



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS  
PRODUCTORES DE LA ARENISCA M-1 DEL CAMPO FANNY  
PERTENECIENTE AL BLOQUE TARAPOA”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**ALFREDO DAVID APOLINARIO TOMALÁ  
MARIANA NARCISA SUÁREZ SUÁREZ**

**TUTOR:**

**ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2023**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN  
POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA M-1 DEL CAMPO  
FANNY PERTENECIENTE AL BLOQUE TARAPOA**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**ALFREDO DAVID APOLINARIO TOMALÁ  
MARIANA NARCISA SUÁREZ SUÁREZ**

**TUTOR:**

**ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2023**

**UPSE**

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

---

**ING. MARLLÉLIS GUTIÉRREZ,**  
**HINOSTROSA Ph.D.**  
DIRECTORA DE CARRERA

---

**ING. XAVIER VARGAS**  
**GUTIÉRREZ, MSc.**  
DOCENTE TUTOR

---

**ING. ISRAEL YAGUAL PITA**  
DOCENTE ESPECIALISTA

---

**ING. CARLOS MALAVÉ**  
**CARRERA, MSc.**  
DOCENTE GUÍA DE LA UIC

---

**ING. DAVID VEGA G**  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

# **DEDICATORIA**

Dedicamos este trabajo de investigación a Dios, por su bondad y misericordia que nos acompaña en cada momento de nuestra vida.

A nuestros padres, por apoyarnos moral y económicamente en este proceso de formación académica.

También a aquellas personas que se esfuerzan por estudiar y cumplir con sus metas profesionales.

**Alfredo David Apolinario Tomalá**

**Mariana Narcisa Suárez Suárez**

## CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En mi calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA M-1 DEL CAMPO FANNY PERTENECIENTE AL BLOQUE TARAPOA, elaborado por los estudiantes ALFREDO DAVID APOLINARIO TOMALÁ y MARIANA NARCISA SUÁREZ SUÁREZ, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un **5 %** de la valoración permitida.



FIRMA DEL TUTOR

ING. XAVIER VARGAS GUTIERREZ, MSc.

C.I.: 0906392493

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Alfredo David Apolinario Tomalá y Mariana Narcisa Suárez Suárez, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA M-1 DEL CAMPO FANNY PERTENECIENTE AL BLOQUE TARAPOA**”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

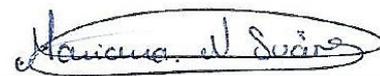


---

**ALFREDO APOLINARIO TOMALÁ**

**Autor de Tesis**

**C.I. 2400288342**



---

**MARIANA SUÁREZ SUÁREZ**

**Autor de Tesis**

**C. I. 2450855172**

## CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

### TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA M-1 DEL CAMPO FANNY PERTENECIENTE AL BLOQUE TARAPOA** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por los señores: Alfredo David Apolinario Tomalá y Mariana Narcisa Suárez Suárez, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



---

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

TUTOR

## **CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA**

**Lcda. Gina Parrales Loor, Mgtr.**

**N° de Registro Lic. Ciencias de la Educación: 1030-02-11779**

**N° de Registro Psicopedagogo: 1030-02-11841**

**Contacto: 0981579451**

**Correo Electrónico: ginaparralesloor@gmail.com**

### **CERTIFICACIÓN REVISIÓN ORTOGRÁFICA**

Licenciada GINA BRENDA PARRALES LOOR, Magíster, con experiencia docente en los niveles de Educación Básica, Bachillerato y Educación Superior, tengo a bien **CERTIFICAR**; la revisión de la redacción, estilo y ortografía del Trabajo de Integración Curricular elaborado por los estudiantes; **ALFREDO DAVID APOLINARIO TOMALÁ** y **MARIANA NARCISA SUÁREZ SUÁREZ**, previo a la obtención del título de INGENIERO EN PETRÓLEOS.

TEMA: “OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA M-1 DEL CAMPO FANNY PERTENECIENTE AL BLOQUE TARAPOA”

Trabajo de investigación que ha sido escrito de acuerdo con las normas ortográficas y de sintaxis vigentes.

La Libertad, 29 de julio de 2023



Lcda. Gina Parrales Loor, Mg.  
C.I. 0909135352

## **AGRADECIMIENTOS**

A nuestros padres y familiares por confiar en nuestro espíritu de superación, y guiarnos por el camino correcto.

A nuestra universidad UPSE, por abrir las puertas del conocimiento científico y permitir formarnos profesionalmente.

Un agradecimiento especial a nuestros docentes, por impartir sus conocimientos y fortalecer nuestra formación académica.

**Alfredo David Apolinario Tomalá**

**Mariana Narcisa Suárez Suárez**

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	iii
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE TABLAS .....	xv
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	xvii
RESUMEN.....	xviii
ABSTRACT .....	xix
CAPÍTULO I.....	20
INTRODUCCIÓN.....	20
1.1 Problema de investigación.....	20
1.2 Justificación .....	21
1.3 Antecedentes.....	21

1.4 Hipótesis .....	23
1.5 Objetivos.....	23
1.5.1 Objetivo general .....	23
1.5.2 Objetivos específicos.....	23
1.6 Alcance .....	24
1.7 Variable .....	24
1.7.1 Variable dependiente .....	24
1.7.2 Variables independientes.....	24
CAPÍTULO II.....	25
MARCO TEÓRICO .....	25
2.1 Antecedentes del campo Fanny .....	25
2.1.1 Descripción de la arenisca M-1 (Campo Fanny).....	26
2.2 Sistemas de bombeo mecánico.....	27
2.2.1 Funcionamiento del -Bombeo Mecánico- .....	28
2.2.2 Rango de aplicabilidad del -Bombeo Mecánico- .....	29
2.2.3 Equipo de superficie de los sistemas de -Bombeo Mecánico- .....	33
2.2.4 Equipo de subsuelo de los sistemas de -Bombeo Mecánico- .....	33
2.3 Análisis frecuentes en sistemas de -Bombeo Mecánico-.....	35
2.3.1 Análisis Nodal aplicado a sistemas de -Bombeo Mecánico-.....	35
2.3.2 Análisis de cartas dinamométricas .....	37
2.3.3 Uso de equipos y softwares basado en herramienta Echometer.....	38

CAPÍTULO III .....	42
METODOLOGÍA.....	42
3.1 Etapas de diseño en una instalación de varillas de bombeo .....	42
3.1.1. Suposiciones de las condiciones del pozo .....	43
3.1.2. Diseño de una instalación de bombeo .....	43
3.2 Diseño de una instalación de varillas de bombeo mediante la herramienta Qrod .....	48
3.3 Data de pozos del bloque Tarapoa para aplicar bombeo mecánico.....	52
3.3.1 Pozo Fanny 20 (M-1).....	54
3.3.2 Pozo Fanny 61 (M-1).....	54
CAPÍTULO IV .....	55
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	55
4.1 Características recomendadas para un diseño de bombeo mecánico .....	55
4.1.1 Diseño de una instalación de BM para el Pozo Fanny 20 (M-1).....	55
4.1.2 Diseño de una instalación de BM para el Pozo Fanny 61 (M-1).....	60
4.2 Solución de problemas en BM para optimizar su producción.....	63
CAPÍTULO V .....	71
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	71
5.1 Conclusiones.....	71
5.2 Recomendaciones .....	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	75
ANEXO A. Perfil para diseño de unidades de BM .....	81

ANEXO B. Diagramas mecánicos de pozos .....	96
ANEXO C. Aplicación del Software QRod .....	98

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación del Campo Fanny – Bloque Tarapoa. ....	25
Figura 2. Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios de la Cuenca Oriente.....	26
Figura 3. Eficiencias aproximadas del sistema de los distintos métodos de elevación artificial.....	31
Figura 4. Equipo de Superficie y Subsuelo del Sistema del Bombeo Mecánico.....	34
Figura 5. Ubicaciones de los diferentes nodos .....	36
Figura 6. Interpretación de las formas de las Cartas Dinamométricas .....	38
Figura 7. Gráfica de selección de unidad de bombeo por varillas.....	44
Figura 8. Definiciones de las dimensiones geométricas API de las unidades de bombeo convencionales.....	47
Figura 9. Historial de Producción, Pozo Fanny 20.....	54
Figura 10. Historial de Producción, Pozo Fanny 61.....	54
Figura 11. Estimación de características iniciales de BM para el pozo Fanny 20. ....	56
Figura 12. Resultados del primer diseño de BM para el pozo Fanny 20.....	59

Figura 13. Estimación de características iniciales de BM para el pozo Fanny 61. ....	60
Figura 14. Resultados del primer diseño de BM para el pozo Fanny 61.....	62
Figura 15. Tasa de Bombeo BM vs Caudal esperado, Pozo Fanny 20 .....	63
Figura 16. Tamaño plunger vs Caudal y potencia mínima, Pozo Fanny 20.....	64
Figura 17. Tamaño plunger vs Eficiencia y carga en superficie, pozo Fanny 20.....	65
Figura 18. Tasa de Bombeo BM vs Caudal esperado, pozo Fanny 61 .....	66
Figura 19. Tamaño plunger vs Caudal y potencia mínima, pozo Fanny 61 .....	67
Figura 20. Tamaño plunger vs Eficiencia y carga en superficie, Pozo Fanny 61 .....	68
Figura 21. Resultados diseño definitivo BM para el pozo Fanny 20 .....	69
Figura 22. Resultados diseño definitivo BM para el pozo Fanny 61. ....	70
Figura B.1. Diagrama Mecánico para trabajo de workover #4, Pozo Fanny 20. ....	96
Figura B.2. Diagrama Mecánico para trabajo de workover #3, Pozo Fanny 61. ....	97
Figura C.1. Eficiencia volumétrica estimada del prediseño de la unidad BM, Pozo Fanny 20. ....	98
Figura C.2. Parámetros de ingreso y resultados del prediseño BM, Pozo Fanny 20.....	98
Figura C.3. Optimización de la longitud del plunger diseño BM, Pozo Fanny 20.....	99
Figura C.4. Optimización de parámetros para el diseño BM, Pozo Fanny 20. ....	99
Figura C.5. Eficiencia volumétrica estimada del prediseño de la unidad BM, Pozo Fanny 61 .....	100
Figura C.6. Parámetros de ingreso y resultados del prediseño BM, Pozo Fanny 61....	100
Figura C.7. Optimización de la longitud del plunger diseño BM, Pozo Fanny 61.....	101
Figura C.8. Optimización de parámetros para el diseño BM, Pozo Fanny 61. ....	101

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Principales características de las instalaciones de elevación artificial .....	32
Tabla 2. Número API de diseño varilla .....	51
Tabla 3. Tasas de flujo en pozos de Arena M-1 .....	53
Tabla 4. Estimación de API size y Stroke para la unidad de BM, pozo Fanny 20.....	56
Tabla 5. Datos de diseño para Unidad API tamaño 320 con carrera de 84 pulgadas, Pozo Fanny 20 .....	57
Tabla 6. Parámetros de entrada para diseño de unidad BM, Pozo Fanny 20 .....	58
Tabla 7. Datos de diseño para Unidad API tamaño 640 con carrera de 144 pulgadas, Pozo Fanny 61 .....	61
Tabla 8. Parámetros de entrada para diseño de unidad BM, Pozo Fanny 61 .....	61
Tabla 9. Optimización de la unidad de BM, Pozo Fanny 20.....	64
Tabla 10. Optimización de la unidad de BM para una carrera de 144 in (S), Pozo Fanny 61 .....	66
Tabla 11. Optimización de la unidad de BM para una carrera de 86 in (S), Pozo Fanny 61 .....	67
Tabla A.1. Datos de diseño para Unidad API tamaño 40 con carrera de 34 pulgadas ...	81
Tabla A.2. Datos de diseño para Unidad API tamaño 57 con carrera de 42 pulgadas ...	81

Tabla A.3. Datos de diseño para Unidad API tamaño 80 con carrera de 48 pulgadas ...	82
Tabla A.4. Datos de diseño para Unidad API tamaño 114 con carrera de 54 pulgadas .	82
Tabla A.5. Datos de diseño para Unidad API tamaño 160 con carrera de 64 pulgadas .	83
Tabla A.6. Datos de diseño para Unidad API tamaño 228 con carrera de 74 pulgadas .	83
Tabla A.7. Datos de diseño para Unidad API tamaño 320 con carrera de 84 pulgadas .	84
Tabla A.8. Datos de diseño para Unidad API tamaño 640 con carrera de 144 pulgadas	84
Tabla A.9. Datos para el diseño de la sarta de varillas de bombeo .....	85
Tabla A.10. Datos del plunger de la bomba .....	86
Tabla A.11. Dimensiones de la geometría API de la unidad de bombeo convencional.	87
Tabla A.11. Dimensiones de la geometría API de la unidad de bombeo convencional (continuación).....	88
Tabla A.11. Dimensiones de la geometría API de la unidad de bombeo convencional (continuación).....	89
Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1R11L. tabla 4.1, pp. 7-9) .....	90
Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1R11L. tabla 4.1, pp. 7-9) (continuación).....	91
Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1R11L. tabla 4.1, pp. 7-9), (continuación).....	92
Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1R11L. tabla 4.1, pp. 7-9), (continuación).....	93
Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1R11L. tabla 4.1, pp. 7-9), (continuación).....	94

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

- °API: Gravedad API.
- BAUE: Beneficio anual uniforme.
- BBLD: Barriles diarios de petróleo.
- BFPD: Barriles de fluido por día.
- BM: Bombeo mecánico.
- BOPD: Barriles de petróleo crudo por día.
- BSW: Sedimento básico y agua.
- BWPD: Barriles de agua producida por día.
- GPS: Sistema de posicionamiento global.
- IP: Índice de productividad.
- MMB: Millones de barriles de petróleo.
- POES: Evaluación del petróleo original en sitio.
- Ppm: Partes por millón.
- Pr: Presión del yacimiento.
- Psep: Presión de superficie del separador.
- Psi: Libras por pulgadas.
- PVT: Presión, volumen y temperatura.
- S: Longitud de carrera.
- SG: Gravedad específica.
- SPM: Velocidad de bombeo.
- STB: Barril de tanque de almacenamiento.
- TIR: Tasa interna de retorno.
- TAM: Software de monitoreo de activos totales.
- TVD: Profundidad verdadera.
- USB: Puerto de seriado universal.
- VPN: Valor presente neto.

# **“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA M-1 DEL CAMPO FANNY PERTENECIENTE AL BLOQUE TARAPOA”**

**Autores:** Apolinario Tomalá Alfredo

Suárez Suárez Mariana

**Tutor:** Vargas Gutiérrez Xavier Ernesto

## **RESUMEN**

Bombeo mecánico (BM) es el sistema de levantamiento artificial más común, simple y fácil de operar, su finalidad es aumentar la producción cuando la presión del yacimiento no es suficiente para elevar el fluido a la superficie. En el campo petrolero Fanny existe caída de producción, debido a problemas de pozos relacionados con la elevada producción de agua que existe en la arena M-1, la cual supera el 90% respecto a la fase de petróleo. El objetivo de este trabajo de investigación es optimizar el sistema de bombeo mecánico en pozos productores de la arenisca M-1 del campo Fanny perteneciente al bloque Tarapoa mediante el software Echometer para mejorar la producción. La metodología de este trabajo consta de un análisis y diseño de instalación de varillas de bombeo a través de la herramienta QROD, con la data de pozos cuyo sistema de levantamiento artificial es el BM. Los resultados de los primeros diseños de unidades de bombeo convencional para este estudio presentaron incidencias en las cartas dinamométricas, indicando mucha vibración en las sarta debido a la gran longitud de la misma. Por lo tanto, se optimizaron parámetros más específicos para las condiciones de operación, con la disposición de añadir más peso o estabilidad en la sarta, como la longitud del plunger y analizar las diferentes velocidades de carrera.

**PALABRAS CLAVE:** bombeo mecánico, QROD, Echometer, cartas dinamométricas, sarta.

# **“OPTIMIZATION OF THE MECHANICAL PUMPING SYSTEM IN WELLS PRODUCING M-1 SANDSTONE IN THE FANNY FIELD BELONGING TO THE TARAPOA BLOCK”**

**Authors:** Apolinario Tomalá Alfredo

Suárez Suárez Mariana

**Tutor:** Vargas Xavier Gutiérrez

## **ABSTRACT**

Mechanical pumping (MB) is the most common artificial lift system; simple and easy to operate; its purpose is to increase production when the reservoir pressure is not enough to raise the fluid to the surface. In the Fanny oil field, there is a drop in output due to well problems related to the high-water production in the M-1 sand, which exceeds 90% compared to the oil phase. This research work aims to optimize the mechanical pumping system in producing wells of the M-1 sandstone of the Fanny field belonging to the Tarapoa block using the Echometer software to improve production. The methodology of this work consists of an analysis and design of the sucker rod installation through the QROD tool, with the data of wells whose artificial lift system is the BM. The results of the first designs of conventional pumping units for this study presented incidences in the dynamometric charts, indicating a lot of vibration in the strings due to the great length of the string. Therefore, more specific parameters were optimized for the operating conditions, with the provision of adding more weight or stability in the string, such as plunger length and analyzing different stroke speeds.

**KEYWORDS:** mechanical pumping, QROD, Echometer, dynamometric charts, string.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Problema de investigación

Uno de los problemas principales que existe en el campo Fanny es la caída de producción que se registra en los reportes diarios y mensuales, ocasionados por los problemas del pozo correspondiente a la elevada producción de agua que existe en la arena M-1, la cual supera el 90% respecto a la fase de petróleo. Por ejemplo, para enero de 2022 la producción promedio diaria fue de 32.450 barriles por día y para el mes de marzo de 2022 la producción fue de 24.349 barriles por día. Además, se conoce que en el campo Tarapoa existe un total de 210 pozos productores, de los cuales 196 producen por bombeo electrosumergible, siete por bombeo hidráulico y siete por bombeo mecánico.

Por otra parte, en base al reporte EpPetroecuador (2021) menciona que los pozos: FANNY-18B71 se encuentra cerrado por alto corte de agua, FANNY-18B-157 se encuentra esperando plan de ingeniería, FANNY18B-13-141-37-53-75-96 esperando reacondicionamiento y el pozo FANNY 18B cerrado por factor económico.

En otro reporte de EpPetroecuador (2022), se menciona que los pozos FANNY-18B136H-09-31-53-57 están cerrados por control de agua y alto corte de agua, FANNY-18B18-157-18HRE1-21-45 están esperando plan de ingeniería, FANNY-01-18B-13-37-44-63-69-71-79-94H-104-159-114-128-159-162 están cerrados por reacondicionamiento.

## **1.2 Justificación**

El bombeo mecánico es considerado como uno de los métodos de levantamiento artificial más utilizados en el mundo, el cuál posee entre un 80% y 90% de preferencia. Además, es utilizado principalmente a nivel mundial en la producción de crudos pesados y extrapesados. Donde no es recomendable para pozos desviados y cuando la producción de sólidos o la relación de gas/líquido son muy altas, debido a que afecta en gran medida la eficiencia de la bomba. Vásquez (2020).

En la presente investigación es importante realizar un diagnóstico para conocer cuáles son los principales aspectos que declinan la producción en los siete pozos que existen en la arena M-1 del campo Fanny y también se debe considerar los altos cortes de agua que existen. Por tal razón, la optimización se realizará teniendo en consideración los datos con información suficiente sobre la unidad frontal, fabricante, API, manivela y contrapesos, todo lo cual ayudará a determinar la dirección de rotación y desplazamiento. También es importante verificar la condición mecánica del pozo, la información de la sarta de varillas, los datos del yacimiento, como la presión y la presión de la burbuja, los datos del nivel de fluido, entre otros, que permitan reducir la presencia de gas en la bomba.

Finalmente, con las predicciones del funcionamiento del equipo, aplicar sus respectivos ajustes para establecer recomendaciones pertinentes en optimizar la eficiencia del sistema de bombeo mecánico.

## **1.3 Antecedentes**

Sabaruddin y otros (2020), desarrollaron el caso de estudio en Indonesia donde definieron como objetivo diseñar una bomba de succión en el pozo X-1 y pronosticar la producción en el tiempo con la influencia de la alta relación agua-petróleo que existe en el campo, debido a eso la importancia de controlar el corte de agua, porque la disminución en la presión del yacimiento resulta una disminución en la tasa de flujo. La metodología, incluyó la recopilación de datos, la optimización de la bomba y la predicción del rendimiento de la bomba para determinar curvas de la relación del rendimiento de flujo

(IPR), determinación del torque y las tasas de flujo; además, determinaron que la presión del yacimiento disminuye a medida que aumenta el tiempo de producción en donde se ve afectado el caudal de la bomba debido a la disminución de presión del yacimiento y la longitud de carrera de la bomba por la disminución de caudal. En consecuencia, mencionan que es necesario ajustar la longitud del torque en el tiempo. Además, la disminución de la tasa de producción y la presión del yacimiento afectarán el requerimiento de los caballos de fuerza.

Además, Mancera y Piza (2020) realizaron un estudio en Colombia donde definieron como objetivo reducir la caída de presión dentro de la bomba de fondo, mediante cartas dinamométricas, esto demuestra la importancia de reducir la caída de presión dentro de la bomba. Las pruebas tomadas con el software Echometer, contienen cada una su prueba dinamométrica, en donde se analiza el diagrama que representa las fuerzas que intervienen en el ciclo de la bomba de fondo en cada una de ellas. Las fuerzas sobre la sarta de varillas son leídas en superficie a través del dinamómetro y las celdas de carga con el acelerómetro. La metodología que se empleó fue de tipo cualitativa y cuantitativa las cuales fueron necesarias para la simulación en el software Echometer; posteriormente realizaron una comparación de dos escenarios en donde se determinó que la eficiencia de llenado de la bomba de fondo aumentó en 40% respecto al escenario 1, y para el escenario 2 alcanzando una eficiencia del 96% superando la eficiencia esperada del 75%. Por último, desarrollaron un estudio financiero mediante los indicadores económicos Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Beneficio Anual Uniforme Equivalente (BAUE).

García (2019), desarrolló una investigación, en la cual definió como objetivo, incrementar la producción del campo mediante un análisis de afluencia de fluidos en pozos de baja producción, para la optimización de la eficiencia de extracción de hidrocarburo. Se determinó la importancia de la eficiencia de la bomba con relación al incremento de producción, en comparación con el equipo de subsuelo que actualmente presentan los pozos analizados. La metodología empleada fue de tipo mixta, de enfoque cuantitativo y cualitativo que, posteriormente realizó cálculos de ingeniería y simulaciones, para obtener el dimensionamiento de la herramienta propuesta y lo cual le permitió identificar

el comportamiento de fondo del pozo durante el proceso de extracción, y por medio de un análisis cuantitativo, Como último punto realizó un análisis económico con relación a la producción obtenida lo cual le permitió contrastar la viabilidad del proyecto.

#### **1.4 Hipótesis**

¿Se incrementará la producción de los pozos con sistema de bombeo mecánico de la arena M-1 mediante la simulación en el software Echometer con aspectos técnico-operacionales?

#### **1.5 Objetivos**

##### **1.5.1 Objetivo general**

Optimizar el sistema de bombeo mecánico en pozos productores de la arenisca M-1 del campo Fanny perteneciente al bloque Tarapoa mediante el software Echometer para mejorar la producción.

##### **1.5.2 Objetivos específicos**

- \* Analizar los equipos de superficie para la determinación de anomalías en la rotación y carrera.
- \* Evaluar el estado mecánico con la información de la sarta de varillas y datos del reservorio para determinar el comportamiento de las presiones de reservorio y fondo con la presión de burbuja.
- \* Realizar un análisis nodal de los pozos para la estimación de pérdidas de presión y que las tasas de flujos en el proceso sean rentables.
- \* Simular en el software Echometer los posibles escenarios de optimización de los pozos con la inclusión de aspectos técnico-operacionales para el control del exceso de agua.

## **1.6 Alcance**

Con la ejecución del proyecto de investigación se espera conocer el incremento de la producción de los pozos mediante la revisión de los componentes mecánicos de los pozos y condiciones de la arena M-1. Por lo tanto, se presenta una comprensión del yacimiento con su potencial de producción y comportamiento para optimizar el rendimiento del pozo enfatizándose en los principios de los sistemas de elevación de varillas de succión y cómo producir pozos de manera eficiente. Los resultados de la aplicación de las mejoras al campo serán corroborados con el aumento en la producción, una reducción en los gastos operativos y mayores ganancias. Incluso, se propondrá mejoras al diseño de levantamiento artificial.

## **1.7 Variable**

### **1.7.1 Variable dependiente**

- \* Incremento de la productividad de los pozos

### **1.7.2 Variables independientes**

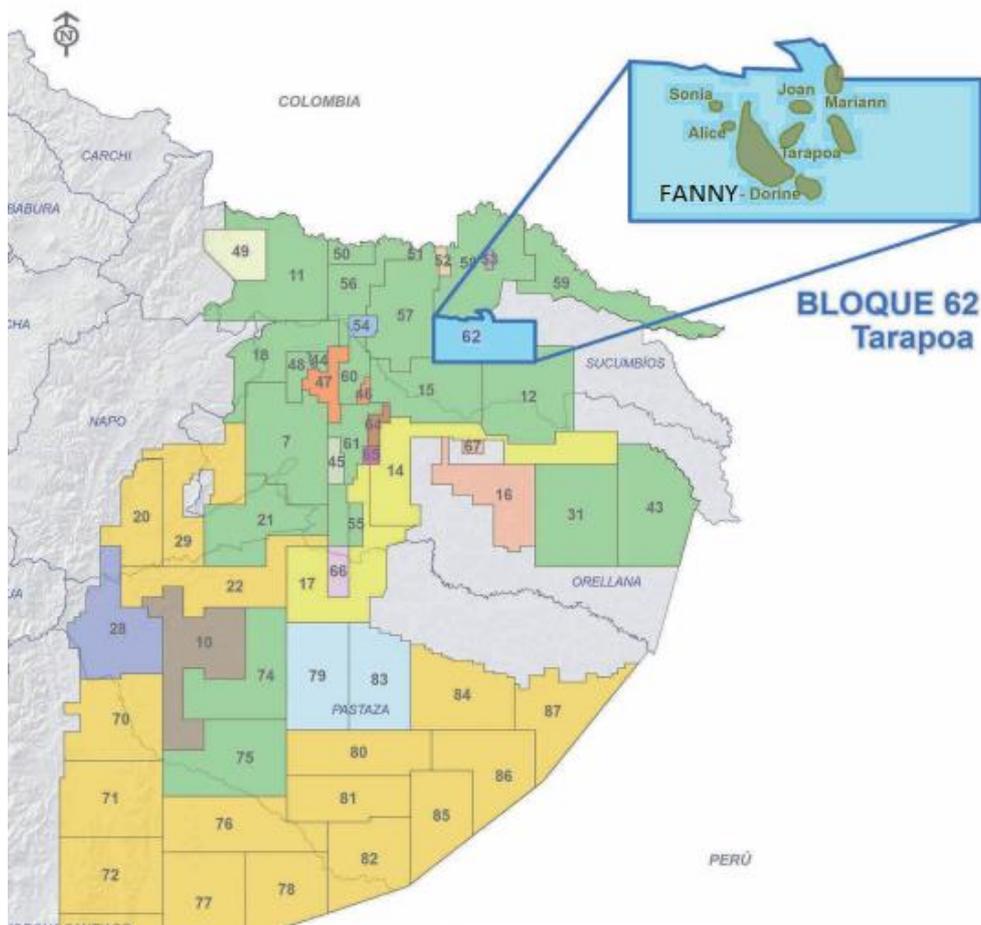
- \* Características petrofísicas del yacimiento.
- \* Diagrama del pozo
- \* Historiales de producción
- \* Propiedades PVT
- \* Cartas dinamométricas
- \* Historiales de reacondicionamiento

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Antecedentes del campo Fanny

El campo Fanny fue descubierto en 1972 (figura 1), desde entonces empieza las operaciones de perforación y en 1975 se da inicio su vida productiva. Forma parte de la cuenca Oriente perteneciente a la provincia de Sucumbíos (Ecuador), específicamente situada en el centro del bloque Tarapoa y al sur del bloque Dorine (Marlene et al., 2013).



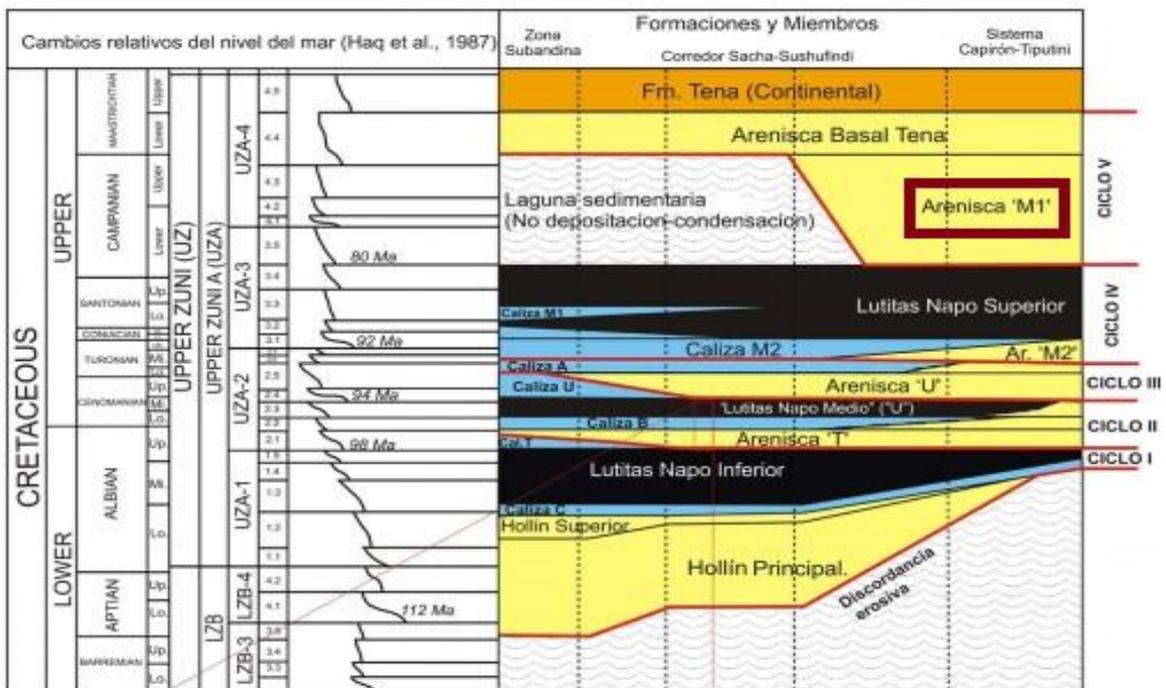
**Figura 1.** Ubicación del Campo Fanny – Bloque Tarapoa.

**Fuente:** (Ministerio de Energía y Minas, 2023).

En el bloque Tarapoa se han descubierto 17 campos, entre ellos se encuentra el campo Fanny. Su producción se da en la formación Napo en los reservorios Arenisca M-1 y la Arenisca U-Inferior. En el bloque existe un total de 210 pozos productores, de los cuales 196 producen por bombeo electro sumergible, siete por bombeo hidráulico y siete por bombeo mecánico. Su área es de 362 Km<sup>2</sup>. Actualmente, en el campo Fanny existen 76 pozos, y siete de ellos son pozos productores por Bombeo Mecánico. La producción promedio diaria es de 16,061 barriles de petróleo con un grado API de 20.2° (Marlene et al., 2013; Miño, 2007).

### 2.1.1 Descripción de la arenisca M-1 (Campo Fanny)

La arenisca M-1 pertenece al miembro Superior de la formación Napo – Periodo Cretácico (figura 2). Presenta intercalaciones de lutitas. Sus colores varían de gris claro, verde claro, grano fino a grueso. Se interpreta que la arenisca M-1 se depositó en un entorno estuarino influenciado por las mareas durante el transcurso de una caída prolongada y posterior aumento del nivel relativo del mar (Pérez, 2015).



**Figura 2.** Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios de la Cuenca Oriente.

**Fuente:** (Baby et al., 2004).

La producción del campo Fanny corresponde a la arenisca M-1 que equivale aproximadamente el 88%, y el 12% pertenece a la arenisca U inferior. El reservorio presenta problemas de alto corte de agua, y el agua es reinyectada a la formación. Este reservorio posee un área de 71.56 km<sup>2</sup> con un POES probado de 513.9 MMB (Fernando & Lamar, 2008a).

Un reporte por parte de Petroecuador en el 2022 menciona que los pozos: FANNY-18B136H-09-31-53-57 están cerrados por alto corte de agua, FANNY-18B18-157-18HRE1-21-45 están esperando plan de ingeniería, FANNY-01-18B-13-37-44-63-69-71-79-94H-104-159-114-128-159-162 están cerrados por reacondicionamiento.

Conocer cada una de las características del fluido del campo Fanny es esencial para establecer condiciones de reservorio. Fernando & Lamar (2008a) establecen los valores de cada una de las propiedades que definen al campo Fanny:

- \* °API: 21.
- \* Viscosidad del petróleo: 9,57 cp.
- \* Saturación de agua inicial: 27%.
- \* Permeabilidad: 2500 md.
- \* Temperatura del reservorio: 198°F.
- \* Salinidad: 16300 ppm.
- \* Presión del reservorio: 2400 psi.
- \* Factor Volumétrico del petróleo: 1,1 (bbl/STB).

## **2.2 Sistemas de bombeo mecánico**

La confiabilidad, rentabilidad, evaluación de operación, criterios de diseño son algunos ítems que se debe considerar al seleccionar un método de levantamiento artificial que cumpla con el objetivo de aumentar la producción cuando la presión del yacimiento no es suficiente para elevar el fluido a la superficie. De todos los tipos de levantamiento artificial, el sistema de -Bombeo Mecánico- es el más común, simple y fácil de operar. El sistema de -Bombeo Mecánico- consta elementalmente de un motor primario, una unidad

de bombeo de superficie, una sarta de varillas y una bomba de fondo de pozo (Feng et al., 2018).

### **2.2.1 Funcionamiento del -Bombeo Mecánico-**

El sistema básico de las unidades de bombeo es transmitir energía (potencia mecánica) desde la superficie hasta la bomba de fondo de pozo. El principio de funcionamiento de las unidades de bombeo del balancín inicia cuando el motor convierte la energía eléctrica en movimiento de rotación. El enlace de cuatro barras (manivela, barra de enlace, brazo, la línea de conexión) entre la caja de cambios y el eje de soporte tienen la función de transformar el movimiento giratorio de la caja de engranaje en el movimiento alternativo lineal requerido para operar la bomba de fondo del pozo (Feng et al., 2018).

Respecto al mecanismo de bombeo, el pistón que es la parte móvil de la bomba se desplaza dentro de un barril que se encuentra estático anclado en la tubería de producción. El movimiento alternativo, así como la apertura y cierre de válvulas es lo que produce el efecto de bombeo y dicha bomba es del tipo de desplazamiento positivo (Li et al., 2023).

El sistema tiene un motor principal que suministra energía a una caja de engranajes, una caja de cambios que reduce la velocidad angular y aumenta el esfuerzo de torsión. La manivela gira en sentido antihorario y levanta el contrapeso dado que la manivela está conectada a la viga móvil a través de cables que cuelgan de un cabezal al final de la viga. La carrera ascendente levanta el cabezal y el émbolo, junto con el fluido que se bombea (Karassik et al., 2008).

Las válvulas se abren solo con el flujo de fluido. En la carrera ascendente, la válvula de conducción está cerrada y la válvula de pie está abierta. En la carrera descendente, la válvula de conducción se abre y la válvula de pie se cierra. El fluido fluye hacia el émbolo y no se permite que salga fluido del pozo. La sarta de varillas se eleva y desciende dentro de la tubería de producción de un pozo entubado mediante el movimiento de la viga, lo que permite que la bomba de fondo de pozo capture y eleve los fluidos de formación hacia arriba de la tubería (Karassik et al., 2008).

El sistema de -Bombeo Mecánico- es el método de levantamiento artificial que se ha aplicado mayormente en la industria de producción de petróleo en todo el mundo y que abastece aproximadamente dos tercios de los pozos extraídos artificialmente. Se considera un método importante en los campos desde que se descubrió el petróleo, aporta beneficios considerables ya que su estructura es simple, de mantenimiento confiable y duradero (Benavides Diaz et al., 2013; Karassik et al., 2008).

Actualmente, las unidades de bombeo de balancín representan alrededor del 21% de la producción total de petróleo estimando más de 920.000 pozos de petróleo en todo el mundo. En China, hay cerca de 160.000 pozos de petróleo y más del 80% de ellos utilizan unidades de bombeo (Tan et al., 2020). En los Estados Unidos se levantan alrededor de 350.000 pozos con instalaciones de bombeo con varillas, el 80 % son pozos de extracción, que producen menos de 10 bpd y se levantan principalmente con vigas.

### **2.2.2 Rango de aplicabilidad del -Bombeo Mecánico-**

La selección de un sistema de levantamiento artificial depende de varios parámetros que se debe tomar en cuenta durante el ciclo de vida completo de la instalación. En el caso del -Bombeo Mecánico- tiene algunos beneficios y aplicaciones prácticas, sin embargo, no se usa en todas las operaciones de producción (Lane & Chokshi, 2014).

Cuando se trata de volúmenes y profundidades, el sistema de bombeo mecánico tiene limitaciones para aplicarlo en pozos, es decir, si el volumen es bajo y tiene medianas profundidades se recomienda ponerlo en práctica para bombear petróleo. En cuanto a su profundidad máxima está limitada por el peso de la columna de petróleo en la tubería, la fuerza de las varillas de bombeo y la velocidad a la que caen las varillas durante la carrera descendente. En condiciones favorables, se pueden levantar aproximadamente 150 BFPD desde más de 14 000 pies, mientras que se pueden levantar más de 3000 BFPD desde menos de 2000 pies (Lynn Rowlan et al., 2007).

Las varillas deben estar protegidas contra la corrosión y contra daños por funcionamiento o tracción, debido a que la corrosión introduce concentraciones de tensión y conduce a fallas prematuras (Ladopoulos, 2015). Por ende, se sugiere usar varillas especiales de alta

resistencia. La inhibición de la corrosión es un aspecto crítico para las instalaciones de bombas, por ello es necesario mantener el oxígeno fuera del sistema y los fluidos utilizados para el pretratamiento del pozo.

Respecto a la presencia de gas se debe utilizar técnicas adecuadas de separación de gas en el fondo del pozo para restringir la entrada de gas libre en la bomba y así evitar la reducción de la producción. La eficiencia energética de este tipo de sistema de levantamiento artificial es baja, aunque existe un cierto grado de diferencia según las distintas condiciones del pozo. Dicha eficiencia oscila entre el 12 % y el 23 % (Lv et al., 2016).

Son incompatibles con pozos desviados porque presentan problemas de fricción, ya que existe un contacto considerable entre las varillas, las guías de las varillas y la tubería. Por lo tanto, el comportamiento dinámico de la sarta de varillas es diferente para pozos desviados que para pozos verticales (Zhao et al., 2016). Además, dado que los pozos están desviados, algunas secciones de la sarta de varillas pueden doblarse lo que introduce a la curvatura de la sarta de varillas.

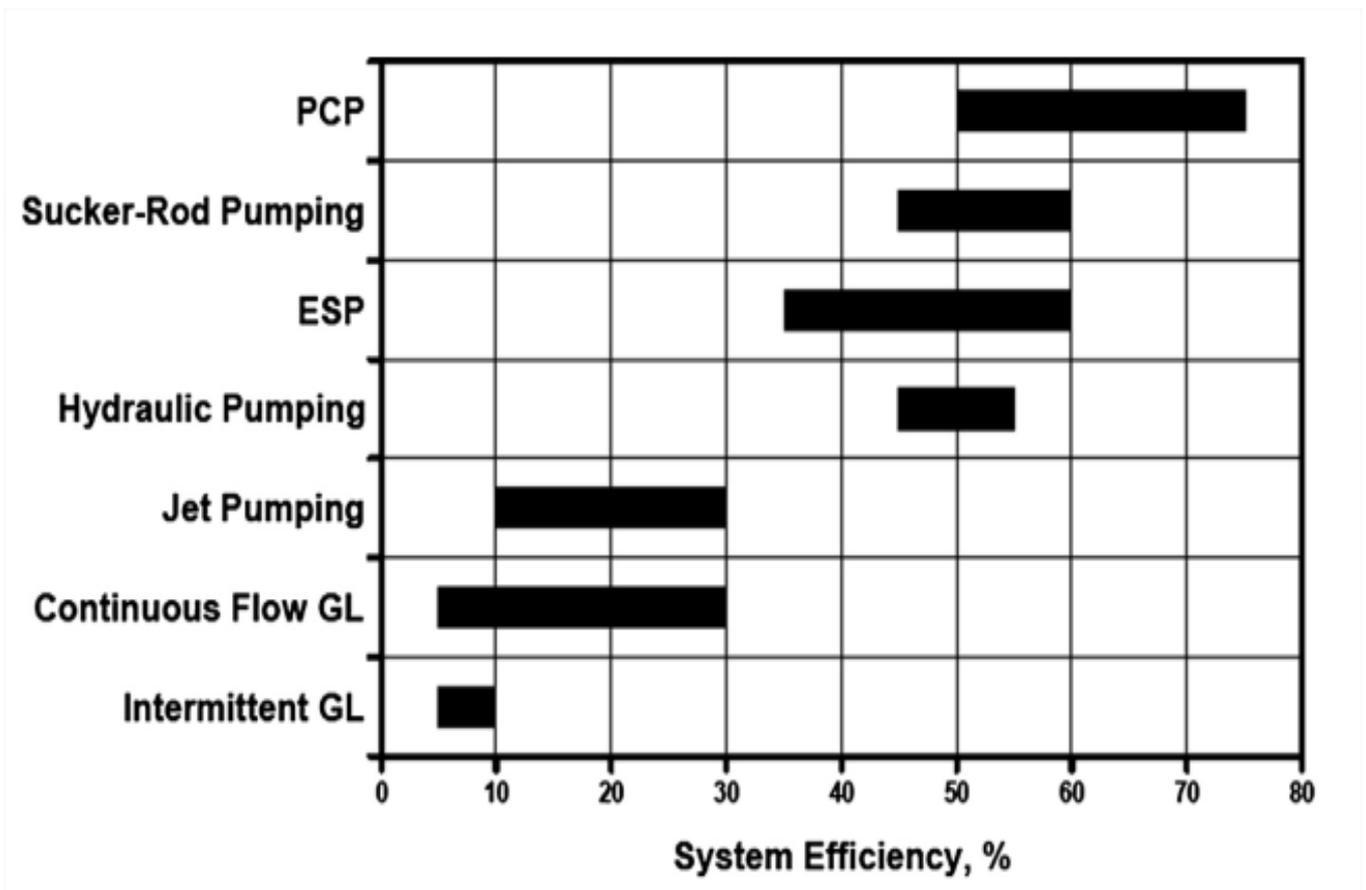
Generalmente, el bombeo con varillas debe usarse si el sistema puede diseñarse sin sobrecargar el motor primario, la caja de engranajes, la estructura de la unidad y los límites de carga calculados de las varillas.

Los siguientes sistemas (Figura 3), son las instalaciones de bombeo de varilla de bombeo y ESP, con un rendimiento máximo del sistema de aproximadamente el 60%. Aunque las bombas de varilla de bombeo y ESP pueden tener por sí solas una eficiencia energética bastante alta, ambos métodos de elevación se ven afectados por elevadas pérdidas en el fondo del pozo en su sistema de transmisión de energía. Además de estas pérdidas, la entrada de gas libre en las bombas reduce drásticamente su rendimiento hidráulico y, en consecuencia, el rendimiento global del sistema (Takacs, 2015a).

Las instalaciones de bombeo hidráulico que utilizan bombas de desplazamiento positivo suelen tener un rendimiento energético en torno al 50%. El bombeo jet (por chorro) y la elevación por gas de flujo continuo (gas lift continuo) son métodos de elevación artificial

de rendimiento relativamente bajo, con máximos en torno al 30%. La elevación por gas intermitente tiene la eficiencia energética más baja entre los métodos de elevación disponibles (Takacs, 2015a).

La selección del método de elevación adecuado para un pozo o yacimiento determinado requiere algo más que comparar las capacidades y eficiencias de producción de los posibles sistemas. Las propiedades de los fluidos, las condiciones del yacimiento, las estimaciones de los costes de explotación e inversión y los posibles problemas de producción deben tenerse en cuenta antes de tomar una decisión definitiva.



**Figura 3.** Eficiencias aproximadas del sistema de los distintos métodos de elevación artificial.

**Fuente:** (Takacs, 2015a).

La **Tabla 1** ayuda a realizar una selección preliminar de los posibles candidatos y a eliminar los métodos que no se adaptan a las condiciones reales.

*Tabla 1. Principales características de las instalaciones de elevación artificial*

Método de levantamiento	Bombeo por varillas	Gas lifting	ESP	PCP	Bombeo Hidráulico	Bombeo Jet	Plunger Lift
Profundidad máxima operativa, ft	16000	18000	15000	12000	17000	15000	19000
Tasa máxima operativa, bdp	6000	50000	60000	6000	8000	20000	400
Temp. máxima operativa, °F	550	450	400	250	550	550	550
Manejo de gas	Regular a bueno	Excelente	Regular	Bueno	Regular	Bueno	Excelente
Manejo de corrosión	Bueno a excelente	Bueno a excelente	Bueno	Regular	Bueno	Excelente	Excelente
Manejo de sólidos	Regular a bueno	Bueno	Regular	Excelente	Regular	Bueno	Regular
Gravedad API fluido, °	>8°	>15°	>10°	<40°	>8°	>8°	>15°
Aplicación offshore	Limitado	Excelente	Excelente	Limitado	Bueno	Excelente	N/A

**Fuente:** (Takacs, 2015a)

### **2.2.3 Equipo de superficie de los sistemas de -Bombeo Mecánico-**

Los componentes individuales del sistema de Bombeo Mecánico constan de dos grupos principales: el equipo de superficie y el equipo de subsuelo. Enfocándose en los elementos claves que conforman el equipo de superficie están: el motor principal, la unidad de bombeo que incluye un reductor de engranaje (caja de cambios) y contrapesos, el cabezal de pozo integrado por la caja de empaques, la línea de flujo y la varilla pulida (Berton et al., 2011).

El sistema es accionado por un motor eléctrico o de combustión llamado motor principal que proporciona potencia de alta velocidad y bajo torque a un reductor de engranaje. El reductor de engranaje también llamado caja de cambios convierte esa energía en una salida de alto torque que es necesaria para que la unidad de bombeo mueva los contrapesos y la sarta de varilla, así como la columna de petróleo desde el subsuelo hasta la superficie.

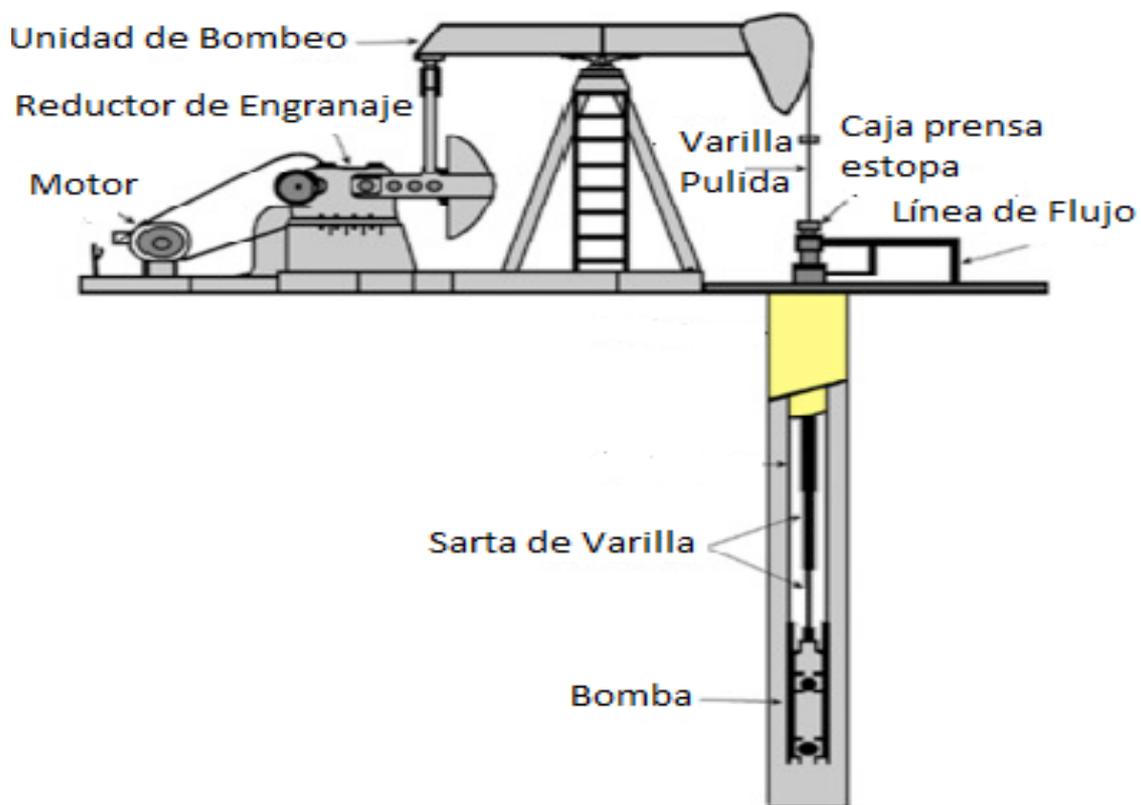
La bomba o unidad de bombeo es el principal elemento visible que utiliza el movimiento de rotación del motor principal y realiza un movimiento alternativo vertical en las sarts de varillas que están conectadas a la bomba de fondo de pozo. La caja de empaque forma un sello hermético con la varilla pulida que le permite mover de arriba hacia abajo sin fugas de petróleo. La varilla pulida es la más alta en una sarta que conecta la unidad de superficie a la bomba de fondo del pozo. El conjunto del cabezal del pozo contiene una caja que sella la varilla pulida y una T de bombeo para conducir los fluidos del pozo hacia la línea de flujo (Takacs, 2015). El espacio anular de la tubería de revestimiento generalmente se conecta, a través de una válvula de retención a la línea de flujo.

### **2.2.4 Equipo de subsuelo de los sistemas de -Bombeo Mecánico-**

El equipo de fondo de pozo consta de la sarta de varilla, el equipo auxiliar unido a la sarta y una bomba de desplazamiento positivo del tipo cilindro y pistón (Fakher et al., 2021). La sarta de varilla es el enlace entre la unidad de superficie y la bomba del subsuelo, mediante estas varillas se transmite el movimiento reciproco vertical.

El equipo auxiliar se puede instalar junto con la sarta de varillas para mejorar la operación de bombeo. Las varillas se colocan en intervalos adecuados en la sarta para minimizar los efectos de la fricción mecánica varilla-tubo. Su objetivo es mantener toda la sarta de varillas en tensión y evitar los efectos del pandeo que ocurre cuando la carga cambia de tensión a compresión que se producen principalmente durante la carrera descendente y pueden provocar disminución en la resistencia.(Abdalla, 2013).

La bomba de fondo de pozo es el componente que mueve el fluido hacia arriba por la tubería. Consta de una cámara de bomba, un émbolo con una válvula viajera o válvula de conducción y una válvula fija. A medida que el émbolo desciende por la cámara de la bomba, la válvula móvil se abre mientras que la válvula fija se cierra, lo que permite que el fluido fluya por encima del émbolo. Cuando el émbolo se desplaza de regreso a la cámara de la bomba, la válvula fija se abre y la válvula móvil se cierra extrayendo más fluido del reservorio (Figura 4).



**Figura 4.** Equipo de Superficie y Subsuelo del Sistema del Bombeo Mecánico

**Fuente:** (Sheng Chen & Liu, 2016)

## 2.3 Análisis frecuentes en sistemas de -Bombeo Mecánico-

### 2.3.1 Análisis Nodal aplicado a sistemas de -Bombeo Mecánico-

El Análisis Nodal es aquel sistema que permite la optimización de pozos de gas y petróleo y es usado para la evaluación completa del sistema de producción. Como objetivo principal del análisis nodal es determinar si existe restricciones innecesarias en las tasas de producción en cada componente del sistema de pozo (Duncan et al., 2015).

El yacimiento, la tubería de producción y el equipo de superficie son los tres componentes que constituyen el sistema de producción. Los fluidos empiezan a fluir desde el yacimiento hacia el pozo a través de intervalos, entonces el flujo asciende por la tubería de producción, y finalmente fluye a los separadores a través de las líneas de producción de superficie. Un pequeño incremento en la caída de presión ocurre como resultado del flujo de fluidos a través de cada segmento.

El nodo puede estar en cualquier sitio del pozo productor o inyector. La presión de superficie del separador ( $P_{sep}$ ) y la presión del yacimiento ( $P_r$ ) en el área de drenaje son las condiciones fijas o condiciones de contorno para un análisis nodal que no son en función del caudal. En cambio, las presiones en las líneas de flujo, cabezal, tubería, reductor, fondo de pozo son aquellas que se van a ajustar a las condiciones de flujo dependiendo del caudal (Jensen, 2017).

En el pozo productor, el nodo define los sistemas agua arriba (upstream) que corresponden a la sección de entrada (inflow) de donde proviene los fluidos, y los sistemas agua abajo (downstream) que corresponden a la sección de salida (outflow) para donde van los fluidos.

- \* Entrada al nodo (inflow)

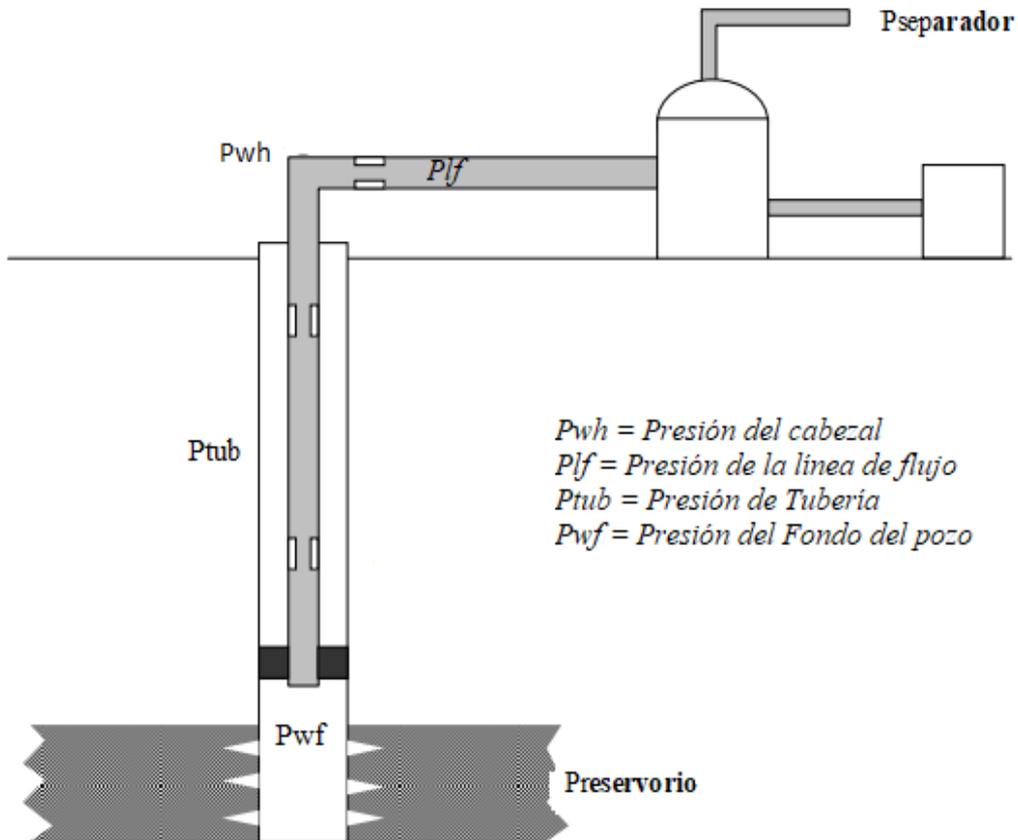
$$P_r - \Delta p \text{ (upstream)} = P_{\text{nodo}} \quad (1)$$

- \* Salida del nodo (outflow)

$$P_{\text{sep}} - \Delta p \text{ (downstream)} = P_{\text{nodo}} \quad (2)$$

Si las presiones se miden o calculan en cada nodo, entonces la pérdida de presión entre los nodos se puede calcular en función del caudal (Figura 5). Para cada componente en el sistema de producción, el medio poroso, la terminación, el tubular y los estranguladores, el caudal ( $q$ ) está relacionado funcionalmente con el diferencial de presión ( $\Delta p$ ) a través del componente.

$$q=f(\Delta p) \tag{3}$$



**Figura 5.** Ubicaciones de los diferentes nodos

**Fuente:** (Hirschfeldt & Lea, 2009)

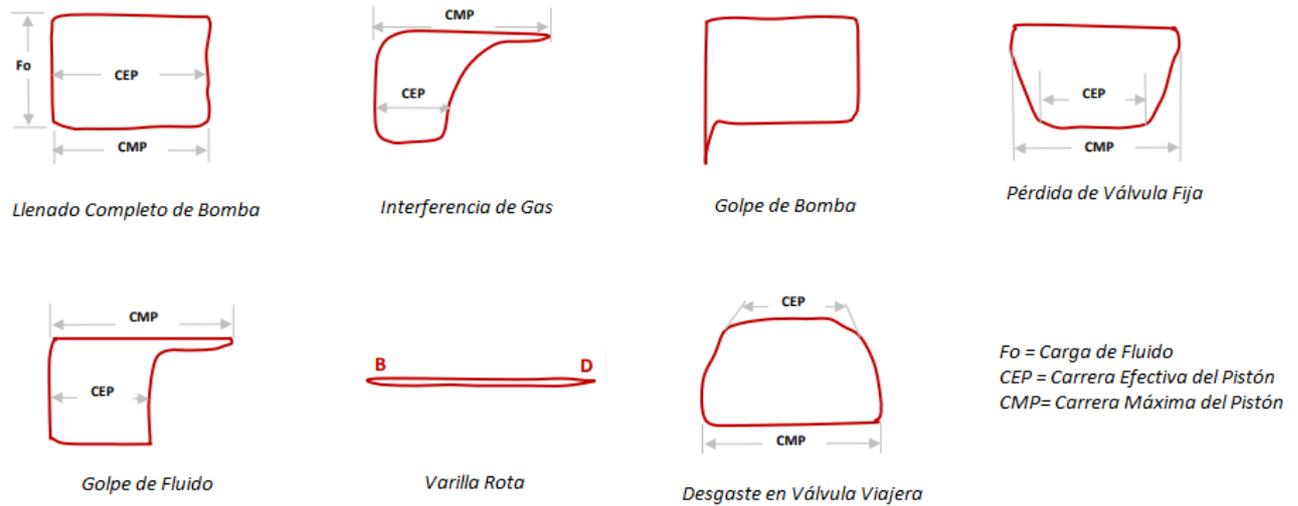
### 2.3.2 Análisis de cartas dinamométricas

La carta dinamométrica es la principal herramienta de diagnóstico y diseño del sistema de bombeo mecánico. Es un gráfico de las cargas de superficie y de fondo de pozo, la forma refleja las condiciones de trabajo de los sistemas de bombeo. La representación de las cartas dinamométricas es un registro continuo de la resultante de todas las fuerzas que actúan sobre la barra pulida en cualquier instante durante el ciclo de bombeo, son valiosas para diagnosticar la carga de la varilla, la carga estructural y las cargas de torsión en la caja de engranajes y el motor primario (Chi et al., 2023).

La forma de la carta dinamométrica ayuda a diagnosticar problemas como interferencia de gas, golpe de fluidos como también otros inconvenientes (Figura 6). La carta ideal está representada por un rectángulo: indica que la carga de fluido se toma y se mantiene rápidamente durante la carrera ascendente, y luego se libera instantáneamente (en la tubería) cuando el émbolo comienza la carrera descendente (Eickmeier, 1967). Cualquier desviación de esta forma indica ineficiencias. Entre las ineficiencias que se presentan están:

- \* El golpe de fluido se da por la falta de sumergencia de la bomba, es decir, que el pistón no se llena en su totalidad y cuando el pistón baja pega un golpe fuerte en el fluido.
- \* La interferencia por gas se produce por la existencia de gas disuelto por debajo de la succión de la bomba, donde buena parte de la carrera del pistón se ocupa en comprimir gas.
- \* La varilla rota ocurre cuando la bomba del subsuelo no trabaja, es decir, no genera producción y la carta dinamométrica refleja una línea horizontal.
- \* El golpe de bomba se da cuando el pistón de la bomba queda espaciado generando un golpe en el fondo durante la carrera descendente.
- \* La pérdida de válvula fija ocurre cuando hay una pérdida de fluido debido al desgaste de dicha válvula y la carta dinamométrica la refleja mediante una curva al momento de la carrera descendente.

- \* El desgaste en la válvula viajera ocasiona el contacto entre la columna de fluido y el fondo lo que provoca que no se dé un cierre perfecto en las cartas dinamométricas, el fluido en la válvula viajera se regresa.



**Figura 6.** Interpretación de las formas de las Cartas Dinamométricas

**Fuente:** (Hirschfeldt, 2016)

### 2.3.3 Uso de equipos y softwares basado en herramienta Echometer

Todos los sistemas de levantamiento artificial disminuyen su rendimiento con el tiempo, por tal, la implementación de tecnología y software correctos permiten resolver o minimizar este problema. La herramienta Echometer es una tecnología versátil que se puede utilizar desde la superficie para medir el nivel de fluido estático y dinámico en pozos con el sistema de bombeo mecánico (Eickmeier, 1967).

Los datos proporcionados por la herramienta son indispensables para optimizar el diseño y operación del pozo. Entre las variables están la velocidad de bombeo, el contrapeso de la carga, tiempo de los ciclos de carga y descarga, velocidad del torque, también se puede confirmar agujeros en la tubería. Además, permite adquirir tarjetas dinamométricas de superficie y fondo de pozo para obtener un diagnóstico preciso de la sarta de varilla y bomba (Eickmeier, 1967). Dentro de los equipos que se basan en la herramienta Echometer están:

### **\* Separadores de gas**

Uno de los problemas más frecuentes en los pozos con levantamiento artificial por bombeo mecánico es la producción de gas en pozos donde la bomba es instalada por encima de las perforaciones que producen gas líquido. Para solucionar dicho inconveniente se instala separadores cerca de la succión de la bomba. Las pruebas acústicas y las mediciones dinamométricas se realizan periódicamente al mismo tiempo para verificar que el separador del gas esté operando correctamente (Echometer Company, 2023).

### **\* Analizador de pozo**

Es un instrumento computarizado para adquirir datos de nivel de líquido, datos transitorios de presión acústica, datos de dinamómetro y datos de potencia/corriente del motor. Es controlado por una computadora portátil basada en Windows y se utiliza para adquirir, almacenar, procesar, mostrar y administrar los datos en el sitio del pozo para brindar un análisis inmediato de la condición operativa del pozo. Además, es compacto, resistente y está diseñado para su uso en cualquier clima (Yang et al., 2014).

### **\* Equipo inalámbrico**

Consiste en una estación inalámbrica que cuenta con ubicación GPS en el sitio del pozo y se conecta al puerto USB de una computadora que se comunica con múltiples sensores inalámbricos. Dicho equipo permite la adquisición de registro de nivel de fluido, dinamómetros y presión mediante el software TAM. Tener menos ruido y mayor precisión con un mínimo consumo de energía es uno de los beneficios de los sensores inalámbricos (Carpenter, 2015).

### **\* Pistolas de gas y transductores**

Es un instrumento autónomo de adquisición/transmisión de datos de nivel de fluido acústico. Un micrófono alojado en la pistola de gas detecta el disparo, los ecos de los mandriles de cualquier cambio en el área de la sección transversal y el eco del nivel del líquido (Safe Gun, 2015). La pistola de gas está conectada al cabezal de la tubería y se

debe establecer la comunicación inalámbrica entre la pistola de gas y la estación base a través del software TAM en la computadora portátil. La pistola genera la presión y el micrófono convierte la presión acústica en una señal eléctrica. Un transductor de precisión ubicado dentro de la pistola de gas mide la presión del pozo (Abu Bakar et al., 2018).

Respecto a los softwares que se basan en herramienta Echometer se tiene tres simuladores claves para llevar a cabo el análisis y diagnóstico de los pozos con el sistema de bombeo mecánico para optimizar la producción, entre ellos están:

**\* Separador de gas Echometer**

Mediante el software se puede simular sensibilizando con diferentes variables como: tasas de producción, tamaño de los separadores, diferentes velocidades de bombeo y diferentes velocidades de ascenso de las burbujas de gas. Todo ello se necesita para mostrar el desempeño de diferentes separadores en diferentes condiciones de pozo. El software aporta beneficios en cuanto a operación, desempeño, diseño y selección adecuada de los separadores de gas permitiendo el aumento de la producción total y reducir los gastos operativos.

**\* Software TWM (Total Well Management)**

El análisis integrado de cada elemento del sistema de bombeo mecánico como: motor primario, equipo de superficie, bomba de fondo, separador de gas de fondo de pozo y el yacimiento permite reducir los costos operativos y aumentar la producción del petróleo. Toda la metodología de análisis se puede realizar mediante el simulador TWM, que se basa en datos obtenidos en la superficie sin ingresar al pozo y muestra una representación precisa de las condiciones existentes en la superficie, pozo y yacimiento (Wilson Zabala & Martínez, 2016).

A través del software TWM se puede analizar el desempeño de flujo de entrada para establecer la productividad del pozo, determina la eficiencia energética para identificar pozos que sean candidatos para mejorar, analiza el rendimiento de la bomba, separador

de gas, cargas mecánicas de varilla, unidad de bombeo, motor primario. Adicional, puede implementar modificaciones en el diseño del sistema existente (McCoy et al., 2001).

\* **Software TAM (Total Asset Monitor)**

Es un software totalmente rediseñado para proporcionar cálculos de dinamómetros de bomba en tiempo real y el flujo de fluido en la bomba que facilita el análisis del desempeño actual del pozo mediante la superposición de los datos anteriores y los registros actuales. El software también tiene la flexibilidad de realizar la adquisición de datos con una combinación de sensores inalámbricos y cableados (McCoy et al., 2013).

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA

#### 3.1 Etapas de diseño en una instalación de varillas de bombeo

El principal objetivo del diseño de una bomba de varilla de bombeo es elevar el fluido de la formación del fondo del pozo. Los principales factores de diseño que se tienen en cuenta al diseñar una bomba de varilla de bombeo son:

- 1) Tasa de producción deseada,  $q$ , bbl/día
- 2) Elevación neta del fluido,  $L_N$ , ft

El conocimiento de estos dos factores nos ayuda a calcular el tamaño optimizado del plunger (émbolo), lo que se resulta en:

- a) Cargas mínimas de la varilla  $W_R(1+\alpha)$ , lb
- b) Par de torsión mínimo en la caja de engranajes,  $T_P$ , in, lbv
- c) Requisitos mínimos de potencia de entrada,  $H_b$ , hp

Una vez determinado el tamaño del émbolo, se calculan el tamaño de la tubería ( $A_t$ ), el tamaños de varilla ( $A_{r1}$ ,  $A_{r2}$ , ...) y las longitudes ( $L_1$ ,  $L_2$ ,.....), el tamaño de la carrera ( $S$ ), la velocidad de bombeo ( $N$ ), el índice par nominal ( $T_p$ ) de la unidad y la potencia nominal del motor principal ( $H_b$ ).

La interdependencia de estas variables hace que su selección sea extremadamente difícil si el problema de diseño se abordara completamente desde el punto de vista matemático sin beneficiarse de la experiencia previa.

### 3.1.1. Suposiciones de las condiciones del pozo

Si se hacen ciertas suposiciones de las condiciones del pozo, es posible preparar gráficos y tablas que reducen en gran medida los esfuerzos necesarios para diseñar una instalación de bombeo (Lubinski & Blenkarn, 1957). Las suposiciones que se hacen generalmente son:

- 1) Gravedad específica (**G**) de los fluidos del pozo es 1.00, y
- 2) La elevación neta (**L<sub>N</sub>**), nivel de fluido de trabajo (**D**) y la profundidad de ajuste de la bomba (**L**) son iguales

$$P_{N=D} + \frac{2.31P_t}{G} = D = L \quad (4)$$

Pero hay que tener en cuenta que los valores de la tabla pueden tener que ajustarse para adaptarse a una situación particular. Por ejemplo, si en el pozo que se va a bombear ya hay tuberías, el tamaño máximo de la bomba puede ser inferior al tamaño óptimo indicado en la tabla de selección.

La mínima información requerida para una instalación de bombeo constituye:

- a) Tasa de producción de fluido, **q**
- b) Profundidad de bombeo, **L**
- c) Nivel de fluido de trabajo

Que, si no se conoce, se supone equivalente a la profundidad de ajuste de la bomba,

- d) Eficiencia volumétrica de bombeo (usualmente 0.8 para propósitos de diseño), **E<sub>v</sub>**
- e) Gravedad específica de fluido, **G**

### 3.1.2. Diseño de una instalación de bombeo

Se sigue los siguientes pasos:

1. A partir de la producción máxima de fluido prevista y del rendimiento volumétrico estimado, calcule el desplazamiento de la bomba (**V**)

$$V = q / E_v \quad (5)$$

2. Desde la Figura 7, estimar el tamaño y carrera API de la bomba.

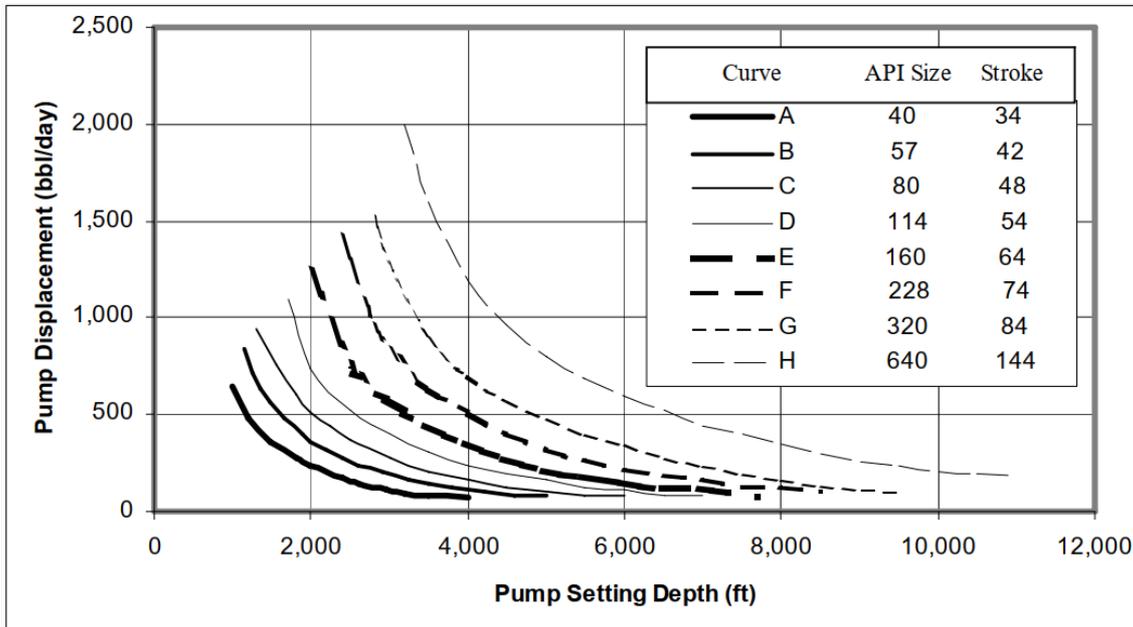


Figura 7. Gráfica de selección de unidad de bombeo por varillas.

Fuente: (Moore, 2007).

3. Desde las Tablas A.1. a la A.8. (Anexo A) se selecciona el tamaño del tubing ( $A_t$ ), tamaño del plunger ( $A_p$ ), tamaños de varilla ( $A_r$ ), y velocidad de bombeo ( $N$ ) correspondiente a la profundidad establecida ( $L$ ).
4. Calcular la longitud fraccional de cada sección de la sarta de varillas, utilizando los datos de las Tablas A.9. y A.10.
5. Calcular la longitud de cada sección de la sarta de varillas con una aproximación de 25 pies.
6. Calcular el factor de aceleración

$$\alpha = SN^2 / 70500 \quad (6)$$

7. Determinar la carrera efectiva del plunger

$$S_p = S + 40.8 \frac{L^2 \alpha}{E} - 5.2 \frac{GD A_p}{E} \left[ \frac{L}{A_t} + \frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \dots \right] \quad (7)$$

8. Empleando la eficiencia volumétrica estimada, calcular la tasa máxima de producción probable y compararla con la tasa de producción deseada

$$q = K S_p N E_v \quad (8)$$

9. Calcular el peso muerto de la sarta de varilla

$$W_r = L_1 M_1 + L_2 M_2 + L_3 M_3 + \dots \quad (9)$$

10. Calcular la carga de fluido

$$W_f = 0.433G(L A_p - 0.294W_r) \quad (10)$$

11. Determinar la carga máxima de la barra pulida y comparar con la carga máxima de la unidad seleccionada

$$W_{max} = W_f + W_r(1 + \alpha) \quad (11)$$

12. Calcular la tensión máxima al tope de la sarta de varilla y comparar con la tensión de trabajo máxima admisible para la unidad seleccionada

$$\text{Tensión máxima varilla} = \frac{W_{Max}}{A_3} \quad (12)$$

13. Calcule el efecto de contrapeso ideal y comparar con el contrapeso disponible para la unidad seleccionada

$$C_i = 0.5W_f + W_r(1 - 0.127G) \quad (13)$$

14. A partir de la documentación del fabricante, determine la posición del contrapeso para obtener el efecto del contrapeso.

15. Suponiendo que la unidad no estará más de un 5% fuera del efecto de contrapeso, calcule el par máximo en el reductor de engranajes y comparar con la clasificación API de la unidad

$$T_p = (W_{Max} - 0.95C_i)(S/2) \quad (14)$$

16. Calcular la potencia hidráulica, la potencia de fricción y de frenado de la máquina motriz y seleccionar la máquina motriz.

$$H_h = 7.36 * 10^{-6} qGL$$

$$H_f = 6.31 * 10^{-7} W_r SN \quad (15)$$

$$H_b = 1.5(H_h + H_f)$$

17. En la documentación del fabricante, obtenga la relación de reducción y el tamaño de la polea de la unidad seleccionada, así como la velocidad del motor principal. A partir de ahí, determine el tamaño de la polea del motor para obtener la velocidad de bombeo deseada.

$$d_e = Z d_u (N/N_e) \quad (16)$$

Si en algún momento se detecta que la unidad o alguno de sus componentes está sobredimensionado o infradimensionado en cuanto a carga, par o capacidad de producción, deberá modificarse el diseño en consecuencia.

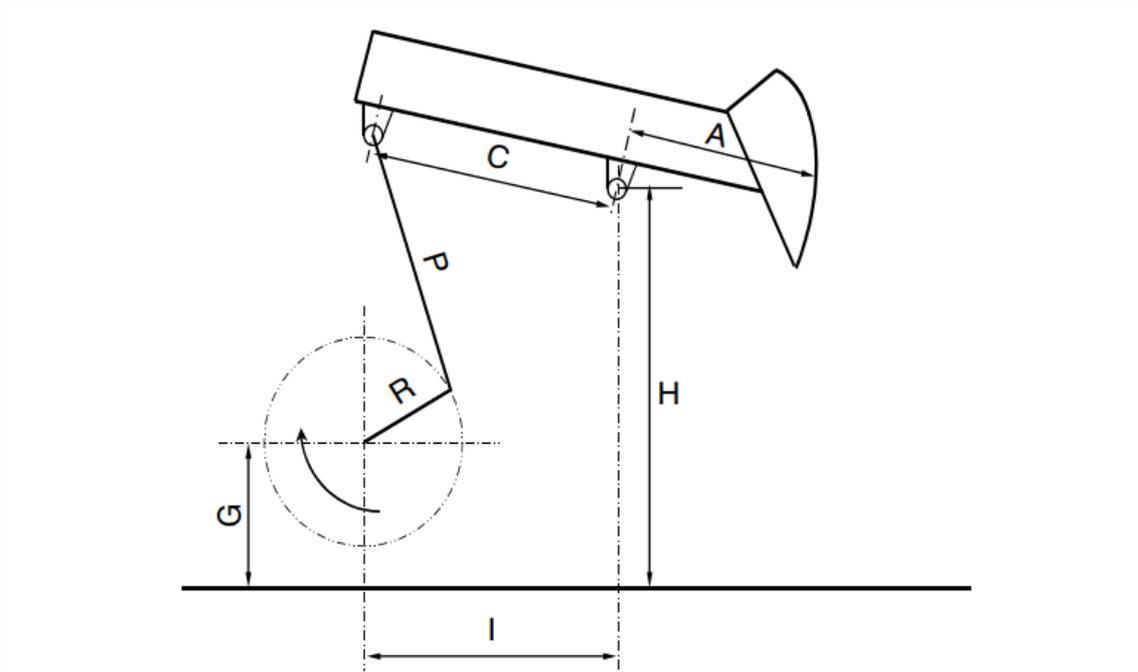
Los pasos (2), (3), y (4) deben apoyarse en la designación API (Guo et al., 2007).

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha establecido designaciones para las unidades de bombeo de varillas de bombeo utilizando una cadena de caracteres que contiene cuatro campos. Por ejemplo,

#### **C - 228D – 200 - 74**

- a) El primer campo es el código del tipo de unidad de bombeo; C es para unidades convencionales, A es para unidades equilibradas por aire, B es para unidades de contrapeso de viga y M es para unidades Mark II.
- b) El segundo campo es el código del par máximo nominal en 1000 pulg.-lb. D significa Reductor de engranajes de doble reducción.
- c) El tercer campo es el código de la capacidad de carga de la barra pulida (PRL, polished rod load) en 100 lb.
- d) El último campo es el código de la longitud de carrera (stroke) en pulgadas.

Con fines prácticos, nos basamos en un diseño de unidad de **bombeo convencional (Código Tipo C)**. Para este tipo de unidad, la aceleración en la parte inferior de la carrera es algo mayor que la aceleración armónica simple real y en la parte superior de la carrera, es menor. Este es un inconveniente importante para la unidad convencional. Justo en el momento en que la válvula viajera se cierra y la carga de fluido se transfiere a las barras, la aceleración de las barras es máxima. Estos dos factores se combinan para crear una tensión máxima en las varillas que se convierte en uno de los factores limitantes a la hora de diseñar una instalación. La **Tabla A.11.** (Anexo A) muestra las dimensiones de algunas unidades de bombeo convencionales API. Los parámetros se definen en la Figura 8.



**Figura 8.** Definiciones de las dimensiones geométricas API de las unidades de bombeo convencionales.

**Fuente:** (Guo et al., 2007).

Las longitudes se seleccionan de modo que las tensiones unitarias en la parte superior de las secciones sean iguales. Este método tiene un mayor margen de seguridad en lo que respecta a las picaduras por corrosión. Los porcentajes de varillas de diferentes tamaños en una sarta cónica se pueden obtener de la **Tabla A.12.** (Anexo A). El esfuerzo en cualquier punto de una sarta de varillas es igual al esfuerzo debido a la carga de fluido

sobre el émbolo más el esfuerzo causado por el peso de las varillas por debajo de este punto. En el caso de deformación elástica, la relación entre el esfuerzo aplicado a un cuerpo y la deformación resultante es constante. Esta relación se denomina módulo de elasticidad,  $E$ . El estrés es igual a la fuerza por unidad de área, es decir,  $\text{estrés} = F / A$ ; mientras que la deformación es el cambio fraccionario de longitud debido a la tensión, es decir,  $\text{deformación} = e/l$ . Comúnmente, la fuerza,  $F$ , se expresa en lb y el área de la sección transversal,  $A$ , de la unidad bajo esfuerzo se expresa en pulgadas al cuadrado. El alargamiento,  $e$ , y la longitud original,  $l$ , deben darse en las mismas unidades de longitud. La fuerza causada por la carga de fluido resulta del diferencial de presión a través del émbolo (la bomba se ajusta a una profundidad,  $L$ ), que tiene un área de sección transversal de  $A_p$ .

### **3.2 Diseño de una instalación de varillas de bombeo mediante la herramienta Qrod**

La herramienta QROD es parte del conjunto de aplicaciones de Echometer y puede trabajarse en conjunto con la herramienta TAM (Total Asset Monitor) (Hein, 1996). QROD es un simulador de bombeo de varillas o se clasifica como un programa predictivo de diseño de varillas de bombeo. Simula matemáticamente el movimiento cinemático de la varilla pulida para una longitud de carrera determinada de un tipo concreto de unidad de bombeo de superficie para definir la condición límite en la superficie.

La carga de fluido que la bomba aplica a la parte inferior de la sarta de varillas se utiliza para establecer la otra condición límite en la parte inferior de la sarta de varillas, basándose en la presión de entrada esperada de la bomba, el tamaño especificado del émbolo (plunger), la profundidad vertical de la bomba, la presión de la tubería y el gradiente de fluido de la tubería.

Utilizando la carga de la bomba y el movimiento de la varilla pulida, QROD resuelve la ecuación de onda diferencial parcial que describe el movimiento de la sarta de varillas para predecir las cargas superficiales y la correspondiente velocidad y posición del émbolo. Para el tipo particular de unidad de bombeo, el par de la caja de engranajes y el contrapeso necesario se determinan utilizando las cargas superficiales y la posición de la varilla pulida de la tarjeta dinamométrica de superficie predichas.

Para el sistema de bombeo de varilla, una vez que se conocen la profundidad y la tasa de bombeo deseada, las principales variables de diseño son la longitud de la carrera, el diámetro del émbolo y la velocidad de bombeo (SPM). Estas son tres variables que suelen ajustarse para lograr el diseño optimizado deseado. El objetivo del diseño puede ser minimizar la potencia requerida o minimizar la carga de la barra o simplemente calcular el desplazamiento de la bomba.

Las variables de diseño secundarias se pueden ajustar para adaptarse a la situación particular o para lograr una mejor coincidencia con una tarjeta de dinamómetro de superficie medida. QROD tiene una serie de variables de diseño secundarias, incluido el tipo de unidad, el número o grado de la cadena de varillas API, la presión de entrada de la bomba, la gravedad específica del fluido, la presión de la tubería y el factor de amortiguamiento. El objetivo principal del programa QROD es lograr una solución precisa con un mínimo de datos de entrada suministrados para simular el sistema de bombeo de varillas.

La tarjeta dinamométrica de la bomba se traza en la misma ventana y con las mismas unidades que la tarjeta dinamométrica de superficie; la tarjeta de la bomba representa la carga de fluido que la bomba aplica a la parte inferior de la sarta de varillas en las distintas posiciones a lo largo de la carrera. La tarjeta de bomba completa con tubería anclada o no anclada se utiliza para la condición límite en la bomba; la bomba está llena de líquido sin gas en la bomba, las válvulas no tienen fugas y la bomba funciona correctamente. El llenado incompleto de la bomba no es una opción para las predicciones que utilizan QROD.

El objetivo de QROD es ayudar al diseñador de sistemas de bombeo de varillas a aplicar la tecnología de diseño más avanzada sin inmiscuirse en los detalles. Los resultados obtenidos con QROD incluyen cargas, tensiones, pares, potencia y desplazamiento de la bomba. El impacto de cambiar un parámetro como el anclaje de la tubería, la longitud de la carrera, la velocidad de carrera y el diámetro de la bomba puede verse inmediatamente en los gráficos actualizados dinámicamente.

La salida del programa QROD incluye el desplazamiento neto de la bomba, la carga de la sarta de varillas, el porcentaje de longitudes de varillas que componen la conicidad de la sarta de varillas, el tamaño API mínimo de la unidad de bombeo de superficie y los requisitos de tamaño del motor NEMA D para cualquier profundidad de entrada y tasa de producción de diseño. QROD es un programa preciso de diseño de varillas de bombeo, que tiene todas las características necesarias para diseñar la instalación de bombeo de varillas de bombeo, pero sin características complicadas que tienden a añadir muy poco a la precisión, pero mucho a la complejidad del uso del software.

El diseño de la sarta de varillas cónicas de QROD da como resultado que las varillas de mayor diámetro estén ubicadas en la parte superior de la sarta. Estas varillas soportan el peso de todas las varillas que conectan la bomba a la varilla superior en cada cono. Las cargas de varilla en la varilla superior de cada cono son las más altas. La carga de la varilla disminuye a medida que disminuye el peso de la varilla suspendida a medida que se acerca a la bomba.

La **Tabla 2** define el número de varilla API utilizado para especificar las varillas que componen una sarta de varillas de acero cónicas. El número de varilla API para la sarta de varillas de acero se selecciona de esta lista que se muestra en la Tabla 2. El número de varilla API está en 1/8 de pulgada, por lo que una varilla de 1 pulgada de diámetro se llama 8.

**Tabla 2. Número API de diseño varilla**

Mm	32	29	25	22	19	16	
<b>Número API de varilla</b>	1 ¼"	1 1/8"	1"	7/8"	3/4"	5/8"	
55						✓	All 5/8"
65					✓	✓	Top 3/4" with 5/8" on bottom
66					✓		All 3/4"
75				✓	✓	✓	Top 7/8" with 3/4" in Middle and 5/8" on bottom
76				✓	✓		Top 7/8" with 3/4" on bottom
77				✓			All 7/8"
86			✓	✓	✓		Top 1" with 7/8" in Middle and 3/4" on bottom
87			✓	✓			Top 1" with 7/8" on bottom
88			✓				All 1"
97		✓	✓	✓			Top 1 1/8" with 1" in Middle and 7/8" on bottom
98		✓	✓				Top 1 1/8" with 1" on bottom
99		✓					All 1 1/8"
108	✓	✓	✓				Top 1 1/4" with 1 1/8" in Middle and 1" on bottom
109	✓	✓					Top 1 1/4" with 1 1/8" on bottom

Un número de varilla API de 86 significa que la sarta de varillas está compuesta por varillas de 8/8", 7/8" y 6/8" de diámetro. Se han seleccionado 76 varillas como la conicidad inicial por defecto para un diseño. El porcentaje de cada tamaño viene determinado por el método API y depende del diámetro de la bomba. Este método dará como resultado tensiones aproximadamente iguales en la parte superior de cada sección

de varilla, lo que se denomina un diseño equilibrado. La sarta de varillas está diseñada para una larga vida operativa; el modo de fallo previsto debe deberse a la fatiga y el objetivo del operario es desgastar la sarta de varillas.

QROD está constituido por cuatro calculadoras. La calculadora de deslizamiento de la bomba permite especificar la holgura de la bomba y utilizar el rendimiento resultante de la bomba basado en las condiciones de diseño para calcular el deslizamiento de la bomba, el rendimiento de la bomba y predecir el desplazamiento neto de la bomba.

La calculadora de la barra de plomo se utiliza para determinar la longitud de la sección de la barra de plomo en la parte inferior de la sarta de varillas y ajusta automáticamente la longitud necesaria de la barra de plomo a medida que cambia el gradiente del fluido de la tubería, el diámetro de la bomba o la profundidad de la bomba.

Una calculadora de la gravedad específica del fluido de la tubería proporciona un proceso sencillo para que el diseñador de la varilla de bombeo calcule un gradiente de fluido de la tubería sin gas basado en la gravedad del petróleo y del agua, más el corte de agua.

Una vez que QROD predice la tarjeta dinamométrica de superficie, DYN File Import lee un archivo que contiene los datos de carga y posición de la tarjeta dinamométrica de superficie medida y, a continuación, superpone las tarjetas de superficie medida y predicha, comparando la carga máxima, la carga mínima, la carrera pulida de la varilla y la potencia.

### **3.3 Data de pozos del bloque Tarapoa para aplicar bombeo mecánico**

De acuerdo con Fernando & Lamar (2008) la gravedad API de la arena productora M-1 está entre 20.3 a 22.6 y las tasas de flujo de algunos pozos se muestran a continuación:

**Tabla 3. Tasas de flujo en pozos de Arena M-1**

N°	WELL PAD	POZO	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)
1	FANNY 18B2	FANNY 18B-2 (M-1)	3206	71	3135	97.8
2	FANNY 10	FANNY 10 (M-1)	6540	275	6265	95.8
3	FANNY 20	FANNY 20 (M-1)	2994	117	2877	96.1
4	FANNY 20	FANNY 21 (M-1)	2698	108	2590	96.0
5	FANNY 50	FANNY 28 (M-1)	2200	79	2121	96.4
6	FANNY 50	FANNY 29 (M-1)	2366	62	2304	97.4
7	FANNY 20	FANNY 37 (M-1)	3112	209	2903	93.3
8	FANNY 20	FANNY 46 (M-1)	3160	161	2999	94.9
9	FANNY 20	FANNY 57 (M-1)	3704	163	3541	95.6
10	FANNY 1	FANNY 61(M-1)	4900	176	4724	96.4
11	FANNY 100	FANNY 99H (M-1)	1812	54	1758	97.0
12	FANNY 100	FANNY 100H (M-1)	2762	91	2671	96.7
13	FANNY 20	FANNY 120H (M-1)	5098	235	4863	95.4
14	FANNY 40	FANNY 136 (M1)	4170	138	4032	96.7
15	FANNY 1	FANNY 145H (M1)	3312	89	3223	97.3

**Fuente:** (Pilaquina & Polivio, 2013).

La literatura del trabajo de Pilaquina & Polivio (2013), menciona que los pozos Fanny 20 y Fanny 61 no tienen alta inclinación, variable necesaria para aplicar BM. Con lo anterior podemos definir las tasas de flujo; 117 barriles de petróleo por día, 2877 barriles de agua por día, corte de agua aproximado de 96%, profundidad medida (MD) y profundidad verdadera (TVD) de 7716 ft para Fanny 20; y para el pozo Fanny 61, 176 barriles de petróleo por día, 4724 barriles de agua por día, corte de agua aproximado de 96%, profundidad medida (MD) de 8043 ft y profundidad verdadera (TVD) de 7738 ft.

### 3.3.1 Pozo Fanny 20 (M-1)

La tasa de petróleo de este pozo cuando ha estado en declive bordea los 100 bbl/d, pero cuando se le ha realizado trabajos de workover recupera su producción entre 400 a 200 bbl/d (Pilaquina & Polivio, 2013). La gravedad API es de 20.7 y el diámetro del tubing de producción es de 3 ½” con peso de 9.3 lbs/ft (Anexo B).

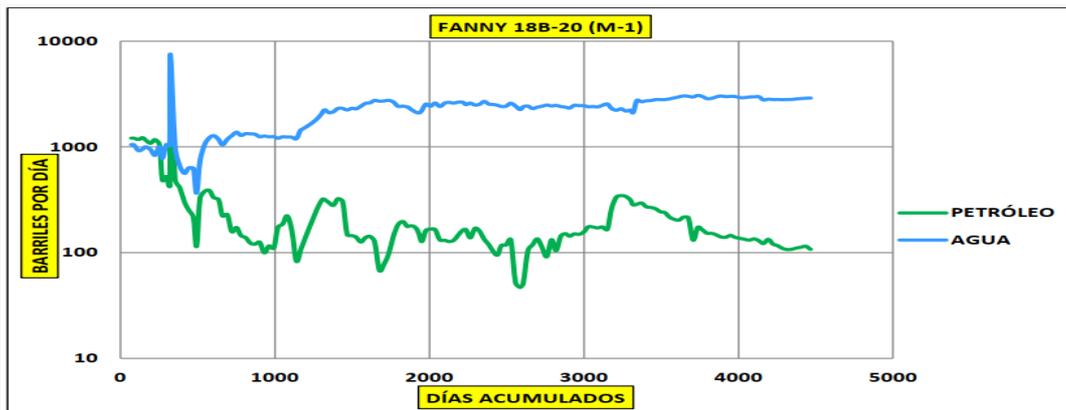


Figura 9. Historial de Producción, Pozo Fanny 20.

Fuente: (Pilaquina & Polivio, 2013).

### 3.3.2 Pozo Fanny 61 (M-1)

La tasa de petróleo de este pozo cuando ha estado en declive bordea los 170 bbl/d, pero cuando se le ha realizado trabajos de workover recupera su producción entre 660 a 500 bbl/d (Pilaquina & Polivio, 2013). La gravedad API es de 21.7 y el diámetro del tubing de producción es de 3 ½” (Anexo B).

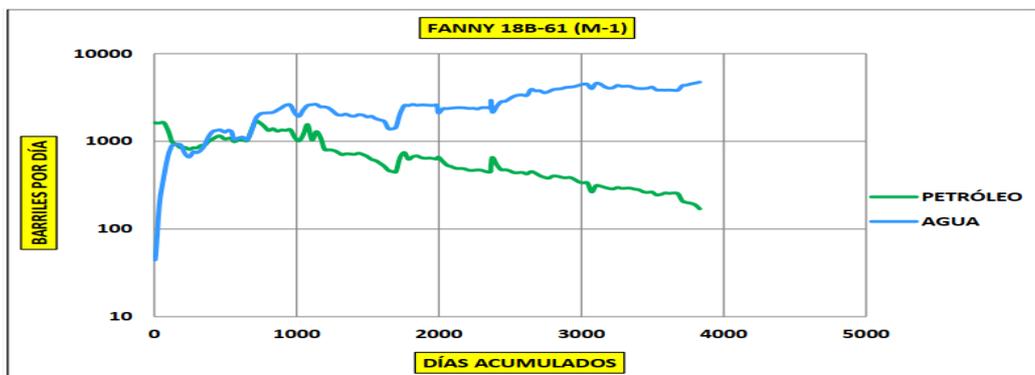


Figura 10. Historial de Producción, Pozo Fanny 61.

Fuente: (Pilaquina & Polivio, 2013).

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 4.1 Características recomendadas para un diseño de bombeo mecánico

Mediante la herramienta Qrod (Echometer) se planifica un diseño preliminar del sistema de bombeo mecánico (BM) con la menor data posible, lo cual es satisfactorio debido a muchas veces la celeridad o disponibilidad de esta.

##### 4.1.1 Diseño de una instalación de BM para el Pozo Fanny 20 (M-1)

De acuerdo con el punto 3.3.1, se estableció una profundidad de bombeo a los 7716 ft con una tasa de petróleo operativa de 200 bbl/d. La gravedad API debe ser llevada a gravedad específica,  $SG = \frac{141.5}{131.5+20.7} = 0.93$ .

Para propósitos de diseño se supone un valor inicial de 0.8 en la Eficiencia Volumétrica ( $E_v$ ) de la bomba y con esta variable además de la producción esperada (200 bbl/d) se estimó (Ecuación 4) el Desplazamiento ( $V$ ) de la misma.

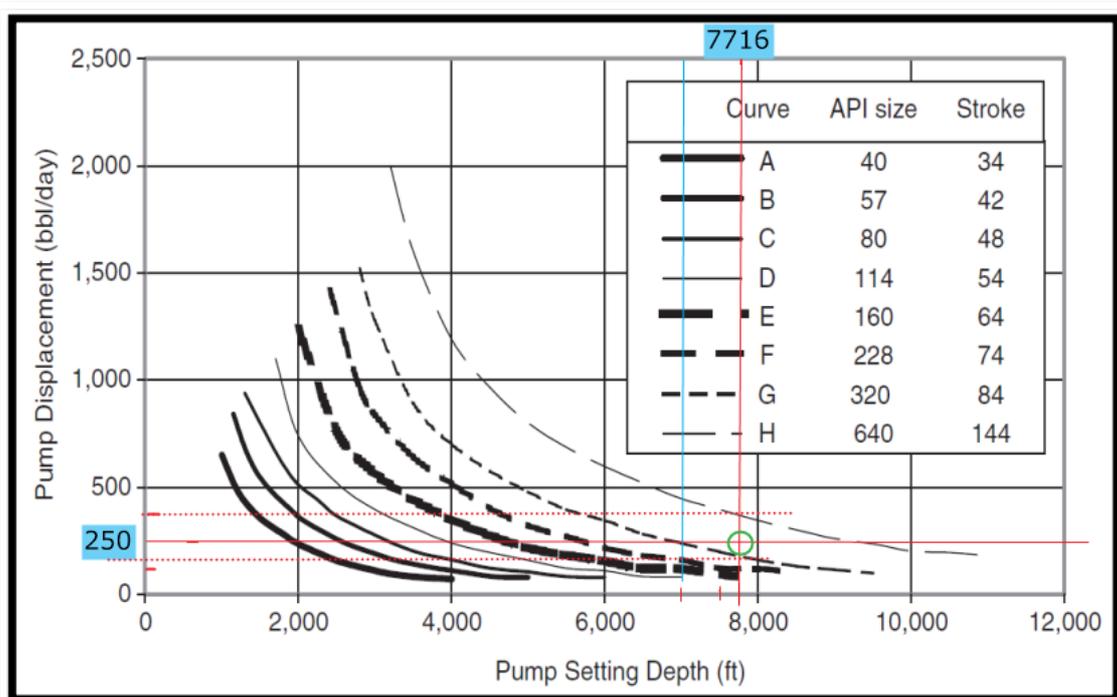
$$V = \frac{q}{E_v} = \frac{200}{0.8} = 250 \text{ bbl/d}$$

Con la información de profundidad de bombeo y desplazamiento (se constituye una coordenada), se estimó el tamaño y carrera API de la bomba con la Figura 7 de la metodología.

Como se representa en la Figura 11, las características iniciales estimadas de la instalación BM se encuentran entre las curvas H y G, donde hay que seleccionar una de ellas y a simple observación nos parecería que el perfil G está más cercano al punto; para eso complementamos con las Tablas A.7 y A.8. En la Tabla A.7 verificamos que la profundidad de bombeo de diseño si está dentro de este perfil, por lo tanto, se determinó los parámetros iniciales de diseño (Tabla 4).

**Tabla 4.** Estimación de API size y Stroke para la unidad de BM, pozo Fanny 20

Desplazamiento de bomba, V (bbl/d)	API size	Stroke
375.00	640	144
<b>250.00</b>	<b>320</b>	<b>84</b>
175.00	320	84



**Figura 11.** Estimación de características iniciales de BM para el pozo Fanny 20.

Con los dos parámetros que se obtuvo (API size = 320, Stroke = 84); primero se trabajó con la longitud de carrera 84 pulgadas en la Tabla A.11 (cuarto código según la designación API). No existe un valor exacto 84, el más cercano y superior, en este caso 86. Terminamos esta preselección buscando ahora con el segundo código en el que se ubique 320 y entonces se definió la numeración comercial disponible de la unidad de BM convencional para este pozo, las cuales son; **C-320D-246-86 y C-320D-213-86**.

Para el software QROD se emplea la designación N° Rod API y se lo puede determinar de la siguiente manera. Basándonos en la Tabla 5 (proveniente de la Tabla A.7) con la profundidad de bombeo de diseño (7716 ft), nos recomienda una configuración de 1, 7/8 y 3/4 de tamaño de varilla más grande y pequeño en octavos de pulgada. La varilla de 1 significa un tamaño de 8/8" y la varilla menor de 3/4 es 6/8", entonces la numeración API de varilla (N° Rod API) es 86.

**Tabla 5.** Datos de diseño para Unidad API tamaño 320 con carrera de 84 pulgadas,  
Pozo Fanny 20

<b>Profundidad de Bombeo, ft</b>	<b>Tamaño de plunger, in</b>	<b>Tamaño de tubing, in</b>	<b>Tamaño de varilla, in</b>	<b>Velocidad de bombeo, carrera/min</b>
6700-8000	1 1/4	2 1/2	3/4-7/8-1	17-13

Se definió los datos de ingreso para el software Qrod, con respecto a la velocidad de bombeo que está entre 17 – 13 SPM (Tabla 5) se asignó el valor de 13 SPM, y el diámetro del pistón en 1.06 pulgadas, que es el menor para una especificación N° Rod 86 (Tabla A.12). Estos valores serán verificados posteriormente para optimizar los parámetros de diseño definitivos.

**Tabla 6.** Parámetros de entrada para diseño de unidad BM, Pozo Fanny 20

<b>Parámetro</b>	<b>Designación</b>
Tipo de Balancín	CW, convencional
Profundidad de la bomba	7716 ft
Carrera del balancín, stroke	86 in
Velocidad de bombeo	13 SPM
Diámetro pistón o plunger	1.06 in
Diámetro tubing	3 1/2 in
N° Rod API	86
Presión reservorio	1726 psi
IP, índice de productividad	42 BPD/psi
SG (gravedad específica) fluido	0.9297
$\mu$ , viscosidad	10 cP
Presión tubing	80 psi
Presión casing	45 psi

Uno de los parámetros claves de obtener para estas condiciones, es la eficiencia volumétrica teórica de la bomba que se estimó en un valor de 85.45%, (Figura 12). De acuerdo con esta eficiencia, la tasa de producción de petróleo alcanza los 134 bbl/d y en el mejor de los casos si la eficiencia es del 100%, alcanzaría los 157 bbl/d; para lo cual no estaríamos cumpliendo con el objetivo de 200 bpd.

Se presta atención a las características del motor, en el cual se recomienda un Nema D motor para un alto torque como se observa en su diagrama y esto tiene sentido porque la presión de entrada de la bomba es alta (1700 psi) por el índice de productividad (42 STBD/psi).

La vibración de la varilla provoca una seria complicación en la interpretación de la carta dinamométrica de superficie. Esto es resultado del cierre de la válvula viajera y la “recogida” de la carga de fluido por la sarta de varillas. Esto es, por supuesto, el golpeteo

del fluido. Este fenómeno establece una oscilación amortiguada (longitudinal y de flexión) en la sarta de varillas. La figura 12 muestra una carta dinamométrica típica con vibraciones de la sarta de varillas.

Lo último que podemos mencionar sobre este diseño inicial de BM para el pozo Fanny 20 es que la unidad mínima que nos recomienda es **C-320D-213-86** y una configuración de tamaños de varillas de 23% (7/8”), 22.7% (1”) y 54.3% (3/4”) (**Tabla A.12**).

## QRod

### Design #1 BM for the Fanny 20 well

#### Results

Rate (100% pump volumetric eff.)	156.9 BBL/D
Rate (85% pump volumetric eff.)	134.1 BBL/D
Rod Taper	23.0%, 22.7%, 54.3%
Top Steel Rod Loading	72.9 %
Min API Unit Rating	320-213-86
Min NEMA D Motor Size	34.94 HP
Polished Rod Power	8.64 HP
TVLoad	15,452 lb
SVLoad	14,161 lb

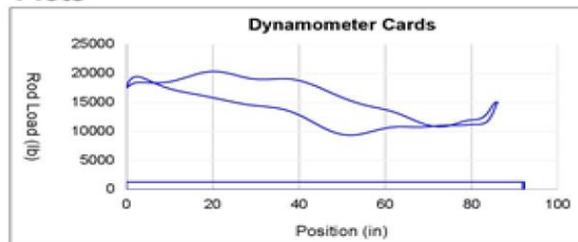
#### Design Inputs

Unit	CWConv
Pump Depth	7,716 ft
Target Rate	134.13 bbl/day
Stroke Rate (SPM)	13 SPM
Surface Stroke Length	86.00 in
Pump Diameter (D)	1.060 in
Tubing Size	3.500" (9.30 lb/ft) 2.992" ID
Anchored Tubing	Yes
Rod Type	Steel Rods
API Rod Number	86
API Rod Grade	D

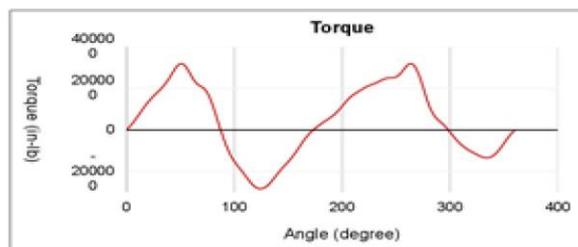
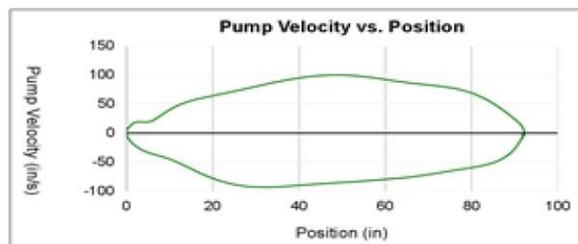
#### Default Settings

Total Sinker Bar Weight	0.0 lb
Fluid Specific Gravity	0.93 Sp.Gr.H2O
Tubing Pressure	80.00 psi
Casing Pressure	45.00 psi
Damping Factor	0.10
Surface Unit Efficiency	95 %
Pump Volumetric Efficiency	85.46 %
Reservoir Pressure	1,726.00 psi
Productivity Index	42.000 STB/D/psi
Pump Intake Pressure	1,723.02 psi

#### Plots



PPRL	20,292.6 lb	MPRL	9,348.9 lb	Fo	1,291.2 lb
Pump Stroke Length	92.19 in	Static Stretch	7.39 in	Overtravel	13.58 in
Fo/Skr	0.086	Kr	175 lb/in	Kt	828 lb/in



Peak GearBox Torque	319 Kin-lb
Counter Balance Moment	757 Kin-lb
Counter Balance Effect	14,845.5 lb

**Figura 12.** Resultados del primer diseño de BM para el pozo Fanny 20.

#### 4.1.2 Diseño de una instalación de BM para el Pozo Fanny 61 (M-1)

Se estableció una profundidad de bombeo a los 8043 ft con una tasa de petróleo operativa de 500 bbl/d con una gravedad específica de,  $SG = \frac{141.5}{131.5+21.7} = 0.92$

Con la producción esperada (500 bbl/d) se estimó (Ecuación 4) el Desplazamiento (V) de la misma.

$$V = \frac{q}{E_v} = \frac{400}{0.8} = 500 \text{ bbl/d}$$

Con la información de profundidad de bombeo y desplazamiento (se constituye una coordenada), se estimó el tamaño y carrera API de la bomba en la Figura 13. Las características iniciales estimadas de la instalación BM se encuentra en la curva H, especificándose una API size de 640 y longitud de carrera (S) de 144 pulgadas. De acuerdo con la Tabla A.11, las unidades comerciales que concuerdan con el API size y (S) son; C-640D-365-144 y C-640D-305-144.

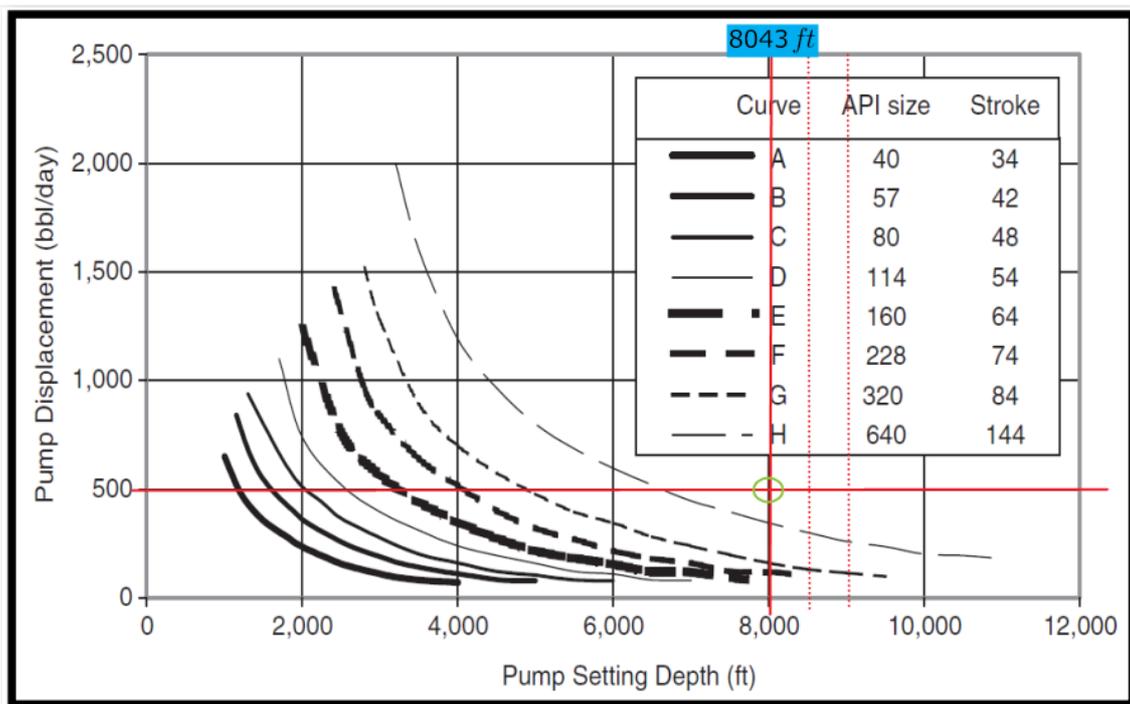


Figura 13. Estimación de características iniciales de BM para el pozo Fanny 61.

La designación N° Rod API se la determinó con respecto a la Tabla 7 (proveniente de la Tabla A.8) con la profundidad de bombeo de diseño 8043 ft), nos recomienda una configuración de 1, 7/8 y 3/4 de tamaño de varilla más grande y pequeño en octavos de pulgada. Lo que significa la varilla de mayor tamaño de 8/8” y la varilla menor de 3/4 es 6/8”, entonces la numeración API de varilla (N° Rod API) es 86.

**Tabla 7.** Datos de diseño para Unidad API tamaño 640 con carrera de 144 pulgadas, Pozo Fanny 61

Profundidad de Bombeo, ft	Tamaño de plunger, in	Tamaño de tubing, in	Tamaño de varilla, in	Velocidad de bombeo, carrera/min
8000-9600	1 ¼	2 ½	¾-7/8-1	13-10

La velocidad de bombeo que está entre 13 – 10 SPM (Tabla 7) se asignó el valor de 10 SPM, y el diámetro del pistón en 1.06 pulgadas, que es el menor para una especificación N° Rod 86 (Tabla A.12). Estos valores serán verificados posteriormente para optimizar los parámetros de diseño definitivos.

**Tabla 8.** Parámetros de entrada para diseño de unidad BM, Pozo Fanny 61

Parámetro	Designación
Tipo de Balancín	CW, convencional
Profundidad de la bomba	8043 ft
Carrera del balancín, stroke	144 in
Velocidad de bombeo	10 SPM
Diámetro pistón o plunger	1.06 in
Diámetro tubing	3 1/2 in
N° Rod API	86
Presión reservorio	1770 psi
IP, índice de productividad	2.07 BPD/psi
SG (gravedad específica) fluido	0.9236
u, viscosidad	10 cP
Presión tubing	80 psi
Presión casing	45 psi

La eficiencia volumétrica teórica de la bomba se estimó en un valor de 89.52%, (Figura 14). De acuerdo con esta eficiencia, la tasa de producción de petróleo alcanza los 182.3

bbl/d y en el mejor de los casos si la eficiencia es del 100%, alcanzaría los 203 bbl/d; para lo cual no estaríamos cumpliendo con el objetivo de 500 bpd.

Se presta atención a las características del motor, en el cual se recomienda un Nema D motor para un alto torque como se observa en su diagrama y esto tiene sentido porque la presión de entrada de la bomba es alta (1688 psi) por el peso total de la sarta de varillas.

La vibración de la varilla por ser una profundidad tan excesiva establece una oscilación amortiguada (longitudinal y de flexión) en la sarta de varillas. La figura 14 muestra una carta dinamométrica típica con vibraciones de la sarta de varillas.

Lo último que podemos mencionar sobre este diseño inicial de BM para el pozo Fanny 61 es que la unidad mínima que nos recomienda es C-640D-256-144 y una configuración de tamaños de varillas de 23% (7/8”), 22.7% (1”) y 54.3% (3/4”) (Tabla A.12).

## QRod

### Design #1 BM for the Fanny 61 well

#### Results

Rate (100% pump volumetric eff.)	203.6 BBL/D
Rate (90% pump volumetric eff.)	182.3 BBL/D
Rod Taper	23.0%, 22.7%, 54.3%
Top Steel Rod Loading	78.8 %
Min API Unit Rating	640-256-144
Min NEMA D Motor Size	47.52 HP
Polished Rod Power	12.59 HP
TVLoad	16,192 lb
SVLoad	14,773 lb

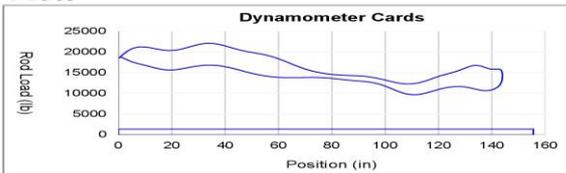
#### Design Inputs

Unit	CWConv
Pump Depth	8,043 ft
Target Rate	182.29 bbl/day
Stroke Rate (SPM)	10 SPM
Surface Stroke Length	144.00 in
Pump Diameter (D)	1.060 in
Tubing Size	3.500" (9.30 lb/ft) 2.992" ID
Anchored Tubing	Yes
Rod Type	Steel Rods
API Rod Number	86
API Rod Grade	D

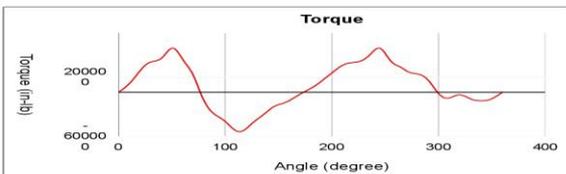
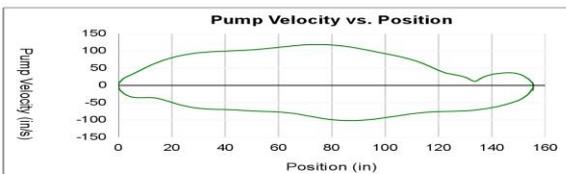
#### Default Settings

Total Sinker Bar Weight	0.0 lb
Fluid Specific Gravity	0.92 Sp.Gr.H2O
Tubing Pressure	80.00 psi
Casing Pressure	45.00 psi
Damping Factor	0.10
Surface Unit Efficiency	95 %
Pump Volumetric Efficiency	89.52 %
Reservoir Pressure	1,770.00 psi
Productivity Index	2.070 STB/D/psi
Pump Intake Pressure	1,688.45 psi

#### Plots



PPRL	22,086.3 lb	MPRL	9,686.7 lb	Fo	1,419.1 lb
Pump Stroke Length	155.49 in	Static Stretch	8.46 in	Overtravel	19.96 in
Fo/Skr	0.059	Kr	168 lb/in	Kt	794 lb/in



Peak GearBox Torque	595 Kin-lb
Counter Balance Moment	1,454 Kin-lb
Counter Balance Effect	15,525.3 lb

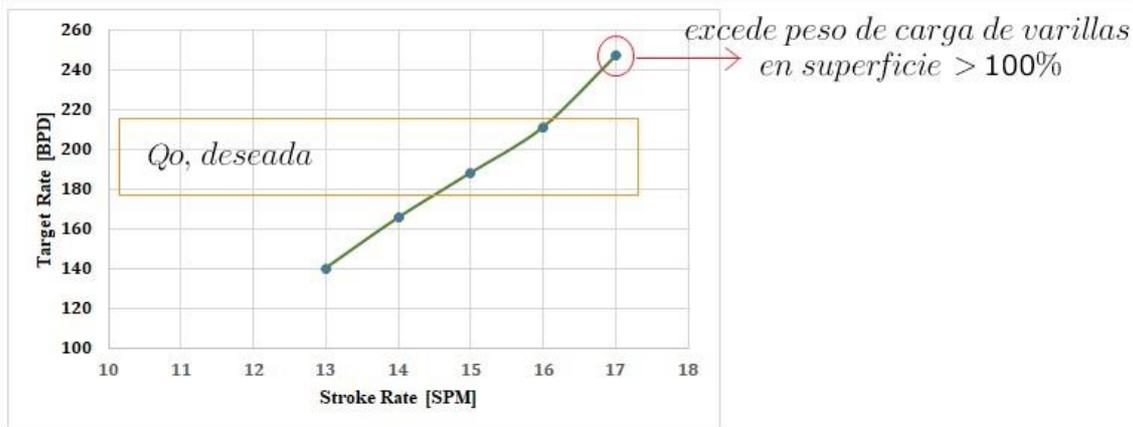
Figura 14. Resultados del primer diseño de BM para el pozo Fanny 61

## 4.2 Solución de problemas en BM para optimizar su producción

En esta sección se abordó por igual en los pozos, las consideraciones para mejorar la eficiencia de la unidad de bombeo convencional y alcanzar los objetivos de la producción. A continuación, se describe las características adicionales que se debieron tomar en cuenta para la optimización de las unidades de bombeo.

Con respecto al Pozo Fanny 20:

- Se agregó el peso al *sinker bar* (peso de lastre) de 1192.6 lb, mediante una herramienta de cálculo del mismo software.
- Se especificó la viscosidad de la mezcla de fluido a 0.707 cP y de acuerdo con Takacs (2015b) la longitud del plunger para profundidades mayores a 6000ft se recomienda una longitud de 6ft.
- Se calculó la velocidad de bombeo adecuada para alcanzar el objetivo de producción. Esto está entre 15 o 16, especificamos esta variable en 15 SPM.



**Figura 15.** Tasa de Bombeo BM vs Caudal esperado, Pozo Fanny 20

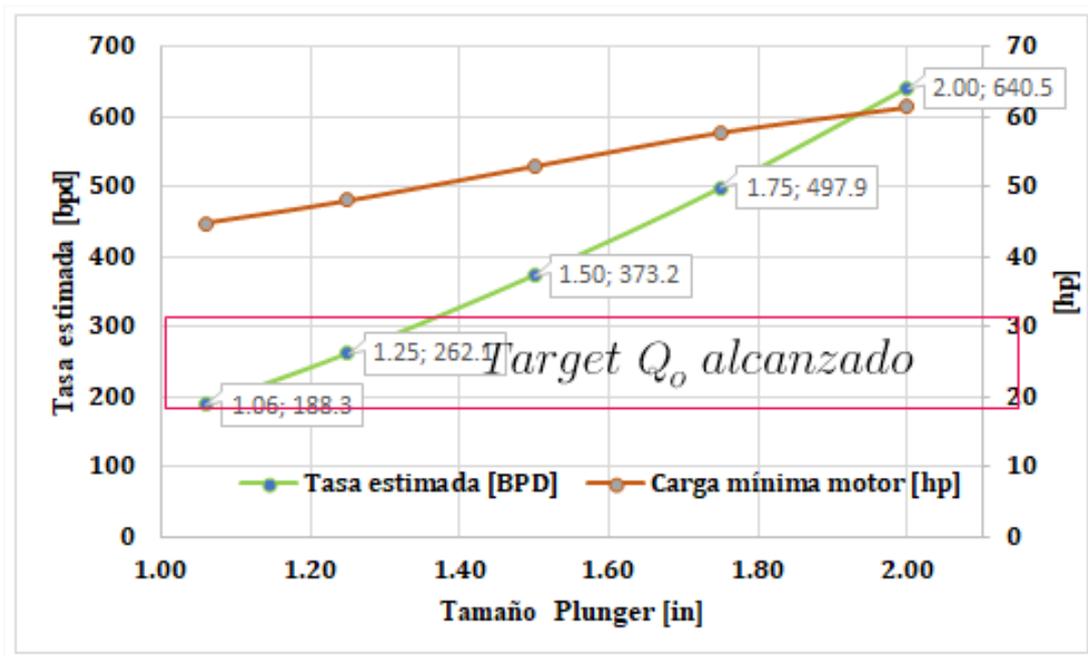
- Se iteró con todos los diámetros posibles de plunger especificados para el N° Rod API 86 (1.06, 1.25, 1.50, 1.75, 2, 2.25, 2.50, 2.75 pulgadas), para determinar la mejor opción (Tabla 9).

Como ya se mencionó, el objetivo es alcanzar la producción deseada de 200 bpd para este pozo, no es necesario que alcance este valor exactamente, basta con que se aproxime. Los tamaños de plunger recomendados son los de 1.06 y 1.25 pulgadas (Figura 16 y 17) con

eficiencias que superan el 90%, y para considerar la menor carga posible de varillas en superficie se seleccionó el tamaño de 1.25 pulgadas.

**Tabla 9.** Optimización de la unidad de BM, Pozo Fanny 20

Tamaño plunger, in	Tasa estimada, bpd	Eficiencia volumétrica, %	Capacidad mínima carga del motor, hp	Carga varillas en superficie, %
1.06	188.3	91.27	44.81	82.9
1.25	262.1	92.51	48	84.7
1.50	373.2	93.61	52.9	88.88
1.75	497.9	94.37	57.72	96.4
2.0	640.5	94.96	61.33	104.9



**Figura 16.** Tamaño plunger vs Caudal y potencia mínima, Pozo Fanny 20

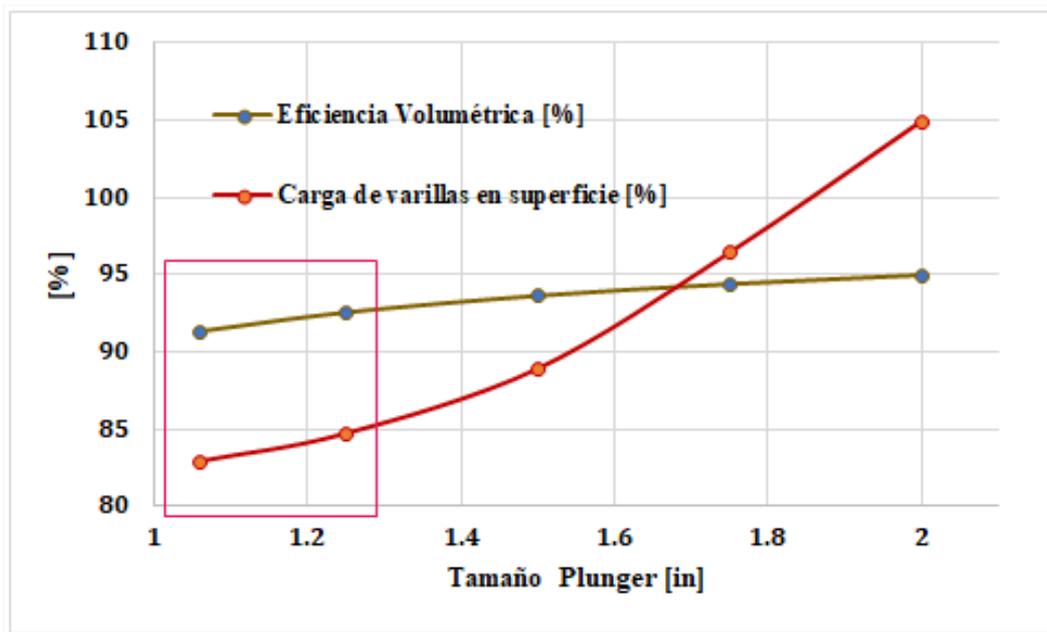
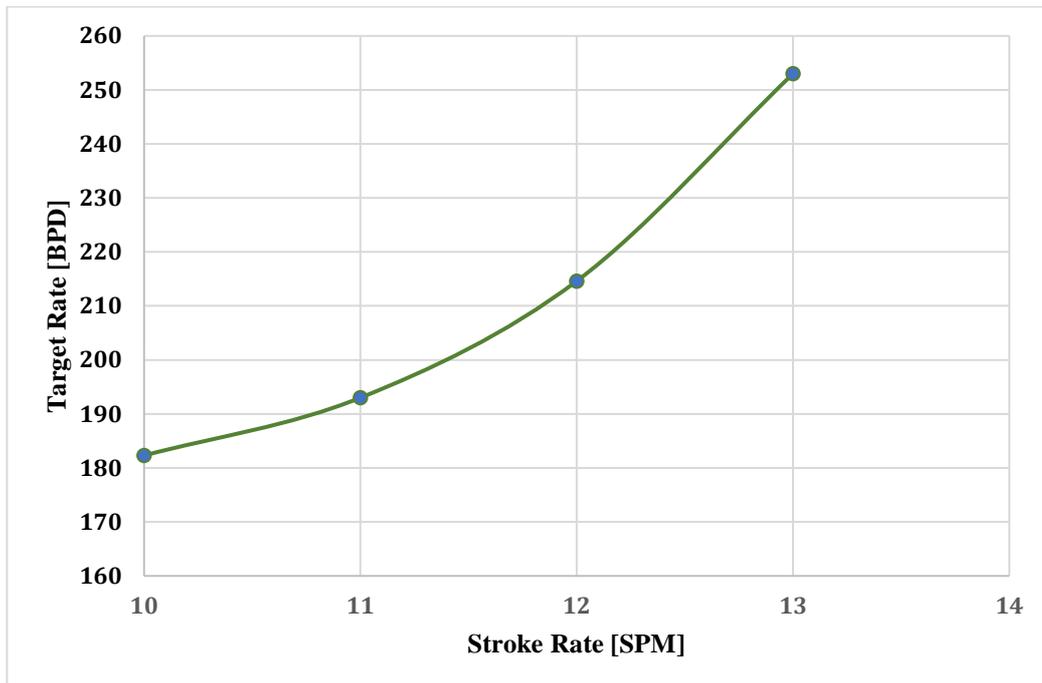


Figura 17. Tamaño plunger vs Eficiencia y carga en superficie, pozo Fanny 20

Con respecto al Pozo Fanny 61:

- Se agregó el peso al sinker bar (peso de lastre) de 1061 lb, mediante una herramienta de cálculo del mismo software.
- Se especificó la viscosidad de la mezcla de fluido a 0.805 cP y de acuerdo con (Takacs, 2015b) la longitud del plunger para profundidades mayores a 6000ft se recomienda una longitud de 6ft.
- Se calculó la velocidad de bombeo adecuada para alcanzar el objetivo de producción. Como se observa en la figura 18, ninguna de las tasas que indica el diseño teórico alcanza el objetivo de producción, y se conoce por los cálculos del software que ninguna de ellas excede la carga de varillas en superficie, por lo que se asumen 13 SPM.



**Figura 18.** Tasa de Bombeo BM vs Caudal esperado, pozo Fanny 61

- Se iteró con todos los diámetros posibles de plunger especificados para el N° Rod API 86 (1.06, 1.25, 1.50, 1.75, 2, 2.25, 2.50, 2.75 pulgadas), para determinar la mejor opción (Tabla 10).

A pesar de alcanzar el objetivo de producción con un tamaño de plunger de 1.50 pulgadas, hay que prestar atención al porcentaje de carga de varillas en superficie que supera el 100%, lo cual no es deseable. La solución ingenieril es probar con otras longitudes de carrera menores a 144 pulgadas, como 120, 100, 86; siendo 86 pulgadas el mejor perfil de diseño (Tabla 11).

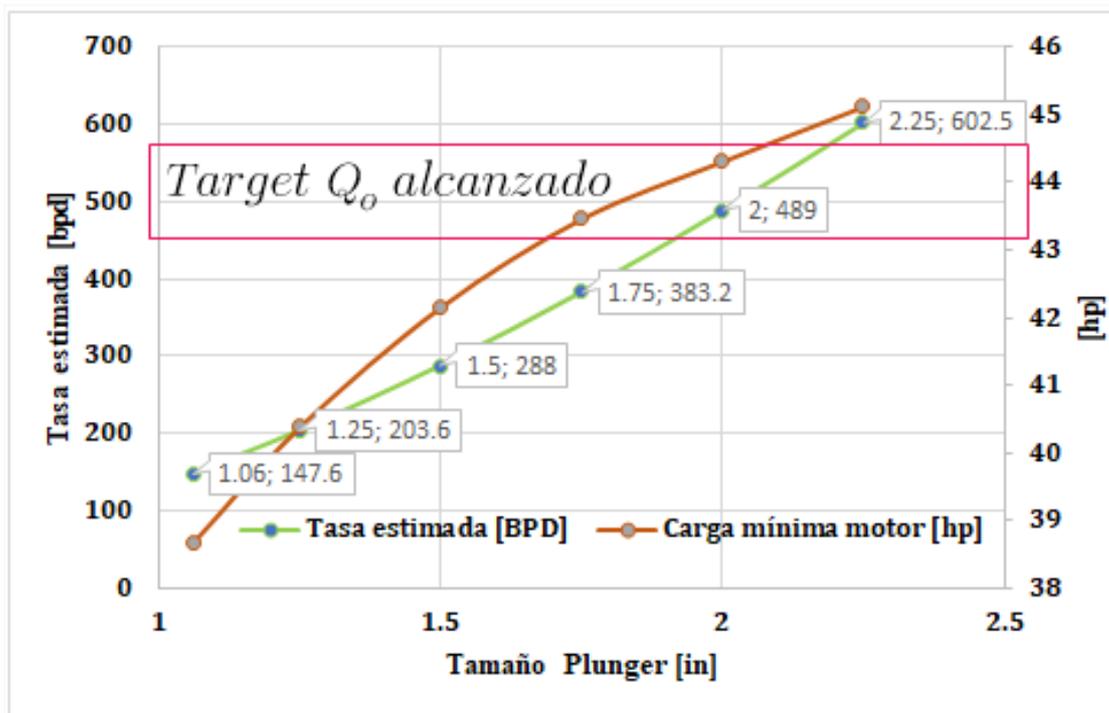
**Tabla 10.** Optimización de la unidad de BM para una carrera de 144 in (S), Pozo Fanny 61

Tamaño plunger, in	Tasa estimada, bpd	Eficiencia volumétrica, %	Capacidad mínima carga del motor, hp	Carga varillas en superficie, %
1.06	262.3	94.32	87.65	93.4
1.25	362.6	95.12	93.45	99.4
1.50	516.8	95.86	99.70	105.7

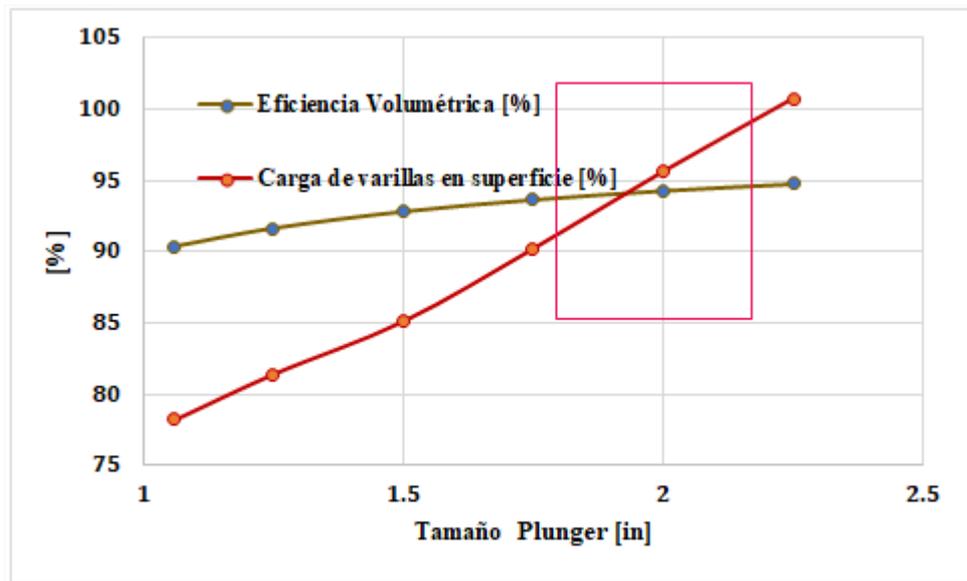
**Tabla 11.** Optimización de la unidad de BM para una carrera de 86 in (S), Pozo Fanny 61

Tamaño plunger, in	Tasa estimada, bpd	Eficiencia volumétrica, %	Capacidad mínima carga del motor, hp	Carga varillas en superficie, %
1.06	147.6	90.34	38.66	78.2
1.25	203.6	91.62	40.38	81.4
1.50	288.0	92.8	42.15	85.1
1.75	383.2	93.63	43.46	90.2
2.00	489.0	94.26	44.31	95.6
2.25	602.5	94.73	45.12	100.7

El objetivo para el pozo Fanny 61 es alcanzar la producción 500 bpd para este pozo. El tamaño de plunger recomendado es de 2.00 pulgadas (Figura 19 y 17) con una eficiencia de 94% y una carga de varillas de 95.6% en superficie.



**Figura 19.** Tamaño plunger vs Caudal y potencia mínima, pozo Fanny 61



**Figura 20.** Tamaño plunger vs Eficiencia y carga en superficie, Pozo Fanny 61

Para concluir esta sección, se demostró que empleando la metodología para optimizar la unidad de bombeo prediseñada pueden alcanzar los objetivos de producción. Los parámetros con más sensibilidad fueron la longitud de carrera y del plunger, el diámetro del plunger, la tasa de bombeo mecánico, la gravedad específica del fluido y la presión de entrada de la unidad de bombeo.

Las especificaciones para la unidad de bombeo BM convencional para el Pozo Fanny 20 según el reporte de la figura 21, es una numeración comercial **C-456D-256-86** con un tamaño de plunger de 1.06 pulgadas y una configuración de tamaños de varillas de 24.5% (7/8”), 24.2% (1”) y 51.2% (3/4”) (**Tabla A.12**). Es necesario un motor con una mínima capacidad de 48 hp para poder otorgar una eficiencia volumétrica estimada de 92.5%.

Las especificaciones para la unidad de bombeo BM convencional para el Pozo Fanny 61 según el reporte de la figura 22, es una numeración comercial **C-456D-305-86** con un tamaño de plunger de 2.00 pulgadas y una configuración de tamaños de varillas de 33.4% (7/8”), 32.8% (1”) y 33.8% (3/4”) (**Tabla A.12**). Es necesario un motor con una mínima capacidad de 44.31 hp para poder otorgar una eficiencia volumétrica estimada de 94.26%.

# QRod

## Design #1 BM for the Fanny 20 well

### Results

Rate (100% pump volumetric eff.)	283.3 BBL/D
Rate (93% pump volumetric eff.)	262.1 BBL/D
Rod Taper	24.5%, 24.2%, 51.2%
Top Steel Rod Loading	84.7 %
Min API Unit Rating	456-256-86
Min NEMA D Motor Size	48.00 HP
Polished Rod Power	14.13 HP
TVLoad	16,158 lb
SVLoad	14,362 lb

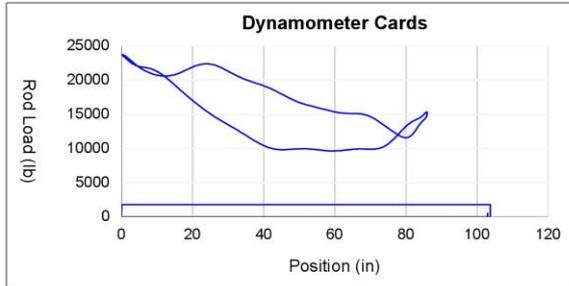
### Design Inputs

Unit	CWConv
Pump Depth	7,716 ft
Target Rate	262.10 bbl/day
Stroke Rate (SPM)	15.00 SPM
Surface Stroke Length	86.00 in
Pump Diameter (D)	1.250 in
Tubing Size	3.500" (9.30 lb/ft) 2.992" ID
Anchored Tubing	Yes
Rod Type	Steel Rods
API Rod Number	86
API Rod Grade	D

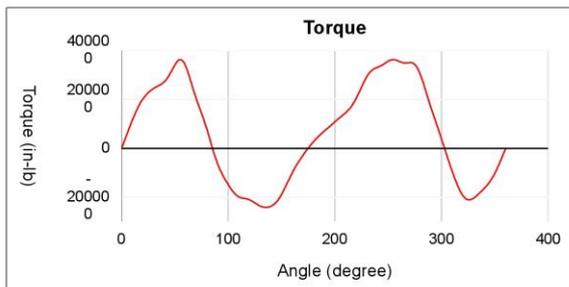
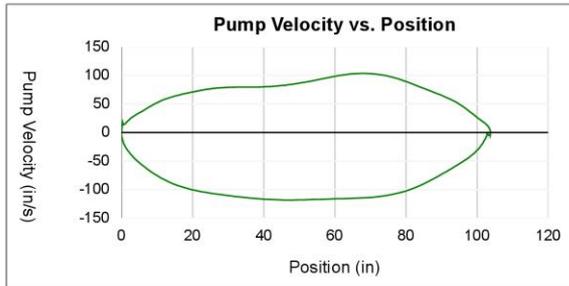
### Default Settings

Total Sinker Bar Weight	1,192.6 lb
Fluid Specific Gravity	0.93 Sp.Gr.H2O
Tubing Pressure	80.00 psi
Casing Pressure	45.00 psi
Damping Factor	0.10
Surface Unit Efficiency	95 %
Pump Volumetric Efficiency	92.51 %
Pump Intake Pressure	1,723.02 psi

### Plots



PPRL	23,719.7 lb	MPRL	9,639.1 lb	Fo	1,795.5 lb
Pump Stroke Length	103.71 in	Static Stretch	10.14 in	Overtravel	27.85 in
Fo/Skr	0.118	Kr	177 lb/in	Kt	828 lb/in



Peak GearBox Torque	362 Kin-lb
Counter Balance Moment	817 Kin-lb
Counter Balance Effect	15,314.0 lb

Echometer Company  
5001 Ditto Lane  
Wichita Falls, Texas 76302  
U.S.A

Echometer QRod 3.1.0.0

Phone: (940) 767-4334  
Fax: (940) 723-7507  
E-Mail: info@echometer.com

Copyright 1994-2023 Echometer Company. All Rights Reserved.

Figura 21. Resultados diseño definitivo BM para el pozo Fanny 20

# QRod

## Design #1 BM for the Fanny 61 well

### Results

Rate (100% pump volumetric eff.)	518.8 BBL/D
Rate (94% pump volumetric eff.)	489.0 BBL/D
Rod Taper	33.4%, 32.8%, 33.8%
Top Steel Rod Loading	95.6 %
Min API Unit Rating	456-305-86
Min NEMA D Motor Size	44.31 HP
Polished Rod Power	19.40 HP
TVLoad	21,200 lb
SVLoad	16,148 lb

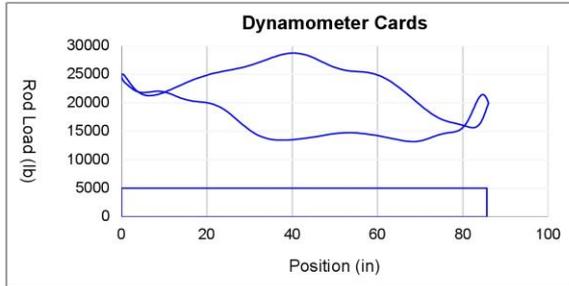
### Design Inputs

Unit	CWConv
Pump Depth	8,043 ft
Target Rate	489.02 bbl/day
Stroke Rate (SPM)	13.00 SPM
Surface Stroke Length	86.00 in
Pump Diameter (D)	2.000 in
Tubing Size	3.500" (9.30 lb/ft) 2.992" ID
Anchored Tubing	Yes
Rod Type	Steel Rods
API Rod Number	86
API Rod Grade	D

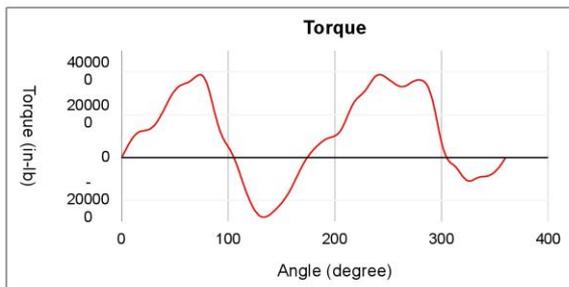
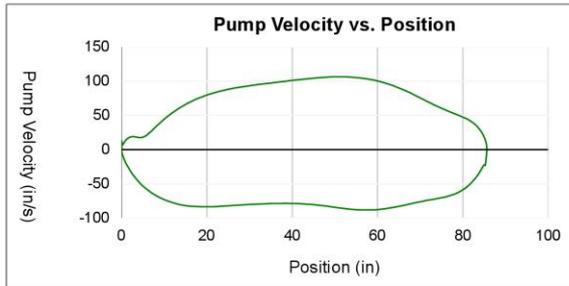
### Default Settings

Total Sinker Bar Weight	1,724.1 lb
Fluid Specific Gravity	0.92 Sp.Gr.H2O
Tubing Pressure	80.00 psi
Casing Pressure	45.00 psi
Damping Factor	0.10
Surface Unit Efficiency	95 %
Pump Volumetric Efficiency	94.26 %
Pump Intake Pressure	1,688.45 psi

### Plots



PPRL	28,697.2 lb	MPRL	13,198.2 lb	Fo	5,052.0 lb
Pump Stroke Length	85.60 in	Static Stretch	27.53 in	Overtravel	27.13 in
Fo/Skr	0.320	Kr	184 lb/in	Kt	794 lb/in



Peak GearBox Torque	387 Kin-lb
Counter Balance Moment	1,026 Kin-lb
Counter Balance Effect	18,825.8 lb

Echometer Company  
5001 Ditto Lane  
Wichita Falls, Texas 76302  
U.S.A

Echometer QRod 3.1.0.0

Phone: (940) 767-4334  
Fax: (940) 723-7507  
E-Mail: info@echometer.com

Copyright 1994-2023 Echometer Company. All Rights Reserved.

Figura 22. Resultados diseño definitivo BM para el pozo Fanny 61.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones

- \* Los primeros diseños de unidades de bombeo convencional para este estudio presentaron anomalías en las cartas dinamométricas, como mucha vibración y torque en las sargas por la gran longitud de esta. Para ello, se optimizaron los parámetros de ingreso para las condiciones de operación, con la disposición de añadir más peso o estabilidad en la sarga, como la longitud del plunger que inicialmente el software establecía en 3 ft pero de acuerdo con profundidad mayor a 6000 ft debe especificarse una longitud de 6 ft; y analizar a diferentes velocidades de carrera.
- \* La presión de reservorio y el índice de productividad permitió determinar la presión de entrada a la bomba por medio del software, siendo así una presión de entrada de 1723 psi y 1688 psi para los pozos Fanny 20 y Fanny 61, respectivamente. Esta fue otra importante variable para optimizar el diseño de la unidad de BM, debido a que tiene influencia en la potencia de la bomba.
- \* Las unidades de bombeo mecánico prediseñadas debieron ser optimizadas a través del software Qrod de Echometer, para garantizar producción y seguridad operativa; evaluando a diferentes velocidades de strokes y tamaños de plunger.
- \* Para el Pozo Fanny 20, se definió el plunger de 1.25 pulgadas y la velocidad de bombeo de 15 SPM que permite alcanzar la tasa de producción planificada de 200 bbld, cumpliendo con una eficiencia volumétrica del 92.5 % y una carga de peso en superficie del 84.7%, lo cual es operativo (no debe acercarse o superar el

100%). La unidad comercial de bombeo mecánico convencional que garantiza estos parámetros es C-456D-256-86 con una configuración de varillas de 3/4" (51.2%), 7/8" (24.5%) y 1" (24.2%); y la capacidad mínima del motor debe ser de 48 hp.

- \* Para el Pozo Fanny 61, después de realizar varias evaluaciones respecto a la longitud de carrera debido a la que se determinó inicialmente (144") producía un peso excesivo en superficie y las que eran menor a 100% no cumplían con el objetivo de producción. Se dispuso de otras longitudes de carrera siendo a 86", tamaño de plunger de 2 pulgadas y velocidad de bombeo de 13 SPM permiten alcanzar la tasa de producción planificada de 500 bbld, cumpliendo con una eficiencia volumétrica del 94.3 % y una carga de peso en superficie del 95.6%, lo cual es operativo (no debe acercarse o superar el 100%). La unidad comercial de BM convencional que garantiza estos parámetros es C-456D-305-86 con una configuración de varillas de 3/4" (33.8%), 7/8" (33.4%) y 1" (32.8%); y la capacidad mínima del motor debe ser de 44 hp.

## 5.2 Recomendaciones

- \* Otras herramientas computacionales de Echometer, como TAM (Total Asset Monitor), TWM (Total Well Management) y AWP (Analyzing Well Performance) permiten también analizar datos in situ recogidos desde sensores instalados en las unidades de bombeo, con el fin de solucionar problemas operacionales y/o optimizar la producción mediante recomendaciones a la configuración de la unidad. Esto sería de gran ayuda para complementar este estudio.
- \* Los pozos seleccionados cumplen con una limitante acerca del sistema bombeo mecánico, el cual es la inclinación. Se conoce que el efecto inmediato es el arrastre de las varillas contra la tubería de producción. Otro agente para considerar es la producción de arena, aunque en los pozos seleccionados no se determinó esta variable; es importante que estas consideraciones sean planteadas para trabajos futuros.
- \* La metodología fue directamente a preseleccionar unidades de bombeo mecánico por varillas convencional (código C), pero existen otros tres tipos de BM (A: unidades balanceadas por aire, B: unidades de viga de contrapeso, M: unidades Mark II) que podrían entrar en análisis para estimar su rendimiento volumétrico y los costos por naturaleza de la unidad para estos y otros pozos de estudio.
- \* Como se evidenció en algunos de los resultados, las cargas de peso en superficie son altas, esto tiene explicación por la profundidad de operación de la unidad BM, entre más longitud en la sarta, mayores dimensiones debe ser la unidad. Por eso es más aconsejable emplear BM convencional para pozos de mediana o somera profundidad.

- \* Una complementación en la optimización del sistema de bombeo mecánico es dar uso del software TAM (Total Asset Monitor) para la obtención inalámbrica de datos dinamométricos y análisis de los diferentes niveles de fluido que puedan ser monitoreados en tiempo real dando una mejor visualización del comportamiento del pozo.
  
- \* Un factor importante por considerar en la optimización del bombeo mecánico son los componentes críticos (unidad de bombeo, longitud y diámetro de varillas y capacidad de potencia de la bomba) que se requieren para diseñar y evaluar los datos, los cuales no deben superar los límites mecánicos para que se pueda garantizar la vida útil del sistema.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdalla, H. (2013). *Identification of potential candidates for Linear Rod Pump (LRP) applications in OMV PETROM and definition of standard LRP types.*
- Abu Bakar, A. I., Ali Jabris, M. Z., Abd Rahman, H., Abdullaev, B., Idris, K. N., Kamis, A. A., Yusop, Z., Kok, J. C., Kamaludin, M. F., Zakaria, M. Z., & Saiful Mulok, N. N. (2018, October 23). CO<sub>2</sub> Tracer Application to Supplement Gas Lift Optimisation Effort in Offshore Field Sarawak. *Day 3 Thu, October 25, 2018.* <https://doi.org/10.2118/191907-MS>
- Baby, Patrice, ed, Rivadeneira, & Barragan. (2004). *La cuenca oriente : geología y petróleo.*
- Benavides Diaz, L. C., Chacon, A. G., & Ortiz, J. . (2013, May 21). The Effect of Temperature on the Mechanical Pump Slippage in Heavy Oil Wells With Steam Injection. *All Days.* <https://doi.org/10.2118/165031-MS>
- Berton, M. ., Allain, O. ., Goulay, C. ., & Lemetayer, P. . (2011, December 12). Complex Fluid Flow and Mechanical Modeling of Metal Progressing Cavity Pumps PCP's. *All Days.* <https://doi.org/10.2118/150419-MS>
- Carpenter, C. (2015). Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid-Level Data. *Journal of Petroleum Technology*, 67(03), 111–115. <https://doi.org/10.2118/0315-0111-JPT>
- Chi, Y., Kemajou, V., Rajan, A., & Samuel, R. (2023, March 7). Cloud-Based Real-Time Well Engineering: Coupling Torque-And-Drag and Uncertainty Modeling. *Day 2 Wed, March 08, 2023.* <https://doi.org/10.2118/212476-MS>

- Duncan, G. J., Young, S. A., & Moseley, P. E. (2015, June 9). Nodal Analysis for SAGD Production Wells with Gas Lift. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/174521-MS>
- Echometer Company. (2023). *ECHOMETER Gas Separator Simulator*. <https://Echometer.Com/>.
- Eickmeier, J. R. (1967). Diagnostic Analysis of Dynamometer Cards. *Journal of Petroleum Technology*, 19(01), 97–106. <https://doi.org/10.2118/1643-PA>
- EpPetroecuador. (2021). *Reporte preliminar de producción diaria de petróleo y gas natural*.
- EpPetroecuador. (2022). *Reporte de producción diaria de petróleo y gas natural*.
- Fakher, S., Khlaifat, A., Hossain, M. E., & Nameer, H. (2021). A comprehensive review of sucker rod pumps' components, diagnostics, mathematical models, and common failures and mitigations. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(10), 3815–3839. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01270-7>
- Feng, Z. M., Tan, J. J., Li, Q., & Fang, X. (2018). A review of beam pumping energy-saving technologies. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8(1), 299–311. <https://doi.org/10.1007/S13202-017-0383-6/FIGURES/17>
- Fernando, H., & Lamar, M. (2008a). *Evaluación y control, actualizado de la producción de arena del campo Fanny-18B del bloque Tarapoa*.
- Fernando, H., & Lamar, M. (2008b). *Evaluación y control, actualizado de la producción de arena del campo Fanny-18B del bloque Tarapoa*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/761>
- García, R. (2019). *Optimización del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en pozos someros, orientado en la sección Petrópolis del campo GGv*.

- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. *Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-8270-1.X5000-2>
- Hein, N. W. (1996). Beam-Pumping Operations: Problem Solving and Technology Advancements. *Journal of Petroleum Technology*, 48(4). <https://doi.org/10.2118/36163-MS>
- Hirschfeldt, M. (2016). Guia de Interpretación de Dinamométrica y Cálculo de Desplazamiento en Bombas de Profundidad. *OilProduction*. <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/bombeo-mecanico/item/1760-guia-de-interpretacion-de-dinamometrica-y-calculo-de-desplazamiento-en-bombas-de-profundidad>
- Hirschfeldt, M., & Lea, J. F. (2009). *Nota Técnica Nota Técnica*. 1–9.
- Jensen, J. D. (2017). Nodal Analysis of Oil and Gas Production Systemes : Multiphase Flow in Wells and Pipelines. *American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FED, SPE*, 368.
- Karassik, I. J., Messina, J. P., Cooper, Paul., Heald, C. C., Krutzsch, W. C., Hosangadi, Ashvin., Kittredge, C. P., Fraser, W. H., Marscher, W. D., Boyadjis, P. A., Cronin, R. J., Gaydon, M. A., Kelly, W. J., Olson, E. J., Onari, M. M., Tullo, C. J., Buse, F. W., Jaskiewicz, S. A., Denault, G. M., ... Miller, A. C. (2008). *Pump handbook*.
- Ladopoulos, E. G. (2015). Four-dimensional Petroleum Exploration & Non-linear ESP Artificial Lift by Multiple Pumps for Petroleum Well Development. In *Universal Journal of Hydraulics* (Vol. 3). [www.papersciences.com](http://www.papersciences.com)
- Lane, W., & Chokshi, R. (2014). Considerations for Optimizing Artificial Lift in Unconventionals. *Proceedings of the 2nd Unconventional Resources Technology Conference*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1921823>

- Li, G., Hua, Q., Sun, L., Khosravi, A., & Jose Garcia Pabon, J. (2023). Thermodynamic modeling and optimization of hybrid linear concentrating photovoltaic and mechanically pumped two-phase loop system. *Applied Energy*, 333, 120547. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120547>
- Lubinski, A., & Blenkarn, K. A. (1957). Buckling of Tubing in Pumping Wells, Its Effects and Means for Controlling It (includes associated paper 1053-G). *Transactions of the AIME*, 210(01), 73–88. <https://doi.org/10.2118/672-G>
- Lv, H., Liu, J., Han, J., & Jiang, A. (2016). An Energy Saving System for a Beam Pumping Unit. *Sensors (Basel, Switzerland)*, 16(5). <https://doi.org/10.3390/S16050685>
- Lynn Rowlan, O., Lea, J. F., & McCoy, J. N. (2007). Overview of Beam Pump Operations. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 4, 2387–2397. <https://doi.org/10.2118/110234-MS>
- Mancera, M., & Piza, J. (2020). *Evaluación del sistema de bombeo mecánico mediante la implementación de las cajas Tangent Flow en un pozo representativo del campo Palagua que presenta bloqueo por gas.*
- Marlene, S., Quito, C., Javier, E., & Chipantasig, M. (2013). *Optimización de la producción de crudos pesados mediante Bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva en el Campo Fanny 18b.*
- McCoy, J. N. . N., Becker, D., Fernandez, G., & Podio, A. L. (2013, May 21). Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real-Time Monitoring of Well Performance. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/165023-MS>
- McCoy, J. N., Podio, A. L., Drake, B., & Rowlan, L. (2001). *Modern Total Well Management - Sucker Rod Lift Case Study*. <https://doi.org/10.2118/68864-ms>
- Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Campo Fanny – Bloque Tarapoa*. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/ministro-de-hidrocarburos/>.

- Miño, A. (2007). *Estudio técnico-económico de la perforación de pozos Re-entry en el campo Fanny*.
- Momeni, D., Chilingarian, G. V, Hatcher, W. B., & Axelson. (1987). Chapter 14 Sucker-Rod Pumping. In G. V Chilingarian, J. O. Robertson, & S. Kumar (Eds.), *Developments in Petroleum Science* (Vol. 19, pp. 531–634). Elsevier. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(08\)70543-0](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0376-7361(08)70543-0)
- Moore, K. H. (2007). Sucker Rod Pumping. *Proceedings of the Annual Southwestern Petroleum Short Course*, 161–180. <https://doi.org/10.1016/B978-075068270-1/50075-X>
- Pérez, D. (2015). *Análisis comparativo técnico-económico de la tecnología de perforación Slim Hole con la perforación convencional de pozos para el campo Fanny en el bloque Tarapoa*.
- Pilaquinga, A., & Polivio, O. (2013). *Análisis técnico de alternativas innovadoras para el control de agua de formación del Yacimiento “M-1” y “U Inferior” del Campo Fanny Bloque Tarapoa, Andes Petroleum Limited*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/1116>
- Sabaruddin, M. F., Azmi, I. M., Firdaus, C. E. F., & Shahrazade, M. R. (2020). Optimization and Prediction of Sucker Rod Pump Performance on Well X-1 in Field X in the Future. *Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology*, 2(3). <https://doi.org/10.25105/jeeset.v2i3.6390>
- Safe Gun, I. (2015). *Wireless 5000 PSI Gas Gun with TAM Software Operating Manual*.
- Sheng Chen, G., & Liu, X. (2016). Friction Dynamics of Oil-Well Drill Strings and Sucker Rods. *Friction Dynamics*, 211–246. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100285-8.00005-5>
- Takacs, G. (2015a). Chapter 1 - Introduction to Sucker-Rod Pumping. In G. Takacs (Ed.), *Sucker-Rod Pumping Handbook* (pp. 1–12). Gulf Professional

Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-417204-3.00001-7>

Takacs, G. (2015b). Chapter 3 - Sucker-Rod Pumping System Components and Their Operation. In G. Takacs (Ed.), *Sucker-Rod Pumping Handbook* (pp. 57–246). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-417204-3.00003-0>

Takacs, G. (2015c). *THE ANALYSIS OF SUCKER-ROD*.

Tan, C., Feng, Z. M., Liu, X., Fan, J., Cui, W., Sun, R., & Ma, Q. (2020). Review of variable speed drive technology in beam pumping units for energy-saving. *Energy Reports*, 6, 2676–2688. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2020.09.018>

Wilson Zabala, G. ., & Martínez, G. (2016, November 30). Encapsulated ESP with Two Stages of Gas Separation. *Day 2 Thu, December 01, 2016*. <https://doi.org/10.2118/184213-MS>

Yang, H., Mu, L., Zeng, Y., Huang, W., Xin, H., Gan, Q., Li, M., Zhang, L., & Han, E. (2014, December 10). Real Time Calculation of Fluid Level Using Dynamometer Card of Sucker Rod Pump Well. *All Days*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17773-MS>

Zhao, R., Zhang, X., Liu, M., Shi, J., Su, L., Shan, H., Sun, C., Miao, G., Wang, Y., Shi, L., & Zhang, M. (2016, November 30). Production Optimizaton and Application of Combined Artificial-Lift Systems in Deep Oil Wells. *Day 2 Thu, December 01, 2016*. <https://doi.org/10.2118/184222-MS>

## ANEXO A. Perfil para diseño de unidades de BM

**Tabla A.1. Datos de diseño para Unidad API tamaño 40 con carrera de 34 pulgadas**

Profundidad de Bombeo, ft	Tamaño de plunger, in	Tamaño de tubing, in	Tamaño de varilla, in	Velocidad de bombeo, carrera/min
1000-1100	2 ¾	3	7/8	24-19
1100-1250	2 ½	3	7/8	24-19
1250-1650	2 ¼	2 ½	¾	24-19
1650-1900	2	2 ½	¾	24-19
1900-2150	1 ¾	2 ½	¾	24-19
2150-3000	1 ½	2	5/8-¾	24-19
3000-3700	1 ¼	2	5/8-¾	22-18

**Tabla A.2. Datos de diseño para Unidad API tamaño 57 con carrera de 42 pulgadas**

Profundidad de Bombeo, ft	Tamaño de plunger, in	Tamaño de tubing, in	Tamaño de varilla, in	Velocidad de bombeo, carrera/min
1150-1300	2 ¾	3	7/8	24-19
1300-1450	2 ½	3	7/8	24-19
1450-1850	2 ¼	2 ½	¾	24-19
1850-2200	2	2 ½	¾	24-19
2200-2500	1 ¾	2 ½	¾	24-19
2500-3400	1 ½	2	5/8-¾	23-18
3400-4200	1 ¼	2	5/8-¾	22-17

**Tabla A.3. Datos de diseño para Unidad API tamaño 80 con carrera de 48 pulgadas**

<b>Profundidad de Bombeo, ft</b>	<b>Tamaño de plunger, in</b>	<b>Tamaño de tubing, in</b>	<b>Tamaño de varilla, in</b>	<b>Velocidad de bombeo, carrera/min</b>
1400-1550	2 ¾	3	7/8	24-19
1550-1700	2 ½	3	7/8	24-19
1700-2200	2 ¼	2 ½	¾	24-19
2200-2600	2	2 ½	¾	24-19
2600-3000	1 ¾	2 ½	¾	23-18
3000-4100	1 ½	2	5/8-¾	23-18
4100-5000	1 ¼	2	5/8-¾	21-17

**Tabla A.4. Datos de diseño para Unidad API tamaño 114 con carrera de 54 pulgadas**

<b>Profundidad de Bombeo, ft</b>	<b>Tamaño de plunger, in</b>	<b>Tamaño de tubing, in</b>	<b>Tamaño de varilla, in</b>	<b>Velocidad de bombeo, carrera/min</b>
1700-1900	2 ¾	3	7/8	24-19
1900-2100	2 ½	3	7/8	24-19
2100-2700	2 ¼	2 ½	¾	24-19
2700-3300	2	2 ½	¾	23-18
3300-3900	1 ¾	2 ½	¾	22-17
3900-5100	1 ½	2	5/8-¾	21-17
5100-6300	1 ¼	2	5/8-¾	19-16

**Tabla A.5. Datos de diseño para Unidad API tamaño 160 con carrera de 64 pulgadas**

<b>Profundidad de Bombeo, ft</b>	<b>Tamaño de plunger, in</b>	<b>Tamaño de tubing, in</b>	<b>Tamaño de varilla, in</b>	<b>Velocidad de bombeo, carrera/min</b>
2000-2200	2 ¾	3	7/8	24-19
2200-2400	2 ½	3	7/8	23-19
2400-3000	2 ¼	2 ½	¾-7/8	23-19
3000-3600	2	2 ½	¾-7/8	23-18
3600-4200	1 ¾	2 ½	¾-7/8	22-17
4200-5400	1 ½	2	5/8-¾-7/8	21-17
5400-6700	1 ¼	2	5/8-¾-7/8	19-15

**Tabla A.6. Datos de diseño para Unidad API tamaño 228 con carrera de 74 pulgadas**

<b>Profundidad de Bombeo, ft</b>	<b>Tamaño de plunger, in</b>	<b>Tamaño de tubing, in</b>	<b>Tamaño de varilla, in</b>	<b>Velocidad de bombeo, carrera/min</b>
2400-2600	2 ¾	3	7/8	24-20
2600-3000	2 ½	3	7/8	23-18
3000-3700	2 ¼	2 ½	¾-7/8	22-17
3700-4500	2	2 ½	¾-7/8	21-16
4500-5200	1 ¾	2 ½	¾-7/8	19-15
5200-6800	1 ½	2	5/8-¾-7/8	18-14
6800-8000	1 ¼	2	5/8-¾-7/8	16-13

**Tabla A.7. Datos de diseño para Unidad API tamaño 320 con carrera de 84 pulgadas**

<b>Profundidad de Bombeo, ft</b>	<b>Tamaño de plunger, in</b>	<b>Tamaño de tubing, in</b>	<b>Tamaño de varilla, in</b>	<b>Velocidad de bombeo, carrera/min</b>
2800-3200	2 ¾	3	7/8	23-18
3200-3600	2 ½	3	7/8	21-17
3600-4100	2 ¼	2 ½	¾-7/8-1	21-17
4100-4800	2	2 ½	¾-7/8-1	20-16
4800-5600	1 ¾	2 ½	¾-7/8-1	19-16
5600-6700	1 ½	2 ½	¾-7/8-1	18-15
6700-8000	1 ¼	2 ½	¾-7/8-1	17-13

**Tabla A.8. Datos de diseño para Unidad API tamaño 640 con carrera de 144 pulgadas**

<b>Profundidad de Bombeo, ft</b>	<b>Tamaño de plunger, in</b>	<b>Tamaño de tubing, in</b>	<b>Tamaño de varilla, in</b>	<b>Velocidad de bombeo, carrera/min</b>
3200-3500	2 ¾	3	7/8-1	18-14
3500-4000	2 ½	3	7/8-1	17-13
4000-4700	2 ¼	2 ½	¾-7/8-1	16-13
4700-5700	2	2 ½	¾-7/8-1	15-12
5700-6600	1 ¾	2 ½	¾-7/8-1	14-12
6600-8000	1 ½	2 ½	¾-7/8-1	14-11
8000-9600	1 ¼	2 ½	¾-7/8-1	13-10

**Tabla A.9. Datos para el diseño de la sarta de varillas de bombeo**

<b>Tamaño de la sarta de varillas, in</b>	<b>Valor de R<sup>a</sup></b>
$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{4}$	R1 = 0.759-0.0896 A <sub>P</sub> R2 = 0.241+0.0896 A <sub>P</sub>
$\frac{3}{4}$ - $\frac{7}{8}$	R1 = 0.627-0.1393 A <sub>P</sub> R2 = 0.199+0.0737 A <sub>P</sub>
$\frac{7}{8}$ -1	R1 = 0.627-0.1393 A <sub>P</sub> R2 = 0.199+0.0737 A <sub>P</sub>
$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{4}$ - $\frac{7}{8}$	R1 = 0.627-0.1393 A <sub>P</sub> R2 = 0.199+0.0737 A <sub>P</sub> R3 = 0.175+0.0655 A <sub>P</sub>
$\frac{3}{4}$ - $\frac{7}{8}$ -1	R1 = 0.664-0.0894 A <sub>P</sub> R2 = 0.175+0.0478 A <sub>P</sub> R3 = 0.155+0.0416 A <sub>P</sub>
$\frac{3}{4}$ - $\frac{7}{8}$ -1- $1\frac{1}{8}$	R1 = 0.582 – 0.1110 A <sub>P</sub> R2 = 0.158+0.0421 A <sub>P</sub> R3 = 0.137+0.0364 A <sub>P</sub> R3 = 0.123+0.0325 A <sub>P</sub>

**Tabla A.10. Datos del plunger de la bomba**

<b>Diámetro, in</b>	<b>Área, in<sup>2</sup></b>	<b>Constante de bombeo, bbf/day/in/spm</b>
1	0.785	0.116
1 1/16	0.886	0.131
1 ¼	1.227	0.182
1 ½	1.767	0.262
1 ¾	2.405	0.357
1 25/32	2.488	0.369
2	3.142	0.466
2 ¼	3.976	0.590
2 ½	4.909	0.728
2 ¾	5.940	0.881
3 ¾	11.045	1.639
4 ¾	17.721	2.630

Tabla A.11. Dimensiones de la geometría API de la unidad de bombeo convencional

Designación Unidad API	A (in.)	C (in.)	I (in.)	P (in.)	H (in.)	G (in.)	R1, R2, R3 (in.)	Cs (lb)	Factor Torque
C-912D-365-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-912D-305-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-640D-365-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-640D-305-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-456D-305-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-912D-427-144	180	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-650	68.82
C-912D-365-144	180	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-650	68.82
C-640D-365-144	180	120.03	120	148.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-650	68.82
C-640D-305-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-520	68.45
C-456D-305-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-520	68.45
C-640D-256-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-400	68.45
C-456D-256-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-400	68.45
C-320D-256-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-400	68.45
C-456D-365-120	152	120.03	120	148.5	238.88	89.88	47, 41, 35	570	58.12
C-640D-305-120	155	111.09	111	133.5	213	75	42, 36, 30	-120	57.02
C-456D-305-120	155	111.09	111	133.5	213	75	42, 36, 30	-120	57.02
C-320D-256-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	55	57.05
C-456D-256-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	55	57.05
C-456D-213-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	0	57.05
C-320D-213-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	0	57.05
C-228D-213-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	0	57.05
C-456D-265-100	129	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	550	47.48
C-320D-265-100	129	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	550	47.48
C-320D-305-100	129	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	550	47.48
C-228D-213-100	129	96.08	96	113	180	63	37, 32, 27	0	48.37
C-228D-173-100	129	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	0	48.37
C-160D-173-100	129	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	0	48.37
C-320D-246-86	111	111.04	111	133	211	75	42, 36, 30	800	40.96
C-228D-246-86	111	111.04	111	133	211	75	42, 36, 30	800	40.96

**Tabla A.11. Dimensiones de la geometría API de la unidad de bombeo convencional**  
(continuación)

Designación Unidad API	A (in.)	C (in.)	I (in.)	P (in.)	H (in.)	G (in.)	R1, R2, R3 (in.)	Cs (lb)	Factor Torque
<b>C-320D-213-86</b>	111	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	450	41.61
<b>C-228D-213-86</b>	111	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	450	41.61
<b>C-160D-173-86</b>	111	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	450	41.61
<b>C-114D-119-86</b>	111	84.05	84	93.75	150.13	53.38	37, 32, 27	115	40.98
<b>C-320D-245-74</b>	96	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	800	35.99
<b>C-228D-200-74</b>	96	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	800	35.99
<b>C-160D-200-74</b>	96	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	800	35.99
<b>C-228D-173-74</b>	96	84.05	84	96	152.38	53.38	32, 27, 22	450	35.49
<b>C-160D-173-74</b>	96	84.05	84	96	152.38	53.38	32, 27, 22	450	35.49
<b>C-160D-143-74</b>	96	84.05	84	93.75	150.13	53.38	32, 27, 22	300	35.49
<b>C-114D-143-74</b>	96	84.05	84	93.75	150.13	53.38	32, 27, 22	300	35.49
<b>C-160D-173-64</b>	84	84.05	84	93.75	150.13	53.38	32, 27, 22	550	31.02
<b>C-114D-173-64</b>	84	84.05	84	93.75	150.13	53.38	32, 27, 22	550	31.02
<b>C-160D-143-64</b>	84	72.06	72	84	132	45	27, 22, 17	360	30.59
<b>C-114D-143-64</b>	84	72.06	72	84	132	45	27, 22, 17	360	30.59
<b>C-80D-119-64</b>	84	64	64	74.5	116	41	24, 20, 16	0	30.85
<b>C-160D-173-54</b>	72	72.06	72	84	132	45	27, 22, 17	500	26.22
<b>C-114D-133-54</b>	72	64	64	74.5	116	41	24, 20, 16	330	26.45
<b>C-80D-133-54</b>	72	64	64	74.5	116	41	24, 20, 16	330	26.45
<b>C-80D-119-54</b>	72	64	64	74.5	116	41	24, 20, 16	330	26.45
<b>C-P57D-76-54</b>	64	51	51	64	103	39	21, 16, 11	105	25.8
<b>C-P57D-89-54</b>	64	51	51	64	103	39	21, 16, 11	105	25.8
<b>C-80D-133-48</b>	64	64	64	74.5	116	41	24, 20, 16	440	23.51
<b>C-80D-109-48</b>	64	56.05	56	65.63	105	37	21, 16, 11	320	23.3
<b>C-57D-109-48</b>	64	56.05	56	65.63	105	37	21, 16, 11	320	23.3
<b>C-57D-95-48</b>	64	56.05	56	65.63	105	37	21, 16, 11	320	23.3
<b>C-P57D-109-48</b>	57	51	51	64	103	39	21, 16, 11	180	22.98
<b>C-P57D-95-48</b>	57	51	51	64	103	39	21, 16, 11	180	22.98
<b>C-40D-76-48</b>	64	48.17	48	57.5	98.5	37	18, 14, 10	0	23.1

**Tabla A.11. Dimensiones de la geometría API de la unidad de bombeo convencional  
(continuación)**

<b>Designación Unidad API</b>	<b>A (in.)</b>	<b>C (in.)</b>	<b>I (in.)</b>	<b>P (in.)</b>	<b>H (in.)</b>	<b>G (in.)</b>	<b>R1, R2, R3 (in.)</b>	<b>Cs (lb)</b>	<b>Factor Torque</b>
<b>C-P40D-76-48</b>	61	47	47	56	95	39	18, 14, 10	190	22.92
<b>C-P57D-89-42</b>	51	51	51	64	103	39	21, 16, 11	280	20.56
<b>C-P57D-76-42</b>	51	51	51	64	103	39	21, 16, 11	280	20.56
<b>C-P40D-89-42</b>	53	47	47	56	95	39	18, 14, 10	280	19.92
<b>C-P40D-76-42</b>	53	47	47	56	95	39	18, 14, 10	280	19.92
<b>C-57D-89-42</b>	56	48.17	48	57.5	98.5	37	18, 14, 10	150	20.27
<b>C-57D-76-42</b>	56	48.17	48	57.5	98.5	37	18, 14, 10	150	20.27
<b>C-40D-89-42</b>	56	48.17	48	57.5	98.5	37	18, 14, 10	150	20.27
<b>C-40D-76-42</b>	56	48.17	48	57.5	98.5	37	18, 14, 10	150	20.27
<b>C-40D-89-36</b>	48	48.17	48	57.5	98.5	37	18, 14, 10	275	17.37
<b>C-P40D-89-36</b>	47	47	47	56	95	39	18, 14, 10	375	17.66
<b>C-25D-67-36</b>	48	48.17	48	57.5	98.5	37	18, 14, 10	275	17.37
<b>C-25D-56-36</b>	48	48.17	48	57.5	98.5	37	18, 14, 10	275	17.37
<b>C-25D-67-30</b>	45	36.22	36	49.5	84.5	31	12, 8	150	14.53
<b>C-25D-53-30</b>	45	36.22	36	49.5	84.5	31	12, 9	150	14.53

Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1RILL. tabla 4.1, pp. 7-9)

N° Rod	Diámetro plunger (in.)	Peso varilla, $W_r$ (lb/ft)	Constante Elástica (in./lb-ft)	Factor de frecuencia (Fc)	Sarta de varillas (% de cada tamaño)						
					$1\frac{1}{8}$	1	$\frac{7}{8}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{5}{8}$	$\frac{1}{2}$	
44	All	0.726	1.990x10-6	1.000							100.0
54	1.06	0.908	1.668x10-6	1.138					44.6		55.4
54	1.25	0.929	1.633x10-6	1.140					49.5		50.5
54	1.50	0.957	1.584x10-6	1.137					56.4		43.6
54	1.75	0.990	1.525x10-6	1.122					64.6		35.4
54	2.00	1.027	1.460x10-6	1.095					73.7		26.3
54	2.25	1.067	1.391x10-6	1.061					83.4		16.6
54	2.50	1.108	1.318x10-6	1.023					93.5		6.5
55	All	1.135	1.270x10-6	1.000							100.0
64	1.06	1.164	1.382x10-6	1.229				33.3	33.1		33.5
64	1.25	1.211	1.319x10-6	1.215				37.2	35.9		26.9
64	1.50	1.275	1.232x10-6	1.184				42.3	40.4		17.3
64	1.75	1.341	1.141x10-6	1.145				47.4	45.2		7.4
65	1.06	1.307	1.138x10-6	1.098				34.4		65.6	
65	1.25	1.321	1.127x10-6	1.104				37.3		62.7	
65	1.50	1.343	1.110x10-6	1.110				41.8		58.2	
65	1.75	1.369	1.090x10-6	1.114				46.9		53.1	
65	2.00	1.394	1.070x10-6	1.114				52.0		48.0	
65	2.25	1.426	1.045x10-6	1.110				58.4		41.6	
65	2.50	1.460	1.018x10-6	1.099				65.2		34.8	
65	2.75	1.497	0.990x10-6	1.082				72.5		27.5	
65	3.25	1.574	0.930x10-6	1.037				88.1		11.9	
66	All	1.634	0.883x10-6	1.000							100.0
75	1.06	1.566	0.997x10-6	1.191				27.0	27.4		45.6
75	1.25	1.604	0.973x10-6	1.193				29.4	29.8		40.8

**Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1RILL. tabla 4.1, pp. 7-9)**  
(continuación)

N° Rod	Diámetro plunger (in.)	Peso varilla, Wr (lb/ft)	Constante Elástica (in./lb-ft)	Factor de frecuencia (Fc)	Sarta de varillas (% de cada tamaño)						
					$1\frac{1}{8}$	1	$\frac{7}{8}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{5}{8}$	$\frac{1}{2}$	
75	1.50	1.664	0.935x10-6	1.189			33.3	33.3	33.3		
75	1.75	1.732	0.892x10-6	1.174			37.8	37.0	25.1		
75	2.00	1.803	0.847x10-6	1.151			42.4	41.3	16.3		
75	2.25	1.875	0.801x10-6	1.121			46.9	45.8	7.2		
76	1.06	1.802	0.816x10-6	1.072			28.5	71.5			
76	1.25	1.814	0.812x10-6	1.077			30.6	69.4			
76	1.50	1.833	0.804x10-6	1.082			33.8	66.2			
76	1.75	1.855	0.795x10-6	1.088			37.5	62.5			
76	2.00	1.880	0.785x10-6	1.093			41.7	58.3			
76	2.25	1.908	0.774x10-6	1.096			46.5	53.5			
76	2.50	1.934	0.764x10-6	1.097			50.8	49.2			
76	2.75	1.967	0.751x10-6	1.094			56.5	43.5			
76	3.25	2.039	0.722x10-6	1.078			68.7	31.3			
76	3.75	2.119	0.690x10-6	1.047			82.3	17.7			
77	All	2.224	0.649x10-6	1.000			100.0				
85	1.06	1.883	0.873x10-6	1.261		22.2	22.4	22.4	33.0		
85	1.25	1.943	0.841x10-6	1.253		23.9	24.2	24.3	27.6		
85	1.50	2.039	0.791x10-6	1.232		26.7	27.4	26.8	19.2		
85	1.75	2.138	0.738x10-6	1.201		29.6	30.4	29.5	10.5		
86	1.06	2.058	0.742x10-6	1.151		22.6	23.0	54.3			
86	1.25	2.087	0.732x10-6	1.156		24.3	24.5	51.2			
86	1.50	2.133	0.717x10-6	1.162		26.8	27.0	46.3			
86	1.75	2.185	0.699x10-6	1.164		29.4	30.0	40.6			
86	2.00	2.247	0.679x10-6	1.161		32.8	33.2	33.9			
86	2.25	2.315	0.656x10-6	1.153		36.9	36.0	27.1			

**Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1R11L. tabla 4.1, pp. 7-9),  
(continuación)**

N° Rod	Diámetro plunger (in.)	Peso varilla, Wr (lb/ft)	Constante Elástica (in./lb-ft)	Factor de frecuencia (Fc)	Sarta de varillas (% de cada tamaño)					
					$1\frac{1}{8}$	1	$\frac{7}{8}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{5}{8}$	$\frac{1}{2}$
86	2.50	2.385	0.633x10-6	1.138		40.6	39.7	19.7		
86	2.75	2.455	0.610x10-6	1.119		44.5	43.3	12.2		
87	1.06	2.390	0.612x10-6	1.055		24.3	75.7			
87	1.25	2.399	0.610x10-6	1.058		25.7	74.3			
87	1.50	2.413	0.607X10-6	1.062		21.7	72.3			
87	1.75	2.430	0.603x10-6	1.066		30.3	69.7			
87	2.00	2.450	0.598x10-6	1.071		33.2	66.8			
87	2.25	2.412	0.594x10-6	1.075		36.4	63.6			
87	2.50	2.496	0.588x10-6	1.079		39.9	60.1			
87	2.75	2.523	0.582x10-6	1.082		43.9	56.1			
87	3.25	2.575	0.570x10-6	1.084		51.6	48.4			
81	3.75	2.641	0.556x10-6	1.078		61.2	38.8			
87	4.75	2.793	0.522x10-6	1.038		83.6	16.4			
88	All	2.904	0.497x10-6	1.000		100.0				
96	1.06	2.382	0.670x10-6	1.222	19.1	19.2	19.5	42.3		
96	1.25	2.435	0.655x10-6	1.224	20.5	20.5	20.7	38.3		
96	1.50	2.511	0.633x10-6	1.223	22.4	22.5	22.8	32.3		
96	1.75	2.607	0.606x10-6	1.213	24.8	25.1	25.1	25.1		
96	2.00	2.703	0.578x10-6	1.196	27.1	27.9	27.4	17.6		
96	2.25	2.806	0.549x10-6	1.172	29.6	30.7	29.8	9.8		
91	1.06	2.645	0.568x10-6	1.120	19.6	20.0	60.3			
97	1.25	2.670	0.563x10-6	1.124	20.8	21.2	58.0			
97	1.50	2.707	0.556x10-6	1.131	22.5	23.0	54.5			
97	1.75	2.751	0.548x10-6	1.137	24.5	25.0	50.4			
97	2.00	2.801	0.538x10-6	1.141	26.8	27.4	45.7			

**Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1R11L. tabla 4.1, pp. 7-9),  
(continuación)**

N° Rod	Diámetro plunger (in.)	Peso varilla, Wr (lb/ft)	Constante Elástica (in./lb-ft)	Factor de frecuencia (Fc)	Sarta de varillas (% de cada tamaño)					
					$1\frac{1}{8}$	1	$\frac{7}{8}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{5}{8}$	$\frac{1}{2}$
97	2.25	2.856	0.528X10-6	1.143	29.4	30.2	40.4			
97	2.50	2.921	0.515x10-6	1.141	32.5	33.1	34.4			
97	2.75	2.989	0.503X10-6	1.135	36.1	35.3	28.6			
97	3.25	3.132	0.475X10-6	1.111	42.9	41.9	15.2			
98	1.06	3.068	0.475x10-6	1.043	21.2	78.8				
98	1.25	3.076	0.474x10-6	1.045	22.2	77.8				
98	1.50	3.089	0.472x10-6	1.048	23.8	76.2				
98	1.75	3.103	0.470x10-6	1.051	25.7	74.3				
98	2.00	3.118	0.468x10-6	1.055	27.7	72.3				
98	0.10	3.137	0.465x10-6	1.058	30.1	69.9				
98	2.50	3.157	0.463x10-6	1.062	32.7	67.3				
98	2.75	3.180	0.460x10-6	1.066	35.6	64.4				
98	3.25	3.231	0.453x10-6	1.071	42.2	57.8				
98	3.75	3.289	0.445X10-6	1.074	49.7	50.3				
98	4.75	3.412	0.428x10-6	1.064	65.7	34.3				
99	All	3.676	0.393X10-6	1.000	100.0					
107	1.06	2.977	0.524x10-6	1.184	16.9	16.8	17.1	49.1		
107	1.25	3.019	0.517x10-6	1.189	17.9	17.8	18.0	46.3		
107	1.50	3.085	0.506x10-6	1.195	19.4	19.2	19.5	41.9		
107	1.75	3.158	0.494x10-6	1.197	21.0	21.0	21.2	36.9		
107	2.00	3.238	0.480x10-6	1.195	22.7	22.8	23.1	31.4		
107	2.25	3.336	0.464x10-6	1.187	25.0	25.0	25.0	25.0		
107	2.50	3.435	0.447x10-6	1.174	26.9	27.7	27.1	18.2		
107	2.75	3.537	0.430x10-6	1.156	29.1	30.2	29.3	11.3		
108	1.06	3.325	0.447x10-6	1.097	17.3	17.8	64.9			

**Tabla A.12. Datos de varillas y bombas (de API, 1977, 1R11L. tabla 4.1, pp. 7-9),  
(continuación)**

N° Rod	Diámetro plunger (in.)	Peso varilla, Wr (lb/ft)	Constante Elástica (in./lb-ft)	Factor de frecuencia (Fc)	Sarta de varillas (% de cada tamaño)					
					$1\frac{1}{8}$	1	$\frac{7}{8}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{5}{8}$	$\frac{1}{2}$
108	1.25	3.345	0.445x10-6	1.101	18.1	18.6	63.2			
108	1.50	3.376	0.441x10-6	1.106	19.4	19.9	60.7			
108	1.75	3.411	0.437x10-6	1.111	20.9	21.4	57.7			
108	2.00	3.452	0.432x10-6	1.117	22.6	23.0	54.3			
108	2.25	3.498	0.427x10-6	1.121	24.5	25.0	50.5			
108	2.50	3.548	0.421x10-6	1.124	26.5	27.2	46.3			
108	2.75	3.603	0.415x10-6	1.126	28.7	29.6	41.6			
108	3.25	3.731	0.400x10-6	1.123	34.6	33.9	31.6			
108	3.75	3.873	0.383x10-6	1.108	40.6	39.5	19.9			
109	1.06	3.839	0.378x10-6	1.035	18.9	81.1				
109	1.25	3.845	0.378x10-6	1.036	19.6	80.4				
109	1.50	3.855	0.377x10-6	1.038	20.7	79.3				
109	1.75	3.867	0.376x10-6	1.040	22.1	77.9				
109	2.00	3.880	0.375x10-6	1.043	23.1	76.3				
109	2.25	3.896	0.374x10-6	1.046	25.4	74.6				
109	2.50	3.911	0.372x10-6	1.048	27.2	72.8				
109	2.75	3.930	0.371x10-6	1.051	29.4	70.6				
109	3.25	3.971	0.367x10-6	1.057	34.2	65.8				
109	3.75	4.020	0.363x10-6	1.063	39.9	60.1				
109	4.75	4.120	0.354x10-6	1.066	51.5	48.5				

**Fuente:** cortesía del American Petroleum Institute) (Momeni et al., 1987).

El número de varilla (N° Rod) que se muestra en la primera columna se refiere al tamaño de varilla más grande y más pequeño en octavos de pulgada. Por ejemplo, La varilla N° Rod 76 es una conicidad bidireccional de varillas de  $7/8$  y  $6/8$ . La varilla N° Rod 85 es una conicidad de cuatro vías de varillas de  $8/8$ ,  $7/8$ ,  $6/8$  y  $5/8$ . La varilla N° Rod 109 es un cono de dos vías de  $1\ 1/4$  y  $1\ 1/8$ . La varilla N° Rod 77 es una varilla recta de  $7/8$ .

## ANEXO B. Diagramas mecánicos de pozos

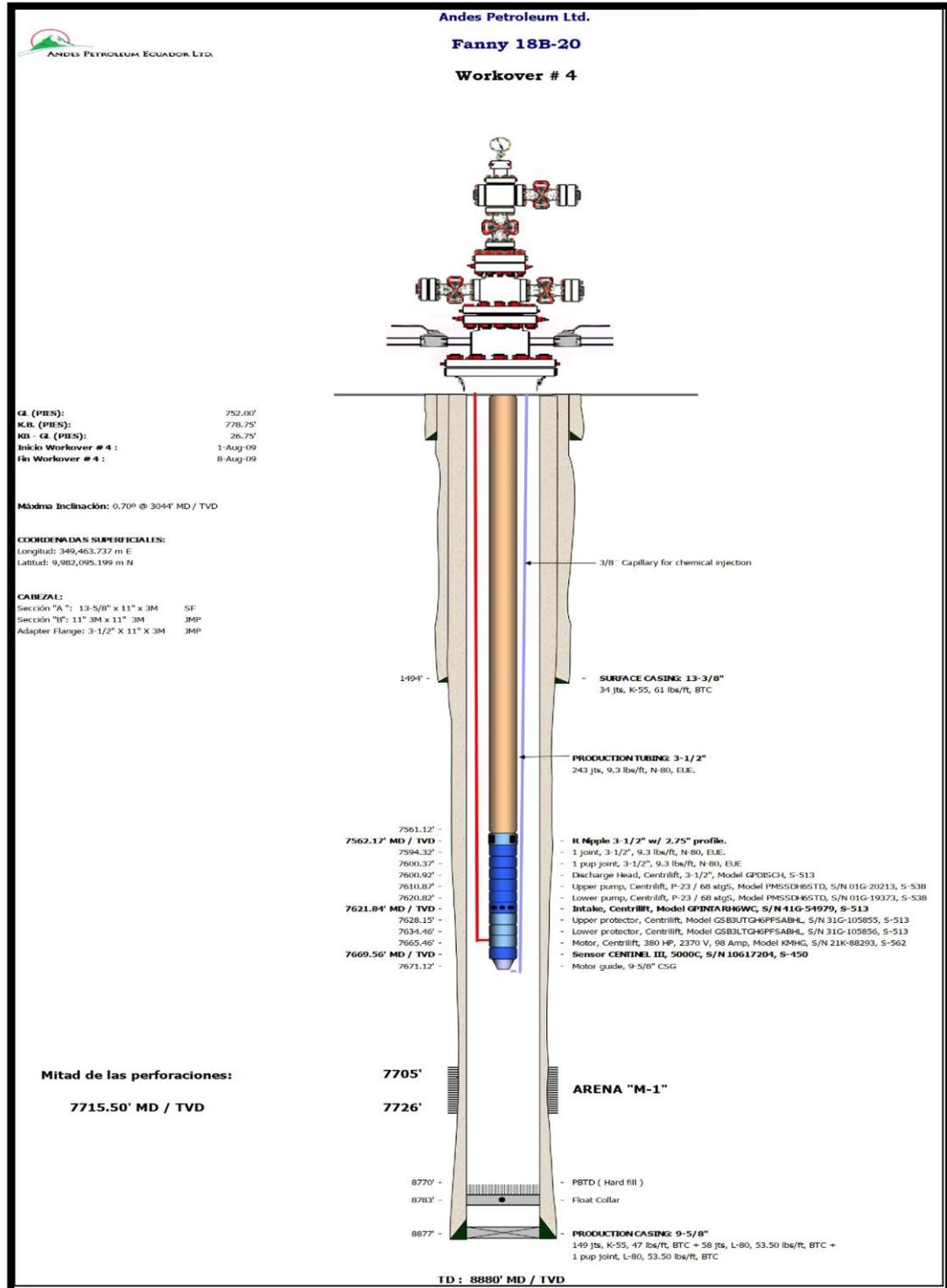


Figura B.1. Diagrama Mecánico para trabajo de workover #4, Pozo Fanny 20.

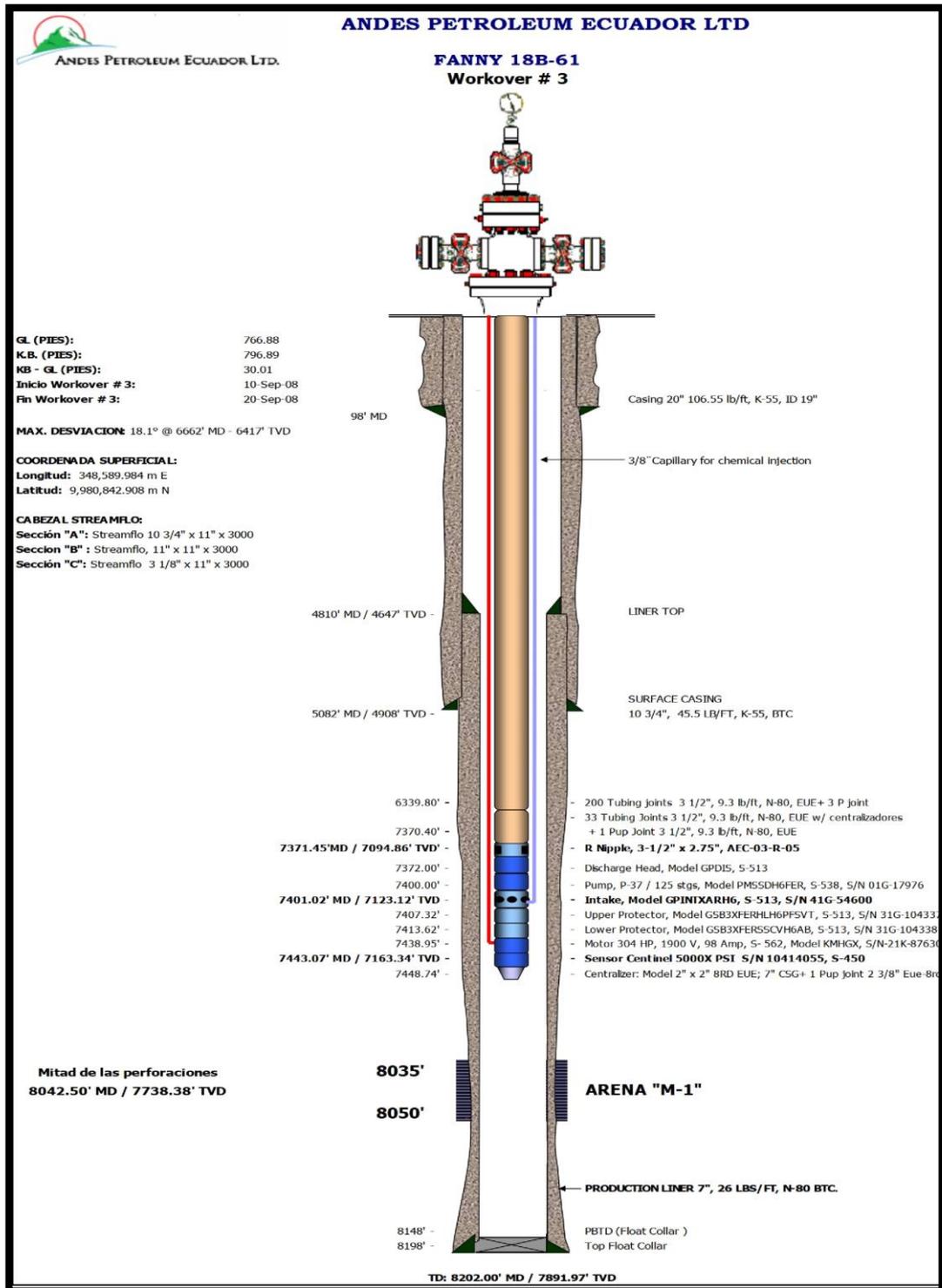
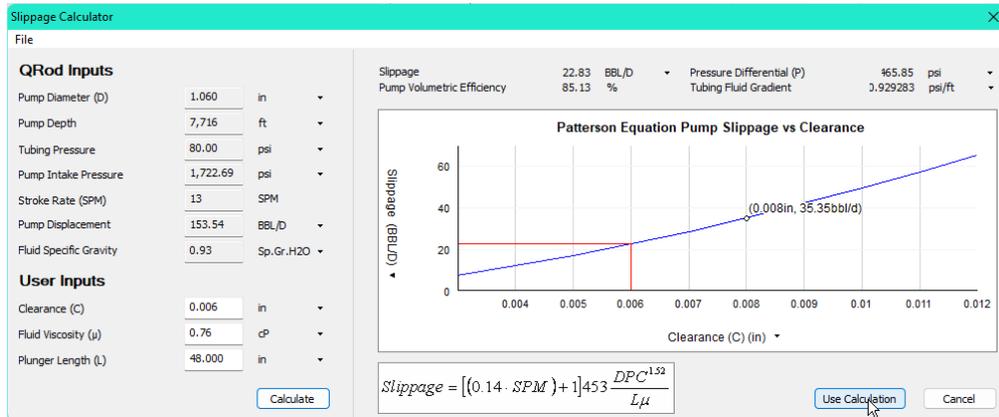
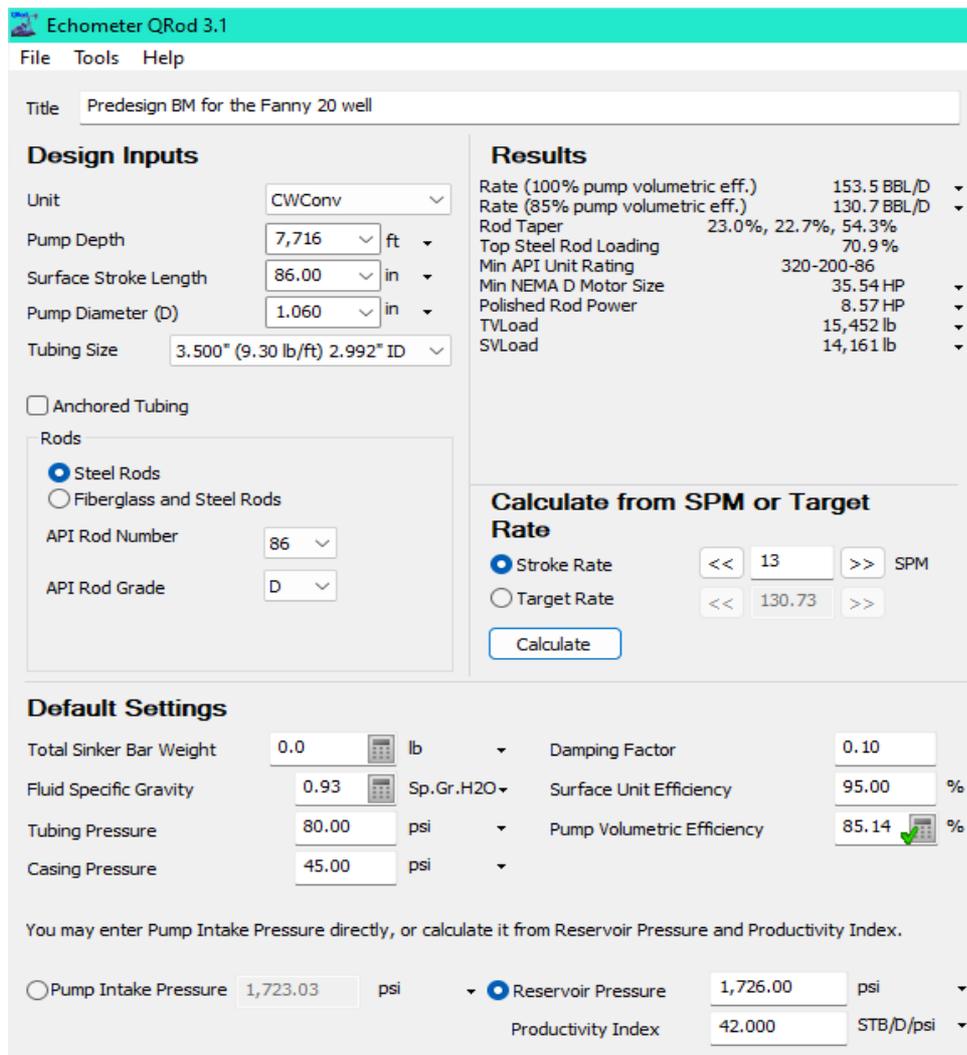


Figura B.2. Diagrama Mecánico para trabajo de workover #3, Pozo Fanny 61.

## ANEXO C. Aplicación del Software QRod



**Figura C.1.** Eficiencia volumétrica estimada del prediseño de la unidad BM, Pozo Fanny 20.



**Figura C.2.** Parámetros de ingreso y resultados del prediseño BM, Pozo Fanny 20.

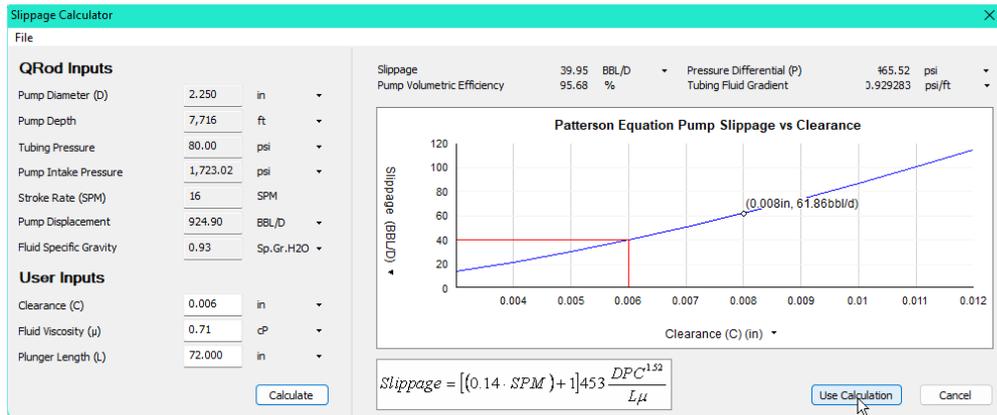


Figura C.3. Optimización de la longitud del plunger diseño BM, Pozo Fanny 20.

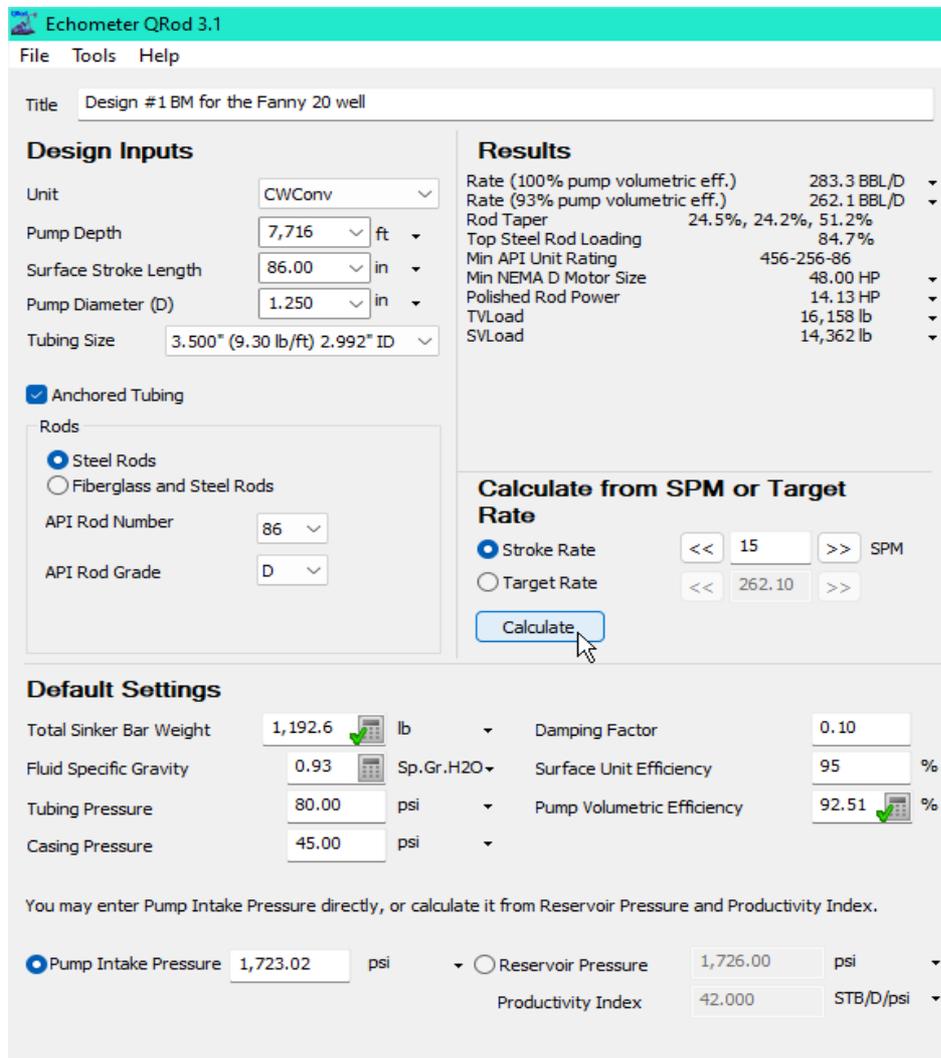


Figura C.4. Optimización de parámetros para el diseño BM, Pozo Fanny 20.

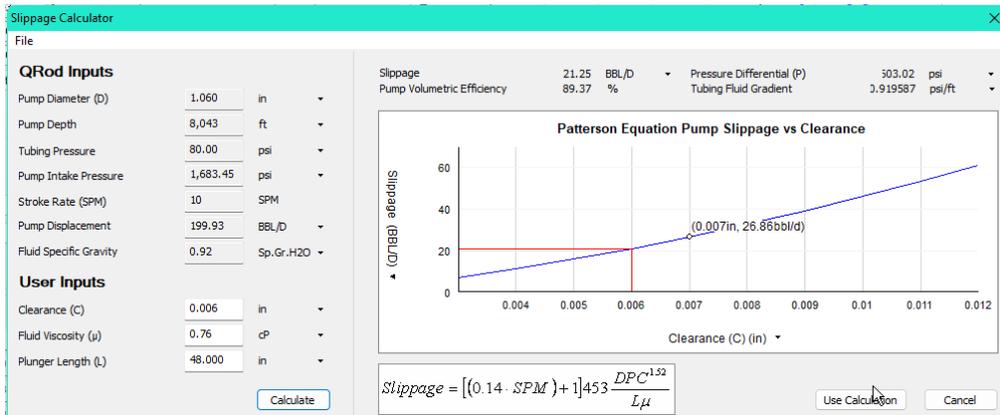


Figura C.5. Eficiencia volumétrica estimada del prediseño de la unidad BM, Pozo Fanny 61

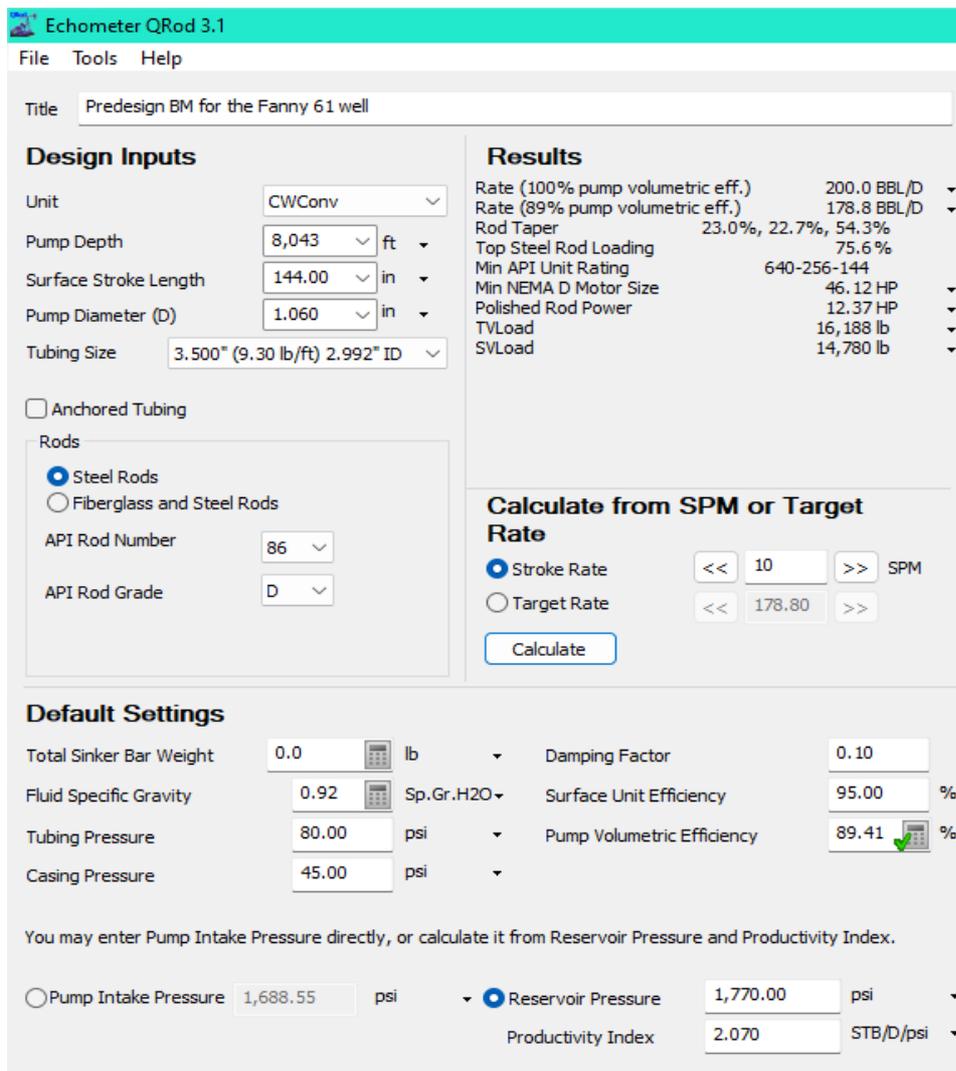


Figura C.6. Parámetros de ingreso y resultados del prediseño BM, Pozo Fanny 61.

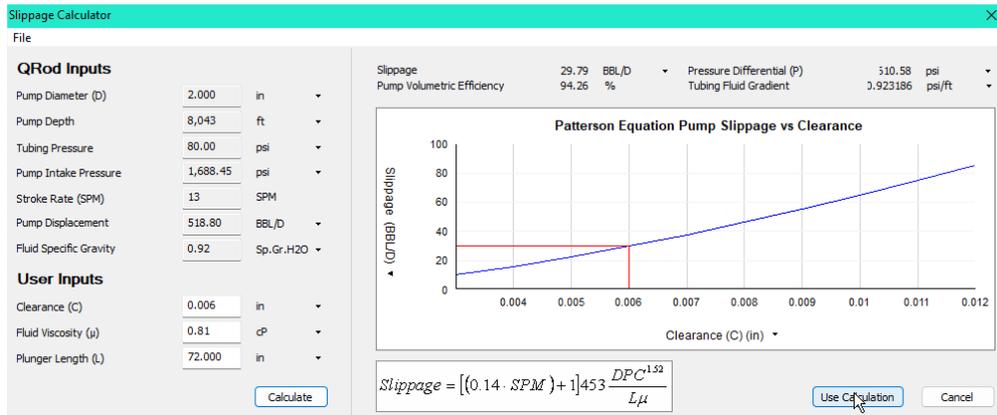


Figura C.7. Optimización de la longitud del plunger diseño BM, Pozo Fanny 61.

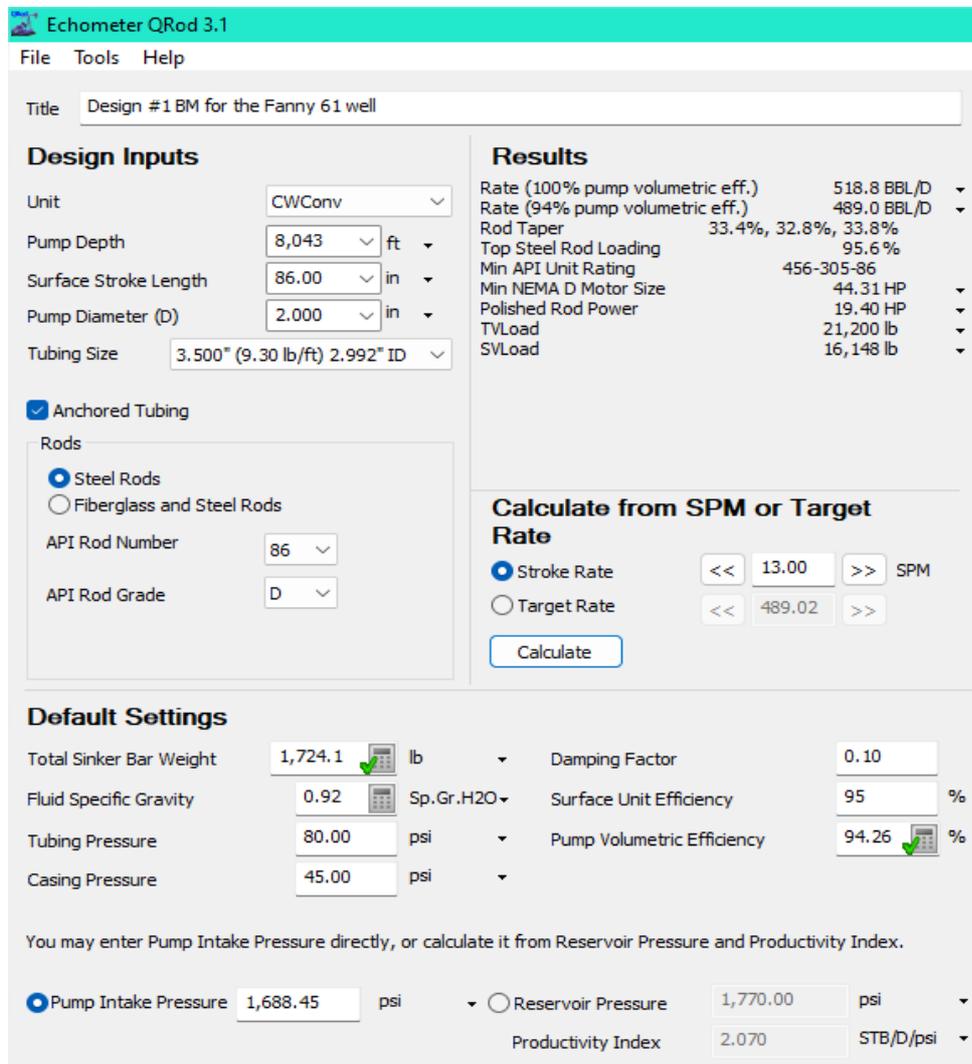


Figura C.8. Optimización de parámetros para el diseño BM, Pozo Fanny 61.