Figura 2.13. Bomba de tubería de revestimiento

2.1.3.5. Nomenclatura API

Muchas de las bombas utilizadas en la industria petrolera se ajustan a las especificaciones que ha desarrollado el American Petroleum Institute (API), ya que su designación proporciona una manera concisa para describir las bombas.

Las bombas estandarizadas en la especificación API 11AX han sido clasificadas y se les ha asignado una letra. La primera letra se refiere al tipo básico¹³:

R-- para bombas de varillas

T-- para bombas de tubería

La segunda letra se refiere al tipo de barril, es decir, si es de pared gruesa o delgada. (Tabla 2.2). Del mismo modo diferentes letras son utilizadas para clasificar las bombas con émbolos o pistones metálicos y con pistones de empaque flexible.

Pistón Metálico	Tipo de Barril	Pistón con Empaque Flexible
H	Pared gruesa	P
W	Pared delgada	S

Tabla 2.2. Designación del tipo de barril

Por tal motivo las bombas son tanto de barril de pared gruesa como de pared delgada. Las de pared delgada son utilizadas en pozos poco profundos, debido a la capacidad limitada de las paredes a los esfuerzos. Los de pared gruesa son utilizados en pozos más profundos o en bombas de mayor diámetro que necesitan soportar grandes cargas de fluido¹⁴.

La tercera letra muestra la ubicación del conjunto de asentamiento para las bombas de varillas (Tabla 2.3). El conjunto de asentamiento siempre va al fondo en una bomba de barril viajero. Otras se pueden asentar en la parte superior o inferior:

Designación	Anclaje de bomba
A	parte superior
B	parte inferior
T	barril viajero, anclaje inferior

Tabla 2.3. Designación del asentamiento de la bomba

El anexo A-1 muestra la designación de las diferentes bombas API que existen de acuerdo a sus características, y el anexo A-2 presenta una guía que muestra los tipos de bombas que pueden utilizarse para ciertas condiciones del pozo, como es la profundidad, el manejo de arena, presencia de corrosión, etc., marcando en negrita la mejor opción a utilizar.

La Figura 2.14 muestra un ejemplo del código de una bomba de 1 1/2” en una tubería de 2 7/8”. Es una bomba insertable con barril viajero, pared gruesa, y un ensamblaje de asentamiento mecánico. El barril es de 30 pies de longitud, tiene un pistón de 5 pies, y una extensión de 4 pies de longitud.

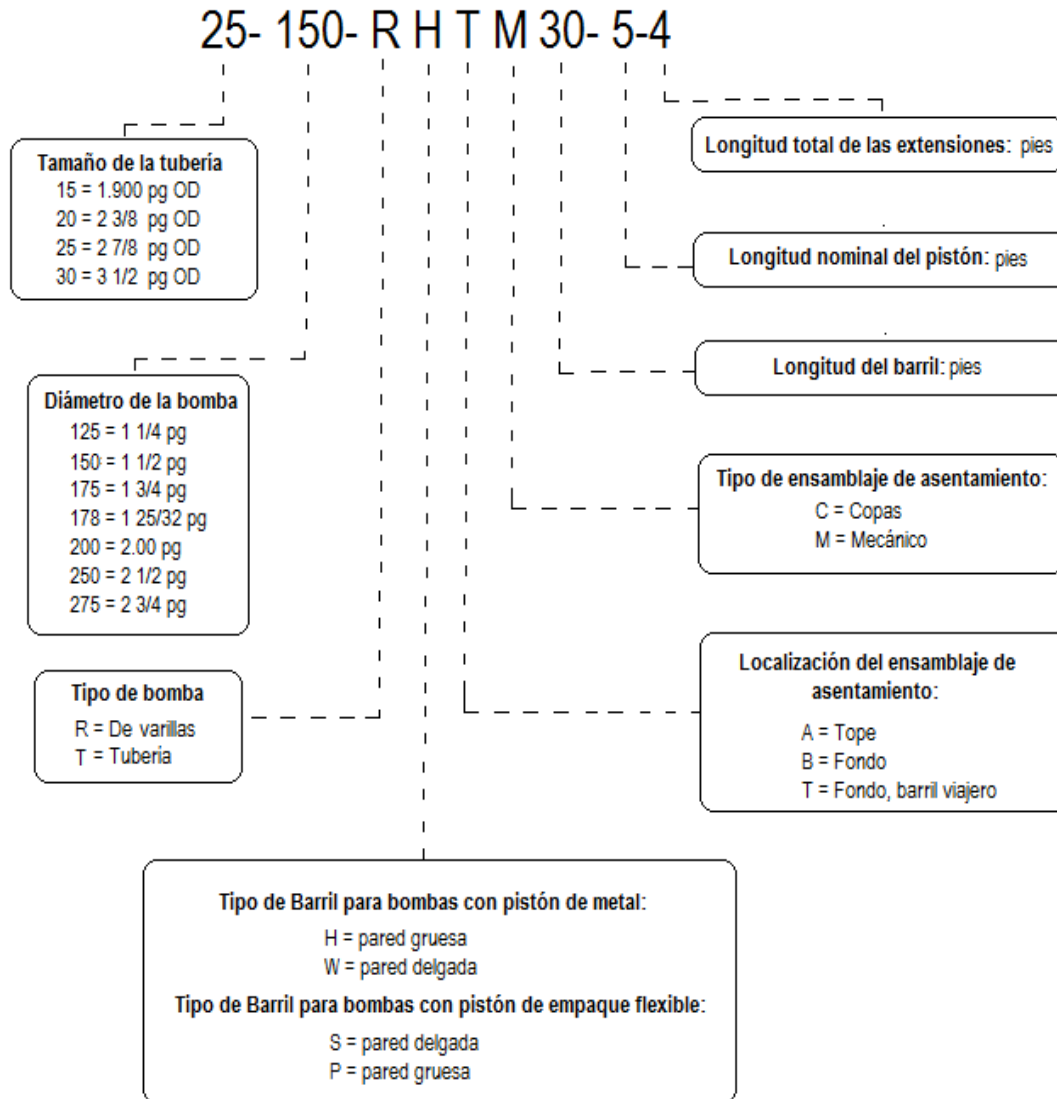


Figura 2.14. Designación de bombas¹⁴

2.1.3.6. Ciclo de Bombeo

El ciclo de bombeo mostrado en la Figura 2.15 comienza cuando al iniciar la carrera ascendente, después de que el émbolo ha alcanzado su posición más baja, la válvula viajera se cierra debido al peso del aceite que se encuentra encima de ésta, llenando el barril de trabajo. El líquido contenido en la tubería encima de la válvula viajera es levantado hasta la superficie durante el movimiento ascendente del émbolo. Al mismo tiempo la presión cae en el espacio que existe entre la válvula de pie y la válvula viajera, haciendo que se abra la válvula de pie. La presión en la cara del pozo hace que el líquido

de la formación a través de la válvula de pie llegue hasta el barril, por debajo del émbolo. El levantamiento de la columna de líquido y el llenado del barril con el líquido de la formación continúa hasta finalizar el recorrido ascendente¹³.

Después de que el émbolo ha alcanzado su recorrido máximo, la sarta de varillas comienza a bajar. Se inicia la carrera descendente, en donde la válvula viajera abre y la válvula de pie cierra. Esta operación de las válvulas se debe a la incompresibilidad del líquido contenido en el barril. Cuando la válvula viajera se abre, el peso del líquido es transferido desde el émbolo hasta la válvula de pie, originando el estiramiento de la sarta de la tubería de producción; dando paso al aceite que se encuentra en el barril hacia arriba del émbolo. Al final de la carrera descendente, la dirección del movimiento de la sarta de varillas se invierte, el peso del líquido es transferido al émbolo, originando el estiramiento de las varillas y el retorno de la tubería hasta su estado de no estiramiento.

El ciclo de bombeo asume que es producción de fluido monofásico y que el barril se llena completamente con el fluido del pozo. Si no se cumplen estas condiciones, entonces la operación de la bomba se ve afectada¹³.

Si los fluidos del pozo contienen gas libre al comenzar el recorrido descendente, la válvula viajera se mantiene cerrada hasta que este gas sea comprimido a una presión lo suficientemente grande como para superar la presión de la columna de líquido por encima de ésta (candado de gas). Dependiendo de la cantidad de gas libre, una gran parte de la carrera ascendente puede desperdiciarse en la compresión del gas antes de que algún líquido sea producido. Un problema similar ocurre con un llenado incompleto del barril de trabajo en donde el pistón se desplaza por la cámara vacía y repentinamente golpea al encontrar el fluido (golpe de fluido)¹⁴. Todo esto puede originar una considerable reducción en el recorrido del émbolo disponible para el levantamiento de los fluidos y disminuir las relaciones de bombeo.

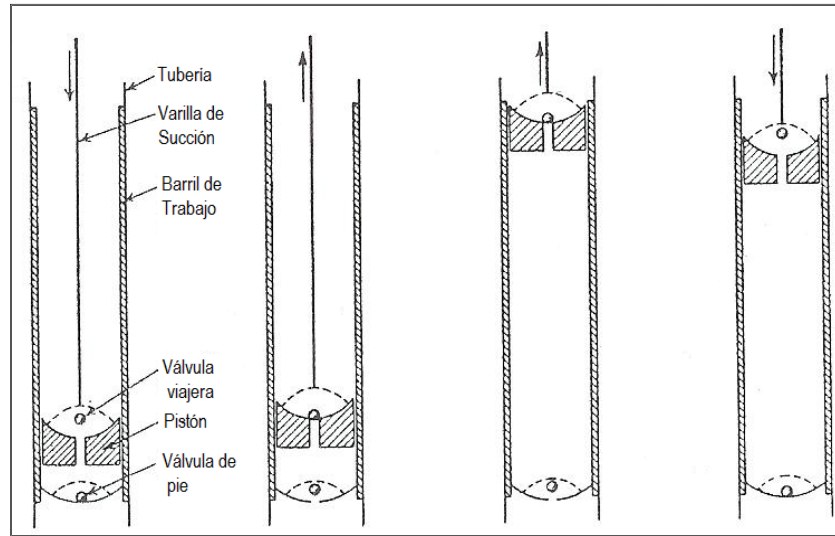


Figura 2.15. Ciclo de bombeo¹⁷

2.1.4. Auxiliares de la Bomba Subsuperficial

2.1.4.1. Ancla de Bomba

Son herramientas utilizadas para fijar, ya sea el barril o el pistón de una bomba de inserción, a la sarta de producción. El ancla se deposita dentro de un niple de asentamiento previamente instalado. Como la operación de la bomba genera fuerzas verticales sobre el elemento estacionario, el mecanismo de anclaje tiene que soportar dichas fuerzas, porque de lo contrario, la bomba no se asienta y no hay producción.

Las anclas pueden ser mecánicas o de tipo copa. La mecánica queda asegurada en el niple de asentamiento por la acción de un resorte y son recomendadas para pozos profundos. Las anclas tipo copa se fijan por fricción mecánica en el niple.

2.1.4.2. Empacador

Es un dispositivo que bloquea el paso de fluidos al espacio anular y del espacio anular a la tubería de producción (Figura 2.16). Aísla la tubería de producción de la tubería de revestimiento, incrementando la eficiencia de flujo, elimina presión a la tubería de revestimiento arriba del empacador, etc. En un pozo con bombeo mecánico, el empacador, entre las funciones ya mencionadas, puede utilizarse para aislar una probable rotura en la tubería de revestimiento.

El empacador cuenta con un mecanismo de afianzamiento y de un elemento sellador de hule. El mecanismo de afianzamiento está constituido fundamentalmente por cuñas metálicas que se adhieren a las paredes interiores de la tubería de revestimiento, mediante una acción mecánica o hidráulica que varía según el tipo y diseño del empacador. Esta acción permite también que el elemento de hule se expanda contra la tubería de revestimiento, formando así un sello hermético en el espacio anular.



Figura 2.16. Empacador

2.1.4.3. Tubo Barril

Es un accesorio para las bombas de inserción cuya finalidad es mantener a una profundidad específica la bomba de inserción por medio de la zapata candado, así como impedir el paso de sólidos mediante el niple sello, al área en donde está alojada la bomba de inserción¹⁵.

2.1.4.4. Separador de Gas

Como ya se ha mencionado, la presencia de gas libre en una bomba de succión provoca una multitud de problemas, ya que reduce la eficiencia de bombeo, aumenta las fallas en las varillas, así como los costos y las pérdidas de producción. En respuesta a evitar este tipo de problemas, el equipo debe contar con separadores de gas (ancla de gas), extensiones de bombas diseñadas para separar el gas libre del líquido producido antes de que entre a la bomba, con ayuda de la fuerza de gravedad¹⁴.

Existen diversos tipos de separadores de gas¹³:

a) Separador de Gas Natural

La separación de gas más eficiente se da con este tipo de ancla (Figura 2.17), ya que utiliza la parte inferior del espacio anular de la tubería de revestimiento como un sumidero para la separación del gas natural. La bomba debe colocarse a corta distancia por debajo de lo

disparos, para que los líquidos caigan y el gas suba por el espacio anular hasta llegar a la superficie.

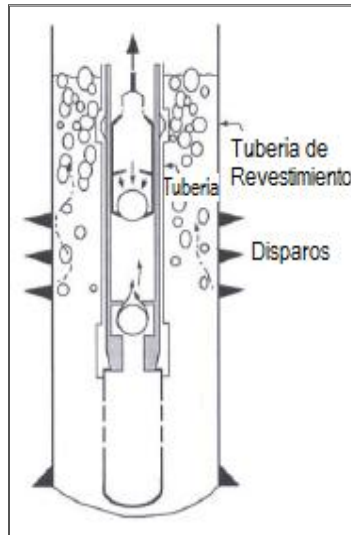


Figura 2.17. Separador de gas natural

a) Separador Tipo Empacador

El separador tipo empacador, usa un empacador y un tubo de desviación para separar el gas del líquido (Figura 2.18). El flujo entra al separador y asciende por el espacio anular formado por los dos tubos del mismo. Al alcanzar las perforaciones del tubo de desviación el flujo es desviado hacia el espacio anular entre este tubo y la TR. En ese momento la mezcla debe descender para alcanzar la entrada del tubo de succión, pero las burbujas de gas más grandes se separan y suben hacia la superficie. El resto fluye hacia la entrada de la bomba. Debe colocarse justo por encima del nivel de los disparos para asegurar que la succión de la bomba queda localizada por debajo del nivel de líquido.

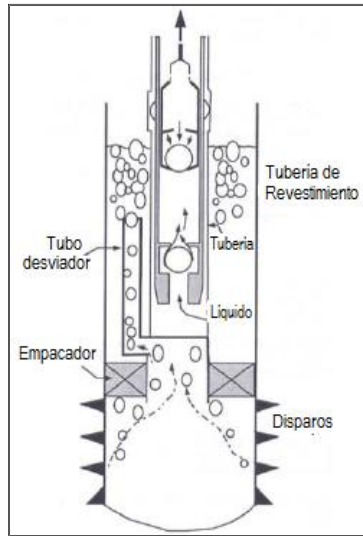


Figura 2.18. Separador tipo empacador

b) Separador Tipo Niple Perforado (Poor-Boy)

Este separador de gas consiste en un niple de tubería, denominado tubo exterior o tubo de barro (sección de tubería perforada), junto con un tubo interior concéntrico que se conecta a la succión de la bomba. Es sumergido en los fluidos del pozo, por debajo del nivel en el espacio anular, tal como se observa en la Figura 2.19.

La longitud de la sección perforada varía entre 2 y 4 pies, con agujeros de alrededor de 1/2 pulgada de diámetro¹⁸.

Las burbujas más grandes de gas suben por el anular hacia la superficie, por lo que la mezcla que ingresa al ancla de gas contendrá pequeñas burbujas de gas. La mezcla es retirada hacia abajo por la presión de succión de la bomba. Durante este recorrido descendente, las burbujas de gas suben hasta la parte superior del separador donde escapan al interior del espacio anular, quedando el líquido que entrará a la succión con una cantidad pequeña de gas¹³.

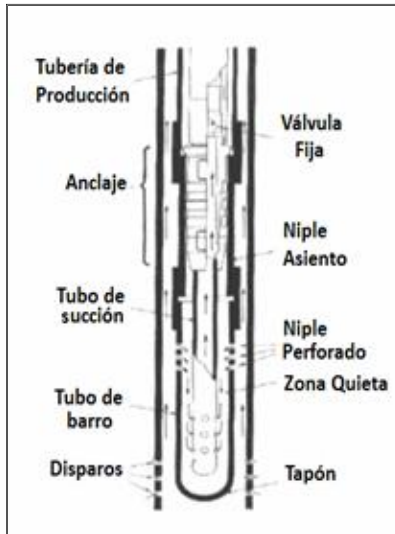


Figura 2.19. Separador tipo niple perforado (poor-boy)

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 2.20). Las copas tienen la función de desviar el gas hacia el espacio anular cuando se encuentran a nivel de las perforaciones del tubo de barro¹⁸.

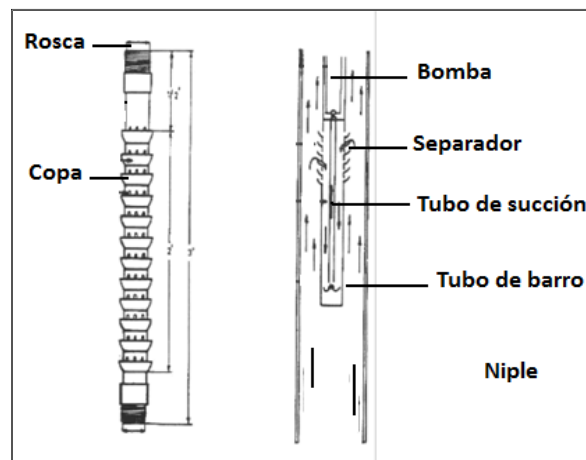


Figura 2.20. Separador tipo copas

2.2. Componentes Superficiales

El sistema de bombeo mecánico requiere de una serie de elementos y accesorios utilizados para controlar y manejar los fluidos en superficie, que permitan operar la unidad de bombeo y transmitir la energía desde la superficie hasta el fondo.

2.2.1. Unidad de Bombeo

La unidad de bombeo de carrera larga, mostrada en la Figura 2.21, tiene la finalidad de transformar el movimiento de rotación del motor en un movimiento ascendente-descendente requerido para impulsar la bomba de fondo.

La unidad está conformada como una torre vertical, observada en la Figura 2.22, que se coloca próxima a la cabeza del pozo. Está integrada principalmente por una correa de carga, el tambor de la correa de carga, la caja de contrapesos, y el mecanismo de reversa, mientras que en la base se ubica el reductor de engranes y el motor.

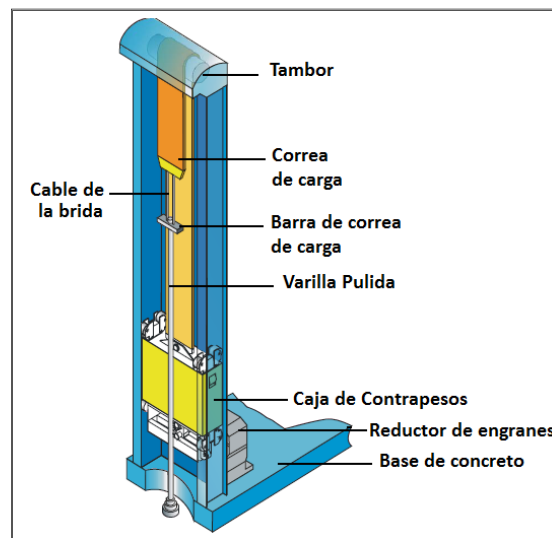


Figura 2.21. Componentes de la unidad de carrera larga

Las unidades de bombeo mecánico se identifican de acuerdo a especificaciones API que se han desarrollado. A manera de ejemplo, en la Figura 2.22 se muestra la identificación de una unidad.

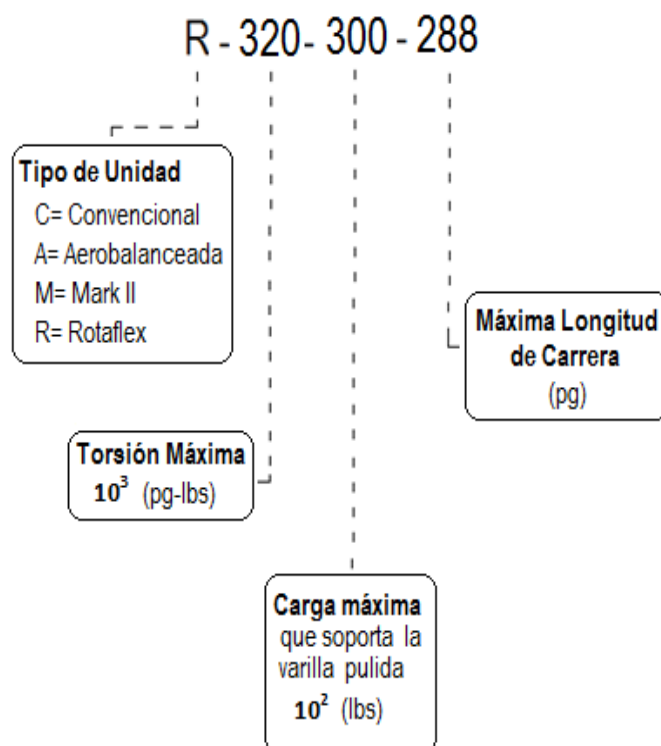


Figura 2.22. Designación de una unidad de bombeo mecánico

2.2.2. Tambor

En la parte superior de la torre se encuentra la capota de la corona (Figura 2.23), desde donde se tiene acceso al tambor, a la correa o banda de carga y a los dos cojinetes guías que soportan el tambor. El tambor es el que soporta el peso combinado de la caja de contrapesos y de la carga del pozo, por lo que es importante verificar periódicamente el estado del mismo¹⁹.

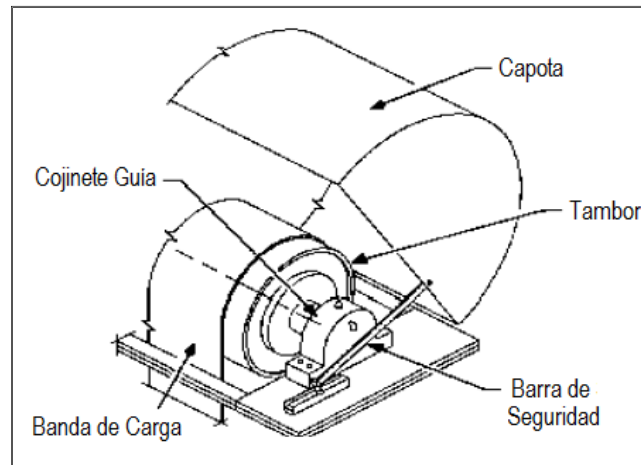


Figura 2.23. Parte superior de la unidad

2.2.3. Cable de la Brida

Cable de acero trenzado que sirve de eslabón entre la correa de carga y la varilla pulida, transmitiendo el movimiento alternativo a la sarta de varillas de succión.

2.2.4. Correa de Carga

Banda flexible de alta resistencia con capacidad de hasta 40,000 lbs, que absorbe los esfuerzos de tensión y compresión.

2.2.5. Varilla Pulida

Es una varilla tipo espejo, como se muestra en la Figura 2.24, que sirve de unión directa entre la sarta de varillas de succión del fondo y el equipo de superficie. Su función principal es soportar el peso total de la sarta de varillas, junto con la bomba y los fluidos.

Su superficie es pulida para lograr un perfecto sellamiento con el estopero y evitar el desgaste constante de los sellos de éste.

Como la varilla pulida soporta las cargas más altas, sobre todo en la carrera ascendente, necesita ser una varilla grande y sólida. Pruebas de laboratorio (de 10 millones de contraesfuerzos a una velocidad de 15 spm) han demostrado que no deben permitirse esfuerzos sobre la varilla pulida que excedan de $30,000 \text{ lb/pg}^2$. Entre las cargas a las que esta expuesta se encuentran¹³:

1. Peso de la sarta de varillas
2. Peso del fluido
3. Carga de aceleración
4. Carga de vibración
5. Fuerza de flotación
6. Fuerza de fricción



Figura 2.24. Varilla pulida

2.2.6. Caja de Contrapeso

Como el peso de la sarta de varillas, la bomba y la columna de fluidos desequilibran la fuerza necesaria para realizar el movimiento recíprocante, es necesario equilibrar el peso del aparejo con masas de acero (contrapeso) que permitan reducir el consumo de energía.

La caja de contrapesos posee tres guías en cada esquina para mantenerla apropiadamente posicionada dentro de la torre. Una guía tiene la función de alinear la caja de lado a lado. Las otras dos (en cada esquina) alinean la caja de atrás hacia delante¹⁹.

2.2.7. Válvula de Control

La válvula de control es aquella que se utiliza para controlar los fluidos (Figura 2.25). Entre las mayormente usadas, se encuentran¹⁵:

- a) Válvula de compuerta con sello de metal en hule
- b) Válvula de compuerta con sello de metal con metal

c) Válvula de aguja (para depresionar las conexiones superficiales)



Figura 2.25. Válvula de control

2.2.8. Válvula de Retención

Es aquella que permite únicamente el paso de fluidos en una sola dirección, impidiendo que los fluidos se regresen cuando se presenten contrapresiones (Figura 2.26). Los tipos de válvulas de retención, son¹⁵:

- a) Pistón
- b) Charnela



Figura 2.26. Válvula de retención

a) Válvula de Pistón

Son diseñadas con los cuerpos de las válvulas de globo, proporcionando un cierre más hermético que cualquier otro tipo. Tienen excelente resistencia a la fatiga, a la corrosión y a la erosión.

b) Válvula de Charnela

Constan de un disco en su interior que oscila para permitir el paso total de los fluidos, reduciendo la turbulencia y minimizando la fuerza de caída de presión. Su construcción permite una tolerancia mínima entre las superficies de mayor desgaste, asegurando mayor duración en las partes del movimiento.

2.2.9. Preventor

La Figura 2.27 muestra el preventor, un mecanismo de seguridad diseñado para impedir el paso de los fluidos al exterior cuando la unidad de bombeo está operando. En su interior tienen unos sellos de hule que aprietan la varilla pulida y evita el paso de los fluidos¹⁵. Esta herramienta es indispensable cuando se requiera hacer algún cambio de hules al estopero, cuando se presente rotura en la sarta de varillas, etc.



Figura 2.27. Preventor

2.2.10. Estopero

Es una herramienta de seguridad que se coloca en el árbol de válvulas, por encima de la tee de bombeo. Su función es evitar la fuga de fluidos a la superficie, por medio de unos sellos que actúan sobre la varilla pulida (Figura 2.28)^{3,15}. Los anillos de estos sellos usualmente están hechos de goma o teflón para tener una baja fricción durante la acción de sellamiento.



Figura 2.28. Estopero

2.2.11. Grampa

Es un mecanismo de seguridad conformado por tornillos, que sirve para sujetar la varilla pulida (Figura 2.29). 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 efectúen con la sarta de varillas.



Figura 2.29. Tipos de grampas

2.2.12. Motor Primario

Es el elemento que otorga la potencia necesaria para impulsar el sistema. El motor primario de una unidad de bombeo mecánico puede ser a) motor de combustión interna o b) motor eléctrico¹⁵.

- a) El motor **de combustión interna** trabaja con gas, ya sea gas seco o proveniente del cabezal del pozo, con excepción de aquel que contiene H₂S. Se clasifican en:
 - i. Motor de alta velocidad: trabaja a velocidades de operación entre 750 y 2000 rpm que por lo general son de diesel o de 4 ciclos. Son motores complejos, con menos torque que los de baja velocidad, y aunque son los menos costosos, tienen una vida útil reducida.
 - ii. Motor de baja velocidad: trabaja a velocidades de entre 200 y 800 rpm de uno o varios cilindros de 2 ciclos. Tienen una vida útil larga por ser de baja velocidad, pero baja relación potencia/peso.

- b) El **motor eléctrico** es de los más comunes de operar en una instalación de bombeo mecánico, por su bajo costo. Generalmente es trifásico con 4, 6 y hasta 8 polos que pueden asegurar una elevada entrega de potencia a velocidades de 1800, 1200 y 900 rpm respectivamente¹⁶. El motor eléctrico está diseñado para trabajar bajo cargas constantes, aunque en la realidad no sucede así, ya que en la carrera ascendente, el motor se expone a una carga máxima, mientras que en la carrera descendente actúa más como un generador.

Cuando el motor gira a una velocidad inferior a la de su velocidad sincrónica, se dice que está cargado y a la diferencia entre la velocidad sincrónica y la velocidad bajo condiciones de carga total, se le conoce como deslizamiento del motor (expresado en %)¹³.

Un motor que tiene bajo deslizamiento tiene un bajo rango de variación de velocidad que lo hace consumir mucha corriente cuando la carga aumenta. Por otro lado, un motor de alto deslizamiento tiene un rango alto de variación de velocidad y no consume tanta corriente cuando aumenta la carga porque puede reducir su velocidad.

2.2.13. Caja de Engranaje

La función de la caja de engranaje es convertir la elevada velocidad rotacional del motor en una velocidad adecuada de bombeo³.

Los reductores de velocidad utilizan un engranaje doble o triple, como muestra la Figura 2.30 (con tres ejes), donde el eje de entrada es de alta velocidad, un eje intermedio y el eje de baja velocidad. El eje de alta es impulsado por el motor a través de una correa y el eje de baja impulsa una cadena, a través de una corona de 18 pulgadas de diámetro que acciona el mecanismo de reversa del sistema. Al tenerse un brazo impulsor corto, se requiere menos esfuerzo y se puede obtener una caja reductora más pequeña y con lo mismo mejorar la eficiencia total del sistema²⁰.



Figura 2.30. Reductor de velocidad

La polea del reductor de engranes es el miembro que recibe la potencia del motor principal a través de bandas. La relación del diámetro de la polea del reductor de engranes, al diámetro de la polea del motor y la reducción de velocidad en el reductor de engranes, determinan la reducción total de velocidad del motor principal hasta la varilla pulida¹⁵.

2.2.14. Sistema de Frenado

Las unidades de bombeo mecánico de carrera larga vienen equipadas con dos tipos de frenos, automático y manual. Ambos consisten en frenos de discos con pastillas, montados en el eje de entrada de la caja reductora. La operación de cada sistema es independiente uno del otro. Las dos pastillas se encuentran montadas en un solo disco y ambas son idénticas¹⁹.

El freno manual se activa por medio de una palanca, como se muestra en la Figura 2.31, en donde el movimiento es transmitido por un tornillo-palanca, que al extenderse frena el sistema. El interruptor ubicado al lado derecho de la palanca puede ser accionado de manera manual.



Figura 2.31. Freno manual

El freno automático mostrado en la Figura 2.32, actúa por medio de un motor eléctrico que impulsa a un engranaje, para que al contraerse frene y al extenderse libere el freno. Este es controlado por el Speed-Sentry o Panel de Control (Figura 2.33), el cual monitorea la velocidad de la unidad, ya que es programable (con un valor de baja velocidad) para

apagar la unidad automáticamente, actuando en el freno y quitando la energía eléctrica al motor para velocidades mayores o menores a la configurada¹⁹.



Figura 2.32. Freno automático

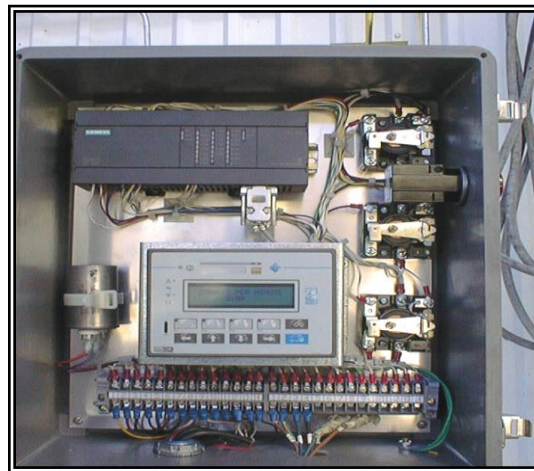


Figura 2.33. Speed-Sentry

2.2.15. Rieles

Debido a que la unidad de bombeo de carrera larga puede revertirse, en caso de un servicio a pozo, los rieles montados en la base de concreto facilitan el deslizamiento de la unidad hacia adelante y hacia su posición original (Figura 2.34).



Figura 2.34. Rieles

2.2.16. Base de Concreto

Debe ser construida de suficiente tamaño y peso en sitio, con la finalidad de soportar la unidad de bombeo de carrera larga (mínimo 125,000 libras). La base debe estar apropiadamente alineada y posicionada al lado del pozo¹⁹.

2.3. Ventajas sobre la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional

Comercialmente, 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.

Existen diferentes tipos de unidades con respecto a la torsión máxima de la caja de engranajes y la carga máxima que soporta la varilla pulida (Tabla 2.4). Sin embargo, entre los modelos más utilizados se encuentran el 800DX, 900 y 1100.

MODELO	700	800DX	900	1100	1151	1200
DESIGANCIÓN API	R160-180-288	R228-300-288	R320-360-288	R320-500-306	R420-500-366	R456-600-306

Tabla 2.4. Distintas unidades de carrera larga

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^{22,28}.

Genera un mayor coeficiente de compresión en la bomba, por lo que se minimizan los problemas por interferencia de gas¹².

El equipo normalmente armado en una sola pieza, cuenta con un eje de rotación en la base que permite doblar la unidad, como se muestra en la Figura 2.35, que facilita su traslado al lugar de instalación.



Figura 2.35. Unidad doblada

La unidad puede desplazarse del cabezal del pozo (en caso de que se requiera hacer alguna intervención) sin necesidad de desarmarse, tal como se observa en la Figura 2.36, ya que cuenta con rieles de metal que permiten instalarle ruedas.

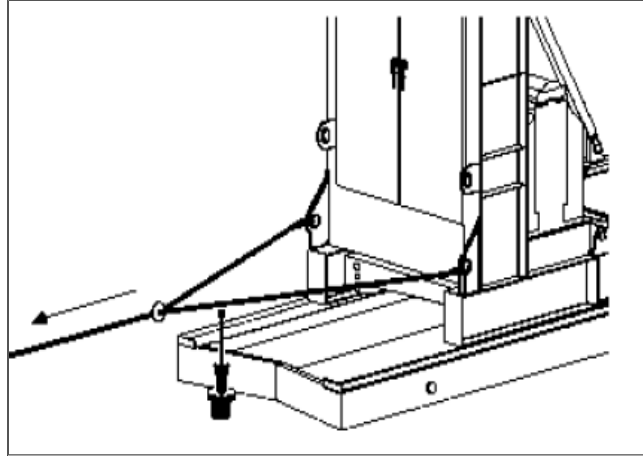


Figura 2.36. Desplazamiento de la unidad

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 balanceada²¹.

2.4. Principio de Funcionamiento

La unidad de carrera larga mantiene 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 (incluyendo las pesas auxiliares) 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 bajadas²¹.

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 fabricante recomienda un espesor de 3 a 4 pulgadas mayor en la cabeza del pozo, que es donde se concentra la mayoría del peso¹⁹.

El motor está conectado directamente a la caja reductora, la cual transmite el movimiento de rotación a una rueda dentada motora que conduce una cadena a velocidad relativamente constante. Dicha cadena viaja entre la rueda dentada mencionada anteriormente y otra fijada en la parte superior de la torre, tal como se muestra en la Figura 2.37, que impulsa la caja de contrapeso y el mecanismo de reversa²⁰.

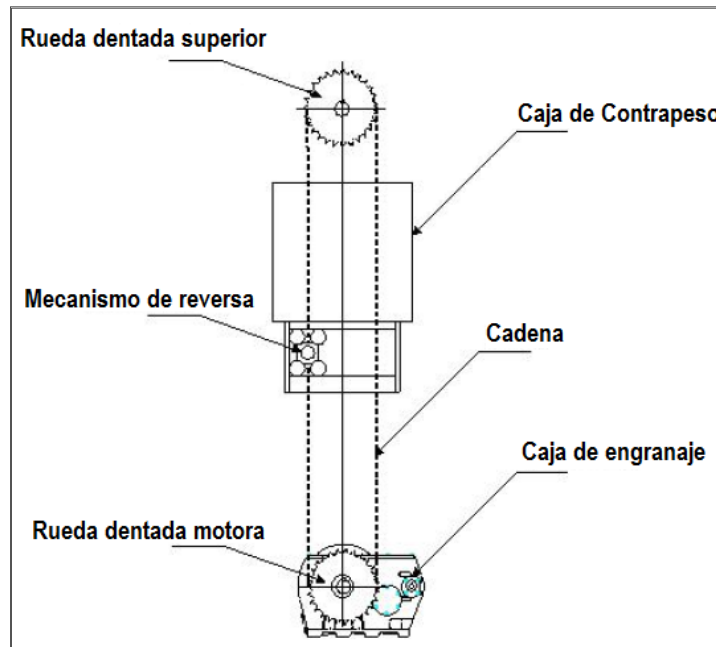


Figura 2.37. Sistema de cadena

La caja de contrapeso del equipo 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, tal como se muestra en la Figura 2.38.

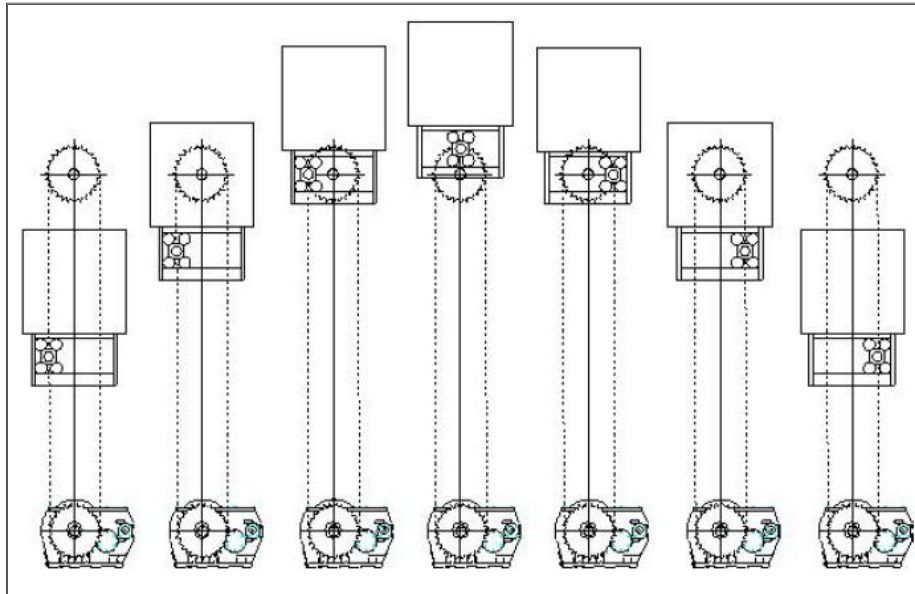


Figura 2.38. Movimiento del contrapeso en el cambio de sentido de la carrera²⁰

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 (Figura 2.39). De esta manera, en la carrera ascendente, el contrapeso baja, mientras que en la carrera descendente el contrapeso sube²⁰.

Esta correa de carga de alta resistencia, con capacidad hasta de 40,000 lbs actúa como un amortiguador de choques, absorbiendo las cargas de impacto de los componentes dentro del pozo para reducir la fatiga del sistema¹². Por otro lado ayuda a la bomba a que trabaje más eficientemente y produzca más fluido.

Los cambios de sentido se producen en las ruedas dentadas (superior e inferior) 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 embolada²¹.

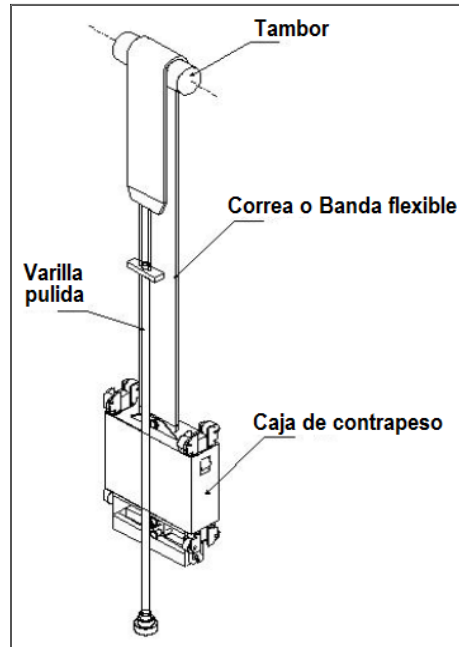


Figura 2.39. Conexión entre la caja de contrapeso y la banda flexible

Dichos cambios de 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 harán²³. Esto produce el **patrón típico de cargas en la varilla pulida**, que de acuerdo con algunos autores, se divide en cuatro zonas¹⁵:

Zona 1.- Es la parte donde ocurre la máxima carga de varillas y el fluido se levantan del fondo con máxima aceleración. Esta zona se extiende desde el fondo hasta algún punto cerca de la mitad de la carrera ascendente, y el componente de la fuerza de inercia se suma a la carga estática de la masa de varillas y fluido. Debido a que la máxima aceleración hacia arriba ocurre en esta zona, normalmente el producto de la carga compuesta de varillas y fluido por la máxima aceleración, da como resultado la carga pico o carga máxima en la varilla pulida.

Zona 2.- Es la parte de la carrera ascendente que se extiende desde cerca del punto medio hasta el tope de la carrera. En esta zona aún se tiene la máxima masa de varillas y fluido, pero se está desacelerando, consecuentemente, el componente de inercia de la masa de varillas y fluido se está restando del total del peso estático.

Zona 3.- Se inicia en la parte superior de la carrera descendente, desplazándose hacia abajo hasta algún punto cerca de la mitad de la carrera. En esta zona únicamente se tiene el peso de las varillas flotando menos el componente de inercia. Normalmente es en esta zona donde ocurre la máxima aceleración hacia abajo.

Zona 4.- Se inicia cerca de la mitad de la carrera descendente y se extiende hasta el fondo de la carrera. En esta zona las varillas flotando se desaceleran en su preparación para detenerse en el fondo de la carrera, entonces, el componente de la inercia se suma al peso de las varillas.

Por otro lado, una unidad de bombeo convencional opera de manera diferente a un equipo de carrera larga, ya que en un balancín, el brazo de torque es cero cerca de la cima y del fondo de la carrera, y el factor de torque se incrementa en forma sinusoidal para los valores máximos cerca de la mitad de la carrera ascendente y descendente. En una unidad tipo balancín por lo general, el motor reduce la velocidad cerca de la mitad de la carrea ascendente y descendente, si la unidad está razonablemente balanceada y después acelera a medida que el brazo de torque disminuye cerca de la cima y del fondo de la carrera.

En la unidad de carrera larga, al inicio de la carrera ascendente, el brazo del torque es próximo a cero y los requerimientos de energía del motor son muy bajos. Como el eslabón de la cadena esta fijo a la caja de contrapesos, el brazo de torque es constante durante el resto de la carrera ascendente hasta que el eslabón entra en contacto con la rueda dentada. Entonces la velocidad del eslabón desciende a cero e invierte la dirección. Cuando esto ocurre, la banda absorbe parte de los cambios de cargas que ocurren al cambiar la varilla pulida de velocidad y dirección²¹.

Cuando la unidad de bombeo está balanceada de manera que la carga del motor en la carrera ascendente es aproximadamente igual a la carga en la carrera descendente, el motor estará muy cargado la mayor parte del tiempo y la eficiencia eléctrica total mejorará. La razón de que la unidad de carrera larga sea relativamente eficiente se debe a que el motor es cargado uniformemente y opera en un rango más eficiente la mayor parte del tiempo, si la unidad está propiamente balanceada.

Por otro lado, el sistema de freno automático con el que cuenta, protege a la unidad de daños en caso que los contrapesos queden en caída libre y en condiciones en que puedan sobrecargar el sistema.

Si la velocidad sincrónica del motor también se aumenta el panel retiene la energía hasta que nuevamente la velocidad se normaliza. Este “freno dinámico” hace que el sistema sea altamente eficiente.

2.5. Rango de Aplicación

Las unidades de carrera larga están diseñadas para manejar fluidos altamente viscosos (>6,000 cp) a bajas temperaturas (40°C) y ser aplicables en pozos con rangos de producción entre 100 y 2500 bpd, en pozos desviados y horizontales, pozos con problemas de fondo, con alta carga dinámica, etc.^{2,28}.

La siguiente tabla muestra las especificaciones principales de los distintos modelos de bombeo mecánico de carrera larga comúnmente usados. (Tabla 2.5).

CARACTERÍSTICAS	Modelo 800DX	Modelo 900	Modelo 1100
Unidad	R228-300-288	R320-360-288	R320-500-306
Longitud de Carrera (pg)	288	288	306
Carga Máxima en la Varilla Pulida (lbs)	30,000	36,000	50,000
Peso de la Unidad (lbs)	46,000	46,000	54,800
Peso de la Base (lbs)	29,000	29,000	29,000
Caja Reductora (pg-lbs)	228,000	320,000	320,000
Rango de Temperatura (°F)	-40 a 140		
Ancho de Banda de Carga (pg)	30	42	50
Carga admisible de Banda de Carga (lbs)	10,000	10,000	10,000
Contrapeso Mínimo (lbs)	9,400	9,400	9,800
Contrapeso Auxiliar (lbs)	12,100	21,980	25,300
Contrapeso Máximo (lbs)	21,500	31,380	35,100

Tabla 2.5. Especificaciones de las unidades de bombeo de carrera larga¹⁹

El anexo A-3 presenta una comparación entre la unidad de bombeo de carrera larga, con respecto a las demás unidades de bombeo mecánico.

2.6. Metodología de Diseño

El diseño del sistema son todos aquellos cálculos que nos permiten determinar las dimensiones del equipo que se pretende instalar en aquellos pozos, que utilizan bombeo mecánico como mecanismo de producción.

Existen parámetros críticos que deben cuidarse al momento de realizar el diseño. Algunos de ellos se mencionan a continuación¹⁴:

- Gasto de Producción
- Costos de capital
- Cargas en las varillas
- Cargas en la caja de engranaje
- Eficiencia del sistema.
- Costos de energía.
- Disponibilidad de equipo
- Entre otras.

Diseñar un sistema de bombeo mecánico es un proceso de ensayo y error que en ocasiones resulta en un sistema que podría estar muy alejado del ideal, debido a que obtener un diseño ideal requiere de equipos y datos que no siempre están disponibles.

2.6.1. Diseño con Rodstar

RODSTAR es un programa de computadora desarrollado por Theta Enterprise que puede simular cualquier geometría de bombeo mecánico y predecir su comportamiento con exactitud¹⁴. Utiliza la ecuación de onda para simular el comportamiento de la sarta de varillas y el análisis del esfuerzo de la sarta de varillas y la predicción de las tensiones en el tope de cada sección de varillas, lo realiza a partir del método de goodman modificado (MG).

Es una herramienta que puede usarse para comparar unidades, velocidades de bombeo, tamaños de pistón, varillas, tipos de motor, etc. y para evaluar los efectos de bomba llena, nivel de fluido, etc. También predice las cartas dinamométricas de superficie y de fondo, y el diagrama de cargas permisibles. Calcula los picos de torque y las cargas en el reductor

de engranaje, las cargas estructurales, cargas en las varillas, velocidad de bombeo, mínima longitud requerida por la bomba, longitud del pistón, espaciamiento de la bomba, gasto esperado, contrabalanceo necesario, etc²⁴.

El anexo A-6 muestra un diagrama de flujo que se utiliza para diseñar el bombeo mecánico de carrera larga.

Por otro lado, dicho programa no considera flujo multifásico y algunos de sus cálculos se basan en aceites ligeros, como es el cálculo del coeficiente de fricción. Por tal motivo, para realizar el diseño de un pozo vertical de aceite pesado (o con problemas de parafinas), se recomienda aumentar de 2 a 3 veces el valor calculado por el programa y para pozos desviados, aumentar de 4 a 6 veces el valor de manera que se aproxime más a valores reales.

RODSTAR utiliza las siguientes variables adimensionales como una relación de la eficiencia del sistema; sin embargo no se considera como una relación lineal²⁴.

$\frac{F_o}{Skr}$ = 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.

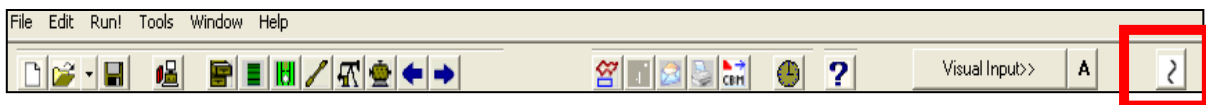
$\frac{N}{No'}$ = Relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas combinadas.

Entre mayor sea la relación de $\frac{F_o}{Skr}$ más corta será la carrera del pistón y la eficiencia del sistema será mejor.

Entre mayor sea la relación de $\frac{N}{No'}$ más larga será la carrera del pistón y la eficiencia del sistema será menor.

Por otro lado, los pasos a seguir en el diseño de la instalación del bombeo mecánico con dicho programa se ejemplifican para el pozo E-1. Sin embargo para el diseño del pozo E-2 (que es un pozo desviado), se anexan los pasos 6 y 7.

1.- Se selecciona la configuración del pozo en el último icono de la ventana, es decir, vertical o desviado.



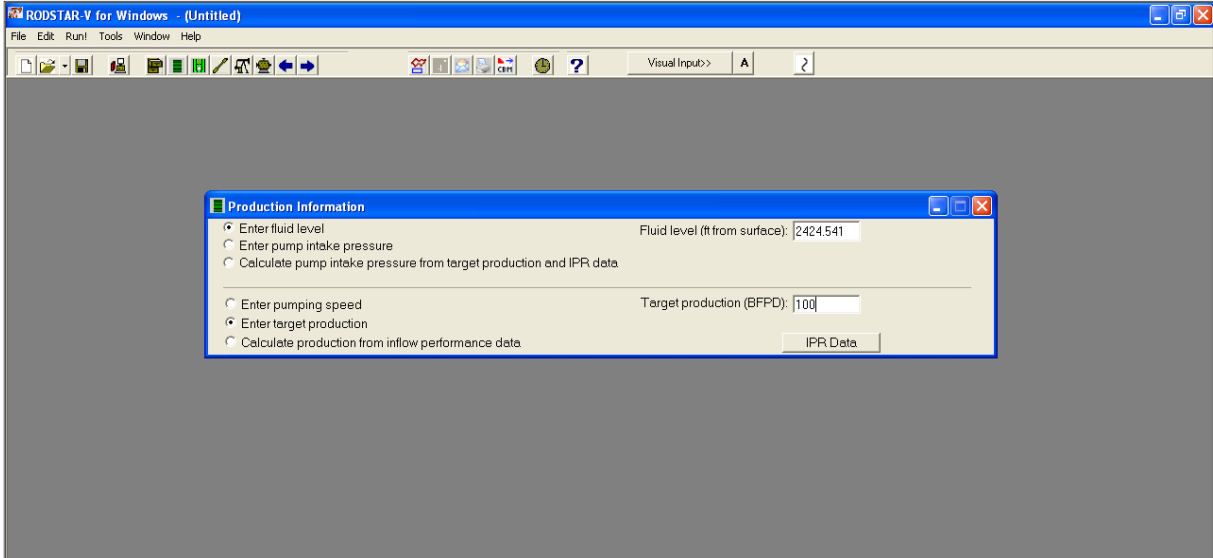
2.- Se introducen los datos del pozo (nombre, profundidad de asentamiento de la bomba, y tiempo de operación) y se selecciona la condición de bombeo. Como son pozos nuevos, el diseño se realiza para condiciones máximas, en donde la bomba está completamente llena. Aquí mismo se introducen las presiones (TP, TR), el corte de agua y la gravedad del fluido.

Para evitar sobrediseñar severamente la capacidad de desplazamiento del sistema de bombeo, se recomienda diseñar para una eficiencia de bomba de entre 75% y 85%.

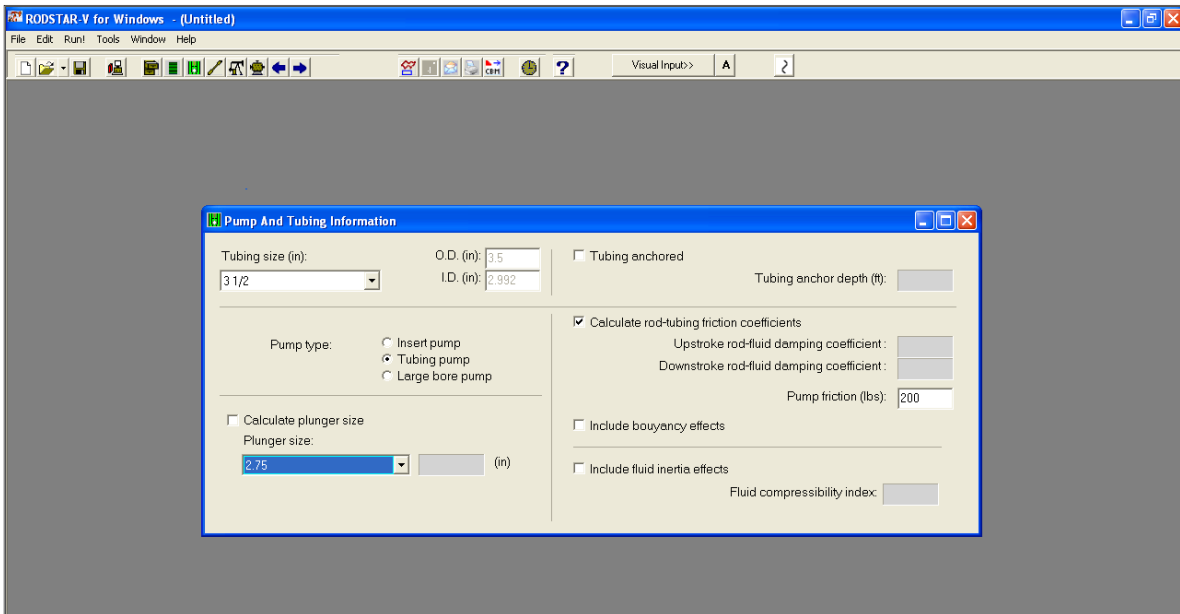
The screenshot shows the 'Well Information' dialog box within the RODSTAR-V for Windows application. The dialog box contains the following fields and options:

Company name:	Martelo	Date:	Martes, 22 de Junio de 2010
Well name:	E-1	Pump depth (ft):	2751.247
User name:	ClauM	Run time (hrs/day):	24
Comment:	Rotaflex 900	Stuffing box friction (lbs):	100
Pump condition:		Tubing pressure (psi):	256
<input checked="" type="radio"/> Full pump		Casing pressure (psi):	256
<input type="radio"/> Fluid pound		Water cut (%):	14
<input type="radio"/> Gas interference		Water specific gravity:	1.05
<input type="radio"/> Calculate pump condition and fillage		Oil gravity (API °):	7.74
Pump efficiency (%):	75	Fluid specific gravity:	<input type="text"/> <input checked="" type="checkbox"/> Calculate
Pump fillage (%):	<input type="text"/>		

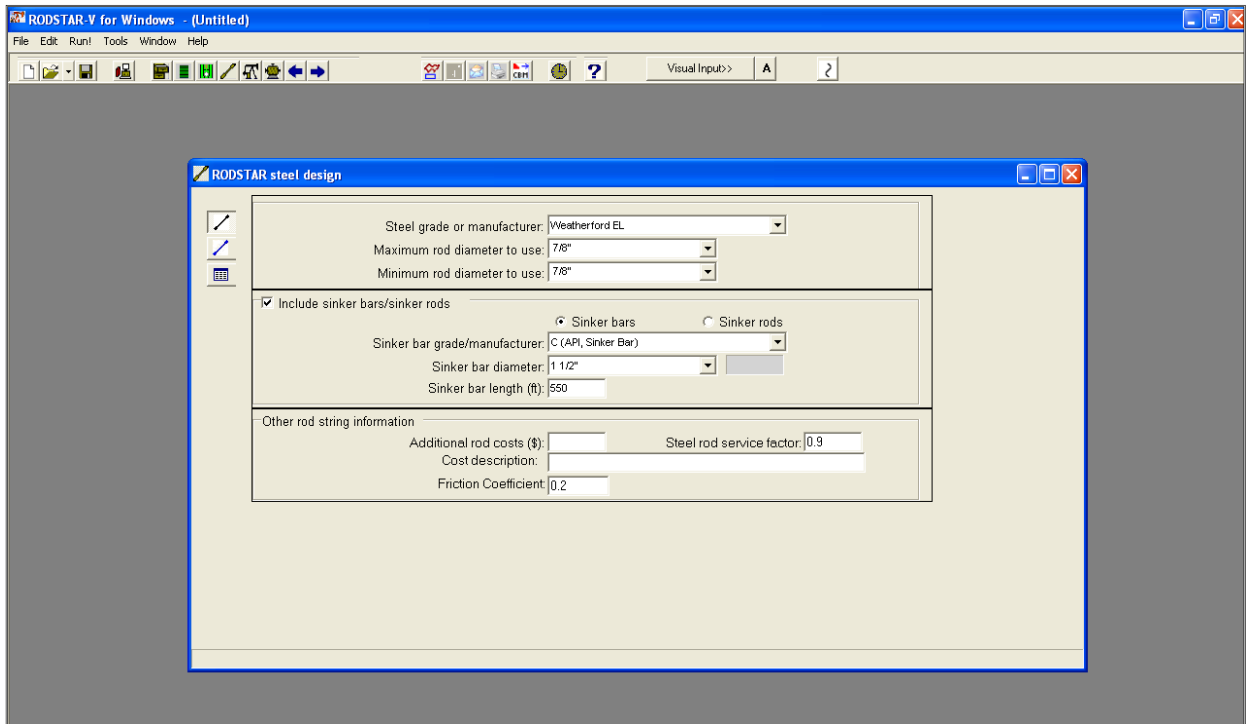
3.- En los datos de producción, debido a la falta de información, se selecciona realizar el cálculo por nivel de fluido, considerando una sumergencia de la bomba de 100 m. De igual forma se introduce el gasto esperado.



4.- Se selecciona el diámetro de la tubería de producción, el diámetro del pistón y el tipo de bomba a utilizar (insertable o de tubería). Así mismo se pide al programa que calcule los coeficientes de fricción entre la TP y la varilla, para posteriormente hacer la corrección por aceite viscoso. Por experiencia operativa se considera una fricción de 200 lbs para la bomba.



5.- Para el diseño de la sarta de varillas se especifica el tipo de varilla (acero o fibra de vidrio), el grado y el diámetro máximo y mínimo a utilizar. Como se utilizarán barras de peso, se especifican las características de estas (grado, diámetro y longitud).



6.-Para el caso del pozo desviado, se necesita la información de la trayectoria de desviación del pozo, proporcionada en el giroscópico. Se introduce la profundidad medida (MD), la inclinación y el azimuth. Una vez introducida dicha información, el programa automáticamente calculará la severidad de la desviación (dog-leg) y la profundidad vertical verdadera (TVD).

RODSTAR-D for Windows 3.1 for Windows - SAMARIA-913H ROTAFLEX 30% agua.rsdx

File Edit Run! Tools Window Help

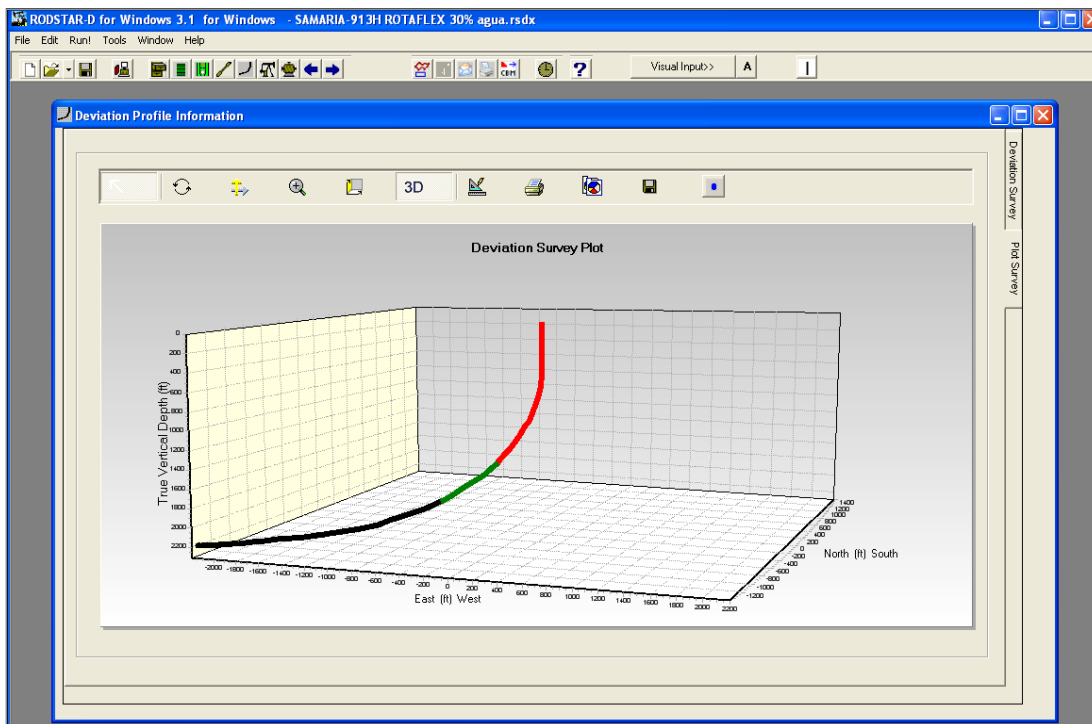
Visual Input>> A I

Deviation Profile Information

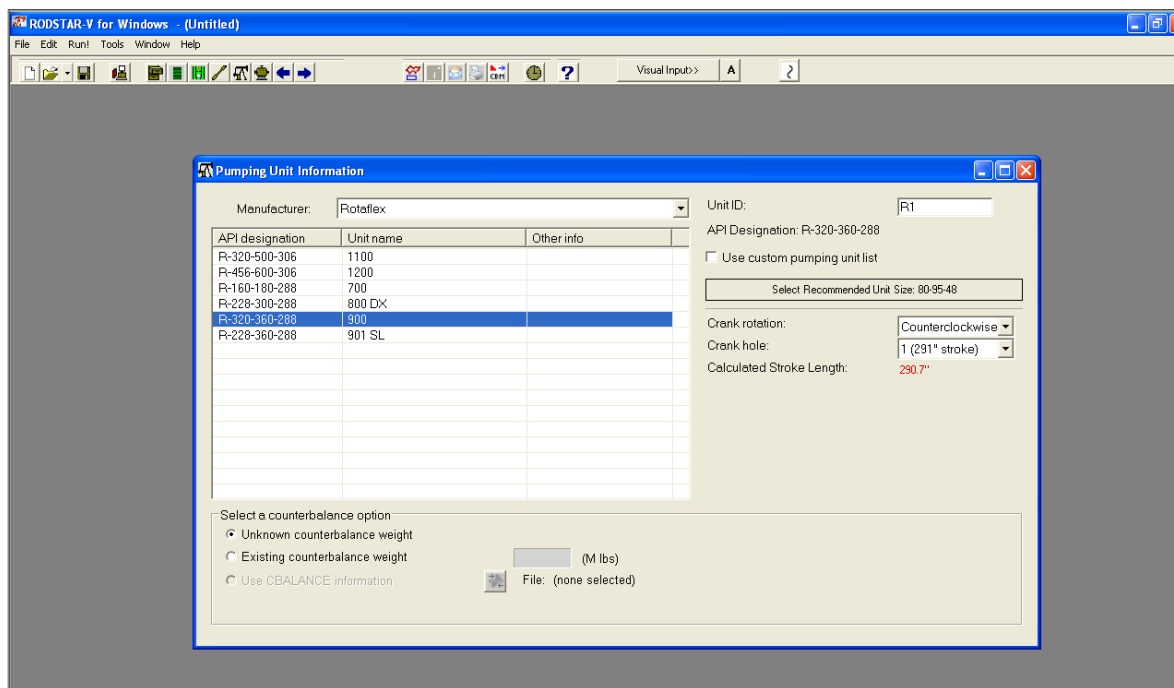
#	Meas. depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Dogleg sev. °/100ft	TVD (ft)	N-S (ft)	E-W (ft)
1	0	0.00	0.00	0	0	0	0
2	360.8	0.00	0.00	0	360.8	0	0
3	455.92	1.45	346.20	1.52	455.91	1.17	-0.29
4	547.76	3.00	291.39	2.69	547.69	3.17	-2.8
5	636.32	5.84	264.70	3.88	635.98	3.6	-9.45
6	731.44	7.90	256.91	2.37	730.42	1.68	-20.64
7	826.56	10.98	258.35	3.25	824.24	-1.64	-35.88
8	921.68	15.27	257.85	4.51	916.85	-6.1	-57.01
9	1016.8	19.52	253.92	4.63	1007.6	-13.14	-84.53
10	1115.2	20.49	243.67	3.69	1100.09	-25.34	-115.78
11	1200.48	22.95	238.91	3.55	1179.32	-40.55	-143.4
12	1292.32	23.89	240.41	1.21	1263.59	-58.98	-174.9
13	1380.88	28.14	239.46	4.82	1343.16	-78.46	-208.5
14	1472.72	32.71	239.58	4.98	1422.33	-102.04	-248.57
15	1531.76	34.54	239.59	3.1	1471.49	-118.59	-276.77
16	1623.6	37.35	239.29	3.07	1545.84	-146	-323.18
17	1718.72	41.50	238.96	4.37	1619.3	-177	-375.01
18	1813.84	45.79	238.12	4.55	1688.11	-211.27	-430.99
19	1905.68	49.82	235.77	4.78	1749.79	-248.41	-487.97
20	2000.8	51.80	235.20	2.13	1809.89	-290.18	-548.71

N-E N-W S-E S-W

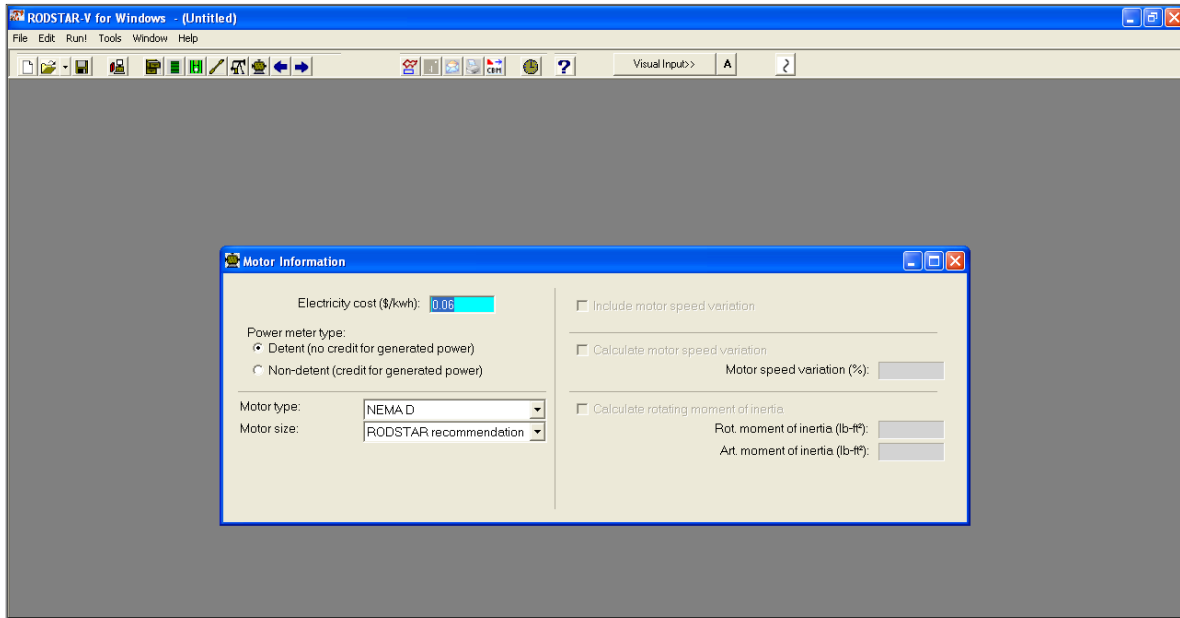
7.- A partir de esto, el programa generará una gráfica en 3D de la desviación del pozo.



8- El siguiente paso es seleccionar el tipo de unidad de bombeo, especificando que se desconoce el peso de los contrabalancesos.



9.- Debido que el software diseña con información de motores eléctricos, por default se selecciona el tipo de motor Nema D y la opción de que el programa recomiende el tamaño del motor (que aplicaría al utilizar uno de combustión interna).



10.- Finalmente, con los datos introducidos correctamente, el programa podrá ser corrido para obtener el diseño correspondiente.

El siguiente capítulo muestra las características de la aplicación de la unidad de carrera larga, explicando a detalle los resultados obtenidos del diseño de la instalación del equipo para ambos pozos.

Capítulo 3

Caso Práctico: Aplicación en México de Bombeo Mecánico de Carrera Larga

Actualmente, en México se están integrando equipos de bombeo mecánico de carrera larga en pozos de un campo de la región sur, que para fines prácticos se ha nombrado como Campo Eloy. Estos pozos presentan características particulares en cuanto a baja temperatura, fluidos altamente viscosos (>6000 cp) y de baja gravedad (<10°API).

3.1. Características del Campo Eloy

El campo Eloy se descubrió en 1961, con la perforación del pozo E-001 a 3469 metros de profundidad, de donde se obtuvo una producción de 94 bpd de aceite. El fluido producido se trataba de un aceite de 14 °API, perteneciente a arenas no consolidadas del terciario.

Ante la necesidad de obtener una mayor producción, e incrementar el factor de recuperación, siendo éste un campo maduro, se reevaluaron las condiciones de algunos pozos del campo, en los que se manifestó la presencia de crudo pesado y extrapesado (5-10°API).

Con el objeto de evaluar las arenas impregnadas, en el año 2004 se perforó el pozo E-1001, mediante el cual se determinaron varias propiedades del sistema roca-fluido. Las siguientes tablas muestran las características generales del yacimiento, las características petrofísicas y las del fluido, que caracterizan el aceite pesado y extrapesado. (Tabla 3.1-3.3)

	PESADO	EXTRAPESADO
Tipo de Yacimiento	Estructural-Estratigráfico	
Área (km²)	12	25
Presión Inicial (Kg/cm²)	200-150	97-90
Presión Actual (Kg/cm²)	170-120	97
Presión de Saturación (Kg/cm²)	105-158	84
Temperatura (°C)	60-80	45-47
Profundidad (mbNM)	1,100-2,200	600-900
Tipo de Empuje	Expansión de Roca-Fluidos, Empuje Hidráulico	Expansión de Roca-Fluidos

Tabla 3.1. Características generales del yacimiento

PETROFÍSICAS

	PESADO	EXTRAPESADO
Tipo de yacimiento	Aceite negro	Aceite negro viscoso
Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Formación	Paraje Solo, Filisola	Paraje Solo
Porosidad (%)	20-40	20-40
Saturación de agua (%)	10-30	10-20
Permeabilidad (mD)	400-4,000	3,000- 6,000
Espesor bruto (m)	400-600	300-500
Espesor neto (m)	150-200	120-150

Tabla 3.2. Características petrofísicas

DEL FLUIDO

	PESADO	EXTRAPESADO
Tipo de fluido	Aceite pesado y mediano	Aceite extrapesado
Densidad de aceite (°API)	12-23	5-10
RGa (m³/m³)	60-120	1-10
Viscosidad @ Ta (cp)	200-2,000	6,000-45,000
Viscosidad @ Ty (cp)		4,500-23,000

Tabla 3.3. Características del fluido

Con el objetivo de optimizar las condiciones de operación, se optó por la implementación de un sistema artificial de producción que permita reactivar la explotación del crudo extrapesado 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 de carrera larga.

Para la elaboración de los diseños se consideraron las siguientes premisas:

- Gastos de producción esperados.
- Condición promedio de temperatura y viscosidad.
- Bombas y pistones de diámetros grandes (considerando el diámetro interno de la TP)
- Eficiencia de bomba entre 75% y 85%.
- Menor velocidad de operación para evitar consumo de energía y fatiga por tensión.

- Diseño de sarta de varillas para nivel de fluido bajo.

3.2. Terminación de los Pozos

Para cada uno de los pozos se realizó el diseño de la instalación de la unidad de bombeo mecánico con ayuda del software RODSTAR, en donde los datos del fluido y del yacimiento se tomaron como base de la información existente del pozo E-1001, debido a la escasez de información.

Debido a la calidad del crudo extrapesado, se planteó la operación de los pozos con la unidad de bombeo mecánico de carrera larga y la inyección de mejorador de flujo (PI-7186 base aceite) en diferentes puntos del pozo, con el fin de reducir las pérdidas por fricción generadas a lo largo de las tuberías y mejorar la viscosidad del crudo.

Por otro lado, al ser un yacimiento somero y de arena no consolidada, se considera producción de arena en su etapa temprana de explotación, por lo que el diseño de la terminación de los pozos contemplará equipos para controlar la migración de finos.

3.2.1. Pozo E-1

Es un pozo vertical de 975 metros de profundidad, cuya densidad del aceite es de 7.74 °API y una viscosidad @ c.y de 13,742 cp.

3.2.1.1. Diseño

El diseño del pozo con el sistema de bombeo mecánico se realizó a partir de los datos de la Tabla 3.4.

DATOS	
Producción esperada (bpd)	100
Densidad del fluido (°API)	7.74
Profundidad de la bomba (m)	839
Sumergencia (m)	100
Nivel de fluido (m)	739
Presión en la TP (psi)	256
Presión en la TR(psi)	256
Corte de agua (%)	14
Diámetro de aparejo (pg)	3 ½
Tubería de producción desanclada	

Tabla 3.4. Datos de entrada del pozo E-1

Con los datos establecidos y siguiendo los pasos de diseño mencionados en el Capítulo 2, se realizaron una serie de corridas y correcciones para la unidad R-900, cuidando de no sobrecargar las varillas, la unidad y el reductor de engranaje.

Parte de los resultados obtenidos con el programa Rodstar se muestran en la Figura 3.1, donde se observa que la unidad tendría que trabajar a una velocidad de 0.54 spm, con un motor de 5 hp de potencia para producir 99 bpd. Soportaría el 40% de carga con respecto a su capacidad máxima, al tener la varilla pulida una carga pico de 14,408 lbs y la caja de engranaje operaría a un 23% de su capacidad máxima, al tener un torque pico de 73,000 lbs-pg.

Por otro lado, al contar con una tubería desanclada, ésta se desplazaría 2.7 pg y ocasionaría una pérdida mínima de producción de 0.9 bpd. La bomba recomendada sería de 31 pies de longitud, con un pistón de 2 pies y un espaciamiento entre éste y la válvula viajera de 23.2 pg.

CALCULATED RESULTS			
Production rate (bfpd):	99	Peak pol. rod load (lbs):	14408
Oil production (BOPD):	85	Min. pol. rod load (lbs):	5996
Strokes per minute:	.54	Polished rod HP:	3.1
System eff. (Motor->Pump):	45%	Unit struct. loading:	40%
Permissible load HP:	11.4	PRHP / PLHP	0.27
Fluid load on pump (lbs):	6370	Buoyant rod weight (lbs):	7112
		N/No: .005 , Fo/SKr: .034	
Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED (Min Torq)		
NEMA D motor:	5 HP		
Single/double cyl. engine:	5 HP		
Multicylinder engine:	5 HP		
Torque analysis and electricity consumption	BALANCED (Min Torq)		
Peak g'box torq.(M in-lbs):	73		
Gearbox loading:	23%		
Cyclic load factor:	1.1		
Counterbalance weight (M lbs):	10.2		
Daily electr.use (KWH/day):	72		
Monthly electric bill:	\$132		
Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.044		
Electr.cost per bbl. oil:	\$0.051		
Tubing, pump and plunger calculations			
Tubing stretch (ins):	2.7		
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.9		
Gross pump stroke (ins):	280.5		
Pump spacing (in. from bottom):	23.2		
Minimum pump length (ft):	31.0		
Recommended plunger length (ft):	2.0		

Figura 3.1. Diseño del pozo E-1

El diseño de la sarta para varillas de 7/8” y 22 barras de peso de 1 ½” muestra una mínima compresión en el fondo de la sarta sin sobrecargarla, pues como se observa en la Figura 3.2, las varillas de 7/8” soportarían el 33% de las cargas y las barras de peso el 57%.

Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.875 @ 1.5	WFT EL C (API, SB)	2201 550	N/A 90000	33% 57%	24051 13098	10394 2294	2997 -113	WFT EL API MG

Figura 3.2. Diseño de la sarta de varillas

La Figura 3.3 muestra las cartas dinamométricas de superficie (azul) y de fondo (verde), en donde se observan cartas de carga ideal ligeramente inclinadas, debido al desplazamiento de la tubería de producción (al no estar anclada).

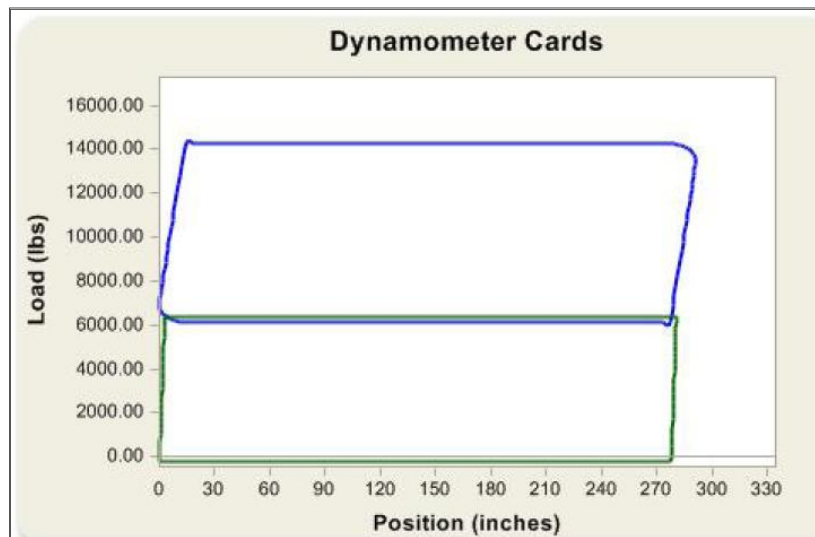


Figura 3.3. Cartas dinamométricas

De igual modo, el gráfico del torque se muestra en la Figura 3.4. En ella se observa como cambia el torque neto en la caja de engranaje durante el ciclo de bombeo, sin sobrecargarla, para condiciones balanceadas.

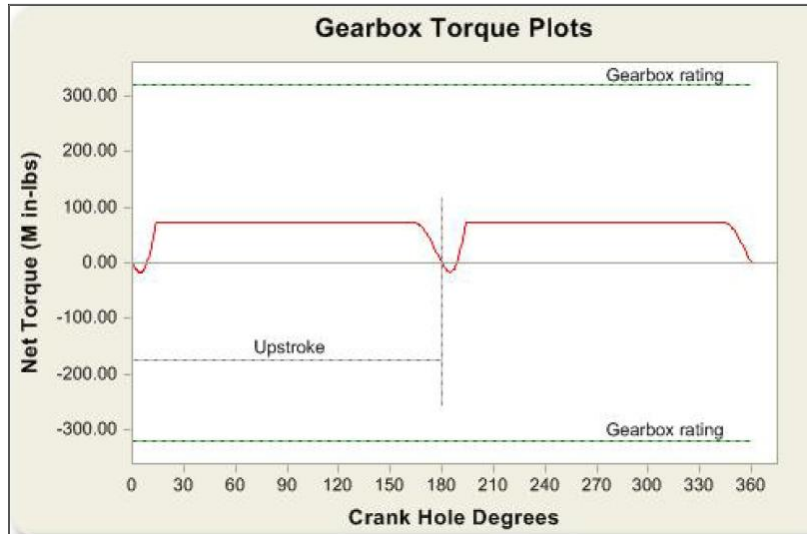


Figura 3.4. Torque neto

El anexo A-7 presenta un cuadro comparativo entre el diseño realizado con una unidad convencional y con una unidad de carrera larga (para las condiciones del pozo E-1). Se observa que la unidad de carrera larga presenta mejores condiciones de operación con respecto a la unidad convencional. Tiene una mayor eficiencia, una menor carga sobre la unidad y una menor carga en la caja de engranaje.

3.2.1.2. Estado Mecánico

El estado mecánico del pozo se observa en la Figura 3.5, cuyo aparejo de producción y arreglo de varillas se detalla en la Tabla 3.5. Adicionalmente a la instalación de bombeo mecánico, se realiza la instalación de una tubería capilar de ¼" para la aplicación del mejorador de flujo en el pozo.

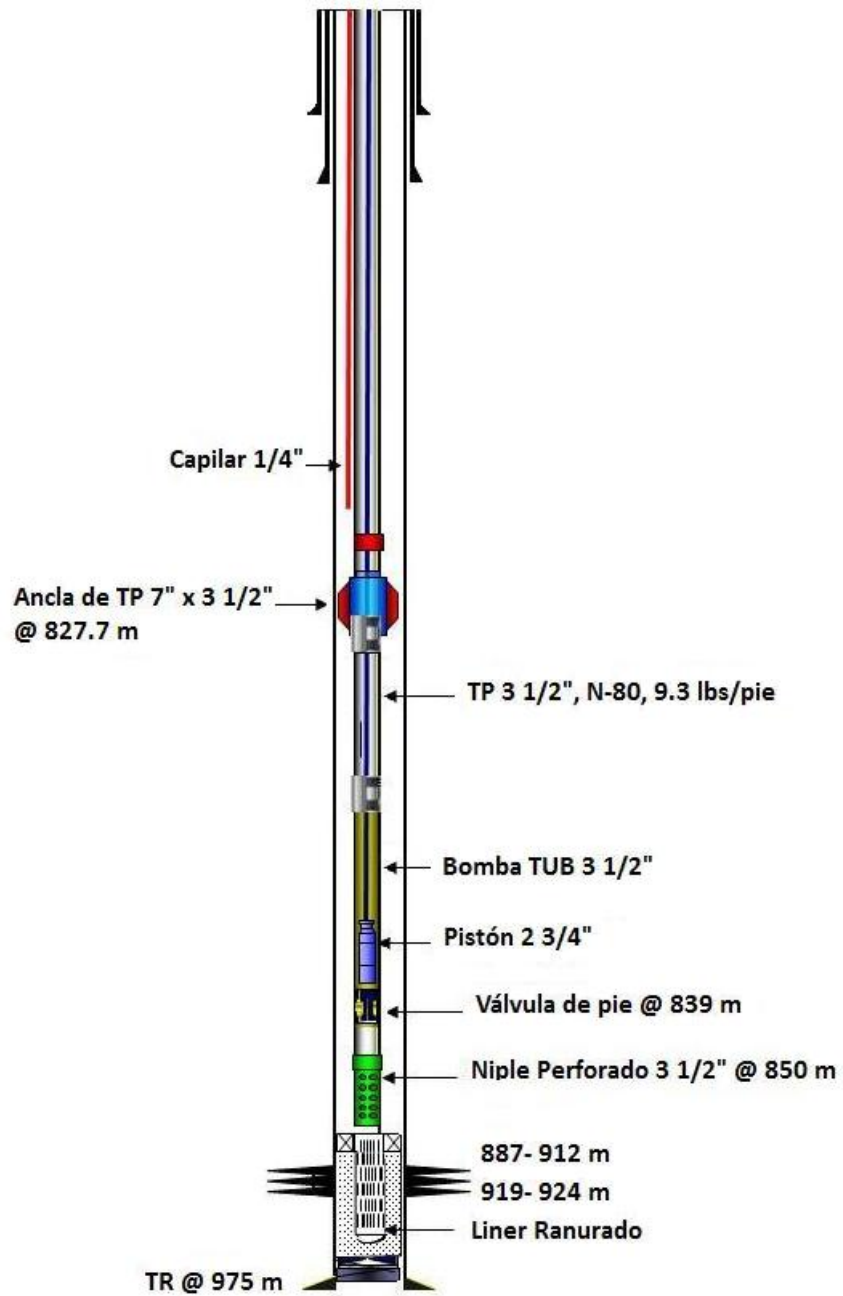


Figura 3.5. Estado mecánico del pozo E-1

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	ID (Pg)	OD (Pg)	LONGITUD (m)	PROFUNDIDAD (m)
Niple perforado 3-1/2" 8HRR, 9.3 lbs/pie	1	2.99	3.5	2.02	850.00
Tubería de 3 1/2", N-80, 9.3lbs/pie 8HRR	1	2.99	3.5	9.61	848.19
BARRIL DE BOMBA: BRS Placa Cromada ID PISTÓN: 2.75" x 2' - .0020 Fit VÁLVULAS: Carburo/Tungsteno	1	2.99	3.5	10.81	838.58
Ancla de TP 7" x 3 1/2", 9.3lbs/pie 8HRD	1	2.99	3.5	0.95	827.77
Tubería de 3 1/2", N-80, 9.3lbs/pie 8HRR	87	2.99	3.5	820.95	826.82
EMR	1	2.99	3.5	5.64	5.64
Barras de peso de 1 1/2" x 25' API Gr. C x 7/8" SR PIN con coples SH Clase T	22		1.5	168.30	670.28
Varillas de 7/8" x 25' Gr. EL con coples SH Clase T	85		0.875	653.65	16.63
Pony Rod 7/8" x 8',6',4', Gr. EL	3		0.875	5.48	11.15
Liner Ranurado					
Zapata de 5" BLUE (BULL NOSE)	1		5	0.3	949.53
Rejillas ranuradas de 5", 15 lbs/pie, L-80 BLUE	6		5	76.01	949.23
Colgador FCH 5" 15 lbs/pie BLUE	1		5	0.22	873.22
PBR 7" X 26 lbs/pie X 6.080 ID BLUE	1		7	4.03	871.44

Tabla 3.5. Aparejo de producción

3.2.1.3. Instalaciones Superficiales

Como se mencionó anteriormente, el pozo opera con una unidad superficial modelo 900 (R320-360-288), un motor de combustión interna de 60 hp, que cubre la potencia mínima de diseño y posibles cambios operativos, y una varilla pulida de 1 1/2" de diámetro y de 36 pies de longitud (10.9 m).

La instalación de la unidad superficial mostrada en la Figura 3.6, comenzó el 08 de diciembre del 2009 y posteriormente las conexiones superficiales (varilla pulida, tee de producción, grampa, estopero) fueran instaladas y probadas. La Figura 3.7 ilustra la instalación completa del equipo superficial.



Figura 3.6. Instalación de la unidad



Figura 3.7. Equipo superficial

3.2.1.4. Condiciones de Operación

El equipo entró en operación el día 10 de diciembre a una velocidad de 1.22 spm, y 1100 rpm en el motor. A partir de ahí, el equipo ha sido monitoreado constantemente, tomando ecómetros y registros dinamométricos, con la finalidad de determinar el nivel de fluido y la sumergencia de la bomba, así como para determinar las cargas en la sarta de varillas y verificar el funcionamiento de la bomba.

Un ejemplo de ello se muestra en la siguiente tabla, donde se presentan los resultados obtenidos de algunos registros tomados desde el inicio de operación del equipo. (Tabla 3.6). De igual modo, las cartas dinamométricas obtenidas de fondo y de superficie (del último registro) se muestran en la Figura 3.8 y en la Figura 3.9, respectivamente.

Fecha	10-Dic	11-Dic	14-Dic	24-Dic	05-Ene	12-Ene	28-Feb
Carga máxima (lbs)	7683	12932	18743	24004	16547	16267	17420
Carga mínima (lbs)	6442	5072	6112	5308	3093	3259	3200
Carga válvula de pie	6573		3528				
Carga válvula viajera	7519		14232				
Llenado bomba	99%	70%	95%	84%	79%	85%	54%
Golpes / minuto	1.22	1.22	0.43	0.41	0.55	0.55	0.51
Longitud de carrera (Pulg)	288	288	288	288	288	288	288
Nivel de fluido (mts)	0	633	475	490	654	706	724
Sumergencia de bomba (mts)	839	206	364	349	185	133	115

Tabla 3.6. Registros dinamométricos

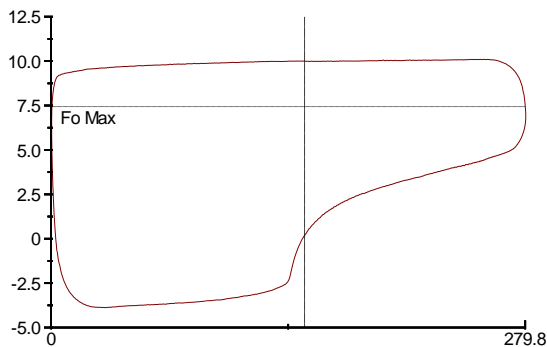


Figura 3.8. Carta dinamométrica de fondo

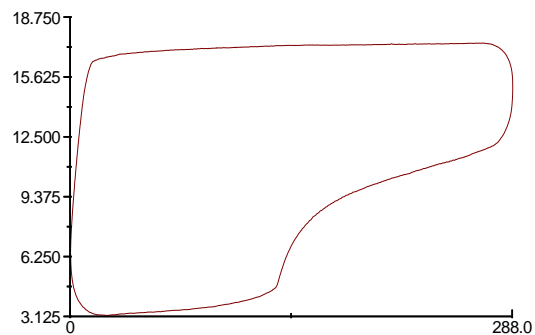
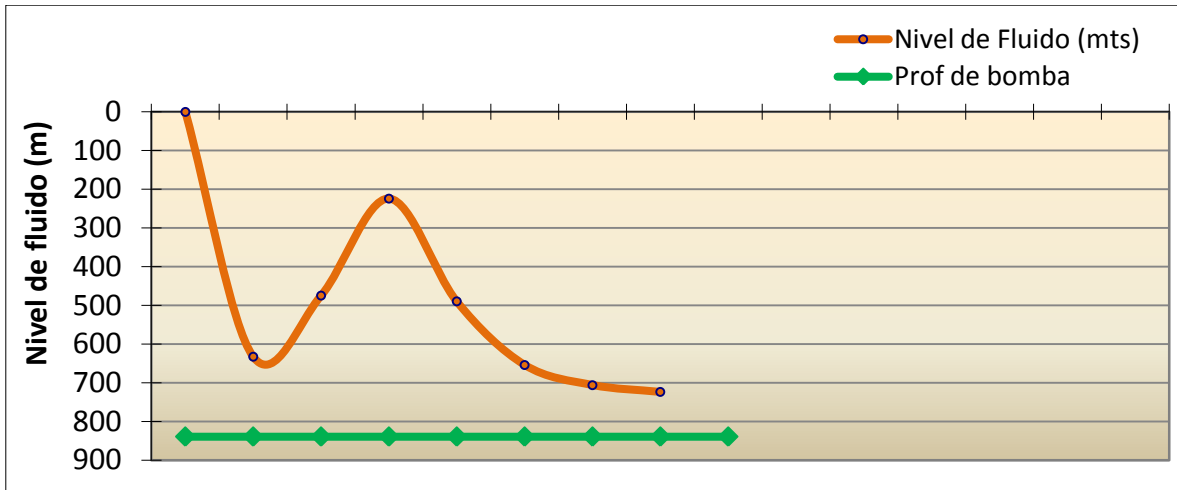


Figura 3.9. Carta dinamométrica de superficie

Por otro lado, si se grafica el comportamiento del nivel de fluido del pozo contra la profundidad de asentamiento de la bomba, se puede observar la sumergencia que tendría la bomba para un punto dado. Por ejemplo, en la Gráfica 3.1 se observa que el nivel de fluido disminuye, por lo que la sumergencia de la bomba también lo hace. Esto obliga a realizar alguna operación que ayude a levantar dicho nivel, como es el desfogue de la TR.



Gráfica 3.1. Nivel de fluido

Así mismo y de manera muy general, se describen las condiciones de operación y el comportamiento que ha tenido la unidad desde su inicio de operación. (Tabla 3.7).

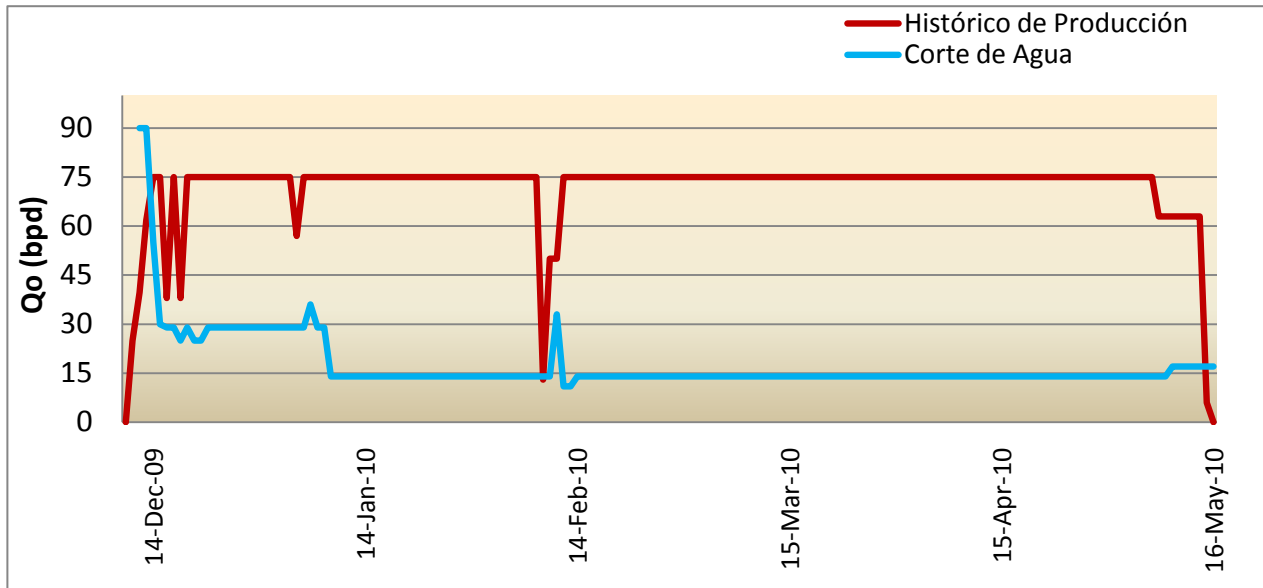
Mes	Condiciones
Diciembre	El 12 de diciembre la velocidad de la unidad se ajustó a 0.43 spm, registrándose una presión en la TR de 18 Kg/cm ² y descargando 105 bpd de aceite con 55% de agua. Posteriormente el pozo continuó descargando aceite con un 29% de agua. El equipo operó en forma semicontinua el resto del mes.
Enero	El día 01 se incrementó la velocidad a 0.54 spm, con 1400 rpm en el motor y una presión en la TP de 10 kg/cm ² . De este modo el pozo continuó aportando 107 bpd con 29% de agua. A partir del 07 del mes la producción de agua se redujo a 14%.
Febrero	El equipo continuó operando a las mismas condiciones y el pozo continuó aportando aceite con 14% de agua. Sin embargo a mediados del mes se registraron bajos niveles de fluido y sumergencia, por lo que se desfogó la TR para levantarlo.
Marzo	A mediados del mes se realizó la inyección de 10 m ³ de aceite caliente deshidratado (a 80 °C), a través de la tubería capilar. Para finales del mes se reajustaron las condiciones de operación del equipo, reduciendo la velocidad a 0.4 spm y a 1000 rpm en el motor.
Abril	El equipo operó en forma continua en condiciones normales, y el pozo continuo aportando aceite con 14% de agua.
Mayo	Se registró nivel de fluido bajo, así como la sumergencia, por lo que se desfogó la TR para levantar el nivel de fluido.

Tabla 3.7. Condiciones de operación

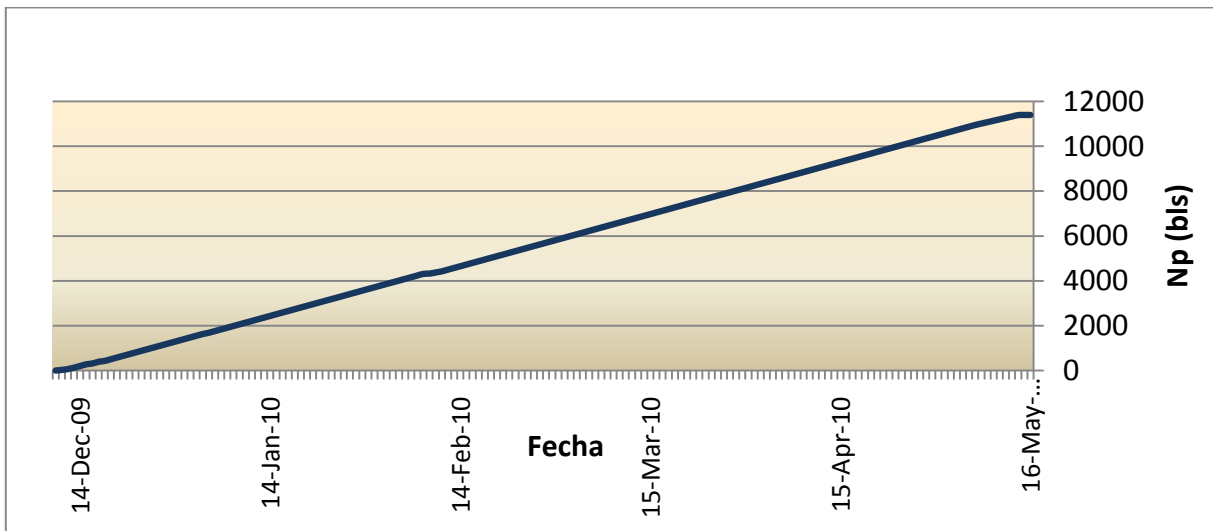
3.2.1.5. Comportamiento de la Producción

El pozo entró en operación con una producción mínima de aceite (25 bpd) y un corte de agua inicial del 90%. Sin embargo, al cabo de unos días la producción se incrementó a 60 bpd de aceite con algunas trazas de sedimento y un corte de agua del 30%.

Como se puede observar en la Gráfica 3.2, durante los meses que el equipo lleva en operación, el pozo se ha mantenido a un gasto relativamente constante, del orden de 75 bpd, con un corte de agua menor al 15%. Esto ha alcanzando una producción acumulada de alrededor de 11,400 bls. (Gráfica No. 3.3).



Gráfica 3.2. Histórico de producción del pozo E-1



Gráfica 3.3. Producción acumulada del pozo E-1

Se muestra el comportamiento del pozo durante los primeros seis meses, pero este continua operando con la unidad de bombeo mecánico de carrera larga.

3.2.2. Pozo E-2

Es un pozo horizontal de 97° de inclinación en agujero descubierto y de 1230 metros de profundidad. La densidad del aceite es de 6.3 °API y la viscosidad @ c.y es de 24,036 cp.

3.2.2.1. Diseño

El diseño del sistema de bombeo mecánico se realizó a partir de la información de la Tabla 3.8, y de la trayectoria de desviación, contenida en la Tabla 3.9.

DATOS	
Producción esperada (bpd)	300
Densidad del fluido (°API)	6.3
Profundidad de la bomba (m)	681.5
Sumergencia (m)	100
Nivel de fluido (m)	581.5
Presión en la TP (psi)	256
Presión en la TR (psi)	256
Corte de agua (%)	30
Diámetro de aparejo (pg)	3 ½
Tubería de producción desanclada	

Tabla 3.8. Datos de entrada del pozo E-2

La metodología que se siguió para el diseño fue la misma que la seguida para el pozo anterior. Se realizaron una serie de corridas, y correcciones, entre ellas, se varió el coeficiente de fricción entre la tubería y las varillas, y para evitar la compresión en la sarta y sobrecargar la unidad, se utilizaron más barras de peso.

Profundidad (m)	Inclinación (°)	Azimuth (°)	Profundidad (m)	Inclinación (°)	Azimuth (°)
110	0.00	0.00	723	66.36	240.34
139	1.45	346.20	752	68.97	238.99
167	3.00	291.39	780	69.32	237.76
194	5.84	264.70	809	68.23	238.47
223	7.90	256.91	837	71.46	240.02
252	10.98	258.35	877	82.69	237.69
281	15.27	257.85	891	83.76	237.85
310	19.52	253.92	919	84.37	238.37
340	20.49	243.67	948	83.43	238.11
366	22.95	238.91	971	87.06	235.59
394	23.89	240.41	976	87.71	235.14
421	28.14	239.46	1,005	88.89	234.94
449	32.71	239.58	1,033	89.51	235.15
467	34.54	239.59	1,062	90.31	235.29
495	37.35	239.29	1,090	88.21	236.96
524	41.50	238.96	1,118	88.59	237.23
553	45.79	238.12	1,147	89.03	235.65
581	49.82	235.77	1,160	90.56	235.71
610	51.80	235.20	1,190	91.52	235.31
666	57.54	239.13	1,225	96.19	235.17
695	61.36	238.90	1,230	97.30	235.15
638	54.86	237.99			

Tabla 3.9. Trayectoria de desviación del pozo

Parte de los resultados obtenidos se muestran en la Figura 3.10, donde se puede observar que la unidad tendría que trabajar a una velocidad de 1.4 spm con una potencia de 15 hp en el motor, para producir 312 bpd.

Para estas condiciones, la carga pico en la varilla pulida sería de 15,420 lbs, es decir, la unidad estaría soportando el 43% de carga con respecto a su capacidad máxima. De igual modo, la caja de engranaje estaría operando a un 30% de su capacidad máxima, al tener un torque pico de 96,000 lbs-pg.

Por otro lado, el desplazamiento de la tubería sería de 1.7 pg, con una pérdida de producción mínima de 1.9 bpd, para una bomba de 31 pies de longitud, un pistón de 2 pies y un espaciado entre éste y la válvula viajera de 22 pg.

CALCULATED RESULTS			
Production rate (bfpd):	312	Peak pol. rod load (lbs):	15420
Oil production (BOPD):	219	Min. pol. rod load (lbs):	4134
Strokes per minute:	1.4	Polished rod HP:	10
System eff. (Motor->Pump):	37%	Unit struct. loading:	43%
Permissible load HP:	29.1	PRHP / PLHP	0.34
Fluid load on pump (lbs):	4665	Buoyant rod weight (lbs):	3714
Fluid level TVD (ft from surface):	1751	N/No: .01 , Fo/SKr: .019	
Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED (Min Torq)		
NEMA D motor:	15 HP		
Single/double cyl. engine:	15 HP		
Multicylinder engine:	15 HP		
Torque analysis and electricity consumption	BALANCED (Min Torq)		
Peak g'box torq.(M in-lbs):	96		
Gearbox loading:	30%		
Cyclic load factor:	1		
Counterbalance weight (M lbs):	9.79		
Daily electr.use (KWH/day):	219		
Monthly electric bill:	\$402		
Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.042		
Electr.cost per bbl. oil:	\$0.060		
Tubing, pump and plunger calculations			
Tubing stretch (ins):	1.7		
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	1.9		
Gross pump stroke (ins):	283.3		
Pump spacing (in. from bottom):	21.9		
Minimum pump length (ft):	31.0		
Recommended plunger length (ft):	2.0		

Figura 3.10. Diseño del pozo E-2

Para el cálculo de la sarta de varillas, se utilizaron los mismos diámetros que en el pozo anterior, varillas de 7/8", y 24 barras de peso de 1 1/2" en el fondo. La Figura 3.11 muestra el diseño de la sarta, que a pesar de que existe una mínima compresión, las varillas no son sobrecargadas.

Rod string design (rod tapers calculated)					Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.875 @ 1.5	WFT EL C (API. SB)	1636 600	N/A 90000	0.2 0.2	43% 23%	25900 5214	7130 724	893 -113	WFT EL API MG

Figura 3.11. Diseño de la sarta de varillas (pozo E-2)

Las cartas dinamométricas de superficie (azul) y de fondo (verde) mostradas en la Figura 3.12, muestran carga ideal, afectadas únicamente por el desplazamiento de la tubería de producción (al no estar anclada).

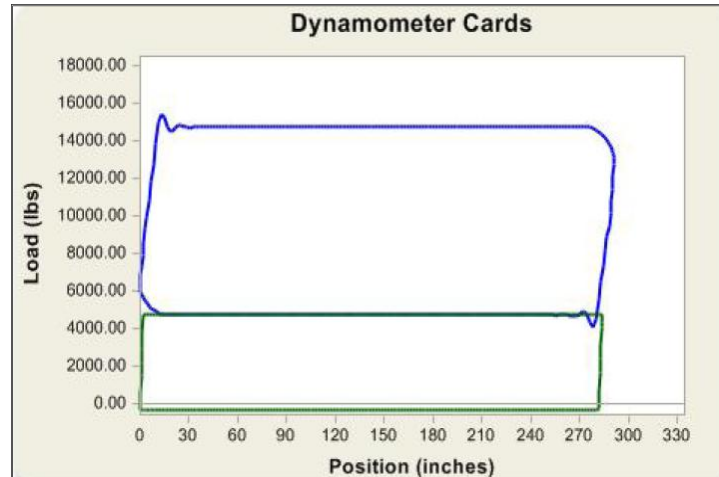


Figura 3.12. Cartas dinamométricas (pozo E-2)

La Figura 3.13 muestra los cambios en el torque neto de la caja de engranaje durante el ciclo de bombeo, donde se observa que no existe sobrecarga para condiciones balanceadas.

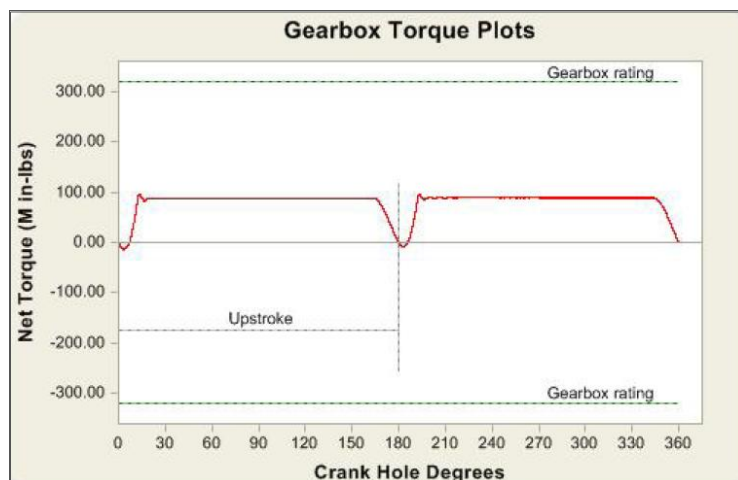


Figura 3.13. Torque neto (pozo E-2)

El anexo A-8 presenta un cuadro comparativo entre el diseño realizado con una unidad convencional y con una unidad de carrera larga (para las condiciones del pozo E-2). En ella se observa que la unidad de carrera larga presenta mejores condiciones de operación respecto a la unidad convencional, ya que tiene una mayor eficiencia, una menor carga sobre la unidad y una menor carga en la caja de engranaje.

3.2.2.2. Estado Mecánico

El estado mecánico del pozo se muestra en la Figura 3.14 y la información detallada del aparejo de producción en la Tabla 3.10.

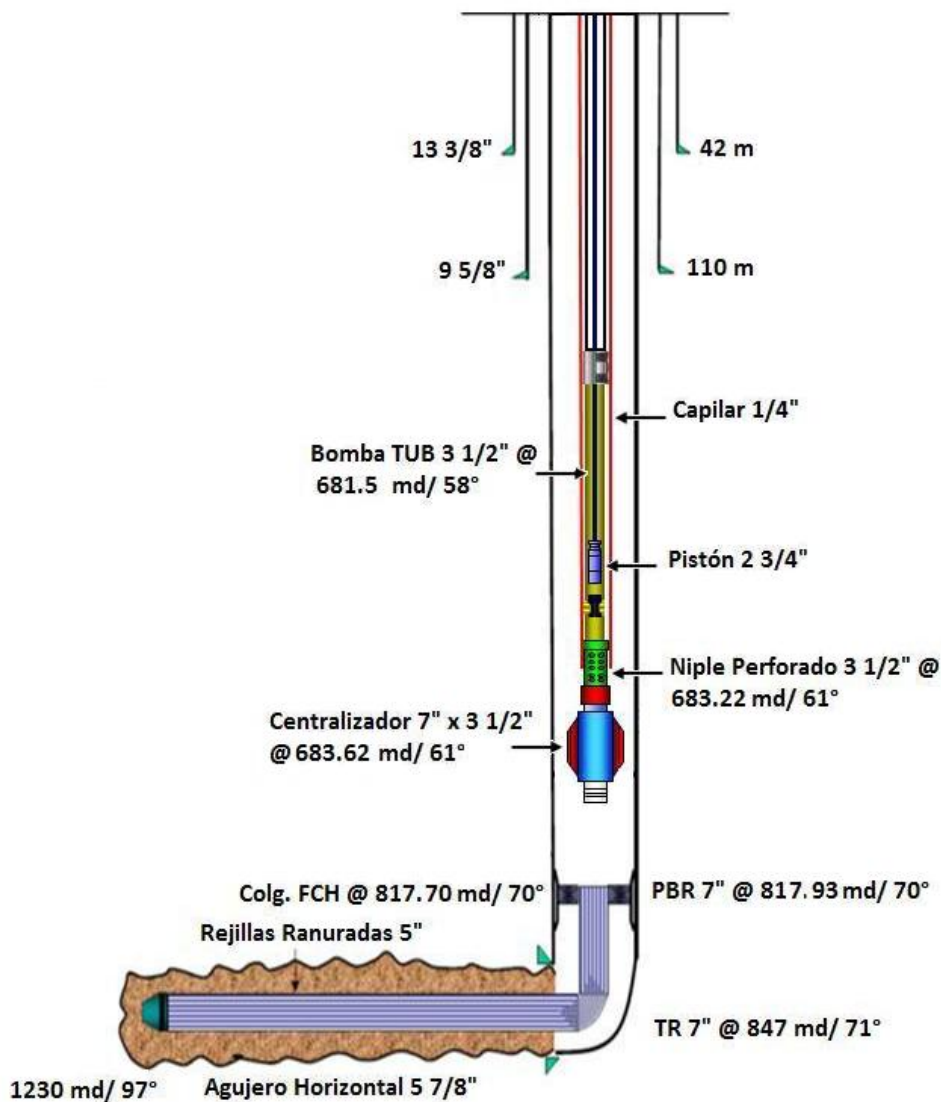


Figura 3.14. Estado mecánico del pozo E-2

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	ID (pg)	OD (pg)	LONGITUD (m)	PROFUNDIDAD (m)
Centralizador de tubería de 7.0" x 3-1/2" x - 29 lbs/pie	1	2.99	7	0.40	683.62
Niple perforado de 3 1/2" 8 HRR, 9.3 lbs/pie	1	2.99	3.5	1.72	683.22
BARRIL DE BOMBA: BRS Placa Cromada ID PISTÓN: 2 .75" - .0020 Fit VÁLVULAS: Carburo/Tungsteno	1		3.5	11.34	681.50
Tubería de 3 1/2", 9.3 lbs/pie	71	2.99	3.5	664.29	670.16
Barras de peso de 1 1/2" x 25' API Gr. C x 7/8" SR PIN con coples SH Clase T	24		1.5	182.93	680.4
Varillas de 7/8" x 25' Gr. EL con coples SH Clase T	2		0.875	15.24	497.5
Varillas de 7/8" x 25' Gr. EL con coples SH Clase T con centradores de rueda 7/8" x 3 1/2"	41		0.875	336.80	482.3
Varillas de 7/8" x 25' Gr. EL con coples SH Class T	16		0.875	121.92	145.5
Pony Rod 7/8" x 6' Gr EL con coples SH Clase T	1		0.875	1.20	23.56
Varilla pulida de 1 1/2" x 36'	1			10.9	22.36
Liner Ranurado					
Zapata de 5" BLUE (BULL NOSE)	1		5	0.37	1177.29
Rejillas ranuradas de 5", 15 lbs/pie, L-80 BLUE	27		5	359.35	1176.92
Colgador FCH 5" 15 lbs/pie BLUE	1		5	0.22	817.7
PBR 7" X 26 lbs/pie X 6.080 ID BLUE	1		7	5.86	817.93

Tabla 3.10. Aparejo de producción (pozo E-2)

3.2.2.3. Instalaciones Superficiales

Se instaló una unidad superficial de carrera larga modelo 900 (R320-360-288) y un motor de combustión interna de 60 hp, de manera que cubra el requerimiento de diseño y posibles cambios operativos. La varilla pulida es de 1 ½" de diámetro y 36 pies de largo (10.9 m).

La instalación de la unidad comenzó el 18 de enero del 2010. La Figura 3.15 muestra el equipo superficial instalado, junto con las instalaciones propias de la inyección del mejorador de flujo (tubería capilar).



Figura 3.15. Instalaciones superficiales

3.2.2.4. Condiciones de Operación

El pozo entró en operación el 22 de enero con la unidad de bombeo de carrera larga a una velocidad inicial de 0.42 spm y 1500 rpm en el motor, con presión en la TP de 7 kg/cm².

De manera muy general, las condiciones de operación y del comportamiento que ha tenido la unidad desde su inicio de operación se describen en la Tabla 3.11.

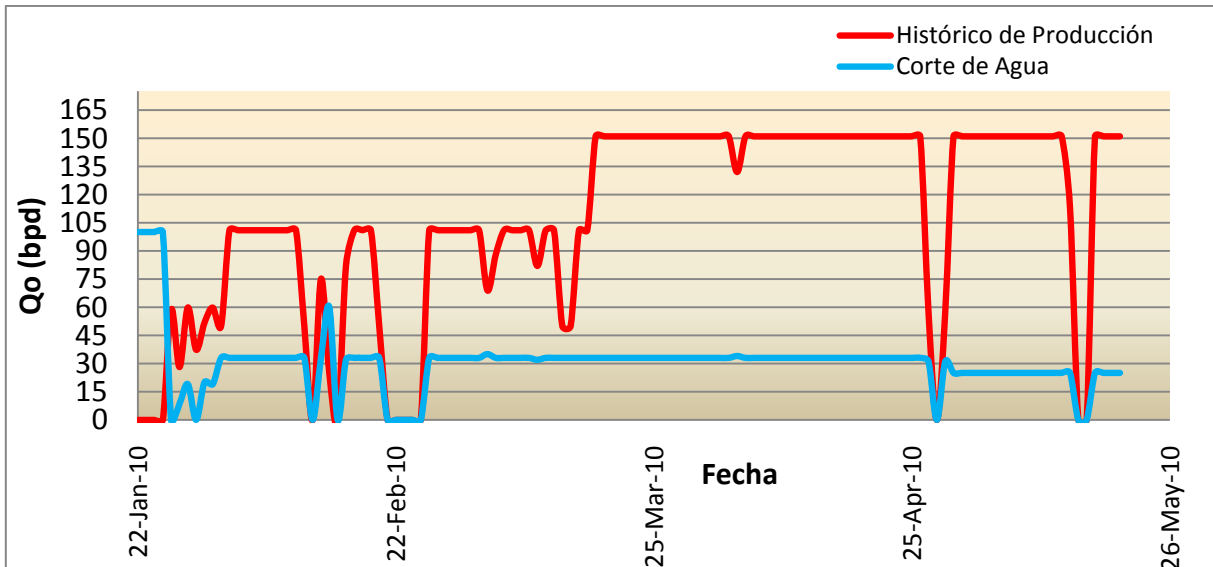
Mes	Condiciones
Enero	El día 24 se ajustó la velocidad de bombeo a 0.5 spm y el pozo se encontraba descargando agua. A los dos días comenzó a aportar aceite con un corte de agua de 20%. El día 27 entró en operación la inyección de mejorador de flujo (por el espacio anular) a un gasto de 2 m ³ /día. A finales del mes la velocidad se bajó a 0.3 spm
Febrero	La velocidad se reajustó a 0.5 spm, con una presión en la TP de 9.8 kg/cm ² . El pozo continuó aportando 101 bpd con 33% de agua y la inyección del mejorador se ajustó a 3 m ³ /día. El día 10 la velocidad se ajustó a 1 spm; sin embargo el pozo quedó fuera de operación por flotamiento de varilla pulida. Cinco días después, el pozo entró en operación a 1 spm, con inyección de mejorador a 5 m ³ /día por el espacio anular (EA) y 2 m ³ /día por la línea de descarga (LD)
Marzo	El equipo continuó aportando 226 bpd con 33% de agua a una velocidad de 0.89spm, con un gasto de inyección de 4 m ³ /día por el EA y 3.5 m ³ /día por LD. Posteriormente la velocidad se incrementó a 1.3 spm.
Abril	Se checan parámetros operacionales, se toman ecómetros, etc. El pozo opera en forma normal a las mismas condiciones y en forma continua aportando 151 bpd.
Mayo	El pozo opera en condiciones normales, con 4 m ³ /día de inyección de mejorador, a una velocidad de 1.4 spm, se checan parámetros y continua descargando aceite con un corte de agua de 26%.

Tabla 3.11. Condiciones de operación (pozo E-2)

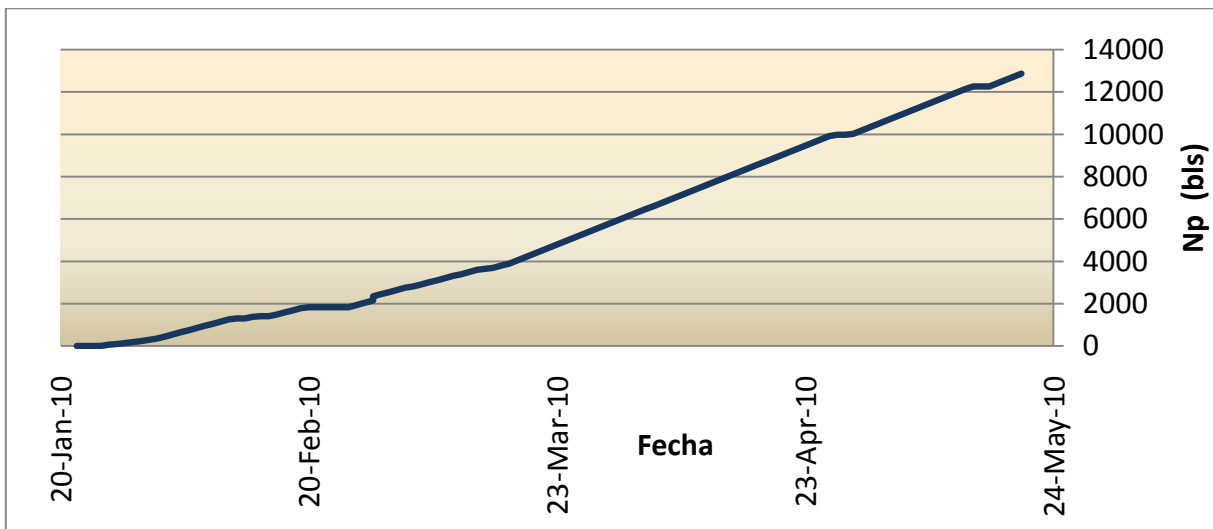
3.2.2.5. Comportamiento de la Producción

Después de producir agua durante los primeros días, se obtuvo un gasto de casi 59 bpd de aceite. Sin embargo, al ser un pozo muy viscoso, se presentaron algunos problemas por flotación de la varilla pulida, que obligaron a sacar de operación el equipo por cinco días.

En la Gráfica 3.4 se puede distinguir el máximo gasto alcanzado, de alrededor de 151 bpd y el comportamiento del corte de agua relativamente constante, alrededor de 33%. La producción acumulada hasta este periodo, es de 16,308 bls. (Gráfica 3.5).



Gráfica 3.4. Histórico de producción (pozo E-2)



Gráfica No. 3.5. Producción acumulada (pozo E-2)

El comportamiento del pozo mostrado corresponde a los primeros cinco meses, pero continúa operando con la unidad de carrera larga y la inyección del mejorador de flujo.

Capítulo 4 Evaluación Económica

La metodología que se establece para decidir sobre la conveniencia de financiar o no un determinado proyecto, se conoce como evaluación²⁵. La evaluación económica de un proyecto mide el valor económico del mismo, de acuerdo a los costos proyectados en el horizonte de planeación, a través de indicadores de evaluación; que determinen las opciones óptimas de inversión²⁶.

Las técnicas de evaluación (herramientas de decisión) permiten determinar si un proyecto generará flujos de efectivo positivos, al calcular el valor del proyecto desde el punto de vista económico y social.

El proceso de evaluación se realiza de acuerdo a ciertos parámetros o indicadores, que a partir del resultado que se obtenga, podrá tomarse la decisión de aceptación o de rechazo del proyecto. Sin embargo, también existen ciertos elementos que deben ser considerados al momento de decidir llevar a cabo un proyecto. Algunos de estos elementos son:

- Pronóstico de producción
- Precio del crudo (aceite y gas)
- Costos de inversión
- Costos de producción
- Costos de operación y mantenimiento
- Entre otros

i) **Pronóstico de Producción**

Conocer las reservas de aceite y gas, por cualquiera de los métodos conocidos, es importante por las expectativas que se tienen a futuro cuando se realiza un análisis económico de un proyecto, debido a que los pronósticos realizados son críticos para la evaluación que asegurará resultados consistentes.

Estimar las reservas de aceite y gas pueden lograrse por métodos, como el volumétrico y por curvas de declinación.

ii) **Precio del Crudo**

El precio del crudo y sus derivados se caracteriza por ser sensible a las decisiones de la OPEP, a los acontecimientos internacionales que provocan el nerviosismo de los mercados, así como al tipo y calidad del crudo.

iii) **Costos de Inversión**

Son todos los gastos que se realizan desde que se empieza a pensar en el proyecto hasta que está listo para comenzar a producir bienes y servicios²⁷. Esto significa que comprende el costo de estudios previos, pruebas piloto, equipos, pozos, plantas, edificios y demás instalaciones, gastos de ingeniería y administración durante la construcción y puesta en marcha, así como el pago de intereses por los recursos financieros empleados.

iv) **Costos de Operación y Mantenimiento**

Los costos de operación y mantenimiento incluyen diversas acciones, pues operar y mantener un proyecto implica sostener personal de diversas especialidades (de seguridad, de operación, instalación, administrativo); consumir energía eléctrica, materiales, accesorios, combustible, lubricantes, grasas; gastar en servicios médicos, telecomunicaciones, seguros, arrendamientos, indemnizaciones, y toda clase de servicios generales.

v) **Costos de Producción**

Son los costos que incluyen todo el proceso de producir y se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{Costo de producción} = \text{Costo de Operación y Mto.} + \text{Depreciación del Activo Fijo}$$

4.1. **Métodos de Análisis de Inversión**

Cuando se quiere llevar a cabo la realización de un proyecto, se requiere de inversión de capital, es decir, de compromiso de recursos de capital para la inversión de algún beneficio a lo largo del tiempo. Toda inversión se caracteriza por generar un flujo físico de bienes o servicios producidos o consumidos; y un flujo financiero representativo del flujo físico de insumos y productos valuados a precios de mercado²⁵.

En el análisis de la inversión, se supone que todos los elementos de costos y de beneficios, pueden ser expresados en unidades monetarias mediante la utilización de algún precio. La relación entre los recursos que se utilizan y los beneficios obtenidos constituyen el indicador importante para la toma de decisiones.

Al conjunto de procedimientos técnicos que permiten traducir las alternativas de inversión consideradas bajo análisis, multidimensionales por su naturaleza, a una escala unidimensional de decisión se le conoce como análisis de inversión²⁵.

4.1.1. Periodo de Recuperación (PR)

Es un método de análisis de inversión que se utiliza para conocer el número de periodos en que se recuperará la inversión (suma total de activos del proyecto). Representa el número de años en que la inversión se recupera vía facturación, cobranza o utilidades.

Como los proyectos de inversión implican una serie de riesgos, la evaluación por este tipo de método se recomienda para casos en que se trate de reducir el tiempo de recuperación de la inversión. Tiene la ventaja de otorgar rapidez en el cálculo; sin embargo, no toma en cuenta la vida probable de la inversión, ni refleja algún tipo de base de comparación con los índices de rentabilidad del proyecto²⁵.

El periodo de recuperación se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$PR = \frac{Inversión}{Utilidad Promedio Anual} \dots\dots\dots (4.1)$$

$$Utilidad Promedio Anual = Beneficios anuales - Costos anuales$$

4.1.2. Rendimiento sobre la Inversión (ROI)

Es un método de análisis de la inversión que establece el porcentaje que arroja la utilidad neta promedio, sin reducir la amortización, sobre la inversión. El ROI puede obtenerse sobre la inversión total o sobre la promedio (la mitad del total)²⁵.

El rendimiento sobre la inversión se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

Sobre la inversión total:

$$ROI = \frac{Utilidad Anual - \frac{Inversión}{Vida probable}}{Inversión} \dots\dots\dots (4.2)$$

Sobre la inversión promedio:

$$ROI = \frac{Utilidad Anual - \frac{Inversión}{Vida probable}}{\frac{Inversión}{2}} \dots\dots\dots (4.3)$$

4.1.3. Valor Presente Neto (VPN)

También llamado valor actual neto, es el valor obtenido mediante la actualización de los flujos netos del proyecto (ingresos menos egresos) considerando la inversión como un egreso a una tasa de descuento determinada previamente.

Este parámetro es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, pues a partir de este podemos conocer si el proyecto será rentable o no. Para calcular el valor presente neto, la inversión requerida inicial debe considerarse con signo negativo desde el periodo cero, de manera que un resultado positivo significará rendimientos superiores a la tasa de descuento utilizada. Por el contrario, un resultado negativo indicará que el rendimiento estará por debajo de la tasa de descuento demostrando que el proyecto no es viable y debe rechazarse. Si el VPN es igual a cero, el proyecto apenas cubre el costo mínimo.

El valor presente neto toma en cuenta todos los costos y réditos del futuro, es consistente en su aplicación y bastante fácil de usar.

$$VPN = S_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots (4.4)$$

Donde

S_t : Flujo de efectivo del periodo t

S_0 : Inversión inicial

i: Tasa de interés (TREMA)

La tasa de interés para hacer el análisis es una parte fundamental, por eso se debe de considerar una tasa que sea mayor al costo de capital, llamada TREMA (Tasa de recuperación mínima atractiva). Esta considera factores importantes como el riesgo, la disponibilidad de dinero de la empresa y la inflación de la economía nacional²⁶.

4.1.4. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de interés con la cual el valor presente neto es igual a cero, es decir, es la tasa en la que los flujos de entrada y salida de un proyecto, traídos a valor presente se igualan. Mide la factibilidad financiera de un proyecto determinado al considerar la inversión y los beneficios o utilidades que obtienen quienes aportan el capital²⁶. Esto significa que la tasa que debemos considerar para el proyecto debe ser mayor a la TREMA para poder tener un

rendimiento. Si la TIR es mayor a los costos de inversión, el proyecto es bueno, de lo contrario no se debe llevar a cabo.

$$TIR = S_o + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} = 0 \dots\dots\dots (4.5)$$

4.1.5. Relación Beneficio-Costo (B/C)

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 invierta²⁷.

Si la relación B/C > 1, el proyecto es aceptable e indica que por cada dólar de costos se obtiene más de un dólar de beneficio.

Si la relación B/C = 1, los beneficios y los costos se igualan, cubriendo a penas el costo mínimo.

Si la relación B/C < 1, el proyecto debe rechazarse e indica que por cada dólar de costos se obtiene menos de un dólar de beneficio.

La relación beneficio-costo se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPN_{Ingresos}}{VPN_{Egresos}} \dots\dots\dots (4.6)$$

4.1.6. Límite Económico

Los datos de producción pueden graficarse de diversas maneras, ya sea contra el tiempo, producción acumulada, presión, etc.; y cuando se realiza una extrapolación, para determinar la vida productiva y/o la estimación de la producción futura, debe llevarse hasta un punto en el que el valor de la producción sea equivalente a los gastos de producción; de lo contrario, las erogaciones serían mayores que los ingresos.

El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, mantenimiento de equipo, personal empleado, pago de regalías, etc., es conocido con el nombre de límite económico²⁷. Este valor puede determinarse mediante la siguiente expresión:

$$L.E = \frac{C}{O-\$} \dots\dots\dots (4.7)$$

Donde

L.E: Límite económico (bls/año)

C: Costo estimado de operación al límite económico. (\$/año)

O: Precio del aceite (\$/bl)

\$: Monto de regalías, impuestos, etc. (\$/bl)

El valor del límite económico está sujeto a la variación de los factores considerados anteriormente; por ejemplo, el aumento de costos varía con la profundidad del pozo, número de pozos en el área, tipos de fluido producidos, método de producción y demanda; sin embargo el factor más importante es el precio del aceite por unidad de volumen en el mercado.

4.2. Costo de equipos

Dentro de los costos de inversión, se contemplan los costos de los equipos, refiriéndose a las unidades de bombeo mecánico de carrera larga. La siguiente tabla muestra la comparación de los costos promedios de operación e instalación de la renta de los diferentes equipos de bombeo mecánico. (Tabla 4.1). De ella podemos observar que el equipo convencional y de carrera larga es más costoso que un hidroneumático, en cuanto a la instalación, pero la unidad de carrera larga es aproximadamente un 18% más en la operación diaria, respecto al convencional.

SAP		OPERACIÓN		CONCEPTO	INSTALACIÓN	
		MN/DÍA	USD/DIA		MN	USD
BM CONVENCIONAL		3,555	463.26	EQ. SUPERFICIAL	140,468.56	1,486.65
				EQ. SUBSUPERFICIAL	38,088.26	2,421.83
	TOTAL	3,555.34	463.26	TOTAL	178,556.81	3,908.48
BM HIDRONEUMÁTICO		1,457.67	71.65	EQ. SUPERFICIAL	72,728.17	1,486.65
				EQ. SUBSUPERFICIAL	38,088.26	2,421.83
	TOTAL	1457.67	71.65	TOTAL	100,897.81	3,908.48
BM DE CARRERA LARGA		4,209.58	497.60	EQ. SUPERFICIAL	140,468.56	1,486.65
				EQ. SUBSUPERFICIAL	38,088.26	2,421.83
	TOTAL	4,209.58	497.6	TOTAL	178,556.81	3,908.48

Tabla 4.1. Costos de sistemas de bombeo mecánico

Por otro lado, en un servicio integral de optimización e implementación del equipo de bombeo mecánico de carrera larga, los costos juegan un papel importante, desde la evaluación y el diseño de la instalación hasta el desmantelamiento de la unidad.

La siguiente tabla muestra los precios aproximados de acuerdo al tipo de servicio requerido con la unidad de bombeo de carrera larga. (Tabla 4.2).

SERVICIO	PRECIO UNITARIO		FORMA DE PAGO
	M.N	USD	
Ingeniería (análisis, evaluación y selección)		7,390.29	Servicio
Diseño para la instalación y operación de bombeo mecánico.		4,250.33	Servicio
Instalación de equipo superficial de bombeo mecánico de carrera larga que incluye: compactación del terreno, construcción de base de concreto para soporte del equipo, así como personal especializado, equipo y herramientas necesarias para la instalación.	140,468.56	1,486.65	Servicio
Instalación de equipo subsuperficial con bomba reciprocante, sarta de varillas de succión (de acero), centradores de varillas, rodillos, separadores de gas, cedazos metálicos y válvula rompedora de candados de gas. Incluye transportación.	38,088.26	2,421.83	Servicio
Servicio de desmantelamiento de equipo superficial, que incluye personal especializado, equipos y herramientas.	35,159.92		Servicio
Servicio de desmantelamiento de equipo subsuperficial, que incluye personal especializado, equipos y herramientas.	33,768.87		Servicio
Servicio de mantenimiento de equipo subsuperficial del bombeo mecánico.	2'000,000		Servicio
Servicio de reparación del pozo	10,000,000		Servicio
Servicio de mantenimiento de equipo superficial que incluye camión varillero y personal especializado.	25,000		Servicio

Tabla 4.2. Costos por servicio

4.3. Evaluación Económica de Pozos

La evaluación económica de los pozos con la unidad de bombeo mecánico de carrera larga, como sistema artificial, se efectuó con ayuda de Excel. Para esto se consideraron ciertas premisas y suposiciones para ambos pozos, como son el precio del aceite, del gas, la tasa de interés, tipo de cambio, costos, etc. (Tabla 4.3).

Premisas	Valor
Declinación mensual (%)	1
Precio estimado de aceite (usd/bl)	70.00
Precio estimado de gas (usd/mpc)	6.70
Tasa de descuento anual (%)	12
Tipo de cambio estimado	12.5
Horizonte de evaluación (años)	3
Tiempo de entrega, instalación y puesto en operación (días)	80
Tiempo de desmantelamiento (días)	5
Tiempo de mantenimiento mayores (días)	5
Tiempo de mantenimientos menores (días)	0.2

Tabla 4.3. Premisas generales

Para el análisis de la implementación del sistema de bombeo mecánico de carrera larga en los pozos, se consideraron inversiones referentes a la ingeniería, diseño, instalación y reparación.

- Ingeniería: se refiere al análisis, la evaluación y selección de los pozos candidatos en los cuales se pretende implementar un sistema artificial de producción.
- Diseño: referente a las condiciones del sistema, para su instalación y óptima operación.
- Instalación: abarca los elementos necesarios para la correcta instalación del equipo de superficie y fondo.
- Reparación: se refiere a las intervenciones realizadas al pozo.

Se supone un alcance de 2 años y medio para la ejecución del proyecto, al descontarle al horizonte de evaluación el tiempo de entrega, instalación y puesta en operación del equipo.

Referente a los costos involucrados, se consideran principalmente los costos de operación, los costos de mantenimiento mayor y los costos de mantenimiento preventivo.

El mantenimiento mayor se refiere a la intervención realizada (con camión varillero) al equipo subsuperficial con la finalidad de reemplazar parte del aparejo de producción (bomba, varillas, etc.) que presente fallas o roturas; limpiar el aparejo de obstrucciones como parafinas, asfaltenos, arena, etc., entre otras.

La intervención al pozo por este tipo de mantenimiento se supuso con una duración de 5 días para efectuarse cada 6 meses, con un costo de 2 millones de pesos por día, por lo que los costos de operación se contabilizarán para 26 días de operación.

Así mismo, el mantenimiento preventivo se refiere a la intervención realizada al equipo de superficie con la finalidad de asegurar la continuidad operativa del equipo. Algunas acciones consideradas en el mantenimiento son el cambio de aceite del motor, cambio de estopero, grampa, lubricación de las partes móviles, etc.

Dichas intervenciones se suponen a realizar una vez al mes, con una duración de 2 hrs y un costo de 25 mil pesos por día.

4.3.1. Evaluación de Pozo E-1

Para la evaluación del pozo E-1 se utilizaron algunas premisas adicionales a las generales, mostradas en la Tabla 4.4.

Premisas	Valores
Qo promedio(bpd)	72
Qg promedio (mmpcd)	0.21
Alcance del proyecto (años)	2.5

Tabla 4.4. Premisas específicas del pozo E-1

Para comenzar la simulación, en la hoja de datos de Excel se establecieron las premisas de gasto de aceite, gasto de gas, porcentaje de declinación y costos de inversión, tal como se muestra en la Figura 4.1.

Se prosiguió a calcular la proporción de los días de operación del equipo para el mes inicial, para las intervenciones por mantenimiento y para operación ideal. Por ejemplo, para el primer mes, debido a que el pozo inició su operación el 10 de mayo, sólo se consideraron 21 días de operación, por lo que en los cálculos de producción, ingresos, y egresos se refleja dicha consideración.

A partir del segundo mes, el gasto de aceite y gas se afectaron por el porcentaje de la declinación supuesta, considerando una producción ideal durante el mes, es decir, operando los 31 días. De esta forma se calculó hasta llegar al sexto mes, en donde los costos y gastos fueron afectados por los 5 días de mantenimiento en el que el pozo no estuvo aportando fluidos.

El mismo patrón se siguió para realizar la proyección de los tres años, adicionando para el último mes, el costo del desmantelamiento del equipo (superficial y subsuperficial).

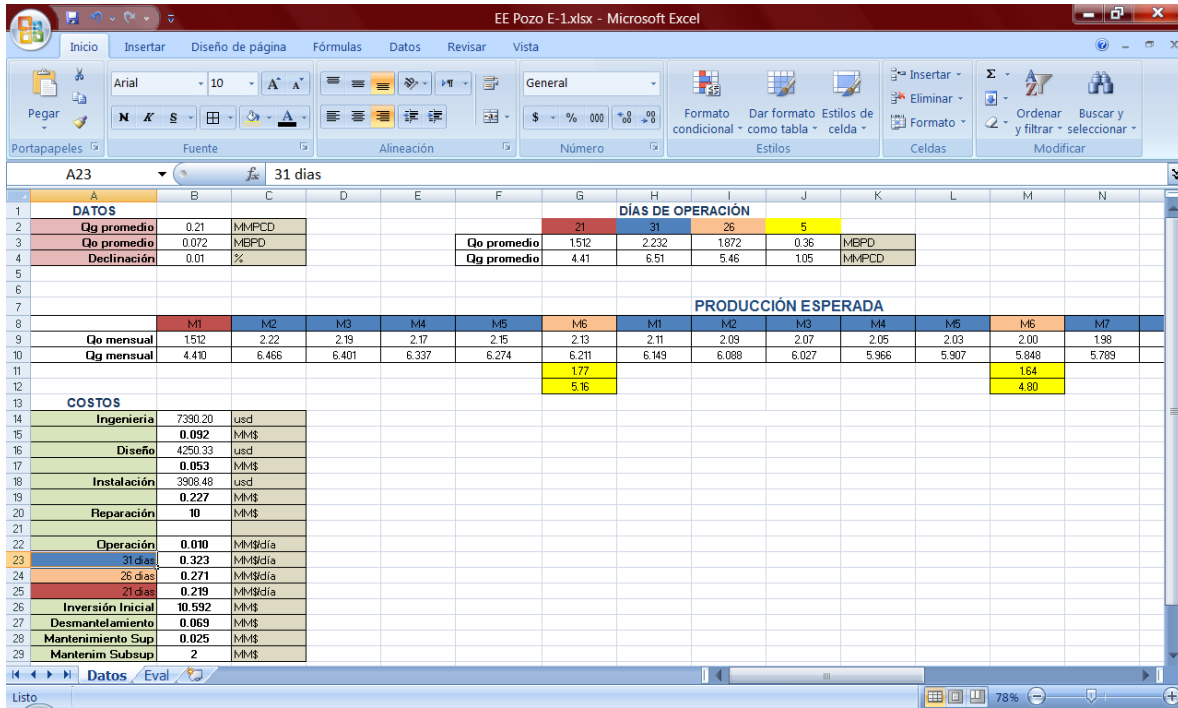


Figura 4.1. Hoja de datos de entrada del pozo E-1

Una vez introducidos los datos de producción, en la hoja de salida se introducen las premisas generales de precios, tasa de descuento y tipo de cambio. Esto permitirá calcular ingresos, el flujo de efectivo neto, el flujo de efectivo neto descontado, y el flujo de efectivo neto descontado acumulado.

4.3.1.1. Cálculos

Para poder obtener la producción total de los fluidos obtenidos, es necesario convertir la producción de gas en barriles de petróleo equivalente, haciendo la conversión respectiva de unidades. Una vez hecho esto, es posible sumar los barriles de ambos fluidos, obteniendo la producción en barriles de petróleo crudo equivalente.

Por otro lado, los egresos reflejan los costos realizados durante el mes, incluyendo los costos diarios de operación y de mantenimiento. Debido a que anteriormente se fijaron los costos por servicio, para la asignación de los costos por mes únicamente se calcularon

de acuerdo con los días de operación. (Recordando que en el primer mes se consideran 10 días, cada seis meses se consideran 26 días y el resto considera el mes completo).

Los ingresos totales se calcularon a partir de los ingresos producidos por el aceite más los producidos por el gas. El ingreso del aceite se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$I_o = \sum \frac{Q_o * O * T_c}{1000} \dots\dots\dots (4.8)$$

Donde

Q_o= Gasto de aceite (mbpd)

O= Precio del fluido (usd/bl)

T_c= Tipo de cambio (\$/usd)

Para el ingreso del gas se utilizó la siguiente expresión:

$$I_g = \sum \frac{Q_g * (P_g * 1000) * T_c}{1000000} \dots\dots\dots (4.9)$$

Donde

Q_g= Gasto de gas (mmpcd)

P_g= Precio del gas (usd/mmpc)

T_c= Tipo de cambio (\$/usd)

El flujo de efectivo neto (FEN) refleja los ingresos menos los egresos obtenidos y el flujo de efectivo neto descontado (FEND) es después de impuestos, obtenido a partir de la siguiente ecuación:

$$FEND = \frac{FEN_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots (4.10)$$

Donde

FEN_t= Flujo de efectivo neto del periodo t (mm\$)

i= Tasa de interés (%)

El flujo de efectivo neto descontado acumulado (FENDA) se obtiene sumando el FENDA del periodo anterior, más el FEND del periodo actual, es decir:

$$FENDA_t = FEND_t + FENDA_{t-1}$$

Como dicho valor es acumulativo a lo largo de todo el horizonte de evaluación, el valor correspondiente al último mes del año 3, será el valor presente neto (VPN) del proyecto.

Así mismo, los indicadores económicos considerados para la evaluación fueron la tasa interna de retorno (TIR), la relación beneficio-costos (B/C), el valor presente de la inversión (VPI) y el periodo de recuperación de la inversión (PR). Dichos indicadores se calcularon con la ayuda de las funciones matemáticas de Excel, con excepción de la relación B/C, que se calculó a partir de su definición, dividiendo el valor presente de los ingresos entre el de los egresos.

4.3.1.2. Resultados

En la siguiente figura se observa la hoja de salida que muestra parte de los resultados obtenidos del análisis. (Figura 4.2). Sin embargo, en el anexo A-9 se incluyen las tablas por año, que muestran la evaluación y su proyección.

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 4.5, donde el valor presente de la inversión es de más de 25.83 millones de pesos, y el valor presente neto es de 28.51 millones de pesos, con lo que se obtiene una ganancia de \$2.09 por cada peso invertido. Además, el capital invertido es recuperado en menos de un año (2 meses), lo que significa una tasa interna de retorno de 19% mensual y 228% anual.

APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO

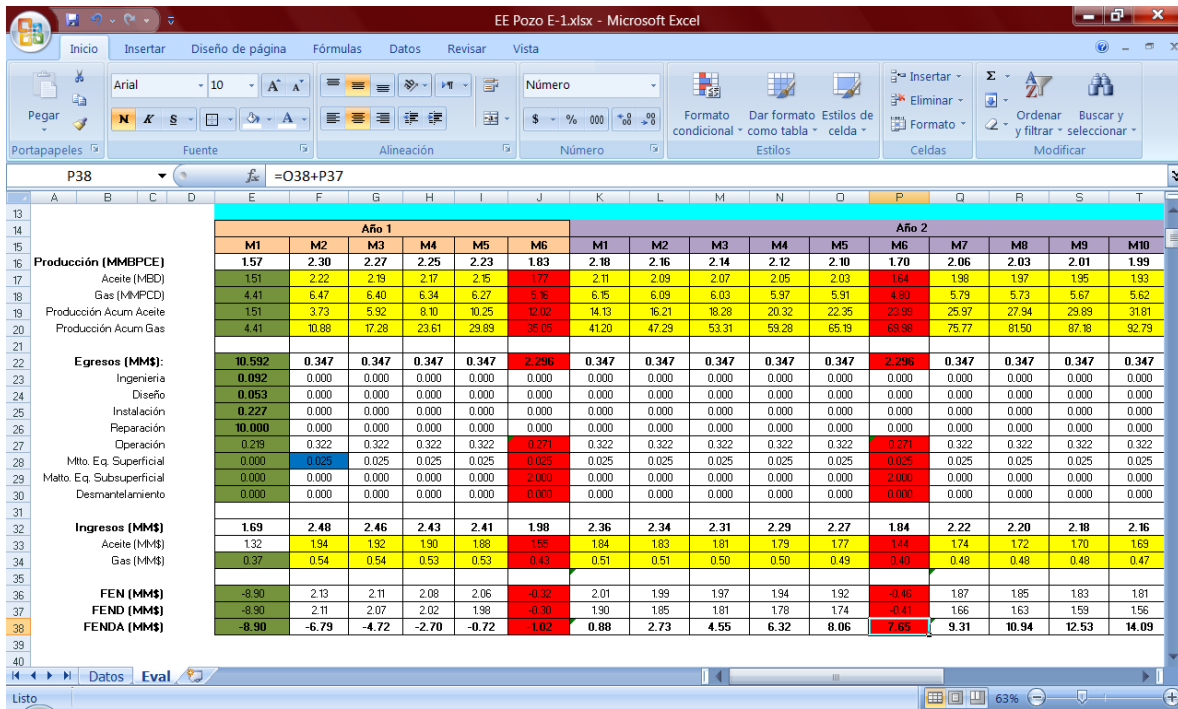


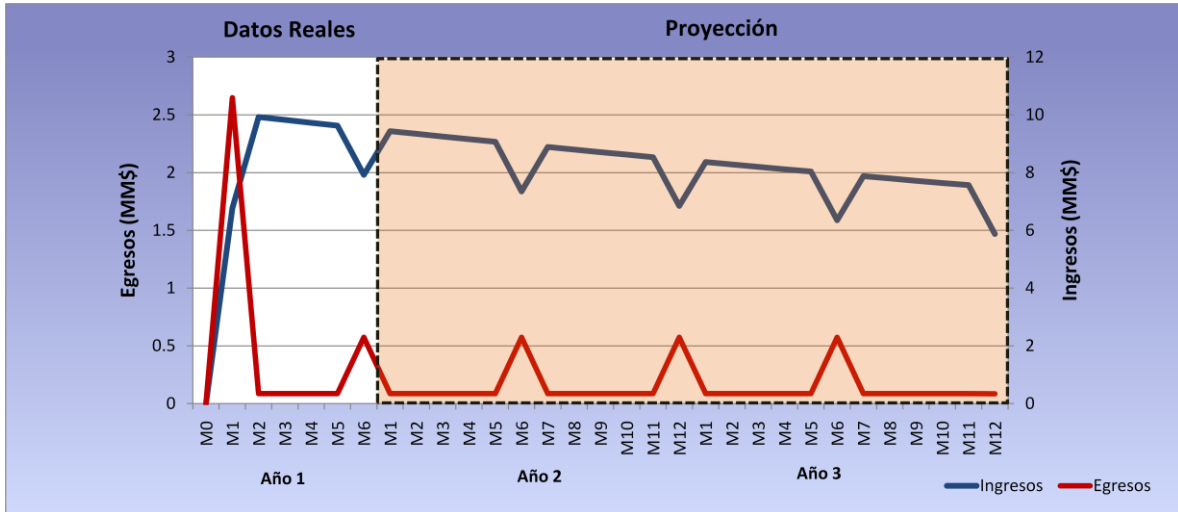
Figura 4.2. Hoja de salida

Estos resultados afirman, que en caso de cumplirse los supuestos considerados, la instalación de la unidad de bombeo mecánico de carrera larga en el pozo E-1 es rentable.

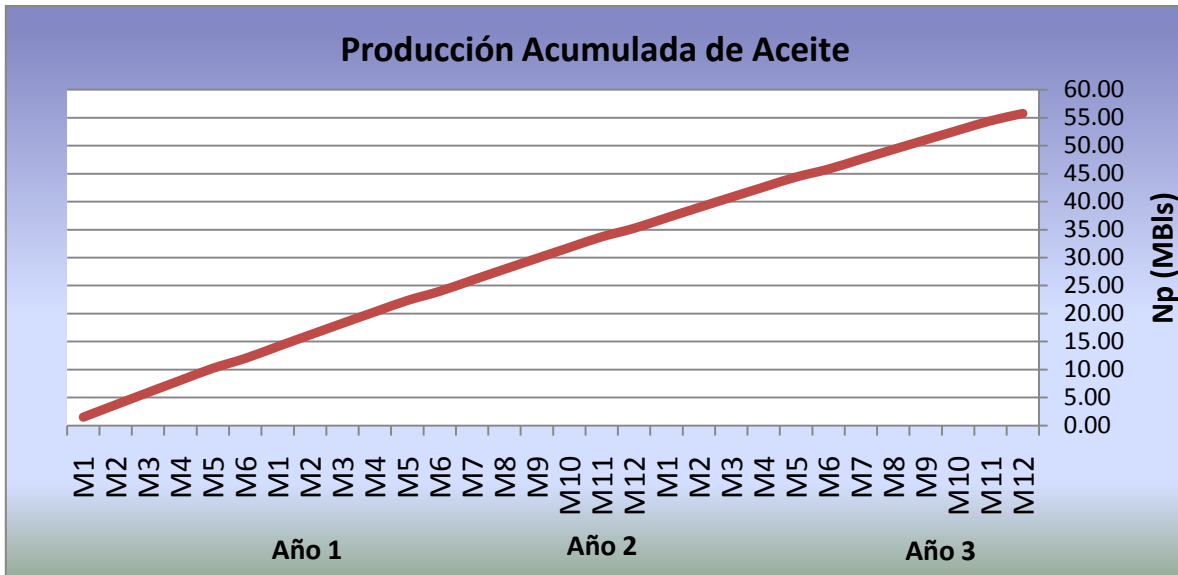
VPN	28.51	MM\$
VPI	25.83	MM\$
VPN/VPI	1.10	\$/ \$
PR	2	meses
TIR	19	%
B/C	2.09	\$/ \$

Tabla 4.5. Indicadores económicos del pozo E-1

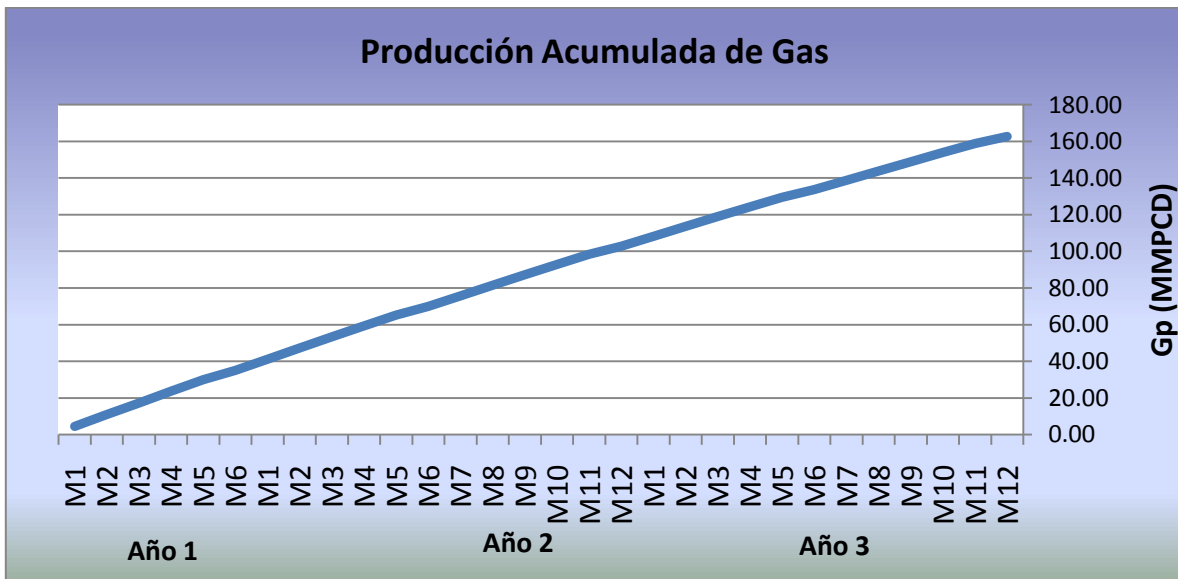
Así mismo, en la Gráfica 4.1 se muestra el comportamiento de los datos reales (primeros 6 meses del primer año) de los ingresos vs egresos y la proyección realizada para los siguientes 2 años (afectados principalmente por los costos de mantenimiento mayor). También se observa la producción acumulada de aceite de aceite (Gráfica 4.2) y la producción acumulada de gas (Gráfica 4.3) que se obtendría a lo largo de todo el alcance del proyecto, de 55.76 MBL y 159.23 MMPCD respectivamente.



Gráfica 4.1. Ingresos vs egresos (pozo E-1)



Gráfica No. 4.2. Producción acumulada de aceite del pozo E-1



Gráfica No. 4.3. Producción acumulada de gas del pozo E-1

4.3.2. Evaluación Económica Pozo E-2

Para la evaluación de este pozo se consideraron otras premisas específicas, adicionales a las generales, de acuerdo con la Tabla 4.6.

Premisas	Valores
Qo promedio (bpd)	111
Qg promedio (mmpcd)	0
Alcance del proyecto (años)	2.5

Tabla 4.6. Premisas específicas del pozo E-2

Se establecieron las premisas del gasto de aceite, gasto de gas, porcentaje de declinación y costos de inversión en la hoja de datos de Excel, como se muestra en la Figura 4.3.

La metodología de análisis fue la misma que la aplicada en el pozo E-1, con la diferencia en la consideración de 10 días de operación para el primer mes, debido a que la unidad entró en operación el 22 de enero.

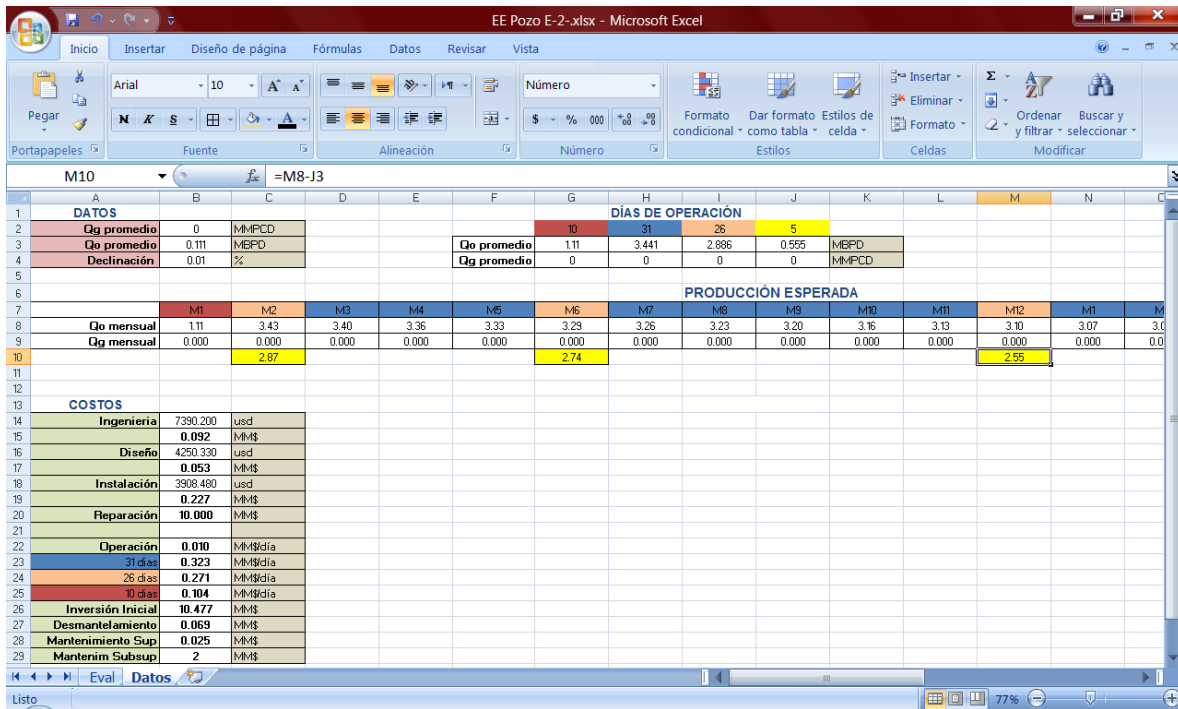


Figura 4.3. Hoja de datos de entrada del pozo E-2

Posteriormente, en la hoja de salida se introdujeron las premisas generales (precios, tasa de descuento y tipo de cambio) para calcular los ingresos, el flujo de efectivo neto, el flujo de efectivo neto descontado, y el flujo de efectivo neto descontado acumulado.

4.3.2.1. Cálculos

Los cálculos se realizaron a partir de las mismas ecuaciones que se describieron para el pozo anterior, y los indicadores económicos fueron calculados con la ayuda de las funciones matemáticas de Excel, con excepción de la RBC, que se calculó a partir de su definición, dividiendo el valor presente de los ingresos entre el de los egresos.

La Figura 4.4 muestra parte de los resultados obtenidos del análisis, pero en el anexo A-10 se pueden consultar a detalle las tablas obtenidas por año.

		Año 1															
		M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4
Producción (MMBPCE)		1.11	2.87	3.40	3.36	3.33	2.74	3.26	3.23	3.20	3.16	3.13	2.55	3.07	3.04	3.01	2.98
	Acete (MBCD)	1.11	2.87	3.40	3.36	3.33	2.74	3.26	3.23	3.20	3.16	3.13	2.55	3.07	3.04	3.01	2.98
	Gas (MMPCD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Producción Acum Acete	1.11	3.98	7.38	10.74	14.07	16.81	20.07	23.30	26.50	29.66	32.80	35.34	38.41	41.45	44.46	47.44
	Producción Acum Gas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos (MM\$)		10.477	0.347	0.347	0.347	0.347	2.271	0.347	0.347	0.347	0.347	0.347	2.296	0.347	0.347	0.347	0.347
	Ingeniería	0.092	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Diseño	0.053	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Instalación	0.227	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Reparación	10.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Operación	0.104	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271	0.322	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271	0.322	0.322	0.322	0.322
	Mto. Eq. Superficial	0.000	0.025	0.025	0.025	0.025	0.000	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025
	Mto. Eq. Subsuperficial	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Desmantelamiento	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Ingresos (MM\$)		0.97	2.52	2.97	2.94	2.91	2.40	2.85	2.83	2.80	2.77	2.74	2.23	2.69	2.66	2.63	2.61
	Acete (Mh4)	0.97	2.52	2.97	2.94	2.91	2.40	2.85	2.83	2.80	2.77	2.74	2.23	2.69	2.66	2.63	2.61
	Gas (Mh4)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FEN (MM\$)		-9.51	2.17	2.62	2.59	2.56	0.13	2.51	2.48	2.45	2.42	2.39	-0.07	2.34	2.31	2.29	2.26
FEND (MM\$)		-9.51	2.15	2.57	2.52	2.46	0.12	2.36	2.31	2.26	2.21	2.17	-0.06	2.00	2.03	1.99	1.95
FENDA (MM\$)		-9.51	-7.36	-4.79	-2.27	0.19	0.31	2.68	4.99	7.25	9.46	11.63	11.57	13.65	15.68	17.67	19.61

Figura 4.4. Hoja de salida (pozo E-2)

4.3.2.2. Resultados

Los indicadores económicos que definen la rentabilidad del proyecto, se muestran en la Tabla 4.7, donde el valor presente neto es de 39 millones de pesos y el valor presente de la inversión es de más de 25.70 millones de pesos, con una ganancia de \$2.50 por cada peso invertido. (En el anexo A-10 se incluyen las tablas por año, que muestran la evaluación y su proyección).

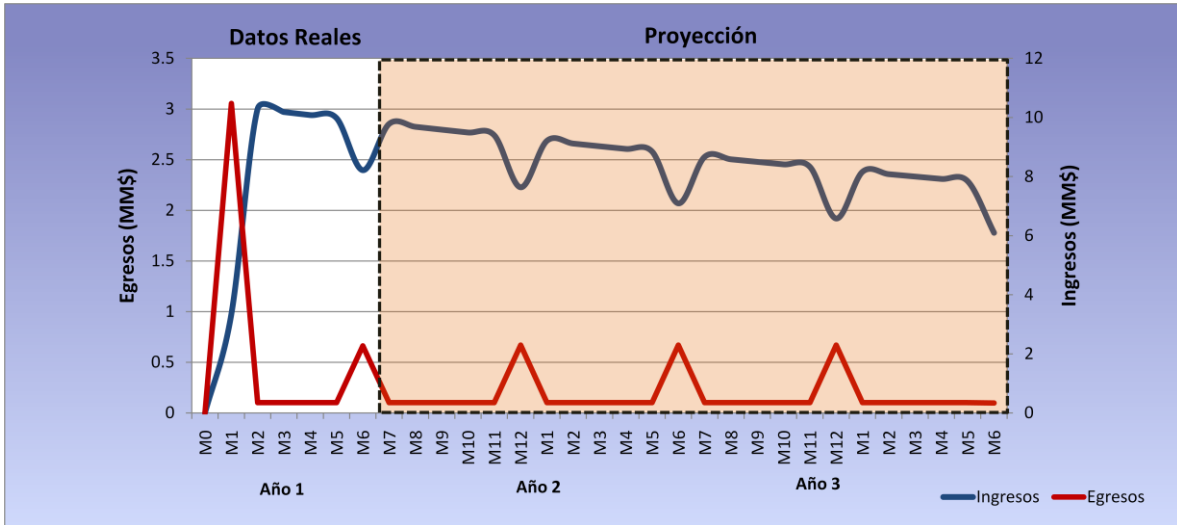
Por otra parte, en menos de un año (alrededor de 3 meses) se recupera el capital invertido; lo que significa una tasa interna de retorno de 24% mensual, es decir, 288% anual.

Con estos resultados obtenidos se asegura, que en caso de cumplirse los supuestos establecidos, la instalación de la unidad de bombeo mecánico de carrera larga en el pozo E-2 es rentable.

VPN	38.54	MM\$
VPI	25.70	MM\$
VPN/VPI	1.50	\$/ \$
PR	2.6	meses
TIR	23	%
B/C	2.48	\$/ \$

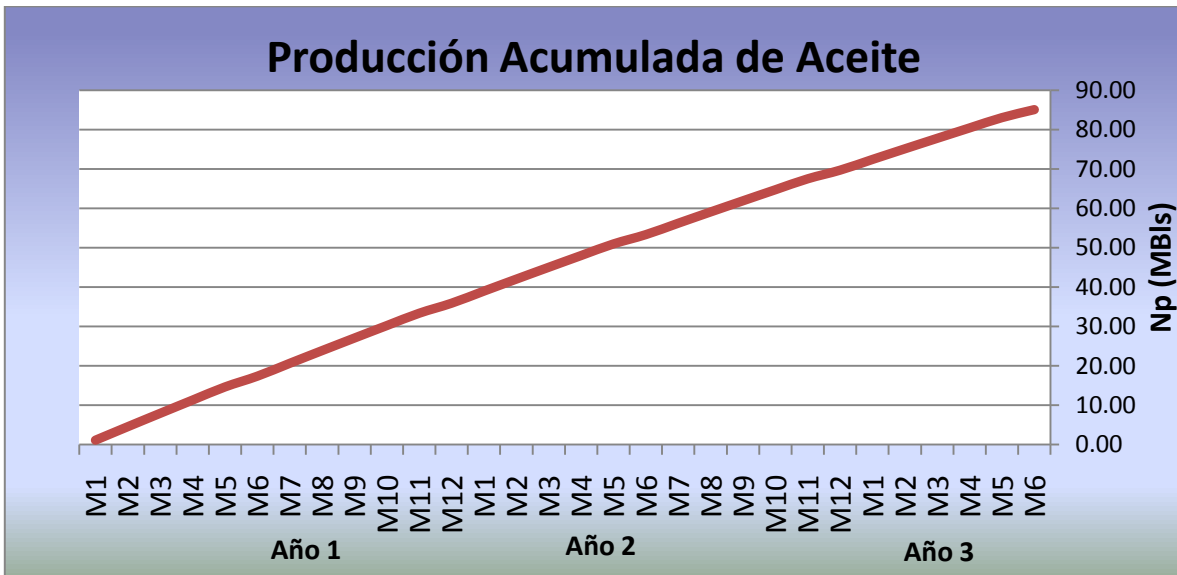
Tabla 4.7. Indicadores económicos del pozo E-2

El comportamiento de los datos reales de los ingresos vs egresos, y la proyección realizada de los mismos (afectados principalmente por los costos de mantenimiento mayor) se observa en la Gráfica 4.4.



Gráfica 4.4. Ingresos vs egresos (pozo E-2)

La Gráfica 4.5 muestra la producción acumulada de aceite que se obtuvo a lo largo del horizonte de evaluación, siendo de 85 MBIs.



Gráfica 4.5. Producción acumulada de aceite (pozo E-2)

Capítulo 5 Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Conclusiones

- La implementación de un sistema artificial de producción tiene como objetivo principal incrementar o mantener la producción de los pozos petroleros, además de alargar la vida productiva de los mismos, cuya energía ha disminuido.
- El bombeo mecánico es un sistema artificial de producción que tiene la función de extraer fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente, que se transmite por medio de una sarta de varillas a la bomba de fondo. Comúnmente es usado para pozos someros a intermedios (desde 30 a 4,000 m.), de baja productividad (desde 5 hasta máximo 5000 bpd), y de aceite pesado (>8 °API).
- En los años 70's, la necesidad de afrontar nuevos y mayores retos en la explotación de pozos petroleros, originó la creación de nuevas unidades de bombeo mecánico. Entre ellas surgió la unidad de carrera larga, que como su nombre lo indica, posee una larga carrera que mejora el llenado del barril de la bomba, y logra mayor versatilidad de operación al manejar fluidos más viscosos (hasta 5.4 °API), bajos gastos (100 bpd) y profundidades de hasta 3200 m., entre otras cosas.
- La unidad de carrera larga comenzó a utilizarse en México a partir del año 2009, debido a las ventajas que representa dicha unidad sobre la unidad convencional, ante la necesidad de producir fluidos altamente viscosos a bajos gastos de producción y con ello incorporar reservas.
- Por otro lado, la evaluación económica que debe realizarse para dicho sistema artificial de producción, debe considerar el tiempo de operación del equipo, la producción esperada, los costos de operación y mantenimiento, el valor del dinero, y el precio del aceite y gas.
- En función de lo desarrollado en el presente trabajo, la instalación de las unidades de bombeo mecánico de carrera larga se consideran rentables, bajo las condiciones establecidas para ambos pozos, ya que evaluando el periodo de operación y proyección, con una inversión aproximada de 10.6 millones de pesos para cada uno, se obtiene un valor presente neto de 28.21 millones de pesos para el pozo E-1 y de 38.62 millones de pesos, para el pozo E-2.

5.2. Recomendaciones

- La utilización de las unidades de bombeo mecánico de carrera larga se pueden extender a pozos de diversas características, desde pozos someros y de bajo gasto, hasta pozos más profundos y de altos gastos, por lo que se debe continuar con la prueba piloto de los equipos (para diferentes condiciones de producción) en diversos activos de nuestro país.
- La implementación de este tipo de unidades en ciertos campos, ya sean de aceite ligero o aceite pesado y extrapesado, puede ser una buena opción para la explotación de los mismos, siempre y cuando los parámetros económicos determinen la decisión final de instalar o no los citados equipos.
- Estas unidades se pueden utilizar en campos en donde se realice algún tipo de intervención mayor (al yacimiento) sin necesidad de cambiar el equipo, ya que el diseño inicial se puede adaptar a distintas condiciones de operación y con ello reducir los costos de inversión.
- Los mayores esfuerzos sobre la instalación se producen durante los cambios de carrera, por lo que puede utilizarse un variador de frecuencia que permita modificar las velocidades tanto en la carrera ascendente como en la descendente y en los cambios de sentido, con la finalidad de optimizar las condiciones de operación e incrementar la producción.
- El diseño de los equipos realizado con los programas disponibles, como es el Rodstar, se puede mejorar al utilizar herramientas que consideren flujo multifásico, ya que de esto dependerá el éxito de la instalación de las unidades.

Nomenclatura

API: American Petroleum Institute	
B/C: Relación Beneficio Costo	\$/
C: Costo estimado de operación al límite económico	\$/año
cp: Centipoise	
F_o: Carga diferencial del fluido sobre el área del pistón.	lbs
i: Tasa de interés (TREMA)	%
IP: Índice de productividad	bpd/psi
IPR: Índice de productividad relativo	bpd/psi
L.E: Límite económico	bls/año
MBIs: Miles de barriles	
MMBPCE: Millones de barriles de Petróleo Crudo Equivalente	
MMPCD: Millones de pies cúbicos por día	
N: Velocidad de bombeo	spm
n: Número de periodos	
No': Velocidad sincrónica de bombeo para una sarta de varillas telescopiadas	spm
O: Precio del aceite	\$/bl
P: Inversión inicial	\$
Pb: Presión de burbuja	psi
Pf: Precio del fluido	\$/bl
PR: Período de recuperación	meses
Pwf: Presión de fondo fluyendo	psi
Pws: Presión estática	psi
Qg: Gasto de gas	bpd

Q_L: Gasto de líquido	bpd
Q_o: Gasto de aceite	bpd
RGA: Relación Gas Aceite	m ³ /m ³
§: Monto de regalías, impuestos, etc.	\$/bl
Sk_r: Carga necesaria para alargar el total de la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la varilla pulida.	lbs
S_o: Inversión inicial	\$
spm: Emboladas por minuto	
S_t: Flujo de efectivo del periodo t	\$
T_a: Temperatura ambiente	°C
T_c: Tipo de cambio	
TIR: Tasa interna de retorno	%
TP: Tubería de producción	
TR: Tubería de revestimiento	
T_y: Temperatura de yacimiento	°C
VPN: Valor presente neto	\$
VPI: Valor presente neto de la Inversión	\$
μ_o: Viscosidad del aceite	cp
@ c.s: Referido a condiciones estándar	
@ c.y: Referido a condiciones de yacimiento	

Glosario

A

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos.

Aceite extra-pesado: Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento.

Activo: División interna de Pemex Exploración y Producción dirigida por un Subdirector Regional, cuyo objetivo es el de explorar y producir petróleo crudo y gas natural.

American Petroleum Institute: Organización norteamericana petrolera, comercial, fundada en 1920 que fija las normas que deben satisfacer los equipos de perforación y producción; es reconocida como la más importante en esta labor. Tiene departamentos de transportación, refinación y mercados en Washington D.C. y el departamento de producción en Dallas.

Ancla: Cualquier dispositivo que asegura o fija un equipo.

Anticlinal: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

Aromáticos: Hidrocarburos con una estructura de anillo, generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades como solventes. Los principales miembros de este grupo son benceno, tolueno y xilenos.

API: Siglas en inglés del Instituto Americano del Petróleo. Una institución compuesta por las empresas petroleras privadas estadounidenses.

Azimuth: Es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el del mapa.

B

Barriles por día: En términos de producción, es el número de barriles de aceite que produce un pozo petrolero en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo.

C

Cabeceo: Flujo intermitente o inestable de un pozo. En pozos con sistemas por gas suele ocurrir por insuficiencia de gas para producir un flujo constante. Esto hace que la tubería se llene con fluido hasta que se acumula suficiente gas debajo para forzarlo a salir.

Campo: Área geográfica delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

Campo maduro: es aquel que ha alcanzado el pico de su producción y comienza su etapa de declinación.

Candado de gas: Es la interrupción del funcionamiento eficiente de la bomba, causado por la existencia excesiva de gas en la misma.

Carga máxima: Es la máxima carga en libras, que puede soportar la varilla pulida, compuesta por el peso de las varillas y el peso del fluido debido a la aceleración en su carrera ascendente.

Carga mínima: Es la mínima carga en libras que soporta la varilla pulida y consiste en el peso de las carillas flotando en el líquido, debido a la fuerza de gravedad y a la aceleración en su carrera descendente.

Complejo: Serie de campos que comparten instalaciones superficiales para uso común.

Compuesto Polar: Es un compuesto químico cuyas moléculas exhiben características eléctricas positivas en un extremo y características negativas en el otro. Algunas moléculas polares son solubles en aceite en un extremo y solubles en agua en el otro.

Condensados: Hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en las instalaciones de separación en los campos productores de gas asociado. Incluyen hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos, los cuales se forman por condensación durante el transporte del gas natural.

Cople: Unión corta de un tubo con ambos extremos roscados internamente usados para unir dos varillas o tuberías.

D

Dinamómetro: Instrumento que permite evaluar las cargas o pesos de la sarta de varillas a través del esfuerzo de la varilla pulida representado en una carta superficial y el comportamiento de la bomba en una carta de fondo.

Dog-leg: Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios de inclinación y dirección) entre dos estaciones de registros direccionales. Se mide en grados y es conveniente mantener valores tan bajos como sea posible.

E

Ecómetro: Es un instrumento, cuyo principio está basado en la acústica y nos permite determinar la profundidad del nivel del líquido en un pozo.

Eficiencia del sistema: Es la relación de la mínima energía requerida para obtener producción dividida entre la energía real consumida por el motor.

Elastómero: Son la base del sistema de bombeo de cavidades progresivas en el que está moldeado el perfil de doble hélice del estator. Es un elemento que puede ser estirado un mínimo de dos veces su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original.

Elongación: Estiramiento de las varillas.

Equipo subsuperficial: Conjunto de mecanismos que se alojan en el interior del pozo y que al ser puestos en operación, contribuyen para que el pozo logre elevar su producción a la superficie, y continúe de esta manera con su explotación.

Equipo superficial: Conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular el suministro necesario de gas para poner en operación el sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia lugares de almacenamiento.

Esfuerzo de tensión: Fuerza que al aplicarla a un objeto, lo distorsiona o lo deforma.

Espesor neto: Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

Espesor total: Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación.

Eficiencia volumétrica: Expresa porcentualmente la comparación entre la producción real de un pozo y la producción teórica esperada por la bomba.

F

Falla: Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

Frecuencia natural de las varillas: Es la frecuencia mediante la cual, la sarta de varillas vibrará sin fricción, y si estuviera fija en tope y libre en el fondo.

Fricción: Resistencia al movimiento creado cuando dos superficies se ponen en contacto. Cuando la fricción se presenta, el movimiento entre las superficies produce calor.

G

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas húmedo: Gas que contiene hidrocarburos licuables a temperatura y presión ambiente.

Gas natural: Es una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano, con alguna cantidad de condensado y/o aceite.

Gas no asociado: Gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas seco: Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano.

Golpe de fluido: Es el impacto errático del pistón de la bomba contra el fluido cuando ésta opera con un vacío parcial en el cilindro, con gas atrapado o cuando el pozo no está produciendo.

Gravedad API: Escala de medición creada por el Instituto Americano del Petróleo y utilizada para hidrocarburos basándose en su peso específico, es decir, con relación al agua (10 °API). Puede ser calculado en función a la siguiente fórmula:

$$\frac{141.5}{\text{densidad relativa}} - 131.5$$

H

Hidrocarburo: Compuesto químico constituido completamente de hidrógeno y carbono.

I

Índice de Productividad: Es una medida de la capacidad productiva de los pozos, el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión.

M

Movimiento reciprocante: Es el movimiento ascendente-descendente, que realizan las bombas de desplazamiento positivo, con la finalidad de bombear el fluido.

N

Niple de asentamiento: Es un acople de tubería especialmente diseñado que es internamente estrecho y permite asentar la bomba con un fuerte sello.

Nivel dinámico: Es la altura de los fluidos en el espacio anular del pozo una vez que el gasto de producción se ha estabilizado.

P

Pony Rod: Son varillas cortas de una pulgada de diámetro, existentes de 2, 4, 6 y 8 pies de longitud, que se utilizan para completar la sarta de varillas. Se conectan al final de la sarta, justo bajo la varilla pulida.

Pozo: Perforación efectuada a diversas profundidades que se realiza a través de la roca hasta llegar al yacimiento, con la finalidad de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la explotación de los yacimientos petrolíferos.

Profundidad Medida (MD): Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales.

Profundidad Vertical Verdadera (TVD): Es la distancia vertical desde el nivel de referencia en superficie, hasta un punto en la trayectoria del pozo.

S

Sarta: Longitud total de la tubería de revestimiento, producción o perforación, o varillas de succión que se corren en un pozo.

Sarta Telescopiada: Tubería de perforación, de producción o de varillas de succión, formadas por secciones de diámetros distintos: el diámetro mayor se encuentra en la parte superior y disminuyen hacia abajo.

Sumergencia: Altura de la columna de fluidos en el espacio anular cuya base es la profundidad de asentamiento de la bomba y el tope es el nivel dinámico.

Surfactante: son moléculas que contiene un segmento liposoluble (soluble en aceite) y otro hidrosoluble (soluble en agua). La solubilidad parcial tanto en agua como en aceite permite al surfactante ocupar la interfase. Son sustancias químicas que reducen la tensión superficial de los líquidos.

T

Tee de Producción: Conexión superficial que permite conectar las líneas al cabezal.

Torque: Fuerza de rotación que se aplica a un eje u otro mecanismo rotatorio para hacer que gire o tienda a hacerlo. La torsión se mide en unidades de longitud por fuerza.

V

Velocidad crítica: velocidad mínima de gas requerida en la tubería de producción para mover las gotas de líquidos (condensados y agua) en suspensión.

Y

Yacimiento: Porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Es la acumulación de aceite y/o gas en una roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Referencias Bibliográficas

- 1.- Partidas, Héctor, “Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnóstico y Operación”. ESP Oil International Training Group, PDVSA, Venezuela, San Tomé Edo. Anzoátegui, 2003.
- 2.- Información Interna Pemex Exploración y Producción, Región Sur.
- 3.- Lucero Aranda, Felipe de Jesús, Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción. Facultad de Ingeniería. UNAM, México, D.F. 2009.
- 4.- Contreras Retana, Carla Paola, “Sistemas de Producción para Pozos de Gas Natural”. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, México D.F. 2009.
- 5.- Dupré Juan, Giérega Raúl, Cabral Pedro, Suriano Alejandro, “Aplicación de Productos Químicos Específicos Empleando la Tecnología de Capilar en el Yacimiento Loma La Lata”. Unidad Económica Loma La Lata, Repsol-YPF S.A & PQB (Productos Químicos Bolland), Bolland y Cia. S.A.
- 6.- Martínez Gómez, Juana Estefanía, Bastos Reyes, Gelbert Renee, “Método de Producción para Pozos de Gas Depresionados con Carga de Líquidos”. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, México D.F. 2009.
- 7.- Beauregard, Paul L. Ferguson, “Introduction to Plunger Lift: Application, Advantages and Limitations”. Ferguson Beauregard, Texas Tech University, Lubbock, Texas, 1981.
- 8.- Descripción del Bombeo Neumático. Archivo de Pemex Exploración y Producción, Región Sur, 2007.
- 9.- Alcocer Alegría, César, “Bombeo Electrocentrífugo Sumergido”. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, México D.F. 2000.
- 10.-Hirschfeldt, Marcelo, “Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas”. OilProduction.net. 2008.
- 11.- Ramos Morales, H., Salgado Castro, H., Pemex Exploración y Producción, Activo Ek-Balam, “Test of Hydraulic Jet Pump in the Balam 91 Well.” Society of Petroleum Engineers Inc., SPE 59021, México, 2000.
- 12.- Ciulla, Franceso, Presentación de la Unidad de Bombeo Rotaflex, Seminario Técnico, Weatherford ALS, Norte de Latinoamérica.
- 13.- Takács. PH, Gábor, “Modern Sucker-Rod Pumping”, 1992.

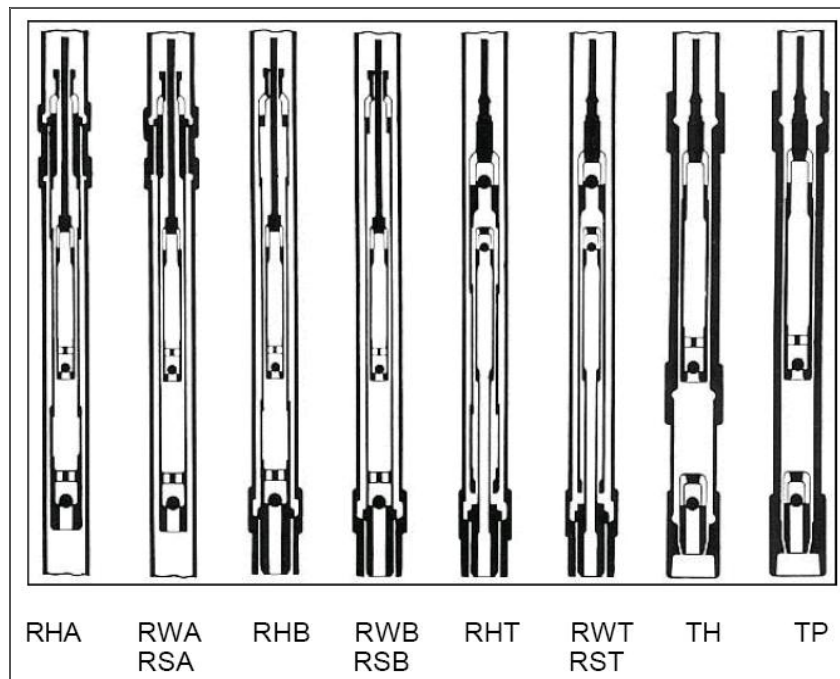
- 14.-** Svinos, John G., “Optimización de Bombeo Mecánico”. Manual de Bombeo Mecánico Theta Enterprises, Entrenamiento de Levantamiento Artificial. Venezuela, 2005.
- 15.-** Hernández Cortés, Mario Arturo, “Operación de Bombeo Mecánico”, Tomo I-III. Pemex, Administración del Activo Poza Rica, Poza Rica, Veracruz. 2000-2001.
- 16.-** Barrón Parra, Osvaldo, Sánchez Fonseca, Gerardo, “Soluciones para problemas que se presentan en el Bombeo Mecánico”. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, México D.F. 2009.
- 17.-** K. E. Brown, “The Technology of Artificial Lift Methods”, Vol. 2, Cap. II-Cap.V, Editorial Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
- 18.-** Curso “Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico”, PDVSA, CIED, 2002.
- 19.-** “Manual de Operación de Unidades Rotaflex”, Bombeo Mecánico Rotaflex México, Weatherford, 2005.
- 20.-** Nercesian Francisco, Fernández Castro Horacio, Juan José Saiz, “Uso de Unidades de Bombeo de Carrera Larga en Cerro Dragón”. Pan American Energy & Weatherford.
- 21.-** 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.
- 22.-** Ewing, Roy D., Oilwell Div. of United States Steel Corp., “Long Stroke Pumping Unit”. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 3186, Dallas, Texas, 1970.
- 23.-** R. Lively, Gordon, “Long Stroke Well Pumping Unit With Carriage”. United States Patent, Patent Number 4916959, Longview, Texas, 1988.
- 24.-** RODSTAR-D/V, Modern Design and Simulation of Rod Pumping Systems for Deviated or Vertical Wells. Theta Oilfield Services, Inc., USA, 2006.
- 25.-** Erossa Martín, Victoria Eugenia, “Proyectos de Inversión en Ingeniería: su Metodología”, Editorial Limusa, México, 1987.
- 26.-** Maldonado Jarquín, Noé, Mar Álvarez, César, “Análisis e Incertidumbre en la Instalación de Sistemas Artificiales”. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, México D.F. 2006.
- 27.-** Solórzano Luzbel, Napoleón, “Criterios de Rentabilidad para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción”. México, D.F. 1996.

28.- www.weatherford.com/Products/Production/SuckerRods/

29.- Antonioli Mauricio, Stocco Antonio, Weatherford Intl. Ltd, “Long Stroke Pumping System Improves the Energy Efficiency of the Production”. Society of Petroleum Engineers Inc., SPE 108122, Buenos Aires, Argentina, 2007.

Anexo

A-1
Tipos de Bombas API¹



Donde:

RHA: Bomba de varillas, barril estacionario de pared gruesa, anclada en el tope.

RWA: Bomba de varillas, barril estacionario de pared delgada, anclada en el tope.

RSA: Bomba de varillas, barril estacionario de pared delgada, anclada en el tope, pistón tipo empaque flexible.

RHB: Bomba de varillas, barril estacionario de pared gruesa, anclada en el fondo.

RWB: Bomba de varillas, barril estacionario de pared delgada, anclada en el fondo.

RSB: Bomba de varillas, barril estacionario de pared delgada, anclada en el fondo, pistón tipo empaque flexible.

RHT: Bomba de varillas, barril viajero de pared gruesa, anclada en el fondo.

RWT: Bomba de varillas, barril viajero de pared delgada, anclada en el fondo.

RST: Bomba de varillas, barril viajero de pared delgada, anclada en el fondo, pistón tipo empaque flexible.

TH: Bomba de tubería, barril de pared gruesa.

TP: Bomba de tubería, barril de pared gruesa, pistón tipo empaque flexible.

A-2
Guía para la Selección de la Bomba Subsuperficial¹

CONDICIONES	Prof=< 3000 pies	3000 >Prof=< 5000 pies	5000 >Prof=< 7000 pies	Prof > 7000 pies
Agujero Desviado	RWA, RWB	RWA, RWB	RWA, RWB	RHB, TH
Qt < 1000 bpd	TH	TH	TH	TH
Baja Sumergencia	RWA	RWA, RWB	RHA, RWB	RHB
Poca Arena	RWA, RWT	RWA, RWT	RWA, RWT	RHB, RHT, TH
Mucha Arena	RWA,RWT	RWA, RWT	RHA, RWT	RHB, RHT
Corrosión Media	RWA, RWB, RWT	RWA, RWB, RWT	RHA, RWB, RWT	RHB, RHT, TH
Corrosión por H₂S	RWA, RWB, RWT	RWA, RWB, RWT	RWB, RWT	RHB, RHT
Corrosión por CO₂	RWA, RWB, RWT	RWA, RWB, RWT	RHA, RWB,RWT	RHB, RHT, TH
Arena y Corrosión Severa	RWA, RWT	RWA, RWT	RHA, RWB, RWT	RHB

A-3

Comparativo de las Distintas Unidades de Bombeo Mecánico²

CARACTERÍSTICAS	BM CONVENCIONAL (456-256-144)	BM HIDRONEUMÁTICO VSH2 (150")	BM DE CARRERA LARGA (900 – 1151)
Carga Máxima	25,600 lb (11.61 Ton).	30,000 lb (13.60 Ton)	36,000 lb – 50,000 lb
Longitud de Carrera (pg)	144 (3.6567 m)	150 (3.81 m)	288 – 366 (7.3152m – 9.3 m)
Capacidad Máxima de Producción en Bls	400	200	1,500 – 2,500
Eficiencia Volumétrica	<80	<80	<95
Vida útil del Equipo de Fondo	Menor	Menor	Mayor
Problema de bloqueo por gas	Mayor	Mayor	Menor
Problema de Golpe de Fluido.	Mayor	Mayor	Menor
Versatilidad Operativa	Menor	Mayor	Mayor
Profundidad de Operación (m)	2,000	1,500	2,500 – 3,200
Manejo de Aceite viscoso	Hasta 12 °API	Hasta 12 °API	Hasta 5.4 °API
Horas de instalación	>16	<16	<16
Velocidad de Operación (spm)	4 a 12	1 a 7	0.3 a 4.5
Pozos con poco aporte	Bajo	Regular	Excelente
Aplicaciones con alta temperatura de Fondo	Excelente	Excelente	Excelente
Tipo de transferencia de potencia del motor al sistema	Mecánico	Hidráulico	Mecánico
Eficiencia de transferencia del motor al sistema	Bueno	Regular	Excelente

A-4

Factores de Servicio para Distintos Grados de Varilla

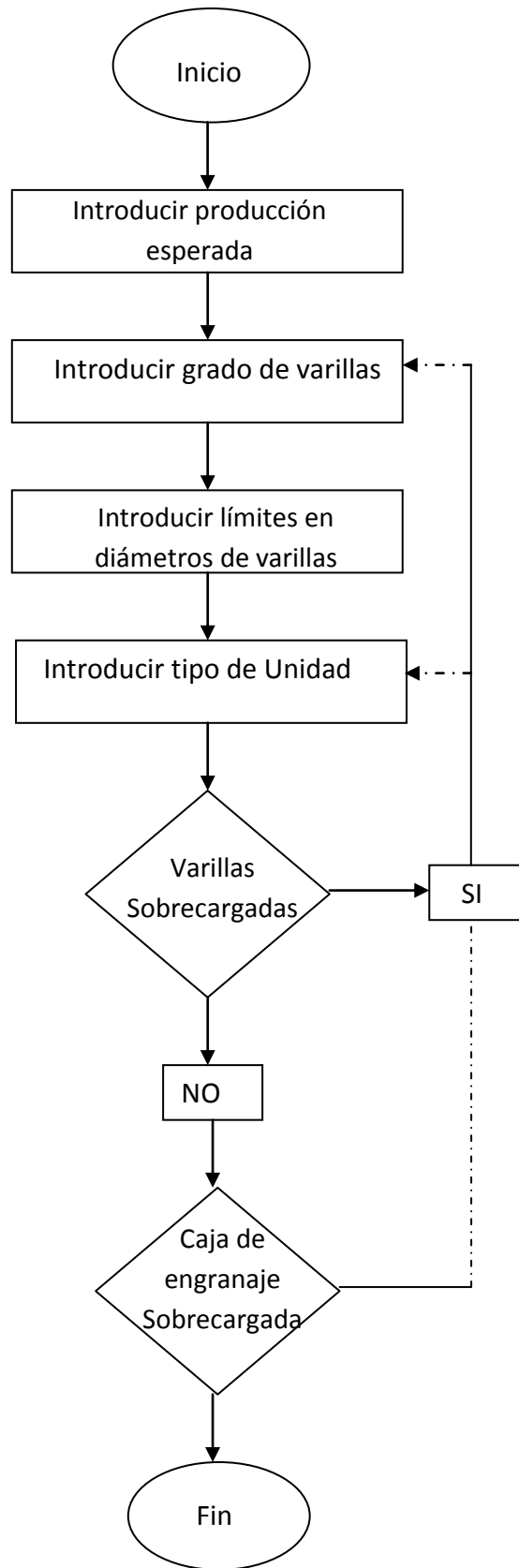
Ambiente	Varilla Grado C	Varilla Grado D
No corrosivo	1.00	1.00
Agua salada	0.65	0.90
Sulfuro de Hidrógeno	0.50	0.70

A-5

Factores de Coples

Tamaño de varilla (pg)	Varilla Grado K	Varilla Grado C	Varilla Grado D
5/8	-	0.97	0.77
3/4	-	-	0.86
7/8	0.93	0.88	0.69
1	-	-	0.89

A-6
Diseño de la Unidad con Rodstar



A-7

Comparación de Unidades para Condiciones del Pozo E-1

Pozo E-1		
Unidad API	C-640-305-144	R-320-360-288
Nivel de Fluido (m)	739	739
Profundidad de la Bomba (m)	839	839
Tamaño del Pistón (pg)	2.75	2.75
Gasto de Producción (bpd)	98	99
Eficiencia Total del Sistema (%)	39	45
Motor (Hp)	8	5
Carga sobre la Caja Reductora (%)	59	23
Carga sobre la Estructura (%)	48	40
Velocidad de Bombeo (spm)	1.11	0.54

A-8

Comparación de Unidades para Condiciones del Pozo E-2

Pozo E-2		
Unidad API	C-640-305-144	R-320-360-288
Nivel de Fluido (m)	581.5	581.5
Profundidad de la Bomba (m)	681.5	681.5
Tamaño del Pistón (pg)	2.75	2.75
Gasto de Producción (bpd)	304	312
Eficiencia Total del Sistema (%)	32	37
Motor (Hp)	20	15
Carga sobre la Caja Reductora (%)	69	30
Carga sobre la Estructura (%)	48	43
Velocidad de Bombeo (spm)	2.79	1.4

A-9
Evaluación Económica Pozo E-1 (Año1)

Año 1						
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Producción (MMBPCE)	1.57	2.30	2.27	2.25	2.23	1.83
Aceite (MBD)	1.51	2.22	2.19	2.17	2.15	1.77
Gas (MMPCD)	4.41	6.47	6.40	6.34	6.27	5.16
Np (MBLS)	1.51	3.73	5.92	8.10	10.25	12.02
Gp (MMPCD)	4.41	10.88	17.28	23.61	29.89	35.05
Egresos (MM\$)	10.592	0.347	0.347	0.347	0.347	2.296
Ingeniería	0.092	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Diseño	0.053	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Instalación	0.227	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Reparación	10.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Operación	0.219	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271
Mtto. Preventivo (Eq.Superficial)	0.00	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025
Mtto. Mayor (Eq. Subsuperficial)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000
Ingresos (MM\$)	1.69	2.48	2.46	2.43	2.41	1.98
Aceite (MM\$)	1.32	1.94	1.92	1.90	1.88	1.55
Gas (MM\$)	0.37	0.54	0.54	0.53	0.53	0.43
FEN (MM\$)	-8.90	2.13	2.11	2.08	2.06	-0.32
FEND (MM\$)	-8.90	2.11	2.07	2.02	1.98	-0.30
FENDA (MM\$)	-8.90	-6.79	-4.72	-2.70	-0.72	-1.02

A-9
Evaluación Económica Pozo E-1 (Año 2)

Año 2												
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12
Producción (MMBPCE)	2.18	2.16	2.14	2.12	2.10	1.70	2.06	2.03	2.01	1.99	1.97	1.58
Aceite (MBD)	2.11	2.09	2.07	2.05	2.03	1.64	1.98	1.97	1.95	1.93	1.91	1.53
Gas (MMPCD)	6.15	6.09	6.03	5.97	5.91	4.80	5.79	5.73	5.67	5.62	5.56	4.46
Np (MBLS)	14.13	16.21	18.28	20.32	22.35	23.99	25.97	27.94	29.89	31.81	33.72	35.25
Gp (MMPCD)	41.20	47.29	53.31	59.28	65.19	69.98	75.77	81.50	87.18	92.79	98.36	102.81
Egresos (MM\$)	0.347	0.347	0.347	0.347	0.347	2.296	0.347	0.347	0.347	0.347	0.347	2.296
Operación	0.322	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271	0.322	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271
Mtto. Preventivo (Eq. Superficial)	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025
Matto. Mayor (Eq. Subsuperficial)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000
Desmantelamiento	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Ingresos (MM\$)	2.36	2.34	2.31	2.29	2.27	1.84	2.22	2.20	2.18	2.16	2.13	1.71
Aceite (MM\$)	1.84	1.83	1.81	1.79	1.77	1.44	1.74	1.72	1.70	1.69	1.67	1.34
Gas (MM\$)	0.51	0.51	0.50	0.50	0.49	0.40	0.48	0.48	0.48	0.47	0.47	0.37
FEN (MM\$)	2.01	1.99	1.97	1.94	1.92	-0.46	1.87	1.85	1.83	1.81	1.79	-0.58
FEND (MM\$)	1.90	1.85	1.81	1.78	1.74	-0.41	1.66	1.63	1.59	1.56	1.52	-0.49
FENDA (MM\$)	0.88	2.73	4.55	6.32	8.06	7.65	9.31	10.94	12.53	14.09	15.61	15.12

A-9
Evaluación Económica Pozo E-1 (Año 3)

Año 3												
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12
Producción (MMBPCE)	1.93	1.92	1.90	1.88	1.86	1.43	1.82	1.80	1.79	1.77	1.75	1.36
Aceite (MBD)	1.87	1.85	1.83	1.81	1.80	1.42	1.76	1.74	1.72	1.71	1.69	1.31
Gas (MMPCD)	5.45	5.40	5.34	5.29	5.24	4.13	5.13	5.08	5.03	4.98	4.93	3.83
Np (MBLS)	37.12	38.97	40.80	42.61	44.41	45.83	47.59	49.33	51.05	52.76	54.45	55.76
Gp (MMPCD)	108.26	113.66	119.00	124.29	129.52	130.25	135.38	140.46	145.49	150.47	155.40	159.23
Egresos (MM\$)	0.347	0.347	0.347	0.347	0.347	2.296	0.347	0.347	0.347	0.347	0.347	0.340
Operación	0.322	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271	0.322	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271
Mtto. Preventivo (Eq. Superficial)	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.000
Matto Mayor (Eq. Subsuperficial)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Desmantelamiento	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.069
Ingresos (MM\$)	2.09	2.07	2.05	2.03	2.01	1.59	1.97	1.95	1.93	1.91	1.89	1.47
Aceite (MM\$)	1.64	1.62	1.60	1.59	1.57	1.24	1.54	1.52	1.51	1.49	1.48	1.15
Gas (MM\$)	0.46	0.45	0.45	0.44	0.44	0.35	0.43	0.43	0.42	0.42	0.41	0.32
FEN (MM\$)	1.74	1.72	1.70	1.68	1.66	-0.71	1.62	1.60	1.58	1.56	1.54	1.13
FEND (MM\$)	1.46	1.44	1.40	1.36	1.34	-0.56	1.28	1.25	1.22	1.19	1.17	0.85
FENDA (MM\$)	16.58	18.02	19.41	20.78	22.11	21.55	22.83	24.08	25.30	26.50	27.66	28.51

A-10
Evaluación Económica Pozo E-2 (Año 1)

Año 1												
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12
Producción (MMBPCE)	1.11	2.87	3.40	3.36	3.33	2.74	3.26	3.23	3.20	3.16	3.13	2.55
Aceite (MBD)	1.11	2.87	3.40	3.36	3.33	2.74	3.26	3.23	3.20	3.16	3.13	2.55
Gas (MMPCD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Np (MBLS)	1.11	3.98	7.38	10.74	14.07	16.81	20.07	23.30	26.50	29.66	32.80	35.34
Gp (MMPCD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos (MM\$)	10.477	0.347	0.347	0.347	0.347	2.271	0.347	0.347	0.347	0.347	0.347	2.296
Operación	0.104	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271	0.322	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271
Mtto. Preventivo (Eq. Superficial)	0.000	0.025	0.025	0.025	0.025	0.000	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025
Matto. Mayor (Eq. Subsuperficial)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000
Desmantelamiento	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Ingresos (MM\$)	0.97	2.52	2.97	2.94	2.91	2.40	2.85	2.83	2.80	2.77	2.74	2.23
Aceite (MM\$)	0.97	2.52	2.97	2.94	2.91	2.40	2.85	2.83	2.80	2.77	2.74	2.23
Gas (MM\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FEN (MM\$)	-9.51	2.17	2.62	2.59	2.56	0.13	2.51	2.48	2.45	2.42	2.39	-0.07
FEND (MM\$)	-9.51	2.15	2.57	2.52	2.46	0.12	2.36	2.31	2.26	2.21	2.17	-0.06
FENDA (MM\$)	-9.51	-7.36	-4.79	-2.27	0.19	0.31	2.68	4.99	7.25	9.46	11.63	11.57

A-10
Evaluación Económica Pozo E-2 (Año 2)

Año 2												
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12
Producción (MMBPCE)	3.07	3.04	3.01	2.98	2.95	2.37	2.89	2.86	2.83	2.81	2.78	2.19
Aceite (MBD)	3.07	3.04	3.01	2.98	2.95	2.37	2.89	2.86	2.83	2.81	2.78	2.19
Gas (MMPCD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Np (MBLS)	38.41	41.45	44.46	47.44	50.39	52.76	55.65	58.51	61.35	64.15	66.93	69.12
Gp (MMPCD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos (MM\$)	0.347	0.347	0.347	0.347	0.347	2.296	0.347	0.347	0.347	0.347	0.347	2.296
Operación	0.322	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271	0.322	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271
Mtto. Preventivo (Eq. Superficial)	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025
Matto. Mayor (Eq. Subsuperficial)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000
Desmantelamiento	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Ingresos (MM\$)	2.69	2.66	2.63	2.61	2.58	2.07	2.53	2.50	2.48	2.45	2.43	1.92
Aceite (MM\$)	2.69	2.66	2.63	2.61	2.58	2.07	2.53	2.50	2.48	2.45	2.43	1.92
Gas (MM\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FEN (MM\$)	2.34	2.31	2.29	2.26	2.23	-0.23	2.18	2.16	2.13	2.11	2.08	-0.38
FEND (MM\$)	2.08	2.03	1.99	1.95	1.90	-0.19	1.82	1.80	1.75	1.71	1.67	-0.30
FENDA (MM\$)	13.65	15.68	17.67	19.61	21.52	21.33	23.15	24.96	26.70	28.41	30.09	29.79

A-10
Evaluación Económica Pozo E-2 (Año 3)

Año 3						
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Producción (MMBPCE)	2.72	2.69	2.67	2.64	2.61	2.03
Aceite (MBD)	2.72	2.69	2.67	2.64	2.61	2.03
Gas (MMPCD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Np (MBLS)	71.85	74.54	77.21	79.85	82.46	84.50
Gp (MMPCD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos (MM\$)						
Operación	0.347	0.347	0.347	0.347	0.347	0.340
Mtto. Preventivo (Eq. Superficial)	0.322	0.322	0.322	0.322	0.322	0.271
Mtto. Mayor (Eq. Subsuperficial)	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.000
Desmantelamiento	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Ingresos (MM\$)						
Aceite (MM\$)	2.38	2.36	2.33	2.31	2.29	1.78
Gas (MM\$)	2.38	2.36	2.33	2.31	2.29	1.78
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FEN (MM\$)						
	2.03	2.01	1.99	1.96	1.94	1.44
FEND (MM\$)						
	1.60	1.57	1.53	1.50	1.47	1.08
FENDA (MM\$)						
	31.39	32.96	34.49	35.99	37.46	38.54