



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

**“ESTUDIO TÉCNICO DEL POZO PACOA 18 PARA EL  
CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
DE SWAB A BOMBEO MECÁNICO PARA INCREMENTAR  
LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PACOA.”**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR:**

**TUMBACO AGUAYO LEONEL FERNANDO**

**TUTOR:**

**ING. LÓPEZ CADENA TARQUINO FILEMÓN, MSC.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2019**

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

**“ESTUDIO TÉCNICO DEL POZO PACOA 18 PARA EL  
CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
DE SWAB A BOMBEO MECÁNICO PARA INCREMENTAR  
LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PACOA.”**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR:**

**TUMBACO AGUAYO LEONEL FERNANDO**

**TUTOR:**

**ING. LÓPEZ CADENA TARQUINO FILEMÓN, MSC.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

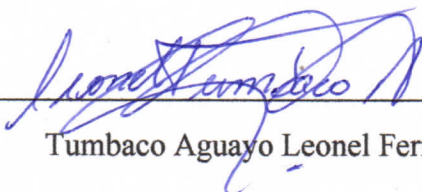
**2019**

## DECLARACIÓN EXPRESADA

Yo, TUMBACO AGUAYO LEONEL FERNANDO, con C.I. 2400328379, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Universidad Estatal Península de Santa Elena, en mi calidad de Autor del Trabajo de Investigación; **“ESTUDIO TÉCNICO DEL POZO PACOA 18 PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE SWAB A BOMBEO MECÁNICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PACOA.”**, me permito certificar que lo escrito en este trabajo investigativo es de mi autoría; el cual no ha sido presentado para ningún grado o calificación profesional; donde se han considerado, dispuesto e incluido las referencias bibliográficas del mismo.

A su vez cedo con absoluta certeza los derechos de autoría y patrimonio intelectual sobre la tesis, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



---

Tumbaco Aguayo Leonel Fernando

C.I. 2400328379



La Libertad, 19 de Julio de 2019

### APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Investigación, **“ESTUDIO TÉCNICO DEL POZO PACOA 18 PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE SWAB A BOMBEO MECÁNICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PACOA.”**, elaborado por el SEÑOR TUMBACO AGUAYO LEONEL FERNANDO, con C.I.: 2400328379, egresado de la carrera de INGENIERÍA EN PETRÓLEO de la UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA, previo a la obtención del TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO, me permito declarar que, luego de haber orientado, estudiado y revisado el proyecto, lo apruebo en todas sus partes, debido a que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la evaluación del tribunal.

Atentamente,

Ing. Tarquino López Cadena, MSc

C.I: 0900130600

**TUTOR**



## CERTIFICADO

MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Licenciada en Lengua y Literatura Española, Docente en la Carrera de Educación Parvularia de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, certifico que:

He leído, revisado y corregido la redacción en la concordancia, la sintaxis y la ortografía del contenido del Trabajo de Titulación **“ESTUDIO TÉCNICO DEL POZO PACOA 18 PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE SWAB A BOMBEO MECÁNICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PACOA”**. Elaborado por el Autor **TUMBACO AGUAYO LEONEL FERNANDO**, previo a la obtención del Título de INGENIERO EN PETRÓLEO de la CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO de la FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGERIERÍA de la UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

Debo indicar, además, que es de exclusiva responsabilidad que el Autor cumpla con las sugerencias y recomendaciones dadas en la corrección de la tesis impresa.

Atentamente,



---

LICENCIADA MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Mg.  
DOCENTE  
SENECYT REGISTRO No 1031-1386042144



La Libertad, 19 de Julio de 2019

### CERTIFICADO ANTIPLAGIO

En mi calidad de tutor del Trabajo de Titulación “**ESTUDIO TÉCNICO DEL POZO PACOA 18 PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE SWAB A BOMBEO MECÁNICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PACOA.**”, elaborado por el señor TUMBACO AGUAYO LEONEL FERNANDO, con C.I.: 2400328379, egresado de la carrera de INGENIERÍA EN PETRÓLEO, de la FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA de LA UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA, previo a la obtención del título de INGENIERO EN PETRÓLEO, me permito declara que una vez analizado en el sistema de análisis de contraste URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 3% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto el reporte de similitud.

Atentamente,

Ing. Tarquino López Cadena, MSc

C.I: 0900130600

**TUTOR**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios primordialmente por permitirme alcanzar otra meta en mi vida, por iluminar mi camino y llenarme de fe.

A la ingeniera Maria Caza y al ingeniero Montaña Edgar, quienes fueron un apoyo incondicional para el desarrollo de este proyecto de investigación.

A mis padres Santiago y Maria, por haberme guiado con buenos valores mi vida personal y académica, hermanos Adrian y Jannela de quienes nunca me hizo falta su apoyo emocional.

A mi familia, Julissa y Elizabeth, por ser la inspiración y apoyo incondicional en los momentos que más he necesitado.

A mi tutor de tesis, el ingeniero Tarquino, por haber sido un gran concejero y mentor durante el tiempo de elaboración de esta tesis.

**Leonel Fernando**

## **DEDICATORIA**

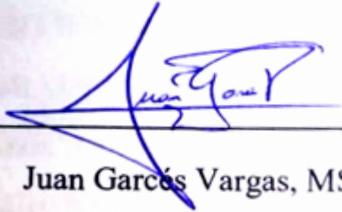
A mi madre y padre, quienes fueron un apoyo fundamental durante mi carrera universitaria, en especial mi padre que con sacrificio nunca me dio la espalda.

A mi compañera de vida, quien me dio la fuerza emocional para culminar este trabajo de investigación

Finalmente, a mis abuelos maternos, quienes en compañía del todo poderoso, me bendicen día a día, a ellos les dedico este logro importante en mi vida.

**Leonel Fernando**

**TRIBUNAL DE GRADO**



---

Juan Garcés Vargas, MSc.

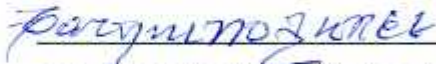
**DECANO DE LA FACULTAD  
DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



---

Marllelis Gutiérrez Hinestroza, Ph.D.

**DIRECTORA DE LA CARRERA  
DE INGENIERÍA EN PETROLEO**



---

Ing. Tarquino López Cadena, MSc.

**TUTOR DE TESIS**



---

Ing. Romel Erazo Bone, MSc

**PROFESOR DE ÁREA.**



---

Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc.  
**SECRETARIO GENERAL**



## ÍNDICE GENERAL

<b>DECLARACIÓN EXPRESA .....</b>	<b>i</b>
<b>APROBACIÓN DEL TUTOR .....</b>	<b>iii</b>
<b>CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA .....</b>	<b>iv</b>
<b>CERTIFICADO ANTIPLAGIO .....</b>	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>vi</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>vii</b>
<b>TRIBUNAL DE GRADO .....</b>	<b>viii</b>
<b>ÍNDICE GENERAL .....</b>	<b>ix</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>xiv</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>xvii</b>
<b>ABREVIATURAS .....</b>	<b>xix</b>
<b>SIMBOLOGÍA.....</b>	<b>xxi</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>xxii</b>
<b>ABSTRAC.....</b>	<b>xxiii</b>
<b>1 CAPÍTULO I.....</b>	<b>1</b>
<b>EL PROBLEMA.....</b>	<b>1</b>
1.1 Antecedentes. ....	1
1.2 Planteamiento del problema. ....	2
1.3 Objetivos. ....	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
1.4 Justificación.....	4
1.5 Variables. ....	5
1.5.1 Variable Independiente. ....	5
1.5.2 Variables Dependientes.....	5
1.6 Metodología. ....	5

<b>2</b>	<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>8</b>
	<b>DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PACOA – BLOQUE 1 .....</b>	<b>8</b>
2.1	Ubicación geográfica. ....	8
2.2	Geología del campo. ....	9
2.3	Estratigrafía del campo. ....	10
2.3.1	Formación Seca. ....	11
2.3.2	Formación Socorro.....	11
2.3.3	Formación Clay Pebble Beds.....	11
2.3.4	Formación Santa Elena.....	11
2.3.5	Formación Rosario.....	12
2.3.6	Formación Cayo.....	12
2.3.7	Formación Piñón.....	12
2.4	Niveles productores. ....	14
2.4.1	Horizonte D. ....	15
2.4.2	Horizonte C. ....	15
2.4.3	Horizonte B. ....	15
2.4.4	Horizonte E. ....	16
2.5	Historial de producción del campo. ....	16
2.5.1	Sistemas de producción actuales del campo. ....	17
2.5.2	Producción por sistema. ....	17
2.6	Actualidad del campo. ....	19
2.6.1	Estado actual de los pozos. ....	20
2.7	Facilidades de superficie del campo. ....	23
2.7.1	Estación norte. ....	23
2.7.2	Estación central.....	25
2.7.3	Estación sur. ....	26
2.8	Reinyección de agua del campo. ....	28
<b>3</b>	<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>29</b>
	<b>SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INMERSOS EN LA</b>	
	<b>INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>29</b>
3.1	Sistema de levantamiento por SWAB o Pistoneo. ....	29
3.1.1	Componentes de superficie.....	30
3.1.2	Componentes de fondo.....	30
3.1.2.1	Copas de Swab. ....	31
3.1.2.2	Porta copas. ....	31
3.1.2.3	Standing valve. ....	31
3.1.3	Principio de operación.....	32
3.2	Sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico. ....	33
3.2.1	Unidades de bombeo. ....	35
3.2.1.1	Balancín API convencional.....	36
3.2.1.2	Balancín API Mark II. ....	36

3.2.1.3	Balancín API balanceado por aire. ....	37
3.2.1.4	Unidad no API de bombeo de carrera larga Rotaflex. ....	38
3.2.1.5	Comparación y rangos operativos de las unidades API de bombeo. ....	39
3.2.1.6	Nomenclatura de las unidades de bombeo API. ....	41
	• Tipo de unidad de bombeo. ....	41
	• Capacidad de la caja reductora (lb-pulg). ....	41
	• Capacidad estructural (en cientos de lbs). ....	41
	• Carrera máxima (pulg). ....	41
	• Desbalance estructural (lb). ....	42
3.2.1.7	Variación de la velocidad de bombeo. ....	43
3.2.2	Componentes de superficie del sistema. ....	43
3.2.2.1	Cabezal de producción. ....	43
	• Componentes del cabezal de producción. ....	44
3.2.2.2	Barra pulida. ....	46
3.2.2.3	Caja reductora y contrapesos. ....	47
	• Caja reductora. ....	47
	• Contrapesos. ....	50
3.2.2.4	Unidad motriz o motor. ....	50
	• Motores a combustión. ....	51
	• Motores eléctricos. ....	52
3.2.3	Componentes del fondo del sistema. ....	54
3.2.3.1	Barras de peso. ....	54
3.2.3.2	Centralizadores de varillas. ....	56
3.2.3.3	Sarta de varillas. ....	56
	• Acoples. ....	57
	• Propiedades mecánicas. ....	57
	• Parámetros dimensionales. ....	58
	• Fallas en las varillas. ....	59
3.2.3.4	Bomba de fondo. ....	61
	• Componentes principales. ....	62
	• Tipos de bombas. ....	63
	• Principio de funcionamiento. ....	66
	• Nomenclatura API de las bombas. ....	67
3.2.3.5	Anclaje de gas. ....	69
	• Nomenclatura API de las anclas. ....	69
3.2.3.6	Anclaje de fondo. ....	70
3.2.3.7	Tubería de producción. ....	71
3.2.4	Cartas dinagráficas. ....	72
3.2.4.1	Tipos de cartas dinamométricas. ....	73
	• Carta Dinamométrica de Superficie (CDS). ....	73
	• Carta Dinamométrica de Fondo (CDF). ....	73
3.2.4.2	Interpretación de las cartas. ....	74
3.2.4.3	Tipos de problemas registrados en las cartas. ....	75
	• Interferencia o bloqueo por gas. ....	75
	• Golpe de fluido. ....	76
	• Válvula viajera o pistón con fuga. ....	76
	• Válvula fija con fuga. ....	77
	• Mal funcionamiento del ancla de tubería. ....	77
	• Pistón con golpe en la parte inferior. ....	78

- Otros problemas también reconocidos. .... 79

#### **4 CAPÍTULO IV..... 82**

#### **ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PAC – 18 Y DISEÑO DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO..... 82**

4.1	Historia del pozo.....	82
4.1.1	Perforación.....	82
4.1.2	Completación del pozo.....	83
4.1.3	Prueba inicial del pozo.....	83
4.2	Situación actual y estudio del pozo para cambio de sistema.....	84
4.2.1	Estado actual del pozo.....	84
4.2.2	Historial de producción.....	85
4.2.3	Análisis técnico del pozo.....	87
4.2.3.1	Criterios de selección del sistema de bombeo mecánico.....	87
	• Razones por las que no se eligió otro sistema de levantamiento.....	87
	• Condiciones de superficie.....	88
	• Cabezal de pozo.....	88
	• Tanque de almacenamiento.....	89
4.2.3.2	Análisis de la producción con sistema Swab.....	89
4.2.3.3	Análisis mecánico del pozo.....	93
4.2.4	Diseño del sistema según la Norma API RP 11L.....	93
4.2.4.1	Datos de entrada para el diseño.....	93
4.2.4.2	Desarrollo de los cálculos.....	94
	• Distribución de varillas recomendada por API.....	94
	• Cálculo de la carga de fluido en el pistón.....	94
	• Factores del registro de la tabla 34 de API.....	95
	• Cálculo del peso total de varillas en el aire.....	96
	• Cálculo del peso total de varillas en el fluido.....	96
	• Cálculo del recíproco de la constante elástica de la columna de varillas.....	97
	• Cálculo de elasticidad de la varilla debido a la carga de fluido.....	98
	• Cálculo del factor adimensional velocidad de bombeo.....	99
	• Cálculo de las cargas máximas y mínimas sobre la barra pulida.....	101
	• Cálculo del torque máximo sobre el reductor de velocidad.....	103
	• Cálculo del peso necesario del contrabalance de la unidad.....	105
	• Cálculo de la potencia para mover la barra pulida.....	106
	• Cálculo de la Carrera del Pistón.....	107
	• Cálculo del desplazamiento volumétrico de la bomba.....	108
4.2.5	Simulación del diseño en el software QRod Echometer.....	109
4.2.5.1	Datos de entrada para el software.....	109
4.2.5.2	Ejecución de la simulación en el software.....	109
4.3	Análisis de los resultados obtenidos.....	111
4.3.1	Diseño de la unidad superficial de bombeo.....	112
4.3.2	Diseño de la bomba de fondo.....	113
4.3.3	Ajustes de la producción.....	114
4.4	Análisis económico del proyecto.....	115

4.4.1	Indicadores económicos.....	115
4.4.1.1	Valor presente neto (VPN).....	115
4.4.2	Desarrollo del análisis económico.....	116
4.4.2.1	Pronostico de ingresos.....	116
4.4.2.2	Inversión.....	117
4.4.2.3	Estimación de costos.....	117
	• Costo de producción con Swab.....	117
	• Costo de producción con bombeo mecánico.....	118
4.4.2.4	Flujo de caja sin proyecto.....	119
4.4.2.5	Flujo de caja con proyecto.....	122
4.4.2.6	Análisis comparativo de los flujos de caja.....	125
<b>5</b>	<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>127</b>
	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>127</b>
5.1	Conclusiones.....	127
5.2	Recomendaciones.....	128
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>130</b>
	<b>ANEXO 1.....</b>	<b>134</b>
	<b>ANEXO 2.....</b>	<b>136</b>
	<b>ANEXO 3.....</b>	<b>144</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación Geográfica del Boque 1 - Campo Pacoa .....	8
Figura 2: Mapa Geológico del Bloque 1 .....	9
Figura 3: Formaciones de la cuenca Pacoa.....	10
Figura 4: Columna estratigráfica de la cuenca Pacoa.....	13
Figura 5: Historial de producción del campo Pacoa (2012). .....	16
Figura 6: Métodos de extracción de Campo Pacoa. ....	17
Figura 7: Porcentaje de producción de los sistemas de extracción de campo Pacoa.....	19
Figura 8: Total de Pozos existentes en el campo Pacoa. ....	20
Figura 9: Ubicación geográfica de los pozos dentro del campo Pacoa. ....	22
Figura 10: Líneas de flujo de la estación Norte del campo Pacoa. ....	24
Figura 11: Diagrama de la estación Norte del campo Pacoa. ....	24
Figura 12: Líneas de flujo de la estación Central del campo Pacoa. ....	25
Figura 13: Diagrama de la estación Central del campo Pacoa.....	26
Figura 14: Líneas de flujo de la estación Sur del campo Pacoa.....	27
Figura 15: Diagrama de la estación Sur del campo Pacoa.....	27
Figura 16: Sistema de levantamiento artificial por Swab.....	29
Figura 17: Equipo de fondo de la unidad Swab.....	32
Figura 18: Unidad de bombeo mecánico - pozo PAC 040. ....	33
Figura 19: Componentes de superficie y de fondo del sistema de bombeo mecánico. ....	35
Figura 20: Unidad de bombeo convencional. ....	36
Figura 21: Unidad de bombeo Mark II.....	37
Figura 22: Unidad de bombeo balanceada por aire.....	37
Figura 23: Unidad no API de bombeo Rotaflex. ....	38
Figura 24: Nomenclatura API de las unidades de bombeo.....	42
Figura 25: Componentes del cabezal de producción de bombeo mecánico. ....	44
Figura 26: Prensa estopa.....	45
Figura 27: Barra pulida convencional para bombeo mecánico.....	46
Figura 28: Caja reductora para bombeo mecánico.....	47
Figura 29: Contrapesos para sistemas de bombeo mecánico.....	50

Figura 30: Motor Arrow a gas de baja velocidad.....	52
Figura 31: Motor con diseño NEMA D y alto deslizamiento para bombeo mecánico.....	52
Figura 32: Barras de peso para bombeo mecánico.....	54
Figura 33: Centralizador de varillas.....	56
Figura 34: Varillas de bombeo API con sus Acoplamientos.....	57
Figura 35: Fallas por sobretorque.....	59
Figura 36: Fallas por fatiga de diseño y operación.....	60
Figura 37: Fallas por H <sub>2</sub> S.....	60
Figura 38: Fallas por CO <sub>2</sub> .....	60
Figura 39: Fallas por tensión.....	61
Figura 40: Fallas por pandeo.....	61
Figura 41: Componentes de la bomba de fondo.....	63
Figura 42: Tipo de bombas usadas para bombeo mecánico.....	64
Figura 43: Carrera ascendente y descendente de la bomba de fondo.....	66
Figura 44: Tipos de anclaje para bombas de fondo.....	71
Figura 45: Registro de carta dinamométrica de superficie y de fondo.....	73
Figura 46: Representación de una carta dinagráfica con bombeo ideal.....	74
Figura 47: Bomba con interferencia o bloqueo de gas.....	75
Figura 48: Bomba con golpe por fluido.....	76
Figura 49: bomba con fuga en la válvula viajera o el pistón.....	77
Figura 50: bomba con fuga en la válvula fija.....	77
Figura 51: bomba con ancla de fondo libre.....	78
Figura 52: bomba con golpe inferior del pistón.....	78
Figura 53: Pozo Pac - 18 operado por Petroamazonas EP.....	84
Figura 54: Historial de producción del pozo Pac - 18 desde 1994 a 2019.....	86
Figura 55: Cabezal de producción del pozo Pac- 18.....	88
Figura 56: Tanque de almacenamiento para los pozos Pac - 14 y Pac - 26.....	89
Figura 57: Producción diaria de petróleo con la unidad Swab.....	90
Figura 58: Curva de restauración de nivel del pozo seleccionado.....	91
Figura 59: Parámetros de entrada en el software QRod.....	110
Figura 60: Simulación en el software QRod.....	110
Figura 61: Producción de gas del pozo Pac - 18.....	113
Figura 62: Grafico comparativo de los flujo de caja del proyecto.....	126

Figura 63: Diagrama de completación inicial del pozo Pac - 18. ....	134
Figura 64: Diagrama de completación Actual del pozo Pac - 18.....	135
Figura 65: Relación Adimensional ( $F1/SK_r$ ).....	138
Figura 66: Relación Adimensional ( $F2/SK_r$ ).....	139
Figura 67: Relación Adimensional ( $2T/S^2K_r$ ). ....	140
Figura 68: Valor de ajuste ( $T_a$ ) para corrección de torque máximo ( $W_r/SK_r \neq 3$ ). ....	141
Figura 69: Relación adimensional ( $F3/SK_r$ ).....	142
Figura 70: Relación Adimensional ( $S_p/S$ ).....	143
Figura 71: Simulación de resultados con el Software QRod. ....	144

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Niveles Productores del Campo Pacoa. ....	14
Tabla 2: Parámetros petrofísicos de los niveles productores del campo Pacoa. ....	14
Tabla 3: Producción anual de petróleo de los sistemas del campo Pacoa (2018). ....	18
Tabla 4: Resumen diario de la producción por estaciones del campo Pacoa. ....	19
Tabla 5: Estado actual de los pozos existentes en el campo Pacoa. ....	21
Tabla 6: Pozos productores de la Estación Norte del campo Pacoa. ....	23
Tabla 7: Pozos productores de la Estación Central del campo Pacoa. ....	25
Tabla 8: Pozos productores de la Estación Sur del campo Pacoa. ....	26
Tabla 9: Reinyección de agua del campo Pacoa - Año 2018. ....	28
Tabla 10: Rango de parámetros para aplicación de bombeo mecánico. ....	34
Tabla 11: : Rango de parámetros para aplicación de la Unidad de Carrera Larga. ....	39
Tabla 12: Capacidades de las unidad de bombeo mecánico. ....	39
Tabla 13: Comparación de la unidades API de bombeo mecánico. ....	40
Tabla 14: Tamaños de la caja reductora según el tamaño de la unidad de bombeo. ....	49
Tabla 15: Especificaciones de los motores usados en bombeo mecánico. ....	51
Tabla 16: Parámetros dimensionales de las barras de peso. ....	55
Tabla 17: Parámetros del material de las barras de peso. ....	55
Tabla 18: Propiedades mecánicas de las varillas para bobeo mecánico. ....	58
Tabla 19: Datos dimensionales de las varillas de bombeo mecánico. ....	59
Tabla 20: Tipo y descripción de las bombas de fondo. ....	64
Tabla 21: Ventajas y desventajas de los tipos de bomba de fondo. ....	65
Tabla 22: Tipo de bomba y designación según el tipo de barril. ....	67
Tabla 23: Nomenclatura de bombas según la API. ....	68
Tabla 24: Nomenclatura API de las anclas de gas. ....	69
Tabla 25: Especificaciones de la tubería de producción. ....	72
Tabla 26: Tipos de cartas superficiales con su problemas detallado. ....	81
Tabla 27: Intervalos perforados del pozo Pac - 18. ....	82
Tabla 28: configuración inicial de completación del pozo Pac - 18. ....	83
Tabla 29: Prueba de producción inicial del yacimiento. ....	84

Tabla 30: Datos de entrada para el desarrollo del método API. ....	94
Tabla 31: Datos tabulados en función del diámetro de varilla.....	95
Tabla 32: Parámetros de entrada para simulación en el software QRod. ....	109
Tabla 33: Resultados obtenidos de ambos métodos.....	111
Tabla 34: Pronostico de ingresos. ....	116
Tabla 35: Costo por operación de bajar la bomba de fondo. ....	117
Tabla 36: Costo de producción con Swab. ....	118
Tabla 37: Costo de producción con Bombeo Mecánico.....	119
Tabla 38: Flujo de caja sin implementar el proyecto. ....	121
Tabla 39: Flujo de caja implementado el proyecto. ....	124
Tabla 41: Datos de bomba y Varillas (Norma API RP 11L). ....	136
Tabla 42: Especificaciones de los motores a combustión interna. ....	137



## ABREVIATURAS

<b>PVT</b>	Presión, volumen, temperatura
<b>BPPD</b>	Barriles producidos por día.
<b>GOR</b>	Relación gas petróleo.
<b>TAM</b>	Total Aseet Monitor.
<b>BES</b>	Bombeo electro sumergible.
<b>SWAB</b>	Sistema de pistoneo.
<b>RP - 11L</b>	Practicas recomendables para diseño y cálculo de bombeo mecánico.
<b>HL</b>	Herramienta local.
<b>PAC</b>	Pacoa.
<b>CPB</b>	Clay Pebble Beds.
<b>CIN<sub>a</sub></b>	Cloruro de sodio.
<b>Rw</b>	Resistividad del agua de formación.
<b>Ho</b>	Espesor.
<b>BFPD</b>	Barriles de fluido producidos por día.
<b>BPPM</b>	Barriles producidos por mes.
<b>BSW</b>	Sedimentos básicos de agua.
<b>BM</b>	Bombeo mecánico.
<b>QRod</b>	Software para diseño de bombeo mecánico.
<b>POES</b>	Petróleo original en sitio.
<b>AISI</b>	American Iron and Steel Institute.
<b>CDS</b>	Carta dinamométrica de superficie.
<b>CDF</b>	Carta dinamométrica de fondo.
<b>CBS</b>	Carrera de la barra pulida.
<b>CMP</b>	Carrera máxima del pistón.
<b>CEP</b>	Carrera efectiva del pistón.
<b>Fo</b>	Carga de fluido al pistón.
<b>TV</b>	Válvula viajera.
<b>SV</b>	Válvula fija.

<b>TP</b>	Profundidad total.
<b>EUE</b>	Conexión rosca redonda External Upset.
<b>FN</b>	Flujo natural.
<b>BCP</b>	Bombeo de cavidades progresivas.
<b>BH</b>	Bombeo hidráulico.
<b>PPRL</b>	Carga máxima sobre la barra pulida.
<b>MPRL</b>	Carga mínima sobre la barra pulida.
<b>PT</b>	Torque máximo en la caja de engranajes.
<b>PRHP</b>	Potencia en la barra pulida.
<b>Sp</b>	Carrera del pistón.
<b>VPN</b>	Valor presente neto.

## SIMBOLOGÍA

<b>API</b>	Instituto Americano de Petróleo.
<b>Ø</b>	Porosidad.
<b>Pi</b>	Presión Inicial.
<b>Bls</b>	Barriles de petróleo/agua.
<b>Pb</b>	Punto de burbuja.
<b>Km<sup>2</sup></b>	Kilómetros cuadrados.
<b>Ω - m</b>	Ohmio metro.
<b>Psi</b>	Libra por pulgada cuadrada.
<b>Pulg</b>	Pulgadas.
<b>Pulg - lbs</b>	Unidad de torque.
<b>HP</b>	Caballos de fuerza.
<b>Bls/d</b>	Barriles por día.
<b>Lbs</b>	Libras.
<b>Ft.</b>	Pies.
<b>Lbs/ft</b>	Libras por pie.
<b>Mpulg</b>	Miles de pulgadas.
<b>Mcf/d</b>	Miles de pies cúbicos por día.
<b>\$/bls</b>	Dólar por barril.

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

“ESTUDIO TÉCNICO DEL POZO PACOA 18 PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE SWAB A BOMBEO MECÁNICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PACOA.”

**AUTOR:** LEONEL F. TUMBACO A.  
**TUTOR:** ING. TARQUINO LÓPEZ, MSC

**RESUMEN**

Terminada la perforación y la completación, el pozo está listo para comenzar la producción de petróleo y durante esta etapa puede ocurrir que opere por flujo natural, pero es lo que no ocurre en la mayoría de las perforaciones. Por ciertos factores como la profundidad del yacimiento, presión de fondo, la permeabilidad de la roca reservorio, pérdidas de presión en la completación o en los punzados, etc., el fluido puede llegar a superficie con caudales esperados o no. Si la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) no es la suficiente para que el fluido llene el pozo, parcialmente, se debe instalar al algún tipo de sistema que permita levantar el fluido a superficie, denominado sistema de levantamiento artificial. El principal objetivo de un sistema de levantamiento artificial es aumentar y/o mantener los caudales de producción tomando en cuenta las condiciones actuales de los pozos, motivo por el cual se realizará este proyecto, estudiando y analizando las condiciones presentes en el pozo PACOA 18 para un cambio del sistema de levantamiento Swab activo a Bombeo Mecánico en el Campo Pacoa. Para el desarrollo del proyecto se utilizará el software ECHOMETER QROD 3.0, el cual es un programa que aplica el método de la ecuación de onda y utiliza una aproximación para el movimiento del balancín en base a limitantes de superficie. Los resultados obtenidos incluyen cargas, tensiones, torques, potencia y desplazamiento de la bomba, parámetros importantes para el diseño de la unidad de bombeo, además este trabajo de investigación aportará, positivamente, a la empresa Petroamazonas E.P. en lo que respecta a un incremento producción del pozo PACOA 18 y por lo tanto también la producción del campo.

**Palabras Claves:** yacimiento de hidrocarburos, petróleo, recuperación de petróleo, software integrado, presión de fondo fluyente, sistema de levantamiento artificial, Echometer QRod.

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

**"TECHNICAL STUDY OF THE PACOA 18 WELL FOR THE CHANGE OF  
ARTIFICIAL LIFT SYSTEM OF SWAB TO SUCKER ROD TO INCREASE  
THE PRODUCTION OF THE PACOA FIELD."**

**AUTHOR: LEONEL F. TUMBACO A.  
TUTOR: ING. TARQUINO LÓPEZ, MSC**

**ABSTRAC**

After drilling and completion, the well is ready to begin oil production and during this stage, it may occur that it operates by natural flow, but it is what does not happen in most perforations. Factors such as reservoir depth, background pressure, reservoir rock permeability, pressure losses in completion or in punctures, etc., fluid may surface with expected or unexpected flow rates. If the flowing bottom pressure ( $P_{wf}$ ) is not enough for the fluid to fill the well partially, it must be installed to some type of system that allows the fluid to be lifted to the surface, called the artificial lifting system. The main objective of an artificial lift system is to increase and/or maintain production flows taking into account the conditions of the wells, which is why this project will be carried out, studying and analyzing the conditions present in the PACOA 18 well for a change from the active Swab lifting system to Rod Pumping in the Pacoa field. The software ECHOMETER QROD 3.0 will be used for the development of the project, which is a program that applies the wave equation method, uses an approximation for rocker movement based on surface limiters. The results obtained include weights, voltages, torques, powers and pump displacement, important parameters for the design of the pumping unit, in addition, this research work will contribute positively to Petroamazonas E.P. in terms of an increase in production of the PACOA 18 well and therefore also the production of the field.

**Keywords:** hydrocarbon reservoir, oil, oil recovery, integrated software, flowing bottom pressure, artificial lift system, Echometer QRod.

# 1 CAPÍTULO I

## EL PROBLEMA

### 1.1 Antecedentes.

(Campos Montaña & Panchi Zapata, 2011), en su estudio establecieron los métodos que implican la toma de decisiones para poder aplicar o no un sistema de bombeo mecánico, describiendo también las partes que lo componen, así como también detallaron las características principales de los diferentes tipos de bombeo mecánico. La obtención de los datos se hizo a través de la interpretación de los reservorios del campo Lago Agrio intervenidos por la estatal EP PETROECUADOR, destacando la siguiente información: análisis PVT de las zonas de interés, estratigrafía de la cuenca Oriente, etc. El propósito de obtener la información previa fue para identificar los posibles pozos candidatos para el cambio de su sistema actual de levantamiento artificial por bombeo mecánico. Luego de analizar la bibliografía teórica sobre el sistema de levantamiento en estudio, estado actual del campo, pruebas de presión y de producción registradas hasta la fecha en el campo Lago Agrio, se procede al diseño del sistema de bombeo mecánico con el software QRod de la compañía Echometer para los pozos candidatos seleccionados, comprobando los resultados con un ejemplo manual. Una vez que concluyeron los diseños obtuvieron una recuperación estimada de petróleo de 435,35 BPPD, con una declinación natural del campo equivalente a 426,36 BPPD, tomando en cuenta que la eficiencia del equipo y la bomba fue de un 85%.

(Tapia Palomino & Chicaíza Coello, 2016), en su proyecto establecen como objetivo principal incrementar la producción del pozo SAC – 142 mediante, cambios en su completación. Inicialmente, con la completación del pozo se obtuvo un GOR elevado, por lo que, su tasa fue casi nula después de un tiempo de haber

estado produciendo. Con este antecedente procedieron a realizar los estudios para la optimización del pozo. A más de analizar la completación del pozo también se centraron en el historial de producción y la interpretación de los registros iniciales obtenidos del software TAM con el fin de establecer los pasos a seguir en la optimización. Como resultado de dicha investigación las modificaciones realizadas al equipo de fondo de Bombeo Mecánico en el pozo de estudio causaron una mejoría en la producción de petróleo y los registros obtenidos del software TAM muestran un incremento en la eficiencia de llenado de la bomba del 0,1% al 84,85%.

(Montoya Sandoval & Malavé, 2013), en su artículo científico realizaron un minucioso análisis técnico – económico del sistema de levantamiento artificial con los que, actualmente, operan los pozos del campo Sacha para su posible cambio a el sistema de bombeo mecánico. El presente análisis comprendió un estudio de ciertos parámetros como: porcentajes de carga de los componentes del bombeo mecánico, producción que se espera obtener y su potencia requerida. Los autores también realizaron un análisis económico centrado en determinar, a partir de información técnica recopilada, estudio de los ingresos y egresos para determinar la viabilidad del proyecto. Como conclusión de la realización de su investigación, la implementación de bombeo mecánico con unidad de superficie Rotlaflex, reducirá la potencia (HP) en un 60,23% para que el campo realice sus operaciones con normalidad, lo que representaría una reducción en los costos usados para generación eléctrica con un 66,88%, por ultimo también se obtuvo una disminución en los cotos de reparación y de reacondicionamiento con un 60,27% y 39,34% respectivamente.

## **1.2 Planteamiento del problema.**

Hoy en día, en la industria hidrocarburífera más del 90% de los pozos petroleros que se encuentran en producción debido a que la presión de fondo ( $P_{wf}$ ) ya no es la suficiente para llevar el fluido a superficie requieren algún método de

levantamiento artificial para continuar operando, la mayoría de estos pozos se encuentran en campos maduros. Las técnicas de levantamiento artificial son requeridas cuando los yacimientos no cuentan ya con la suficiente energía a causa de la depletación que sufren, o cuando el sistema de producción no tiene los resultados esperados. Asociando lo mencionado, anteriormente, por lo general a campos maduros, este déficit energético es el problema que presenta el Campo Pacoa al tener su yacimiento ya depletado por efectos de la producción de sus pozos.

El Campo Pacoa operado por PETROAMAZONAS EP cuenta con un total de 46 pozos de los cuales 39 están operativos, los cuales están en funcionamiento con 3 sistemas de levantamiento artificial predominantes en el campo siendo estos: bombeo mecánico (B.M.) con una representación del 78,07% de la producción y los otros dos sistemas de levantamiento son SWAB o Pistoneo y herramienta local (H.L.) con una representación del 7,03% y 0,06% de producción, respectivamente.

Debido a la baja producción del campo en comparación a los distintos campos que tiene el país, los pozos petroleros en su mayoría han sufrido falta de monitoreo y mantenimiento, tal es el caso del pozo PACOA 18, el cual es objeto de estudio de este proyecto de investigación. El pozo en mención no solo presenta daños en su completación motivo actual por el cual la producción del mismo se realiza con el sistema SWAB, sino también se ve afectado por las condiciones geográficas que presenta el sector donde se encuentra ubicado el pozo.

Para la unidad varillera (SWAB), las condiciones geográficas (terreno alrededor del pozo) resulta un problema en los temporales invernales ya que el terreno se vuelve lodoso y resbaloso, causando que la unidad no realice el proceso de producción del pozo y por ende se obtiene un déficit en la producción total del campo. Estos dos factores problemáticos compensan las razones por la que se propone la realización de este tema de tesis.



### **1.3 Objetivos.**

#### **1.3.1 Objetivo General.**

Determinar el diseño óptimo del sistema artificial de bombeo mecánico, mediante, un estudio técnico - económico del pozo Pacoa 18, aplicando el software petrolero QRod para el incremento de la producción del campo Pacoa.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos.**

- ✚ Describir las condiciones actuales del campo Pacoa operado por PETROAMAZONAS EP.
- ✚ Especificar las características de las Unidades de Superficie que están inmersas en el estudio de este proyecto.
- ✚ Realizar un estudio técnico de pozo Pacoa 18 para determinar las causas principales de cambio de sistema de levantamiento.
- ✚ Realizar el diseño del sistema de levantamiento de bombeo mecánico para el pozo, mediante, la norma API RP – 11L y comparar los resultados obtenidos del software usado.
- ✚ Evaluar la viabilidad financiera de la instalación de la unidad de superficie de bombeo mecánico seleccionada para el pozo Pacoa 18, mediante, un análisis económico.

### **1.4 Justificación.**

Este proyecto es un aporte para la comunidad petrolera y la industria en general, ya que se basa en establecer soluciones eficientes para el pozo PAC – 18, el cual presenta un problema no muy común en la vida diaria de sus operaciones petroleras, situación que afecta la producción del pozo y el funcionamiento operativo de la

unidad SWAB y que amerita un estudio técnico para poder optimizar la extracción de crudo, el tiempo de trabajo y la eficiencia energética.

Por tal motivo, en este trabajo se ha propuesto analizar, completamente, la problemática encontrada para optimizar e incrementar la producción y posterior a ello con esta propuesta poder ayudar a que la empresa operadora de este campo pueda obtener mayores ingresos económicos reduciendo sus costos de operación.

## **1.5 Variables.**

### **1.5.1 Variable Independiente.**

- ✚ Sistema de levantamiento artificial (Bombeo Mecánico).

### **1.5.2 Variables Dependientes.**

- ✚ Información técnica del pozo petrolero.
- ✚ Mejora en la producción del pozo y el campo.
- ✚ Comportamiento del software QRod.

## **1.6 Metodología.**

Se desarrolló el diseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico al pozo Pac – 18, para optimizar la producción del mismo. Este procedimiento se realizó tomando en cuenta los siguientes puntos:

El trabajo corresponde a una investigación aplicada y un estudio descriptivo, debido a que se realizó un análisis correspondiente entre las variables determinadas del pozo que operaba bajo el sistema SWAB en el campo Pacoa operado por la estatal PETROAMAZONAS EP.

La metodología empieza con el análisis comparativo de las tasas de producción actuales del campo (40,51 bls/día) y la del pozo (0,51 bls/día) que serán comparadas con las producciones esperadas después del desarrollo del proyecto, continuando con la recopilación de información bibliográfica para entender y comprender todas las variables y factores que comprende el proceso de diseño de un sistema de levantamiento por bombeo mecánico, luego de la recopilación de información técnica necesaria para los cálculos tanto del método API – RP 11L como para el desarrollo de la simulación en el software QRod.

El procedimiento de diseño recomendado por el API para unidades de bombeo mecánico convencionales es el método API – RP 11L, se centra en la aplicación de correlaciones que son el resultado de varios estudios referentes al comportamiento de la sarta de varillas y el proceso para el diseño, es un método de prueba y error. Generalmente, se requieren tres pasos: lo primero es hacer una selección de los componentes del sistema necesarios para la instalación, seguida con el cálculo de las características de operación que se incluyen en el método API – RP 11L y por último antes de hacer la selección preliminar del sistema de bombeo mecánico los cálculos obtenidos de desplazamiento y carga de la bomba deben ser comparados con las tasas de carga, los volúmenes, esfuerzos y otras limitaciones propias del sistema.

Los resultados obtenidos serán comparados con los resultados obtenidos del uso del software QRod ya que este método resulta ser más eficiente por usar la ecuación de la onda, detallando el movimiento que realizan las sargas de varillas transmitido al pistón de la bomba. La aplicación requiere datos de entrada como: caudal deseado,

tipo de balancín, profundidad de asentamiento de la bomba, entre otras variables. Los resultados obtenidos de la simulación son: N° API del balancín, cargas mínimas y máximas de las varillas en superficie, potencia del motor, torque máximo, etc.

Por último, se realizará un análisis económico considerando los siguientes factores: costo total de la unidad de bombeo mecánico en caso de ser necesario, costo de producción, costo de operación y mantenimiento, pero la viabilidad del proyecto se verá reflejada en la producción que se obtendrá luego de la implementación del sistema de levantamiento artificial, pues esta representara el valor neto del que se derivaran los costos de la ejecución del proyecto.

## 2 CAPÍTULO II

### DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PACOA – BLOQUE 1

#### 2.1 Ubicación geográfica.

Como se presenta en la figura 1 el Campo Pacoa ubicado en la sección sur - central del Bloque 1, el cual está situado en el Cantón Santa Elena, dentro de las comunas: Santa Rosa, San Pablo, Cerro Alto y Morrillo, de la Provincia de Santa Elena - Ecuador. El Bloque 1 cuenta con un área delimitada de 4.000 Km<sup>2</sup>, del cual el 75% esta Offshore (Costa Afuera), por su parte el Campo Pacoa tiene una extensión territorial de 15 Km<sup>2</sup>. (Molina Oñate, 2015)

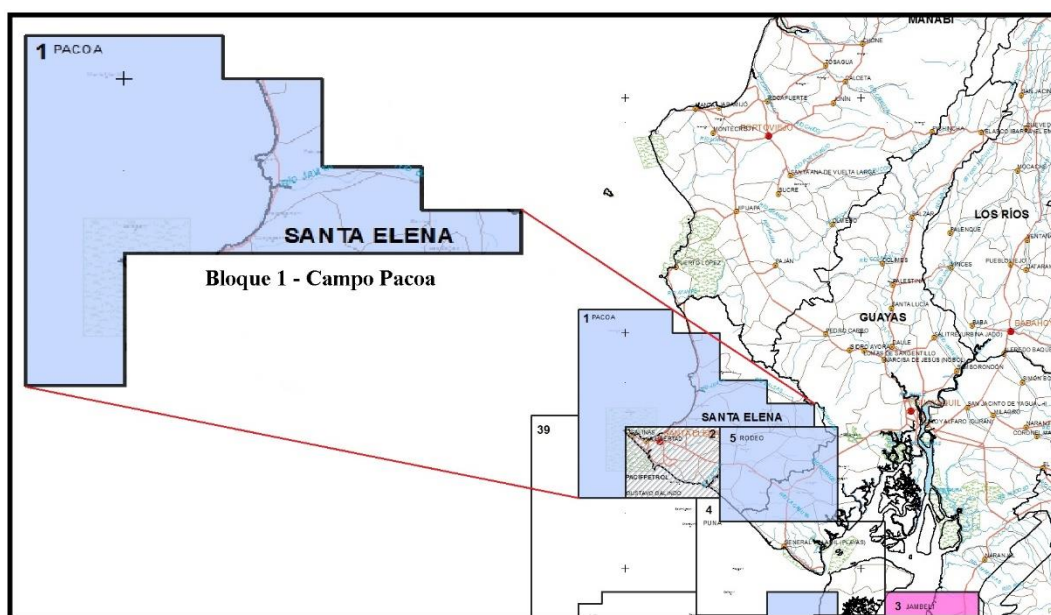


Figura 1: Ubicación Geográfica del Boque 1 - Campo Pacoa

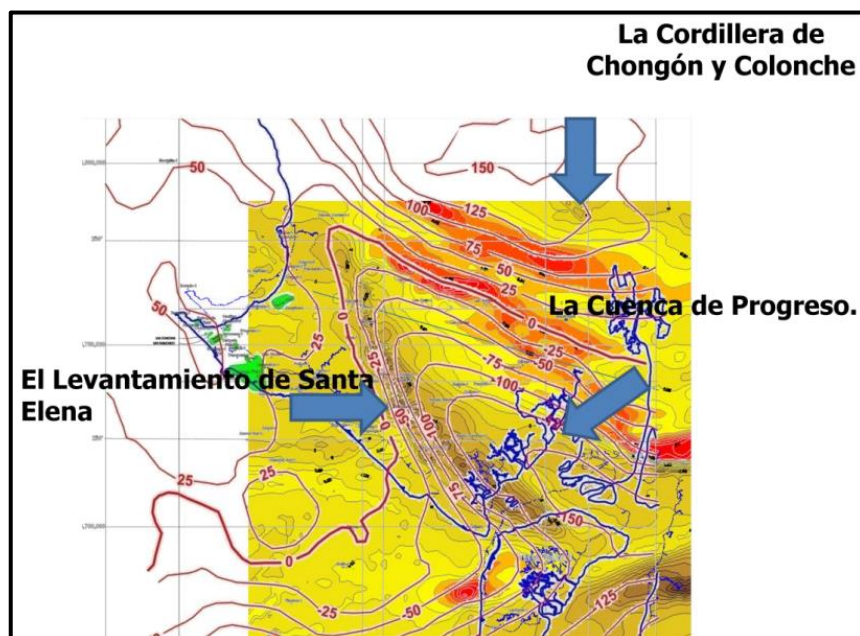
Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.

## 2.2 Geología del campo.

En la cuenca geología del campo Pacoa y frontera a ella se denotan 3 miembros estructurales:

- ✚ Levantamiento de Santa Elena.
- ✚ La cordillera Chongón Colonche.
- ✚ La cuenca Progreso.

El bloque 1 se sitúa en la zona norte del levantamiento de Santa Elena la cual comprende el sector norte de la cuenca Progreso. El campo Pacoa está ubicado en la sección oeste del levantamiento de Aguadita. Los límites hacia el sur son inciertos, seguramente, son tectónicos debido a que en su superficie se encuentran afloramientos de la formación Cayo. Figura 2. (Yagual Limón, 2014)



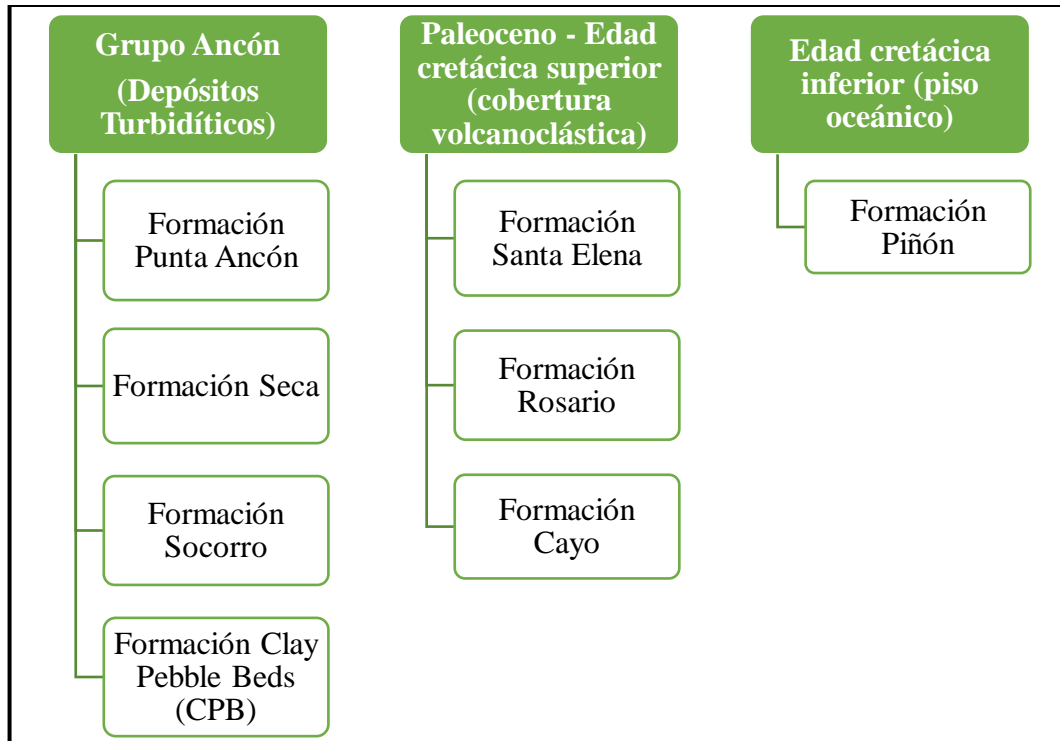
**Figura 2: Mapa Geológico del Bloque 1**  
**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

### 2.3 Estratigrafía del campo.

En la figura 4 se especifica el orden estratigráfico del campo Pacoa establecida a partir de la interpretación de los registros eléctricos corridos en los pozos ubicados a lo largo de la superficie del campo (Cuadros Buenaventura, 2018), como resultado la estratigrafía del campo quedo compartida en tres depósitos principales:

- ✚ Eoceno (medio).
- ✚ Paleoceno (superior e inferior).
- ✚ Cretácico.

También, se puede observar que la cuenca Pacoa contiene las siguientes formaciones definidas a partir de los resultados obtenidos de estudios bioestratigráficos (ver figura 3):



**Figura 3: Formaciones de la cuenca Pacoa.**

**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

### **2.3.1 Formación Seca.**

Formada de lutitas grises a café oscuro, lodolitas con yeso, entre estratos con areniscas con granos de fino a medio de estratificación gradada y con sucesiones de Bouma. Presenta una fauna que ha sido desplazada por eventos de sedimentación gravitacional (corrientes turbulentas) hacia entornos más profundos.

### **2.3.2 Formación Socorro.**

Considera como el principal reservorio de petróleo del campo Pacoa al contener en su estructura litológica areniscas en un orden de grano fino a interestratificadas con lutitas, limolitas y lodolitas. Tiene un espesor registrado de 1.480 ft albergando 4 niveles productores siendo estos D, C, B, y E (ordenados desde el tope de la formación). (Cadena Mosquera, 2017)

### **2.3.3 Formación Clay Pebble Beds.**

Esta formación contiene una secuencia diamictítica maciza de origen arcilloso, con bloques de superficie lisa, conformada por cuarcitas negras, calcáreos y areniscas. CPB contiene en su entono a **Passage Beds (PB)** formada por pelitas duras con estratos delgados de arenisca y **Arenisca Santo Tomas** formada por un conjunto de areniscas de potencias modestas.

### **2.3.4 Formación Santa Elena.**

Esta formación presenta un alto grado de cementación y compactación que imposibilitan la presencia o formación de petróleo, resultado interpretado por los valores elevados de los registros de sonido y también de los valores altos obtenidos de los registros de rayos gamma. (Cadena Mosquera, 2017)



### **2.3.5 Formación Rosario.**

Como resultado de estudios sísmicos y también de los proporcionados por pozos exploratorios distantes se determinó que esta formación presenta una extensa distribución área.

Resultados plasmados en el informe de Canadá Grande determinaron que la formación el Rosario es una “brecha” causada por meteorización afectando a dos de sus niveles estratigráficos, por lo tanto, estos son considerados intervalos de interés para la exploración petrolera. (Cuadros Buenaventura, 2018)

### **2.3.6 Formación Cayo.**

Conformada por varias series gruesas de turbiditas volcánicas elásticas de gran densidad situadas en lo profundo de un abanico submarino. No tiene presencia en el campo, pero se encontró evidencia de esta en los pozos exploratorios Aragón 2 y Aragón 3.

### **2.3.7 Formación Piñón.**

Esta formación no tuvo manifestación en el campo, debido a que ninguna perforación realizada la alcanzó, pero se encontró afloramiento de esta en las cordilleras Costera, Chongón Colonche y en la Cuenca Esmeraldas determinado así que contiene un conjunto de rocas volcánicas básicas y rocas basálticas de grano fino. (Cuadros Buenaventura, 2018)

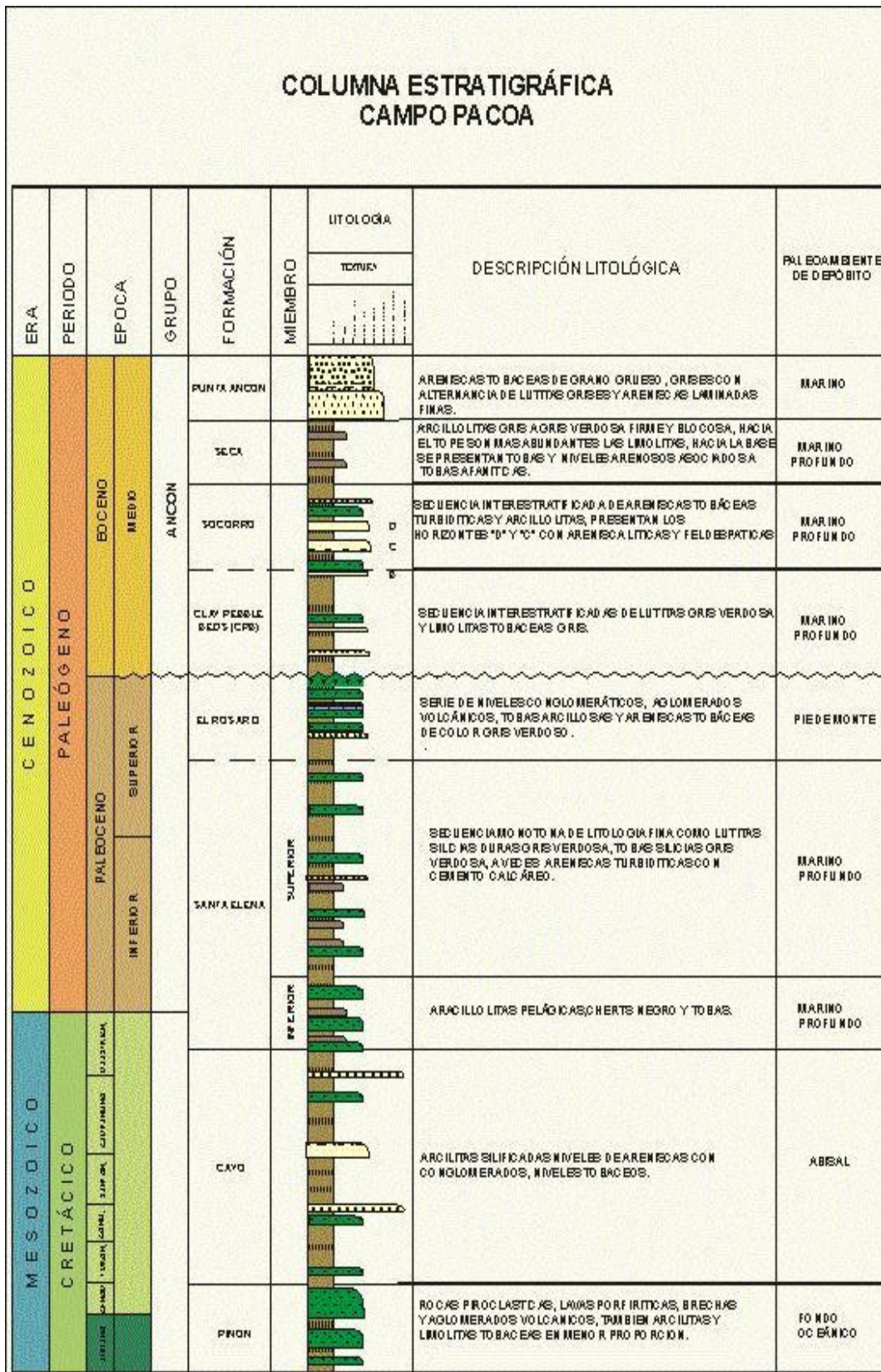


Figura 4: Columna estratigráfica de la cuenca Pacoa.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

## 2.4 Niveles productores.

El campo Pacoa cuenta con los siguientes niveles productores:

<b>SUMARIO DE LOS NIVELES PRODUCTORES DEL CAMPO PACOA</b>			
<b>Formación</b>	<b>Niveles</b>	<b>Tope (ft)</b>	<b>Base (ft)</b>
<b>Socorro</b>	<b>D</b>	1.291	1.330
	<b>C</b>	1.577	1.610
	<b>B</b>	2.120	1.610
	<b>E</b>	2.300	-----

**Tabla 1: Niveles Productores del Campo Pacoa.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

<b>PARÁMETROS PETROFÍSICOS PROMEDIOS DEL CAMPO PACOA</b>				
<b>Nivel</b>	<b>Ho (ft)</b>	<b>Ø (%)</b>	<b>Rw</b>	<b>Sw (%)</b>
<b>D</b>	39,38	16,5	0,19	41
<b>C</b>	34	16,8	0,24	45
<b>B</b>	25,4	19,1	0,2	39
<b>E</b>	35	21	0,21	51

**Tabla 2: Parámetros petrofísicos de los niveles productores del campo Pacoa.**

**Fuente: ARCH Península - Petroamazonas EP.**

#### **2.4.1 Horizonte D.**

El horizonte D contiene una distribución secuencial, formada por areniscas arcillosas, lutitas intercaladas y limos finos. El agua de formación de este nivel tiene una salinidad de 46.200 ppm de ClNa. Inicialmente, este yacimiento registró una presión inicial (Pi) de 649 psi, actualmente, la presión del punto de burbuja (Pb) es 450 psi, la producción de petróleo acumulada es 534.629,28 Bls, la tasa de producción es 8,83 Bls/Día y la producción acumulada de agua es 245.785,34 Bls. Este nivel es el mayor portador de hidrocarburo líquido, pero no toda la arena es productora.

#### **2.4.2 Horizonte C.**

Contiene una gran continuidad estratigráfica, con lutitas intercaladas y varias calizas feldespatos. La presión inicial registrada para este yacimiento fue de 966 psi, actualmente, se registra los siguientes parámetros, la presión del punto de burbuja (Pb) es 470 psi, una producción acumulada de petróleo de 608.678,56 Bls, la tasa de producción es 11,40 Bls/Día y el agua acumulada producida es de 519.212,31 Bls. Este horizonte como portador de hidrocarburos líquidos es muy restringido. (Chiluzá Vera & Rosales Gonzabay, 2013)

#### **2.4.3 Horizonte B.**

El horizonte B registra una secuencia de areniscas lutitas y lutitas feldespáticas poco cuarzosas. El yacimiento registró una presión inicial de 968 psi, actualmente, no cuenta con valores actualizados de presión, la presión del punto de burbuja (Pb) es 400 psi, la producción acumulada de petróleo es 565.493,23 Bls, la tasa de producción es 14,24 Bls/Día y la producción acumulada de agua es 319.668,24 Bls.

#### 2.4.4 Horizonte E.

La arenisca presente en el nivel E tiene presencia de depósitos clastos líticos y feldespáticos de baja porosidad. Pese a que no se tiene mucha información del yacimiento no hay registro de presiones, actualmente, tiene una producción acumulada de petróleo de 122.774,41 Bls, la tasa de producción es 5,89 Bls/Día y la producción acumulada de agua es 37.881,68 Bls. (Morejón Rojas, 2017)

#### 2.5 Historial de producción del campo.

Como se muestra en la figura 5, el campo Pacoa inicio su actividad productiva de petróleo en 1992, con picos que alcanzaban los 190 BFPD. Actualmente, el campo no cuenta con un registro actualizado de producción, por lo que, la figura que se muestra tiene registro detallado hasta el 2012.

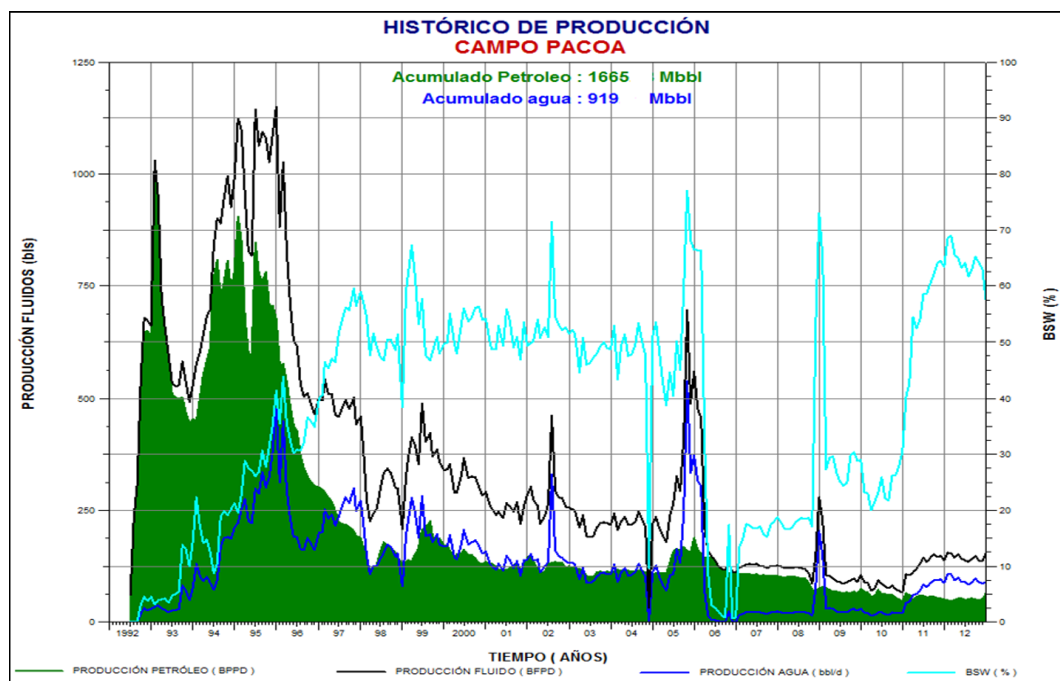


Figura 5: Historial de producción del campo Pacoa (2012).

Fuente: ARCH Península - Petroamazonas EP.

### 2.5.1 Sistemas de producción actuales del campo.

En el campo Pacoa, actualmente, existen 2 métodos de extracción de petróleo:

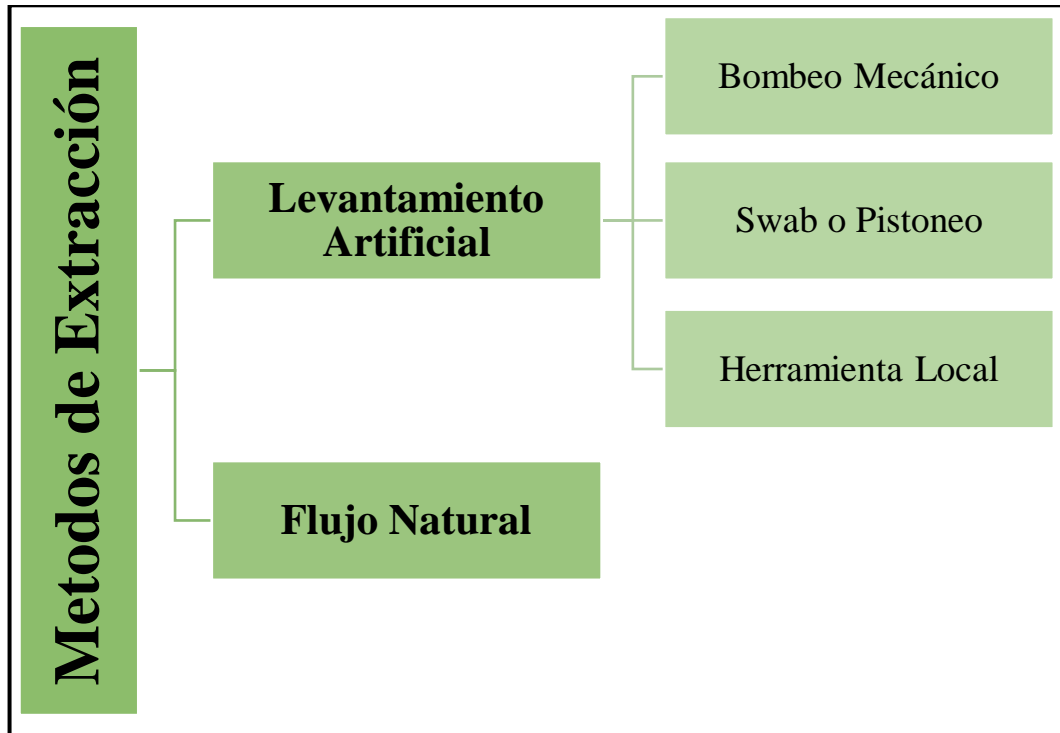


Figura 6: Métodos de extracción de Campo Pacoa.

Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.

### 2.5.2 Producción por sistema.

La tabla 3 muestra la producción por sistema del campo Pacoa del año 2018 en donde se determina que la producción por el sistema de bombeo mecánico es de 30,07 BPPD representando el sistema que mayor aporta en la producción total del campo, seguida de los sistemas Swab o Pistoneo y Herramienta Local con 2,71 BPPD y 0,02 BPPD, por último, la producción del campo a flujo natural es de 6,72 BPPD.

<b>PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR SISTEMAS CAMPO PACOA</b>					
<b>Mes</b>	<b>Flujo Natural</b>	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Swab</b>	<b>HL</b>	<b>Total Mes</b>
Enero	196,76	982,15	98,68	0,32	1277,91
Febrero	197,25	873,56	58,46	0,00	1129,27
Marzo	222,91	925,49	97,95	0,00	1246,35
Abril	152,66	951,34	102,32	3,54	1209,86
Mayo	108,97	973,45	77,38	2,10	1161,90
Junio	103,17	788,45	63,37	1,15	956,14
Julio	105,48	924,05	74,12	0,00	1103,65
Agosto	87,81	885,53	84,21	1,05	1058,60
Septiembre	164,77	979,68	90,24	0,00	1234,69
Octubre	91,83	1007,50	87,11	0,00	1186,44
Noviembre	71,05	909,15	82,60	0,00	1062,80
Diciembre	590,43	805,09	74,28	0,00	1469,80
<b>Total</b>	<b>2093,09</b>	<b>11005,44</b>	<b>990,72</b>	<b>8,16</b>	<b>14097,41</b>
<b>BPPD</b>	<b>5,72</b>	<b>30,07</b>	<b>2,71</b>	<b>0,02</b>	<b>38,52</b>
<b>BPPM</b>	<b>174,42</b>	<b>917,12</b>	<b>82,56</b>	<b>0,68</b>	<b>1174,78</b>

**Tabla 3: Producción anual de petróleo de los sistemas del campo Pacoa (2018).**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

Representado, de manera porcentual, se puede observar en la figura 7:

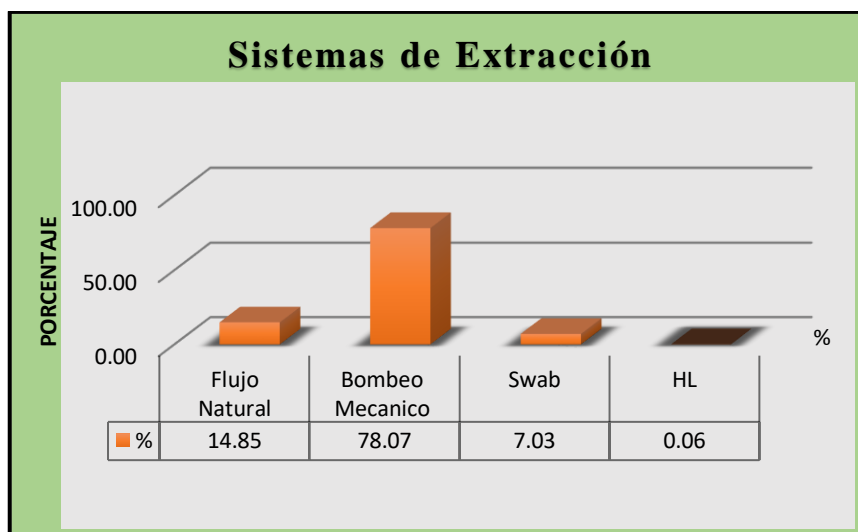


Figura 7: Porcentaje de producción de los sistemas de extracción de campo Pacoa.

Fuente: Elaborado por Tumbaco Aguayo Leonel F.

## 2.6 Actualidad del campo.

Actualmente, la producción promedio del campo es de 40,51 Bls/Día de petróleo y 59,49 Bls/Día de agua, con una presión promedio del reservorio de 500 – 800 psi, un BSW promedio de 70%, Salinidad promedio del 22.000 – 42.200 ppm, un API promedio de 36,4° y el petróleo original in situ (POES) oficial del campo es de 45,41 MMBls. La tabla 4 muestra el registro total de producción de un día cualquiera del año 2018.

RESUMEN DÍA - PRODUCCIÓN POR ESTACIONES		
	Bls Nat.	Bls @ 60 °F
<b>Norte</b>	16,82	16,71
<b>Sur</b>	18,16	18,02
<b>Central</b>	7,63	7,58
<b>TOTAL</b>	<b>42,61</b>	<b>42,31</b>

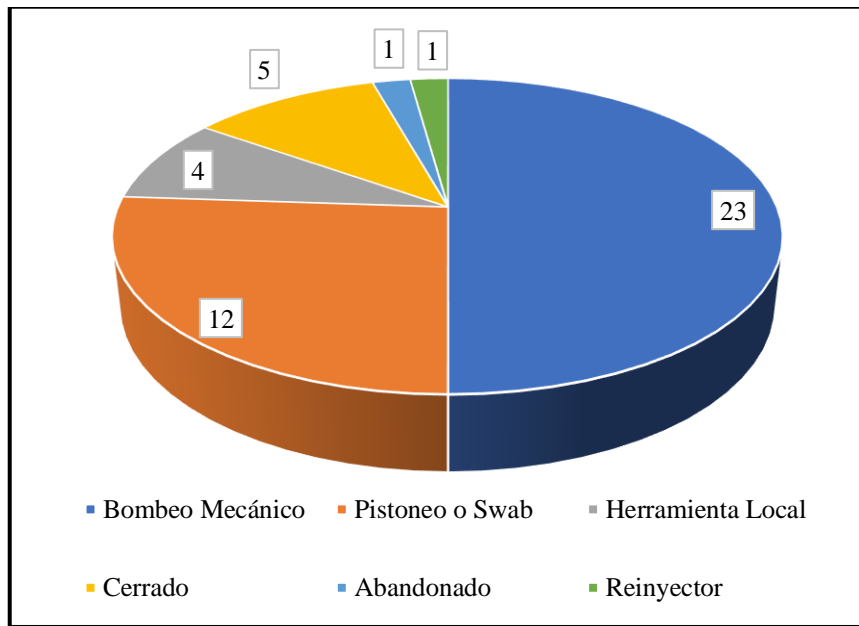
Tabla 4: Resumen diario de la producción por estaciones del campo Pacoa.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.



### 2.6.1 Estado actual de los pozos.

Actualmente, el campo Pacoa tiene un total de 46 pozos de los cuales: 39 pozos están operativos, 5 pozos se encuentran cerrados, 1 pozo está abandonado y 1 pozo es reinyector (ver figura 8).



**Figura 8: Total de Pozos existentes en el campo Pacoa.**

**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

En la tabla 5 se detalla el estado actual de los pozos del campo por estaciones y el método de extracción que tienen:

ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PACOA								
Estación Pacoa Norte			Estación Pacoa Central			Estación Pacoa Sur		
Pozo	Est.	Mét.	Pozo	Est.	Mét.	Pozo	Est.	Mét.
<b>Pac 14</b>	Prod.	SWAB	<b>Pac 03</b>	Cerr.	---	<b>Pac 01</b>	Prod.	B.M.
<b>Pac 15</b>	Prod.	SWAB	<b>Pac 04</b>	Prod.	SWAB	<b>Pac 02</b>	Prod.	B.M.
<b>Pac 16</b>	Prod.	SWAB	<b>Pac 12</b>	Prod.	B.M.	<b>Pac 05</b>	Prod.	B.M.
<b>Pac 17</b>	Prod.	B.M.	<b>Pac 24</b>	Prod.	B.M.	<b>Pac 06</b>	Prod.	HL
<b>Pac 18</b>	Prod.	SWAB	<b>Pac 32</b>	Prod.	H.L.	<b>Pac 07</b>	Prod.	HL
<b>Pac 20</b>	Prod.	B.M.	<b>Pac 36</b>	Prod.	B.M.	<b>Pac 08</b>	Cerr.	---
<b>Pac 21</b>	Cerr.	---	<b>Pac 38</b>	Prod.	F.N.	<b>Pac 09</b>	Prod.	B.M.
<b>Pac 23</b>	Prod.	B.M.	<b>Pac 39</b>	Prod.	B.M.	<b>Pac 10</b>	Prod.	B.M.
<b>Pac 25</b>	Prod.	SWAB	<b>Pac 46</b>	Prod.	B.M.	<b>Pac 11</b>	Prod.	B.M.
<b>Pac 26</b>	Prod.	SWAB	<b>San Pablo</b>	Prod.	B.M.	<b>Pac 22</b>	Prod.	B.M.
<b>Pac 27</b>	Reiny.	RIY				<b>Pac 40</b>	Prod.	B.M.
<b>Pac 28</b>	Prod.	H.L.				<b>Pac 41</b>	Prod.	SWAB
<b>Pac 29</b>	Cerr.	---				<b>Pac 42</b>	Prod.	F.N.
<b>Pac 30</b>	Prod.	SWAB				<b>Pac 43</b>	Prod.	B.M.
<b>Pac 31</b>	Prod.	B.M.				<b>Pac 44</b>	Prod.	SWAB
<b>Pac 33</b>	Prod.	SWAB						
<b>Pac 34</b>	Prod.	B.M.						
<b>Pac 35</b>	Prod.	SWAB						
<b>Pac 37</b>	Cerr.	---						
<b>La Mata Chivato</b>	Prod.	F.N.						
<b>Pac 19</b>	Aban.	---						

Tabla 5: Estado actual de los pozos existentes en el campo Pacoa.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

La figura 9 muestra la ubicación geográfica de los pozos que se encuentran en el campo Pacoa:

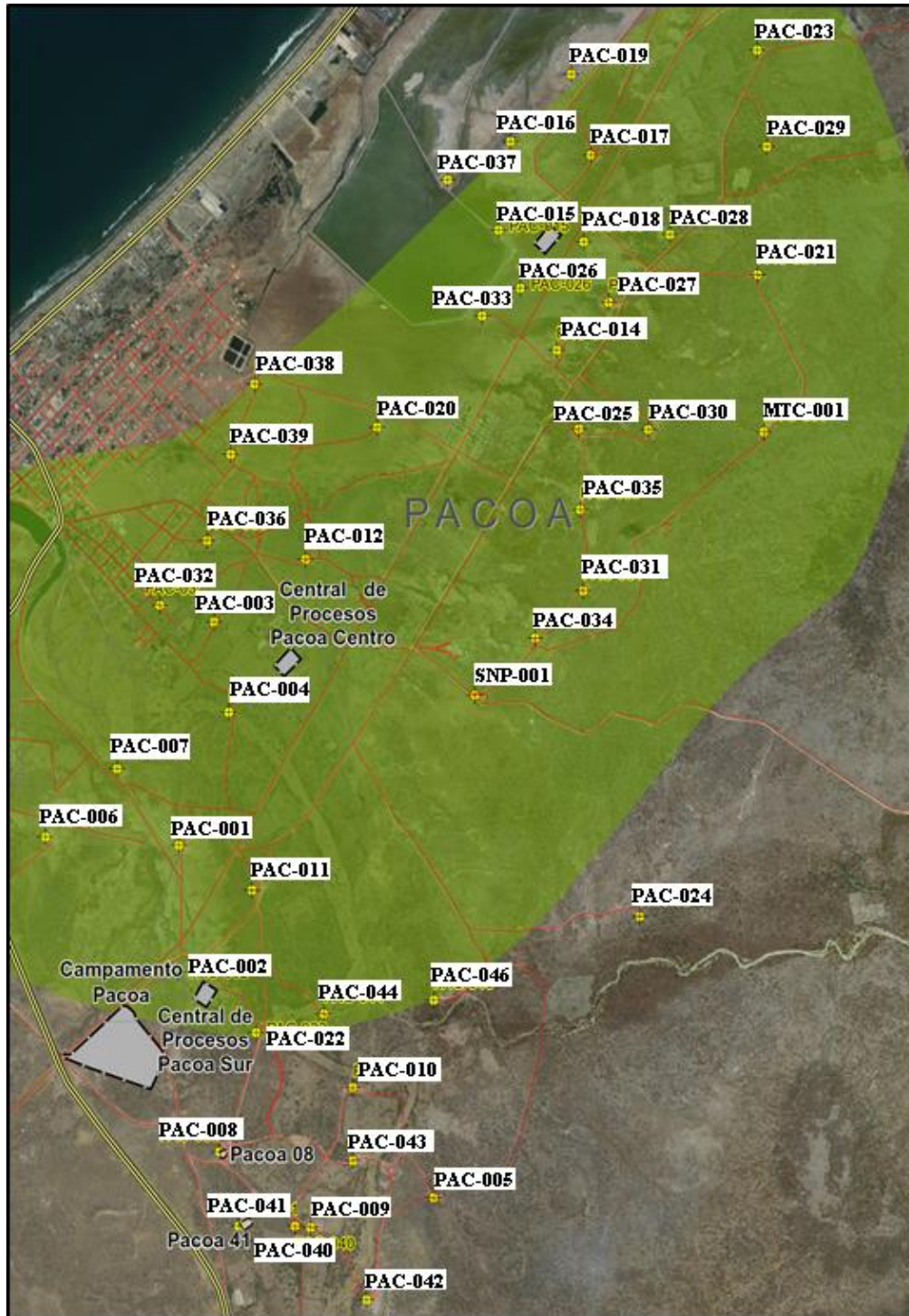


Figura 9: Ubicación geográfica de los pozos dentro del campo Pacoa.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

## 2.7 Facilidades de superficie del campo.

Las facilidades de superficie del campo están divididas en 3 estaciones de producción:

- ✚ Estación Norte (Fuera de Servicio).
- ✚ Estación Central.
- ✚ Estación Sur (Fuera de Servicio).

### 2.7.1 Estación norte.

Actualmente, la estación Norte se encuentra fuera de servicio y la producción diaria de los pozos es llevada a la estación Central, pero la bibliografía revisada indica que la estación recibe la producción de los siguientes pozos productores:

POZOS - ESTACIÓN NORTE			
PAC - 014	PAC - 018	PAC - 026	PAC - 033
PAC - 015	PAC - 020	PAC - 028	PAC - 034
PAC - 016	PAC - 023	PAC - 030	PAC - 035
PAC - 017	PAC - 025	PAC - 031	La Mata Chivato

**Tabla 6: Pozos productores de la Estación Norte del campo Pacoa.**

**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

La figura 10 muestra las líneas de flujo de la estación, mientras que, en la figura 11 se aprecia el diagrama de la estación norte la cual fue diseñada para una capacidad de 2.418,08 BFPD.

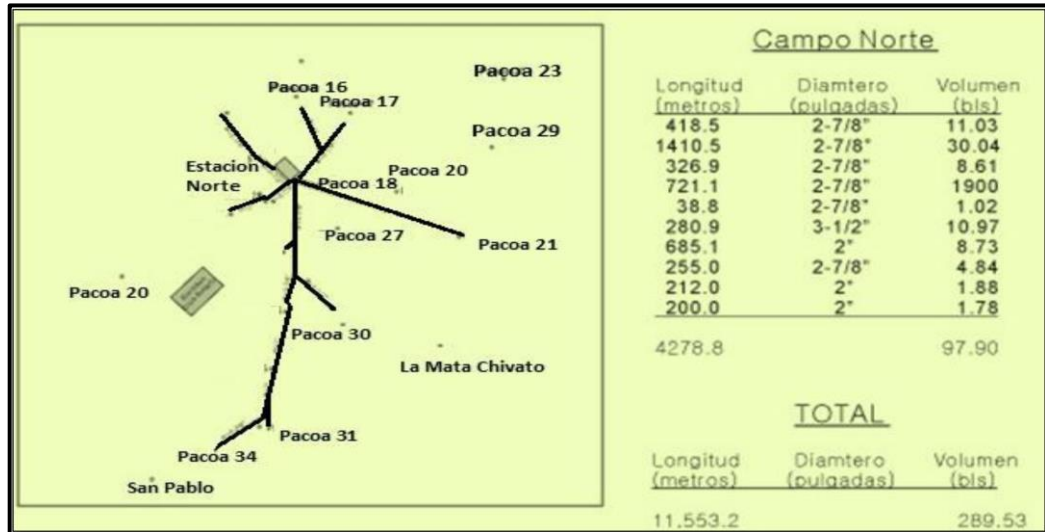


Figura 10: Líneas de flujo de la estación Norte del campo Pacoa.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

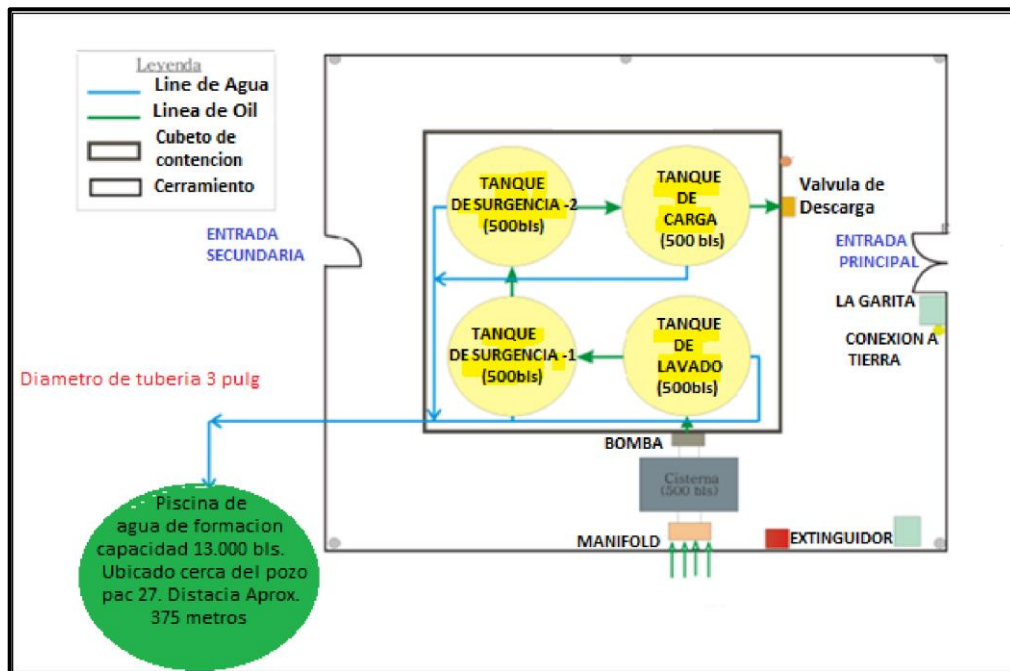


Figura 11: Diagrama de la estación Norte del campo Pacoa.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

### 2.7.2 Estación central.

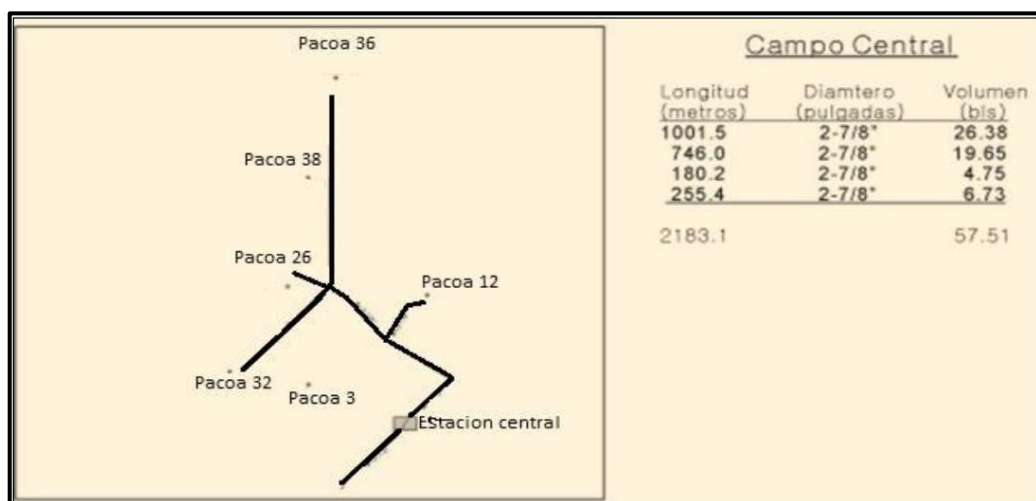
La estación Central, actualmente, recibe la producción de todo el campo, es decir, tanto de las estaciones Norte y Sur. La producción solo de ésta estación se debe a los siguientes pozos:

POZOS - ESTACIÓN CENTRAL		
PAC - 004	PAC - 032	PAC - 039
PAC - 012	PAC - 036	PAC - 046
PAC - 024	PAC - 038	San Pablo

**Tabla 7: Pozos productores de la Estación Central del campo Pacoa.**

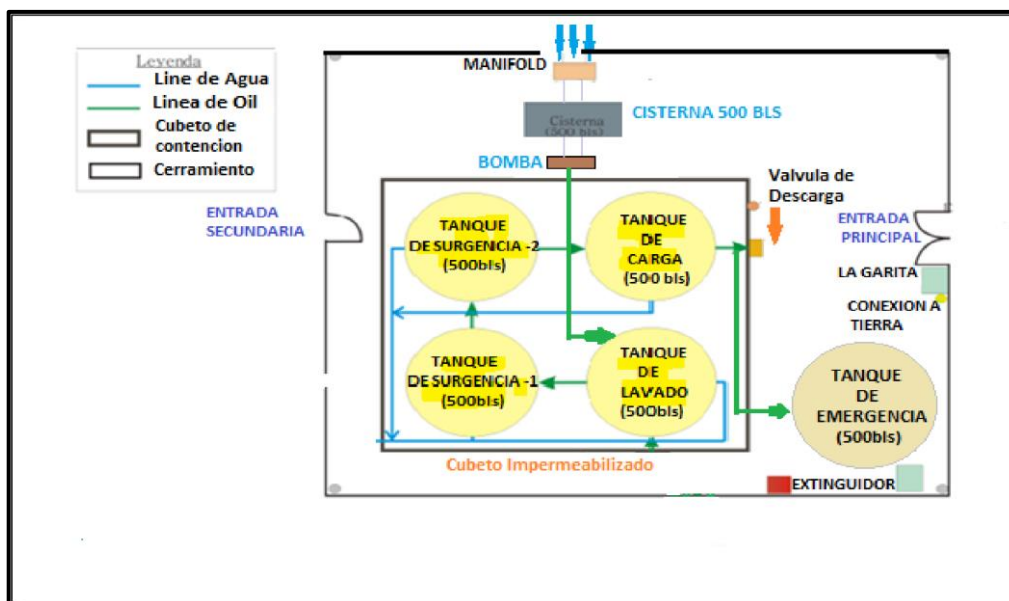
**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

La figura 12 muestra las líneas de flujo de la estación, mientras que, en la figura 13 se aprecia el diagrama de la estación norte la cual fue diseñada para una capacidad de 3.188,32 BFPD.



**Figura 12: Líneas de flujo de la estación Central del campo Pacoa.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**



**Figura 13: Diagrama de la estación Central del campo Pacoa.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

### 2.7.3 Estación sur.

Actualmente, esta estación, también, se encuentra fuera de servicio, toda la producción también se traslada a la estación Central del campo. La estación Sur procesa el petróleo, agua y gas que se obtiene de la producción de los siguientes pozos:

POZOS - ESTACIÓN SUR			
PAC - 001	PAC - 006	PAC - 011	PAC - 042
PAC - 002	PAC - 007	PAC - 022	PAC - 043
PAC - 005	PAC - 009	PAC - 040	PAC - 044
	PAC - 010	PAC - 041	

**Tabla 8: Pozos productores de la Estación Sur del campo Pacoa.**

**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**



La figura 14 muestra las líneas de flujo de la estación, mientras que, en la figura 15 se aprecia el diagrama de la estación norte la cual fue diseñada para una capacidad de 3.441,6 BFPD.

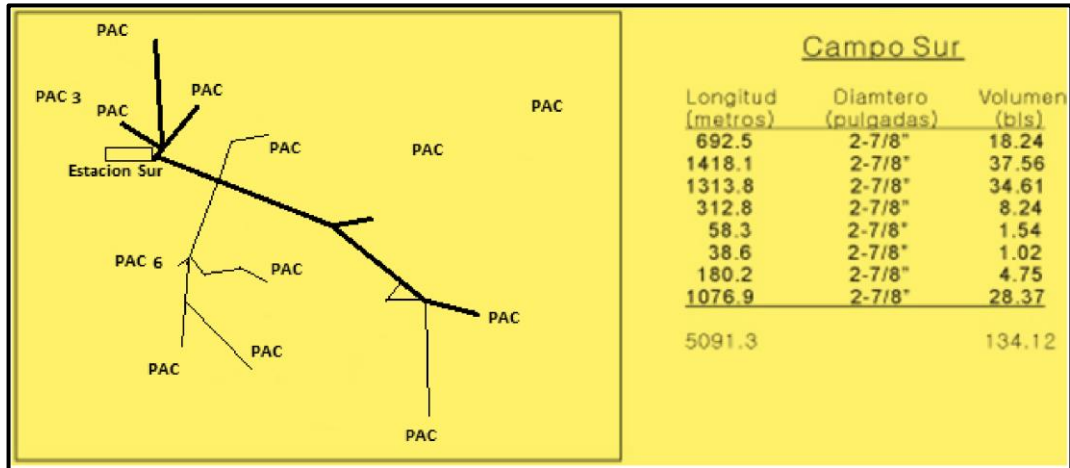


Figura 14: Líneas de flujo de la estación Sur del campo Pacoa.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

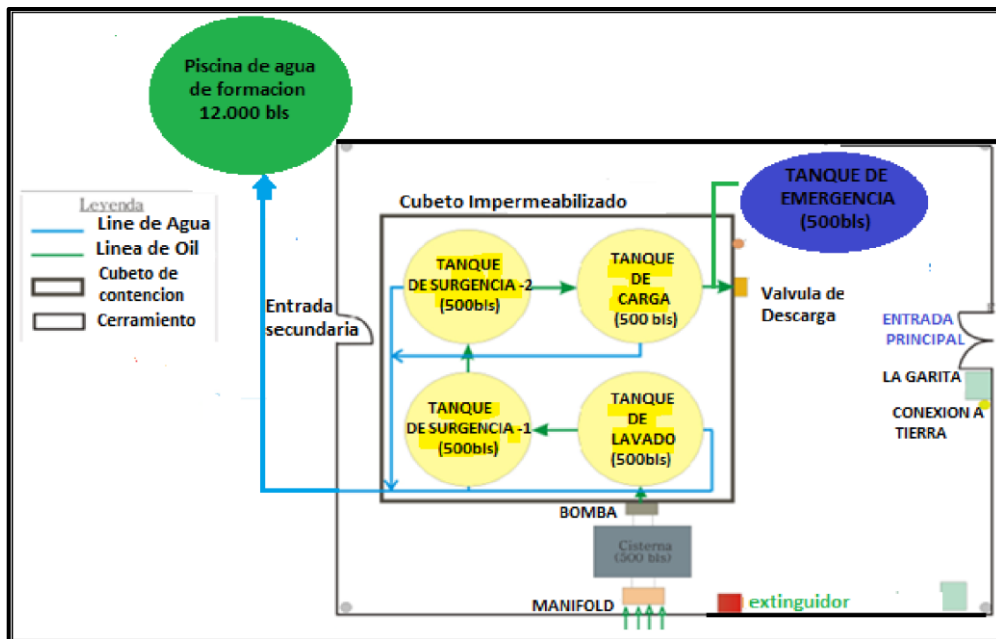


Figura 15: Diagrama de la estación Sur del campo Pacoa.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.



## 2.8 Reinyección de agua del campo.

El agua de formación que se obtiene por la producción de los pozos en las 3 estaciones es transportada hasta la piscina de almacenamiento (13.000 bls) que está ubicada cerca del pozo reinyector PAC – 27. La tabla detalla la reinyección de agua en el campo Pacoa – año 2018.

<b>REINYECCIÓN DE AGUA</b>	
<b>Campo Pacoa - Año 2018</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Barriles</b>
Enero	1650,00
Febrero	2700,00
Marzo	0,00
Abril	0,00
Mayo	2100,00
Junio	0,00
Julio	1500,00
Agosto	800,00
Septiembre	0,00
Octubre	1825,00
Noviembre	0,00
Diciembre	0,00
<b>Total</b>	<b>10575,00</b>
<b>Promedio</b>	<b>881,25</b>

**Tabla 9: Reinyección de agua del campo Pacoa - Año 2018.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

### 3 CAPÍTULO III

## SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INMERSOS EN LA INVESTIGACIÓN

### 3.1 Sistema de levantamiento por SWAB o Pistoneo.

El levantamiento por swab o pistoneo es un método que consiste en llevar hacia superficie el fluido de formación (agua, petróleo o agua con petróleo), el cual se halla en el casing de producción a una profundidad determinada. El levantamiento se hace utilizando un cable de acero o winche que se encuentra enrollado a un tambor de la unidad swab. (Guale Ricardo, 2013)



**Figura 16: Sistema de levantamiento artificial por Swab.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

Este sistema es usado en las operaciones petroleras de campo por las siguientes razones:

- ✚ Para producciones con pozos que tienen un bajo aporte al pozo.
- ✚ Levantar fluidos de producción que estén contaminados con arena de formación.
- ✚ Realizar operaciones de suabeo en seco para obtener muestras del fluido de producción y obtener los siguientes parámetros: gravedad API, gravedad específica del agua y petróleo, viscosidades, salinidades, etc.
- ✚ Para el caso en el que el pozo no pueda empezar a producir a flujo natural se aplica swab para alivianar la columna de fluido.
- ✚ Evaluar pozos que están casi depletados por: altas producción de agua o gas.

### **3.1.1 Componentes de superficie.**

La unidad está compuesta de los siguientes componentes:

- ✚ Camión o estructura.
- ✚ Motor de combustión a diesel.
- ✚ Tambor o malacate.
- ✚ Una pluma.
- ✚ Sistema hidráulico de estabilización.
- ✚ Cable de 9/16”.
- ✚ Lubricador.
- ✚ Manguera de producción.
- ✚ Tanque de almacenamiento.

### **3.1.2 Componentes de fondo.**

Entre los componentes principales que lo conforman están:

### **3.1.2.1 Copas de Swab.**

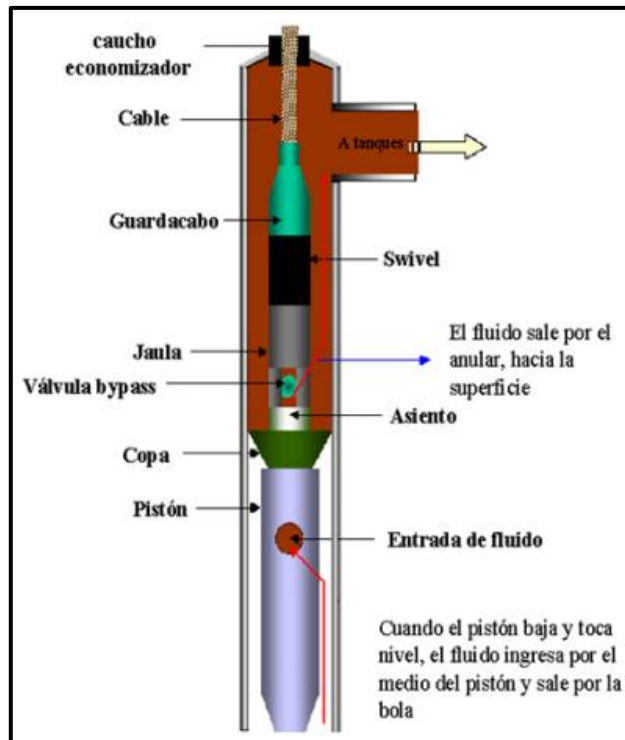
Regularmente, son fabricadas de caucho y en ciertas ocasiones pueden ser combinadas con metal. El objetivo principal de las copas es extraer el fluido almacenado en la tubería de producción proporcionando también un sello (caucho – metal) con la pared del tubing.

### **3.1.2.2 Porta copas.**

Sección de acople donde se asientan las copas, se ubican en la parte inferior del varillón y se ajustan acorde al diámetro de la tubería de producción.

### **3.1.2.3 Standing valve.**

Más conocida como válvula check, esta válvula controla el flujo evitando que el fluido retorne al pozo, está asentada en el NO – GO proceso que se puede llevar a cabo, mediante, un cable de acero o desde superficie en caída libre hasta que llegue a la profundidad del asiento de la bomba. (Cueva Requena, 2016)



**Figura 17: Equipo de fondo de la unidad Swab.**

**Fuente: (Villegas Yovana, 2017).**

### **3.1.3 Principio de operación.**

Una vez que la unidad swab llega al pozo se realizará el siguiente proceso para la producción:

1. La unidad debe estabilizarse, mediante, el sistema hidráulico ubicado en la parte trasera del camión.
2. Se procede al levantamiento de la pluma previo al proceso de inicio de la extracción del fluido.
3. Se instala una reducción para que a través de esta el fluido que se extraiga del pozo pase, directamente, al tanque de almacenamiento de la unidad.

4. En caso de que el pozo no tuviera standing valve fija se procede a la instalación dese superficie ya sea por vía cable o dejándola caer, libremente, hasta que llegue al asiento del NO – GO.
5. Finalmente, se baja el cable que contiene al varillón, copas y porta copas para iniciar el proceso de producción.

El principio de operación de producción inicia cuando se alcanza el nivel de fluido, se realizan carreras ascendentes y descendentes para que de esta manera ocurra el efecto de succión y el fluido ingrese por el standing valve llegando a las copas. La retención del fluido se efectúa en el momento que las copas se hinchan por el peso mismo del fluido evitando así que este regrese al pozo. Este proceso terminara cuando el operador de la unidad obtenga la cantidad de barriles que aporta el pozo. (Cueva Requena, 2016)

### 3.2 Sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico.



**Figura 18: Unidad de bombeo mecánico - pozo PAC 040.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

El Bombeo Mecánico es uno de los sistemas de levantamiento artificial más aplicados en la industria petrolera debido a su rango de aplicación (Tabla 10), este

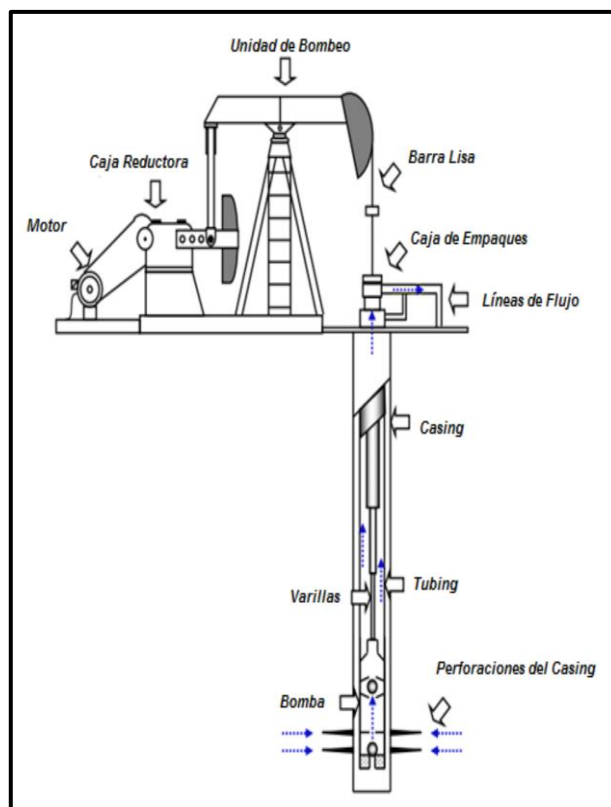
sistema se conforma de una bomba de fondo (reciprocante) que es abastecida por energía producida a través de una sarta de varillas en superficie, dicha energía es generada de un motor que puede ser de combustión interna (a gas) o eléctrico.

<b>Variables</b>	<b>Rango de Aplicación</b>
Tasa de producción (BPPD)	1 - 4.000
Profundidad del pozo (ft)	< 12.000
Gravedad API (°)	16 - 42
temperatura (°F)	< 220
Grado de inclinación del pozo con respecto a la vertical (°)	0 a 54
Severidad Dogleg (ft/100ft)	0 - 10
Máxima longitud de carrera (in)	144
Motor empleado	combustión - eléctrico

**Tabla 10: Rango de parámetros para aplicación de bombeo mecánico.**

**Fuente: Weatherford.**

El sistema de Bombeo Mecánico consta de equipo de: Superficie y Fondo, Figura. 19.



**Figura 19: Componentes de superficie y de fondo del sistema de bombeo mecánico.**

**Fuente: (Ospino & Badillo, 2010).**

### **3.2.1 Unidades de bombeo.**

El objetivo de la unidad de superficie es proveer de movimiento (ascendente y descendente) a la sarta de varillas y a la bomba de fondo a través de la barra pulida este efecto es ocasionado al convertir el movimiento rotacional generado por la unidad motriz.

Las unidades de bombeo pueden dividirse en los siguientes tipos de balancines:



### 3.2.1.1 Balancín API convencional.

La unidad convencional es la más aplicada en pozos petroleros de producción, con ella se puede alcanzar velocidades altas de bombeo. El principio de balanceo es por los contrapesos, la rotación puede ser en contra o a favor de las manecillas del reloj ya que de ambas maneras se lubrican a los engranajes de la caja reductora, el centro de apoyo del balancín está en el centro de la viga y es de fácil operación bajos costos de mantenimiento. (Calderón Enríquez, 2014)



**Figura 20: Unidad de bombeo convencional.**

**Fuente: Engineering & Technology S.A.C.**

### 3.2.1.2 Balancín API Mark II.

Las unidades Mark II fueron fabricadas como una mejora de las unidades convencionales, cuyo objetivo es reducir el movimiento de la caja reductora manteniendo un torque uniforme, esto se debe a que los brazos no están ubicados en el centro de la viga sino en un extremo de la misma.

El principio de movimiento es igual que las unidades convencionales a diferencia que la rotación es solo en sentido de las manecillas del reloj debido a que el sistema

de lubricación de la caja reductora solo funciona en ese sentido. (Velásquez Ponce, 2019)



**Figura 21: Unidad de bombeo Mark II.**  
**Fuente: Engineering & Technology S.A.C.**

### **3.2.1.3 Balancín API balanceado por aire.**

También, conocida como unidad neumática, cambia los contrapesos por un cilindro de aire comprimido que es abastecido por un motor compresor de aire, estas unidades están diseñadas para pozos con profundidades muy altas y altas tasas de producción de fluido. El sentido de rotación es similar al de las unidades convencionales.



**Figura 22: Unidad de bombeo balanceada por aire.**  
**Fuente: Engineering & Technology S.A.C.**

#### **3.2.1.4 Unidad no API de bombeo de carrera larga Rotaflex.**

Esta unidad (figura 23) mantiene una velocidad constante durante la mayor parte de la carrera ascendente y descendente generando menores cantidades de ciclos de bombeo, lo que permite un mejor llenado del barril de la bomba, además también alarga la vida operativa de la unidad de bombeo, la sarta de varillas y la bomba de fondo.

Para requerimiento en caso de Workover, la unidad puede desplazarse hacia adelante y hacia su posición original debido a los rieles que contiene la unidad, los parámetros de aplicación de la unidad de bombeo se muestran en la tabla. (Benavides Cevallos, 2015)



**Figura 23: Unidad no API de bombeo Rotaflex.**

**Fuente: Weatherford, Reciprocating Rod Lift.**

<b>VARIABLES</b>	<b>RANGO DE APLICACIÓN</b>
Tasa de Producción (BPD)	4000
Profundidad del Pozo (ft)	9000
Aplicación a crudos	Pesados
Máxima longitud de carrera (in)	366
Máximo de “Strokes” por minuto (SPM)	4,5

**Tabla 11: : Rango de parámetros para aplicación de la Unidad de Carrera Larga.**

**Fuente: Weatherford, Reciprocating Rod Lift.**

### 3.2.1.5 Comparación y rangos operativos de las unidades API de bombeo.

La tabla 12 que se muestra, a continuación, detalla las capacidades de operación de las unidades de bombeo mecánico, mientras que en la tabla 13 se puede apreciar un cuadro comparativo de las mismas unidades API:

<b>RANGOS OPERATIVOS</b>			
<b>Rango</b>	<b>Torque</b>	<b>Carga</b>	<b>Embolada</b>
	<b>lb - pulg</b>	<b>lb</b>	<b>pulg</b>
<b>Unidad Convencional</b>			
<b>mínimo</b>	25.000	5.300	12
<b>máximo</b>	912.000	36.500	168
<b>Unidad Mark II</b>			
<b>mínimo</b>	114.000	14.300	64
<b>máximo</b>	1.824.000	42.700	216
<b>Unidad Balanceada por Aire</b>			
<b>mínimo</b>	114.000	17.300	64
<b>máximo</b>	2.560.000	47.000	240

**Tabla 12: Capacidades de las unidad de bombeo mecánico.**

**Fuente: KEDE Consulting S.A.**

<b>CUADRO COMPARATIVO ENTRE LAS UNIDADES</b>		
<b>Convencional</b>	<b>Mark II</b>	<b>Balanceada por Aire</b>
Muy eficiente	Muy eficiente	Menos eficientes que las otras unidades
Muy confiable por su diseño simple	Igual a la unidad convencional	Es más compleja que las otras dos unidades
Económica	Costosa	Muy costosa
Presenta un fácil manejo moderado	Menos portátil que la unidad balanceada por aire	Es más compacta y de fácil manejo
Torque con mayor fluctuación	Torque bajo y uniforme	Torques máximos y rangos menos severos que las unidades convencionales
El contrabalanceo es complicado de ajustar	Igual a la convencional	Contrabalanceo de fácil ajuste
Requiere de motores más grandes	Requiere de motores pequeños	Igual a la convencional
Normalmente con la más alta velocidad de bombeo	Igual a la unidad balanceada por aire	Velocidad máxima de bombeo, severamente menor que la unidad convencional

**Tabla 13: Comparación de la unidades API de bombeo mecánico.**

**Fuente: KEDE Consulting S.A.**

### 3.2.1.6 Nomenclatura de las unidades de bombeo API.

#### Tipo de unidad de bombeo.

- Balanceado por aire.
- Balanceado en la válvula viajera.
- Convencional.
- Mark II.

#### Capacidad de la caja reductora (lb-pulg).

- Torque máximo que resiste la caja de transmisión.
- Las letras: S (simple), D (doble), T (triple) indican el tipo de reducción de la caja de engranajes.

#### Capacidad estructural (en cientos de lbs).

- Se refiere a la máxima carga que puede soportar la viga viajera.

#### Carrera máxima (pulg).

- Indica la máxima longitud de embolada del balancín.
- La carrera será determina por la posición del brazo en la manivela ya que esta cuenta con cuatro puntos posicionales.

### ✚ Desbalance estructural (lb).

- Es la fuerza que requiere la barra pulida para mantener la viga viajera en posición horizontal cuando esta se encuentre desconectada de la manivela.
- El balance es considerado positivo (+) cuando la fuerza requerida es hacia abajo y negativo (-) cuando es, al contrario.
- El signo (-) debe estar impreso en la placa y aparece expresado como SUB.

En la figura 24 se detalla la manera estructurada de la nomenclatura API de una unidad de bombeo mecánico en donde la letra C indica que es un balancín convencional, con un torque de 912 Mlbs – pulgs y una caja de engranajes de doble reducción, la capacidad estructural soportada de 36,5 Mlbs con una carrera máxima de 168 pulg. (Svinos, 2005)

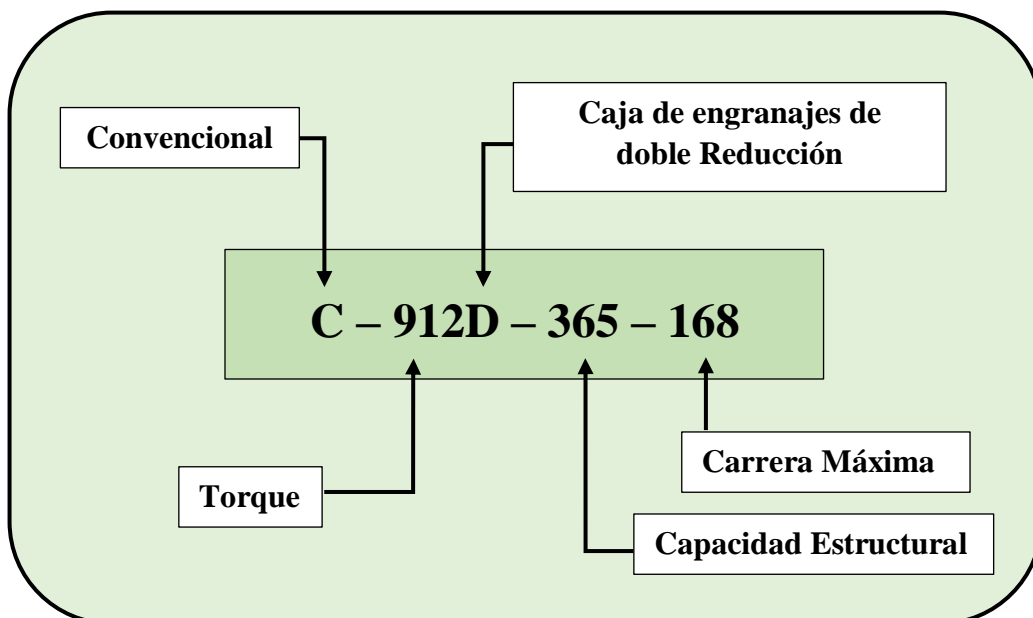


Figura 24: Nomenclatura API de las unidades de bombeo.

Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.

### 3.2.1.7 Variación de la velocidad de bombeo.

La velocidad de bombeo, strokes por minuto (SPM) o golpes por minuto (GPM) del balancín es el tiempo que demora en recorrer desde cierto punto la carrera ascendente y descendente, esta velocidad puede variar dependiendo de la instalación de la polea en el eje del motor. Esta puede ser calculada, mediante, la siguiente relación:

$$SPM = \frac{RPM \times d}{R \times D} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

SPM = velocidad de bombeo (emboladas/minuto).

RPM = revoluciones del motor (revoluciones/minutos).

d = diámetro de la polea del motor (pulg).

R = relación de engranajes (caja reductora).

D = diámetro de la polea de la caja reductora (pulg).

## 3.2.2 Componentes de superficie del sistema.

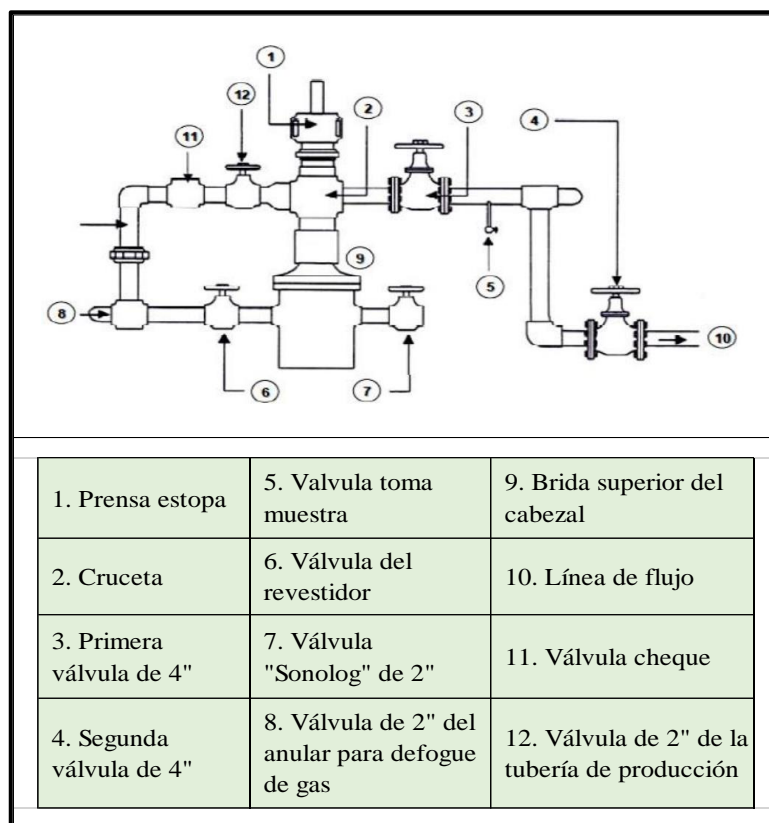
### 3.2.2.1 Cabezal de producción.

El cabezal de producción comprende todas las válvulas, elementos empacadores y colgadores, cuyo objetivo es producir el pozo, de manera segura, permitiendo el control de entrada y salida del fluido de producción, sellar los espacios anulares entre tubería y revestimiento, así como colgar las mismas tuberías a nivel de superficie. (Estrada Benalcázar, 2014)



## Componentes del cabezal de producción.

Los componentes del cabezal de producción se detallan en la figura 25:

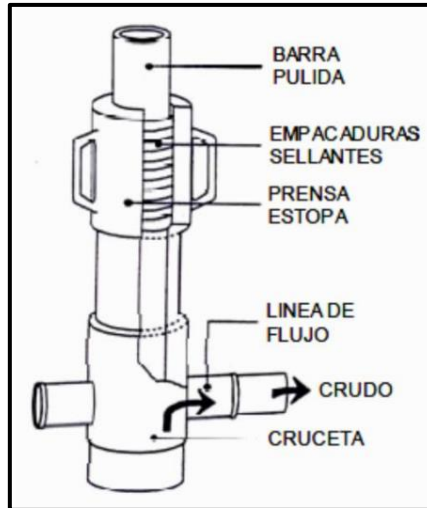


**Figura 25: Componentes del cabezal de producción de bombeo mecánico.**

**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

### **Prensa Estopa.**

Permite que el fluido de producción circule por la línea de flujo evitando que ocurran fugas o derrames incontrolados, esto se debe a que proporciona un sello entre la barra pulida y la tubería (figura 26).



**Figura 26: Prensa estopa.**

**Fuente: (Salvador Villalobos, 2013).**

**Cruceta.**

Componente de cuatro vías para conexiones en superficie con diámetros de tubería de 4”.

**Primera válvula de 4”.**

Usada para cerrar el paso de fluido desde el pozo hasta la estación de recolección o tanque de almacenamiento.

**Segunda válvula de 4”.**

Usada para reducir la presión desde el pozo hasta la estación de recolección o tanque de almacenamiento.

**Válvula toma muestra.**

Permite tomar muestras de fluido y de presión del cabezal.

### **Válvula del revestidor.**

Usada para liberar presión en el revestidor.

### **Brida superior del cabezal.**

Esta brida permite realizar conexiones en superficie, resiste el peso de la tubería de producción y además es usada para sellar el espacio anular.

### **Líneas de flujo.**

Vía por la cual circula el fluido de producción desde el pozo hacia la estación de producción o tanque de almacenamiento.

#### **3.2.2.2 Barra pulida.**

Este elemento conecta con la sarta de varillas con el balancín, al ser completamente de superficie lisa, efectúa un sello con los empaques a fin de evitar fugas de petróleo. Durante la carrera ascendente soporta las cargas generadas por la sarta de varillas, tubería de producción con fluido y de la bomba de fondo.. (Rivas Gavilánez & Rivera Gonzáles, 2012)



**Figura 27: Barra pulida convencional para bombeo mecánico.**

**Fuente: Baotou Liande Oil and Mechanical Co., Ltd.**

### 3.2.2.3 Caja reductora y contrapesos.

#### Caja reductora.

Este componente cumple la función de transformar la energía de alta velocidad y bajo torque generada por el motor en energía de baja velocidad y alto torque para que la unidad de bombeo opere, eficientemente. Esta reducción se hace posible por medio de poleas a través de la caja de engranajes, es decir, si un motor genera 600 revoluciones por minuto esta será reducida a 6 o 20 strokes por minuto.



**Figura 28: Caja reductora para bombeo mecánico.**

**Fuente: JCPUMP, LLC.**

El torque neto está en función de dos parámetros los cuales son: toque por cargas en la barra pulida (1<sup>er</sup> término de la ec.2) y el toque del contrabalance (2<sup>do</sup> término de la ec.2). Éste torque se calcula, mediante, la siguiente ecuación 2:

$$T_{net} = (TF \times (PRL - B)) - (M \times \text{sen}(\theta - \gamma)) \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

$T_{net}$  = Torque neto en la caja de engranajes, pulg-lbs.

TF = Factor de torque a un ángulo  $\theta$ , pulg.

PRL = Carga en la barra pulida a un ángulo  $\theta$ , lbs.

B = Desbalance estructural, lbs.

M = Máximo momento de contrabalance, pulg-lbs.

$\theta$  = Ángulo de la manivela, grados.

$\gamma$  = Ángulo de compensación de la manivela, grados.

El tamaño de la caja reductora depende mucho del torque que requiera la unidad de bombeo mecánico, así como el tamaño de la misma. En la tabla se detallan los tamaños de la caja reductora según las especificaciones de la Norma API 11E.

Tamaño de la Unidad de Bombeo (C)	Índice de torque Máximo (pulg-lb)	Tamaño de la Caja Reductora	Tamaño de la Unidad de Bombeo (C)	Índice de torque Máximo (pulg-lb)	Tamaño de la Caja Reductora
6.4-32-16	6.400	6.4	320-213-86	320.000	320
6.4-21-24	6.400	6.4	320-256-100	320.000	320
10-32-24	10.000	10	320-305-100	320.000	320
10-40-20	10.000	10	320-256-120	320.000	320
16-27-30	16.000	16	320-256-144	320.000	320
16-53-30	16.000	16	456-256-120	320.000	320
25-53-30	25.000	25	456-305-120	456.000	456
25-56-36	25.000	25	456-365-120	456.000	456
25-67-36	25.000	25	456-256-144	456.000	456
40-89-36	40.000	40	456-305-144	456.000	456
40-76-42	40.000	40	320-213-120	456.000	456
40-89-42	40.000	40	456-305-168	456.000	456

40-76-48	40.000	40	640-305-120	640.000	640
57-76-42	57.000	57	640-256-144	640.000	640
57-89-42	57.000	57	640-305-144	640.000	640
57-95-48	57.000	57	640-365-144	640.000	640
57-109-48	57.000	57	640-305-168	640.000	640
57-76-54	57.000	57	640-305-192	640.000	640
80-109-48	80.000	80	912-427-144	912.000	912
80-133-48	80.000	80	912-305-168	912.000	912
80-119-54	80.000	80	912-365-168	912.000	912
80-133-54	80.000	80	912-305-192	912.000	912
80-119-64	80.000	80	912-427-192	912.000	912
114-133-54	114.000	114	912-470-240	912.000	912
114-143-64	114.000	114	912-427-216	912.000	912
114-173-64	114.000	114	1280-427-168	1.280.000	1280
114-143-74	114.000	114	1280-427-192	1.280.000	1280
114-119-86	114.000	114	1280-427-216	1.280.000	1280
160-173-64	160.000	160	1280-470-240	1.280.000	1280
160-143-74	160.000	160	1280-470-300	1.280.000	1280
160-173-74	160.000	160	1824-427-192	1.824.000	1280
160-200-74	160.000	160	1824-427-216	1.824.000	1280
160-173-86	160.000	160	1824-470-240	1.824.000	1280
228-173-74	228.000	228	1824-470-300	1.824.000	1280
228-200-74	228.000	228	2560-470-240	2.560.000	2560
228-213-86	228.000	228	2560-470-300	2.560.000	2560
228-246-86	228.000	228	3648-470-240	3.648.000	3648
228-173-100	228.000	228	3648-470-300	3.648.000	3648
228-213-120	228.000	228			

**Tabla 14: Tamaños de la caja reductora según el tamaño de la unidad de bombeo.**

**Fuente: Specification for Pumping Units, API Specification 11E**

## **Contrapesos.**

Los contrapesos varían de acuerdo al tipo de balancín, su función es reducir el torque en la caja reductora y equilibran la carga generada por la sarta de varillas y la columna de fluido.



**Figura 29: Contrapesos para sistemas de bombeo mecánico.**  
**Fuente: Zibo Qingdong Machinery Manufacturing Co., Ltd.**

### **3.2.2.4 Unidad motriz o motor.**

Elemento encargado de darle el movimiento y la potencia al balancín, para accionar la sarta de varillas y levantar el fluido de producción a superficie, a través de energía que es proporcionada por una fuente eléctrica o por combustión interna (gas, diesel o petróleo). (Vela Soria, 2016)

La siguiente tabla 15 muestra las especificaciones de los motores que son usados para operar la unidad de bombeo mecánico.

<b>ESPECIFICACIONES DE LOS MOTORES</b>	
<b>Potencia</b>	Para motores convencionales tienen una variación de 5 HP a 100 Hp y para los de alto desplazamiento varia de 10 HP a 200 HP.
<b>Velocidad</b>	La velocidad para ambos tipos motores esta entre un rango de 460 a 1012 RPM.
<b>Energía</b>	El consumo de energía depende del fabricante.

**Tabla 15: Especificaciones de los motores usados en bombeo mecánico.**

**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

En las operaciones con bombeo mecánico, los 2 tipos de motores más usados son los siguientes: de combustión (gas, diesel o petróleo) y los eléctricos.

#### **Motores a combustión.**

Estos motores se usan, principalmente, en pozos en donde resulta complejo disponer de una red eléctrica o en pozos que tienen altas producciones de gas, evitando así costos por combustible, pero en costos de mantenimiento resultan con valores muy altos.

Para aplicación de estos motores, se dispone de dos tipos: los motores de alta velocidad que por lo general cuentan con 6 cilindros, un rango de operación de 800 a 1400 RPM y con poleas de gran tamaño para mantener un estado de inercia. Por otro lado, los motores de baja velocidad cuentan con las siguientes características: rango de operación de 200 a 600 RPM, 1 o 2 cilindros y con poleas similares a los de alta velocidad para mantener el mismo efecto de inercia. Figura 30.





**Figura 30: Motor Arrow a gas de baja velocidad.**  
**Fuente: ARROW ENGINE COMPANY.**

### Motores eléctricos.

Hoy en día, los motores eléctricos están reemplazando a los de combustión interna por sus bajos costos de operación y fácil adaptación a operaciones automáticas, el principio de funcionamiento de estos motores al convertir la energía eléctrica en mecánica se debe a la interacción de dos campos magnéticos, proporcionado así una flexibilidad para la sincronización de los ciclos de bombeo.



**Figura 31: Motor con diseño NEMA D y alto deslizamiento para bombeo mecánico.**  
**Fuente: WEG MEXICO, S.A.**

Según, la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) por sus siglas en inglés, los motores eléctricos se clasifican en función del desplazamiento y del torque generado en el arranque, entre los más principales están: NEMA D (figura 31), C, B, de alto deslizamiento, etc.

El porcentaje de deslizamiento de los motores convencionales varia en dependencia del tipo, por ejemplo, para el NEMA D que es el motor más reconocido y usado en operaciones de bombeo mecánico, el porcentaje de desplazamiento varia de 5% a 13%. Este porcentaje puede ser calculado, mediante, la siguiente ecuación 3.

$$S = \frac{(S_g - S_{ft})}{S_g} \times 100 \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

S = es el % de deslizamiento.

S<sub>g</sub> = es la velocidad de sincronización del motor (por lo general 1200 RPM).

S<sub>ft</sub> = es la velocidad para cargas completas.

Por otro lado, la variación de velocidad del motor es calculada, mediante, la siguiente ecuación 4 y es muy diferente de la ecuación 3.

$$S_{var} = \frac{(S_{m\acute{a}x.} - S_{m\acute{i}n.})}{S_{m\acute{a}x.}} \times 100 \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

S<sub>var</sub> = es el % de variación de velocidad.

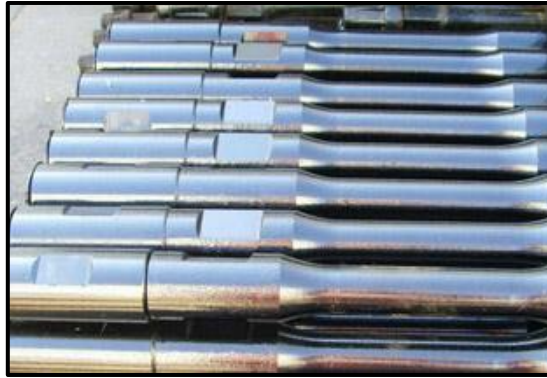
S<sub>máx.</sub> = es la velocidad máxima instantánea (RPM).

S<sub>mín.</sub> = es la velocidad mínima instantánea (RPM).

### **3.2.3 Componentes del fondo del sistema.**

#### **3.2.3.1 Barras de peso.**

Las barras de peso (figura 32) cumplen la función de mantener recta a la sarta de varillas y sometida a las cargas de tracción, también, son usadas para reducir o impedir el efecto de pandeo (buckling) ocasionado por la compresión de la carrera descendente. La instalación de esta barra se hace al final de la sarta de varillas y por encima de la bomba. (Partidas, 2003)



**Figura 32: Barras de peso para bombeo mecánico.**

**Fuente: Baotou Liande Oil and Mechanical Company Ltd.**

Las tablas 16 y 17 muestran las dimensiones y materiales para las barras de peso, estas son fabricadas según las especificaciones y materiales establecidas en la norma API Spec11B.

<b>DIMENSIONES DE LAS BARRAS DE PESO</b>			
<b>Diámetro (pulg)</b>	<b>Peso/Longitud (Lb/ft)</b>	<b>Diámetro del Pin (pulg)</b>	<b>Tamaño mínimo del tubo requerido (pulg)</b>
1 1/8	3,77	7/8	1,9
1 1/4	4,3	5/8 o 3/4	1,9
1 3/8	5	5/8 o 3/4	2 3/8
1 1/2	6	3/4 o 7/8	2 7/8
1 5/8	7	7/8	2 7/8
1 3/4	8,399	7/8	2 7/8
2	10,66	1	3 1/2

**Tabla 16: Parámetros dimensionales de las barras de peso.**

**Fuente: KEDE Consulting S.A.**

<b>MATERIALES DE LAS BARRAS DE PESO</b>		
<b>Grados</b>	<b>Composición Química</b>	<b>Tensión de Rotura mínima</b>
I	AISI 10XX	65000 Psi.
II	A elección del fabricante (4142 u otros)	90000 Psi.

**Tabla 17: Parámetros del material de las barras de peso.**

**Fuente: KEDE Consulting S.A.**

### 3.2.3.2 Centralizadores de varillas.

Los centralizadores son usados para disminuir la fricción entre la sarta de varillas y la tubería del pozo, evitando de esta manera fugas y posibles roturas en la sarta de varillas. Figura 33.



**Figura 33: Centralizador de varillas.**

**Fuente: Black Gold Pump & Supply, Inc.**

### 3.2.3.3 Sarta de varillas.

La sarta de varillas es considerada como el componente más importante de todo el conjunto de elementos que forman parte del sistema de bombeo mecánico, pues de ella depende el rendimiento que tendrá el sistema completo. Está conectada entre la unidad de bombeo en superficie y la bomba de fondo, la función que cumple es de transmitir el movimiento reciproco vertical a la bomba de fondo para realizar el levantamiento del fluido. (Benavides Cevallos, 2015)



**Figura 34: Varillas de bombeo API con sus Acoplamientos.**

**Fuente: Exceed (Canada) Oilfield Equipment Inc.**

La selección del número de varillas con sus respectivos diámetros va a depender de la profundidad a la que se asiente la bomba de fondo y también de las condiciones operativas, es decir, que si una bomba se vaya a asentar a 3.500 ft es razonable utilizar una sarta con variedad de diámetros en sus varillas, colocando las de menor diámetro en la sección inferior de la sarta, debido a que la carga de esfuerzos generada es mínima, asimismo para la sección superior en donde las cargas producidas son máximas se colocan las varillas de mayor diámetro.

#### **Acoples.**

El diámetro de los acoples (figura 34) es el mismo para ambos extremos, se usa para realizar las conexiones de varillas, barras pulidas, barras de peso y formar la sarta de varillas de bombeo. (Vela Soria, 2016)

#### **Propiedades mecánicas.**

Las varillas, de acuerdo, a la fabricación se pueden clasificar en:

- De grado K, para pozos con entornos poco corrosivos (CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S incluidos).
- De grado C, para pozos con entornos corrosivos bajos.
- De grado D, para pozos con entornos corrosivos altos.

Las propiedades mecánicas de las varillas se pueden apreciar en la siguiente tabla 18:

<b>PROPIEDADES MECÁNICAS.</b>			
<b>Grado</b>	<b>Resistencia mínima de tensión (Psi)</b>	<b>Resistencia máxima de tensión (Psi)</b>	<b>Elongación (8%)</b>
K	90.000	115.000	25
C	90.000	115.000	25
D	115.000	140.000	13

**Tabla 18: Propiedades mecánicas de las varillas para bobado mecánico.**

**Fuente: KEDE Consulting S.A.**

#### **Parámetros dimensionales.**

La tabla 19 muestra los parámetros de peso, diámetro y área de las varillas:

<b>DATOS DE LA VARILLA DE SUCCIÓN.</b>		
<b>Diámetro (Pulg)</b>	<b>Peso (Lbs/pie)</b>	<b>Área (Plg<sup>2</sup>)</b>
1/2	0.72	0.196
5/8	1.16	0.307
3/4	1.63	0.442
7/8	2.16	0.601
1	2.88	0.785
1 1/8	3.64	0.994

**Tabla 19: Datos dimensionales de las varillas de bombeo mecánico.**

**Fuente: KEDE Consulting S.A.**

**+ Fallas en las varillas.**

Las figuras (35 a 40) muestran los problemas causados por agentes del subsuelo o por esfuerzos de tensión o fallas de fatiga, que ocasionan las fallas en la sarta de varillas de bombeo.



**Figura 35: Fallas por sobretorque.**

**Fuente: KEDE Consulting S.A.**





**Figura 36: Fallas por fatiga de diseño y operación.**  
**Fuente: KEDE Consulting S.A.**



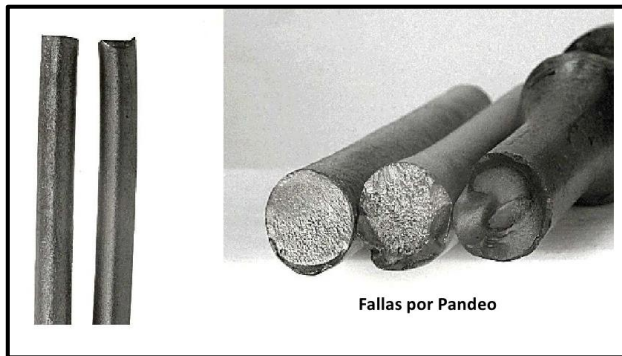
**Figura 37: Fallas por H<sub>2</sub>S.**  
**Fuente: KEDE Consulting S.A.**



**Figura 38: Fallas por CO<sub>2</sub>.**  
**Fuente: KEDE Consulting S.A.**



**Figura 39: Fallas por tensión.**  
**Fuente: KEDE Consulting S.A.**



**Figura 40: Fallas por pandeo.**  
**Fuente: KEDE Consulting S.A.**

#### **3.2.3.4 Bomba de fondo.**

Es una bomba de desplazamiento positivo, cuyo objetivo principal es permitir el ingreso del fluido de la formación a la tubería de producción para luego impulsarlo a superficie, proceso que se realiza por factores como: diferencial de presión y mediante bolas y asientos. (Reyes Del Pezo, 2015)

## Componentes principales.

Entre los componentes que conforman la bomba de fondo, se puede mencionar los siguientes (figura 41):

### ➤ **El barril o camisa.**

Es un cilindro, completamente pulido, en su interior se desplaza el pistón.

### ➤ **Pistón**

Considerada como el embolo de la bomba y de su diámetro depende la eficiencia de desplazamiento.

### ➤ **Válvula viajera.**

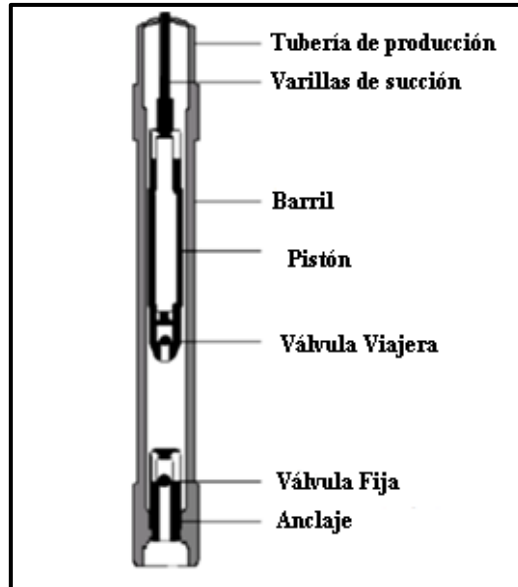
Es la válvula que viaja durante los ciclos de bombeo, compuesta de un sistema de bola y asiento.

### ➤ **Válvula fija.**

Compuesta de los mismos componentes que la válvula viajera y permite la entrada de fluido del pozo a la bomba.

### ➤ **Anclaje.**

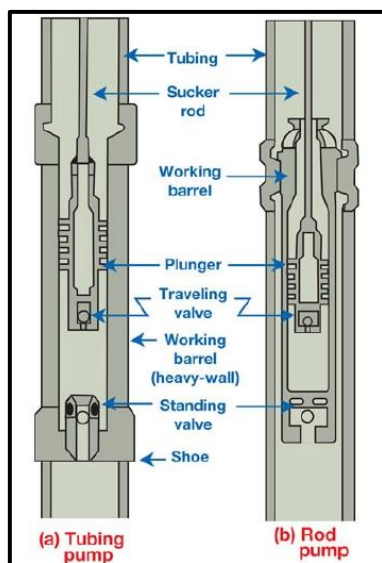
El anclaje de la bomba permite realizar un sello hermético.



**Figura 41: Componentes de la bomba de fondo.**  
**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

#### **Tipos de bombas.**

Las bombas usadas en los sistemas de bombeo mecánico pueden clasificarse en dos tipos: bombas de tubería y bombas de varillas, estas se diferencian, principalmente, de la instalación del cilindro en el pozo. La figura 42 muestra los tipos de bombas mientras que en la tabla 20 se detallan las principales características. (Reyes Del Pezo, 2015)



**Figura 42: Tipo de bombas usadas para bombeo mecánico.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

TIPOS DE BOMBAS PARA BOMBEO MECÁNICO		
Tipo	Descripción	Característica
R	Bombas de varillas (b)	Es una herramienta ensamblada en una misma pieza, la cual es corrida dentro del pozo junto con la sarta de varillas.
T	Bombas de tubing (a)	El barril está integrado a la tubería, se encuentra conectado en la parte baja del tubo y baja a la profundidad deseada junto con la sarta de tubería.

**Tabla 20: Tipo y descripción de las bombas de fondo.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

Entre las ventajas y desventajas que se pueden denotar de los tipos de bombas están detallados en la tabla 21 que se muestra a continuación:

<b>VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TIPOS DE BOMBAS DE FONDO</b>	
<b>Bomba de Varilla</b>	
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Aplicable para pozos profundos.	El barril tiende a pegarse por arena.
La ruptura del barril está menos propensa.	La corrosión afecta al barril.
Se puede sacar la bomba con la varilla.	La varilla está expuesta a esfuerzos de tensión, siendo una conexión débil.
Buen diseño de flujo.	
<b>Bomba de Tubo</b>	
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Permite extraer fluidos viscosos.	Para reparar el barril se debe sacar la tubería.
Robusta, son más grandes como el barril siendo parte de la tubería, mientras que el pistón es parte de la varilla, y esta puede retirar junto con la válvula de pie y el pistón.	No es recomendable para pozos que tiene niveles altos de gas.
Mayor capacidad de extracción.	Para retirar la bomba el costo es más alto.
Considerable área de flujo.	Se debe retirar la sarta si la válvula de pie se pega.

**Tabla 21: Ventajas y desventajas de los tipos de bomba de fondo.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

✚ Principio de funcionamiento.

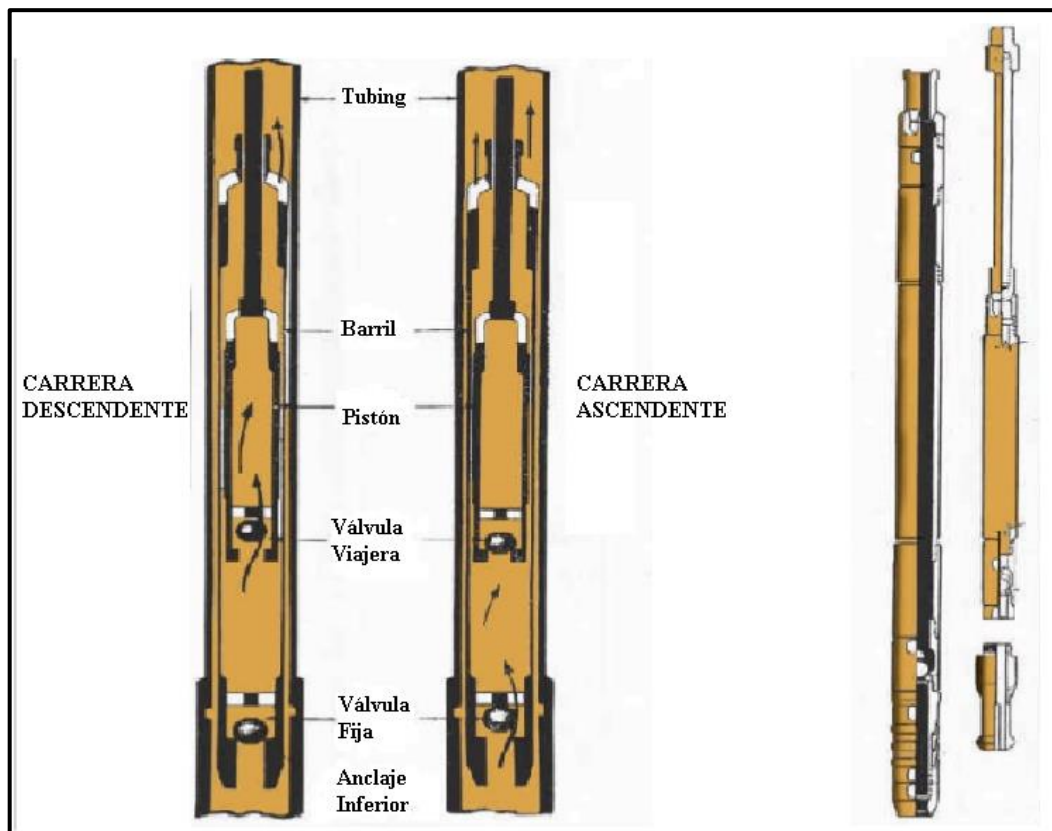


Figura 43: Carrera ascendente y descendente de la bomba de fondo.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

Cuando el pistón comienza a moverse hacia arriba, levanta el fluido almacenado en el barril y por efecto de la carga generada se cierra la válvula viajera (figura 43), inmediatamente se abre la válvula fija por el vacío generado en el barril, permitiendo de esta manera que el fluido entre nuevamente, a este proceso se lo conoce como la **Carrera Ascendente**.

**La Carrera Descendente** tiene el siguiente proceso: en el momento que el pistón inicia el descenso, la válvula viajera se abre por el empuje que efectúa el fluido almacenado en el barril durante la carrera de ascenso, esta acción se lleva a cabo debido a que la válvula fija se cierra durante el recorrido que realiza el pistón.

Durante el ciclo de bombeo, las fuerzas que actúan en la sarta de varillas causan cambios en la carga de la barra pulida. Las mediciones de estas cargas de varillas reflejan el funcionamiento de la bomba del subsuelo y la unidad de superficie. (Reyes Del Pezo, 2015)

### Nomenclatura API de las bombas.

La tabla 22 que se muestra, a continuación, detalla las configuraciones de las bombas de varillas según las especificaciones de la Norma API BULL RP 11AR, mientras que, la tabla 23 muestra de forma detallada y resumida la nomenclatura API usada para identificar el tipo de bomba ensamblada.

<b>Bomba de Varillas</b>	<b>BARRIL</b>		
	<b>Pared Gruesa</b>	<b>Tipo Camisa</b>	<b>Pared Delgada</b>
Barril Estacionario, Anclaje Superior	RHA	RLA	RWA
Barril Estacionario, Anclaje Inferior	RHB	RLB	RWB
Barril Viajero, Anclaje Inferior	RHT	RLT	RWT
<b>Bomba de Tubería</b>	TH	TL	

**Tabla 22: Tipo de bomba y designación según el tipo de barril.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**



		25	200	R H B C	24	4	4
<b>Tubing</b>	15 (1,90" o 48,3 mm)						
	20 (2 3/8" o 60,3 mm)						
	25 (2 7/8" o 73,0 mm)						
	30 (3 1/2" o 88,9 mm)						
	40 (4 1/2" o 144,3 mm)						
<b>Diámetro del Pistón</b>	125 (1 1/4" o 31,8 mm)						
	150 (1 1/2" o 38,1 mm)						
	175 (1 3/4" o 44,5 mm)						
	200 (2" o 50,8 mm)						
	225 (2 1/4" o 57,2 mm)						
	250 (2 1/2" o 63,5 mm)						
	275 (2 3/4" o 69,9 mm)						
<b>Tipo de Bomba</b>	R: De Varillas						
	T: De Tubería						
	SR: SIS de Varillas						
	ST: SIS de Tubería						
<b>Tipo de Barril</b>	H: Pared Gruesa						
	W: Pared Fina						
	L: Camisa Reemplazable						
<b>Posición de Anclaje</b>	A: Superior						
	B: Inferior						
	T: Inferior p/Barril Móvil						
<b>Tipo de Anclaje</b>	C: A copas						
	M: Mecánico						
	MO: Sobredimensionado						
	F: Anillo de Fricción						
	FO: Sobredimensionado						
<b>Longitud del Barril, ft</b>							
<b>Longitud Nominal del Pistón, ft</b>							
<b>Longitud total de extensiones, ft</b>							

Tabla 23: Nomenclatura de bombas según la API.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

### 3.2.3.5 Anclaje de gas.

Este componente es usado en pozos con producción de fluido gas – líquido y en los pozos que operan con bombeo mecánico, este componente ayuda aumentando el desplazamiento volumétrico de la bomba, debido a que reduce en ingreso del gas superándolo del fluido producido.

#### Nomenclatura API de las anclas.

A continuación, se detalla las principales nomenclaturas y el significado para una designación exacta de las anclas de gas. Tabla 24.

		C	4	6	2	20
<b>Tipo de Ancla de Gas</b>	N: Natural					
	P: Niple Perforado (Poorman)					
	C: Copas					
	R: Multicopas					
	PK: Empacadura					
<b>Diámetro del Ancla de Gas</b>	510* (5")					
	410* (4")					
	4 (4 1/2")					
	3 o 31 (3 1/2")					
	2 o 27 (2 7/8")					
	23 (2 3/8")					
<b>Longitud del Niple, ft</b>						
<b>Diámetro del tubo de succión, pulg</b>						
<b>Longitud del tubo de succión, ft</b>						
*Diámetro de las copas (anclas multicopas)						

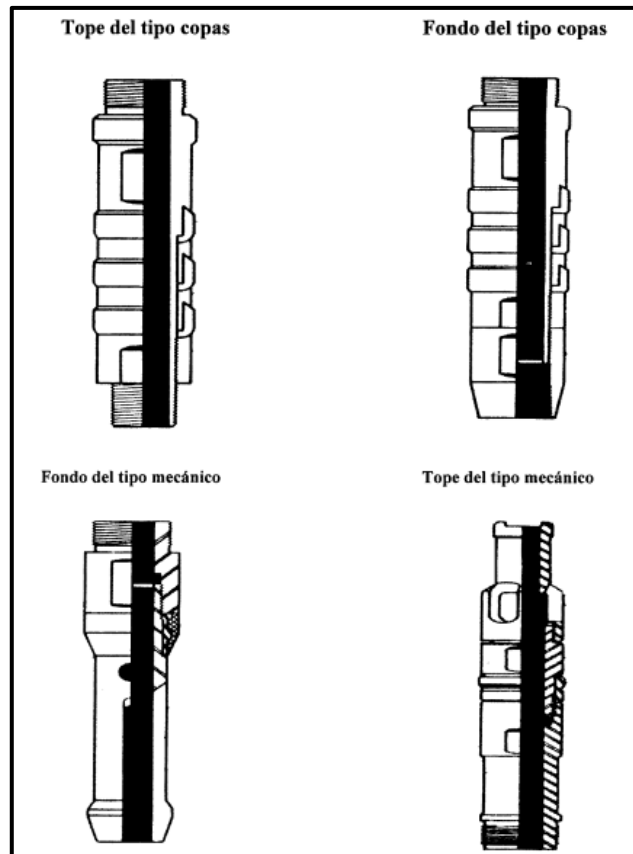
**Tabla 24: Nomenclatura API de las anclas de gas.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

### 3.2.3.6 Anclaje de fondo

El anclaje de fondo es el componente destinado a anclar y realizar el sello entre la bomba de fondo y el tubing o tubería de producción. Dependiendo de las condiciones del yacimiento y del pozo, estos anclajes se pueden clasificar de la siguiente manera (figura 44):

- ✚ **Tipo Copas:** este tipo de anclaje utiliza copas fabricadas de plástico de material similar al de los elementos de sello. La fricción que se genera entre la boquilla de asentamiento de la tubería de producción y las copas mantiene estático el ensamblaje.
- ✚ **Tipo Mecánico:** el sello que se realiza con este tipo de anclaje se debe a la superficie de las hojas elásticas de borde cónico metálico o bronce, uno se localiza encima de la válvula fija y la otra en la boquilla de asentamiento de la tubería de producción. (Chiluz Vera & Rosales Gonzabay, 2013)



**Figura 44: Tipos de anclaje para bombas de fondo.**

**Fuente: (Rodríguez Zambrano, 2000).**

### **3.2.3.7 Tubería de producción.**

Es el conjunto de tubos los cuales son usados para conducir el fluido de producción a superficie desde el fondo del pozo, también estas tuberías sirven para hacerle guía a la sarta de varillas que accionan la bomba de fondo.

En la siguiente tabla 25, se detallan las especificaciones de las tuberías de producción usadas en completaciones para bombeo mecánico. (Reyes Del Pezo, 2015)

Diám. Ext. (pulg)	Peso (Lb/ft)	Diám. Int. (pulg)	Diám. Ext. Del Cuello (pulg)	Área Secc. (pulg <sup>2</sup> )	Grado del Tubing		Ctete. De Elasticidad (pulg/lb/ft)	Capacidad (bls/ft)
					J - 55	N - 80		
2 3/8	4,7	1,995	3,063	1,304	71,73	104,34	0,307*10 <sup>-6</sup>	1,9
2 7/8	6,5	2,441	3,668	1,812	99,66	144,96	0,221*10 <sup>-6</sup>	2,347
3 1/2	9,3	2,992	4,5	2,59	142,46	207,22	0,154*10 <sup>-6</sup>	2,867
4 1/2	12,75	2,958	5,563	3,6	198,03	288,04	0,111*10 <sup>-6</sup>	3,833

**Tabla 25: Especificaciones de la tubería de producción.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

### 3.2.4 Cartas dinagráficas.

La carta dinamométrica no es más que un gráfico, en donde se detallan las cargas generadas sobre la barra pulida en cualquier posición durante el ciclo de bombeo de la unidad, es decir, en cortas palabras un gráfico de cargas vs posición.

Entre los análisis más importantes obtenidos por el uso de las cartas dinamométricas, se tiene los siguientes:

- ✚ Determinación de las cargas generadas en la estructura del balancín y la sarta de varillas.
- ✚ Torque en la caja reductora.
- ✚ Contrapeso requerido para la unidad de bombeo.
- ✚ Potencia requerida para mover el balancín.
- ✚ Determinar las posibles fallas generadas en las bombas insertables o de varillas.
- ✚ Mediante el correcto análisis se pueden determinar los problemas ocasionados en el fondo del pozo.

### 3.2.4.1 Tipos de cartas dinamométricas.

Los dos tipos de cartas dinamométricas registradas son: la carta de superficie (CDS) y la carta de fondo (CDF) (figura 45).

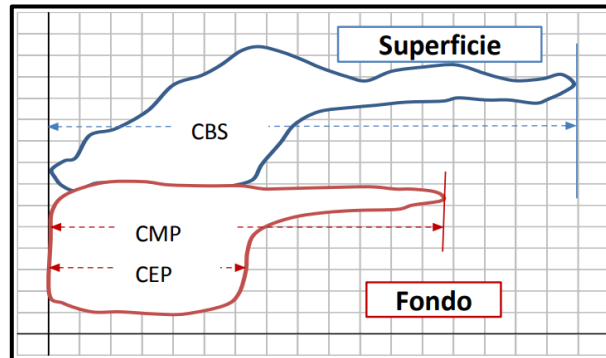


Figura 45: Registro de carta dinamométrica de superficie y de fondo.

Fuente: Oil Production Consulting.

#### 🚧 Carta Dinamométrica de Superficie (CDS).

Es un trazado continuo de la posición y carga soportada por la barra pulida (CBS) para un ciclo de bombeo. La carga se expresa en miles de libras, y la posición es expresada en pulgadas.

#### 🚧 Carta Dinamométrica de Fondo (CDF).

Se calcula a partir de la CDS, representa los efectos generados por la carga que actúa sobre la parte inferior de la bomba y con ella se determina la carrera máxima (CMP) y efectiva (CEP) del pistón durante un ciclo de bombeo. (Hirschfeldt, 2016)

### 3.2.4.2 Interpretación de las cartas.

Con la carta dinamométrica de fondo se puede interpretar el comportamiento de la bomba, mientras que, con la carta de superficie se logra interpreta el comportamiento de todos los componentes previos a la bomba de fondo. En la figura 46 que se muestra a continuación, se detalla el análisis de interpretación para un caso de bombeo ideal.

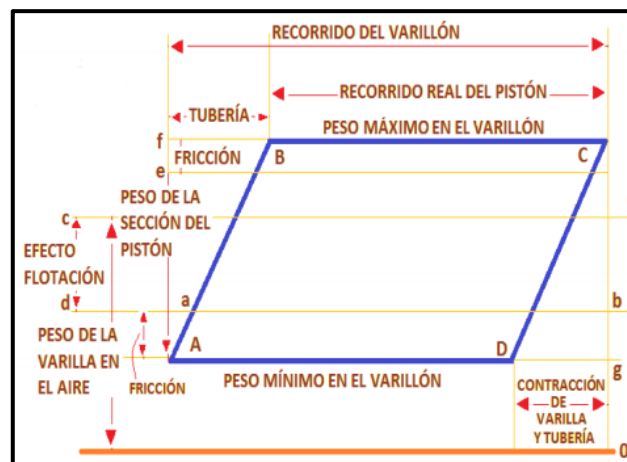


Figura 46: Representación de una carta dinagráfica con bombeo ideal.

Fuente: (Estrada, 2014)

Esta representación muestra el llenado completo del barril de la bomba de fondo tomando en cuenta los factores del estiramiento de las varillas y la reducción de la sarta, en donde: **A** es el punto de inicio de la carrera ascendente, el tramo **AB** representa la carga generada sobre las varillas ocasionada por el cierre de la válvula viajera y el ingreso del fluido de producción a la bomba.

En el tramo **BC** se mantiene constante la carga sobre las varillas, la válvula viajera sigue cerrada y el pistón empieza a desplazarse hacia arriba. El final de la carrera ascendente esta reasentada por el punto **C**, inmediatamente, se apertura la válvula viajera, se cierra la válvula fija y el fluido de producción pasa del barril a la tubería

de producción ocasionando que la carga en las varillas disminuya (tramo **CD**). Finalmente, el pistón empieza a descender sin infringir carga del fluido en la varilla debido a que la válvula viajera se mantiene abierta. (Reyes Del Pezo, 2015)

### 3.2.4.3 Tipos de problemas registrados en las cartas.

Para este caso, hace referencia la interpretación de los diferentes tipos de cartas echas por Oil Production (Figuras 47- 52) donde, **CEP** y **CMP** son: la carrera efectiva del pistón y carrera máxima del pistón respectivamente, **TV** y **SV** son la válvula viajera y válvula fija, mientras que,  $F_o$  es la carga de fluido. A continuación, se detallan los problemas más comunes en las bombas de fondo de los pozos con bombeo mecánico.

#### ✚ Interferencia o bloqueo por gas.

Este problema se da cuando en la carrera ascendente del pistón la válvula fija no se abre por el gas libre ocupando el volumen del barril de la bomba sin que se tenga producción de fluido, de la misma manera ocurre cuando el pistón baja y comprime al gas sin que la válvula viajera se abra.

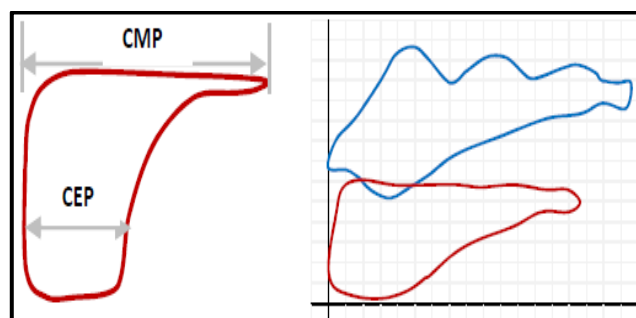


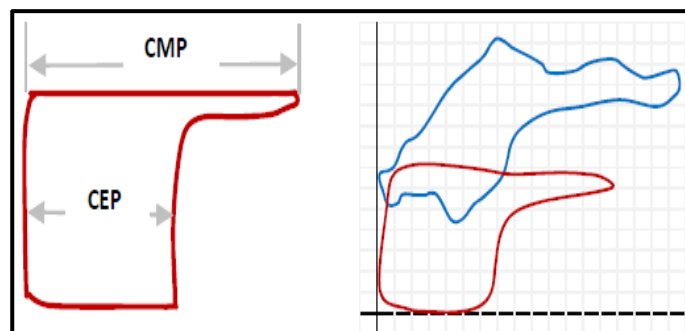
Figura 47: Bomba con interferencia o bloqueo de gas.

Fuente: Oil Production Consulting.



### **Golpe de fluido.**

Este tipo de registro se origina cuando en el barril de la bomba no ingresa suficiente fluido en el momento de la carrera ascendente, esto ocasiona que la válvula viajera no se abra durante el descenso del pistón por el gas a baja presión presente en el barril y al llegar al nivel del fluido en la bomba la válvula viajera se abrirá de forma brusca ocasionando el llamado “golpe de fluido”.

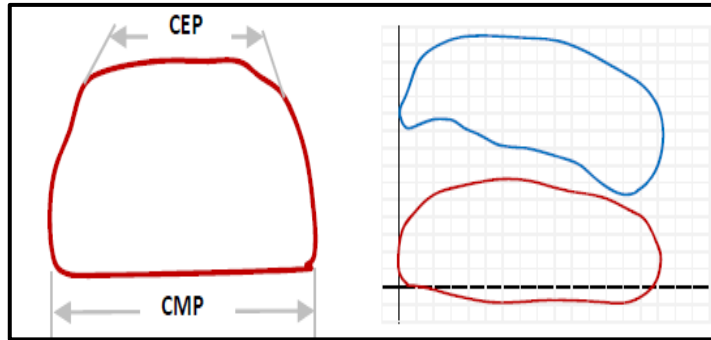


**Figura 48: Bomba con golpe por fluido.**

**Fuente: Oil Production Consulting.**

### **Válvula viajera o pistón con fuga.**

Este problema es notable solo en la carrera ascendente del pistón, al iniciar la producción del fluido del yacimiento hacia el barril el llenado no será completo y la carga generada por el fluido será soportada por la válvula viajera y la tubería de producción. (Meza & Pacheco, 2011)

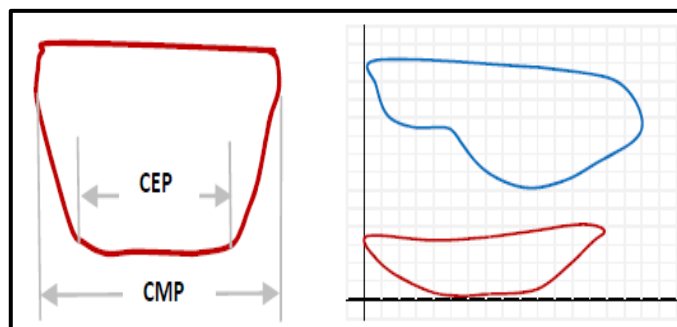


**Figura 49: bomba con fuga en la válvula viajera o el pistón.**

**Fuente: Oil Production Consulting.**

### ✚ Válvula fija con fuga.

Para este caso, el problema se verá reflejado en la producción del fluido a superficie pues al tener la válvula fija fuga o desgaste el traspase del fluido del barril a la tubería de producción no será completo.



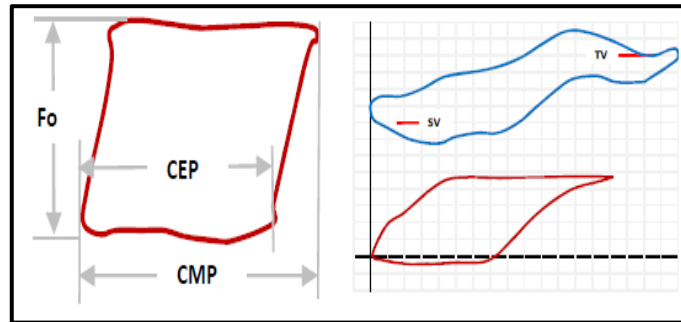
**Figura 50: bomba con fuga en la válvula fija.**

**Fuente: Oil Production Consulting.**

### ✚ Mal funcionamiento del ancla de tubería.

Cuando ocurre este tipo de registro se debe a que el ancla de fondo de la tubería se libera luego del inicio de la carrera ascendente del pistón, inmediatamente, la

válvula fija se cierra y no hay producción de fluido hacia la bomba. De igual manera ocurre en la carrera descendente. (Meza & Pacheco, 2011)

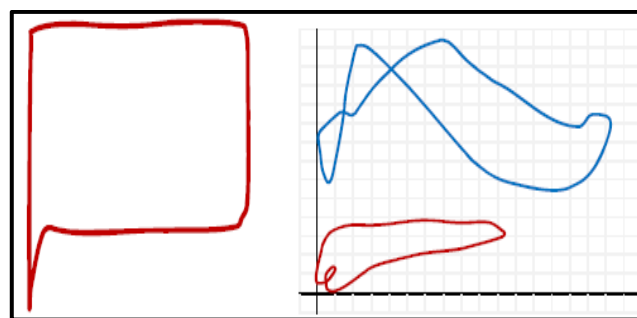


**Figura 51: bomba con ancla de fondo libre.**

**Fuente: Oil Production Consulting.**

#### **✚ Pistón con golpe en la parte inferior.**

Este problema se refleja cuando el pistón tiene mucho espacio contra la pared del barril ocasionando que en la carrera descendente este genere un impacto compresivo con el asiento de la válvula fija.

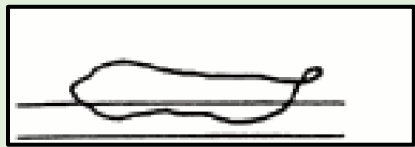


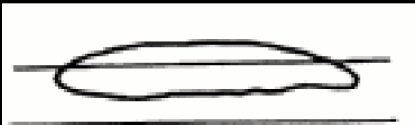
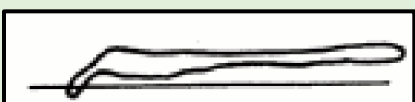

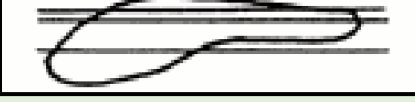





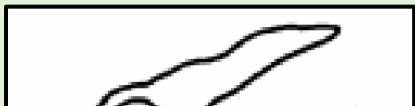


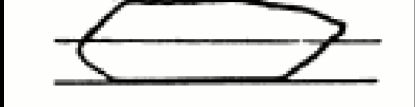
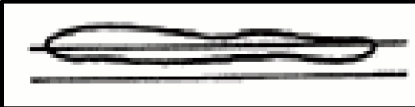


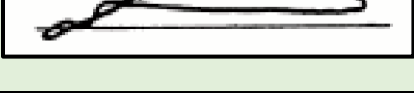
**Figura 52: bomba con golpe inferior del pistón.**


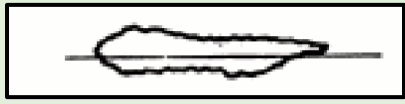

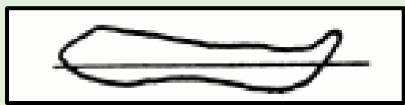

**Fuente: Oil Production Consulting.**

**✚ Otros problemas también reconocidos.**

La tabla 26 mostrada a continuación muestra los patrones de cartas dinamométricas registradas en superficie con la identificación del problema que lo causo, con el fin de poder realizar un correcto análisis cualitativo antes de tomar alguna decisión.

<b>PROBLEMAS EN LA BOMBA DE FONDO</b>	
<b>Carta</b>	<b>Interpretación</b>
	Bomba pegando en la carrera ascendente sin salir de la zapata.
	La arena atasca o casi atasca el pistón en la bomba.
	Pistón de la bomba golpeando en arena.
	Válvula fija pescada en bomba de tubería.
	El nivel de fluido coincide con la válvula fija.
	Pozo bombeado completo (Pumping -Off).
	Línea de carga mostrando la válvula viajera mala

	Lina de carga mostrando la válvula fija mala.
	Tubo de succión taponado por arena.
	Pistón erosionado o gastado. El fluido está pasando entre el pistón y la camisa.
	Alargamiento de las varillas debido a obstrucciones de la línea de flujo.
	Bomba manejando mucho gas.
	Pozo agitado.
	Bobedo de crudo muy viscoso.
	Varillas desconectadas o partidas.
	Válvula viajera dañada.
	Válvula fija con fuga.
	Válvula fija cortada

	<p>Pistón de la bomba pegado.</p>
	<p>Caja de engranajes de la unidad de bombeo dañada.</p>
	<p>Pistón golpeando abajo.</p>
	<p>Pistón golpeando arriba.</p>
	<p>Bomba de varillas soltándose de la zapata en la carrera ascendente.</p>

**Tabla 26: Tipos de cartas superficiales con su problemas detallado.**

**Fuente: KEDE Consulting S.A**

## 4 CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PAC – 18 Y DISEÑO DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO

#### 4.1 Historia del pozo.

##### 4.1.1 Perforación.

Se inicia las operaciones de perforación para el pozo vertical Pac – 18 desarrollado desde el 08 de mayo de 1.994 y con finalización el 16 de mayo de 1.994 alcanzando una profundidad total (TD) de 2.305 ft. Los intervalos perforados se aprecian en la tabla 27.

INTERVALOS PERFORADOS	
FORMACIÓN SOCORRO	
Nivel	Intervalos (ft)
D	1.380 - 1.410 (30)
	1.440 - 1450 (6)
	1.602 - 1610 (8)
	1.775 - 1.795 (20)
	1.795 - 1.805 (10)
	1.805 - 1.810 (5)
	1.810 - 1.820 (10)
	1.852 - 1.858 (6)
1.883 - 1.890 (7)	
C	2.136 - 2.176 (40)

Tabla 27: Intervalos perforados del pozo Pac - 18.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

#### 4.1.2 Completación del pozo.

La completación del pozo fue realizada el 21 de mayo de 1.994 con la siguiente configuración (Tabla 28):

<b>COMPLETACIÓN DEL POZO PAC - 18</b>	
<b>Detalles:</b>	
Casing de 9 5/8"	9 juntas, N-80, 43,5 lbs/ft, a 407 ft
Casing de 5 1/2"	69 juntas, J-55, 15 lbs/ft, a 2.300 ft
Tubing de 2 7/8" x 30'	56 tubos EUE, N-80, 6,5 lbs/ft
Tipo de hoyo	Vertical
Elevación del terreno (GLE)	11 pulg
Elevación KB (RTE)	28 pulg

**Tabla 28: configuración inicial de completación del pozo Pac - 18.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

El diagrama de completación inicial del pozo Pac – 18 se la aprecia en la figura 63 del Anexo 1.

#### 4.1.3 Prueba inicial del pozo.

Los resultados de la prueba inicial de producción echas pozo se muestran en la tabla 29, datos obtenidos de la data histórica disponible en el campo Pacoa.



<b>RESULTADO - PRUEBA INICIAL DE PRODUCCIÓN</b>						
<b>Fecha</b>	<b>Formación</b>	<b>Nivel</b>	<b>Método</b>	<b>BPPD</b>	<b>BSW</b>	<b>°API</b>
21-may-94	Socorro	C	Flujo Natural (FN)	127	0 %	31,5

**Tabla 29: Prueba de producción inicial del yacimiento.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

## **4.2 Situación actual y estudio del pozo para cambio de sistema.**

### **4.2.1 Estado actual del pozo.**

Actualmente, el pozo Pac -18 (Figura 53) se encuentra operando con sistema Swab a razón de 2 o 3 ciclos mensuales de producción, es decir, que la unidad varillera interviene al pozo cada 2 o 3 veces obteniendo producciones que alcanzan como máximo 2.5 bls. el pozo se encuentra ubicado junto a la estación Norte del campo y entre los pozos Pac – 15 y Pac – 28



**Figura 53: Pozo Pac - 18 operado por Petroamazonas EP.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

#### **4.2.2 Historial de producción.**

La figura 54 muestra el historial del pozo desde el año 1994 con picos de producción que alcanzaban los 48 bls/d, a partir del año 1995 hasta el 2010 la producción declino de 90 bls/d a 5 bls/d hasta llegar a los caudales de producción que, actualmente, tiene el pozo. Por otro lado, la producción de agua de formación, inicialmente, fue de 0 bls/d, luego de ello, se mantuvo con un BSW de 90 % aproximadamente, y ocasiones con porcentajes más bajos durante la vida operativa del pozo.

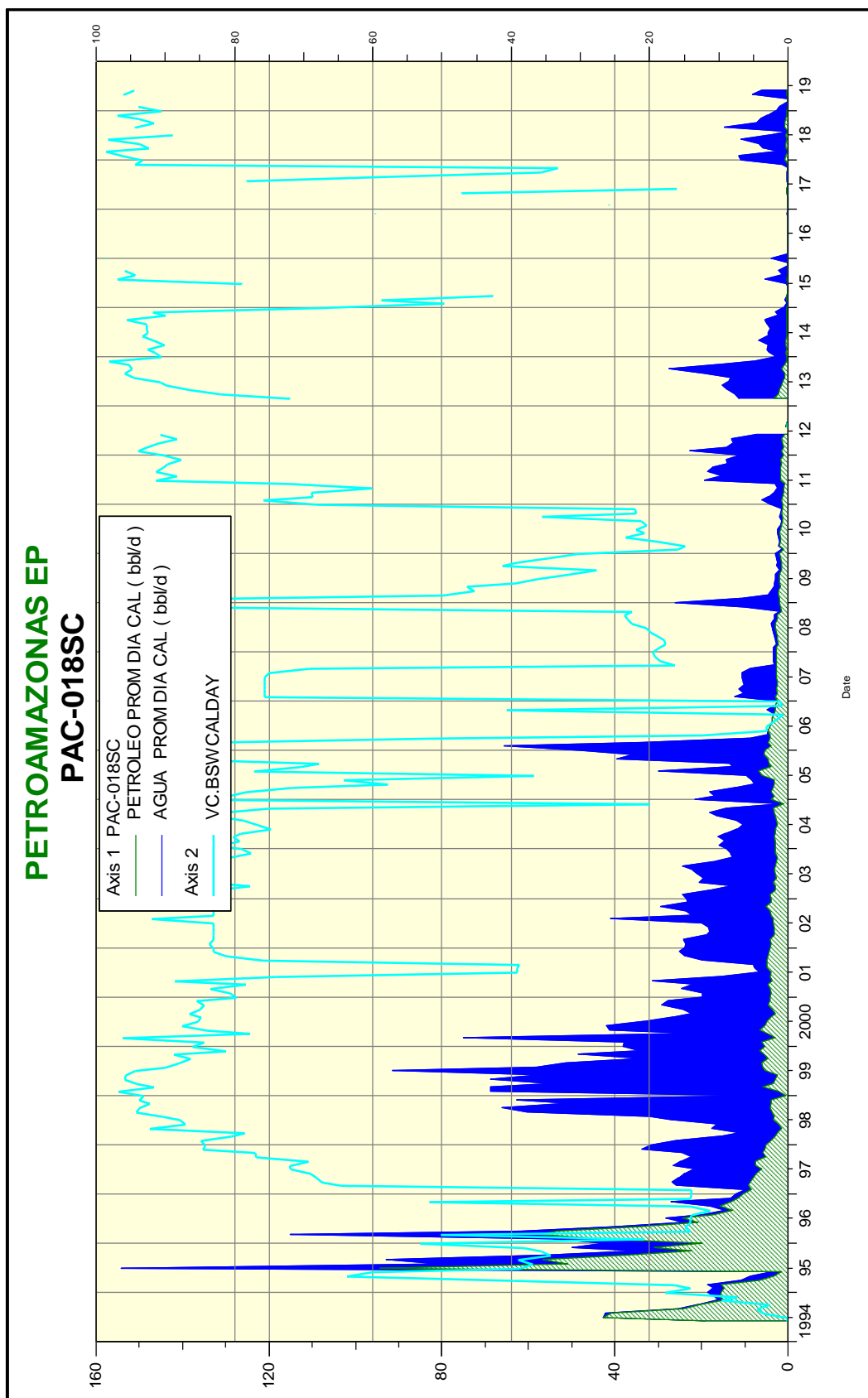


Figura 54: Historial de producción del pozo Pac - 18 desde 1994 a 2019.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

### 4.2.3 Análisis técnico del pozo.

El análisis técnico del pozo se realizó en base a la data disponible en el campo Pacoa operado por Petroamazonas EP.

#### 4.2.3.1 Criterios de selección del sistema de bombeo mecánico.

La selección del sistema de levantamiento artificial para el pozo de estudio se la realizó tomando en cuenta la situación actual del campo, también se analizó la posibilidad de implementar otro sistema de levantamiento para la realización de este proyecto y las conclusiones obtenidas se presentan a continuación:

##### Razones por las que no se eligió otro sistema de levantamiento.

Para el pozo en estudio se analizó la implementación de los siguientes sistemas: empezando por el sistema de **Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP)**, no fue apto para la implementación debido a que la producción y profundidad del pozo es muy baja y la bomba está diseñada para impulsar grandes caudales a profundidades de 4.000 ft con eficiencia de la bomba al 80 %, con el pozo la eficiencia de la bomba sería muy baja y la bomba tendría daños constantes y los costos de mantenimiento resultarían muy altos.

Para los sistemas de **Bombeo Electro Sumergible (BES)** y **Bombeo Hidráulico (BH)**, la surgencia de la bomba no sería efectiva debido al bajo nivel de fluido del pozo a causa de la baja presión de fondo ( $P_{wf}$ ), la eficiencia de la bomba sería baja, problemas serios en los motores, para el caso del sistema BES el campo no cuenta con la potencia eléctrica requerida para operar la bomba y para el BH contar con bombas para impulsar al agua para accionar el sistema resultaría costoso.

### Condiciones de superficie.

El área geográfica en donde se encuentra ubicado el pozo (figura 53) presenta un suelo de tierra arenosa y completamente despejado, este tipo de suelo representa un factor problemático para unidad Swab cuando son temporales lluviosos, debido a que el terreno se vuelve lodoso y la unidad no puede intervenir al pozo. Esta es una de las principales razones de cambio de sistema de levantamiento al pozo.

### Cabezal de pozo.

El cabezal (figura 55) que tiene, actualmente instalado, el pozo para producción con la unidad Swab, también, es apto para la operación con bombeo mecánico. El cabezal tiene una tubería para gas de 2 3/8" y otra de producción con el mismo diámetro, pero al tanque de almacenamiento llega con un diámetro de 2 5/8".



**Figura 55: Cabezal de producción del pozo Pac- 18.  
Cuenta: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

### **Tanque de almacenamiento.**

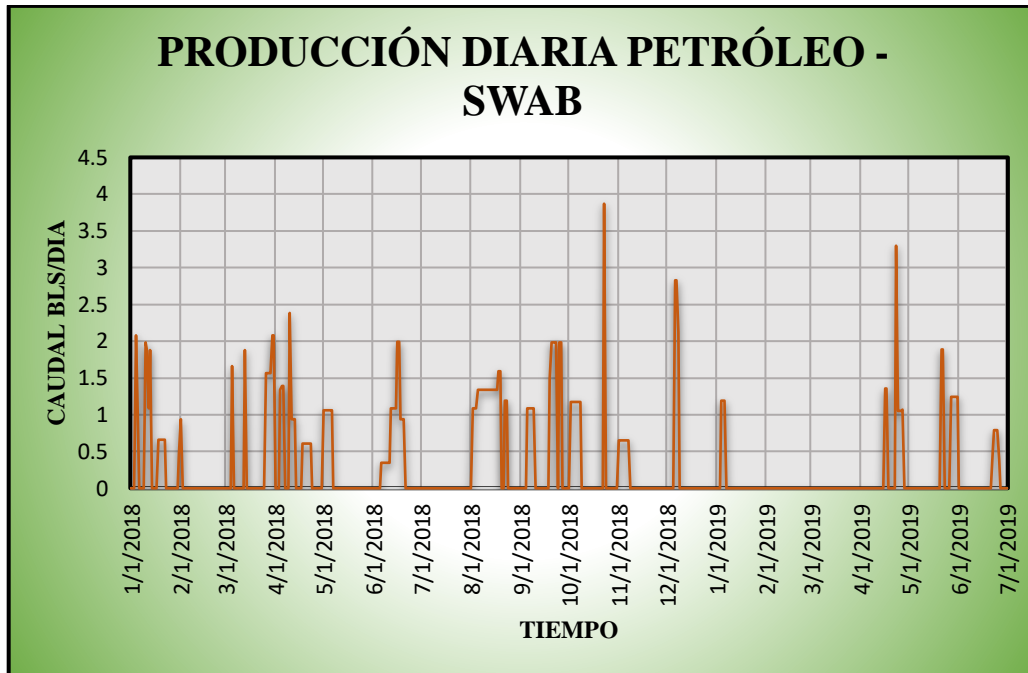
Cerca del pozo a unos 150 m, aproximadamente, se encuentra el tanque de almacenamiento (figura 56) con una capacidad de 150 bls, este recibe la producción de los pozos Pac – 14 y Pac – 26, con el cambio a bombeo mecánico también recibirá la producción del pozo en estudio.



**Figura 56: Tanque de almacenamiento para los pozos Pac - 14 y Pac - 26.  
Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

#### **4.2.3.2 Análisis de la producción con sistema Swab.**

La producción que, actualmente aporta, el pozo no es estable o constante debido al efecto de la baja presión de fondo y sumando la condición superficial mencionado, anteriormente, demuestran los grandes periodos sin intervención de la unidad SWAB al pozo. En la gráfica 57 se puede apreciar lo mencionado.



**Figura 57: Producción diaria de petróleo con la unidad Swab.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

La unidad SWAB interviene al pozo cada 2 o 3 ciclos mensuales para producir el pozo, una prueba echa al pozo indica que el nivel de fluido se restaura en el fondo del pozo alcanzando 2,5 bls cada 7 días después de la última intervención, pero en la gráfica se observan picos de producción que alcanzan los 3,5 bls y esto se debe a que el pozo puede estar interconectado, litológicamente, con el pozo reinyector Pac – 27, información fundamentada por las operaciones realizadas por la compañía Santa Elena Petroleum.

A continuación, se realiza un análisis de la restauración del nivel de fluido del pozo Pac – 18 para determinar si es factible para operar con bombeo mecánico (figura 58):



**Figura 58:** Curva de restauración de nivel del pozo seleccionado.

**Fuente:** ARCH Península – Petroamazonas EP.

La figura 56 muestra el tiempo de prueba en que el fluido se restaura alcanzando los 2,5 bls/d a los 9 días después de la última intervención de la unidad Swab, esta prueba determina el tiempo óptimo de reposo del pozo y es determinado cuando la pendiente de la curva generada tiende a cero.

Inicialmente, en el punto 0 donde producción es 0 bls/d, significa que la unidad Swab ha succionado toda la columna de fluido en el pozo y al realizar la medición de nivel del fluido no se obtuvo resultados.

Desde el punto 1 al 6 se observa un incremento progresivo de fluido hasta llegar al punto 7 en donde las medidas de nivel del fluido son constantes, entonces, mediante, el uso de la ecuación 5 para calcular el nivel de fluido restaurado (NL) y de la ecuación para calcular el volumen de fluido (V) en base al nivel restaurado (1.667 ft) se obtiene lo siguiente:

$$NL = \text{Prof Inst} - \text{Prof } NL_{\text{Fluido}}$$

**Ec. 5**



Donde:

NL = Nivel del fluido restaurado, ft.

Prof Inst = Profundidad de instalación de la bomba, ft.

Prof NL<sub>Fluido</sub> = Profundidad de nivel medido, ft

$$V = \frac{NL \times \phi^2}{1.208,512} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

V = Volumen del fluido restaurado, bls

Ø = Diámetro del casing, pulg

Remplazando los valores para el respectivo cálculo se obtiene:

$$NL = \text{Prof Inst} - \text{Prof NL}_{\text{Fluido}}$$

$$NL = 1.747 - 1.667 = 80 \text{ ft}$$

$$V = \frac{NL \times \phi^2}{1.208,512}$$

$$V = \frac{80 \times 5,5^2}{1.208,512} = 2,5 \text{ bls}$$

Este tipo de pruebas nos ayuda a determinar el comportamiento del pozo y para efectos de desarrollo de este proyecto el resultado obtenido es favorable debido a que la curva determina que al 7 día de prueba el pozo mantiene el nivel de fluido máximo de 2,5 bls de petróleo.

#### **4.2.3.3 Análisis mecánico del pozo.**

Acorde a la información proporcionada por el área de producción de la empresa operadora del campo se intuye que el pozo presenta daños en la tubería de 2 7/8", dato que debe ser tomado en cuenta antes de la implementación del sistema de bombeo mecánico. Con respecto al resto de la completación se encuentra en perfecto estado.

#### **4.2.4 Diseño del sistema según la Norma API RP 11L.**

La norma que predomina el diseño del sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico es la API RP 11L y se basa en los siguientes pasos principales (PDVSA, 2002):

- ✚ Recopilación de datos necesarios de una instalación existente o referencial que esté operando el campo.
- ✚ Realizar los respectivos cálculos de las variables adimensionales independientes.
- ✚ Mediante, el uso de las curvas de diseño de la norma API, obtener las variables dependientes para el diseño.
- ✚ Luego de los cálculos de las variables adimensionales dependientes, se procede al diseño del sistema.

##### **4.2.4.1 Datos de entrada para el diseño.**

Los datos de entrada que fueron obtenidos para el diseño del sistema esta tabulados en la tabla 30, basándose en los datos propios de la completación del pozo (figura 64, anexo 1) y de datos referenciales de las unidades de bombeo que ya operan en el campo.

<b>DATOS DE INGRESO PARA DESARROLLAR API RP 11L DEL POZO PAC - 18</b>		
<b>Datos del pozo</b>	<b>Variable</b>	<b>Valores</b>
Profundidad de la bomba	L	1.747 ft
Diámetro de la tubería	Φ	2 7/8 pulg
Gravedad Especifica fluido	G	0.977
Velocidad de Bombeo	N	7 spm
Longitud de la carrera	S	24 pulg
Diámetro del pistón	D	1,75 pulg

**Tabla 30: Datos de entrada para el desarrollo del método API.**

**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

#### **4.2.4.2 Desarrollo de los cálculos.**

##### **✚ Distribución de varillas recomendada por API.**

Según, la completación del Pozo PAC – 18, la norma API recomienda que al trabajar con un pistón de diámetro 1,75 pulg, la configuración de varillas requerida solo será de 5/8". Valor obtenido de la tabla 41, anexo 2.

##### **✚ Cálculo de la carga de fluido en el pistón.**

La carga de fluido sobre el pistón es calculada en función al área del pistón y viene dada por la siguiente ecuación 7:

$$F_o = 0,34 \times H \times d^2 \times G \quad \text{Ec. 7}$$

Donde:

$F_o$  = Carga de fluido en el pistón, lbs.

H = Nivel dinámico del fluido, ft.

d = Diámetro del pistón, pulg.

G = Gravedad específica del fluido, adimensional.

Al reemplazar los datos de ingreso en la ecuación 7, se obtiene:

$$F_o = 0,34 \times (1.747 \text{ ft} \times (1,75 \text{ pulg})^2 \times 0,977)$$

$$F_o = 1.777,22 \text{ lbs.}$$

#### Factores del registro de la tabla 34 de API.

De la tabla 41, anexo 2, en dependencia del diámetro del pistón usado, serán registradas las siguientes variables: peso de la varilla, constante de elasticidad y el factor de frecuencia, pero para este caso el pozo PAC – 18 solo cuenta con un solo diámetro de varillas, por lo que, el  $F_c$  no será tomado en cuenta, tabulando los datos se obtiene la tabla 31:

Registro tabulados de la tabla 34 de la norma API RP 11L			
Diámetro del pistón, pulg, D	Peso de la varilla, lbs/ft, Wr	Constante de elasticidad, pulg/lbs-ft, Er	Factor de Frecuencia, Fc
1,75	0,99	$1,525 \times 10^{-6}$	1,122

Tabla 31: Datos tabulados en función del diámetro de varilla.

Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.

**✚ Cálculo del peso total de varillas en el aire.**

Este parámetro, se calcula mediante la siguiente ecuación 8:

$$W = L \times W_r \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

W = Peso Total de las varillas en el aire, lbs.

L = Longitud de la sarta, ft.

W<sub>r</sub> = Peso de la varilla (valor de tabla 31), lbs-ft.

Se reemplaza el valor tabulado de W<sub>r</sub> en la ecuación 8:

$$W = L \times W_r$$

$$W = 1.747 \text{ ft} \times 0,990 \text{ lbs/ft}$$

$$W = 1.729,53 \text{ lbs.}$$

**✚ Cálculo del peso total de varillas en el fluido.**

Debido a que la sarta de varillas estará inmersa en fluido, con gravedad específica de 0,977, el factor de flotación hará que la sarta de varillas pese menos, entonces el valor corregido se obtiene con la siguiente ecuación 9:

$$W_{rf} = W \times [1 - (0,128 \times G)] \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

$W_{rf}$  = Peso de las varillas en flotación, lbs.

$W$  = Peso de las varillas en el aire, en lbs.

$G$  = Gravedad específica, adimensional

Se reemplazan los datos que se obtuvieron de la ecuación 8 en la ecuación 9, se procede:

$$W_{rf} = 1.729,53 \text{ lbs} \times [1 - (0,128 \times 0,977)]$$

$$W_{rf} = 1.513,24 \text{ lbs.}$$

**✚ Cálculo del recíproco de la constante elástica de la columna de varillas.**

Este valor adimensional se calcula, mediante, la siguiente ecuación 10:

$$\frac{1}{K_r} = E_r \times L \quad \text{Ec. 10}$$

Donde:

$E_r$  = Constante de elasticidad, pulg/lbs-ft

$L$  = Profundidad de la bomba, ft.

Se reemplazan los valores en la ecuación 10, y se obtiene:

$$\frac{1}{K_r} = (1,525 \times 10^{-6} \frac{\text{pulg}}{\text{lbs} - \text{ft}}) \times (1.747 \text{ ft})$$

$$\frac{1}{K_r} = 2,6641 \times 10^{-3} \text{ pulg/lbs}$$

Esta relación indica que, por los 1.747 ft de profundidad, las varillas se elongarán  $2,6641 \times 10^{-3}$  pulgadas por cada libra aplicada en la misma.

#### **Cálculo de elasticidad de la varilla debido a la carga de fluido.**

Para determinar el estiramiento de las varillas, se usa la siguiente ecuación 11:

$$\frac{F_o}{SK_r} \tag{Ec. 11}$$

SK<sub>r</sub> se obtiene de dividir la carrera con el cálculo de recíproco de la constante elástica de la columna de varillas (Ec. 10).

$$SK_r = \frac{S}{1/K_r} \tag{Ec.12}$$

Donde:

S = longitud de carrera en superficie, pulg.

Se reemplazan los valores en la ecuación y se obtiene:

$$SK_r = \frac{S}{1/K_r} = \frac{24 \text{ pulg}}{2,6641 \times 10^{-3} \text{ pulg/lbs}} = 9.008,6708 \text{ lbs}$$

Al reemplazar los valores en la ecuación 11 se obtendrá el valor adimensional del estiramiento de las varillas:

$$\frac{F_o}{Sk_r} = \frac{1.777,22 \text{ lbs}}{9.008,6708 \text{ lbs}}$$

$$\frac{F_o}{Sk_r} = 0,1972$$

Entonces, para los 1.747 ft de varillas que levantarán 1.777,22 lbs por carga de fluido, éstas tendrán un estiramiento de 19,7 %.

#### **Cálculo del factor adimensional velocidad de bombeo.**

La siguiente relación ( $N/N'_o$ ) permite determinar la velocidad de bombeo para columnas de varillas uniformes (Ec. 13), este cálculo es necesario determinarlo, para ajustarlo con el factor de frecuencia, cuando el pozo tiene varillas heterogéneas combinadas (Ec. 14). Pero como se mencionó, anteriormente, el  $F_c$  no será tomado por la única configuración de las varillas en el pozo. El  $N/N'_o$ , relaciona lo siguiente:

$$\frac{N}{N'_o} = \frac{N \times L}{245.000} \quad \text{Ec. 13}$$



$$\frac{N}{N'_o} = \frac{N \times L}{245.000 \times Fc} \quad \text{Ec. 14}$$

Donde:

N = es la velocidad de bombeo, SPM

Fc = es el factor de frecuencia, tabla

Se reemplazan los valores obtenidos en ecuación 13.

$$\frac{N}{N'_o} = \frac{7 \text{ spm} \times 1.747 \text{ ft}}{245.000}$$

$$\frac{N}{N'_o} = 0,04991$$

Si se quiere conocer los ciclos de bombeo se debe despejar  $N'_o$  de la ecuación, al hacer los respectivos ajustes se obtiene la siguiente ecuación 15:

$$N'_o = \frac{245.000}{L} \quad \text{Ec. 15}$$

Al reemplazar los valores se obtiene:

$$N'_o = \frac{245.000}{L}$$

$$N'_o = \frac{245.000}{1.747 \text{ ft}} = 140 \text{ cpm}$$

### Cálculo de las cargas máximas y mínimas sobre la barra pulida.

Para poder calcular las cargas máximas y mínimas de la barra pulida durante el ciclo de bombeo es necesario, registrar los factores adimensionales de las figuras 65 y 66 del anexo 2 propuestas por la API. Para obtener los valores de  $F1/SK_r$  y  $F2/SK_r$  se necesitan los valores, previamente, calculados de  $N/N'o$  y  $Fo/SK_r$ .

Con las siguientes ecuaciones 16 y 17 se puede determinar la carga máxima y mínima de la barra pulida:

$$PPRL = W_{rf} + \left[ \left( \frac{F_1}{SK_r} \right) \times SK_r \right] \quad \text{Ec. 16}$$

$$MPRL = W_{rf} - \left[ \left( \frac{F_2}{SK_r} \right) \times SK_r \right] \quad \text{Ec. 17}$$

Donde:

PPRL: Carga máxima de la barra pulida, lbs.

MPRL: Carga mínima de la barra pulida, lbs.

$W_{rf}$  = Peso de las varillas en el fluido, lbs.

$F1/SK_r$  = Variable dependiente leída en la figura 65, adimensional.

$F2/SK_r$  = Variable dependiente leída en la figura 66, adimensional.

S = Carrera de la barra pulida, pulg.

$SK_r$  = Constante elástica de la barra pulida, lbs.

Determinado, lo anterior, entonces, se procede al cálculo de las cargas en la barra pulida reemplazando los valores entonces se obtiene:

$$\frac{N}{N'_o} = 0,04991$$

$$\frac{F_o}{SK_r} = 0,1972$$

$$\frac{F_1}{SK_r} = 0,21$$

Al reemplazar los valores en la ecuación 16 se obtiene:

$$PPRL = W_{rf} + \left[ \left( \frac{F_1}{SK_r} \right) \times SK_r \right]$$

$$PPRL = 1.513,24 \text{ lb} + [(0,16) \times 9.008,6708 \text{ lbs}]$$

$$PPRL = 3.405,0608 \text{ lbs}$$

Al reemplazar los valores en la ecuación 17 se obtiene:

$$\frac{F_2}{SK_r} = 0,015$$

$$MPRL = W_{rf} - \left[ \left( \frac{F_2}{SK_r} \right) \times SK_r \right]$$

$$MPRL = 1.513,24 \text{ lb} - [(0,015) \times 9.008,6708 \text{ lbs}]$$

$$MPRL = 1.378,1099 \text{ lbs}$$

### Cálculo del torque máximo sobre el reductor de velocidad.

Otro parámetro de gran importancia es el cálculo del torque máximo en la caja de engranajes para el diseño de la unidad de bombeo, con la figura 67 del anexo 2 se obtendrá en valor adimensional de la relación  $(2T/S^2K_r)$  usando como datos de entrada los valores adimensionales de  $N/N_o$  y  $Fo/SK_r$  calculados, anteriormente.

Entonces, de la figura 67, se obtiene:

$$\frac{2T}{S^2K_r} = 0,152$$

Al despejar T se obtiene la ecuación 18:

$$T = \frac{0.152 \times S^2}{2 \times 1/K_r} \quad \text{Ec. 18}$$

$$T = \frac{0.152 \times (24 \text{ pulg})^2}{2 \times 2,6641 \times 10^{-3} \text{ pulg/lbs}} = 16.431,8156 \text{ pulg} - \text{lbs}$$

Debido al desarrollo inicial del método API el valor del peso específico de las varillas en flotación fue estimado y graficado con relación de  $W_{rf}/SK_r = 3$ , para el caso que se está desarrollando se tiene:

$$\frac{W_{rf}}{SK_r} = \frac{1.513,24 \text{ lbs}}{9.008,6708 \text{ lbs}} = 0,167$$

Como la relación  $W_{rf}/SK_r \neq 3$ , el valor de  $T_a$  debe ser ajustado con valor leído de la figura 68 del anexo 2 se da, mediante, la siguiente ecuación 19:

$$T_a = 1 + v. \text{ tabla} \times \left( \frac{\frac{W_{rf}}{SK_r} - 0,3}{0,1} \right) \quad \text{Ec. 19}$$

Se reemplazan los valores en la ecuación 19 y se obtiene:

$$T_a = 1 + v. \text{ tabla} \times \left( \frac{\frac{W_{rf}}{SK_r} - 0,3}{0,1} \right)$$
$$T_a = 1 + v. \text{ tabla} \times \left( \frac{0,167 - 0,3}{0,1} \right) = 0,908$$

Realizado ya los ajustes, la ecuación 20 para calcular el torque máximo corregido se establece de la siguiente manera:

$$PT = T_a \times T \quad \text{Ec. 20}$$

Donde:

$PT$  = Torque máximo de la caja de engranajes, lbs – pulg.

$T$  = Torque máximo de la caja de engranajes no corregida.

$T_a$  = Torque de ajuste para valores de  $W_{rf}/SK_r \neq 0,3$ .

Al reemplazar los valores en la ecuación 20 se obtiene:

$$PT = T_a \times T$$

$$PT = 0,908 \times 16.431,8156 \text{ pulg} - \text{lbs}$$

$$PT = 14.920,0885 \text{ pulg} - \text{lbs}$$

#### **Cálculo del peso necesario del contrabalance de la unidad.**

Calcular el peso de contrabalance del balancín, también, es otro parámetro importante para un diseño de bombeo mecánico. El método API emplea la siguiente ecuación 21 para efectos de cálculo:

$$CBE = 1,06 (W_{rf} + 0,5 F_o) \quad \text{Ec. 21}$$

Donde:

CBE = Peso necesario para el contrabalance, lbs.

$W_{rf}$  = Peso de la varilla en el fluido, lbs.

$F_o$  = Carga de fluido en el pistón, lbs.

Al reemplazar los valores en la ecuación 21, se obtiene:

$$CBE = 1,06 (W_{rf} + 0,5 F_o)$$

$$CBE = 1,06 \times (1.513,24 \text{ lbs} + (0,5 \times 1.777,22 \text{ lbs}))$$

$$CBE = 2.545,91 \text{ lbs}$$

### ✚ Cálculo de la potencia para mover la barra pulida.

Para calcular la potencia que necesita la barra pulida, es necesario, leer el valor de  $F_3/SK_r$  de la figura 69 del anexo 2, este valor se obtiene de la intersección de del valor de  $N/N'$  con el valor de  $F_0/SK_r$ .

La potencia requerida para accionar la varilla pulida está dada por la ecuación 22:

$$PRHP = 2,53 \times 10^{-6} \times \frac{F_3}{SK_r} \times N \times S \times SK_r \quad \text{Ec. 22}$$

Donde:

PRHP = Potencia de la barra pulida, en HP.

$F_3/SK_r$  = Variable leída de la figura 69, adimensional.

Al reemplazar los valores en la ecuación 22, se obtiene:

$$\frac{F_3}{SK_r} = 0,159$$

$$PRHP = 2,53 \times 10^{-6} \times \frac{F_3}{SK_r} \times N \times S \times SK_r$$

$$PRHP = 2,53 \times 10^{-6} \times 0,159 \times 7 \text{ spm} \times 24 \text{ pulg} \times 9.008,6708 \text{ lbs}$$

$$PRHP = 0,6049 \text{ HP.}$$

### Cálculo de la Carrera del Pistón.

El cálculo de la carrera del pistón puede ser calculada para dos casos distintos, si la tubería estuviera anclada se usa la ecuación 23 y se sigue el siguiente procedimiento:

$$S_p = S \times (S_p/S) \quad \text{Ec. 23}$$

De donde:

SP= Carrera del pistón, pulg.

SP/S= Variable dependiente, leer la figura 70, adimensional.

S = Carrera de la barra pulida, pulg.

Primero se debe leer el valor de Sp/S (figura 70 anexo 2) entrando con el valor de N/N'º previamente calculado, e intersectar la curva de Fo/SKr, cuyo valor también fue, previamente calculado. Por último, se reemplazan los valores en la ecuación y se obtiene la carrera del pistón.

Pero para este caso, el pozo no tiene la tubería anclada, entonces la ecuación que gobierna el cálculo de la carrera del pistón viene dada por la ecuación, de igual manera los datos obtenidos de la figura son necesarios para efectos de cálculo.

$$S_p = [ (S_p/S) \times S ] - \left[ F_o \times \frac{1}{K_r} \right] \quad \text{Ec. 24}$$

$$S_p/S = 0,84$$



Al reemplazar los valores obtenidos, anteriormente, en la ecuación 24 se obtiene:

$$S_p = [(S_p/S) \times S] - \left[ F_o \times \frac{1}{K_r} \right]$$

$$S_p = [(0,84 \times 24 \text{ pulg}) - [(1.777,22 \text{ lbs}) \times (2,6641 \times 10^{-3} \text{ pulg/lbs})]$$

$$S_p = 15,42 \text{ pulg}$$

#### **Cálculo del desplazamiento volumétrico de la bomba.**

Al asumir que la camisa de la bomba está, completamente, llena de fluido durante el ciclo de bombeo, el volumen diario desplazado por la bomba puede ser calculado basado en el tamaño de carrera del pistón, mediante, la ecuación 25:

$$PD = 0,1166 S_p N d^2 \quad \text{Ec. 25}$$

Donde:

PD = Desplazamiento volumétrico, bls/d.

$S_p$  = Carrera del pistón, pulg.

N = Velocidad de bombeo, spm.

d = Diámetro del pistón, pulg.

Al tomar los datos calculados se procede a reemplazar en la ecuación 25, para determinar el volumen desplazado realizado por la bomba:

$$PD = 0,1166 S_p N d^2$$

$$PD = 0,1166 \times 15,42 \text{ pulg} \times 7 \text{ spm} \times (1,75 \text{ pulg})^2$$

$$PD = 38,5440 \text{ bls/d}$$

#### 4.2.5 Simulación del diseño en el software QRod Echometer.

##### 4.2.5.1 Datos de entrada para el software.

La tabla 32 contiene los parámetros necesarios para la simulación en el software:

<b>DATOS DE INGRESO PARA EL SOFTWARE QROD</b>		
<b>Datos del pozo</b>	<b>Variable</b>	<b>Valores</b>
Tipo de balancín	Conv	Convencional
Profundidad de la bomba	L	1.747 ft
Diámetro de la tubería	$\phi$	2 7/8 pulg
Gravedad Especifica fluido	G	0.977
Velocidad de Bombeo	N	7 spm
Longitud de la carrera	S	24 pulg
Diámetro del pistón	d	1,75 pulg

**Tabla 32: Parámetros de entrada para simulación en el software QRod.**

**Elaborado por: Tumbaco aguayo Leonel F.**

##### 4.2.5.2 Ejecución de la simulación en el software.

Como dato adicional para la simulación en el software la Pwf del pozo es 22 psi, el reporte completo de los resultados de la simulación se encuentran en el anexo 3 figura 71.

Primero, se procede al ingreso de datos (figura 59) para luego realizar la simulación:

### Parámetros de Entrada

Tipo de Balancín: CWConv

Profundidad de la Bomba: 1747 ft

Carrera del balancín: 24 in

Diámetro del Pistón (D): 1.75 in

Diámetro de la Tubería: 2.875" (6.50 lb/ft) 2.441" ID

Tubería anclada

Varillas

Varillas de acero

Varillas fibra de vidrio y acero

Número API de las varillas: 55

API Clase de varillas: D

### Resultados

**Calcular en base a SPM o Caudal deseado**

Velocidad de bombeo: 8.30 SPM

Caudal deseado: 171.00

**Calcular**

### Valores de Ajuste Predeterminados

Peso total barras de lastre: 0.0 lb

Gravedad específica del fluido: 1.00 Sp.Gr.H2O

Presión de la tubería: 80.00 psi

Presión del revestidor: 45.00 psi

Factor de amortiguamiento: 0.10

Eficiencia del balancín: 95.00 %

Eficiencia de la bomba: 95.00 %

La presión de entrada de la bomba puede introducirse directamente o calcularse a partir de la presión de yacimiento e índice de productividad.

Presión de entrada de la bomba: 22.00 psi

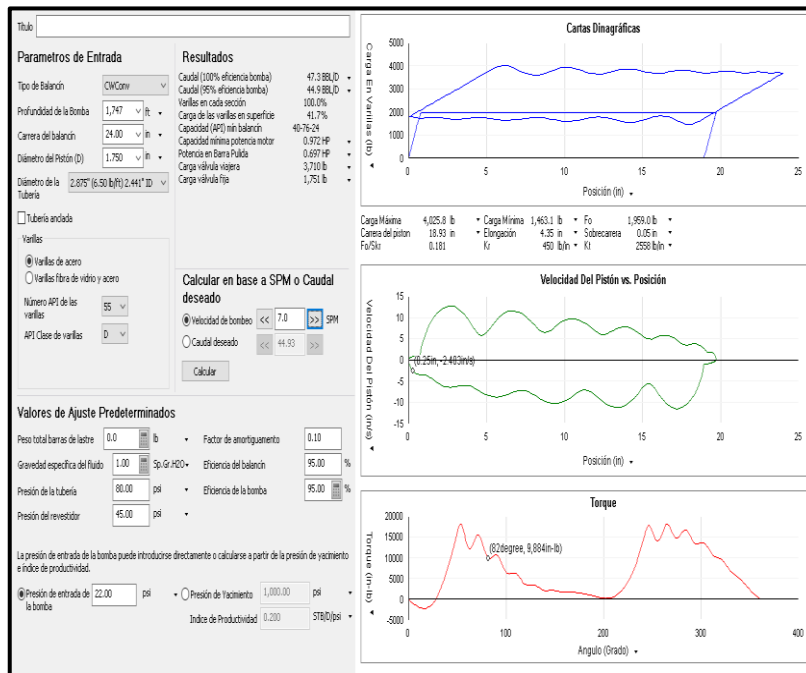
Presión de Yacimiento: 1,000.00 psi

Índice de Productividad: 0.200 STB/D/psi

**Figura 59: Parámetros de entrada en el software QRod.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

Luego de realizar la simulación se ajustan los cálculos, acorde a la velocidad de bombeo establecida en la tabla 32 (imagen 60).



**Figura 60: Simulación en el software QRod.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

### 4.3 Análisis de los resultados obtenidos.

Para analizar los resultados obtenidos tanto del método API RP 11L y de la simulación del software QRod se tabularon los valores correspondientes de cada método en la tabla.

<b>RESULTADOS OBTENIDOS</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Variable</b>	<b>Norma API RP 11L</b>	<b>Software QRod</b>
Carga al pistón por fluido	(Fo)	1.777,22 lbs	1.959 lbs
Carga máxima sobre la barra pulida	(PPRL)	3.405,0608 lbs	4.025,8 lb
Carga mínima sobre la barra pulida	(MPRL)	1.378,1099 lbs	1.463,1 lbs
Torque máximo en la caja de engranajes	(PT)	14.920,08 pulg-lbs	18.000 pulg-lbs
Potencia en la barra pulida	(PRHP)	0,6049 HP	0,697 HP
Carrera del pistón	(Sp)	15,42 pulg	18,93 pulg
Desplazamiento volumétrico de la bomba	(PD)	38,54 bls/d	47,3 bls/d

**Tabla 33: Resultados obtenidos de ambos métodos.**

**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

Como se observa en la tabla 33 los resultados del software QRod varían en relación a los obtenidos con el método de la Norma API, esto se debe a que el modelo matemático usado por el software se basa en la aplicación de la ecuación de la onda, este método en comparación con el propuesto por el API no tiene limitaciones y el margen de error es más bajo lo que proporciona una mayor exactitud para el

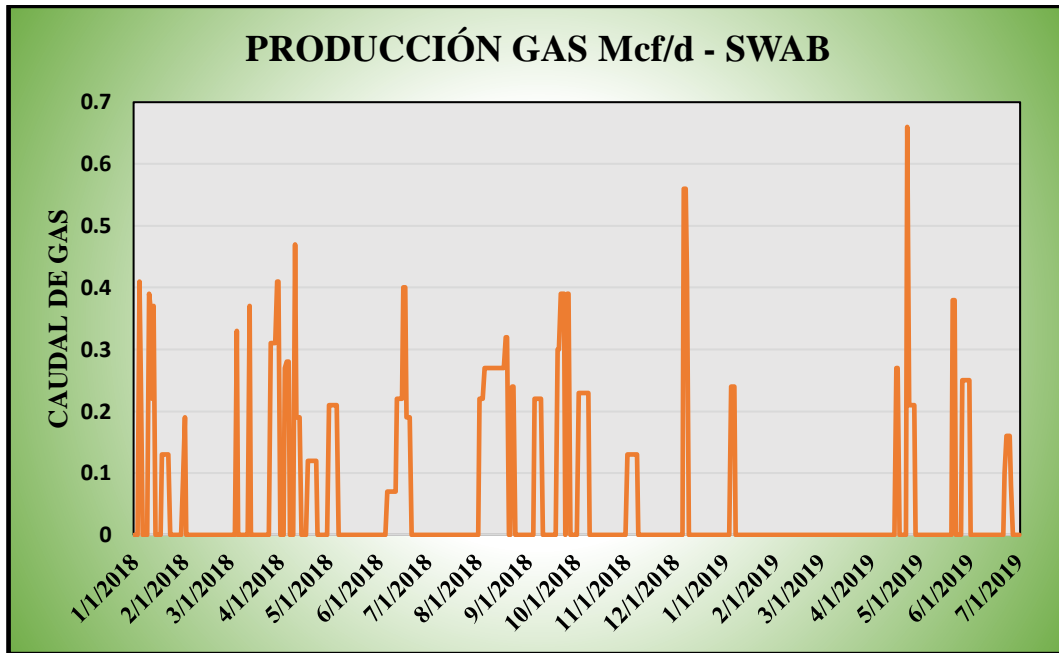
diseño de la unidad de bombeo mecánico y en especial para predecir el comportamiento de la sarta de varillas.

#### **4.3.1 Diseño de la unidad superficial de bombeo.**

Para el diseño de la unidad superficial se tomó en cuenta los resultados obtenidos del software y se determinó lo siguiente con ayuda del técnico de operaciones del campo Pacoa.

- ✚ El tipo de unidad será un balancín Churchill convencional con los que opera el campo.
- ✚ El torque máximo de la caja reductora necesario para el balancín en base al resultado del QRod (18.000 pulg – lbs), será de 25 M pulg –lbs y trabajaría al 72 % de su capacidad máxima.
- ✚ Analizando los resultados obtenidos por el simulador se determina que la carga máxima soportada por la viga del balancín será de 4.028,8 lbs, entonces para el diseño de la unidad se recomienda un balancín con capacidad estructural de 27 M lbs trabajando a un 15 % de su capacidad máxima.
- ✚ El contrabalance para la unidad de bombeo será de 2.545,91 lbs.
- ✚ El motor seleccionado para la unidad de bombeo será de combustión interna C – 42, seleccionado acorde a la potencia requerida por carga de la barra pulida de 0.607 HP que para efecto de diseño sería de 10 HP y del torque de la caja reductora (ver tabla 42, anexo 2).

La selección del motor se realizó en base a la producción de gas del pozo (figura 61) y que, en dependencia de los ciclos de producción de la unidad de bombeo, la producción de gas si abastecería para la operación del motor, pues el consumo diario para los motores que operan en el campo, aproximadamente, es de 0.1 Mcf/d



**Figura 61: Producción de gas del pozo Pac - 18.  
Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

En conclusión, la unidad de bombeo superficial tendrá la siguiente nomenclatura:

**C – 25 – 27 – 24**

#### **4.3.2 Diseño de la bomba de fondo.**

En base a la completación del pozo se determina la siguiente configuración para la bomba de fondo:

- ✚ La tubería de producción es de 2 7/8 pulg.
- ✚ El diámetro del pistón es de 1 3/4 pulg.
- ✚ La bomba para el pozo seleccionado será de tipo varilla o insertable, con pared fina, anclaje inferior tipo copas, longitud del barril 16 ft y longitud nominal del pistón 5 ft, esta bomba de uso común en el campo Pacoa debido a las bajas tasas de producción de los pozos y por disponibilidad de equipos.

La configuración de la nomenclatura de la bomba de fondo, quedaría de la siguiente manera:

**25 – 175 – RWBC – 16 – 5 – 0**

### **4.3.3 Ajustes de la producción.**

Los resultados del QRod son determinados considerando que la eficiencia de la bomba tiene una capacidad de operación del 100% al igual que la capacidad del balancín, pero tomando en cuenta la prueba echa al pozo Pac – 18 y la capacidad real del diseño del balancín se determina lo siguiente: si cada 7 días el pozo acumula 2,5 bls según la prueba de restauración de nivel realizada, el balancín puede operar a razón de 1,5 bls/d, esto considerando que el pozo siga restaurando 1,75 bls de petróleo cada 2 días.

Entonces, si se lleva la producción de 1,5 bls con la unidad de bombeo mecánico a los 7 días, ciclo normal de producción de la unidad Swab con 2,5 bls, la producción que se obtendría sería de 10,5 bls, en conclusión, se amentaría la producción un 76 % y en relación a la producción total del campo, con el cambio de sistema del pozo Pac -18 de Swab a bombeo mecánico se estaría aportando, aproximadamente, 1 bls más de petróleo, es decir, que se obtendrían, aproximadamente, 43 bls/d.

#### **4.4 Análisis económico del proyecto.**

El presente análisis económico está hecho solo para el pozo de estudio de este proyecto. El objetivo principal de un análisis económico es determinar la viabilidad o no de la implementación de un proyecto basándose en las condiciones de un parámetro importante como lo es el VPN (Valor Presente Neto)

##### **4.4.1 Indicadores económicos.**

###### **4.4.1.1 Valor presente neto (VPN).**

Se define como el valor de ingreso que va a generar la implementación de un proyecto a través de su vida útil. Este método permite realizar un criterio de decisión para aplicar o no un proyecto, mediante, la siguiente condición: si el resultado VPN, es positivo, se deberá aceptar el proyecto y si el resultado es negativo, el proyecto se deberá rechazar (Tarquin & Blank, 2006). El cálculo del VPN se realiza, mediante, la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum F_i * (1 + K)^{-n} - I_o \quad \text{Ec. 26}$$

Dónde:

VPN = Valor presente neto

$F_i$  = flujo i-ésimo esperado

K = Costo de Capital o tasa de rendimiento mínima atractiva esperada (TREMA)

n = Plazo o periodo de vida útil

$I_o$  = Inversión inicial



#### 4.4.2 Desarrollo del análisis económico.

##### 4.4.2.1 Pronostico de ingresos

El pronóstico realizado, a continuación (tabla 34), fue elaborado tomando en cuenta que la producción del pozo Pac – 18 con bombeo mecánico sería de 1,51 bls/d o 45 bls/mes, considerando también la tasa de declinación del campo de un 0,74 % mensual y el precio actual por barril de petróleo de 57 \$/bls.

INGRESOS POR PRODUCCIÓN		
Periodo	Producción, bls	Total \$
1	45,00	2.565,00
2	44,89	2.558,84
3	44,78	2.552,70
4	44,68	2.546,58
5	44,57	2.540,46
6	44,46	2.534,37
7	44,36	2.528,28
8	44,25	2.522,22
9	44,14	2.516,16
10	44,04	2.510,12
11	43,93	2.504,10
12	43,83	2.498,09
13	43,72	2.492,10
14	43,62	2.486,11
15	43,51	2.480,15
16	43,41	2.474,20
17	43,30	2.468,26
18	43,20	2.462,33
19	43,10	2.456,42
20	42,99	2.450,53
21	42,89	2.444,65
22	42,79	2.438,78
23	42,68	2.432,93
24	42,58	2.427,09

**Tabla 34: Pronostico de ingresos.**  
**Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

#### 4.4.2.2 Inversión.

La inversión realizada para este proyecto representa una cantidad favorable para la empresa operadora del campo, esto se debe a la condición económica actual del campo debido a la baja producción de sus pozos y en lo factible se trata de optimizar recursos, es decir, que para la implementación del proyecto serán usados los equipos y herramientas disponibles en el campo para diseñar el bombeo mecánico del pozo Pac – 18 y el único costo generado será por la operación de bajar la bomba de fondo al pozo (tabla 35).

<b>BAJAR BOMBA DE FONDO</b>		
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor \$</b>
<b>Recurso humano</b>		
Alimentación	5	25
<b>Maquinaria</b>		
Combustible	1	20
<b>Total</b>		45

Tabla 35: Costo por operación de bajar la bomba de fondo.  
Fuente: ARCH Península - Petroamazonas EP.

#### 4.4.2.3 Estimación de costos.

Los costos generados corresponden a los siguientes ítems: costos de producción con unidad Swab y los costos de producción con bombeo mecánico los cuales son detallados a continuación.

##### Costo de producción con Swab.

En la tabla 36 se refleja el valor del costo mensual de \$8.180 los cuales son generados por la operación de la unidad Swab para producir los 12 pozos que cuentan con este

sistema, es decir que por cada pozo el costo generado por la unidad Swab es de \$740,00.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	MONTO MENSUAL \$
<b>Recursos humanos</b>		
Salario + beneficios	4	4.800
Horas extra	4	1.200
Alimentación	4	3.00
Capacitación personal	4	4.80
<b>Maquinaria</b>		
Mantenimiento	1	800
Combustible	1	600
<b>Total</b>		<b>8.180</b>
<b>Por pozo</b>		<b>681,67</b>

**Tabla 36: Costo de producción con Swab.**  
Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.

Cabe recalcar que la unidad Swab que opera en el campo Pacoa es propia de la empresa, por lo que, el costo generado no es muy alto.

#### **Costo de producción con bombeo mecánico.**

De la misma manera, en la tabla 37 se muestra el valor mensual y por pozo del costo generado por la producción de los 23 pozos que operan con bombeo mecánico.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	MONTO MENSUAL \$
<b>Recursos humanos</b>		
Salario + beneficios	4	5.200
Horas extra	4	1.600
Alimentación	4	300
Capacitación personal	4	480
<b>Maquinaria</b>		
Mantenimiento	23	1.794
Combustible		80
<b>Total</b>		<b>9.454</b>
<b>Por pozo</b>		<b>411,04</b>

**Tabla 37: Costo de producción con Bombeo Mecánico.  
Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

#### 4.4.2.4 Flujo de caja sin proyecto.

El siguiente flujo de caja que se presenta en la tabla 38 representan los ingresos netos que tendrá la empresa sin la implementación del proyecto y proyectado al mismo tiempo (24 meses), este flujo de caja, posteriormente, será comparado con los ingresos netos que tendrá la empresa con la implementación del proyecto. Para este caso el flujo de caja se calcula, mediante, la siguiente ecuación 27.

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Gastos por Swab.} \quad \text{Ec. 27}$$

El cálculo del valor presente neto (ecuación 26) que determinara las ganancias de la empresa en un tiempo 0 sin implementar el proyecto fue calculado con una tasa de descuento del 1,16 % mensual que tiene la empresa Petroamazonas EP.

Periodo	Producción diaria (con 0,74% de declinación), bpd	Producción mensual (con 0,74% de declinación), bpd	Ingresos por producción, \$	Ingresos actualizados, \$	Gastos por Swab, \$	Gastos por bombeo mecánico, \$	Gastos por operación, \$	Inversión, \$	Egresos, \$	Egresos actualizados, \$	Flujo de caja, \$	Flujo de caja acumulado, \$	Valor presente neto, VPN
1	0,51	15,30	872,10	861,98	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	197,10	197,10	194,84
2	0,51	15,19	911,21	900,64	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	236,21	433,31	230,82
3	0,50	15,15	908,93	898,39	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	233,93	667,24	225,97
4	0,50	15,11	906,66	896,14	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	231,66	898,89	221,21
5	0,50	15,07	904,39	893,90	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	229,39	1.128,28	216,54
6	0,50	15,04	902,13	891,66	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	227,13	1.355,41	211,94
7	0,50	15,00	899,87	889,43	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	224,87	1.580,28	207,43
8	0,50	14,96	897,62	887,21	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	222,62	1.802,91	203,00
9	0,50	14,92	895,38	884,99	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	220,38	2.023,29	198,65
10	0,50	14,89	893,14	882,78	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	218,14	2.241,43	194,38
11	0,49	14,85	890,91	880,57	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	215,91	2.457,34	190,18

12	0,49	14,81	888,68	878,37	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	213,68	2.671,02	186,06
13	0,49	14,77	886,46	876,18	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	211,46	2.882,48	182,02
14	0,49	14,74	884,24	873,99	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	209,24	3.091,72	178,04
15	0,49	14,70	882,03	871,80	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	207,03	3.298,75	174,14
16	0,49	14,66	879,83	869,62	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	204,83	3.503,58	170,31
17	0,49	14,63	877,63	867,45	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	202,63	3.706,21	166,55
18	0,49	14,59	875,43	865,28	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	200,43	3.906,64	162,86
19	0,49	14,55	873,25	863,12	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	198,25	4.104,89	159,23
20	0,48	14,52	871,06	860,96	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	196,06	4.300,95	155,67
21	0,48	14,48	868,88	858,81	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	193,88	4.494,84	152,18
22	0,48	14,45	866,71	856,66	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	191,71	4.686,55	148,75
23	0,48	14,41	864,55	854,52	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	189,55	4.876,09	145,38
24	0,48	14,37	862,38	852,38	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	187,38	5.063,48	142,08
				<b>21.016,82</b>						<b>-16.012,08</b>	<b>5.063,48</b>		<b>4.418,26</b>

**Tabla 38: Flujo de caja sin implementar el proyecto.  
Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.**

Como se puede observar en los resultados de la tabla 38 el VPN, todos los flujos de caja futuros de la empresa a los 24 meses proyectado serán \$ 4.418,26, valor que seguirá disminuyendo si no se optimiza la producción del pozo, en conclusión, las ganancias que se obtienen de la producción del pozo con Swab son de \$ 5.063,48.

#### **4.4.2.5 Flujo de caja con proyecto.**

El flujo de caja para el caso en donde se implementa el sistema de bombeo mecánico por la unidad Swab será más complejo debido a que se incluyen más gastos y es calculado en base a la siguiente ecuación 28

$$\begin{aligned} \text{Flujo de caja} = & \text{Ingresos} - \text{Gastos por Swab} \\ & - \text{Gastos por BM.} - \text{Inversion} \quad \text{Ec. 28} \end{aligned}$$

El flujo de caja del proyecto fue proyectado a 24 meses, de los cuales en los 3 primeros meses se debe considerar el costo de operación con el sistema de levantamiento Swab de \$ 675.00 para el cálculo del flujo de caja, pues será el tiempo máximo previsto por la empresa para preparar y ensamblar el equipo superficial y de fondo para el diseño del sistema de bombeo mecánico, para el siguiente mes se incluye la inversión de \$ 45,00 requerida para la implementación del nuevo sistema y a partir del quinto mes se deja de considerar los costos por el sistema Swab y se empieza a incluir los \$ 411,01 que es el costo de operación por la unidad de bombeo mecánico ya instalada en el pozo. Lo mencionado, anteriormente, se puede apreciar en la tabla 39.

<b>Periodo</b>	<b>Producción diaria (con 0,74% de declinación), Bpd</b>	<b>Producción mensual (con 0,74% de declinación), Bpd</b>	<b>Ingresos por producción, \$</b>	<b>Ingresos actualizados, \$</b>	<b>Gastos por Swab, \$</b>	<b>Gastos por Bombeo Mecánico, \$</b>	<b>Gastos por operación, \$</b>	<b>Inversión, \$</b>	<b>Egresos, \$</b>	<b>Egresos actualizados, \$</b>	<b>Flujo de caja, \$</b>	<b>Flujo de Caja acumulado, \$</b>	<b>Valor presente neto, VPN</b>
1	1,50	45,00	2.565,00	2.535,25	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	1.890,00	18.90,00	1.868,33
2	1,49	44,67	2.680,02	2.648,93	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	2.005,02	38.95,02	1.959,30
3	1,49	44,56	2.673,32	2.642,31	-675,00	0,00	-675,00	0,00	-675,00	-667,17	1.998,32	58.93,34	1.930,36
4	1,48	44,44	2.666,64	2.635,70	-675,00	0,00	-675,00	-45,00	-720,00	-711,65	1.901,64	77.94,98	1.770,90
5	1,48	44,33	2.659,97	2.629,11	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.248,93	10.043,91	2.122,91
6	1,47	44,22	2.653,32	2.622,54	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.242,28	12.286,19	2.092,36
7	1,47	44,11	2.646,69	2.615,99	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.235,65	14.521,83	2.062,25
8	1,47	44,00	2.640,07	2.609,45	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.229,03	16.750,86	2.032,57
9	1,46	43,89	2.633,47	2.602,92	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.222,43	18.973,29	2.003,31
10	1,46	43,78	2.626,89	2.596,41	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.215,85	21.189,14	1.974,47
11	1,46	43,67	2.620,32	2.589,92	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.209,28	23.398,42	1.946,05



12	1,45	43,56	2.613,77	2.583,45	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.202,73	25.601,15	1.918,03
13	1,45	43,45	2.607,23	2.576,99	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.196,19	27.797,34	1.890,41
14	1,44	43,35	2.600,72	2.570,55	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.189,68	29.987,02	1.863,19
15	1,44	43,24	2.594,21	2.564,12	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.183,17	32.170,19	1.836,35
16	1,44	43,13	2.587,73	2.557,71	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.176,69	34.346,88	1.809,90
17	1,43	43,02	2.581,26	2.551,32	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.170,22	36.517,10	1.783,83
18	1,43	42,91	2.574,81	2.544,94	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.163,77	38.680,86	1.758,13
19	1,43	42,81	2.568,37	2.538,58	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.157,33	40.838,19	1.732,80
20	1,42	42,70	2.561,95	2.532,23	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.150,91	42.989,10	1.707,83
21	1,42	42,59	2.555,54	2.525,90	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.144,50	45.133,60	1.683,22
22	1,42	42,49	2.549,15	2.519,58	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.138,11	47.271,72	1.658,96
23	1,41	42,38	2.542,78	2.513,29	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.131,74	49.403,46	1.635,05
24	1,41	42,27	2.536,42	2.507,00	0,00	-411,04	-411,04	0,00	-411,04	-406,27	2.125,38	51.528,84	1.611,48
				<b>61.814,18</b>						<b>-10.838,60</b>	<b>51.528,84</b>		<b>44.652,02</b>

**Tabla 39: Flujo de caja implementado el proyecto.  
Elaborado por : Tumbaco Aguayo Leonel F.**

Claramente, se observa el cambio en el cálculo de los valores del flujo de caja actualizado luego de optimizar la producción con la implementación del sistema de levantamiento de bombeo mecánico. El VPN alcanzado por la empresa a tiempo máximo de proyección es de \$ 44.652.02 valor que de igual manera ira disminuyendo por la declinación normal de producción del campo y las ganancias obtenidas del pozo con bombeo mecánico ahora son de \$ 51.528,84.

#### **4.4.2.6 Análisis comparativo de los flujos de caja.**

Realizar un análisis comparativo de los flujos de caja del proyecto ayuda a determinar los dos diferentes escenarios que se tendrán sin la implementación y luego de la implementación del proyecto.

En la figura 62 se observa el resultado que tiene la implementación del bombeo mecánico sobre el uso actual de la unidad Swab en el pozo de producción Pac – 18. Para el caso de los resultados obtenido por la unidad Swab las ganancias representadas por la línea amarilla alcanzan un máximo de \$ 5.063,48 y están muy por debajo de los ingresos con \$ 21.016,82 (línea azul) que se tienen por la operación de la unidad, esto refleja que los egresos que se generan son altos, es decir, que la producción de 1 bls de petróleo cuesta \$ 11,84 con la unidad Swab.

En cambio, los resultados de la operación del bombeo mecánico son favorables para la empresa pues las ganancias (línea anaranjada) obtenidas alcanzan los \$ 51.528,48 y no difieren mucho de los ingresos (línea roja) que se obtendrán de la operación con el nuevo sistema alcanzo un máximo de \$ 67.814,18, aquí se evidencia que operar con bombeo mecánico resulta más económico y el costo de producción por barril es de \$ 7,21.

En conclusión, implementar el proyecto es factible y los resultados demuestran un incremento en la producción, ganancias y el VPN. Este último es el indicador económico que ayuda a determinar la aplicación del proyecto y para este caso el resultado obtenido aumenta 90 % en comparación con el VPN obtenido sin la implementación del proyecto.

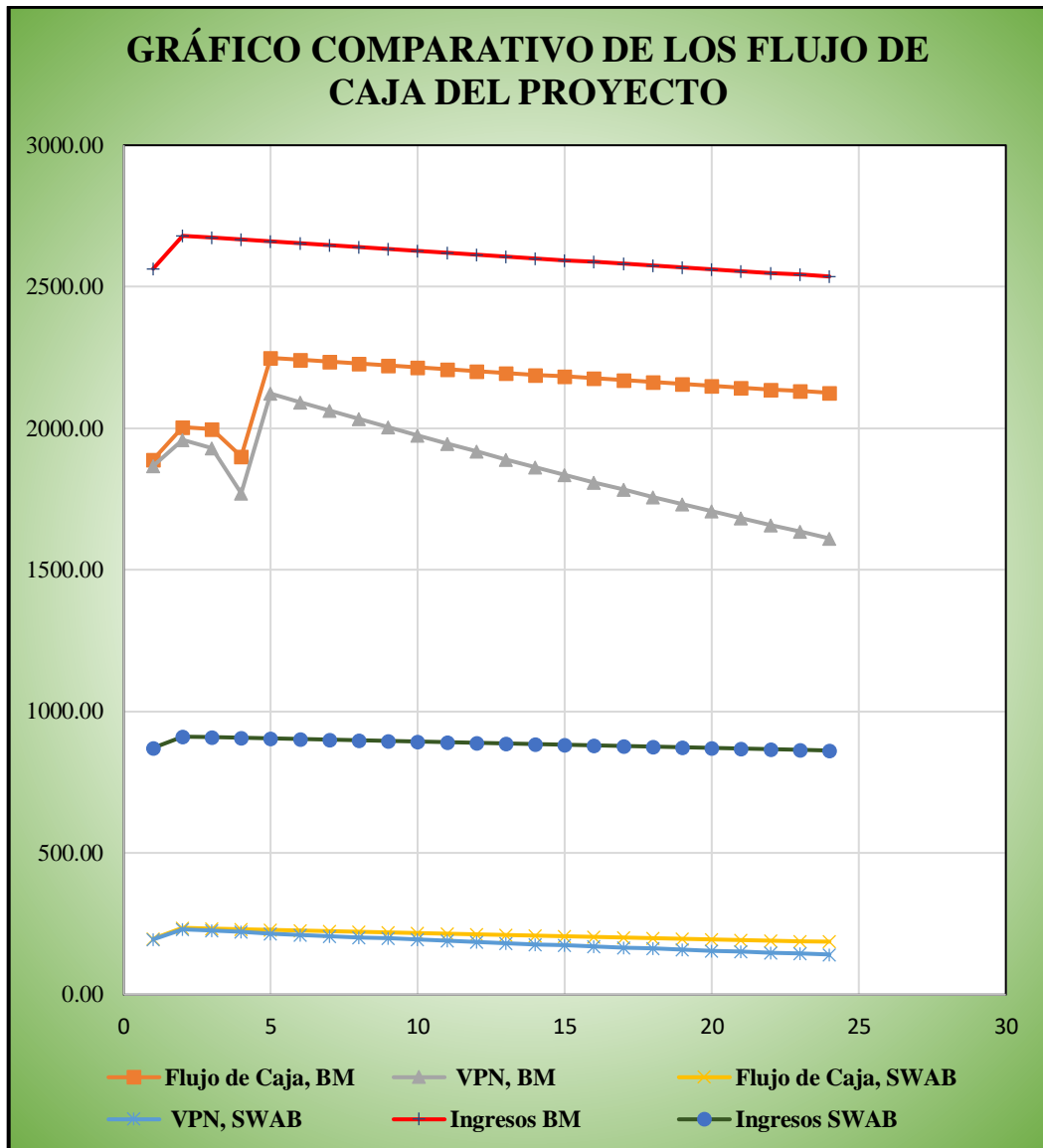


Figura 62: Grafico comparativo de los flujo de caja del proyecto.  
Elaborado por: Tumbaco Aguayo Leonel F.

## 5 CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones.

- ✚ Se determinó el estado actual del campo Pacoa en lo que respecta a: la caracterización de los niveles productores del campo, producción total de petróleo del campo, producción por sistemas de levantamiento y situación actual de los equipos del subsuelo, de las facilidades de producción de superficie y de los pozos del campo.
- ✚ Con base a los estudios técnicos realizados al pozo Pac – 18 se determinó que si reúne los parámetros y condiciones necesarias para el cambio de sistema de levantamiento artificial propuesto en este proyecto.
- ✚ Se determinó que el Software QRod presenta un menor porcentaje de error en comparación con el método API RP 11L, y en base a la comparación de los resultados obtenidos entre las más importantes: Cargas máximas y mínimas en la barra pulida, elongación de las varillas, torque máximo en la caja reductora, etc., se diseñó la unidad superficial de bombeo para el pozo Pac – 18.
- ✚ El empleo del software solo es óptimo para el diseño de la unidad superficial, pues en lo que respecta al parámetro del desplazamiento volumétrico de la bomba proporcionado por el mismo software no significa que es la producción que se va a obtener del pozo, este cálculo se obtiene asumiendo que la bomba trabajará a una eficiencia del 100 % en 24 horas y que el fluido llenará el pozo, constantemente.
- ✚ La implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico al pozo Pac – 18 determina que la producción puede ser

aumentada hasta un 76 %, pero se debe tomar en cuenta las limitantes de fondo actuales del pozo entre las más importantes en tiempo de restauración de fluido y la declinación de la presión de fondo.

- ✚ El motor que usará para accionar la caja reductora será de combustión interna (a gas natural), debido a que el campo no dispone de una red eléctrica cercana al pozo.
- ✚ Con base al análisis económico se concluye que las ganancias generadas por la operación del sistema de bombeo mecánico en el pozo aumentaran un 90% más de las obtenidas con la operación de la unidad Swab, esto demuestra que los costos de operación reducirán aproximadamente un 65 % y que el valor de producción por barril de petróleo bajara de \$ 11, 81 a \$ 7,11 \$. Como resultado de lo anterior se determina la factibilidad económica de la implementación del proyecto proyectado a dos años con una tasa de producción de 1,5 bls/d.

## **5.2 Recomendaciones.**

- ✚ Es recomendable realizar el mismo tipo de estudio a los diferentes pozos que operan con sistema Swab para determinar posibles candidatos y realizar el cambio de sistema de levantamiento.
- ✚ Antes de hacer la respectiva implementación de la unidad superficial de bombeo, se recomienda lo siguiente: realizar el respectivo contrapozo por medidas ambientales preventivas, realizar un mantenimiento preventivo a las conexiones superficiales del cabezal, corroborar el estado de la completación del pozo, mantenimiento de la tubería de producción superficial y de las tuberías que conectan al tanque de almacenamiento.
- ✚ Es recomendable que el balancín sea portátil, esto se puede lograr cuadrando los tiempos de operación del pozo Pac – 18 y de un pozo cercano que opere

con este sistema, así se estaría optimizando los tiempos de operación, los mantenimientos preventivos y los costos de operación se reducirán a la mitad, y por ende las ganancias aumentarían.

- ✚ Para reducir los costos de operación generados por el uso del sistema de bombeo mecánico, sería recomendable usar motores eléctricos, sus costos por mantenimiento son más bajos que los de un motor de combustión.

- ✚ Se recomienda realizar un estudio sobre la influencia de la reinyección de agua de formación al pozo Pac – 27 y determinar porque se dieron picos de incremento de petróleo al pozo Pac – 18 y en base a los resultados comprobar si se podría justificar el aumento de producción de petróleo al Pac – 18 u otros cercanos al pozo inyector Pac – 27.

## BIBLIOGRAFÍA

- Benavides Cevallos, J. Y. (2015). ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS SELECCIONADOS POR BAJO APORTE EN LOS CAMPOS MOHOGANY Y ALICE DE LA COMPAÑIA ANDES PETROLEUM EN EL AÑO 2012. Quito: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- Cadena Mosquera, J. S. (2017). ANÁLISIS PARA LA RECLASIFICACIÓN DEL POZO PRODUCTOR EN REINYECTOR DE AGUA A LAS ARENISCAS “C” y “D”, CAMPO PACOA, POZO PACOA 27. Quito: UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL.
- Calderón Enríquez, A. A. (2014). “ESTUDIO DE LOS CICLOS DE TRABAJO UTILIZANDO EL ECHOMETER PARA AUMENTAR LA EFICIENCIA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO MECÁNICO EN LAS SECCIONES 67 Y TIGRE DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”. La Libertad: UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Chiluzza Vera, W. E., & Rosales Gonzabay, J. A. (2013). “REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO, MEDIANTE EL ESTUDIO DE FACTORES MECÁNICOS Y PETROFÍSICOS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO PACOA BLOQUE 1 OPERADO POR EP PETROAMAZONAS”. La Libertad: UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE “SANTA ELENA”.
- Cuadros Buenaventura, V. A. (2018). CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LA FORMACIÓN SOCORRO EN EL CAMPO PACOA. Quito: UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.
- Cueva Requena, J. C. (2016). "ALTERNATIVAS PARA LA PRODUCCIÓN OPTIMA DE POZOS CON ALTO GOR". Piura: UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA.
- Estrada Benalcázar, M. D. (2014). ESTUDIO Y APLICACIÓN DE UN PROGRAMA DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO CON BALANCÍN CONVENCIONAL Y OTRAS TECNOLOGÍAS EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO. Quito: UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.
- Guale Ricardo, J. P. (2013). "ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN POZOS DE LA ZONA CENTRAL

DEL CAMPO ANCÓN - PROVINCIA DE SANTA ELENA". Santa Elena : UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

Hirschfeldt, M. (2016). Interpretación de Cartas Dinamométricas Básicas. OIL PRODUCTION CONSULTING. Obtenido de <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/bombeo-mecanico/item/1760-guia-de-interpretacion-de-dinamometrica-y-calculo-de-desplazamiento-en-bombas-de-profundidad>

KEDE CONSULTING SA. (2012). CURSO DE CAPACITACIÓN: "DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL". CAMOAMENTO GUARAMO.

Meza, E., & Pacheco, H. (2011). DIAGNÓSTICO EN POZOS CON EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE BOMBEO MECÁNICO A TRAVÉS DE LA OBTENCIÓN DE LAS CARTAS DINAGRÁFICAS DE FONDO. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Molina Oñate, R. S. (2015). OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO CAMPO PACOA. Quito: UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.

Morejón Rojas, A. D. (2017). ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE BOMBEO MECÁNICO CON SISTEMA HIDRÁULICO UHBM PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD EN EL CAMPO PACOA, MEDIANTE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y CONDICIÓN OPERATIVA DE LOS POZOS. Quito: UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL.

Ospino , E., & Badillo, D. (2010). Estudio Técnico-Economico de la Aplicacion del Sistema de Levantamiento Artificial Dynapump en un Campo de Produccion de Petroleo . Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander .

Partidas, H. (2003). Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación. San Tomé Edo. Anzoátegui: PDVSA.

PDVSA. (2002). Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Venezuela : CIED.

Reyes Del Pezo, R. C. (2015). "ESTUDIO COMPARATIVO, TÉCNICO - ECONÓMICO EN LA INSTALACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO UTILIZANDO MOTORES A GAS POR MOTORES ELÉCTRICOS EN LAS SECCIONES 73 Y PETRÓPOLIS DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELSCO PARA REDUCIR COSTO EXTRACCIÓN". La Libertad: UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELNA.

Rivas Gaviláñez, Y. S., & Rivera Gonzáles, A. R. (2012). ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE PRODUCCIÓN



DE HIDRÁULICO A MECÁNICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO OPERADO POR EP PETROECUADOR. La Libertad: UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

Rodríguez Zambrano, R. U. (2000). "OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO DEL CAMPO TIGRE". Guayaquil: ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Salvador Villalobos, M. A. (2013). "DISEÑO, OPTIMIZACIÓN Y MEJORA DE LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO UTILIZANDO UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO HIDRÁULICO APLICÁNDOLO EN CAMPOS MADUROS". Lima: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA.

Svinos, J. (2005). OPTIMIZACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO. Maracaibo: THETA ENTERPRISE, INC.

Tarquin, A., & Blank, L. (2006). INGENIERÍA ECONÓMICA. México: The McGraw-Hill Companies, Inc.

Vela Soria, R. A. (2016). DISEÑO DEL SISTEMA DEL BOMBEO MECÁNICO TIPO BALANCÍN CONVENCIONAL EN LOS POZOS SAC - 199 Y SAC - 66B EN EL CAMPO SACHA OPERADO POR RÍO NAPO CEM Y EVALUACIÓN ECONÓMICA. Quito: UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL.

Velásquez Ponce, V. H. (2019). "OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO, EN LA ZONA SUR SECCIÓN 73, EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO". La Libertad: UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

Villegas Vegas, Y. L. (2017). "ANÁLISIS DE RIESGOS EN ACTIVIDADES DE SWAB DURANTE LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS DE BAJA ENERGÍA EN EL NOROESTE DEL PERÚ". Piura: UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA .

Yagual Limón, I. L. (2014). "OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE FLUIDOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO Y CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO: ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO EN EL CAMPO . La Libertad: UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

Campos Montaña, O. N., & Panchi Zapata, C. R. (2011). ESTUDIO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO OPERADO POR EP - PETROECUADOR . Quito : Escuela Politecnica Nacional .

Montoya Sandoval, E. M., & Malavé, K. (2013). “Aplicación del Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial a Bombeo Mecánico en el Campo Sacha”. Guayaquil : Escuela Superior Politécnica del Litoral

Tapia Palomino , A. G., & Chicaíza Coello, J. D. (2016). "Optimización de la producción mediante el cambio de la completación del pozo SACHA 142". Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

# ANEXO 1

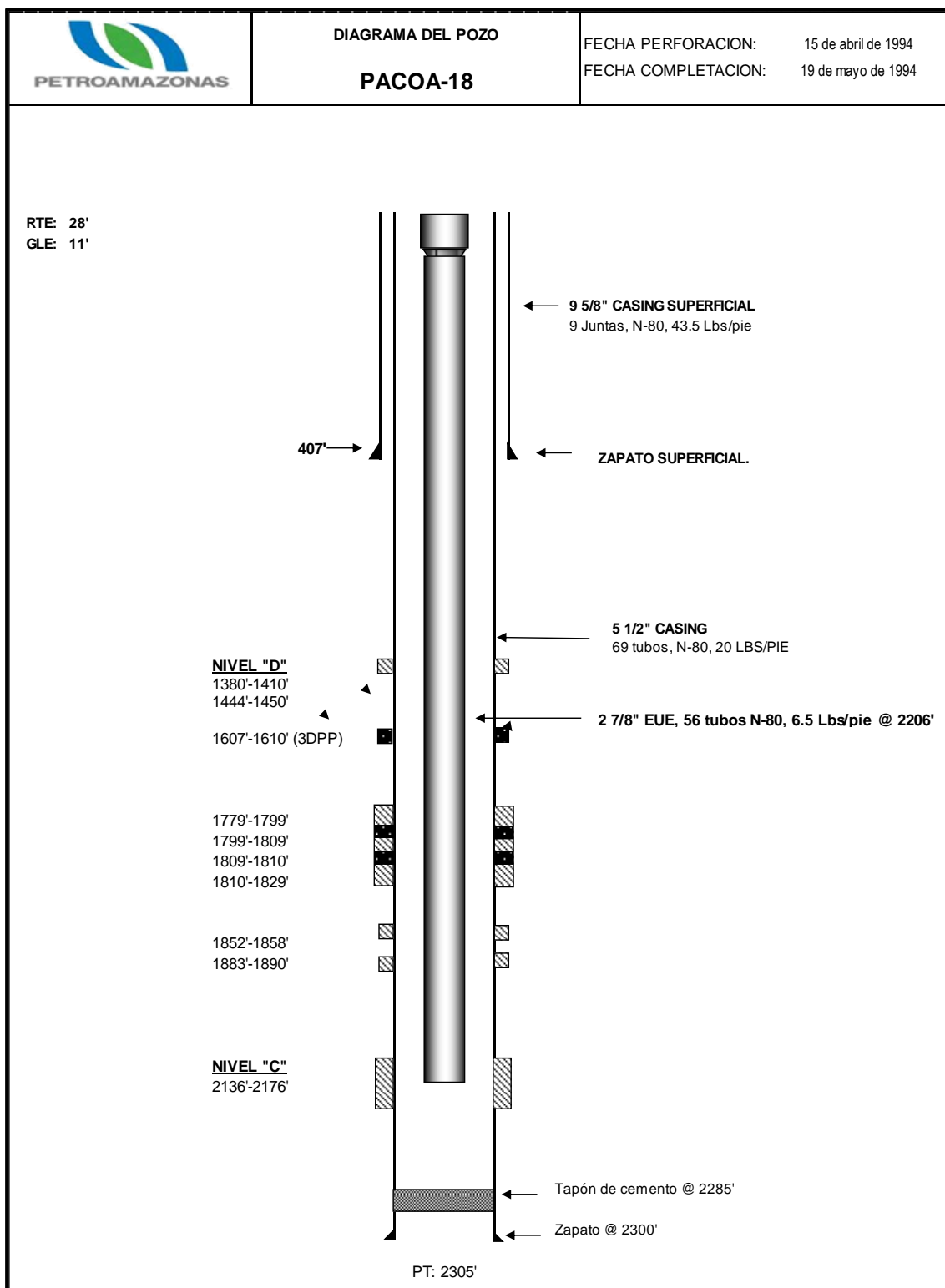
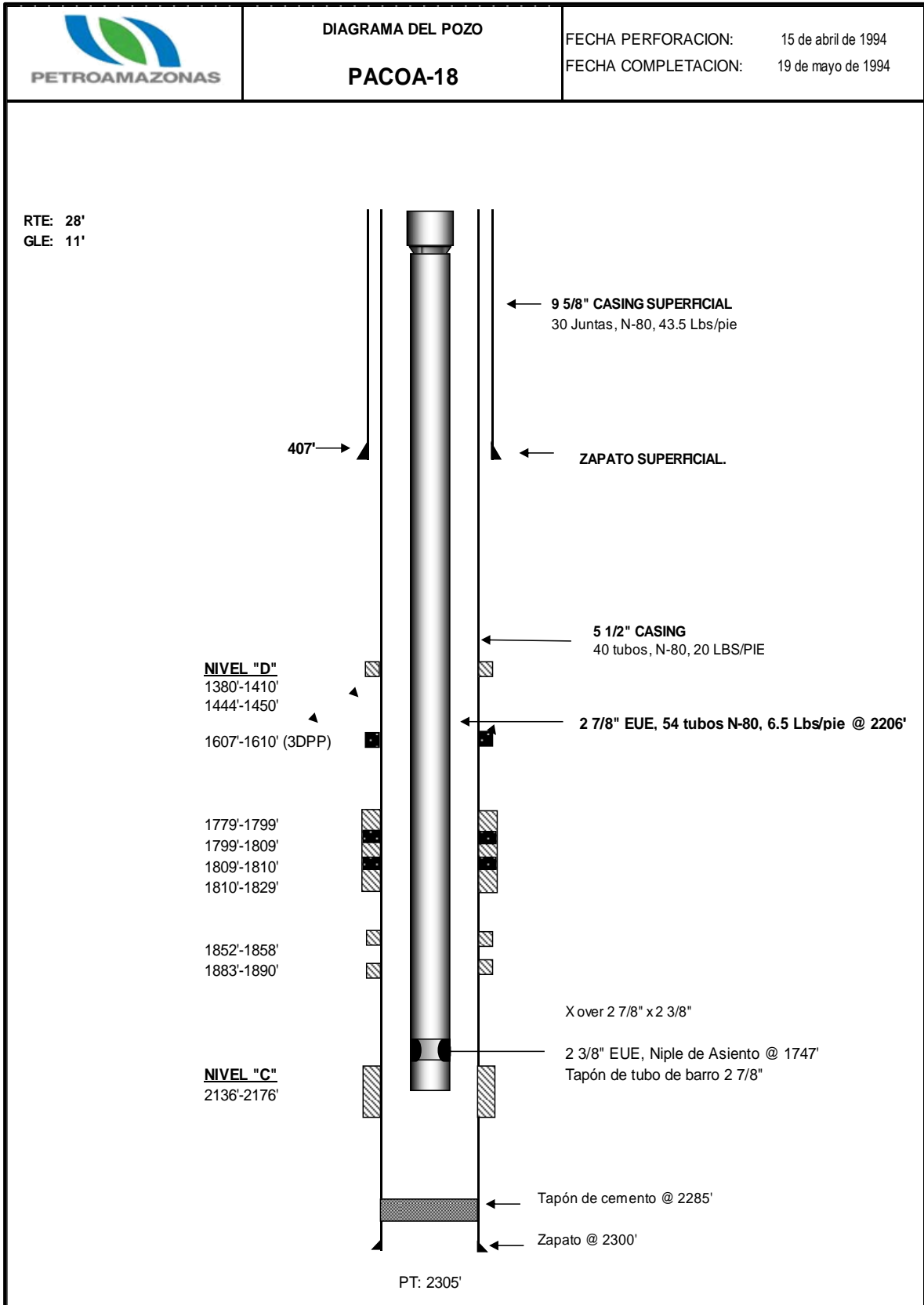


Figura 63: Diagrama de completación inicial del pozo Pac - 18.

Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.



**Figura 64: Diagrama de completación Actual del pozo Pac - 18.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**

## ANEXO 2

Cabilla No.	Diámetro piston, pulg. (D)	Peso cabillas Lbs/pie (Wr)	Constante Elástica, pulg/Lbs-pie Er	Factor frecuencia Fc	Sarta de Cabillas, % por tamaño		
					3/4	5/8	1/2
44	Todos	0,726	$1,990 \times 10^{-6}$	1,000			100,0
54	1,06	0,908	$1,668 \times 10^{-6}$	1,138		44,6	55,4
54	1,25	0,929	$1,633 \times 10^{-6}$	1,140		49,5	50,5
54	1,50	0,957	$1,584 \times 10^{-6}$	1,137		56,4	43,6
54	1,75	0,990	$1,525 \times 10^{-6}$	1,122		64,6	35,4
54	2,00	1,027	$1,460 \times 10^{-6}$	1,095		73,7	26,3
54	2,25	1,067	$1,391 \times 10^{-6}$	1,061		83,4	16,6
54	2,50	1,108	$1,318 \times 10^{-6}$	1,023		93,5	6,5
55	Todos	1,135	$1,270 \times 10^{-6}$	1,000		100,0	
64	1,06	1,164	$1,382 \times 10^{-6}$	1,229	33,3	33,1	33,5
64	1,25	1,211	$1,319 \times 10^{-6}$	1,215	37,2	35,9	26,9
64	1,50	1,275	$1,232 \times 10^{-6}$	1,184	42,3	40,4	17,3
64	1,75	1,341	$1,141 \times 10^{-6}$	1,145	47,4	45,2	7,4
65	1,06	1,307	$1,138 \times 10^{-6}$	1,098	34,4	65,6	
65	1,25	1,321	$1,127 \times 10^{-6}$	1,104	37,3	62,7	
65	1,50	1,343	$1,110 \times 10^{-6}$	1,110	41,8	58,2	
65	1,75	1,369	$1,090 \times 10^{-6}$	1,114	46,9	53,1	
65	2,00	1,394	$1,070 \times 10^{-6}$	1,114	52,0	48,0	
65	2,25	1,426	$1,045 \times 10^{-6}$	1,110	58,4	41,6	
65	2,50	1,460	$1,018 \times 10^{-6}$	1,099	65,2	34,8	
65	2,75	1,497	$0,990 \times 10^{-6}$	1,082	72,5	27,5	

**Tabla 40: Datos de bomba y Varillas (Norma API RP 11L).**

**Fuente: Norma API RP 11L.**

## SPECIFICATIONS

SPECIFICATIONS		SPECIFICATIONS			
		C-46	C-66	C-96	C-106
Engine Data					
Valve Arrangement					
Max. Permissible Speed					
..RPM		800	700	600	800
Max. Rating for Pumping..HP		10	14	20	32
...Kilowatt		7.5	10.4	14.9	23.9
Valve Timing					
Intake Opens - ATDC...DEG		7	7	8	8
Intake Closes - ABDC...DEG		26	26	28	40
Exhaust Opens - BBDC...DEG		23	23	40	40
Exhaust Closes - ATDC...DEG		15	15	8	8
Wrench Torques					
Cylinder Head Stud..foot lbs.		175	175	243	243
.....newton meters		273	273	330	330
Conn. Rod Bolts foot lbs.		92	92	175	175
.....newton meters		125	125	237	237
Exhaust System					
Flange N.P.T.....inches		1-1/2	2	2-1/2	2-1/2
.....millimeters		38.1	50.8	63.5	63.5
Pipe Size - Up to 20'					
(6.096m) long.....inches		1-1/2	2	2-1/2	2-1/2
.....millimeters		38.1	50.8	63.5	63.5
20' (6.096m) to (9.144m) long					
.....inches		2	2-1/2	3	3
.....millimeters		50.8	63.5	76.2	76.2
Clutch					
Clutch Shaft Diameter.....		1.437	2.250	2.250	2.250
.....millimeters		1.436	2.249	2.249	2.249
.....millimeters		36.5	57.1	57.1	57.1
Shipping Weight....pounds		1360	1640	2580	2690
.....kilograms		617	744	1170	1220
Capacities					
Water.....quarts		12	16	20	20
.....liters		11.4	15.1	18.9	18.9
Oil.....quart7*		7*	7*	11*	11*
.....liters		6.6	6.6	10.4	10.4

Tabla 41: Especificaciones de los motores a combustión interna.  
Fuente: ARROW Engine Company.

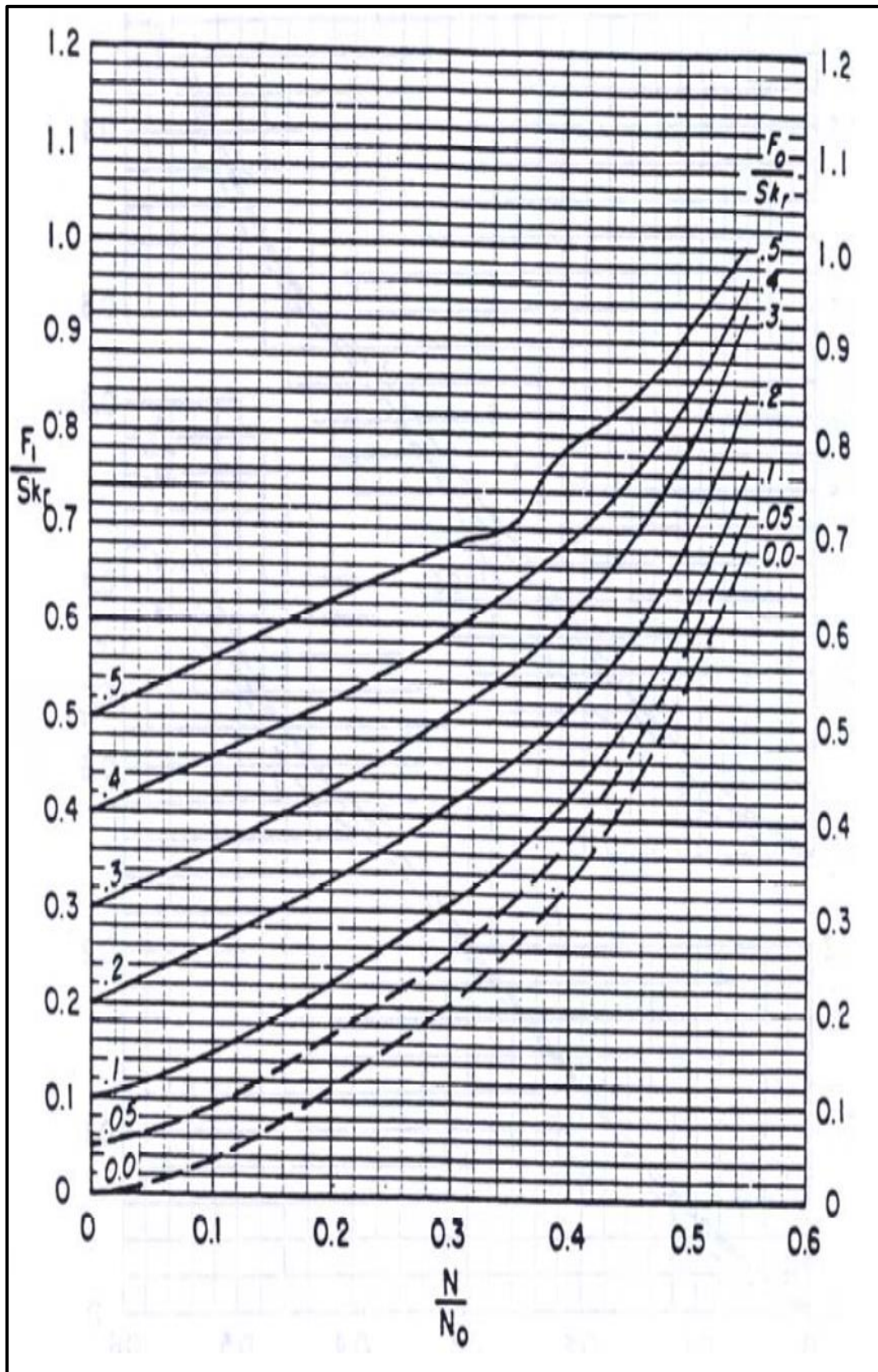


Figura 65: Relación Adimensional ( $F_1/SKr$ ).

Fuente: API RP 11L.



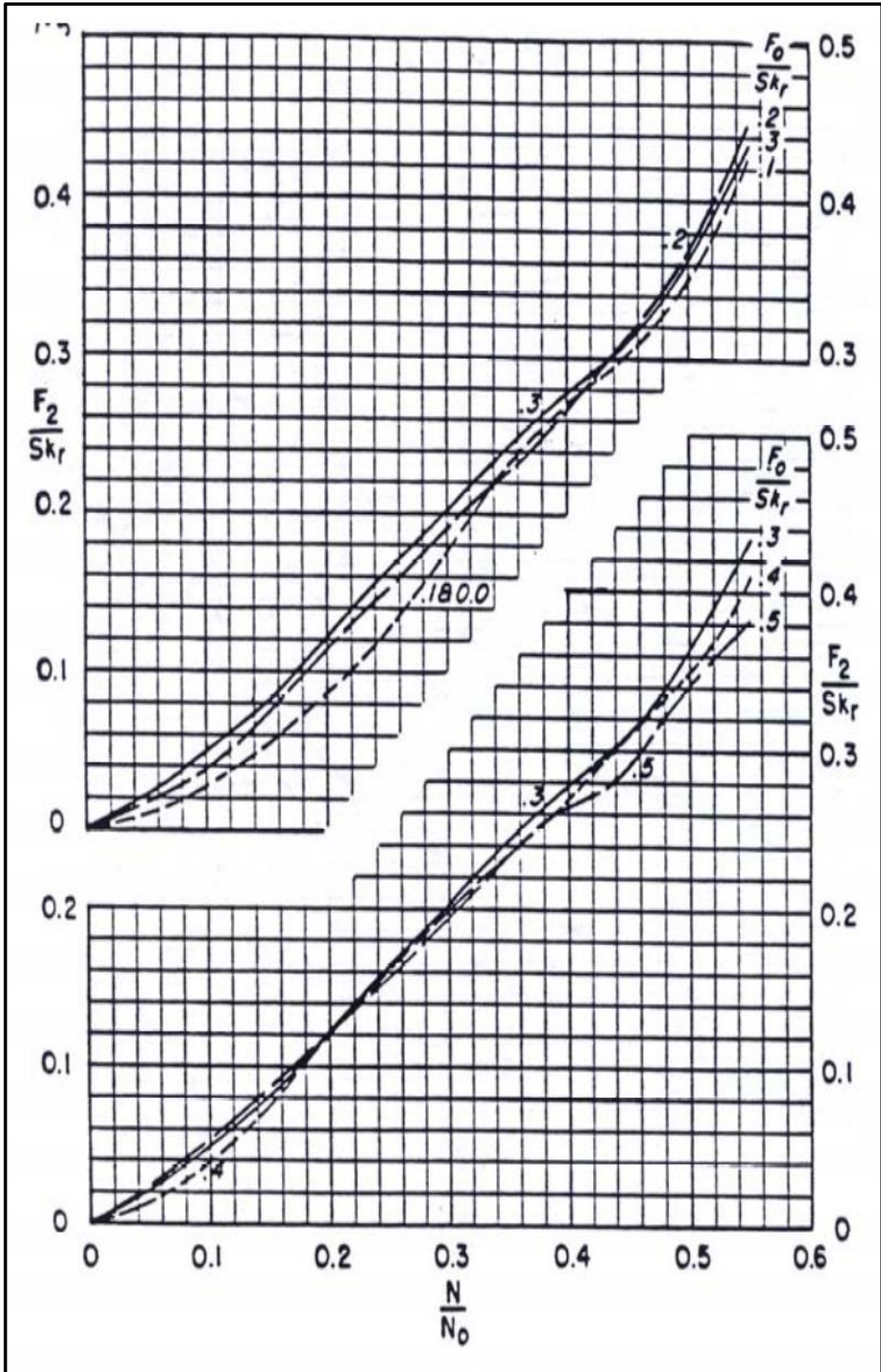


Figura 66: Relación Adimensional ( $F_2/SK_r$ ).

Fuente: API RP 11L.



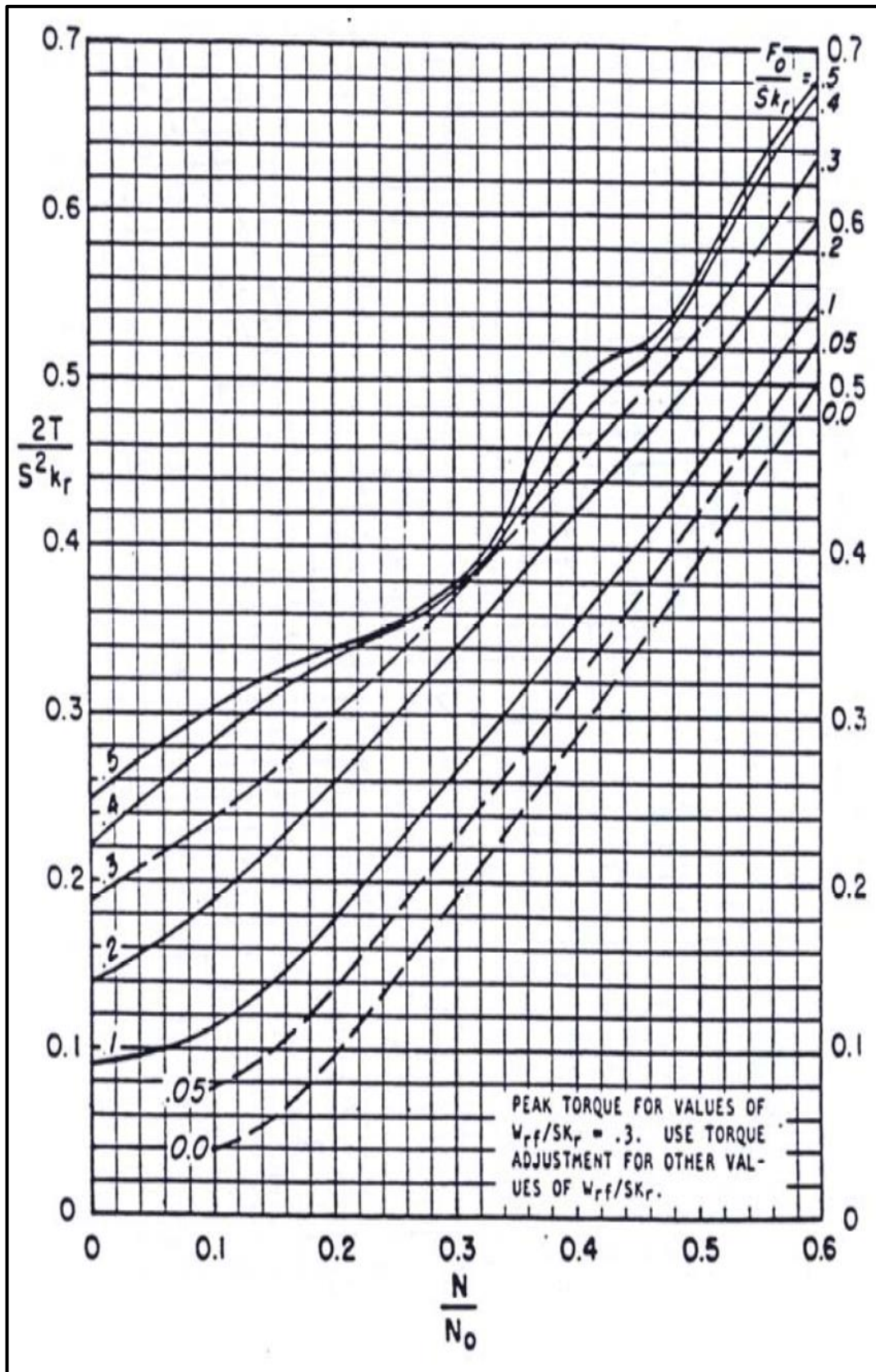


Figura 67: Relación Adimensional ( $2T/S^2Kr$ ).

Fuente: API RP 11L.

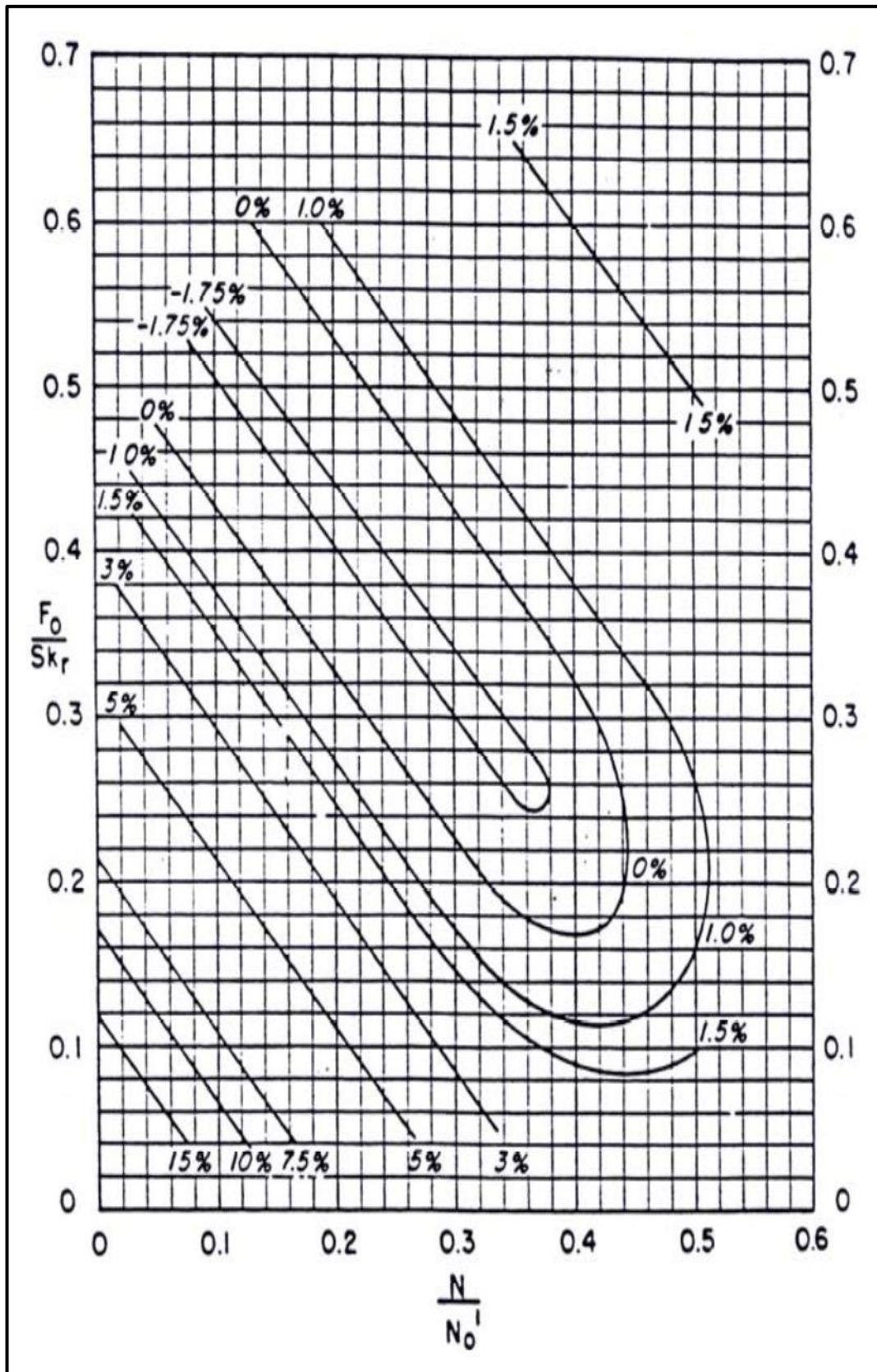


Figura 68: Valor de ajuste ( $T_a$ ) para corrección de torque máximo ( $W_r/S_{Kr} \neq 3$ ).

Fuente: API RP 11L.



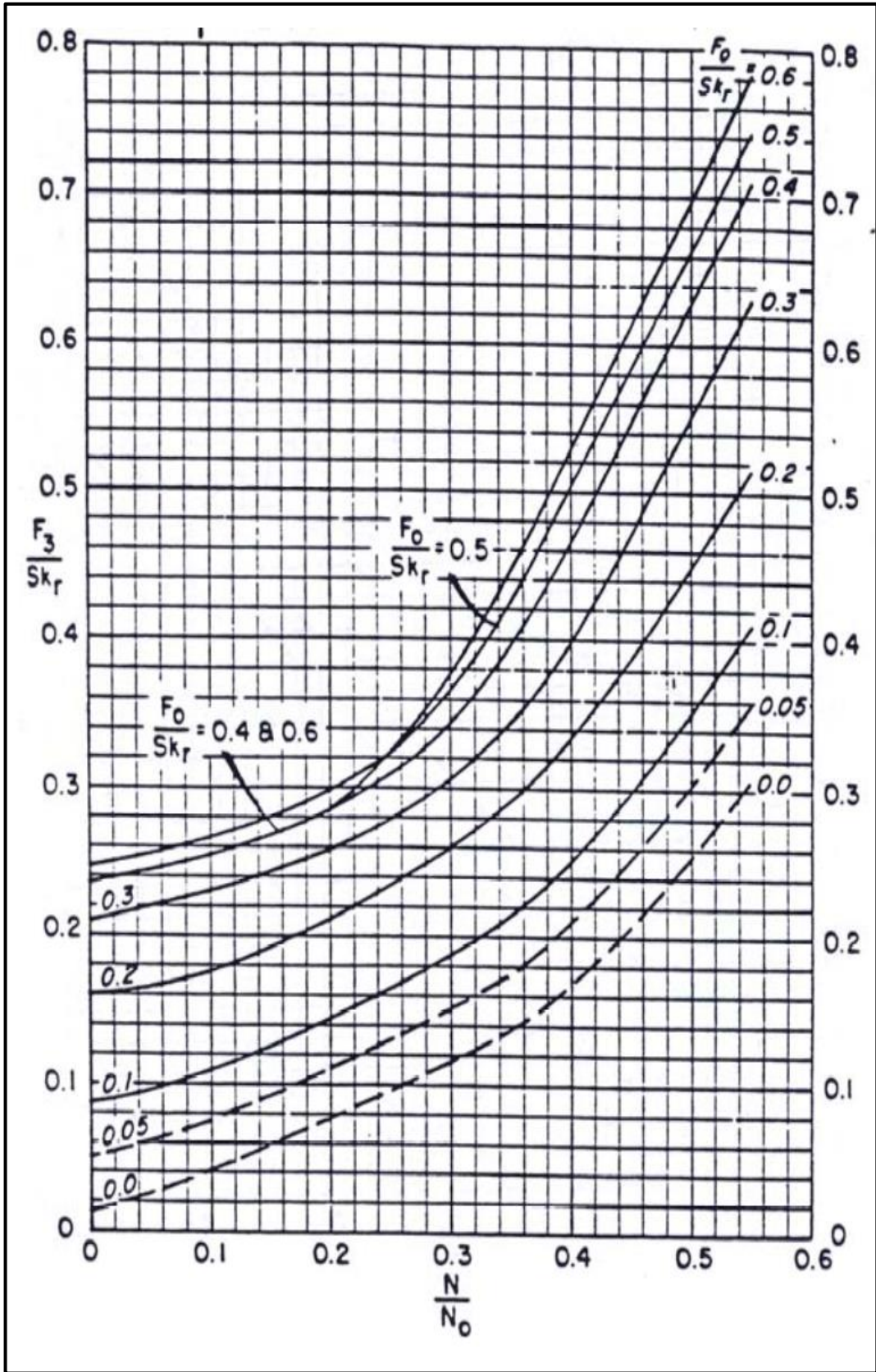


Figura 69: Relación adimensional ( $F_3/SK_r$ ).

Fuente: API RP 11L.

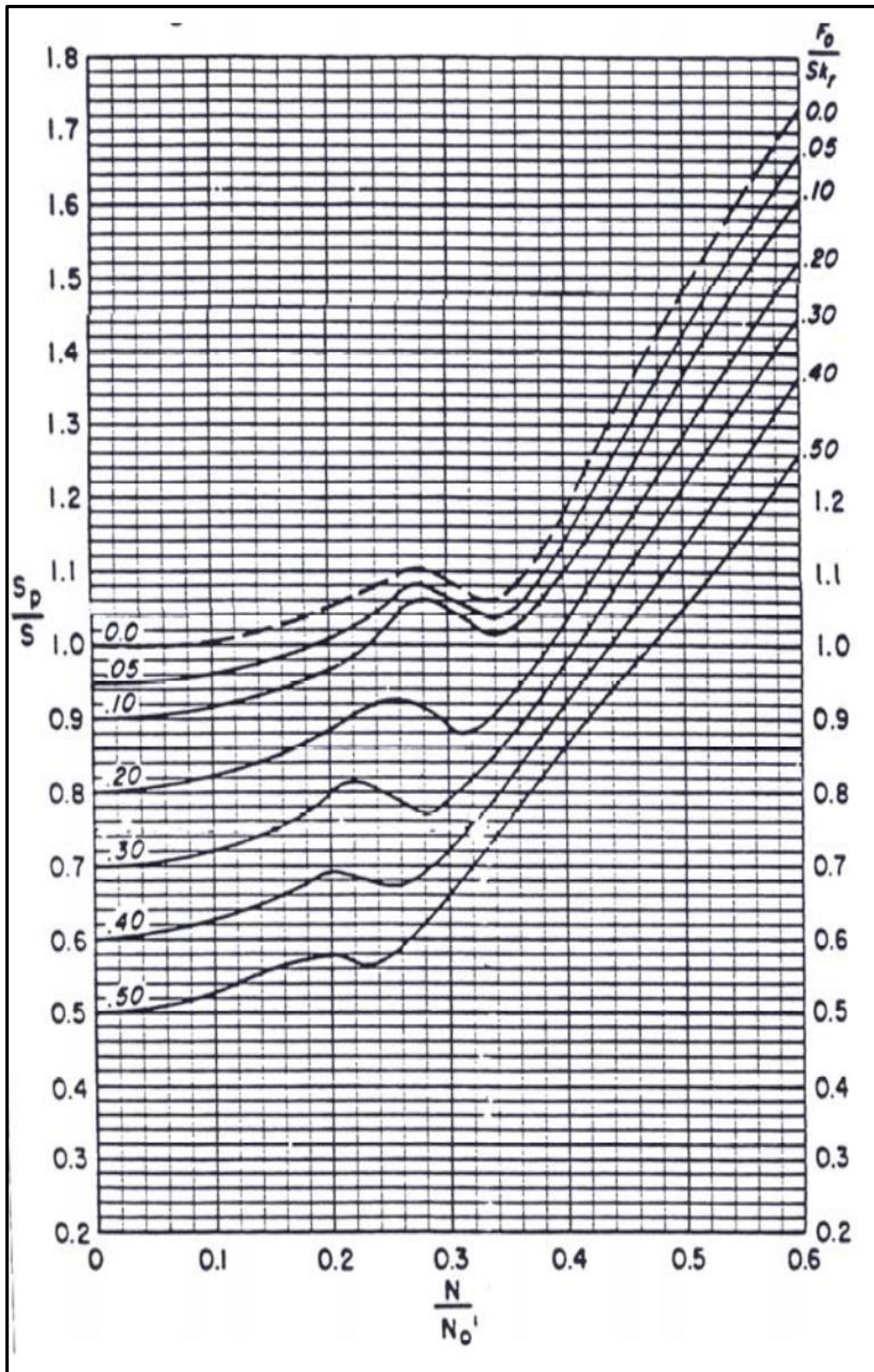
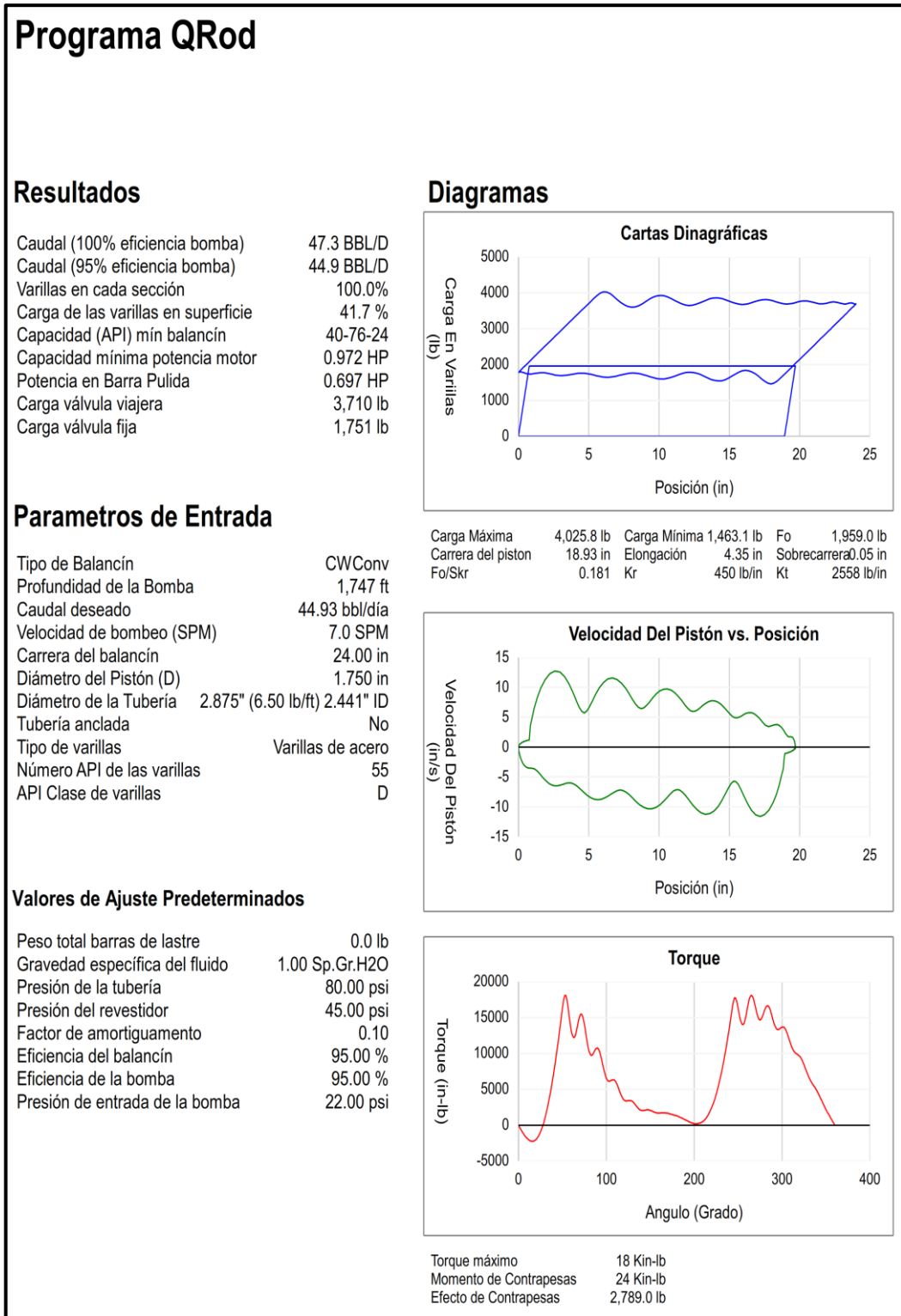


Figura 70: Relación Adimensional ( $S_p/S$ ).

Fuente: API RP 11L.



## ANEXO 3



**Figura 71: Simulación de resultados con el Software QRod.**

**Fuente: ARCH Península – Petroamazonas EP.**