



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN BOMBEO  
MECÁNICO EN EL CAMPO PUCUNA

### **PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

### **Ingeniero en Petróleo**

Presentado por:

Kevin Angel Obregón Solórzano

Camilo Alejandro Mera Gándara

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2019

## DEDICATORIA

El resultado de mis arduas horas de estudio se lo dedico a las personas que estuvieron conmigo en el proceso: mamá y papá, mis pilares fundamentales, mi motor de vida y mi más grandes admiración y ejemplo. Mamá que siempre supo que debía empujarme a realizar cosas que me daban miedo y a papá por brindarme siempre su apoyo en todos mis proyectos. A mi hermana, la niña de mis ojos, que con su rebeldía me inspira a no conformarme con lo socialmente establecido como correcto, sino a ir más allá, a crecer de todas las formas posibles porque la vida es solo una y debo vivirla bien. A mis abuelos, que me han regalado una infancia bendecida, que me dieron todo el amor y afecto que un niño necesita, que me dieron sus brazos siempre como lugar seguro ante regaños, que me miraron con indescriptible ternura y me enseñaron que el amor es infinito en la familia.

A mis tías, mis cómplices, mis más grandes animadoras, las que siempre creyeron que este día llegaría, las que me veían llegar cada día de noche para darme ánimo y hacerme saber que todo tendría su recompensa. A mis primos, que amo como a hermanos, porque no hay recuerdo que tenga lejos de ellos, porque todo con ellos es mejor, porque tenerlos es tener asegurada la diversión. A mis amigos que fueron de gran apoyo en las largas horas de estudio. A todos y cada uno de ellos por su amor, por su apoyo, por su paciencia. Este día llegó y no es solo mío, es de todos nosotros. Gracias, totales.

**Kevin Angel Obregón Solórzano**

A mis padres por su sacrificio y apoyo en mis estudios y culminación de mi título profesional y por ser el motor que impulsará mi vida hacia el éxito.

A mis hermanas como ejemplo de superación.

A mis abuelitos, tíos, primos que siempre me dieron su apoyo y me enseñaron que los sueños se pueden cumplir.

En el cielo, a mi tía Mariana y a mi abuelita Augustita que me guiaron y me llenaron de ternura en mis primeros años de mi vida

**Camilo Alejandro Mera Gándara**

## **AGRADECIMIENTO**

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral. A mis profesores que con cada catedra que impartían podía crecer en lo académico y ético, en especial a: Ingeniero Fernando Sagnay, Ingeniero Danilo Arcentales. Al Ingeniero Richard Landi quien me guio y apoyo en todo el proceso de este proyecto. Al Licenciado Edwin Franco quien fue mi apoyo en los primeros pasos de esta meta. A toda mi familia por su apoyo incondicional y por estar presente en toda circunstancia de mi vida. A mis padres María Solórzano, Angel Obregón y a mi hermana Dayanna Obregón por ser mi pilar fundamental y decirme siempre que lo puedo lograr.

**Kevin Angel Obregón Solórzano**

La verdadera felicidad se encuentra en la gratitud.

Agradezco a Dios, que existe dentro de mí, por ser mi guía espiritual y permitir culminar con éxito mis estudios.

A la universidad Politécnica del Litoral, ESPOL por haberme permitido formarme y en ella gracias a todas las personas que fueron partícipes de este proceso ya sea de manera directa e indirecta.

Gracias a los ingenieros Danilo Arcentales y Fernando Sagnay, directores de tesis, por sus valiosas sugerencias y por haber tomado la decisión de enseñar e impartir sus conocimientos.

Gracias al ingeniero Richard Landi, por haberme guiado en el desarrollo de esta tesis y por cada detalle y momento dedicado para aclarar cualquier duda que me surgiera.

Gracias a mi abuelo, ingeniero Jorge Gándara pilar fundamental al escoger mi carrera profesional.

Gracias a mis padres por haberme dado educación, un hogar donde crecer y valores que hoy definen mi vida.

**Camilo Alejandro Mera Gándara**

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Kevin Angel Obregón Solórzano* y *Camilo Alejandro Mera Gándara* y damos consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

---

Kevin Angel Obregón  
Solórzano

---

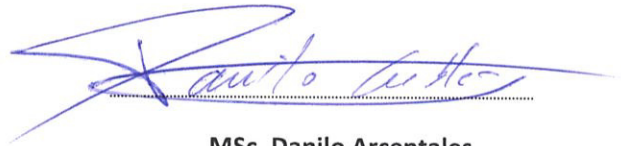
Camilo Alejandro Mera  
Gándara



## EVALUADORES

---

**MSc. Fernando Sagnay**  
PROFESOR DE LA MATERIA



**MSc. Danilo Arcentales**  
PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

El presente proyecto consiste en la implementación de bombeo mecánico en el campo Pucuna, específicamente en los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17D. Actualmente, dichos pozos trabajan con sistema de bombeo hidráulico y la principal causa del cambio del sistema del levantamiento artificial es el alto costo que representa, y tomando en cuenta la baja producción con la que se manejan, no resulta económicamente rentable seguir produciendo con dicho sistema. Los datos a tomarse cuenta para el diseño del sistema de bombeo mecánico son presión de reservorio, profundidad de la bomba, profundidad de la arena, BSW, grado API, IPR, presión de fondo fluyente, diámetro interno y externo de tubería (tubing y casing) y producción deseada.

Se procederá a la descripción de las facilidades de superficie con las que cuenta la estación, incluyendo los equipos y componentes que forman parte del sistema de bombeo hidráulico. Se describirá también al sistema de bombeo mecánico, sus componentes de fondo y superficie, proceso de funcionamiento y parámetros importantes a considerar. Para el desarrollo de un análisis correcto de la implementación de bombeo mecánico, se trabajó con el software PIPESIM para el análisis nodal de los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17D para luego proceder a diseñar el sistema de bombeo mecánico con el programa RODSTAR. El presente trabajo tiene fundamentos teóricos-técnicos que se describen en cuatro capítulos a continuación:

El primer capítulo abarca el problema a tratar, objetivos y marco teórico que justifica el desarrollo del presente proyecto. Luego, en el capítulo dos se describe la metodología que se utilizara para el desarrollo del tema a tratar. Continuando con la estructura, en el capítulo tres se presenta los resultados obtenidos a través del análisis de la metodología de investigación. Finalmente, en el capítulo cuatro se muestran las conclusiones y recomendaciones que se deben tomar en cuenta al momento de implementar el sistema de bombeo mecánico.

Palabras Clave: Levantamiento artificial, bombeo mecánico, bombeo hidráulico.

## ***ABSTRACT***

The present project consists in the implementation of mechanical pumping in the Pucuna field, specifically in the wells Pucuna 6 and Pucuna 17D. Currently, these wells work with hydraulic pumping system and the main cause of the change of the system of artificial lifting is the high cost that represents, and taking into account the low production with which they are handled, it is not economically profitable to continue producing with this system . The data to be considered for the design of the mechanical pumping system are reservoir pressure, pump depth, sand depth, BSW, API grade, IPR, flowing bottom pressure, internal and external pipe diameter (tubing and casing) and desired production.

The description of the surface facilities that the station has, including the equipment and components that are part of the hydraulic pumping system, will be described. The mechanical pumping system, its background and surface components, operating process and important parameters to be considered will also be described. For the development of a correct analysis of the mechanical pumping implementation, we worked with the PIPESIM software for the nodal analysis of the Pucuna 6 and Pucuna 17D wells and then proceeded to design the mechanical pumping system with the RODSTAR program. The present work has theoretical-technical foundations that are described in four chapters below:

The first chapter covers the problem in question, objectives and theoretical framework that justifies the development of this project. Then, chapter two describes the methodology that will be used to develop the topic to be discussed. Continuing with the structure, chapter three presents the results obtained through the analysis of the research methodology. Finally, chapter four shows the conclusions and recommendations that must be considered when implementing the mechanical pumping system.

Keywords: Artificial lifting, mechanical pumping, hydraulic pumping

# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES .....	IX
RESUMEN .....	X
ABSTRACT .....	XI
1.1 Preámbulo.....	2
1.2 Descripción del problema.....	3
1.2.1 Planteamiento del problema .....	3
1.2.2 Justificación .....	4
1.3 Objetivos .....	4
1.3.1 Objetivo general.....	4
1.3.2 Objetivos específicos .....	4
1.4 Marco teórico .....	5
1.4.1 Descripción del campo Pucuna .....	5
1.4.2 Ubicación .....	6
1.4.3 Geología .....	8
1.4.4 Estratigrafía del campo .....	8
1.4.5 Facilidades de producción .....	12
1.4.6 Componentes de la Estación .....	13
1.4.6.1 Manifold.....	13
1.4.6.2 Compresores de aire.....	13
1.4.6.3 Separadores bifásicos .....	14
1.4.6.4 Bota de gas .....	14
1.4.6.5 Tanque de lavado.....	15
1.4.6.6 Tanque de surgencia.....	16
1.4.6.7 Sistema Centralizado Power Oil.....	16
1.4.6.8 Sistema de Reinyección de agua .....	17
1.4.6.9 Sistema contra incendios .....	18
1.4.6.10 Generación Eléctrica .....	18
1.4.7 Sistema de levantamiento artificial.....	19
1.4.7.1 Levantamiento artificial.....	19
1.4.7.2 Principales sistemas de levantamiento artificial .....	19
1.4.7.3 Sistema de levantamiento artificial en el Campo Pucuna.....	20
1.4.7.4 Descripción del bombeo hidráulico tipo jet .....	20

1.4.7.5	Diagrama de flujo de bombeo hidráulico .....	20
1.4.7.6	Sistema de inyección del fluido motriz .....	22
1.4.7.7	Componentes del bombeo hidráulico .....	24
1.4.7.8	Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico .....	28
1.4.7.9	Bombeo mecánico.....	29
1.4.7.10	Diagrama de flujo del bombeo mecánico .....	30
1.4.7.11	Componentes del bombeo mecánico .....	30
1.4.7.12	Tipos de unidad de bombeo .....	35
1.4.7.13	Designación API de las unidades.....	39
1.4.7.14	Ventajas y desventajas del bombeo mecánico .....	39
2.	METODOLOGÍA .....	41
2.1	Desarrollo.....	42
2.2	Validación de datos Pucuna 06.....	42
2.3	Validación de datos Pucuna 17D .....	44
2.4	Análisis nodal .....	45
2.4.1	Capacidad de producción del sistema .....	48
2.4.2	Curva de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas VLP / IPR. 50	
2.4.3	Balance de energía .....	50
2.4.4	Optimización global del sistema .....	51
2.5	Análisis de curvas de declinación .....	52
2.5.1	Tipos de curvas de declinación.....	52
2.5.2	Declinación exponencial .....	53
2.5.3	Declinación armónica.....	54
2.5.4	Declinación Hiperbólica .....	54
2.6	Determinación de análisis PVT .....	54
2.6.1	Muestreo de fluido .....	54
2.6.2	Muestras de fondo .....	55
2.6.3	Muestras recombinadas.....	56
2.6.4	Muestras de flujo.....	56
2.7	Prueba de nivel de fluido.....	56
2.7.1	Test de nivel acústico de fluido .....	57
2.8	Diseño de bombeo mecánico.....	57
2.8.1	Fundamento API RP 11L .....	58
2.8.2	Procedimiento API RP 11L .....	60
2.8.3	Información requerida por el método API RP11L .....	60
2.8.4	Parámetros del método API RP11L .....	61

2.8.5	Nomenclatura del método API RP 11L .....	61
2.8.6	Variables Independientes .....	63
2.8.7	Procedimiento para el cálculo de los parámetros de operación.....	64
2.8.8	Rodstar .....	68
3.	DESARROLLO Y ANÁLISIS.....	69
3.1	Análisis del diseño mecánico de los pozos .....	70
3.2	Varillas de bombeo para el pozo Pucuna 6 y Pucuna 17 .....	70
3.3	Tipo de motor utilizado para el Pucuna 6 y Pucuna 7 .....	72
3.4	Datos actuales del campo Pucuna .....	73
3.5	Pucuna 6.....	74
3.5.1	Análisis nodal.....	74
3.5.2	Diseño mecánico .....	74
3.5.3	Diseño de varilla .....	77
3.5.4	Gráfica de la carta dinamométricas de superficie y de fondo .....	77
3.5.5	Gráfica del torque de la caja de engranaje .....	78
3.5.6	Designación API de la bomba.....	80
3.5.7	Diagrama actual del pozo Pucuna-06.....	81
3.5.8	Diagrama del pozo Pucuna-06 con bombeo mecánico.....	82
3.6	Pucuna 17D .....	83
3.6.1	Análisis nodal.....	83
3.6.2	Diseño mecánico .....	83
3.6.3	Diseño de varilla .....	86
3.6.4	Gráfica de la carta dinamométricas de superficie y de fondo .....	86
3.6.5	Gráfica del torque de la caja de engranaje .....	87
3.6.6	Designación API de la bomba.....	89
3.6.7	Diagrama actual del pozo Pucuna-17D .....	90
3.6.8	Diagrama del pozo Pucuna-17D con bombeo mecánico .....	91
3.6.9	Grafica de cargas laterales .....	92
3.6.10	Grafica de gravedad del dogleg.....	92
3.6.11	Grafica de desviación del pozo Pucuna-17D.....	93
3.6.12	Reporte del pozo Pucuna-17D .....	94
3.7	Unidades de bombeo requeridas .....	95
3.8	Unidades de bombeo mecánico de Petroamazonas disponibles en Auca.....	95
4.	ANÁLISIS Y CONCLUSIONES.....	98
4.1	Conclusiones.....	99
4.2	Recomendaciones .....	100

Bibliografía .....	101
Anexos .....	104

## ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute. Instituto Americano del Petróleo.
bbl, bbls	Barrel, barrels. (barril, barriles)
bbl/d, BPD	Barrels per day. (barriles por día)
bbl/h, BPH	Barrels per hour. (barriles por hora)
BS&W	Agua y sedimento (S&W)
BHJ	Bombeo hidráulico tipo jet
BM	Bombeo mecánico
MTU	Unidad de prueba móvil.
D/P	Diferencial Pressure (Presión Diferencial.)
IP	Institute of Petroleum (Instituto de Petróleo)
OD	Outside Diameter. (Diámetro Externo)
PI	Presión inicial
ppm	Parts per million. (Partes por millón)
psi	pounds per square inch. (libras por pulgada cuadrada)
psig	pounds per square inch gauge. (Libras por pulgada cuadrada manométrica)
PT	Indicador de Temperatura
rpm	Revoluciones por minuto



## SIMBOLOGÍA

°API =	Gravedad API
BSW =	Contenido de agua libre y sedimentos
ft =	Feet
h =	Hora
in =	Pulgada
IPR =	Curva de afluencia del pozo
lbf =	Libras fuerza
°F =	Grados fahrenheit
Pi =	Presión inicial
Pr =	Presión de reservorio
mm =	Milímetros
Psi =	Presión
Psia =	Presión absoluta
STB =	Stock tank barrel
° =	Grados

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa general de ubicación del campo Pucuna.....	6
Figura 1.2 Mapa general de ubicación del campo Pucuna.....	7
Figura 1.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente .....	10
Figura 1.4 Columna Estratigráfica General del Campo Pucuna .....	11
Figura 1.5 Manifold.....	13
Figura 1.6 Compresor de aire .....	13
Figura 1.7 Separadores bifásicos.....	14
Figura 1.8 Bota de gas .....	15
Figura 1.9 Tanque de lavado .....	15
Figura 1.10 Tanque de surgencia .....	16
Figura 1.11 Sistema centralizado Power Oil .....	17
Figura 1.12 Sistema de Reinyección de agua.....	17
Figura 1.13 Sistema contra incendios .....	18
Figura 1.14 Sistema típico de bombeo hidráulico tipo pistón o jet .....	22
Figura 1.15 Sistema de fluido motriz cerrado.....	23
Figura 1.16 Sistema de fluido motriz abierto .....	24
Figura 1.17 Componentes de una unidad de prueba (MTU).....	28
Figura 1.18 Equipos de superficie y subsuelo del Sistema de bombeo mecánico .....	31
Figura 1.19 Caja de Engranajes.....	34
Figura 1.20 Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.....	36
Figura 1.21 Unidad de Bombeo Mecánico Mark II .....	37
Figura 1.22 Unidad de Bombeo Mecánico Balanceada por Aire .....	38
Figura 1.23 Designación Unidades de Superficie .....	39
Figura 2.24 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 06.....	43
Figura 2.26 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 17D .....	45
Figura 2.27 Sistema de producción y pérdidas de presión asociadas .....	46
Figura 2.28 Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico .....	47
Figura 2.29 Nodo en el fondo del pozo .....	49
Figura 2.30 Nodo en el cabezal del pozo .....	49
Figura 2.31 Curva VLP vs IPR .....	50
Figura 2.32 Clasificación de las curvas de declinación .....	53

Figura 2.33 Equipo para tomar muestra de fondo .....	55
Figura 2.34 Toma de nivel de fluido .....	57
Figura 2.35 Similitud de cartas dinagráficas en función de los parámetros adimensionales API RP 11L .....	59
Figura 2.36 Nomenclatura para el método API RP 11L .....	61
Figura 3.37 Curvas de rendimiento típicas del motor Nema D.....	72
Figura 3.38 Análisis nodal Pucuna 6 .....	74
Figura 3.39 Resultado del diseño de bombeo mecánico para el pozo Pucuna 6 .....	76
Figura 3.40 Carta dinamométrica del Pucuna 6 .....	78
Figura 3.41 Torque máximo en la caja de engranajes .....	79
Figura 3.42 Diagrama actual del Pozo Pucuna 6 .....	81
Figura 3.43 Diagrama del pozo Pucuna 6 con bombeo mecánico .....	82
Figura 3.44 Análisis nodal del pozo Pucuna 17 .....	83
Figura 3.45 Resultado del diseño de bombeo mecánico para el pozo Pucuna 17 .....	85
Figura 3.46 Carta dinamométrica del pozo Pucuna 17 .....	87
Figura 3.47 Torque máximo en la caja de engranajes .....	87
Figura 3.48 Diagrama actual del pozo Pucuna 17 .....	90
Figura 3.49 Diagrama del pozo Pucuna 17 con bombeo mecánico .....	91
Figura 3.50 Diagrama de cargas laterales del pozo Pucuna 17 .....	92
Figura 3.51 Dogleg en el pozo Pucuna 17 .....	93
Figura 3.52 Grafica de desviación del pozo Pucuna 17 .....	93

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Parámetro del pozo Pucuna 06 .....	42
Tabla 2.2 Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 06 .....	43
Tabla 2.3 Parámetro del pozo Pucuna 17D .....	44
Tabla 2.4 Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 17D .....	44
Tabla 3.5 Propiedades químicas y mecánicas de las varillas .....	70
Tabla 3.6 Indicador de peso máximo recomendado a la tracción .....	71
Tabla 3.7 Datos del Campo Pucuna .....	73
Tabla 3.8 Datos para el Diseño Mecánico del Pucuna 6.....	75
Tabla 3.9 Tabla de diseño y análisis de tensión de la sarta de varillas en el pozo Pucuna 6 .....	77
Tabla 3.10 Puntuación del diseño del sistema .....	79
Tabla 3.11 Designación API de la bomba para el Pozo Pucuna 6 .....	80
Tabla 3.12 Datos para el diseño mecánico del pozo Pucuna 17.....	84
Tabla 3.13 Tabla de diseño y análisis de tensión de la sarta de varillas en el pozo Pucuna 6 .....	86
Tabla 3.14 Puntuación del diseño del sistema del pozo Pucuna 17 .....	88
Tabla 3.15 Designación API de la bomba en el pozo Pucuna 17.....	89
Tabla 3.16 Reporte final del pozo Pucuna 17 .....	94
Tabla 3.17 Unidad de bombeo requerida para los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17 .....	95
Tabla 3.18 Stock de Petroamazonas de unidades de bombeo mecánico.....	95

# **CAPÍTULO 1**

## **1. INTRODUCCIÓN**

## 1.1 Preámbulo

El Ecuador se convierte en un país petrolero, a partir del descubrimiento del pozo Ancón ubicado en la península de Santa Elena, proyecto a cargo de la empresa petrolera Anglo; pero su génesis de producción se da a partir de 1925 y comienza con la etapa de exportación en 1928, a cantidades pequeñas con respecto a otros países.

El descubrimiento de hidrocarburos en la Región Amazónica hace que en 1968 se reactive el interés de las compañías extranjeras, otorgando el Estado ecuatoriano más de 4 millones de hectáreas a siete compañías para la exploración y explotación de petróleo en la zona" (Víctor Guevara,2001, IAEN)

Por lo tanto, es la península de Santa Elena y la región amazónica los iconos de la explotación petrolera en La República del Ecuador que abarcan 83 bloques petroleros.

La cuenca oriental ecuatoriana ubicada en la región amazónica posee alrededor de 30.000 millones de barriles de petróleo en sitio, acumulados en 100 campos distintos.

En la actualidad a lo largo del territorio ecuatoriano nos encontramos con campos maduros.

Los campos petroleros maduros son aquellos que se encuentran en producción por varios años, en consecuencia, sus volúmenes diarios evidencian una curva de producción declinatoria. Como parte de la ejecución de los campos maduros se tendrán proyectos de recuperación mejorada usando nuevas aplicaciones que permitan aumentar el factor de recobro de los reservorios. (Diego Márquez, Julia Carrera,2017)

El campo Pucuna esta denominado como campo maduro debido a su decaimiento en la producción, etapa en la que se deben realizar análisis que permitan visualizar opciones viables de tal forma que este no se convierta en un campo marginal.

El sistema de bombeo hidráulico que presenta cada uno de los pozos del campo fue diseñado para cumplir las expectativas de la época, pero el contraste actual que nos presenta el campo indica que ya no es el sistema indicado para la extracción de crudo. Este método genera una eficiencia entre el 10% - 20%, niveles bajo para cubrir la demanda que cada vez tiende a elevarse, es por eso, que se expone el sistema de bombeo mecánico como una solución que potencie y reactive la producción en decaimiento del campo Pucuna.

Actualmente los costos de producción por barril, mediante el sistema de bombeo hidráulico son elevados si lo comparamos con el estado actual del campo y la situación económica que atraviesa el país, estableciendo como base fundamental la reducción del costo operacional damos un claro contraste teniendo en cuenta la aplicación del bombeo mecánico elevando así los niveles de eficiencia del campo hasta un 55%.

Debido a esto, el proyecto se enfoca en realizar un estudio técnico y económico del sistema de producción bombeo mecánico en el campo Pucuna, que consiste en diseñar las unidades de bombeo mecánico para los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17D que se encuentran en producción y verificar su factibilidad con el objetivo de reducir gastos y que a su vez mantenga el manejo óptimo de producción.

## **1.2 Descripción del problema**

### **1.2.1 Planteamiento del problema**

El campo Pucuna utiliza como sistema de levantamiento artificial el bombeo hidráulico tipo jet. El bombeo hidráulico ha tenido gran aceptación en los últimos años ya que ofrecen ventajas que lo diferencian de otros sistemas artificiales, pero bajo el contexto actual del campo y los criterios económicos, los cuales son influenciados para el requerimiento del tipo de levantamiento a utilizar, la producción actual del campo no compensa el gasto realizado por este sistema viendo abocado al análisis e

implementación de otros métodos de levantamiento artificial con mejor rentabilidad y eficiencia.

### **1.2.2 Justificación**

La implementación de un sistema de bombeo mecánico en los pozos productores que me permita mantener o mejorar los niveles de producción de crudo y reducir el costo de este. El diseño del sistema de levantamiento artificial de acuerdo a las condiciones de reservorio y a las características de los fluidos en juego permitirá evaluar el funcionamiento de cada uno de los pozos con el fin de optimizar costos.

Finalmente, este trabajo permite resolver la problemática mediante una alternativa que posibilita la producción de crudo con bombeo mecánico, analizando los aspectos operacionales, técnicos y económicos.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Optimizar el sistema de producción del campo Pucuna a bombeo mecánico con el fin de mejorar su eficiencia de producción y reducir gastos operativos.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Describir los parámetros necesarios para implementar el bombeo mecánico.
- Analizar los resultados obtenidos en el proyecto mediante la aplicación del software RODSTAR.
- Identificar cuál será el tipo de bombeo mecánico que se implementará en el campo.
- Diseñar la combinación de varillas a implementarse en pozos seleccionados para el cambio de levantamiento artificial a bombeo mecánico.



## **1.4 Marco teórico**

### **1.4.1 Descripción del campo Pucuna**

PETROAMAZONAS EP nace a partir de la necesidad de administrar, explorar y explotar el hidrocarburo ecuatoriano. Se encuentra operando 21 bloques petroleros; de estos, 3 se encuentran localizados en la costa y 18 en la cuenca oriente.

Entre estos, se encuentra el campo Pucuna, descubierto por la Compañía Texaco en el año de 1970. El primer pozo perforado fue Pucuna-01, con una producción inicial de 740 BPPD de la arenisca Hollín y 230 BPPD de la arenisca "T", considerado en ese entonces no rentable. Luego, esta área fue otorgada a CEPE, la cual perforó el pozo de desarrollo Pucuna-02 del cual obtuvo una mejor producción, alrededor 4000 BPPD, considerándose económicamente rentable.

En el año 2008, el campo fue adjudicado como campo Marginal al consorcio Petrolero CPA, al cual nominó a SUELOPETROL como compañía operadora y entró en operación el 18 de abril del 2008 con una producción aproximada de 2.200 BPPD.

El 18 de enero del 2011 el campo fue revertido al Estado ecuatoriano, dado que no se llegó a un acuerdo en la negociación con SUELOPETROL y pasa a ser operado nuevamente por PETROECUADOR EP.

Durante este tiempo se contó con 12 pozos productores y 1 pozo reinyector con una producción aproximada de 2300 BPPD.

Ahora el campo cuenta con 17 pozos de los cuales 13 pozos se encuentran en producción, 1 pozo es inyector, 1 pozo es reinyector y 2 pozos en workover, contando con una producción de 2913.66 BFPD de los cuales 1756.42 BPPD y 1157 BAPD.

## 1.4.2 Ubicación

El Campo Pucuna se encuentra ubicado en la provincia Francisco de Orellana, a 25 km de la ciudad del Coca, en el centro oeste de la cuenca oriente; al norte el campo Palo Azul; al suroeste de los campos Paraíso, Biguno, Huachito, y al este el campo Sacha.

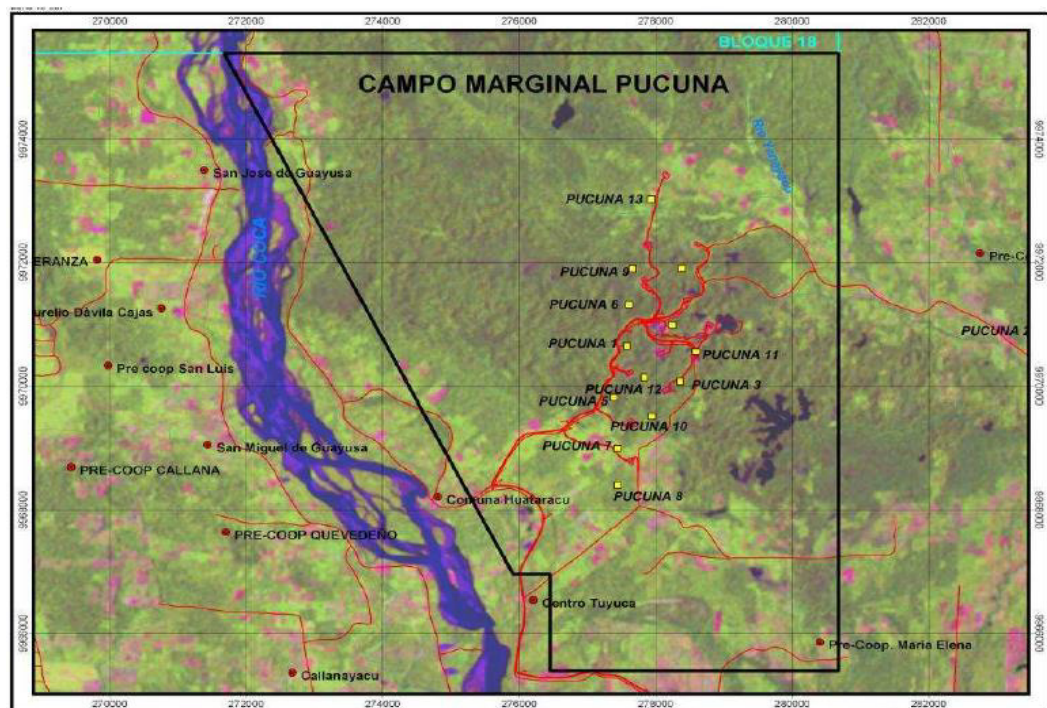
La ubicación geográfica del campo se suscribe a:

LONGITUD 76°58' 00" OESTE

77°04' 00" OESTE

LATITUD 00°13' 00" SUR

00°18' 00" SUR



**Figura 1.1** Mapa general de ubicación del campo Pucuna

Fuente: Departamento de Cartografía (PETROECUADOR, 2012)

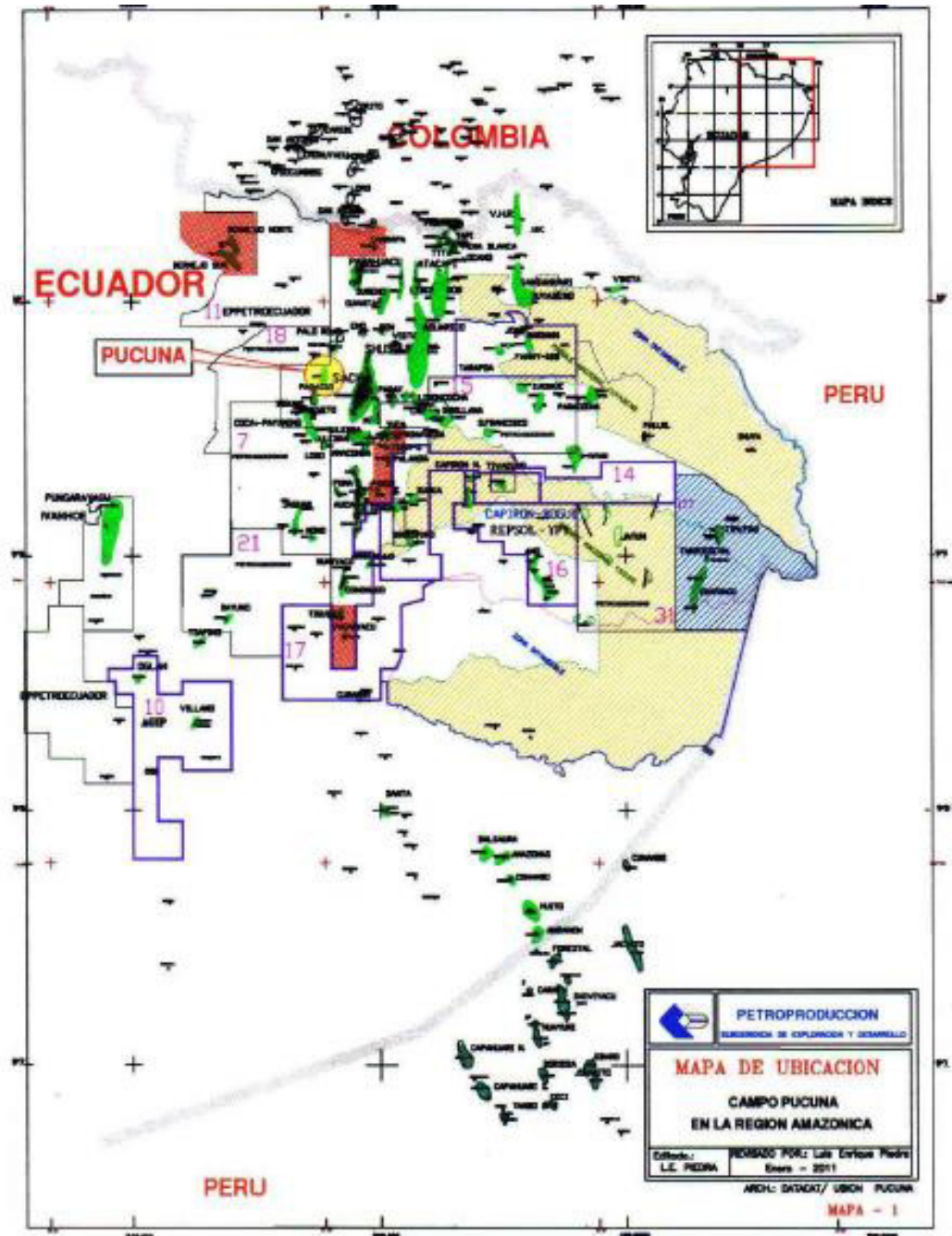


Figura 1.2 Mapa general de ubicación del campo Pucuna

Fuente: Departamento de Cartografía(PETROECUADOR, 2012)

### **1.4.3 Geología**

El campo Pucuna corresponde al Dominio Central o Corredor Sacha - Shushufindi, presentado como uno de los campos petrolíferos más importantes. Presenta un anticlinal asimétrico por fallas donde el eje mayor se orienta en dirección NE-SO (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

En general la topografía es regular de tierra firme y está formado por una zona plana con suelos arcillosos de textura delgada y características ferruginosas y suelos negros de textura media. Este campo se encuentra acotado en la parte este y oeste por fallas inversas que son de bajo desplazamiento que pueden o no darse de barreras al flujo de fluidos. Los horizontes productores del campo son las arenas: Basal Tena, U, T y Hollín (Agila & Espinosa, 2012).

### **1.4.4 Estratigrafía del campo**

La estratigrafía que presenta el campo Pucuna está conformada por rocas que van desde la Edad del Jurásico al Cuaternario y presenta las siguientes formaciones: Chapiza, Hollín, Napo, Tena, Tiyuyacu y Orteguzza. (Agila & Espinosa, 2012).

- **Formación Chapiza:**

Consiste en delgadas capas de areniscas rojas pizarrosas que alternan con arcillolitas grises, se intercalan capas de areniscas blancas, conglomerados, areniscas pizarrosas en capas delgadas que tienen espesor de 5 a 30 cm. Esta formación ha presentado restos de plantas y capas delgadas de carbón.

- **Formación Hollín:**

Formada por una arenisca de color blanca y cuarzosa, presenta un rango de granulometría entre media y gruesa, tiene una alta porosidad y permeabilidad. Se encuentran impregnadas de hidrocarburos pesados (asfaltos).

- **Formación Napo:**

Presenta una sucesión de lutitas negras, calizas grises a negras y areniscas calcáreas con espesores menores de 200 metros hasta más de 700 metros. Consta de 4 divisiones: Napo Basal, Napo inferior, Napo medio y Napo superior.

- **Formación Tena:**

Esta formación es la más predominante. Está compuesta por arcillas y limolitas de color rojo. Posee un espesor de 1.260 pies.

- **Formación Tiyuyacu:**

Está conformada por Tiyuyacu inferior y Tiyuyacu Superior; la formación inferior consiste en areniscas, arcillolitas y conglomerados; la formación superior se encuentra rellena por conglomerados y areniscas. Similar a la formación Tiyuyacu Inferior, está compuesta por conglomerados en la base, arcillolitas y areniscas en el tope, la diferencia se torna en los conglomerados que son de cuarzo lechoso y translúcido, con tamaño de clasto que fluctúa entre los 2 y 3 cm.

- **Formación Orteguaza:**

Compuesta por areniscas grises y verdosas, y lutitas de color negro y gris muy oscuro. El color que presenta las lutitas indica que se trata de un ambiente reductor. El espesor de la formación es alrededor de 700 metros.

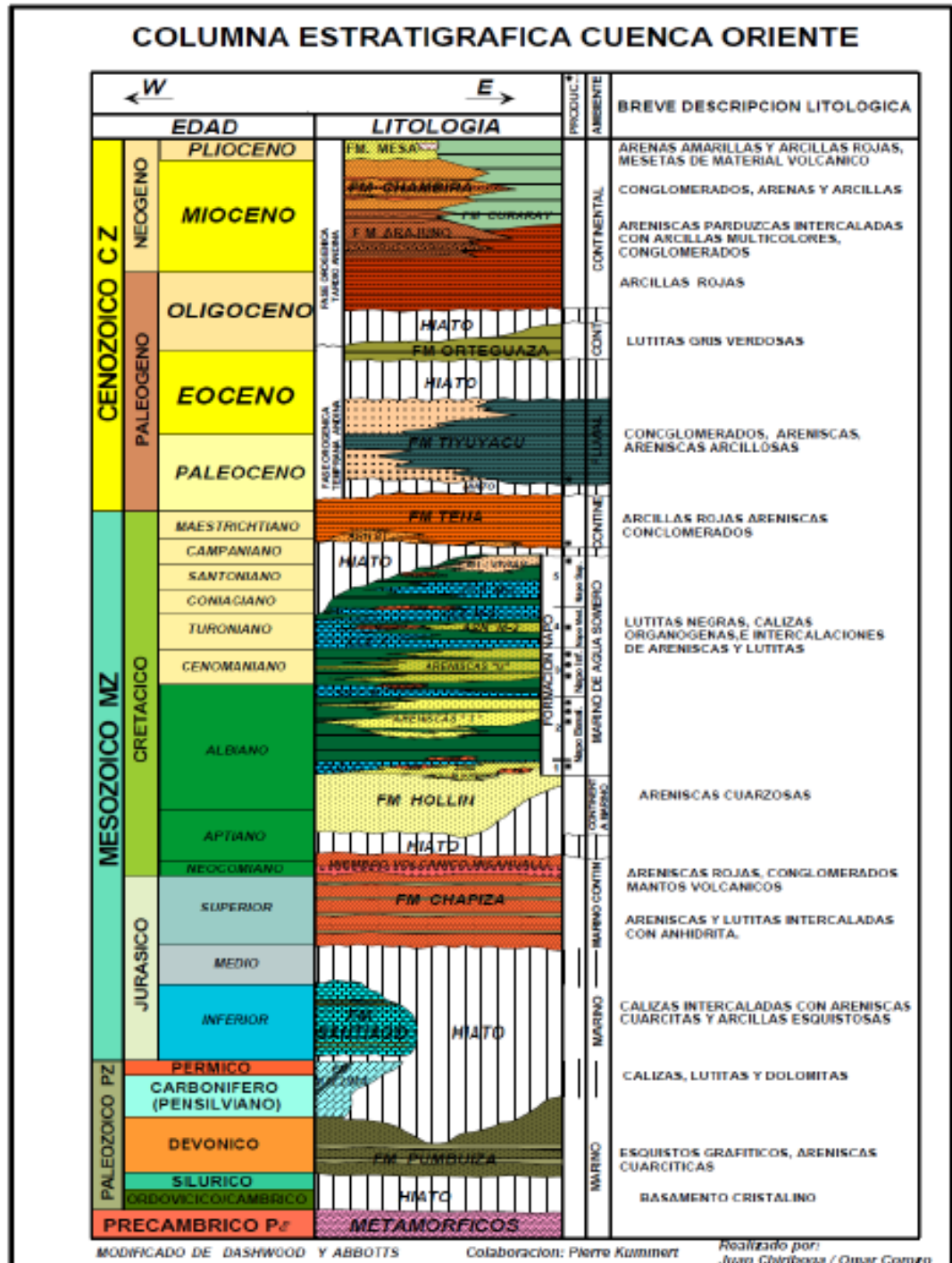


Figura 1.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente

Fuente: Departamento de Cartografía (PETROECUADOR, 2012)

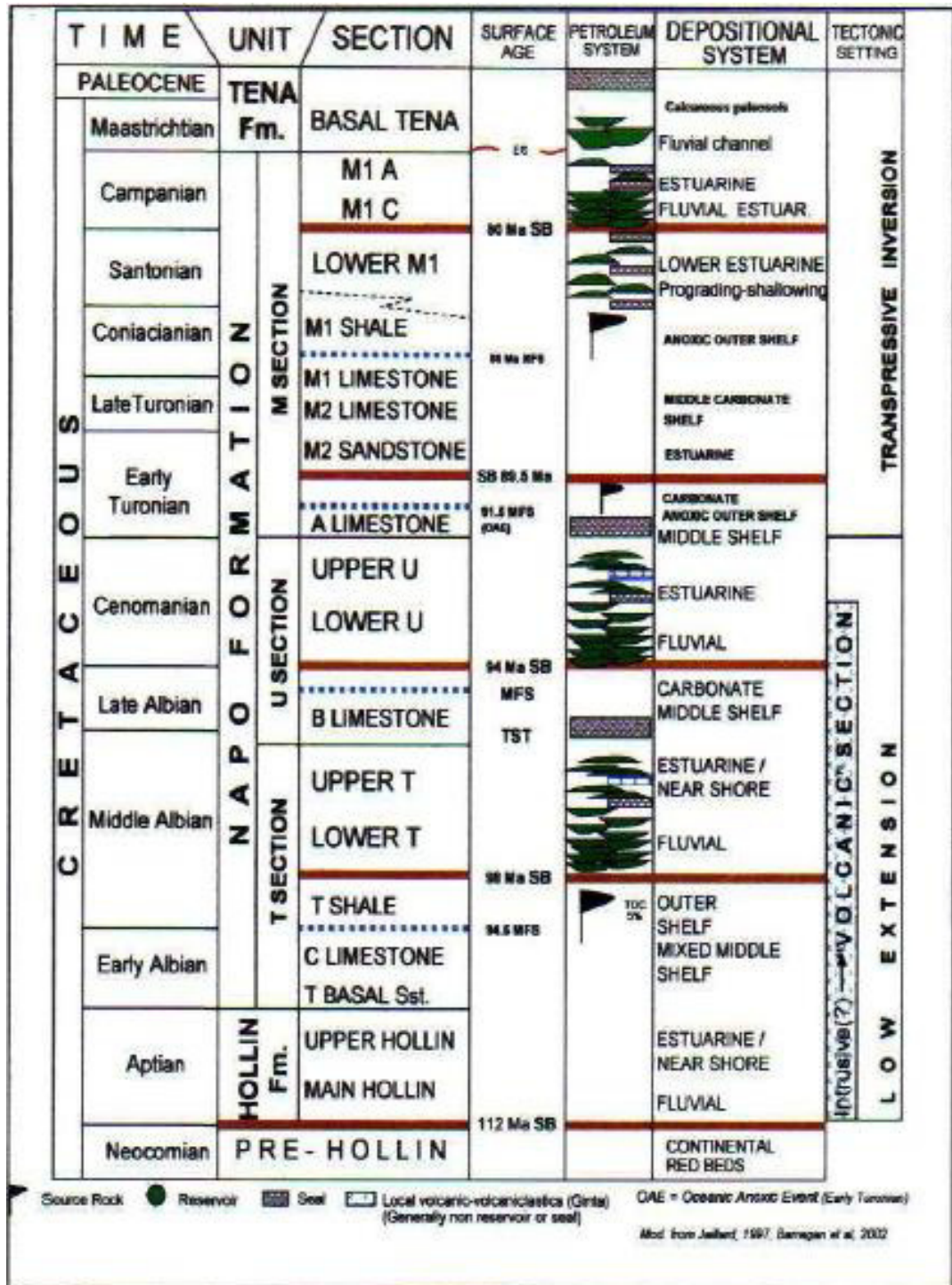


Figura 1.4 Columna Estratigráfica General del Campo Pucuna

Fuente: Departamento de Cartografía (PETROECUADOR, 2012)

#### **1.4.5 Facilidades de producción**

El campo Pucuna entrega la producción de sus 13 pozos productores a su estación de producción denominada "Estación de producción Pucuna" por medio de un manifold para posteriormente ser dirigidos a los procesos de separación, el fluido es dirigido hacia dos separadores bifásicos con capacidades de 5000 bls y 8000 bls, en estos separadores la gravedad cumple su trabajo separando el crudo y agua proveniente del manifold. Para obtener un desarrollo óptimo, a este proceso se inyecta químicos tales como:

- Antiespumantes
- Anticorrosivo
- Antiparafínicos
- Antiescala
- Demulsificante

Se continua con la operación dirigiendo el crudo obtenido hacia la bota de gas para retirar las partículas del gas inmersas en el crudo, el crudo sigue su camino hacia el tanque de lavado o "Gun Barrel" este ingresa por la parte inferior llevando a cabo la coalescencia del agua y así tener una mayor eficiencia en la separación agua - aceite, este es transferido al tanque de surgencia para eliminar lo que quede de agua en el crudo y así pasar a los tanques de almacenamiento.

Luego de todo el proceso de eliminación de agua y gas, el crudo es fiscalizado, además una parte de la producción diaria pasa a ser utilizada por el sistema Power Oil para los procesos de inyección que requiere el campo Pucuna y el restante es enviado a la planta de producción del Campo Pata.



## 1.4.6 Componentes de la Estación

### 1.4.6.1 Manifold

Es un conjunto de tuberías diseñadas para ejecutar la operación de distribución y monitoreo de los fluidos de la estación Pucuna.



**Figura 1.5 Manifold**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 1.4.6.2 Compresores de aire

Nos ayuda a incrementar la presión hasta llegar a los rangos requeridos por el sistema y así distribuirlos a los equipos que la empleen. La estación de producción Pucuna cuenta con dos compresores de los cuales una se encuentra en uso y el otro se lo dispone de back-up en caso de tener algún inconveniente con el principal.



**Figura 1.6 Compresor de aire**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 1.4.6.3 Separadores bifásicos

Los separadores bifásicos son los encargados de la separación del líquido y gas de los fluidos provenientes del pozo. Existen tres tipos de separadores bifásicos los cuales serán utilizados de acuerdo a los caudales de fluido que se entreguen.

- Separadores verticales para caudales aproximados de 2.25 m<sup>3</sup>/hora
- Separadores horizontales para caudales superiores a 2.25 m<sup>3</sup>/hora
- Separadores esféricos para caudales con alta presión (1000 psi)



**Figura 1.7 Separadores bifásicos**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 1.4.6.4 Bota de gas

La función de la bota de gas es la eliminar las partículas de gas que lograron pasar por el separador bifásico y que aún existen en el crudo, pasando el fluido a través de unos baffles.



**Figura 1.8 Bota de gas**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

#### **1.4.6.5 Tanque de lavado**

El tanque de lavado trabaja con una parte del contenedor ocupada con agua y la otra de crudo, el fluido proveniente de las etapas anteriores entra por la parte inferior; de esta forma, el crudo ingresado hace contacto con la parte de agua dando lugar a la coalescencia de las partículas más diminutas de agua, además se inyecta químicos para elevar la eficiencia de ruptura de emulsión.



**Figura 1.9 Tanque de lavado**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

#### 1.4.6.6 Tanque de surgencia

El crudo proveniente del tanque de lavado pasa al tanque de surgencia con el fin de almacenarlo, se dirige una parte al sistema Power Oil para su reinyección al pozo y la restante es transferida a la planta de producción del campo Pata.



**Figura 1.10 Tanque de surgencia**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

#### 1.4.6.7 Sistema Centralizado Power Oil

El campo Pucuna cuenta con el sistema centralizado Power Oil encargado de bombear el fluido motriz requerido por el sistema de bombeo hidráulico tipo jet. Trabaja a una presión constante de 4150 psi necesario para llevar los fluidos del pozo a superficie. El sistema cuenta con:

- 2 bombas booster
- 7 unidades quintuplex



**Figura 1.11 Sistema centralizado Power Oil**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

#### **1.4.6.8 Sistema de Reinyección de agua**

El sistema de reinyección se encarga de dirigir toda el agua obtenida en las facilidades de producción a los pozos reinyectores del campo Pucuna, este sistema cuenta con:

- 2 tanques de pulido
- 2 bombas booster de succión
- 2 bombas horizontales



**Figura 1.12 Sistema de Reinyección de agua**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

#### 1.4.6.9 Sistema contra incendios

La industria hidrocarburífera sector envuelto en altos rangos de riesgos es de gran importancia implementar los mecanismos adecuados para mitigar dichos eventos, es por eso por lo que es indispensable el sistema contra incendios, así evitamos cualquier evento que resulte en daño ya sea material o al personal de la planta, es cuenta con

- 1 tanque de agua reservorio
- 1 bomba mecánica
- 1 bomba eléctrica



**Figura 1.13 Sistema contra incendios**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

#### 1.4.6.10 Generación Eléctrica

La totalidad del requerimiento eléctrico del campo Pucuna es obtenido mediante la generación eléctrica de tres generadores de combustión interna, las características son:

- Generador 01 – capacidad 275 KW
- Generador 02 – capacidad 480 KW
- Generador 03 – capacidad 476 KW

## **1.4.7 Sistema de levantamiento artificial**

### **1.4.7.1 Levantamiento artificial**

Conforme avanza la explotación del yacimiento, la presión empieza a declinar hasta que la energía aportada por el yacimiento es insuficiente para elevar los fluidos a la superficie, es ahí donde los Ingenieros Petroleros empiezan a aplicar los avances tecnológicos para continuar explotando el yacimiento, tal como la recuperación secundaria, para mantener la presión de este, y los sistemas artificiales de producción para la extracción del hidrocarburo. (Hernández Cortés, 2000). Se trata de vencer la columna hidrostática del fluido al suministrar energía adicional al yacimiento. Existen dos formas de lograrlo: inyectando un fluido para alivianar la columna o mediante el uso de una bomba para brindar el empuje que necesita.

### **1.4.7.2 Principales sistemas de levantamiento artificial**

Para esto se emplean los siguientes sistemas de levantamiento artificial:

- Bombeo mecánico
- Bombero por Gas Lift
- Bombeo electro sumergible
- Bombeo hidráulico
- Bombeo por cavidades progresivas

#### **1.4.7.3 Sistema de levantamiento artificial en el Campo Pucuna**

El levantamiento artificial que se utiliza en el campo Pucuna es el bombeo hidráulico tipo jet, el cual utiliza como fluido motriz petróleo que permite descargar el fluido de formación al espacio anular; esto resulta en una mezcla que llega a la superficie para recibir el tratamiento requerido para su separación.

#### **1.4.7.4 Descripción del bombeo hidráulico tipo jet**

Es un sistema de levantamiento artificial que utiliza un fluido hidráulico para mover un motor y bomba reciprocante en el subsuelo con el fin de levantar el fluido a la superficie. La energía que opera a la bomba de profundidad es transmitida hidráulicamente, desde una unidad de poder en superficie.

El principio operativo del bombeo hidráulico, y de todos los sistemas hidráulicos, se basa en la Ley de Pascal. Esta ley dice que “si ejercemos una presión sobre una superficie de un fluido contenido en un recipiente, ésta se transmite a todas las superficies de este con igual intensidad”.

#### **1.4.7.5 Diagrama de flujo de bombeo hidráulico**

Los elementos principales de un sistema de bombeo hidráulico o Power Oil son:

- Tanque de petróleo motriz o tanque de surgencia
- Unidad triplex, quintuplex o bombas horizontales
- Central de control
- Cabezal del pozo
- Líneas de alta y baja presión

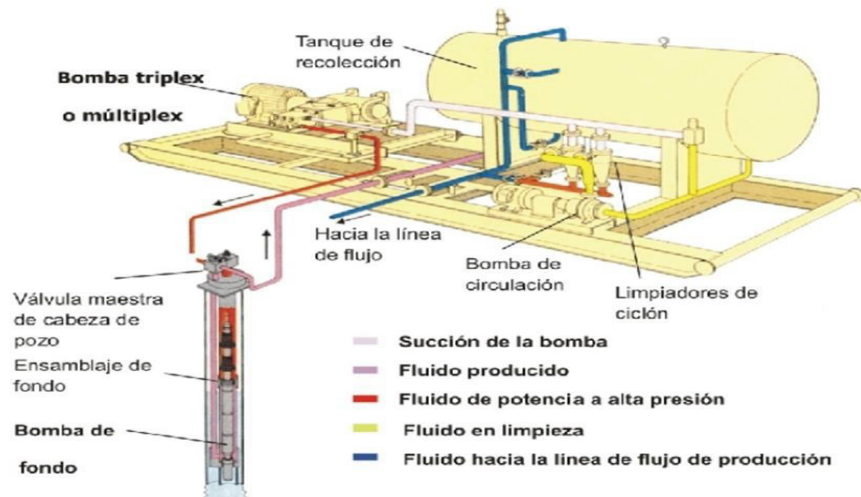


La unidad de poder recibe petróleo desde la parte superior del tanque de surgencia. Desde la unidad de poder, ya sean estas bombas triplex, quintuplex o bombas horizontales, se transmite a presión a una central de control de poder, y desde aquí se distribuye a los pozos.

En cada pozo el petróleo motriz circula hacia abajo por el tubing, opera la bomba hidráulica y luego vuelve a la superficie mezclado con el petróleo producido por el pozo. Esta mezcla de fluidos atraviesa un sistema de tratamiento requerido y entra por la parte superior del separador atmosférico, donde se separa el gas y lo elimina.

Desde el separador atmosférico el petróleo fluye hacia la parte inferior del tanque y se dispersa mediante un difusor, antes de comenzar su movimiento ascendente dentro del tanque.

La tubería de almacenaje, a mitad de la altura del tanque, se conecta de tal manera que mantenga el nivel de fluido cerca del techo del tanque, más arriba de la salida de petróleo hacia la unidad de poder. Esto proporciona una zona tranquila en el tanque, desde la cual el agua y los sólidos pueden separarse del petróleo antes de ser éste extraído para circular a través del sistema.



**Figura 1.14 Sistema típico de bombeo hidráulico tipo pistón o jet**

Fuente: Rodríguez & Robles, 2010.

#### 1.4.7.6 Sistema de inyección del fluido motriz

La inyección de fluido hidráulico o motriz se lo puede realizar mediante dos tipos de sistemas.

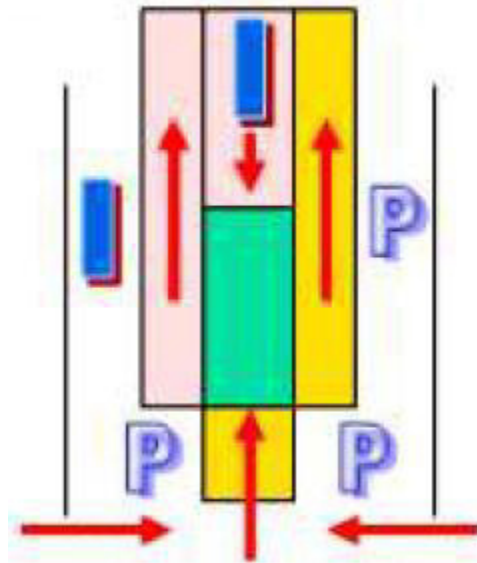
- **Sistema de fluido motriz cerrado**

Actualmente es el método más completo que existe. Este sistema utiliza frecuentemente fluido motriz agua, el cual retorna a la superficie independientemente del aceite producido, dirigiéndose al tanque de almacenamiento y de esta manera formando un circuito cerrado. Se utiliza una tubería a parte que va colocada en la cámara de fondo, instalada en el fondo del pozo.

Las principales ventajas que posee este sistema son la medición exacta de los fluidos producidos por el pozo y la determinación del desgaste sufrido por la unidad al incrementarse el volumen de fluido motriz utilizado en la

lubricación de los pistones, lo cual facilita la programación del mantenimiento de estas unidades.

La desventaja principal es el requerimiento de una tubería adicional lo cual complica el diseño de fondo. Debido a esto, se vuelve más costoso que el sistema abierto.



**Figura 1.15 Sistema de fluido motriz cerrado**

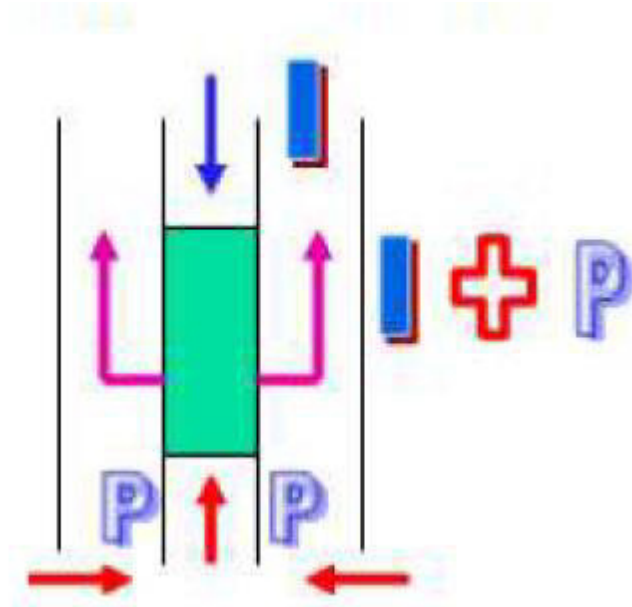
Fuente: Botía, Ramos, & Colorado, 2012.

- **Sistema de fluido motriz abierto**

Este sistema es el más utilizado debido a que su aplicación es la más sencilla y económica. El fluido motriz se mezcla con el aceite producido y retorna a la superficie ya sea por la tubería de descarga o por el espacio anular.

Las ventajas de este sistema es la adición de fluido motriz limpio en pozos que contienen alto porcentaje de agua salada, reduciendo así dicho porcentaje y, por ende, disminuyendo el efecto de corrosión. Así mismo, si se utiliza aceite ligero, este reduce la viscosidad en pozos productores de aceite pesado.

La principal desventaja de este sistema es el incremento de volumen bruto que debe ser tratado en la superficie



**Figura 1.16 Sistema de fluido motriz abierto**

Fuente: Botía, Ramos, & Colorado, 2012.

#### 1.4.7.7 Componentes del bombeo hidráulico

- **Unidad hidráulica de Poder**

Esta planta suministra el petróleo hidráulico requerido en el sistema. Consiste en una o más unidades hidráulicas formadas por una bomba triplex y varios accesorios.

La bomba triplex se provee normalmente de fluido a la succión con una bomba Booster que puede ser eléctrica o a diésel, esta bomba proporciona la energía necesaria para succionar y transportar el fluido motriz hasta la entrada de la bomba de alta potencia (triplex o quintuplex) enviando el fluido con la presión necesaria para su correcto funcionamiento.

- **Bombas de alta potencia**

La bomba de alta potencia de fluido motriz en superficie alimenta el fluido presurizado hasta la bomba hidráulica en el subsuelo (jet o pistón). Trabaja con presiones de entrada de 5 - 30 psi y de salida de 3.600 - 4.000 psi dependiendo del tipo de bomba con la que se encuentre trabajando.

- **Central de control de poder o manifold**

Distribuye el fluido motriz a cada pozo de acuerdo a sus necesidades. Las funciones principales son:

- ✓ Regula el gasto de fluido motriz para cada pozo
- ✓ Medición de flujo hacia cada pozo
- ✓ Medición de la presión en cada pozo
- ✓ Provee un medio para correr tapones en las tuberías de superficie
- ✓ Provee una válvula manual o automática para controlar la presión y desviar el exceso de fluido motriz

- **Líneas de conducción de Petróleo motriz**

Son tuberías de soldadura continua que llevan el fluido motriz desde la planta central hasta cada pozo.

- **Tuberías**

A lo largo del trayecto del fluido motriz su caudal va cambiando, por lo que se utilizan dos tipos de tubería en toda la instalación de superficie.

- **Tubería de alta presión**

Se utiliza para transportar el fluido de inyección desde la descarga de las bombas triplex hasta el cabezal de distribución soportando hasta una presión de 5000 psi.

- **Tubería de baja presión**

Se encuentra ubicada desde la salida de producción del pozo hasta la estación de almacenamiento. Trabaja con un rango de presión de 500 a 800 psi.

- **Tanques de Almacenamiento de Fluido Motriz**

Es un tanque de fondo cónico capaz de almacenar el fluido motriz que se inyecta al pozo, posee una amplia capacidad de almacenamiento y además brinda una presión adecuada a la succión de la bomba de fluido motriz.

- **Cabezal del pozo**

Conformada por tres válvulas principales:

- ✓ Válvula maestra
- ✓ Válvula de revestimiento
- ✓ Válvula de producción

- **Válvula maestra**

Está conectada directamente con la sarta de la tubería de producción y la de revestimiento, con las líneas de inyección y producción. Tiene la función de controlar el movimiento de cualquier fluido (motriz o retorno) en cualquier sentido dentro del pozo.

- **Válvula de revestimiento**

En estas válvulas retornará la mezcla de los fluidos a la línea de retorno y hacia la estación de producción.

- **Válvula de producción**

Permite el paso del fluido motriz hacia la tubería de producción y posteriormente a la bomba.

- **Lubricador**

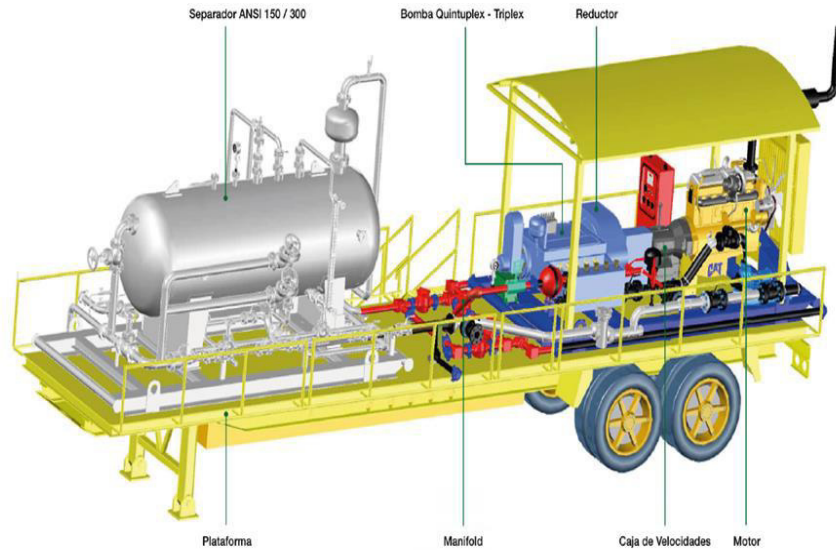
Es una pieza de tubería extendida con una línea lateral para desviar el flujo de fluido cuando se baja o se extrae la bomba del pozo. También tiene la función de controlar la presencia de gases corrosivos que pueden obstaculizar la bajada de la bomba o su remoción del pozo.

- **Unidades de prueba móvil (MTU)**

Son equipos transportables y versátiles que se utilizan para la evaluación y producción de pozos. Proporcionan parámetros requeridos en superficie para el correcto funcionamiento sea que se esté utilizando bombas jet o tipo pistón. Tienen la ventaja de ser utilizados en pozos que no disponen de facilidades de superficie, debido a que cumple las mismas funciones que una estación central de fluido motriz. Los componentes principales son:

- ✓ Motor de combustión interna
- ✓ Bomba
- ✓ Manifold de inyección
- ✓ Separador trifásico

✓ Plataforma de transportación



**Figura 1.17 Componentes de una unidad de prueba (MTU)**

Fuente: SERTECPET, 2010.

#### 1.4.7.8 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico

##### Ventajas del bombeo hidráulico

- Se utiliza fluido motriz liviano para pozos con fluidos viscosos y pesados.
- Puede operarse en pozos direccionales.
- No necesita wireline u operaciones con taladro.
- Se puede producir grandes caudales a mayores profundidades. Tiene buena flexibilidad sobre rangos de producción.
- Puede instalarse en áreas reducidas o en áreas urbanas.
- Las bombas jet manejan con facilidad grandes relaciones de gas/petróleo. Así mismo pueden manejar sólidos dentro de su producción.
- Las bombas jet no requieren mucho mantenimiento y se los puede reparar en la locación.



### **Desventajas del bombeo hidráulico**

- Al utilizar fluido motriz petróleo, existe peligro de incendios
- Manejo de altas presiones en superficie representa un peligro para el personal.
- Manejo y tratamiento adecuado del fluido motriz para una eficiente operación.
- El gas afecta a la eficiencia de la bomba.
- Las bombas hidráulicas tipo pistón son de compleja fabricación y su reparación requiere de un taller adecuado con los aparatos de control y calibración.
- El uso de este sistema requiere que el personal de operaciones tenga los conocimientos suficientes.

#### **1.4.7.9 Bombeo mecánico**

Es el sistema artificial más común y antiguo del mundo. Se aplica en casi todos los tipos de pozos debido a su simplicidad y robustez.

El sistema de Bombeo Mecánico se define como un conjunto de equipo superficial representado por una unidad de Bombeo Mecánico y subsuperficial, representado por una bomba con sus accesorios que, trabajando conjuntamente, se logra la extracción del hidrocarburo a la superficie, el cual es instalado en el pozo para explotar la última etapa del yacimiento. (Hernández Cortés, 2000)

#### **1.4.7.10 Diagrama de flujo del bombeo mecánico**

El motor de combustión interna es el encargado de accionar el sistema. La unidad de transmisión dirige la energía suministrada por el motor al balancín por medio de correas y engranajes que permiten transformar dicha energía en movimiento armónico simple. El movimiento es transferido desde el balancín a la barra pulida y luego a la sarta de varillas; a su vez, esta acciona la bomba de subsuelo, y finalmente por diferencia de nivel desplaza el fluido por la tubería de producción hacia la superficie.

#### **1.4.7.11 Componentes del bombeo mecánico**

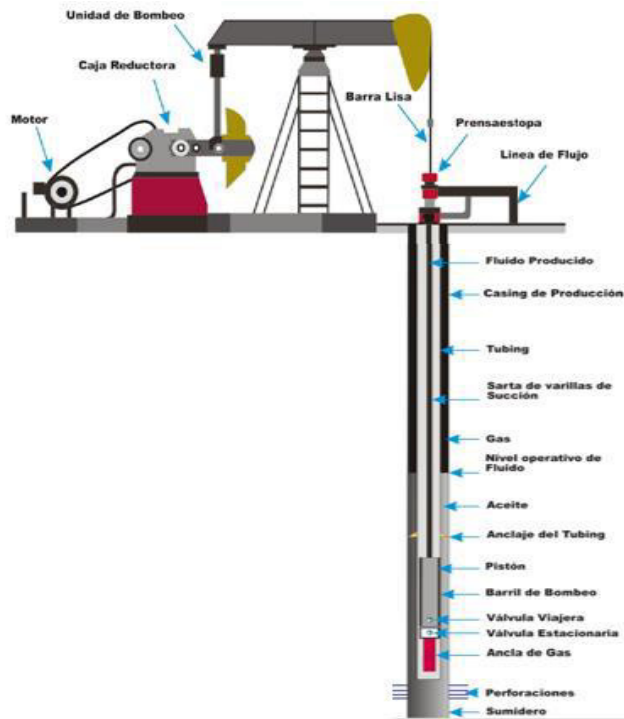
Los componentes respectivos se dividen en 2 secciones:

##### **Componentes de subsuelo**

- Tubería de producción
- Sarta de varillas
- Bomba de subsuelo
- Ancla de gas
- Ancla de tubería

##### **Componentes de superficie**

- Unidad de bombeo
- Motor
- Cabezal del pozo
- Barra pulida
- Caja reductora
- Sistemas de poleas
- Prensa estopa



**Figura 1.18 Equipos de superficie y subsuelo del Sistema de bombeo mecánico**

Fuente: Romero & Almeida, 2014.

- **Bomba de subsuelo**

Es el primer elemento que se debe considerar al momento de realizar el diseño para un pozo, ya que de acuerdo con las características (tipo, tamaño, ubicación) se dimensiona los demás componentes del sistema.

Sus funciones son admitir fluido de la formación al interior de ésta y elevar el fluido admitido hasta la superficie. Y sus tipos son los siguientes:

- ✓ Bombas de inserción
- ✓ Bombas de tubería de revestimiento
- ✓ Bombas de tubería de producción

Las partes básicas son:

- ✓ Barril: Es un cilindro completamente pulido en donde se mueve el pistón.
- ✓ Pistón: Es el émbolo de la bomba y su diámetro determina la capacidad de desplazamiento.
- ✓ Válvula fija: Formado por un sistema de bola y asiento que permite la entrada de fluido del pozo al interior de la bomba.
- ✓ Válvula viajera: Al igual que la válvula fija, está formada por un sistema de bola y asiento que viaja durante los ciclos de bombeo.
- ✓ Sistema de anclaje: Combinación de partes reunida en el inferior de la bomba que actúa como sello hermético.

- **Tubería de producción o Tubing**

Es la tubería encargada de transportar el petróleo desde la bomba de subsuelo hacia la superficie.

- **Ancla de tubería**

Se instala en la tubería de producción y tiene el propósito de eliminar su estiramiento y compresión, previniendo el desgaste ocasionado por el roce con la sarta de varillas.

- **Sarta de varillas o Cabillas de acero**

Su función principal es transmitir el movimiento recíprocante de la barra pulida a la bomba. Es indispensable el diseño apropiado de la sarta ya que está relacionada directamente con la eficiencia del sistema.

Existen fuerzas de tensión que actúan sobre las varillas causadas por el peso de la sarta durante la carrera

descendente y por el mismo peso más el de la carga de fluidos en la carrera ascendente.

- **Ancla de gas**

Su función básicamente es reducir a un mínimo la entrada de gas con la bomba para mantener una eficiencia de separación relativamente alta (80%). El mecanismo de separación consiste en desviar en 180° el flujo de gas a través del espacio anular entre el tubo de succión y el separador, durante el movimiento descendente de la mezcla, el gas en virtud de tener una densidad más baja se dirige a la superficie y el aceite hacia abajo. (Hernández Cortés, 2000).

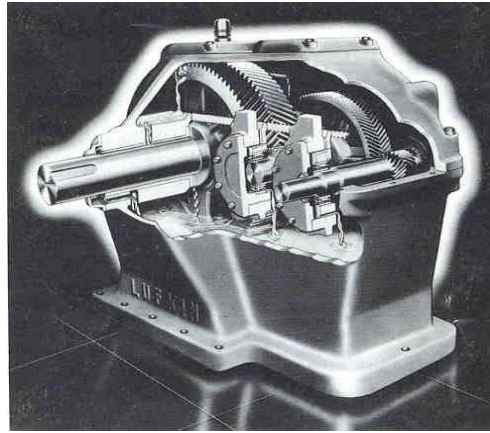
- **Motor**

La función del motor principal es: proporcionar a la instalación energía mecánica, que es transmitida a la bomba y usada para elevar el fluido. El motor principal seleccionado para una unidad dada debe por supuesto, tener suficiente potencia para elevar el fluido al ritmo deseado, desde el nivel de trabajo de fluido en el pozo. El motor principal puede ser una máquina de combustión interna o puede ser un motor eléctrico. (Hernández Cortés, 2000)

- **Caja de engranajes**

Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada. Es necesario determinar exactamente la probable torsión máxima a la que estará sujeto el reductor de engranes, ya que el API usa la torsión máxima como base para el rango de las unidades de bombeo. La polea del reductor de engranes, es el miembro que recibe la potencia del motor principal a través de bandas. La relación

del diámetro de la polea del reductor de engranes al diámetro de la polea del motor, y la reducción de velocidad en el reductor de engranes, determinan la reducción total de velocidad del motor principal hasta la varilla pulida. La caja de engranes a través de su polea, recibe el par motriz y en su salida, en la manivela, baja las r.p.m. a unos 10 u 11, lo cual da lugar al número de emboladas que da la unidad por minuto. (Hernández Cortés, 2000)



**Figura 1.19 Caja de Engranajes**

Fuente: (Hernández Cortés, 2000)

- **Contrapeso**

Son masas de acero que proporcionan la fuerza necesaria para el movimiento recíprocante.

- **Cabezal de pozo**

En la parte superior permite el paso de la barra pulida y por la parte lateral permite la salida del fluido que produce el pozo.

Las partes que lo conforman son:

- ✓ Barra pulida
- ✓ Prensaestopas

- ✓ Cruceta de producción (T de bombeo)
- ✓ Válvula de la línea de flujo
- ✓ Línea de flujo
- ✓ Válvula toma muestra
- ✓ Válvula y conexiones del casing
- ✓ Conexión casing-tubing
- ✓ Válvula check
- ✓ Válvula de 2" de tubing

- **Prensaestopas**

Mecanismo de seguridad que se localiza en la parte superior del árbol de válvulas para bombeo mecánico, sobre la TEE de 3"Ø y cuya función principal es la de contener los fluidos para que no se manifiesten a su exterior. (Hernández Cortés, 2000)

- **Barra pulida**

En una barra que conecta el tope del balancín con la sarta de varillas, soportando su peso, el de la bomba y del fluido dentro del tubing.

#### 1.4.7.12 Tipos de unidad de bombeo

- **Unidad Convencional**

En la U.B.M. convencional su balanceo es a través de contrapesos y su rotación (vista del lado izquierdo de la unidad) es en contra de las manecillas del reloj, puede operar en sentido contrario, pero no se debe, ya que la rotación de

los dos lados dan lubricación a los engranes del reductor.  
(Hernández Cortés, 2000)



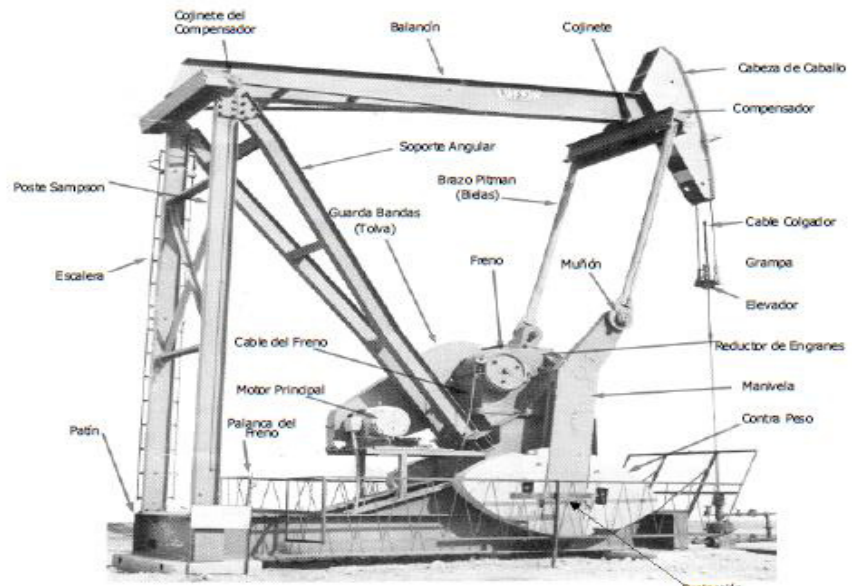
**Figura1.20 Unidad de Bombeo Mecánico Convencional**

**Fuente:** (Hernández Cortés, 2000)

- **Unidad Mark II**

En la U.B.M. Mark II su balanceo es a través de contrapesos y su rotación (vista del lado izquierdo de la unidad) es conforme a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación, no puede operar en rotación contraria por que dañaría considerablemente el reductor. (Hernández Cortés, 2000). Este diseño se diferencia del convencional porque requiere menos energía para levantar la misma carga de fluidos.



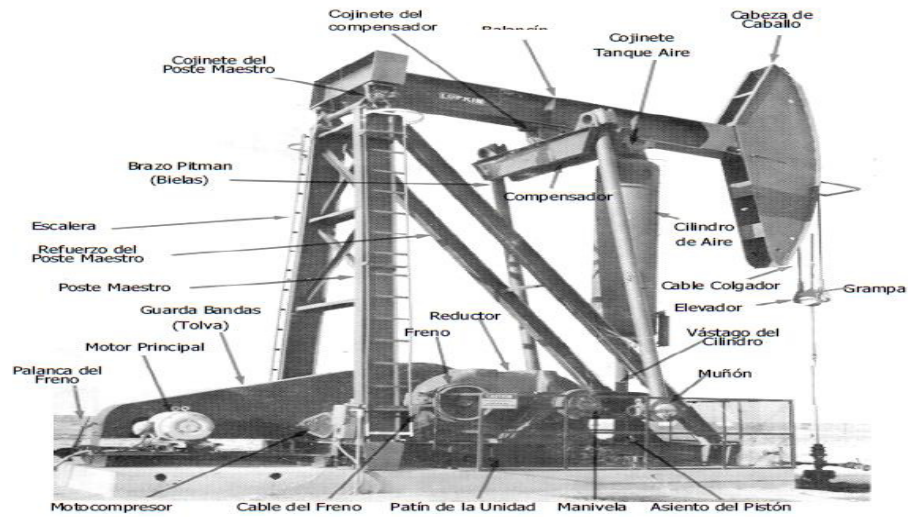


**Figura 1.21 Unidad de Bombeo Mecánico Mark II**

Fuente: (Hernández Cortés, 2000)

- **Unidad Balanceada por Aire**

En la U.B.M. Aero balanceada su balanceo es a través de aire suministrado por un motocompresor hacia un cilindro amortiguador. El motocompresor se calibra a un paro y a un arranque automático, dependiendo del peso de la sarta de varillas para que el motor principal opere sin esfuerzos. Su rotación y el sistema de lubricación del reductor es igual al de la unidad convencional. (Hernández Cortés, 2000)



**Figura 1.22 Unidad de Bombeo Mecánica Balanceada por Aire**

**Fuente:** (Hernández Cortés, 2000)

- **Unidad Reverse Mark**

Al igual que la Mark II este sistema también presenta un ángulo de desfase en la manivela, pero ambos se encuentran en el mismo brazo. La manivela gira solo en sentido horario. Debido al cambio de la posición de las contrapesas se produce una reducción en el torque y en el consumo de energía. De igual manera, debido a la reducción del movimiento recíprocante, la eficiencia de la bomba aumenta

- **Unidad Rotaflex**

Este sistema en específico se asemeja al ideal debido a la carrera larga que posee y de baja velocidad produciendo un mejor llenado de la bomba y reducción de cargas parásitas (fricción mecánica y viscosa, aceleración). Los requerimientos del torque pueden ser hasta un 80% más bajos que la unidad convencional por lo que se necesita menor energía.

- **Unidades Portátiles**

Básicamente es un tráiler conformado por una porta válvulas de una unidad convencional. Tiene la ventaja de ser menos costoso y están disponibles también para alquiler.

#### 1.4.7.13 Designación API de las unidades

El instituto americano de petróleo ha desarrollado un método estándar para la descripción de las unidades de bombeo.

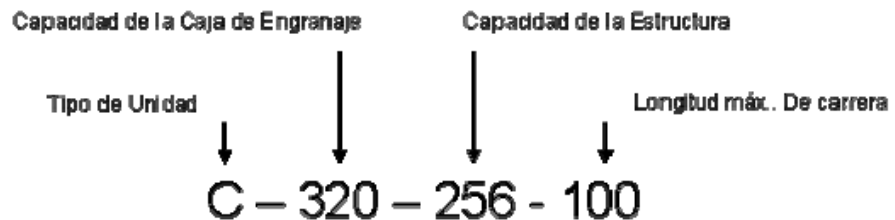


Figura 1.23 Designación Unidades de Superficie

Fuente: (Svinos, John,, 2005)

#### 1.4.7.14 Ventajas y desventajas del bombeo mecánico

##### Ventajas

- Puede usarse prácticamente durante toda la vida productiva de un pozo.
- Puede ajustarse la producción requerida mediante el recorrido y velocidad del balancín.
- Se puede cambiar la capacidad de bombeo para adaptarse a las variaciones del índice de productividad.
- Bajo costo de mantenimiento.
- Se utiliza para el levantamiento de hidrocarburo de alta viscosidad y altas temperaturas.
- Puede manejar la producción de pozos con inyección a vapor.
- Simple de Operar.

### **Desventajas**

- La profundidad del pozo puede ser una limitación cuando no se utilizan varillas de fibra de vidrio.
- En pozos desviados la fricción entre las varillas y la tubería puede provocar fallas en el material.
- El sistema se ve afectado por la presencia de gas y por altas tasas de desviación del pozo.
- La unidad de superficie es pesada y ocupa una considerable extensión de área.
- En sitios poblados puede ser peligrosa para las personas.

# **Capítulo 2**

## **2. METODOLOGÍA**

## 2.1 Desarrollo

Este estudio se encuentra enfocado en la aplicación del sistema de levantamiento artificial en el Campo Pucuna para los pozos Pucuna 06, Pucuna 17D ya que mediante análisis técnicos se ha establecido que su baja productividad y bajo índice de productividad, estos criterios son los idóneos para llevar a cabo el proyecto.

En este capítulo se establecerán las bases para el desarrollo del proyecto para lo cual se lo divide en dos fases el desarrollo del diseño mecánico y el desarrollo de las sensibilidades con el estudio de las curvas de inflow y outflow en una gráfica Presión vs Caudal.

## 2.2 Validación de datos Pucuna 06

El sistema de levantamiento artificial óptimo para este pozo es el bombeo mecánico por el bajo índice de productividad del pozo, permitiendo además prolongar la vida productiva del pozo por su bajo aporte de producción. (Apolo, Manrique, 2010)

**Tabla 2.1 Parámetro del pozo Pucuna 06**

POZO	PUCUNA 06
ARENA	U
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	627.587
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9404.500
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.067
IP (bbl/d/psi)	0.295
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo, Manrique

**Tabla 2.2 Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 06**

<b>PUCUNA 06</b>	
<b>VARIABLES</b>	<b>VALORES ACTUALES</b>
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	71.40
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	204,00
GRAVEDAD API	29.9
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9404,50
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SI
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	LEVE
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo, Manrique

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER- PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
<b>VALORACIÓN</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>12</b>

**Figura 2.24 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 06**

Fuente: Apolo, Manrique

### 2.3 Validación de datos Pucuna 17D

El sistema de levantamiento artificial óptimo para este pozo es el bombeo mecánico por el bajo índice de productividad del pozo, permitiendo además prolongar la vida productiva del pozo por su bajo aporte de producción. (Apolo, Manrique, 2010)

**Tabla 2.3 Parámetro del pozo Pucuna 17D**

POZO	PUCUNA 17D
ARENA	U
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	953.193
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9678.000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.098
IP (bbl/d/psi)	0.235
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo, Manrique

**Tabla 2.4 Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 17D**

PUCUNA 17D	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	63.60
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	211.00
GRAVEDAD API	30.70
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9678.00
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo, Manrique



VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER- PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

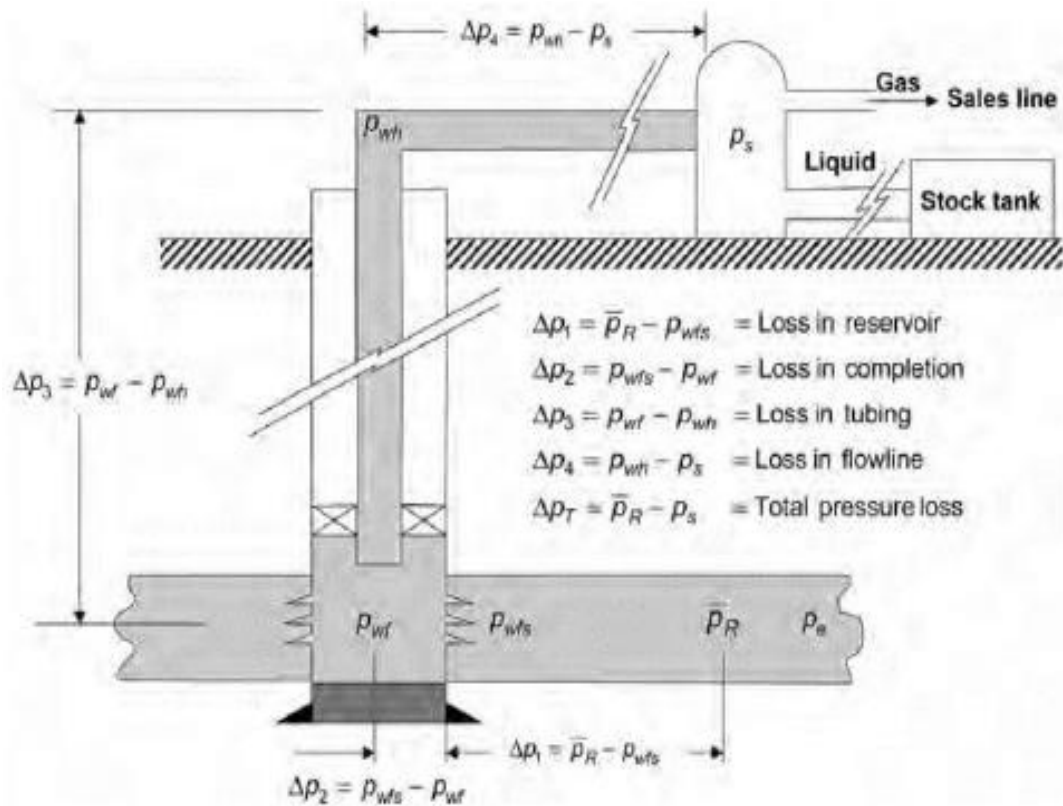
**Figura 2.25 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 17D**

Fuente: Apolo, Manrique

## 2.4 Análisis nodal

El objetivo principal del análisis nodal es conocer el punto de operación de un sistema de levantamiento artificial, en donde se relaciona el aporte del yacimiento con el sistema de levantamiento.

Para realizar un análisis del sistema, se requiere el cálculo de las caídas de presión en función de la tasa de flujo para cada uno de los componentes (figura 2.27). El procedimiento para el análisis requiere la selección de un nodo, en donde se calcularán las presiones que satisfagan la física del sistema (aguas arriba y aguas abajo del nodo). (Salazar, Vanegas , & Valenzuela, 2001)



**Figura 2.26 Sistema de producción y pérdidas de presión asociadas**

Fuente: (Larry W. Lake, 2007)

Todos los componentes aguas arriba del nodo (Upstream) comprende la sección de entrada (Inflow section), mientras que la sección de salida (outflow section) comprende todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo (Downstream).

El nodo puede ser seleccionado en cualquier punto del sistema, los más comunes son: el separador, el cabezal del pozo, las perforaciones o el yacimiento. En métodos de levantamiento artificial por bombeo los nodos de mayor interés durante la etapa de diseño se ubican en la succión y en la descarga de la bomba.

Los dos criterios que se deben cumplir en un análisis nodal son:

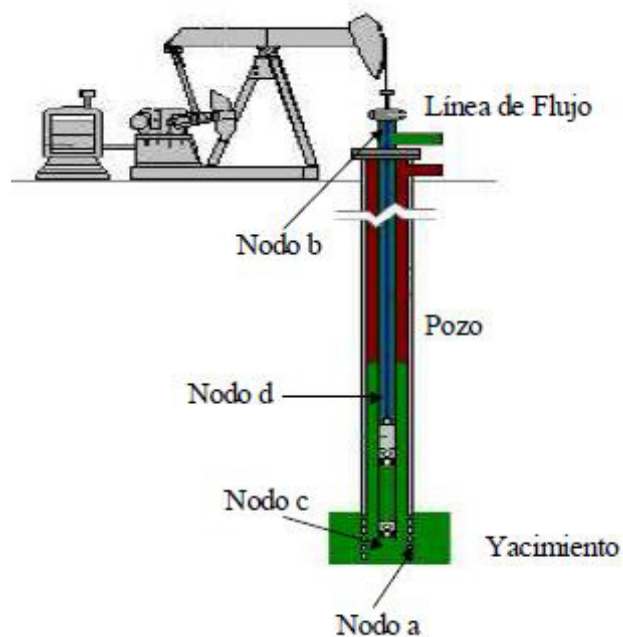
- El flujo hacia el nodo debe ser igual al flujo que sale del mismo.
- Solo puede existir una presión en el nodo, a una tasa de flujo dada.

En el caso del bombeo mecánico, el sistema puede considerarse compuesto por los siguientes elementos principales:

- El yacimiento
- El pozo, incluyendo los componentes y elementos de este tipo de levantamiento ubicados en el fondo del pozo
- La línea de flujo, la cual incluye separadores y tanques de almacenamiento.

Los nodos entre los elementos principales del sistema son:

- el tope de las perforaciones, este es el nodo común entre el yacimiento y el pozo
- el cabezal del pozo, el cual es el nodo común entre el pozo y la línea de flujo.



**Figura 2.27 Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico**

Fuente: (Salazar, Vanegas , & Valenzuela, 2001)

### 2.4.1 Capacidad de producción del sistema

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie. (Abarca Z. & Nuñez, 2015)

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida,  $P_{ws}$ , y la presión final,  $P_{sep}$ :

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

Donde:

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} = \text{Caída de presión en el yacimiento, (IPR)}$$

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = \text{Caída de presión en la completación.}$$

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} = \text{Caída de presión en el pozo (Tubería vertical)}$$

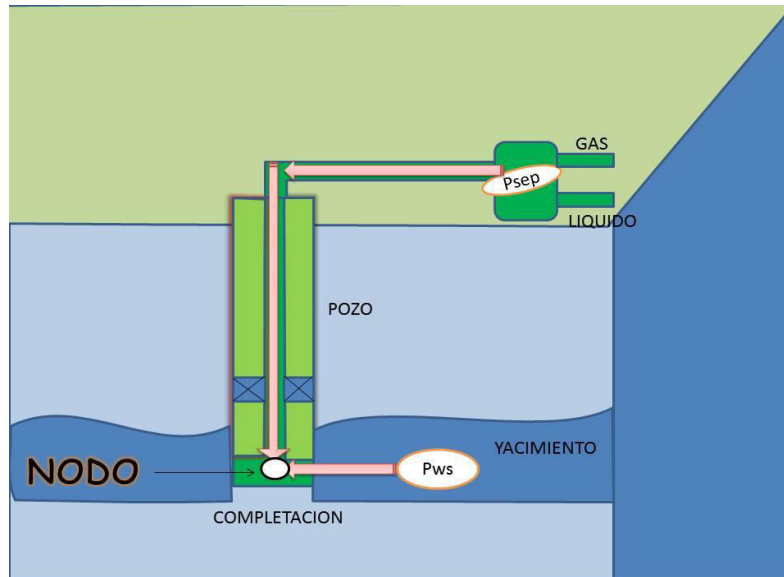
$$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} = \text{Caída de presión en la línea de flujo (T. horizontal)}$$

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida a la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a  $P_{sep}$ .

Por ejemplo, si el nodo está en el fondo del pozo. (figura 2.29):

$$P_{wf}(\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c \text{ (Presión de llegada al nodo)}$$

$$P_{wf}(\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p \text{ (Presión de salida del nodo)}$$



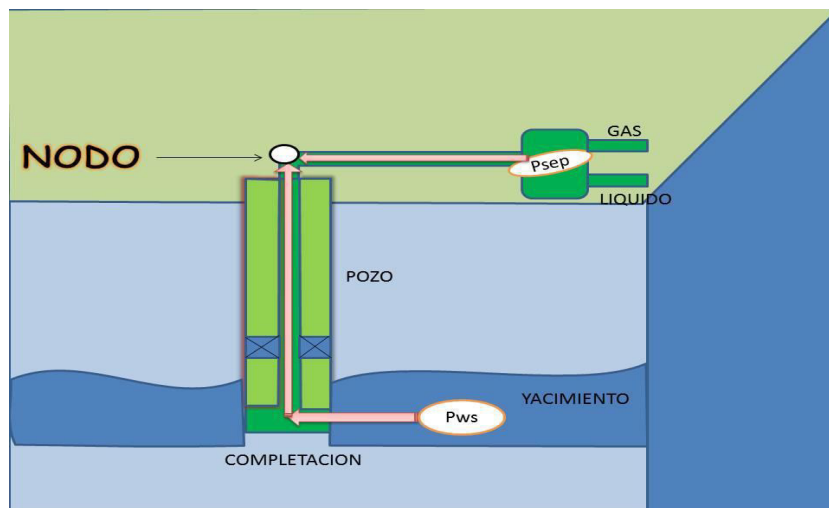
**Figura 2.28 Nodo en el fondo del pozo**

Fuente: (Abarca Z. & Nuñez, 2015)

En cambio, si el nodo está en el cabezal del pozo. (figura 2.30)

$$P_{wh}(oferta) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p \text{ (Presión de llegada al nodo)}$$

$$P_{wh}(demanda) = P_{sep} + \Delta P_l \text{ (Presión de salida del nodo)}$$

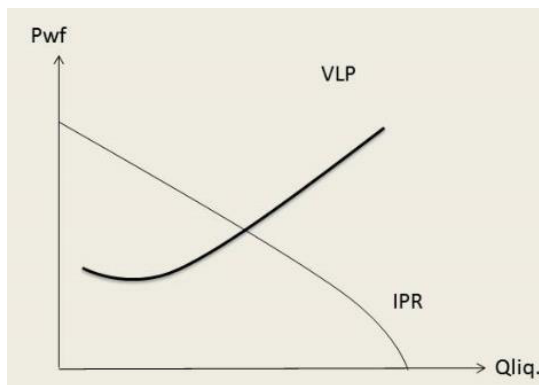


**Figura 2.29 Nodo en el cabezal del pozo**

Fuente: (Abarca Z. & Nuñez, 2015)

### 2.4.2 Curva de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas VLP / IPR.

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía del yacimiento (IPR), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación y es la VLP (Vertical Lift Performance). (Abarca Z. & Nuñez, 2015)



**Figura 2.30 Curva VLP vs IPR**

Fuente: (Abarca Z. & Nuñez, 2015)

### 2.4.3 Balance de energía

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numérica o gráficamente.

Para realizarlo numéricamente consiste en asumir varias tasas de producción y calcular la presión de oferta y demanda en el respectivo nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesario ya que no se puede resolver analíticamente por la complejidad de las fórmulas involucradas en el cálculo de las caídas de presión ( $\Delta P$ ) en función del caudal de producción. (Abarca Z. & Nuñez, 2015)

Para realizar gráficamente la solución, las dos curvas se grafican, en un papel cartesiano para obtener el caudal donde se interceptan. Los pasos que seguir son:

- De acuerdo a un valor dado de  $Q$  superficial se determina  $P_{wf}$  y  $P_{ws}$  partiendo de la  $P_{ws}$ .
- Luego se grafica  $p_{wf}$  vs  $Q$ .
- Seguidamente se repite el mismo procedimiento anterior para otros valores que se asumirán de  $Q$ , y graficamos la curva de oferta de energía del sistema.

Igualmente, para cada valor dado de  $Q$  superficial se determinará  $P_{wh}$  y  $P_{wf}$  partiendo de la presión del separador y se construirá la curva de demanda. (Abarca Z. & Nuñez, 2015)

#### **2.4.4 Optimización global del sistema**

Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar globalmente el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en superficie como en subsuelo, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema. La técnica puede usarse para optimizar la Completación del pozo que aún no ha sido perforado, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente.

Para el análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica la capacidad de producción del sistema, si interviene en el tiempo de ejecución del simulador. El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde modifica la variable. La técnica comercialmente recibe el nombre de análisis nodal

(“Nodal Systems Analysis”™) y puede aplicarse para optimar pozos que producen por flujo natural o por levantamiento artificial. (Abarca Z. & Nuñez, 2015)

## **2.5 Análisis de curvas de declinación**

El análisis de las curvas de declinación se aplica a la producción de petróleo o de gas de pozos individuales, de grupos de pozos o de la totalidad de un yacimiento, pero no a la primera fase de la vida de un yacimiento pues en esta no hay suficientes datos de producción sobre los cuales basar las predicciones. También es aplicable en aquellos pozos cuyo comportamiento pasado, presente y futuro tiene una tendencia natural de declinación y no están sujetos a cambios operacionales. Ahora bien, la confiabilidad de este análisis depende de la calidad y cantidad de los datos de producción en los que se basa y las predicciones nunca deben realizarse más allá de la duración similar al de los datos de producción suministrados. Por ejemplo, si un análisis está basado en los datos de producción de cinco años, la predicción debe limitarse también a cinco años o un periodo razonable. (Ferrer, 2010, pág. 503)

### **2.5.1 Tipos de curvas de declinación**

Están definidas tres tipos de curvas de declinación:

- Exponencial
- Armónica
- Hiperbólica



Tipo de declinación	I: Declinación de porcentaje constante	II: Declinación hiperbólica	III: Declinación armónica
Características básicas	Declinación es constante, $n = 0$	Declinación es proporcional a una potencia fraccional ( $n$ ), de la tasa de producción $0 < n < 1$	Declinación es proporcional a la tasa de producción, $n = 1$
	$D = bq^0 = -\frac{dq/dt}{q}$	$D = bq^n = -\frac{dq/dt}{q}$ Para las condiciones iniciales: $b = \frac{D_i}{q_i^n}$	$D = bq^{-1} = -\frac{dq/dt}{q}$ Para las condiciones iniciales: $b = \frac{D_i}{q_i^n}$
	$\int_0^t D dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q}$	$\int_0^t \frac{D_i}{q_i^n} dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{n+1}}$	$\int_0^t \frac{D_i}{q_i} dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2}$
	$-Dt = \ln \frac{q}{q_i}$	$\frac{nD_i t}{q_i^n} = q^{-n} - q_i^{-n}$	$\frac{D_i t}{q_i} = \frac{1}{q_i} - \frac{1}{q}$
Relación tasa vs. tiempo	$q = q_i e^{-D_i t}$	$q = q_i (1 + nD_i t)^{-1/n}$	$q = q_i (1 + D_i t)^{-1}$
	$N_p = \int_0^t q dt = \int_{q_i}^q q_i e^{-D_i t} dt$	$N_p = \int_0^t q dt = \int_0^t (1 + nD_i t)^{-1/n} dt$	$N_p = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i (1 + D_i t)^{-1} dt$
	$N_p = \frac{q - q_i e^{-D_i t}}{D_i}$	$N_p = \frac{q_i}{(n-1)D_i} [(1 + nD_i t)^{(n-1)/n} - 1]$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} [\ln(1 + D_i t)]$

Figura 2.31 Clasificación de las curvas de declinación

Fuente: Ferrer, 2010

### 2.5.2 Declinación exponencial

Esta es la más usada de los tres métodos por que los parámetros son fáciles de determinar y dan una respuesta más conservadora de las reservas futuras. Se dice que la declinación es exponencial si  $n=0$ . (Ferrer, 2010, pág. 508)

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^0 = 1$$

$$D = D_i = \text{constante}$$

### 2.5.3 Declinación armónica

En los casos cuando la producción que maneja el campo se la maneja de forma en gran parte por la segregación gravitacional, observamos que la declinación  $D$  es directamente proporcional al caudal  $Q$ .

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^1 = 1$$

$$D = bq$$

### 2.5.4 Declinación Hiperbólica

En este tipo de curva, la tasa de declinación nominal es proporcional a una potencia fraccional  $n$  de la tasa de producción. (Ferrer, 2010, pág. 510)

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n = 1$$

$$D = bq^n$$

## 2.6 Determinación de análisis PVT

Para realizar estudios de yacimientos y para planificar adecuadamente el desarrollo de estos, el ingeniero de petróleo necesita conocer cómo se comportan volumétricamente los fluidos dentro del yacimiento, dentro de los pozos y en condiciones de superficie. Como tal comportamiento depende de la presión, volumen y temperatura se deben determinar las diferentes propiedades físicas de los fluidos en un amplio rango de temperaturas y presiones, propiedades éstas que se identifican a partir de pruebas experimentales conocidas como análisis PVT. (Ferrer, 2010, pág. 185)

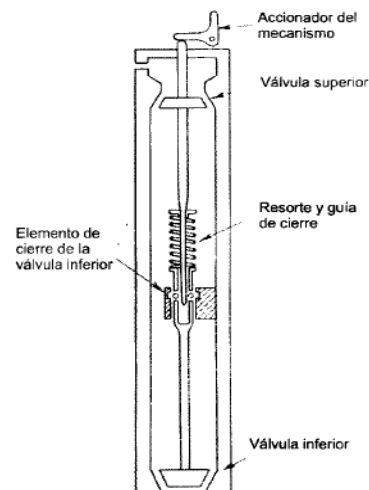
### 2.6.1 Muestreo de fluido

Se pueden realizar de 3 maneras la obtención de la muestra de fluido para realizar el análisis PVT de un yacimiento:

- Muestra de fondo
- Muestra recombinada
- Muestra de flujo

### 2.6.2 Muestras de fondo

Se introduce la toma muestras con la ayuda de un cable, se ubica a la profundidad deseada y se activa su cierre desde la superficie con el objeto de obtener y mantener la muestra bajo presión. Una vez tomada la muestra, se lleva a la superficie, donde se determina el buen estado del equipo toma muestras que contiene los líquidos a presión a fin de verificar que no tenga perdidas. (Ferrer, 2010, pág. 187)



**Figura 2.32 Equipo para tomar muestra de fondo**

Fuente: Contreras, Fuenmayor

### **2.6.3 Muestras recombinadas**

En este procedimiento la toma de muestras se efectúa en el separador de superficie y posteriormente, en el laboratorio, se recombinan los fluidos en las mismas proporciones que existían en las pruebas de producción que se hayan efectuado. Al tomar las muestras se debe estar seguro de obtener los volúmenes necesarios de cada una de ellas para poder recombinarlas en la relación que se requiere. Esta precaución debe observarse especialmente cuando se recolecta la fase gaseosa, debido al alto volumen de gas necesario para ser disuelto en el petróleo. (Ferrer,2010, pág. 188)

Este método es excelente cuando el pozo está fluyendo a una presión mayor que la presión de burbuja.

### **2.6.4 Muestras de flujo**

Este procedimiento se aplica básicamente a la toma de muestra en pozos productores de condensados. Para realizarlos se requiere la misma preparación de los pozos y la misma información que en el método de recombinación de muestra; la presión y la temperatura juegan un papel importante y, por ello, es necesario conocer su medida en el punto donde se tomó la muestra. Este método utiliza un tubo de pequeño diámetro que se introduce en el centro de la tubería de flujo del pozo, punto donde existe la mayor velocidad de flujo. Se trata de un método rápido que, unido a un pequeño separador, puede dar buenos resultados con medidas efectuadas en el campo. (Ferrer,2010, pág. 189).

## **2.7 Prueba de nivel de fluido**

La prueba acústica está diseñada para determinar qué condiciones de gradiente de flujo existen en un pozo al realizar una serie de mediciones de nivel de fluido y presión de superficie mientras que el flujo en la superficie se detiene durante un

período de tiempo suficiente para identificar el comportamiento y la distribución de los fluidos en el tubing o espacio anular del casing. (MacCoy,Rowlan,Podio, 2009)

### 2.7.1 Test de nivel acústico de fluido

El Echometer Well Analyzer es utilizado en conjunción con pistola/micrófono de gas ensamblado para determinar la profundidad del nivel de líquido en un pozo. Normalmente, la profundidad del nivel de líquido se determina en el anular del casing, pero también, la profundidad del nivel de líquido puede ser Medido dentro de la tubería en pozos de gas. Se genera un pulso acústico a la superficie del pozo. El pulso acústico viaja a través del gas y es reflejado por cambios en el área incluyendo tubing collars y el nivel de líquido. (ECHOMETER, 2018)

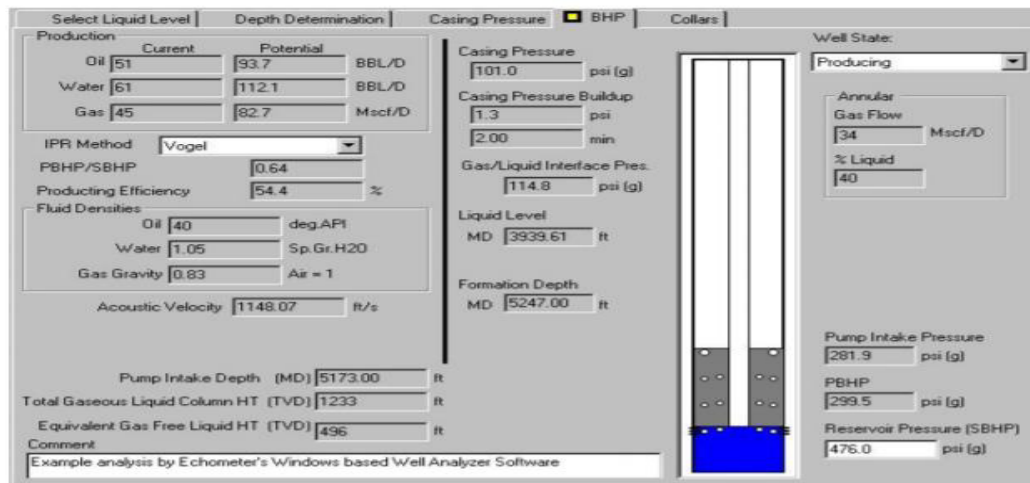


Figura 2.33 Toma de nivel de fluido

(ECHOMETER, 2018)

## 2.8 Diseño de bombeo mecánico

Para realizar el dimensionamiento de una unidad de bombeo mecánico se utilizará el procedimiento API RP 11L.

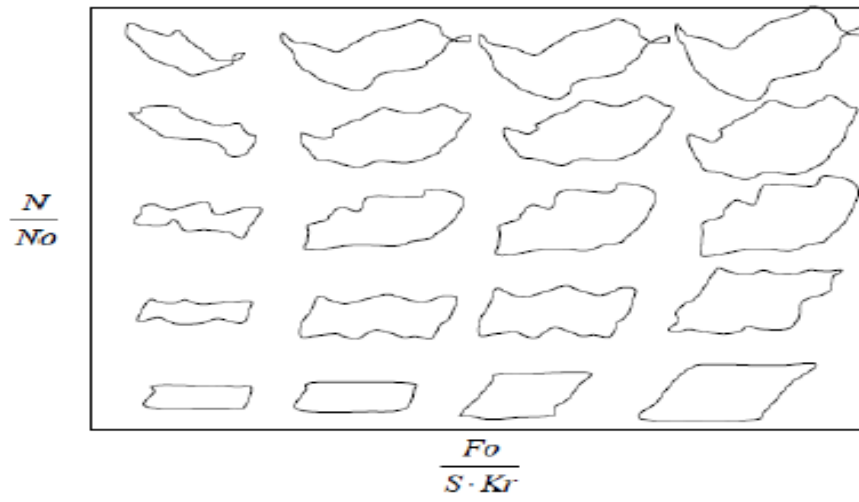
El modelo se basó bajo las siguientes premisas:

- Unidad convencional de bombeo
- El llenado de la bomba es 100%
- La unidad está perfectamente balanceada
- La tubería está anclada a profundidad de la bomba
- Solamente se usan cabillas de acero
- El motor es de bajo deslizamiento
- Se asumen valores normales de fricción en el sistema

### **2.8.1 Fundamento API RP 11L**

Este método se basó en el uso de un computador para simular las condiciones de bombeo para luego generar cartas dinagráficas de fondo y de superficie.

Los datos obtenidos de estas cartas dinagráficas calculadas se utilizaron para desarrollar curvas adimensionales y luego fueron validadas con un gran número de casos de diseño práctico. Las tablas elaboradas hacen más fácil la selección y evaluación de equipos de bombeo, sin necesidad de cálculos excesivos. (Salazar, Vanegas , & Valenzuela, 2001).



**Figura 2.34 Similitud de cartas dinagráficas en función de los parámetros adimensionales API RP 11L**

Fuente: (Salazar, Vanegas , & Valenzuela, 2001)

### **2.8.2 Procedimiento API RP 11L**

1. Recolección de datos, éstos pueden ser de una instalación existente o de datos calculados.
2. Calculo de los parámetros adimensionales independientes.
3. Utilizando las gráficas de diseño API, obtener los parámetros adimensionales dependientes.
4. A partir de los parámetros adimensionales dependientes, se determina los parámetros operacionales del sistema.

Lo importante en el diseño de una instalación de bombeo mecánico es predecir los requerimientos de cargas, potencias y contra balance, así como también, las relaciones de esfuerzo, torques y tasas de producción. Una vez que estos parámetros son conocidos, el equipo apropiado puede ser seleccionado para cumplir los requerimientos establecidos.

### **2.8.3 Información requerida por el método API RP11L**

La cantidad mínima de información que debe ser conocida o asumida es:

- Nivel de fluido (H), el levantamiento neto en pies.
- Profundidad de la Bomba (L) en pies.
- Velocidad de Bombeo (N), recorrido por minuto.
- Longitud del recorrido en superficie (S) en pulgadas.
- Diámetro del pistón (Dp) en pulgadas.
- Gravedad específica del fluido (SG).
- Diámetro nominal de la tubería de producción y si se encuentra anclada o no.
- Diseño y tamaño de la sarta de varillas.



## 2.8.4 Parámetros del método API RP11L

Conociendo esa información, los siguientes factores de diseño pueden ser determinados:

- Recorrido del pistón ( $S_p$ ) en pulgadas.
- Desplazamiento de la bomba (PD) en barriles/día.
- Máxima carga en la barra lisa (PPRL) en libras.
- Mínima carga en la barra lisa (MPRL) en libras.
- Máximo torque en la manivela (PT) en pulgadas-libra.
- Potencia en la barra lisa (PRHP).
- Contrabalanceo requerido (CBE) en libras.

## 2.8.5 Nomenclatura del método API RP 11L

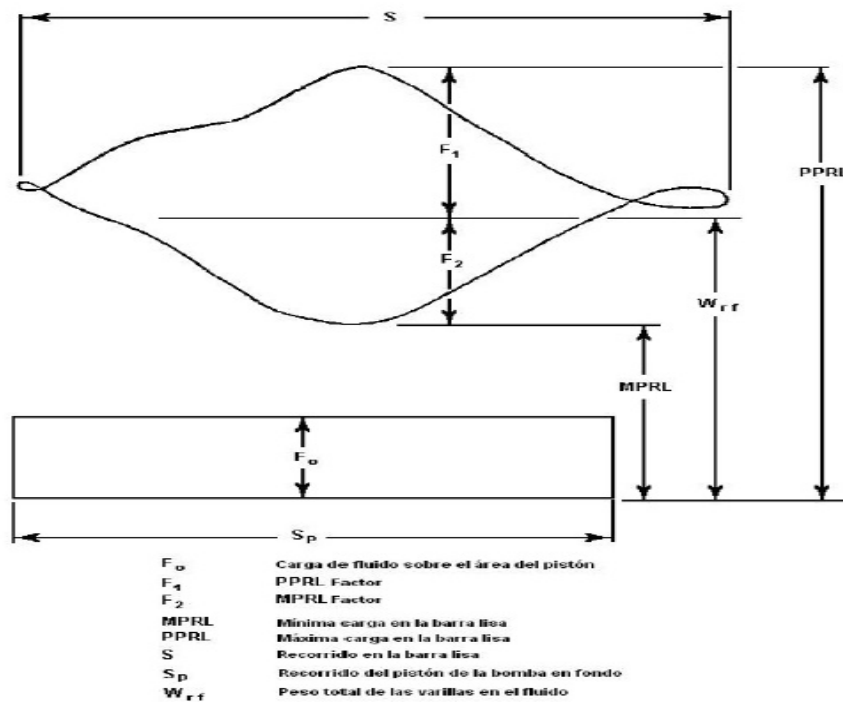


Figura 2.35 Nomenclatura para el método API RP 11L

Fuente: (Salazar, Vanegas , & Valenzuela, 2001)

Los parámetros importantes son:

1 / Kr: Constante elástica – Totalidad de la sarta de varillas en pulgadas/lb.

(Kr = Constante de elongación de la totalidad de la sarta y representa la carga en libras requerida para estirar la totalidad de la sarta una pulgada)

CBE: Contrapeso requerido en libras.

D: Diámetro del pistón en pulgadas.

Er: Constante elástica de las varillas en pulgadas/lb-pie.

(Er representa las pulgadas de elongación debido a la aplicación de una carga de una libra por cada pie de longitud de varilla)

F1: Factor de PPRL.

F2: Factor de MPRL.

F3: Factor de PRHP.

Fc: Factor de frecuencia.

Fo: Carga total de fluido sobre el área del pistón.

SG: Gravedad específica del fluido producido.

H: Levantamiento neto en pies.

L: Profundidad de la bomba en pies.

MPRL: Carga mínima en la barra lisa en libras.

N: Velocidad de bombeo en strokes por minuto.

No: Frecuencia natural de una sarta de varillas homogénea en strokes por minuto.

No': Frecuencia natural de una sarta de varillas combinada en strokes por minuto.

PD: Desplazamiento de la bomba en barriles por día.

PPRL: Carga máxima en la barra lisa en libras.

PRHP: Potencia en la barra lisa.

PT: Torque máximo en la manivela en pulgadas-libra.

S: Longitud del recorrido de la barra lisa en pulgadas.

SKr: Libras de carga necesaria para estirar la totalidad de la sarta de varillas una cantidad igual al recorrido de la barra lisa, S.

Sp: Longitud del recorrido del pistón en fondo en pulgadas.

T: Torque en la manivela en pulgadas-libra.

Ta: Constante de torque ajustada para valores de Wrt/SKr distintos que 0.3.

W: Peso total de las varillas en el aire en libras.

Wr: Peso promedio de las varillas en el aire en libras/pie.

Wrf: Peso total de las varillas en el fluido en libras.

### **2.8.6 Variables Independientes**

Como ya se mencionó, los resultados de las simulaciones de ejecución en el modelo analógico se correlacionaron utilizando parámetros adimensionales (no dimensional). Estos parámetros se seleccionaron después de un análisis dimensional exhaustivo del rendimiento del sistema de bombeo. (Salazar, Vanegas , & Valenzuela, 2001)

Se encontró que los siguientes grupos adimensionales pueden utilizarse de manera fiable como variables independientes (de entrada) para correlacionar las condiciones de casos de bombeo muy diferentes:

$$\frac{N}{N_0} = \text{Velocidad de Bombeo Adimensional}$$

$$\frac{N}{N_0'} = \text{Velocidad de Bombeo Adimensional}$$

$$\frac{F_o}{\frac{S}{Kr}} = \text{Estiramiento de las varillas adimensional debido a la carga de fluido}$$

$$\frac{Wrf}{\frac{S}{Kr}} = \text{Estiramiento de la barra por peso de la sarta de varillas en el fluido}$$

## 2.8.7 Procedimiento para el cálculo de los parámetros de operación

### a) Velocidad de bombeo adimensional

$$\frac{N}{No'} = \text{Velocidad de Bombeo Adimensional}$$

Donde:

$$No = \frac{60 \times Vs}{4 \times L} = \frac{15 \times Vs}{L}$$

$$No = \frac{245,000}{L}$$

$$No' = Fc \times No$$

N: Velocidad de bombeo en golpes por minuto.

No: Frecuencia natural de una sarta de varillas homogénea en golpes por minuto.

No': Frecuencia natural de una sarta de varillas combinada en golpes por minuto.

Fc: Factor de frecuencia.

### b) Estiramiento de las varillas (adimensional)

$$\frac{F_o}{\frac{S}{Kr}}$$

Donde:

**Carga del fluido sobre el pistón**

$$F_o = 0,34 \times H \times d^2 \times SpGr$$

**Constante del resorte**

$$\frac{1}{Kr} = \sum_{i=1}^N Li \times Eri ; Kr \text{ está en } Lb/in$$

SpGr: Gravedad específica del fluido producido.

Er: Constante elástica de las varillas en pulgadas/lb-pie. Obtenido de la tabla 1. de datos de bomba y varilla.

H: Levantamiento neto en pies.

### **c) Longitud de recorrido del pistón**

Para una sarta de tubería de producción anclada el recorrido del pistón es calculado mediante:

$$S_p = S \times S_p / S$$

Donde:

Sp: Longitud de recorrido del pistón en fondo en pulgadas.

Sp/S: Variable dependiente leída de la figura anexo 1.

S: Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas.

### **d) Desplazamiento del pistón**

Asumiendo un 100% de eficiencia de llenado (es decir, asumiendo el barril completamente lleno con líquido durante todo el recorrido), el volumen diario desplazado por la bomba puede ser calculado con base a la longitud de recorrido del pistón:

$$PD = 0.1166 \times S_p \times N \times D^2$$

Donde:

PD = Desplazamiento de la bomba en BPD.

Sp= Longitud del recorrido del pistón en pulgadas.

N = Velocidad de bombeo en golpes por minuto.

D = Tamaño del pistón en pulgadas.

### e) Carga sobre la barra pulida (PPRL Y MPRL)

La carga máxima y mínima sobre la barra lisa durante el ciclo de bombeo es calculada con:

$$PPRL = W_{rf} + \left[ \left( \frac{F1}{SKr} \right) \times SKr \right]$$

$$MPRL = W_{rf} - \left[ \left( \frac{F2}{SKr} \right) \times SKr \right]$$

Donde:

PPRL = Carga máxima en la barra lisa en Lb.

MPRL = Carga mínima en la barra lisa en Lb.

F1/SKr= Variable dependiente leída de la figura anexo 2.

F2/SKr= Variable dependiente leída de la figura anexo 3.

S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas.

Kr = Constante de elasticidad de la sarta de varillas.

Wrf= Peso debido a la flotación de las varillas, dada por la siguiente ecuación:

$$W_{rf} = W_r \times [1 - (0,128 \times SpGr)]$$

Donde:

Wrf= Peso de la sarta de varillas incluyendo la flotación, en Lb.

Wr= Peso total de la sarta de varillas en el aire, en Lb.

### f) Torque máximo

El torque máximo sobre la caja reductora es calculado asumiendo que la unidad se encuentra perfectamente balanceada. Así, el efecto de contrabalanceo actual en la barra lisa es asumido para ser igual a:

$$CBE = 1.06 \times [W_{rf} + (0,5 \times Fo)]$$

Donde:

CBE = Efecto ideal de contrabalanceo en la barra lisa en Lb.

Wrf= Peso de la sarta de varillas debido a la flotación en Lb.

Fo= Carga de fluido sobre el pistón en Lb.

Bajo estas condiciones, el torque máximo es calculado por:

$$PT = \frac{2T}{S^2Kr} \times \frac{S^2}{2} \times Kr \left\{ 1 + \left[ \left( \frac{Wrf}{SKr} - 0.3 \right) \times \frac{Ta}{10} \right] \right\}$$

Donde:

PT = Torque máximo sobre la caja reductora en pulgadas-Lb.

$2T / S^2Kr$  = Variable dependiente leída de la figura anexo 4.

S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas.

Kr = Constante de elasticidad de la sarta de varillas en Lb./in.

Wrf/ SKr= Variable adimensional independiente (Si>0.3 Usar figura anexo 6).

Ta = Factor de torque ajustado, leído de la figura anexo 6 en %.

### **g) Potencia en la barra pulida (PRHP)**

La potencia requerida para manejar la barra lisa está dada por:

$$PRHP = 2.53 \times 10^{-6} \times \frac{F3}{SKr} \times S^2 \times N \times Kr$$

Donde:

PRHP = Potencia en la barra lisa en HP.

F3/SKr= Variable dependiente leída de la figura anexo 5.

S = Longitud del recorrido de la barra lisa en pulgadas.

N = Velocidad de bombeo en golpes por minuto.

$K_r$  = Constante de elasticidad de la sarta de varillas en Lb./in.

### **2.8.8 Rodstar**

RODSTAR puede simular cualquier sistema de bombeo y predecir con precisión su rendimiento. Para un sistema que usted especifique, el programa predice las tarjetas de dinamómetro de superficie y de fondo de pozo. Además, calcula el par máximo de la caja de engranajes y la carga de la caja de engranajes, la carga de la estructura, la carga de la varilla, la carrera de la bomba, la longitud mínima requerida de la bomba, la longitud del émbolo, el espaciado de la bomba, la tasa de producción esperada, el contrapeso necesario para equilibrar la unidad, el tamaño del motor primario, en general eficiencia del sistema, consumo diario de energía, factura mensual de electricidad y otra información útil. Además, RODSTAR le permite ingresar los datos de rendimiento de entrada para que pueda diseñar fácilmente un sistema de bombeo para cualquier presión de admisión de la bomba de admisión, calcular la tasa de producción esperada, la presión de admisión de la bomba y el estado de la bomba para cualquier sistema de bombeo de varilla, averiguar la producción máxima Tarifa que puedes conseguir, y más. (RODSTAR,2006, pág. 2).



# **CAPITULO 3**

## **3. DESARROLLO Y ANÁLISIS**

### 3.1 Análisis del diseño mecánico de los pozos

Este estudio está enfocado en el diseño del bombeo mecánico a los pozos PCN-06, PCN17 con la asistencia del software RODSTAR, el diseño necesito de la recolección de datos la cual se la realizo en el Bloque 18 – Palo Azul Ecuador.

### 3.2 Varillas de bombeo para el pozo Pucuna 6 y Pucuna 17

Según el análisis final del diseño de bombeo mecánico para los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17 , basándose en la configuración del pozo (desviación, profundidad y tipo de fluido) se utilizará varillas de alta resistencia tipo HR, sarta 86. Están fabricadas con acero especial de aleación de cromo y molibdeno AISI A-4138-M para manejar fuertes tensiones. La aleación de acero especial proporciona resistencia al agrietamiento por tensión de sulfuro, se trata con calor para maximizar su resistencia a la fatiga y mejorar su rendimiento en fluidos corrosivos, no corrosivos o inhibidos de manera efectiva.

Los proveedores principales de varillas de este tipo son: WFT XD, NORRIS 97, CAM HS.

En la siguiente tabla, se presenta las propiedades químicas y mecánicas de las varillas API 86 HR de Weatherford:

**Tabla 3.5 Propiedades químicas y mecánicas de las varillas**

<b>Tipo</b>	<b>96 (T66/XD)</b>
Grado API	Servicio Especial de Alta Resistencia
Serie AISI	A-4138-M
<b>Propiedades Químicas (%)</b>	<b>96 (T66/XD)</b>
Carbono (C)	0.38/0.42
Cromo (Cr)	0.55/0.85
Cobre (Cu)	0.35 máx.

Manganeso (Mn)	1.1/1.4
Molibdeno (Mo)	0.25/0.35
Níquel (Ni)	0.30 máx.
Fosforo (P)	0.035 máx.
Silicio (Si)	0.20/0.35
Azufre (S)	0.035 máx.
Vanadio (V)	0.07/0.09
<b>Propiedades Mecánicas</b>	<b>96 (T66/XD)</b>
Código color	Verde
Resistencia a la fluencia (1000 psi)	115min
Resistencia a la tracción (1000 psi)	140/150
Elongación (% en 8-in)	10min
Reducción del área (%)	40min
Dureza (HRC)	30 a 33

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

**Tabla 3.6 Indicador de peso máximo recomendado a la tracción**

Tipo de Varilla	Tamaño (in)	Carga		Peso	
		(lb)	(DaN)	(lb/ft)	(Kg/m)
Grado HD T66/XD	3/4	45,7	20,3	1.634	2.432
	7/8	62200	27,6	2.224	3.310
	1	81,2	36,1	2.904	4.322

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

El factor de servicio de las varillas sirve para guardar un margen de seguridad. Para pozos verticales en condiciones óptimas y seguras por lo general se utiliza el valor de 0.9 pero este valor se reduce si dichas condiciones cambian (presencia de sólidos, ambiente corrosivo e incluso alto grado de desviación del pozo o alguna otra condición que presente un peligro que se rompa las varillas por desgaste, oxidación o fricción). En los pozos, Pucuna 6 y Pucuna 17 se utilizará un SF de 0.9

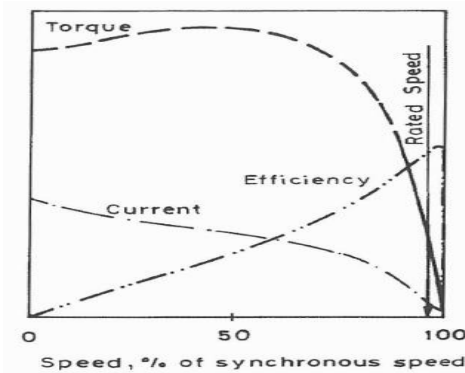
ya que al tratarse de pozos con bajo BSW no se considera un ambiente corrosivo ni tampoco presencia de sólidos.

### 3.3 Tipo de motor utilizado para el Pucuna 6 y Pucuna 7

El motor utilizado para los pozos Pucuna 6 y 7 es el Nema D, estos son los más populares en el campo petrolero y se utilizan frecuentemente en instalaciones de bombeo de cargas moderadas a altas. En la figura 3.37 se muestra las curvas de rendimiento cualitativas típicas de este motor, donde el torque, corriente consumida y la eficiencia del motor se representan en función de la velocidad. El parámetro más importante es el torque de salida, que, a velocidad cero, debe ser suficiente para poner en marcha la unidad de bombeo.

El rango de velocidad de operación del motor está cerca de la velocidad nominal, donde un aumento en la carga de torsión disminuye la velocidad del motor. La corriente consumida por el motor también aumenta con torques de salida más grandes. La eficiencia eléctrica del motor varía en un amplio rango, tiene su valor máximo a la velocidad nominal y disminuye a la velocidad sincrónica.

Sus principales beneficios incluyen la reducción de las cargas estructurales de la unidad de bombeo, los picos de torsión y el consumo de energía.



**Figura 3.36 Curvas de rendimiento típicas del motor Nema D**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.4 Datos actuales del campo Pucuna

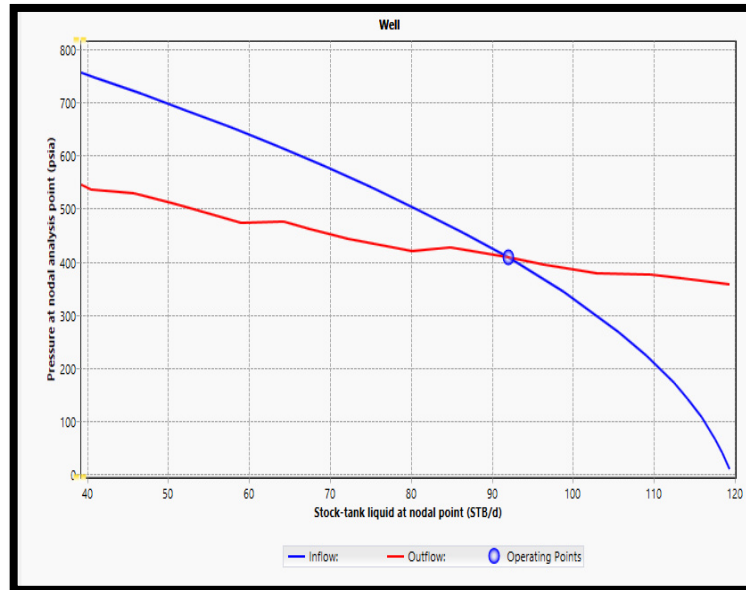
**Tabla 3.7 Datos del campo Pucuna**

Pozo	Fecha	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF	BSW	GOR	T-Bomba
PCN-002H	30/12/2018	164.85	148.37	16.48	64.70	9.9	571	JET-8G
PCN-003TI	27/12/2018	426.69	422.37	4.32	231.91	1.0	549	JET-12K
PCN-006UI	27/12/2018	90.36	81.99	8.37	5.81	9.3	71	JET-8G
PCN-007UI	28/12/2018	206.48	204.27	2.21	83.16	1.1	407	JET-9H
PCN-008TS	01/01/2019	265.92	231.35	34.57	8.00	13.0	35	JET-10I
PCN-009H	30/12/2018	99.87	88.83	11.04	15.36	11.1	173	JET-7B +G
PCN-010TS	24/12/2018	123.32	109.41	13.91	68.24	11.3	624	JET-9G
PCN-012TI	01/01/2019	306.66	298.07	8.59	231.36	2.8	776	JET-12-K
PCN-012TS	01/01/2019	86.49	84.07	2.42	65.25	2.8	776	JET-12-K
PCN-013BT	25/12/2018	105.29	91.33	13.96	7.43	13.3	81	JET-8H
PCNA-005H	23/12/2018	1062.94	80.33	982.61	6.34	92.4	79	JET-10K
PCNA-017UI	29/12/2018	62.62	59.78	2.64	74.45	4.5	1245	JET-8-G
PCNA-14T	01/01/2019	112.53	98.92	13.61	87.81	12.1	888	JET-9G
PCN-016H	29/12/2018	162.72	162.44	0.32	162.59	0.2	1001	JET-11-J

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

## 3.5 Pucuna 6

### 3.5.1 Análisis nodal



**Figura 3.37 Análisis nodal Pucuna 6**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

El análisis Nodal se lo obtuvo utilizando un software de ingeniería en petróleo, el cual, ubicando la bomba a 8547 ft y trabajando con los datos más actuales del pozo, dio como resultado un caudal óptimo de 92 BFPD a una presión de 407,2 psia. El análisis de las condiciones dinámicas de flujo multifásico indica la existencia de tasas de flujo estables para valores mayores a 45 BFPD.

### 3.5.2 Diseño mecánico

El pozo Pucuna 06 actualmente produce de la arena U, con la ayuda de un levantamiento artificial a una profundidad de 9404.5 ft.

El diseño se realizó a partir de la información de reservorio y producción más actualizada facilitada por Petroamazonas.

**Tabla 3.8 Datos para el diseño mecánico del Pucuna 6**

Pozo	PCN-06
Profundidad de la bomba (ft)	8547
Bsw (%)	11.7
API	29.9
Índice de presión del yacimiento(psi/ft)	0.067
IP (bbl/d/psi)	0.295
Presión del Reservorio (psi)	627.58
Presión de Fondo Fluyente(psi)	198.58

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

Los resultados obtenidos mediante la implementación del software RODSTAR, muestran una caracterización de la implementación del bombeo mecánico en el pozo Pucuna-06 a partir de información de producción y yacimiento, teniendo siempre pendientes que no tengamos una sobrecarga en la caja de engranajes, en la estructura, controlar los esfuerzos de fondo y la carga mínima sobre la varilla pulida.

En la figura 3.39 observamos que la unidad del pozo Pucuna-06 tendrá que trabajar a una velocidad de 3.23 SPM, la cual trabajara con un motor Nema D con una potencia de 20 HP produciendo un total de 76 bfpd, dándonos una tasa de 67 bopd, este diseño logra soportar el 85% de su capacidad máxima de carga esto es requerido debido a la carga de la varilla pulida 25821 lbs, a la carga en la caja de engranaje del 82% obteniendo de esta forma un torque máximo de 525 M in-lbs, el desplazamiento y las perdidas mínimas de producción serán cero ya que nuestra tubería está anclada en nuestro diseño.

El diseño nos sugiere una bomba de 22 ft de longitud con un espaciamiento entre la válvula viajera de 25.5 in.

CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 90% GRADE: B+)		
Production rate (bfpd):	76	Peak pol. pod load (lbs): 25821
Oil production (BOPD):	67	Min. pol. rod load (lbs): 14838
Strokes per minute:	3.23	MPRL/PPRL: 0.575
System eff. (Motor->Pump):	38%	Unit struct. loading: 85%
Permissible load HP:	24.6	PRHP / PLHP: 0.29
Fluid load on pump (lbs):	5973	Buoyant rod weight (lbs): 17605
Polished rod HP:	7	N/No: .107 , Fo/SKr: .236
Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED (Min. Energy)	BALANCED (Min Torq)
NEMA D motor:	20 HP	20 HP
Single/double cyl. engine:	15 HP	15 HP
Multicylinder Engine:	20 HP	20 HP
Torque analysis and electricity consumption	BALANCED (Min. Energy)	BALANCED (Min Torq)
Peak g'box torq.(M in-lbs):	538	525
Gearbox loading:	84.1%	82%
Cyclic load factor:	1.763	1.761
Max. cb moment (M in-lbs):	1542.09	1528.19
Counterbalance effect(lbs):	21396	21194
Daily electr.use (Kwh/Day):	196	198
Monthly electric bill:	\$359	\$363
Electr.cost per bbl fluid:	\$0.155	\$0.157
Electr.cost per bbl oil:	\$0.176	\$0.178
Tubing, Pump And Plunger Calculations		
Tubing stretch (in):	.0	
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0	
Gross pump stroke (in):	112.0	
Pump spacing (in. from bottom):	25.5	
Minimum pump length (ft):	22.0	
Recommended plunger length (ft):	6.0	

**Figura 3.38 Resultado del diseño de bombeo mecánico para el pozo Pucuna 6**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)



### 3.5.3 Diseño de varilla

En la tabla 3.9 podemos ver la configuración y el análisis de tensión de la sarta de varillas para el pozo Pucuna 6.

Existe una carga en la sarta de varilla aceptable para el diseño, ya que no llega a sobrecargar la sarta la varilla en donde podemos observar que las varillas de 1" soportaran una carga de 42.4%, las varillas de 7/8" soportaran una carga de 42.9%, las varillas de 3/4" soportaran una carga de 43.1% y las barras de peso soportaran una carga de 41%.

**Tabla 3.9 Tabla de diseño y análisis de tensión de la sarta de varillas en el pozo Pucuna 6**

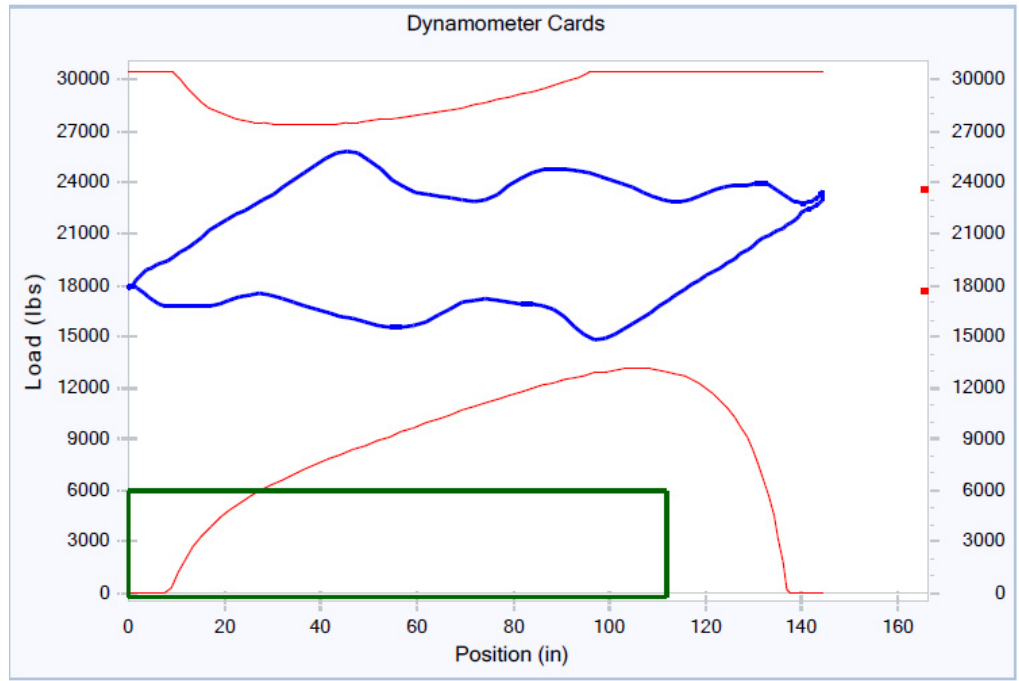
Díámetro (in)	Longitud (ft)	Resistencia mínima a la tracción psi	Carga de tensión (%)	Tope de tensión máxima (psi)	Tope de tensión mínima (psi)	Tensión calculada de varilla (psi)	Método de cálculo de tensión
1	2550	140000	42.4	32749	19020	11933	API MG T/2.8
7/8	3100	140000	42.9	29409	14105	6665	API MG T/2.8
3/4	2650	140000	43.1	23610	5901	542	API MG T/2.8
1 - 1/2	200	90000	41.0	7043	-1581	-113	API MG

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.5.4 Gráfica de la carta dinamométricas de superficie y de fondo

En el diseño del Bombeo mecánico se obtuvo la carta dinamométrica que nos muestra la gráfica de superficie en color azul y la gráfica de fondo en color verde, para nuestro estudio se analiza la carta dinamométrica de fondo para el pozo Pucuna-06, este es un gráfico de fuerza vs desplazamiento que es obtenida mediante un modelo matemático que elimina las modificaciones que sufre la onda a lo largo de la varilla de

bombeo, en la figura 3.40 observamos una carta llena lo que indica que tenemos un caso de cargas ideal.

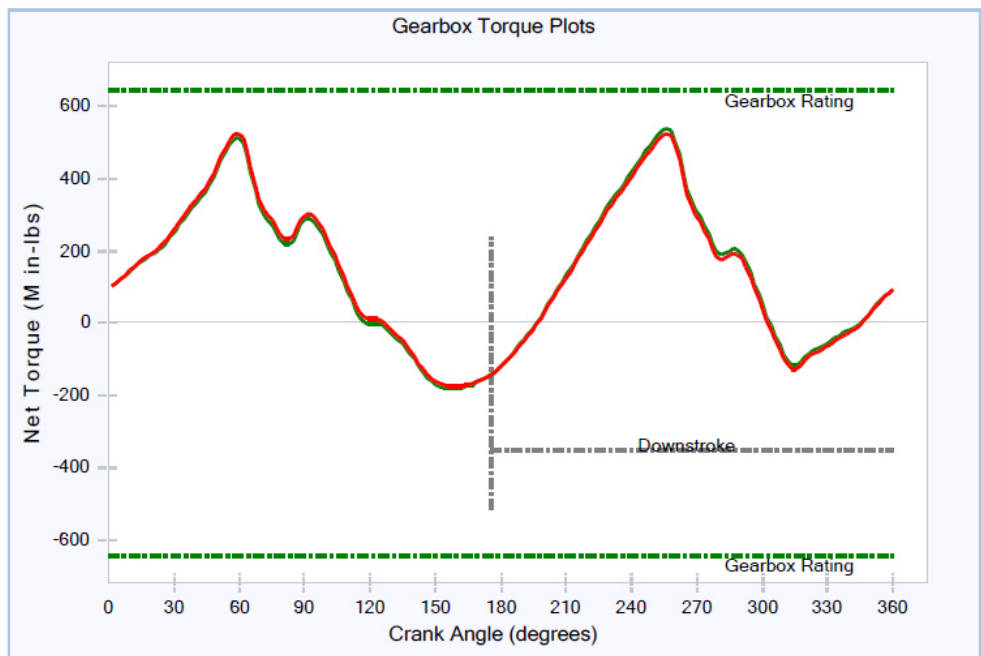


**Figura 3.39 Carta dinamométrica del Pucuna 6**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.5.5 Gráfica del torque de la caja de engranaje

La grafica de torque en la caja de engranaje nos muestra la variación del torque neto durante el ciclo de rotación del sistema de bombeo mecánico, dándonos como resultado un torque máximo de 524 M in-lb equivalente a una carga de la caja de engranaje del 82%.



**Figura 3.40 Torque máximo en la caja de engranajes**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

El diseño que se realizó para este pozo tiene una puntuación de diseño del 90%, obteniendo un grado de B+ en el software RODSTAR, lo que nos indica que tenemos un proyecto viable mediante los análisis de los siguientes parámetros:

**Tabla 3.10 Puntuación del diseño del sistema**

Factores de diseño	%
Balanced Gearbox Loading	100%
Maximum Rod Loading Score	60%
Structure Loading Score	100%
System Efficiency	80%
Bottom Minimum Stress Score	100%
Minimum Polished Rod Loading Score	100%

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.5.6 Designación API de la bomba

Tabla 3.11 Designación API de la bomba para el Pozo Pucuna 6

<b>Diámetro de la tubería</b>	3-1/2''
<b>Diámetro id de la bomba</b>	1.5''
<b>Tipo de bomba</b>	insertada
<b>Tipo de barril para pistón metálico</b>	de pared gruesa
<b>Localización del anclaje</b>	en el fondo
<b>Tipo de anclaje</b>	copas
<b>Longitud del barril en pies</b>	34
<b>Longitud nominal del pistón en pies</b>	6
<b>Longitud total de extensiones en pies</b>	2

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

Tenemos como resultado la siguiente designación API.

<b>30</b>	<b>155</b>	<b>R</b>	<b>H</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>34</b>	<b>6</b>	<b>2</b>
-----------	------------	----------	----------	----------	----------	-----------	----------	----------

### 3.5.7 Diagrama actual del pozo Pucuna-06

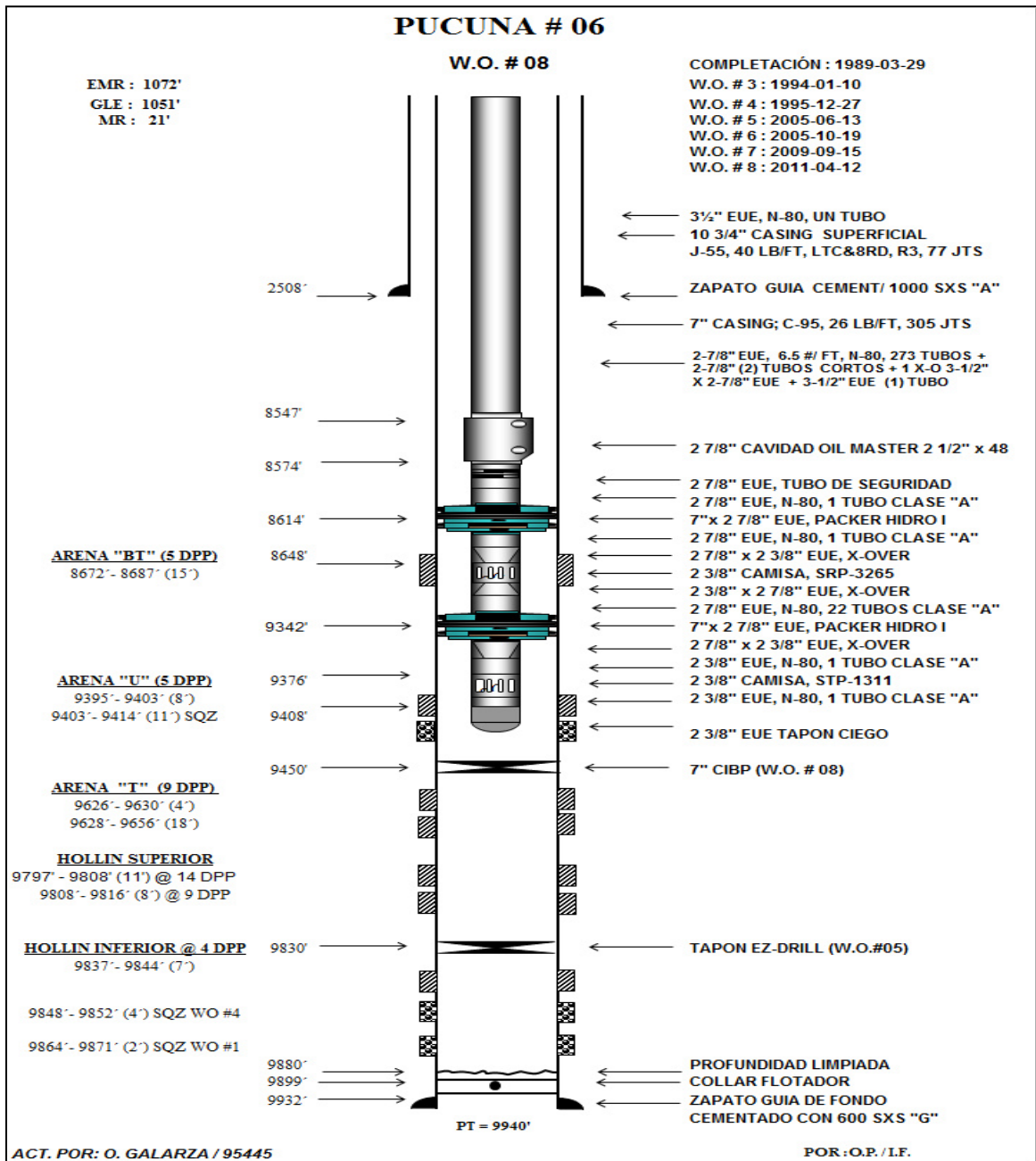


Figura 3.41 Diagrama actual del Pozo Pucuna 6

### 3.5.8 Diagrama del pozo Pucuna-06 con bombeo mecánico

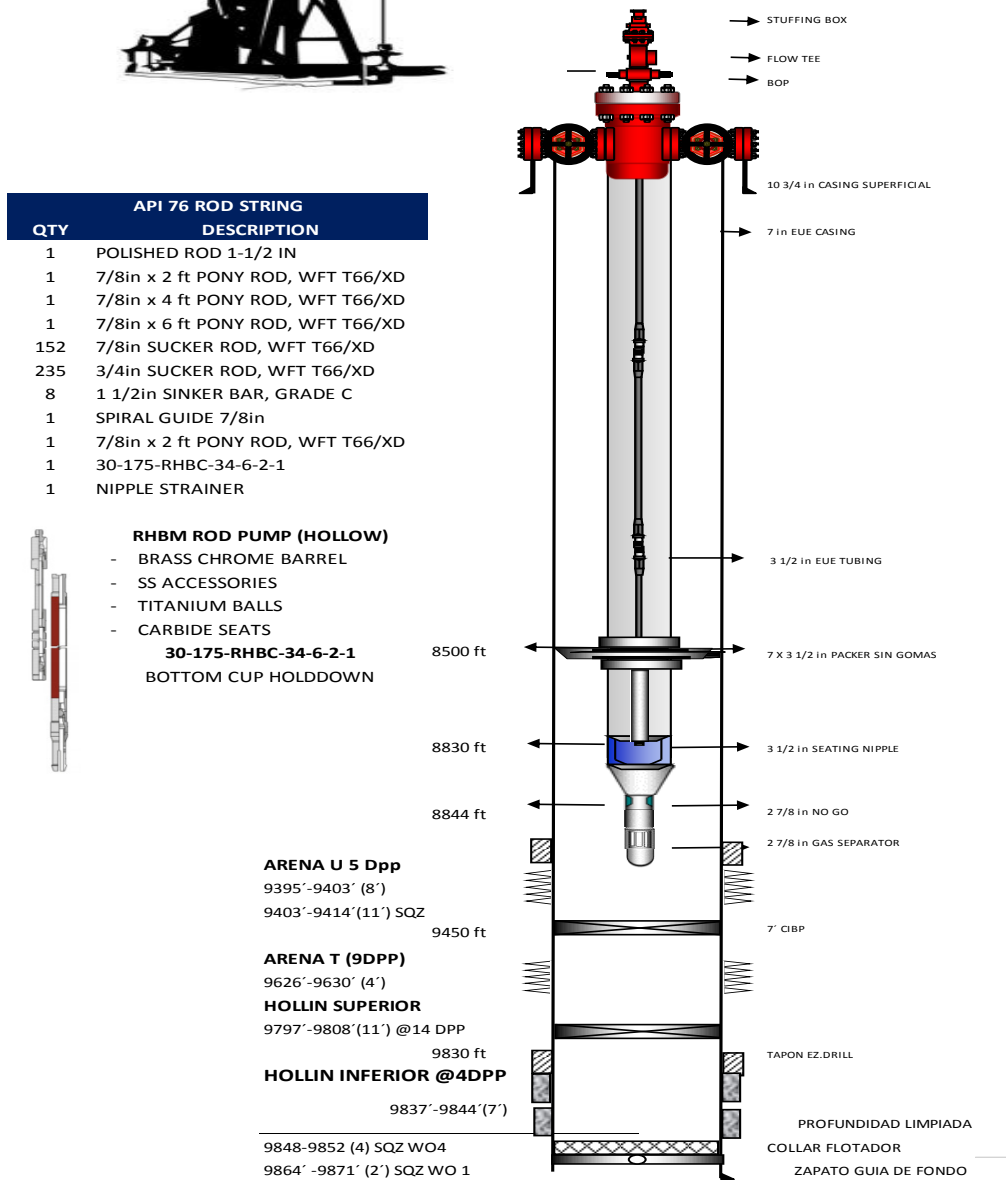
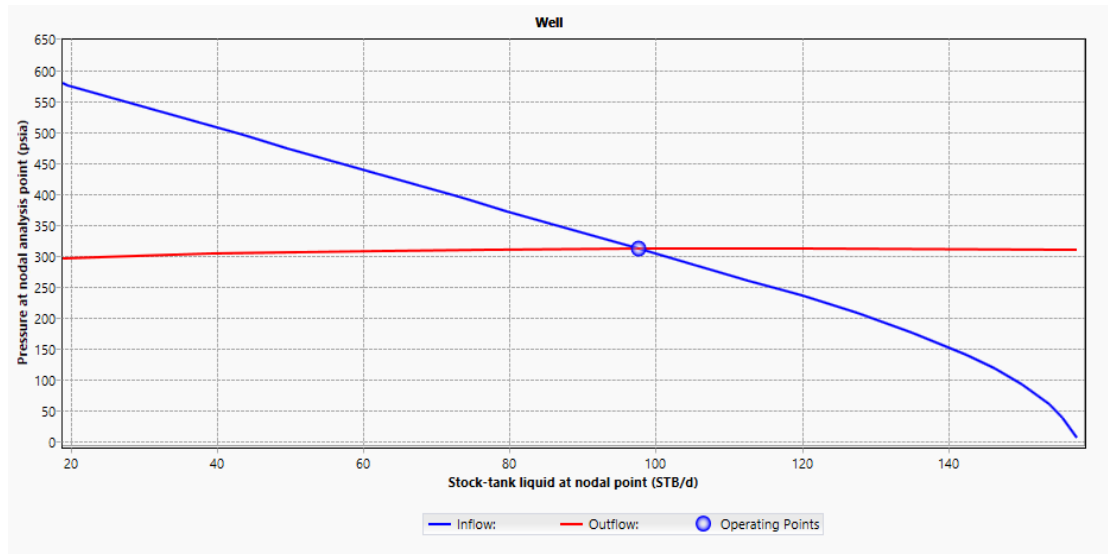


Figura 3.42 Diagrama del pozo Pucuna 6 con bombeo mecánico

## 3.6 Pucuna 17D

### 3.6.1 Análisis nodal



**Figura 3.43 Análisis nodal del pozo Pucuna 17**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

Según el análisis nodal a una profundidad de la bomba de 9400 ft el caudal óptimo para el Pucuna 17 es de 97,6 BFPD a una presión de 311,3 psia. El análisis de las condiciones dinámicas de flujo multifásico indica la existencia de tasas de flujo estables para valores mayores a 60 BFPD.

### 3.6.2 Diseño mecánico

EL pozo Pucuna 17D actualmente produce de la arena U inferior, con la ayuda de un levantamiento artificial a una profundidad de 9687 ft.

El diseño se realizó a partir de la información de reservorio y producción más actualizada facilitada por Petroamazonas.

**Tabla 3.12 Datos para el diseño mecánico del pozo Pucuna 17**

Pozo	PCN-17
Profundidad de la bomba (ft)	9473
Bsw(%)	4.6
API	30.7
Índice de presión del yacimiento(psi/ft)	0.098
IP (bbl/d/psi)	0.235
Presión de Reservorio (psi)	953.193

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

Los resultados obtenidos mediante la implementación del software RODSTAR, muestran una caracterización de la implementación del bombeo mecánico en el pozo Pucuna-17D a partir de información de producción y yacimiento, teniendo siempre pendientes que no tengamos una sobrecarga en la caja de engranajes, en la estructura, controlar los esfuerzos de fondo y la carga mínima sobre la varilla pulida.

En la figura 3.45 observamos que la unidad del pozo Pucuna-17D tendrá que trabajar a una velocidad de 1.04 SPM, la cual trabajara con un motor Nema D con una potencia de 20 HP produciendo un total de 70 bfpd, dándonos una tasa de 67 bopd, este diseño logra soportar el 94% de su capacidad máxima de carga esto es requerido debido a la carga de la varilla pulida 33843 lbs, a la carga en la caja de engranaje del 53% obteniendo de esta forma un torque máximo de 170 M in-lbs, el desplazamiento y las perdidas mínimas de producción serán cero ya que nuestra tubería está anclada en nuestro diseño.

El diseño nos sugiere una bomba de 36 ft de longitud con un espaciamiento entre la válvula viajera de 47.2 in.



CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 86% GRADE: B+)			
Production rate (bfpd):	70	Peak pol. pod load (lbs):	33843
Oil production (BOPD):	67	Min. pol. rod load (lbs):	13629
Strokes per minute:	1.04	MPRL/PPRL:	0.403
System eff. (Motor->Pump):	27%	Unit struct. loading:	94%
Permissible load HP:	24.3	PRHP / PLHP:	0.50
Fluid load on pump (lbs):	8426	Buoyant rod weight (lbs):	18044
Fluid level tvd (ft from surface):	8648	N/No: .039 , Fo/SKr: .198	
Polished rod HP:	12.1		
Required prime mover size (speed var. not included)		BALANCED (Min Torq)	
NEMA D motor:		20 HP	
Single/double cyl. engine:		15 HP	
Multicylinder Engine:		20 HP	
Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min Torq)	
Peak q'box torq.(M in-lbs):		170	
Gearbox loading:		53%	
Cyclic load factor:		1.102	
Counterbalance weight(M lbs):		23.74	
Daily electr.use (Kwh/Day):		275	
Monthly electric bill:		\$503	
Electr.cost per bbl fluid:		\$0.236	
Electr.cost per bbl oil:		\$0.247	
Tubing, Pump And Plunger Calculations			
Tubing stretch (in):		.0	
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):		0.0	
Gross pump stroke (in):		220.8	
Pump spacing (in. from bottom):		47.2	
Minimum pump length (ft):		36.0	
Recommended plunger length (ft):		6.0	

**Figura 3.44 Resultado del diseño de bombeo mecánico para el pozo Pucuna 17**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.6.3 Diseño de varilla

En la tabla 3.13 se presenta la configuración y análisis para el Pucuna 17. Tomando en cuenta que se trata de un pozo desviado, tipo “S” que presenta una inclinación máxima de 26.55° y un factor de servicio de 0.9 se tiene una carga en la sarta de varilla aceptable para el diseño, ya que no llega a sobrecargar la sarta en donde podemos observar que las varillas de 1" soportaran una carga de 76.2%, las varillas de 7/8" soportaran una carga de 76.3%, las varillas de 3/4" soportaran una carga de 76.2% y las barras de peso soportaran una carga de 55.1%.

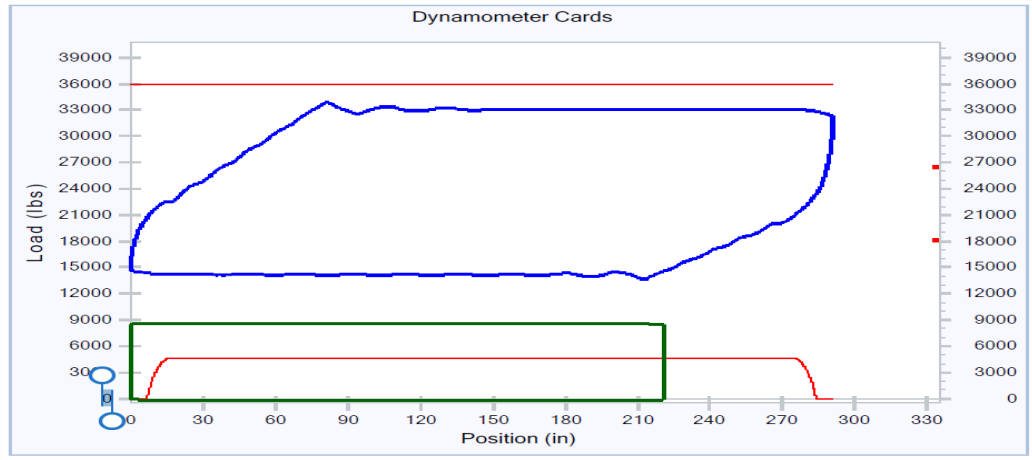
**Tabla 3.13 Tabla de diseño y análisis de tensión de la sarta de varillas en el pozo Pucuna 6**

Diámetro (in)	Longitud (ft)	Resistencia mínima a la tracción psi	Coefficiente de fricción	Carga de tensión (%)	Tope de tensión máxima (psi)	Tope de tensión mínima (psi)	Tensión calculada de varilla (psi)
1	2242	140000	0.25	66.7%	35068	15025	12917
7/8	2400	140000	0.25	67.1%	34905	14493	10565
3/4	4700	140000	0.25	67.5%	35415	15268	794
1 - 1/2	250	90000	0.25	26.0%	3973	-887	-113

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.6.4 Gráfica de la carta dinamométricas de superficie y de fondo

En el diseño del Bombeo mecánico se obtuvo la carta dinamométrica que nos muestra la gráfica de superficie en color azul y la gráfica de fondo en color verde, para nuestro estudio se analiza la carta dinamométrica de fondo para el pozo Pucuna-17D, este es un gráfico de fuerza vs desplazamiento que es obtenida mediante un modelo matemático que elimina las modificaciones que sufre la onda a lo largo de la varilla de bombeo, en la figura 3.46 observamos una carta llena lo que indica que tenemos un caso de cargas ideal.

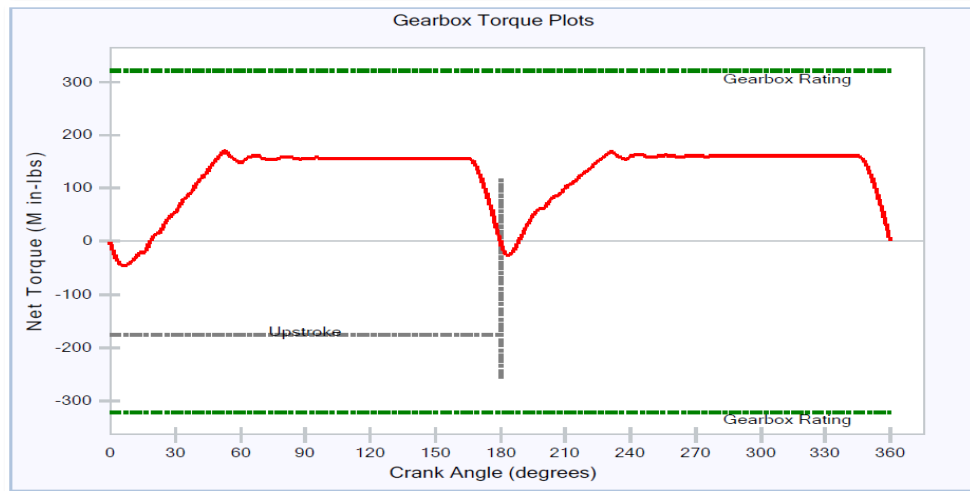


**Figura 3.45 Carta dinamométrica del pozo Pucuna 17**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.6.5 Gráfica del torque de la caja de engranaje

La grafica de torque en la caja de engranaje nos muestra la variación del torque neto durante el ciclo de rotación del sistema de bombeo mecánico, dándonos como resultado un torque máximo de 170 M in-lb equivalente a una carga de la caja de engranaje del 53%.



**Figura 3.46 Torque máximo en la caja de engranajes**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

El diseño que se realizó para este pozo tiene una puntuación de diseño del 86%, obteniendo un grado de B+ en el software RODSTAR, parámetros accesibles que permiten la viabilidad del proyecto.

**Tabla 3.14 Puntuación del diseño del sistema del pozo Pucuna 17**

Factores de Diseño	%
Balanced Gearbox Loading	70%
Maximum Rod Loading Score	100%
Structure Loading Score	100%
System Efficiency	50%
Bottom Minimum Stress Score	95%
Minimum Polished Rod Loading Score	100%

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.6.6 Designación API de la bomba

Los parámetros utilizados para la designación API de la bomba a utilizar en el diseño serán:

**Tabla 3.15 Designación API de la bomba en el pozo Pucuna 17**

<i>Diámetro de la tubería</i>	3-1/2''
<b><i>Diámetro ID de la bomba</i></b>	1-3/4''
<b><i>Tipo de bomba</i></b>	Insertada
<b><i>Tipo de Barril para pistón metálico</i></b>	De pared gruesa
<b><i>Localización del anclaje</i></b>	En el fondo
<b><i>Tipo de anclaje</i></b>	Copas
<b><i>Longitud del barril en pies</i></b>	36
<b><i>Longitud nominal del pistón en pies</i></b>	6
<b><i>Longitud total de extensiones en pies</i></b>	2

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

Tenemos como resultado la siguiente designación API.

<b>30</b>	<b>175</b>	<b>R</b>	<b>H</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>34</b>	<b>6</b>	<b>2</b>
-----------	------------	----------	----------	----------	----------	-----------	----------	----------

### 3.6.7 Diagrama actual del pozo Pucuna-17D

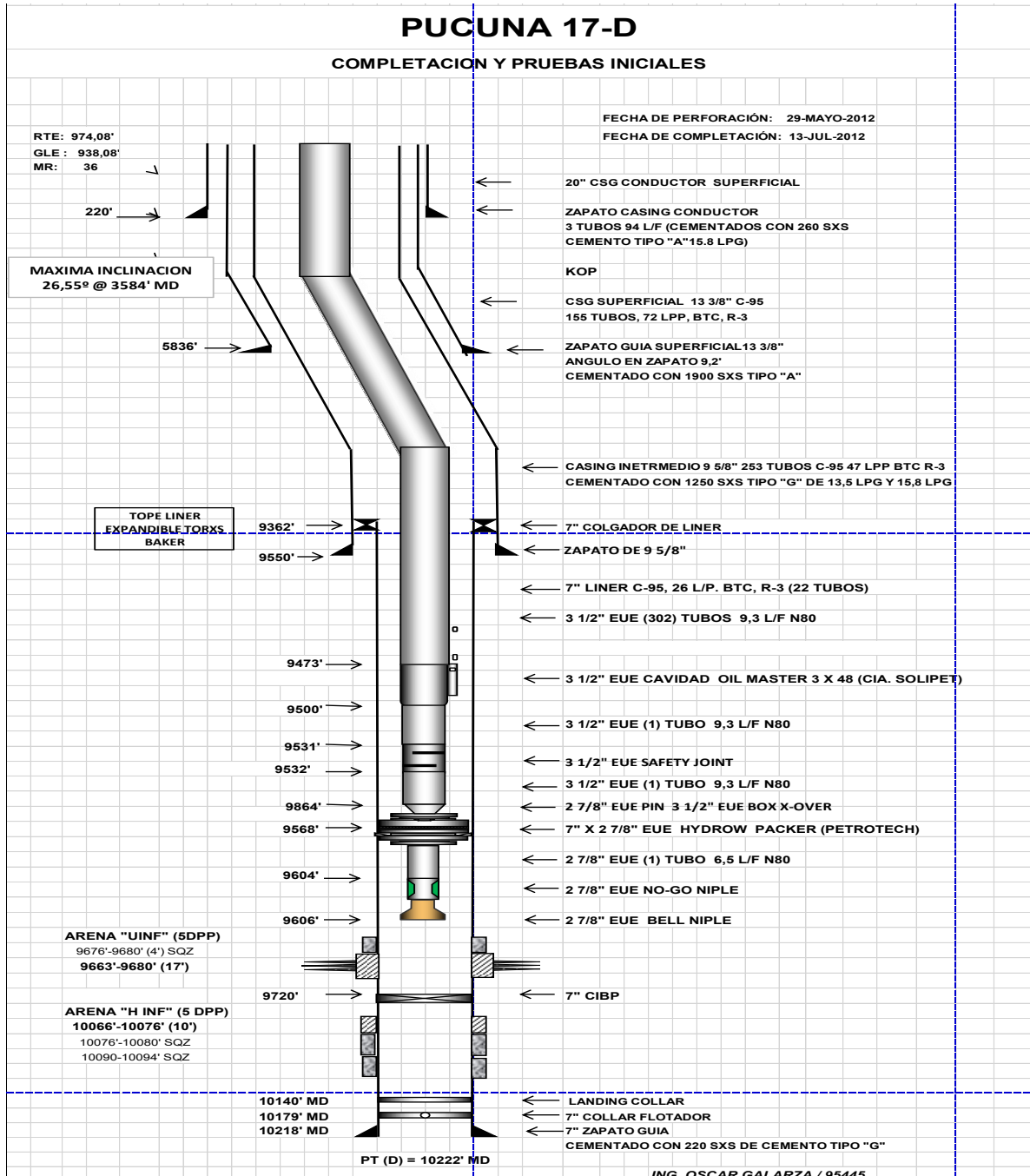


Figura 3.47 Diagrama actual del pozo Pucuna 17

### 3.6.8 Diagrama del pozo Pucuna-17D con bombeo mecánico

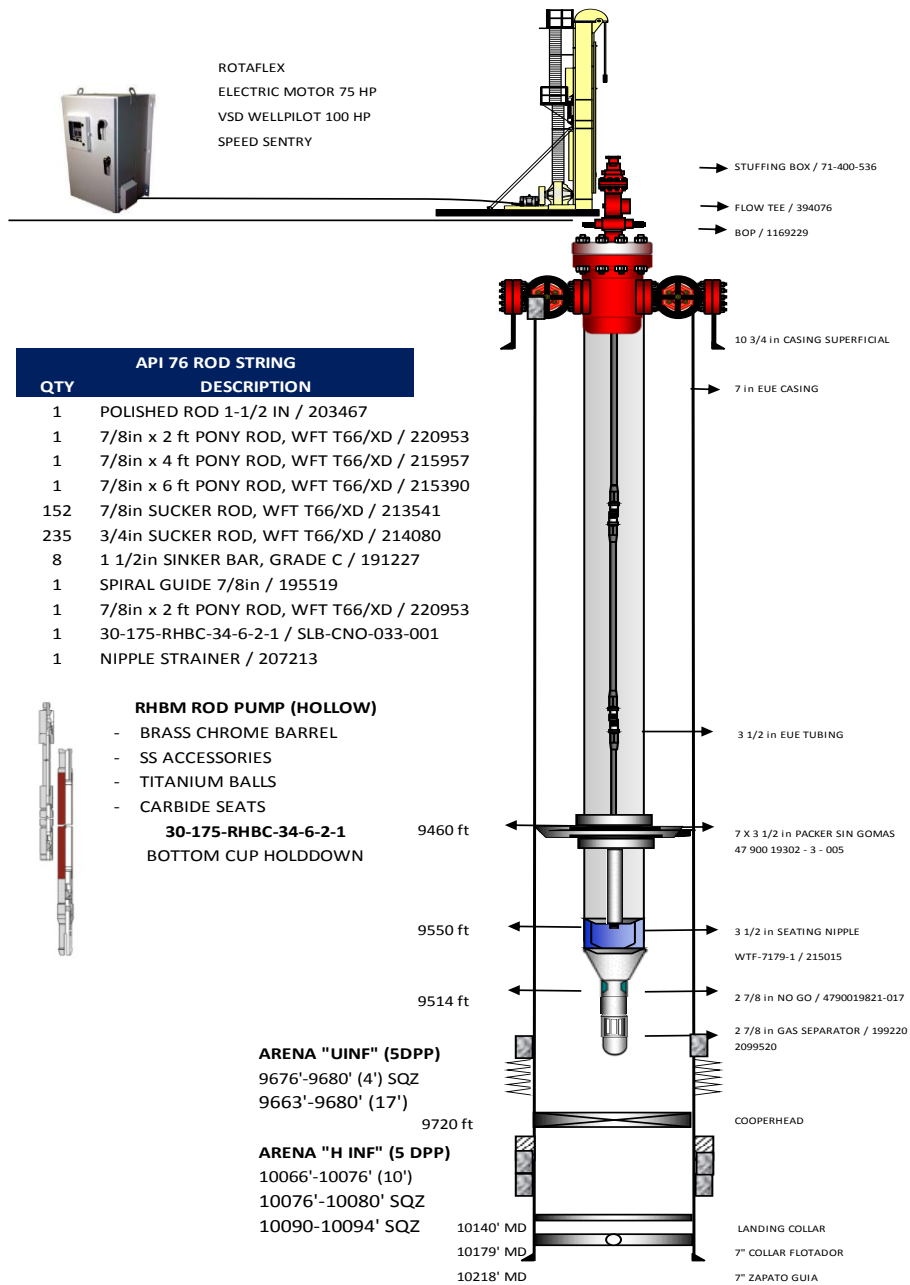
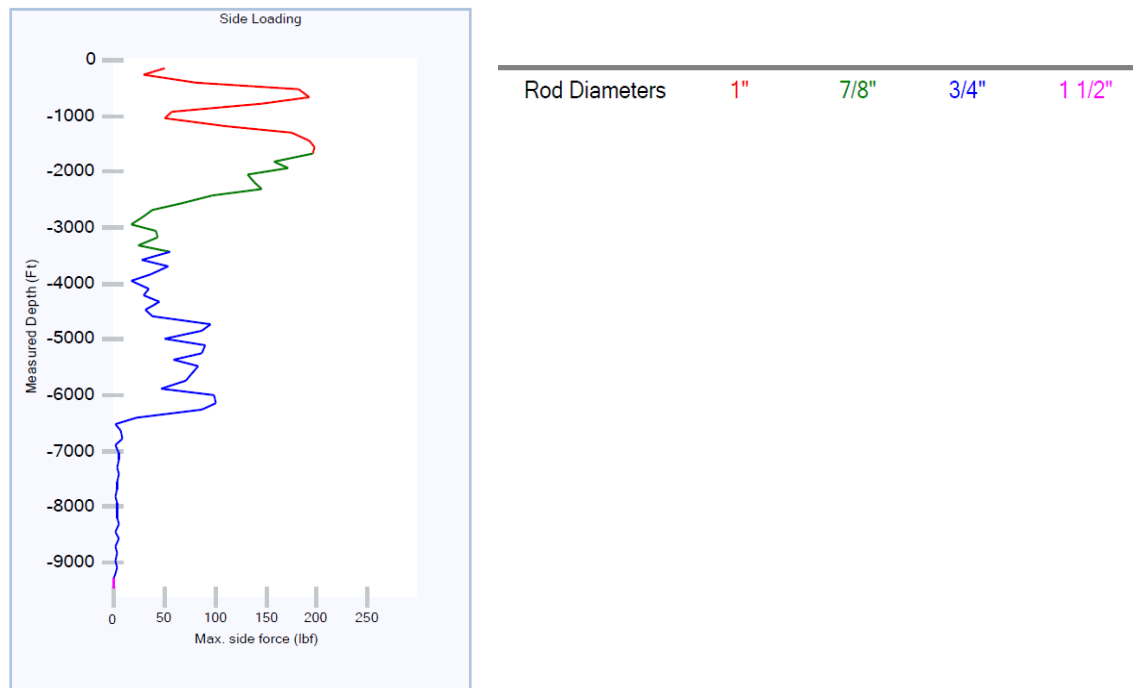


Figura 3.48 Diagrama del pozo Pucuna 17 con bombeo mecánico

### 3.6.9 Grafica de cargas laterales

En la gráfica de profundidad vs máxima carga lateral, podemos observar que nuestro diseño tendrá la mayor carga en la varilla de 1" y que sobre ella recae todo el peso de la sarta de varilla, así como podemos observar que las varillas de peso poseen cargas laterales mínimas.



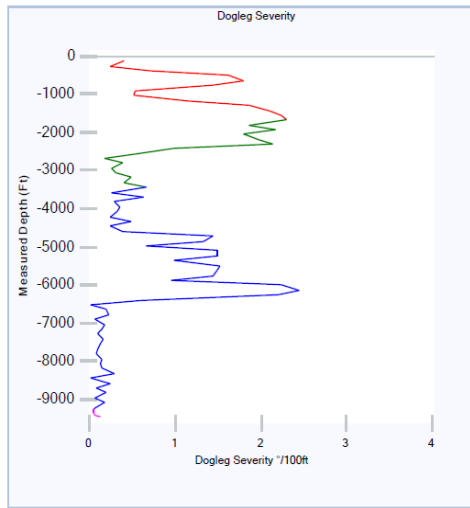
**Figura 3.49 Diagrama de cargas laterales del pozo Pucuna 17**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.6.10 Grafica de gravedad del dogleg

En la gráfica profundidad vs dogleg severity/100ft observamos que los puntos donde la trayectoria del pozo ha sufrido algún cambio se han marcado con un pico en la gráfica de esta forma podemos argumentar que a mayor dogleg mayor será la carga lateral que tendrá el diseño



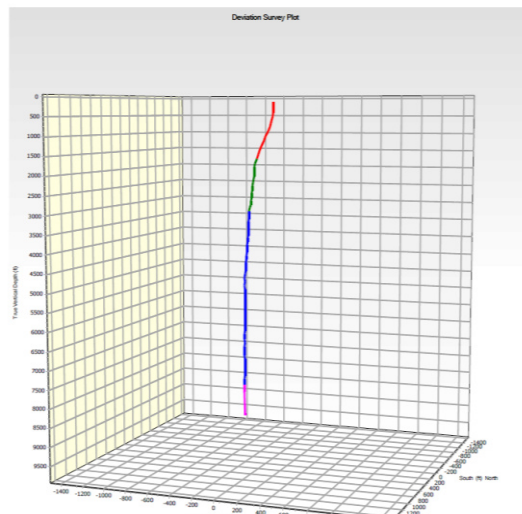


**Figura 3.50 Dogleg en el pozo Pucuna 17**

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

### 3.6.11 Grafica de desviación del pozo Pucuna-17D

La grafica muestra el diseño del pozo y la configuración que tendrá los diámetros de la varilla según la profundidad a la que se encuentren, así como las varillas de peso requeridas en el sistema.



**Figura 3.51 Grafica de desviación del pozo Pucuna 17**

### 3.6.12 Reporte del pozo Pucuna-17D

Tabla 3.16 Reporte final del pozo Pucuna 17

<b>Guía de recomendación del reporte Pucuna 17</b>					
<b>Taper</b>	<b>Depth ft</b>	<b>Rod diameter</b>	<b>Max side load</b>	<b>Taper</b>	<b>Depth ft</b>
1	150	1"	49.81	Molded	2
1	550	1"	182.43	Molded	5
1	1000	1"	55.16	Molded	2
2	1575	7/8"	197.46	Molded	5
2	2000	7/8"	144.41	Molded	4
2	2500	7/8"	70.51	Molded	2
2	2525	7/8"	65.38	Molded	2
2	3000	7/8"	41.03	Molded	2
3	3325	3/4"	23.46	Molded	1
3	3500	3/4"	27.38	Molded	1
3	4000	3/4"	34.29	Molded	1
3	4500	3/4"	38.89	Molded	1
3	5000	3/4"	49.56	Molded	2
3	5500	3/4"	82.3	Molded	3
3	6000	3/4"	98.79	Molded	3

### 3.7 Unidades de bombeo requeridas

**Tabla 3.17 Unidad de bombeo requerida para los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17**

POZO	6	17
Unidad de bombeo	Convencional C640-305-144 Marca Legrand (disponible en bodega de Lago Agrio)	Rotaflex 900
Sarta de varillas	API 86 HR	API 86 HR
Bomba mecánica	Rod Pump 30-155-RHBC-34-6-2-1 con ancla para bomba insertable (IPA)	Rod Pump 30-175-RHBC-34-6-2-1 con ancla para bomba insertable (IPA)

Fuente: (Obregón & Mera, 2019)

Para el Pucuna 17 se debe utilizar una unidad Rotaflex 900 debido a la desviación que tiene el pozo, a la mayor probabilidad de intervención por problemas de fondo y por el ahorro de energía que representa.

Posee una longitud de carrera larga y la posibilidad de trabajar a muy bajos ciclos por minuto permite un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica. El gráfico dinamométrico del Pucuna 17 es similar a un gráfico de carga ideal.

Las velocidades con las que trabaja la sarta de varillas, que son relativamente constantes, y una menor cantidad de ciclos de bombeo alargan la vida útil de la unidad, de la bomba de fondo y de la sarta de varillas.

Este diseño único hace que esta unidad sea mucho más eficiente que la convencional y otras unidades de bombeo. Se tiene un ahorro de energía entre el 15 y 25 por ciento.

### 3.8 Unidades de bombeo mecánico de Petroamazonas disponibles en Auca

**Tabla 3.18 Stock de Petroamazonas de unidades de bombeo mecánico**

CONONACO 28			
DESCRIPCIÓN		S/N	CAF PAM
Balancín WFT	C912-365-168	M16.01K-220313-3628	CAF0154054
Caja Reductora	912000 in/lb		CAF0154055
Motor	150 HP / 166 A	OKOQ4501	CAF0154056

VSD	140 KVA / 180 A	VF11060441	CAF0153894
-----	-----------------	------------	------------

<b>CONONACO 23</b>			
DESCRIPCIÓN		S/N	CAF PAM
Balancín WFT	C912-365-168	M16.01K-220313-3629	CAF0137163
Caja Reductora	912000 in/lb		CAF0137162
Motor	125 HP / 140 A	13B0089AW30520	CAF0133560
VSD	200 KVA / 260 A	VF10121621	CAF0137161

<b>CULEBRA 03</b>			
DESCRIPCION		S/N	CAF PAM
Balancín WFT	C912-365-168	M16.01K-100212-4844	CAF0146890
Caja Reductora	912000 in/lb		CAF0146891
Motor	125 HP / 140 A	11L0Q012A01	CAF0107102
VSD	120 KVA / 156 A	VF11111189	CAF0146895

<b>CONONACO 15</b>			
DESCRIPCIÓN		S/N	CAF PAM
Rotaflex	900	10 906	CAF0139485
Caja Reductora	320000 in/lb	10 906	CAF0139484
Motor	75 HP / 89 A	1210Q017A08	CAF0155161
VSD	95 KVA / 125 A	VF12091323	CAF0152554

<b>CONONACO 33</b>			
DESCRIPCIÓN		S/N	CAF PAM
Rotaflex	900	12 9113	CAF0139983
Caja Reductora	320000 in/lb	12 9113	CAF0139982
Motor	75 HP / 89	13B0090AW30531	CAF0149908
VSD	95 KVA / 125 A	VF11030229	CAF0147435

<b>AUCA SUR 08</b>			
DESCRIPCIÓN		S/N	CAF PAM
Rotaflex	1100	10 1159	CAF0017308
Caja Reductora	320000 in/lb	10 1159	CAF0011849
Motor	125 HP / 133 A	0G0Q5414	CAF0011850
VSD	120 KVA / 156 A	VF10121596	CAF0136492

<b>AUCA 16</b>			
----------------	--	--	--

DESCRIPCIÓN		S/N	CAF PAM
Rotaflex	900	12 949	CAF0147436
Caja Reductora	320000 in/lb	12 949	CAF0104585
Motor	75 HP / 89 A	11L0Q010A01	CAF0104584
VSD	95 KVA / 125 A	VF12091329	CAF0157533

CENTRO DE ACOPIO AUCA 142			
DESCRIPCIÓN		S/N	CAF PAM
VSH2	150	49517107	CAF0215896
POWER UNIT	250E	49517078	CAF0215895
Motor	75 HP / 85 A	120001	CAF0215892
Rotaflex	900	10 907	CAF0153776
Caja Reductora	320000 in/lb	10 907	CAF0153775
Motor	100 HP / 118 A	12C0Q023A01	CAF0153774
VSD	140 KVA / 180 A	VF10121595	CAF0136490
Rotaflex	1100	11 1183	CAF0153919
Caja Reductora	320000 in/lb	11 1183	CAF0153920
Motor	100 HP / 118 A	13D0146AW30516	CAF0215836
VSD	120 KVA / 156 A	VF11111044	CAF0153918
Rotaflex	1100	11 1179	CAF0141013
Caja Reductora	320000 in/lb	11 1179	CAF0141014
Motor	100 HP / 118 A	12J0424AW30513	CAF0215889
VSD	120 KVA / 165 A	VF15030291	CAF0154001
Balancín LEGRAND	C640-305-144	940159	CAF0141203
Caja Reductora	640000 lb/in		CAF0016985
Motor	100 HP / 118 A	11L0Q011A03	CAF0007503

Actualmente Petroamazonas tiene las unidades de bombeo Convencional C640-305-144 Marca Legrand, con la caja reductora de 640000 in/lb y motor de 100 Hp; así mismo, la unidad Rotaflex 900 con la caja reductora de 320000 in/lb, motor de 100 Hp y VSD de 120 Kva para los pozos 6 y 17 respectivamente.

# **CAPITULO 4**

## **4. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES**

## 4.1 Conclusiones

- El pozo Pucuna-17D debe trabajar con una unidad de bombeo ROTAFLEX 900 debido a que este es un pozo direccional, requiere de más resistencia ya que posee una carrera mayor a la convencional.
- El pozo pucuna-06 trabajara con una unidad de bombeo convencional L C640-305-144 MARCA LEGRAND (disponible en bodega de Lago Agrio).
- El tipo de varillas a utilizar en los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17D son de alta resistencia tipo HR, sarta 86. La tensión calculada de las varillas en Pucuna 6 es de 19027 psi y está por debajo de la tensión máxima que soporta la sarta (25821 lbs); y la tensión calculada de las varillas para el Pucuna 17D es de 24163 psi y de igual manera se encuentra por debajo de la tensión máxima que soporta la sarta (33843 lbs). En ambos pozos, se proporciona una carga aceptable en el diseño, ya que no llega a sobrecargar la sarta de varillas.
- Para los pozos Pucuna-06 y Pucuna-17D observamos que las gráficas de dinagramas, muestra una carta de fondo llena lo que se interpreta que el diseño trabajara en condiciones óptimas.
- Para los pozos Pucuna-06 y Pucuna-17D observamos que las curvas de torque están dentro de los límites permisibles en el diseño de tal manera que no tendremos gran variación del torque neto durante el ciclo de rotación del sistema de bombeo mecánico.
- La tasa real de los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17 son de 76 BFPD Y 70 BFPD respectivamente valor superior al límite que garantiza la reducción de la influencia de los efectos de deslizamiento en la eficiencia de desplazamiento de la bomba.

## 4.2 Recomendaciones

- La bomba mecánica del pozo Pucuna-06 sería instalada a 8500 ft utilizando una IPA (insert pump anchor), de esta forma no es necesario el ingreso de WO, si de una varillera.
- La bomba mecánica del pozo Pucuna-17D sería instalada a 9400 ft (73 ft sobre la cavidad) utilizando una IPA (insert pump anchor), de esta forma no es necesario el ingreso de WO, si de una varillera.
- El factor de servicio de las varillas utilizado para los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17 es de 0.9 debido al bajo BSW que presentan. Si este BSW aumenta considerablemente previo a la aplicación del diseño se deberá rediseñar la sarta de varillas y trabajar con el SF menor.
- El tipo de varillas API 86 HR pueden ser WFT XD, NORRIS 97, CAM HS, o alguna con similares características mecánicas y químicas.
- El contrapeso debe ser más pesado que el sistema de varillas para no forzar la caja de engranaje.
- No producir más de lo que la formación nos pueda ofrecer ya que corremos el riesgo de dañarla en un corto plazo.
- La presión de Intake durante la producción en los pozos Pucuna 6 y Pucuna 17 estaría bastante por debajo de la presión de burbuja lo cual amerita que se tome en cuenta el uso de separadores de gas en bomba.



# Bibliografía

- Abarca Z., A., & Nuñez, P. (2015). *Compendio Producción de Hidrocarburos I (Flujo Natural)*. Maracaibo: INSTITUTO UNIVERSITARIO POLITÉCNICO "SANTIAGO MARIÑO.
- Craft, B., & Hawkins, M. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. London : Prentice Hall PTR.
- ECHOMETER. (10 de 12 de 2018). Obtenido de ECHOMETER: [http://echometer.com/Portals/0/Brochures/BrochureEchometerWA\\_2008\\_12\\_01.pdf](http://echometer.com/Portals/0/Brochures/BrochureEchometerWA_2008_12_01.pdf)
- Ferrer, M. P. (2010). Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento . En M. P. Ferrer, *Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento* (pág. 503). Venezuela.
- Hernández Cortés, M. A. (2000). *Operación de bombeo mecánico I*. México: Instituto Mexicano del Petróleo.
- Obregón, K., & Mera, C. (2019).
- PETROECUADOR, E. (Dirección). (2012). *Departamento de Cartografía* [Película].
- Salazar, A., Vanegas , L., & Valenzuela, E. (2001). *Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico*. Maracaibo: CIED.
- Svinos, John;. (2005). *Optimización de Bombeo Mecánico* . Bakersfield: Theta Enterprise, Inc.
- Takács, G. (2003). *Sucker Rod Pumping Manual*. Oklahoma: PennWell Corporation.
- Coello Zambrano, A. H. (2017). *Manual de operaciones para levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo JET con unidad móvil de evaluación*. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

Armijos Honores, A. E., & Yépez Pazmiño, D. F. (2013). *Estudio técnico-económico de la perforación de pozos tipo re-entry en los campos Tetete-Tapi-Frontera*. Quito, 2013.

Aguila, C. E. (2012). *estudio tecnico-economico para incrementar la produccion de petroleo en el campo Pucuna*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.

A., L. M. (2017). *Modelo Petrofísico-Estratigráfico del Campo Pucuna, Cuenca Oriental del Ecuador* . Caracas: Universidad Central de Venezuela.

# Anexos

Anexo 1. Datos de varilla y bomba

1 Rod* No.	2 Plunger Diam., inches <i>D</i>	3 Rod Weight, lb per ft <i>W<sub>r</sub></i>	4 Elastic Constant, in. per lb ft <i>E<sub>r</sub></i>	5 Frequency Factor, <i>F<sub>s</sub></i>	6-11 Rod String, % of each size					
					1 ½	1	¾	¾	½	¼
44	All	0.726	1.990 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	.....	.....	.....	.....	100.0
54	1.06	0.908	1.668 x 10 <sup>-6</sup>	1.138	.....	.....	.....	.....	44.6	55.4
54	1.25	0.929	1.633 x 10 <sup>-6</sup>	1.140	.....	.....	.....	.....	49.5	50.5
54	1.50	0.957	1.584 x 10 <sup>-6</sup>	1.137	.....	.....	.....	.....	56.4	43.6
54	1.75	0.990	1.525 x 10 <sup>-6</sup>	1.122	.....	.....	.....	.....	64.6	35.4
54	2.00	1.027	1.460 x 10 <sup>-6</sup>	1.095	.....	.....	.....	.....	73.7	26.3
54	2.25	1.067	1.391 x 10 <sup>-6</sup>	1.061	.....	.....	.....	.....	83.4	16.6
54	2.50	1.108	1.318 x 10 <sup>-6</sup>	1.023	.....	.....	.....	.....	93.5	6.5
55	All	1.135	1.270 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	.....	.....	.....	100.0	.....
64	1.06	1.164	1.382 x 10 <sup>-6</sup>	1.229	.....	.....	.....	33.3	33.1	33.5
64	1.25	1.211	1.319 x 10 <sup>-6</sup>	1.215	.....	.....	.....	37.2	35.9	26.9
64	1.50	1.275	1.232 x 10 <sup>-6</sup>	1.184	.....	.....	.....	42.3	40.4	17.3
64	1.75	1.341	1.141 x 10 <sup>-6</sup>	1.145	.....	.....	.....	47.4	45.2	7.4
65	1.06	1.307	1.138 x 10 <sup>-6</sup>	1.098	.....	.....	.....	34.4	65.6	.....
65	1.25	1.321	1.127 x 10 <sup>-6</sup>	1.104	.....	.....	.....	37.3	62.7	.....
65	1.50	1.343	1.110 x 10 <sup>-6</sup>	1.110	.....	.....	.....	41.8	58.2	.....
65	1.75	1.369	1.090 x 10 <sup>-6</sup>	1.114	.....	.....	.....	46.9	53.1	.....
65	2.00	1.394	1.070 x 10 <sup>-6</sup>	1.114	.....	.....	.....	52.0	48.0	.....
65	2.25	1.426	1.045 x 10 <sup>-6</sup>	1.110	.....	.....	.....	58.4	41.6	.....
65	2.50	1.460	1.018 x 10 <sup>-6</sup>	1.099	.....	.....	.....	65.2	34.8	.....
65	2.75	1.497	0.990 x 10 <sup>-6</sup>	1.082	.....	.....	.....	72.5	27.5	.....
65	3.25	1.574	0.930 x 10 <sup>-6</sup>	1.037	.....	.....	.....	88.1	11.9	.....
66	All	1.634	0.883 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	.....	.....	100.0	.....	.....
75	1.06	1.566	0.997 x 10 <sup>-6</sup>	1.191	.....	.....	27.0	27.4	45.6	.....
75	1.25	1.604	0.973 x 10 <sup>-6</sup>	1.193	.....	.....	29.4	29.8	40.8	.....
75	1.50	1.664	0.935 x 10 <sup>-6</sup>	1.189	.....	.....	33.3	33.3	33.3	.....
75	1.75	1.732	0.892 x 10 <sup>-6</sup>	1.174	.....	.....	37.8	37.0	25.1	.....
75	2.00	1.803	0.847 x 10 <sup>-6</sup>	1.151	.....	.....	42.4	41.3	16.3	.....
75	2.25	1.875	0.801 x 10 <sup>-6</sup>	1.121	.....	.....	46.9	45.8	7.2	.....
76	1.06	1.802	0.816 x 10 <sup>-6</sup>	1.072	.....	.....	28.5	71.5	.....	.....
76	1.25	1.814	0.812 x 10 <sup>-6</sup>	1.077	.....	.....	30.6	69.4	.....	.....
76	1.50	1.833	0.804 x 10 <sup>-6</sup>	1.082	.....	.....	33.3	66.2	.....	.....
76	1.75	1.855	0.795 x 10 <sup>-6</sup>	1.088	.....	.....	37.5	62.5	.....	.....
76	2.00	1.880	0.785 x 10 <sup>-6</sup>	1.093	.....	.....	41.7	58.3	.....	.....
76	2.25	1.908	0.774 x 10 <sup>-6</sup>	1.096	.....	.....	46.5	53.5	.....	.....
76	2.50	1.934	0.764 x 10 <sup>-6</sup>	1.097	.....	.....	50.8	49.2	.....	.....
76	2.75	1.967	0.751 x 10 <sup>-6</sup>	1.094	.....	.....	56.5	43.5	.....	.....
76	3.25	2.039	0.722 x 10 <sup>-6</sup>	1.078	.....	.....	68.7	31.3	.....	.....
76	3.75	2.119	0.690 x 10 <sup>-6</sup>	1.047	.....	.....	82.3	17.7	.....	.....
77	All	2.224	0.649 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	.....	100.0	.....	.....	.....
85	1.06	1.883	0.873 x 10 <sup>-6</sup>	1.261	.....	22.2	22.4	22.4	33.0	.....
85	1.25	1.943	0.841 x 10 <sup>-6</sup>	1.253	.....	23.9	24.2	24.3	27.6	.....
85	1.50	2.039	0.791 x 10 <sup>-6</sup>	1.232	.....	26.7	27.4	26.8	19.2	.....
85	1.75	2.138	0.738 x 10 <sup>-6</sup>	1.201	.....	29.6	30.4	29.5	10.5	.....

Fuente: (Takács, 2003)

## Anexo 2. Continuación

1 Rod* No.	2 Plunger Diam., inches <i>D</i>	3 Rod Weight, lb per ft <i>W<sub>r</sub></i>	4 Elastic Constant, in. per lb ft <i>E<sub>r</sub></i>	5 Frequency Factor, <i>F<sub>c</sub></i>	6-11 Rod String, % of each size					
					1%	1	%	%	%	%
86	1.06	2.058	0.742 x 10 <sup>-6</sup>	1.151	.....	22.6	23.0	54.3	.....	.....
86	1.25	2.087	0.732 x 10 <sup>-6</sup>	1.156	.....	24.3	24.5	51.2	.....	.....
86	1.50	2.133	0.717 x 10 <sup>-6</sup>	1.162	.....	26.8	27.0	46.3	.....	.....
86	1.75	2.185	0.699 x 10 <sup>-6</sup>	1.164	.....	29.4	30.0	40.6	.....	.....
86	2.00	2.247	0.679 x 10 <sup>-6</sup>	1.161	.....	32.8	33.2	33.9	.....	.....
86	2.25	2.315	0.656 x 10 <sup>-6</sup>	1.153	.....	36.9	36.0	27.1	.....	.....
86	2.50	2.385	0.633 x 10 <sup>-6</sup>	1.138	.....	40.6	39.7	19.7	.....	.....
86	2.75	2.455	0.610 x 10 <sup>-6</sup>	1.119	.....	44.5	43.3	12.2	.....	.....
87	1.06	2.390	0.612 x 10 <sup>-6</sup>	1.055	.....	24.3	75.7	.....	.....	.....
87	1.25	2.399	0.610 x 10 <sup>-6</sup>	1.058	.....	25.7	74.3	.....	.....	.....
87	1.50	2.413	0.607 x 10 <sup>-6</sup>	1.062	.....	27.7	72.3	.....	.....	.....
87	1.75	2.430	0.603 x 10 <sup>-6</sup>	1.066	.....	30.3	69.7	.....	.....	.....
87	2.00	2.450	0.598 x 10 <sup>-6</sup>	1.071	.....	33.2	66.8	.....	.....	.....
87	2.25	2.472	0.594 x 10 <sup>-6</sup>	1.075	.....	36.4	63.6	.....	.....	.....
87	2.50	2.496	0.588 x 10 <sup>-6</sup>	1.079	.....	39.9	60.1	.....	.....	.....
87	2.75	2.523	0.582 x 10 <sup>-6</sup>	1.082	.....	43.9	56.1	.....	.....	.....
87	3.25	2.575	0.570 x 10 <sup>-6</sup>	1.084	.....	51.6	48.4	.....	.....	.....
87	3.75	2.641	0.556 x 10 <sup>-6</sup>	1.078	.....	61.2	38.8	.....	.....	.....
87	4.75	2.793	0.522 x 10 <sup>-6</sup>	1.038	.....	83.6	16.4	.....	.....	.....
88	All	2.904	0.497 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	100.0	.....	.....	.....	.....
96	1.06	2.382	0.670 x 10 <sup>-6</sup>	1.222	19.1	19.2	19.5	42.3	.....	.....
96	1.25	2.435	0.655 x 10 <sup>-6</sup>	1.224	20.5	20.5	20.7	38.3	.....	.....
96	1.50	2.511	0.633 x 10 <sup>-6</sup>	1.223	22.4	22.5	22.8	32.3	.....	.....
96	1.75	2.607	0.606 x 10 <sup>-6</sup>	1.213	24.8	25.1	25.1	25.1	.....	.....
96	2.00	2.703	0.578 x 10 <sup>-6</sup>	1.196	27.1	27.9	27.4	17.6	.....	.....
96	2.25	2.806	0.549 x 10 <sup>-6</sup>	1.172	29.6	30.7	29.8	9.8	.....	.....
97	1.06	2.645	0.568 x 10 <sup>-6</sup>	1.120	19.6	20.0	60.3	.....	.....	.....
97	1.25	2.670	0.563 x 10 <sup>-6</sup>	1.124	20.8	21.2	58.0	.....	.....	.....
97	1.50	2.707	0.556 x 10 <sup>-6</sup>	1.131	22.5	23.0	54.5	.....	.....	.....
97	1.75	2.751	0.548 x 10 <sup>-6</sup>	1.137	24.5	25.0	50.4	.....	.....	.....
97	2.00	2.801	0.538 x 10 <sup>-6</sup>	1.141	26.8	27.4	45.7	.....	.....	.....
97	2.25	2.856	0.528 x 10 <sup>-6</sup>	1.143	29.4	30.2	40.4	.....	.....	.....
97	2.50	2.921	0.515 x 10 <sup>-6</sup>	1.141	32.5	33.1	34.4	.....	.....	.....
97	2.75	2.989	0.503 x 10 <sup>-6</sup>	1.135	36.1	35.3	28.6	.....	.....	.....
97	3.25	3.132	0.475 x 10 <sup>-6</sup>	1.111	42.9	41.9	15.2	.....	.....	.....
98	1.06	3.068	0.475 x 10 <sup>-6</sup>	1.043	21.2	78.8	.....	.....	.....	.....
98	1.25	3.076	0.474 x 10 <sup>-6</sup>	1.045	22.2	77.8	.....	.....	.....	.....
98	1.50	3.089	0.472 x 10 <sup>-6</sup>	1.048	23.8	76.2	.....	.....	.....	.....
98	1.75	3.103	0.470 x 10 <sup>-6</sup>	1.051	25.7	74.3	.....	.....	.....	.....
98	2.00	3.118	0.468 x 10 <sup>-6</sup>	1.055	27.7	72.3	.....	.....	.....	.....
98	2.25	3.137	0.465 x 10 <sup>-6</sup>	1.058	30.1	69.9	.....	.....	.....	.....
98	2.50	3.157	0.463 x 10 <sup>-6</sup>	1.062	32.7	67.3	.....	.....	.....	.....
98	2.75	3.180	0.460 x 10 <sup>-6</sup>	1.066	35.6	64.4	.....	.....	.....	.....
98	3.25	3.231	0.453 x 10 <sup>-6</sup>	1.071	42.2	57.8	.....	.....	.....	.....
98	3.75	3.289	0.445 x 10 <sup>-6</sup>	1.074	49.7	50.3	.....	.....	.....	.....
98	4.75	3.412	0.428 x 10 <sup>-6</sup>	1.064	65.7	34.3	.....	.....	.....	.....
99	All	3.676	0.393 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	100.0	.....	.....	.....	.....	.....

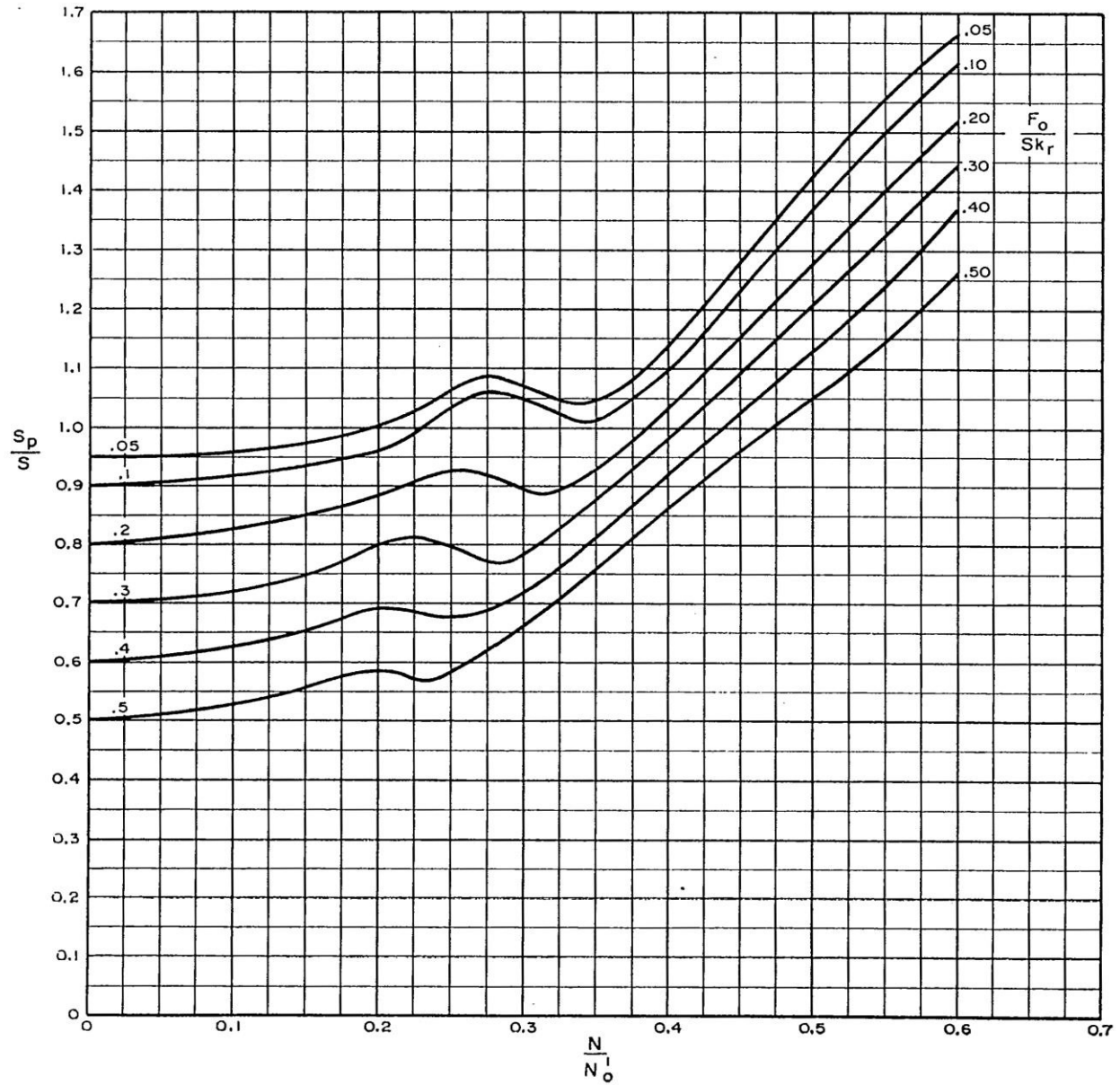
Fuente: (Takács, 2003)

Anexo 3 Continuación

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Rod* No.	Plunger Diam., inches <i>D</i>	Rod Weight, lb per ft. <i>W<sub>r</sub></i>	Elastic Constant, in. per lb ft <i>E<sub>r</sub></i>	Frequency Factor, <i>F<sub>r</sub></i>	Rod String, % of each size					
					1 1/4	1 1/2	1	%	%	%
107	1.06	2.977	0.524 x 10 <sup>-6</sup>	1.184	16.9	16.8	17.1	49.1	.....	.....
107	1.25	3.019	0.517 x 10 <sup>-6</sup>	1.189	17.9	17.8	18.0	46.3	.....	.....
107	1.50	3.085	0.506 x 10 <sup>-6</sup>	1.195	19.4	19.2	19.5	41.9	.....	.....
107	1.75	3.158	0.494 x 10 <sup>-6</sup>	1.197	21.0	21.0	21.2	36.9	.....	.....
107	2.00	3.238	0.480 x 10 <sup>-6</sup>	1.195	22.7	22.8	23.1	31.4	.....	.....
107	2.25	3.336	0.464 x 10 <sup>-6</sup>	1.187	25.0	25.0	25.0	25.0	.....	.....
107	2.50	3.435	0.447 x 10 <sup>-6</sup>	1.174	26.9	27.7	27.1	18.2	.....	.....
107	2.75	3.537	0.430 x 10 <sup>-6</sup>	1.156	29.1	30.2	29.3	11.3	.....	.....
108	1.06	3.325	0.447 x 10 <sup>-6</sup>	1.097	17.3	17.8	64.9	.....	.....	.....
108	1.25	3.345	0.445 x 10 <sup>-6</sup>	1.101	18.1	18.6	63.2	.....	.....	.....
108	1.50	3.376	0.441 x 10 <sup>-6</sup>	1.106	19.4	19.9	60.7	.....	.....	.....
108	1.75	3.411	0.437 x 10 <sup>-6</sup>	1.111	20.9	21.4	57.7	.....	.....	.....
108	2.00	3.452	0.432 x 10 <sup>-6</sup>	1.117	22.6	23.0	54.3	.....	.....	.....
108	2.25	3.498	0.427 x 10 <sup>-6</sup>	1.121	24.5	25.0	50.5	.....	.....	.....
108	2.50	3.548	0.421 x 10 <sup>-6</sup>	1.124	26.5	27.2	46.3	.....	.....	.....
108	2.75	3.603	0.415 x 10 <sup>-6</sup>	1.126	28.7	29.6	41.6	.....	.....	.....
108	3.25	3.731	0.400 x 10 <sup>-6</sup>	1.123	34.6	33.9	31.6	.....	.....	.....
108	3.75	3.873	0.383 x 10 <sup>-6</sup>	1.108	40.6	39.5	19.9	.....	.....	.....
109	1.06	3.839	0.378 x 10 <sup>-6</sup>	1.035	18.9	81.1	.....	.....	.....	.....
109	1.25	3.845	0.378 x 10 <sup>-6</sup>	1.036	19.6	80.4	.....	.....	.....	.....
109	1.50	3.855	0.377 x 10 <sup>-6</sup>	1.038	20.7	79.3	.....	.....	.....	.....
109	1.75	3.867	0.376 x 10 <sup>-6</sup>	1.040	22.1	77.9	.....	.....	.....	.....
109	2.00	3.880	0.375 x 10 <sup>-6</sup>	1.043	23.7	76.3	.....	.....	.....	.....
109	2.25	3.896	0.374 x 10 <sup>-6</sup>	1.046	25.4	74.6	.....	.....	.....	.....
109	2.50	3.911	0.372 x 10 <sup>-6</sup>	1.048	27.2	72.8	.....	.....	.....	.....
109	2.75	3.930	0.371 x 10 <sup>-6</sup>	1.051	29.4	70.6	.....	.....	.....	.....
109	3.25	3.971	0.367 x 10 <sup>-6</sup>	1.057	34.2	65.8	.....	.....	.....	.....
109	3.75	4.020	0.363 x 10 <sup>-6</sup>	1.063	39.9	60.1	.....	.....	.....	.....
109	4.75	4.120	0.354 x 10 <sup>-6</sup>	1.066	51.5	48.5	.....	.....	.....	.....
1010	All	4.538	0.318 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	100.00	.....	.....	.....	.....	.....

Fuente: (Takács, 2003)

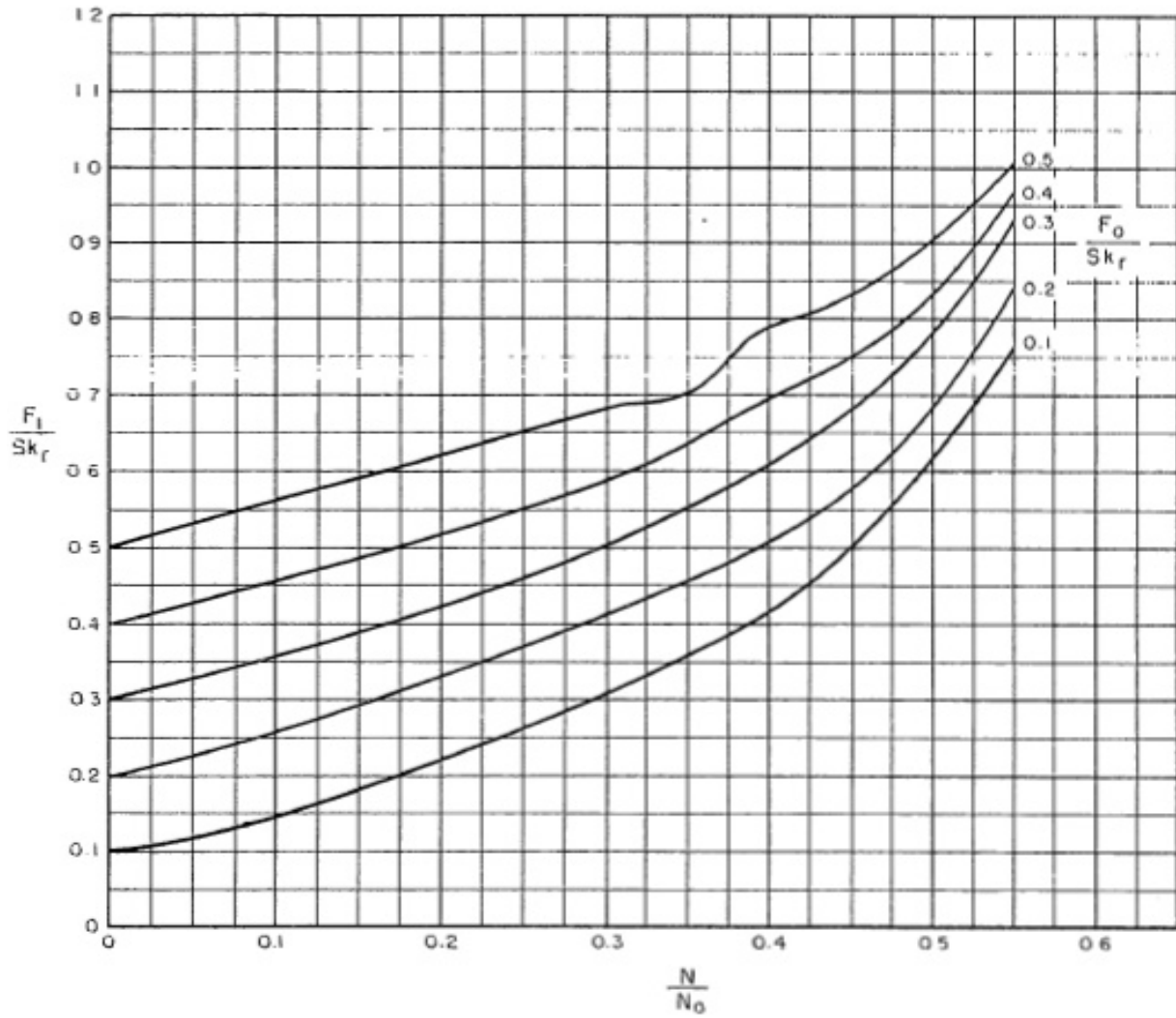
### Anexo 4 Factor recorrido del pistón (SP/S)



Fuente: (Takács, 2003)



### Anexo 5 Carga máxima en la barra lisa (F1/SKr)



Fuente: (Takács, 2003)

Anexo 6 Carga mínima en la barra lisa (F2/SKr)

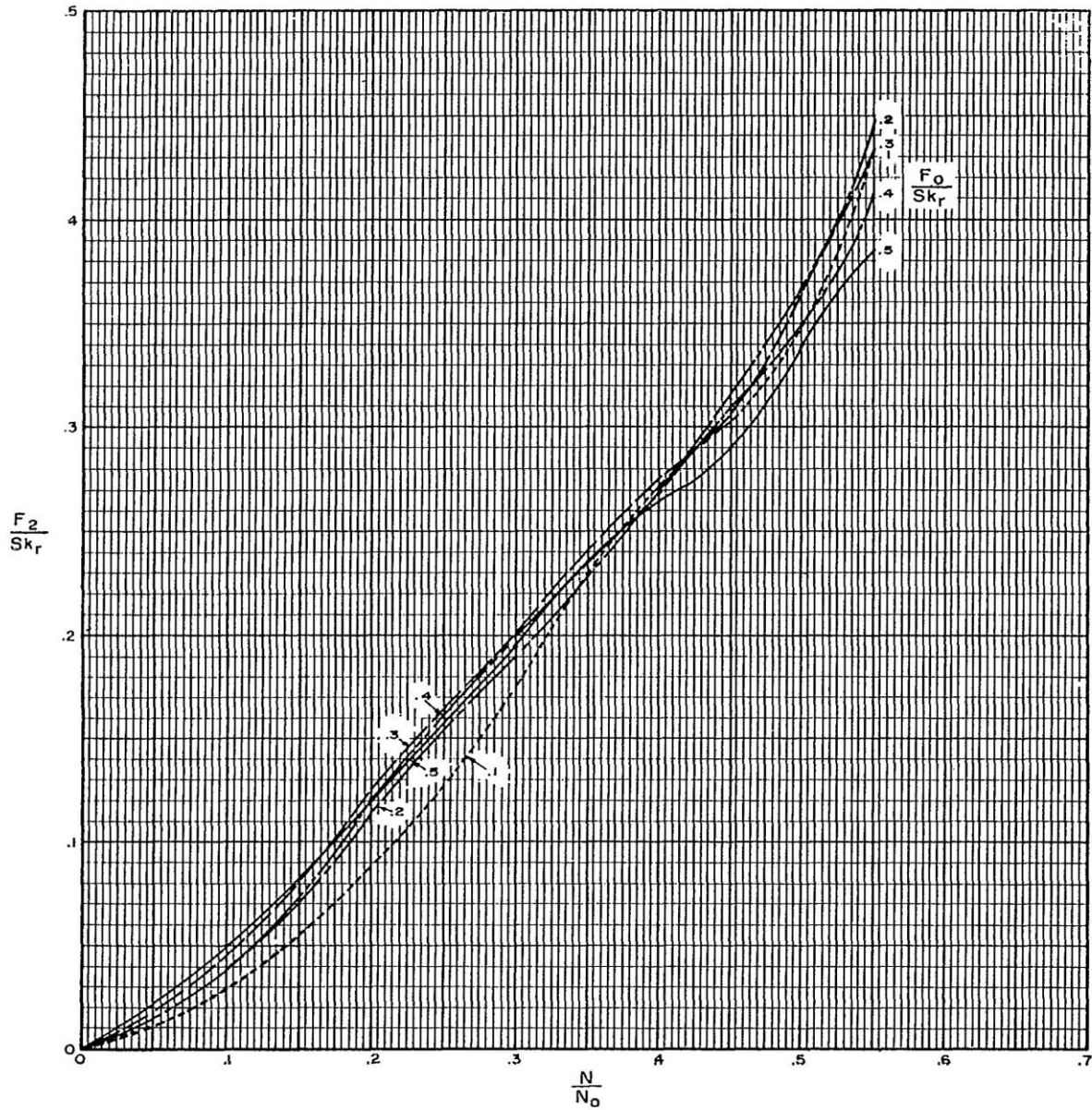
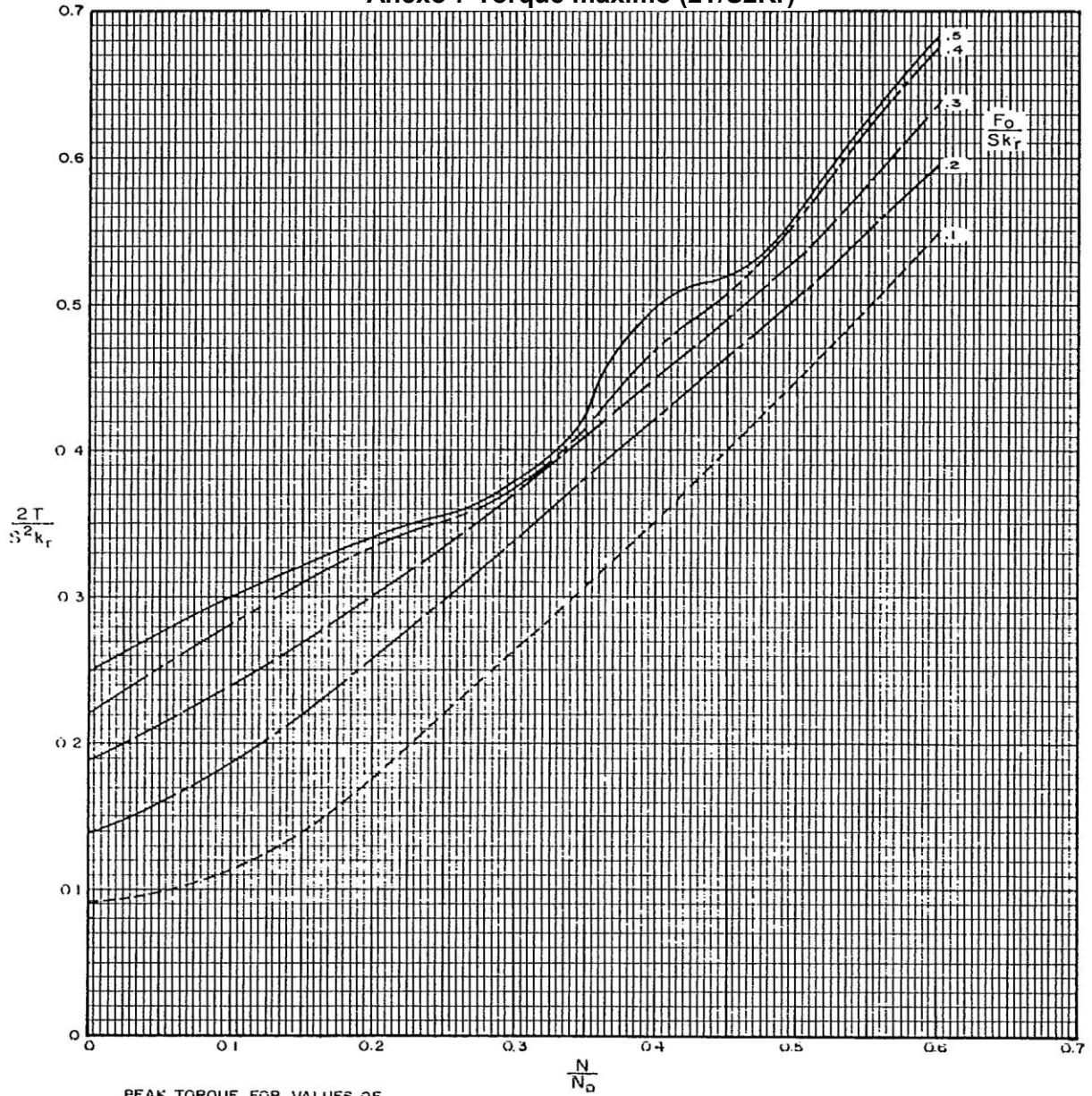


FIGURE 4.3

$\frac{F_2}{S k_r}$ , MINIMUM POLISHED ROD LOAD

Fuente: (Takács, 2003)

Anexo 7 Torque máximo (2T/S2Kr)



PEAK TORQUE FOR VALUES OF  $\frac{W_{ft}}{Sk_r} = .3$  USE TORQUE ADJUSTMENT FOR OTHER VALUES OF  $\frac{W_{ft}}{Sk_r}$ .

FIGURE 4.4  
 $\frac{2T}{S^2K_r}$ , PEAK TORQUE  
 Fuente: (Takács, 2003)

Anexo 8 Potencia en la barra lisa (F3/SKr)

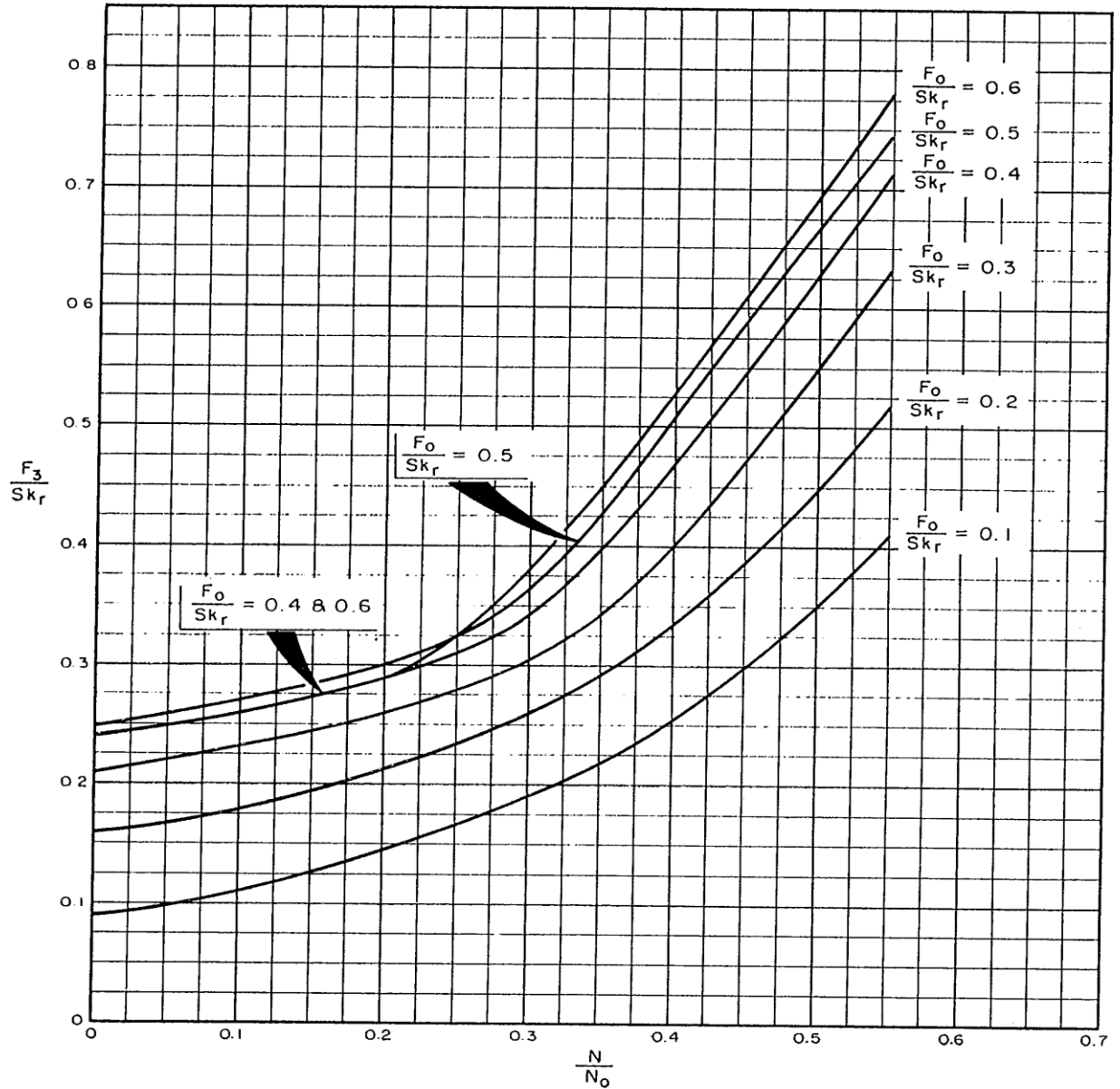
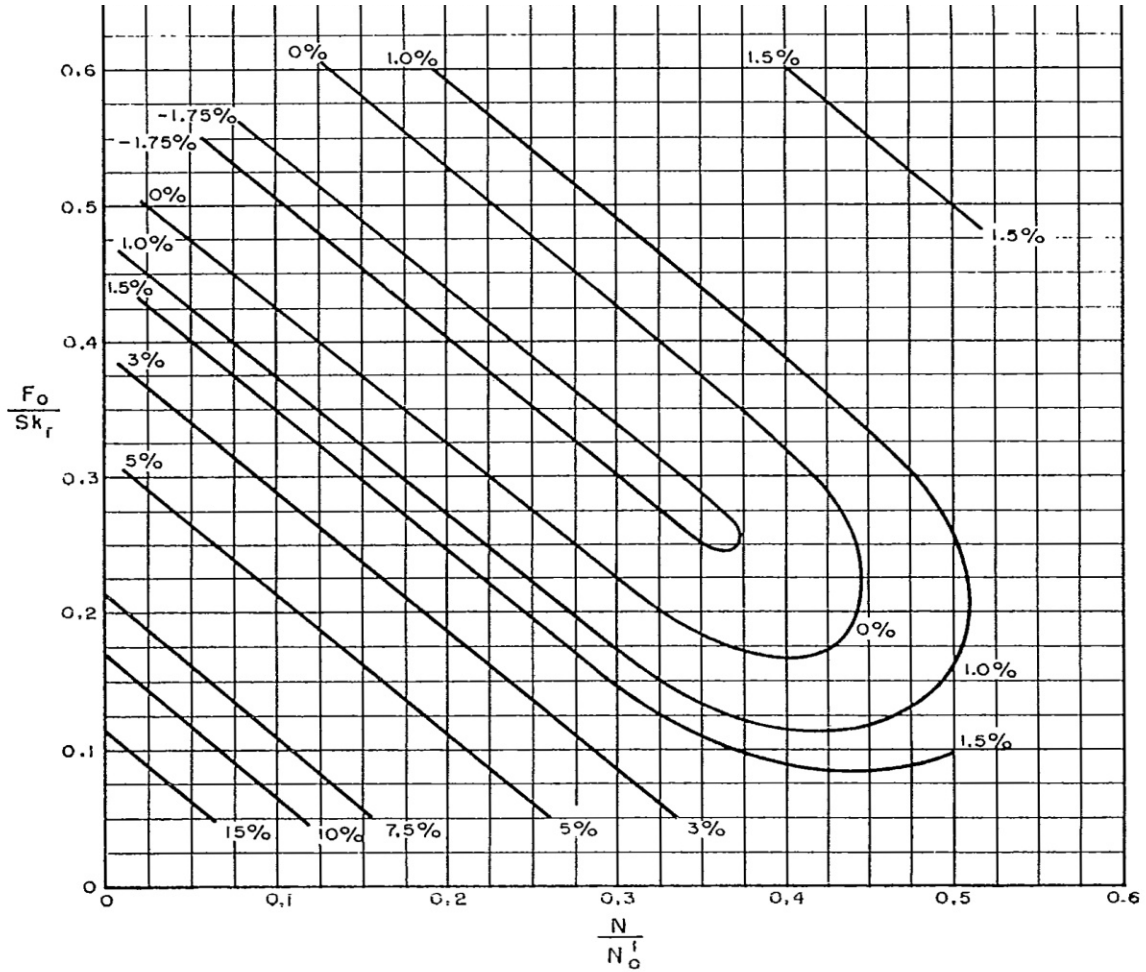


FIGURE 4.5  
 $\frac{F_3}{Sk_r}$  , POLISHED ROD HORSE POWER

Fuente: (Takács, 2003)

**Anexo 9 Factor de torque máximo  $T_a$  (ajuste), para valores de  $w_{rf}/s_{k_r}$ , diferentes de 0,3.**



TO USE: MULTIPLY % INDICATED ON CURVE BY  $\frac{(W_{rf}/S_{k_r} - 0,3)}{0,1}$

FOR EXAMPLE:  $\frac{W_{rf}}{S_{k_r}} = 0,600$

$\frac{N}{N_0} = 0,200$   $\frac{F_0}{S_{k_r}} = 0,188$

ADJUSTMENT = 3% FOR EACH 0,1 INCREASE IN  $\frac{W_{rf}}{S_{k_r}}$  ABOVE 0,3

TOTAL ADJUSTMENT =  $3 \times 3\% = 9\%$

$T_a = 1,00 + 0,09 = 1,09$

NOTE: IF  $\frac{W_{rf}}{S_{k_r}}$  IS LESS THAN 0,3 ADJUSTMENT BECOMES NEGATIVE

Fuente: (Takács, 2003)