



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

TEMA:

**“ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DEL USO DEL SISTEMA NO
CONVENCIONAL LINEAR ROD PUMP (LRP) DENTRO DE LOS
POZOS CON BOMBEO MECÁNICO 021 Y 032 DEL CAMPO
PACOA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JIM JAVIER POZO CHOEZ

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DEL USO DEL SISTEMA NO
CONVENCIONAL LINEAR ROD PUMP (LRP) DENTRO DE LOS
POZOS CON BOMBEO MECÁNICO 021 Y 032 DEL CAMPO
PACOA**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JIM JAVIER POZO CHOEZ

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

A mis padres, por ser el pilar inquebrantable de mi vida. Su amor incondicional, su dedicación y su esfuerzo han sido la base sobre la que he construido mi camino. Me han enseñado a enfrentar los desafíos con fortaleza y dignidad, y a nunca rendirme ante la adversidad. Este trabajo es un reflejo del sacrificio y la entrega que siempre han demostrado.

A mi compañera de vida, por ser mi refugio en los momentos difíciles y mi mayor apoyo en cada paso. Tu paciencia, tu ternura y tu fe en mí han sido fundamentales en este proceso. Gracias por caminar conmigo, por sostenerme cuando mis fuerzas flaqueaban y por recordarme cada día el valor de seguir adelante.

A nuestro hijo, que nos acompaña desde el cielo. Aunque no llegó a este mundo, su existencia dejó una huella imborrable en nuestros corazones. Su amor nos inspira y nos da fuerza para seguir, con la certeza de que su luz nos guía en cada decisión. Este trabajo también es para él, porque su breve paso por nuestras vidas cambió nuestra historia para siempre.

A ustedes, les dedico cada logro, cada batalla ganada, cada sueño alcanzado. Porque sin ustedes, nada de esto tendría sentido.

Jim Javier Pozo Choez

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DEL USO DEL SISTEMA NO CONVENCIONAL LINEAR ROD PUMP (LRP) DENTRO DE LOS POZOS CON BOMBEO MECÁNICO 021 Y 032 DEL CAMPO PACOA.” elaborado por el estudiante **POZO CHOEZ JIM JAVIER**, egresado de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 6% de la valoración permitida.

**INFORME DE ANÁLISIS**
magister

TESIS JIM POZO

6%
Textos sospechosos

< 1% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas

< 1% Idiomas no reconocidos

5% Textos potencialmente generados por IA

Nombre del documento: TESIS JIM POZO.docx	Depositante: CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA	Número de palabras: 10.468
ID del documento: afe82684f4e4c9f6d2a8dfd34cca7e79d6a562b2	Fecha de depósito: 18/6/2025	Número de caracteres: 65.942
Tamaño del documento original: 307,64 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 18/6/2025	

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
CARLOS ALFREDO
MALAVE CARRERA

Validar documento con FirmASIC

Ing. Carlos Malavé Carrera

C.I.: 0912370095

Salinas, 12 de Junio del 2025

CERTIFICADO GRAMATOLÓGICO

Yo, ANGELA NARCISA MARQUEZ GOMEZ, Lcda. EN CIENCIA DE LA EDUCACION ESPECIALIDAD PEDAGOGIA, con registro de la SENESCYT No. 1006-10-990590, por medio del presente certifico que:

He leído, revisado y corregido la redacción en la concordancia, la sintaxis y la ortografía del contenido del trabajo de titulación “ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DEL USO DEL SISTEMA NO CONVENCIONAL LINEAR ROD PUMP (LRP) DENTRO DE LOS POZOS CON BOMBEO MECÁNICO 021 Y 032 DEL CAMPO PACOA” Elaborado por **POZO CHOEZ JIM JAVIER** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos 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.

Sin otro particular

Atentamente,



Lcda. Ángela Márquez Gómez
C.I.: 1307766582

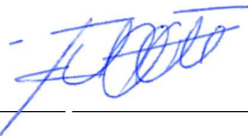
SENECYT REGISTRO No. **1006-10-990590**
CORREO: 1972narcisitamar@gmail.com

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, JIM JAVIER POZO CHOEZ-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DEL USO DEL SISTEMA NO CONVENCIONAL LINEAR ROD PUMP (LRP) DENTRO DE LOS POZOS CON BOMBEO MECÁNICO 021 Y 032 DEL CAMPO PACOA”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,



JIM JAVIER POZO CHOEZ

Autor de Tesis

C.I. 2400217101

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DEL USO DEL SISTEMA NO CONVENCIONAL LINEAR ROD PUMP (LRP) DENTRO DE LOS POZOS CON BOMBEO MECÁNICO 021 Y 032 DEL CAMPO PACOA” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr/a. JIM JAVIER POZO CHOEZ-, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

CI: 0912370095

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis no solo representa un logro académico, sino una lucha personal que ha requerido esfuerzo, paciencia y resiliencia. Culminarla, a pesar de los desafíos físicos y emocionales que enfrenté tras mi accidente, ha sido una prueba de resistencia que jamás habría superado solo.

A mi familia, por estar conmigo en cada etapa de este proceso. Su amor y apoyo han sido mi mayor fortaleza. Gracias por cada palabra de aliento, por cada abrazo que me sostuvo y por su paciencia en los momentos en los que sentí que no podía continuar. Sin ustedes, esta victoria no habría sido posible.

A mi compañera de vida Evelyn Yagual, por su ternura, su apoyo incondicional y por ser mi refugio en los días más oscuros. Gracias por tu lealtad, por escucharme cuando las palabras pesaban y por demostrarme que, incluso en medio del caos, el amor verdadero permanece.

A mi amigo Anthony Miranda cuyo apoyo ha sido más valioso de lo que las palabras pueden expresar. Estuvo ofreciéndome su ayuda de manera desinteresada. Su amistad es un recordatorio de que la verdadera lealtad se demuestra en los momentos más difíciles.

A mi tutor, por su paciencia, su comprensión y por confiar en mí, incluso cuando el tiempo y las circunstancias no estaban a mi favor. Su guía ha sido fundamental para que esta tesis llegara a término, y su confianza en mis capacidades me impulsó a seguir adelante.

A mis amigos y familiares que, de una u otra forma, han estado presentes en este camino. Cada mensaje, cada gesto de apoyo, cada mirada de aliento ha sido un impulso para seguir avanzando. A todos ustedes, gracias por no dejarme caer. Gracias por recordarme quién soy, por demostrarme que, sin importar las dificultades, siempre es posible levantarse y seguir adelante cuando se tiene amor y apoyo genuino a su alrededor.

Jim Javier Pozo Choez

CONTENIDO

DEDICATORIA	iii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE TABLAS	xix
RESUMEN	xxi
ABSTRACT	xxii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2. ANTEDECENTES	2
1.3. HIPÓTESIS	3
1.4. OBJETIVOS	3
1.4.1. Objetivo General	3
1.4.2. Objetivos Específicos	3
1.5. ALCANCE	4

1.6.	VARIABLES.....	4
1.6.1.	Variables Dependientes.....	4
1.6.2.	Variables Independientes.....	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....		5
2.1.	GENERALIDADES DEL CAMPO PACOA.....	5
2.2.	POZOS EN LA ACTUALIDAD.....	5
2.3.	GEOLOGÍA DEL CAMPO.....	7
2.4.	FORMACIONES DEL CAMPO PACOA.....	9
2.4.1.	Formación Seca.....	9
2.4.2.	Formación Socorro.....	9
2.4.3.	Formación Clay Pebble Beds.....	9
2.4.4.	Formación Santa Elena.....	10
2.4.5.	Formación Rosario.....	10
2.4.6.	Formación Cayo.....	10
2.4.7.	Formación Piñón.....	11
2.5.	LÍMITES DE CAMPO PACOA.....	11
2.6.	PROPIEDADES FÍSICAS DEL YACIMINETO.....	12
2.6.1.	Geometría y litología.....	12

2.6.2.	Profundidad, Presión y Temperatura	12
2.6.3.	Porosidad y Permeabilidad	12
	Porosidad:.....	12
	Permeabilidad:.....	13
2.6.4.	Tensión Superficial E Interfacial.....	14
2.6.5.	Presión Capilar	15
2.7.	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y PRESIONES	15
2.7.1.	Presión Del Reservorio	15
2.7.2.	Saturación	16
2.7.3.	Mojabilidad.....	16
2.8.	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	16
2.8.1.	Recuperación Primaria	16
2.8.2.	Recuperación Secundaria (IOR).....	17
2.9.	SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	18
2.9.1.	Funcionamiento del Equipo.....	19
2.9.2.	Componentes del Bombeo Mecánico a Nivel de Superficie	20
2.9.3.	Componentes del Bombeo Mecánico a Nivel de Subsuelo.....	23
2.10.	TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO	24
2.10.1.	Unidad Convencional	24

2.10.2.	Unidad Mark II.....	25
2.10.3.	Unidad Balanceada por Aire	26
2.11.	SISTEMA DE LINEAR ROD PUMP (LRP).....	26
2.11.1.	Componentes del Sistema LRP.	27
2.11.2.	Funcionamiento del Sistema Linear Rod Pump.	31
2.11.3.	Aplicaciones Generales del LRP	31
2.11.4.	Comparación LRP vs Bombeo Mecánico	34
2.11.5.	Mantenimiento del Sistema LRP.....	37
2.11.6.	Proceso básico para intervenciones de mantenimiento en el LRP.	38
2.11.7.	Mantenimiento periódico recomendado para el sistema LRP.	39
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		40
3.1.	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	40
3.2.	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	40
3.3.	POBLACIÓN Y MUESTRA	40
3.3.1.	Población	40
3.3.2.	Muestra	41
3.4.	DESCRIPCIÓN DE SELECCIÓN DEL SISTEMA LRP	41
3.4.1.	Selección de Varilla Pulida.....	41

3.4.2.	Selección de HP.....	42
3.5.	DESCRIPCION DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	46
3.5.1.	Pacoa 021.....	46
3.5.2.	Pacoa 021 dentro del simulador.....	49
3.5.3.	Pacoa 021.....	53
3.5.4.	Pacoa 032 dentro del simulador.....	56
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		60
4.1.	ANÁLISIS NODAL	60
4.1.1	Pacoa 021.....	60
	Parámetros de Diseño del Sistema de Bombeo	60
	Restricciones operativas:.....	61
	Análisis de Resultados Pacoa 21.....	62
4.1.2	Pacoa 032.....	63
	Parámetros de Diseño del Sistema de Bombeo	63
	Restricciones operativas:.....	64
	Análisis de Resultados Pacoa 32.....	65
4.2	Evaluación Financiera	66
4.2.1	Detalles de inversión para los Pozos 021 y 032.	67
4.2.1.1	Pozo021	68
	Escenario 1 pozo Pacoa 021 (Tabla 19: Caudal de 25 stb/d, \$70/bbl):	68
	Escenario 2 Pozo Pacoa 021 (Tabla 20: Caudal de 33.5 stb/d, \$70/bbl):.....	69
	Escenario 3 Pozo Pacoa 021 (Tabla 21: Caudal de 25 stb/d, \$40/bbl):.....	70

Escenario 4 Pozo Pacoa 021 (Tabla 22: Caudal de 33.5 stb/d, \$40/bbl):.....	72
4.2.2 Pozo 32	72
Escenario 1 Pozo Pacoa 032 (Tabla 23: Caudal de 43 stb/d, \$70/bbl):.....	73
Escenario 2 Pozo Pacoa 032 (Tabla 24: Caudal de 55 stb/d, \$70/bbl):.....	74
Escenario 3 Pozo Pacoa 032 (Tabla 25: Caudal de 55 stb/d, \$70/bbl):.....	75
Escenario 3 Pozo Pacoa 032 (Tabla 26: Caudal de 55 stb/d, \$70/bbl):.....	76
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
5.1 CONCLUSIONES.....	78
5.2 RECOMENDACIONES	79
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80
ANEXOS.....	84

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Ubicación del campo Pacoa, (Cuadros Valeria, 2018).	5
Figura 2. Ubicación de los Pozos del Campo Pacoa, (Román Héctor & Torres Rafael, 2011).	6
Figura 3. Columna Estratigráfica del Campo Pacoa, (Borbor Ronald & Montalván Ariel, 2021).	8
Figura 4. Distribución de la presión del reservorio en una formación rocosa (Padilla Andrade & Ismael Kevin, 2019).	15
Figura 5. Proceso de Recuperación secundaria (Khan & Islam, 2007).	18
Figura 6. Componentes del sistema de bombeo mecánico (Camargo Edgar et al., 2019).	20
Figura 7. Imagen de un Sampson Post, (Arrigoni Design, 2025).	22
Figura 8. Sistema Linear Rod Pump instalado (Unico LLC, 2022).	27
Figura 9. Partes del Linear Rod Pump (UNICO, 2015).	28
Figura 10. Diferentes Tipos de LRP con motor eléctrico (Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).	32
Figura 11. Descripción de las características del modelo LRP (Abdala Hannes, 2013).	32

Figura 12. Explicación detalla del modelo LRP (Abdalla Hannes, 2013).	33
Figura 13. Comparación de Tamaño entre LRP y BM, (Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).....	35
Figura 14. Mantenimiento del LRP, (UNICO, 2015).....	38
Figura 15. Flujo de Fluido vs Profundidad del Pozo, (Abdalla Hannes, 2013).	45
Figura 16. Esquema Mecánico del pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).....	49
Figura 17. Datos detallados del Casing y Tubing del pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).	50
Figura 18. Datos detallados del Packer del pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).....	50
Figura 19. Datos detallados del Linear Rod Pump para el pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).....	51
Figura 20. Ingreso de Datos del Reservorio y del Fluido (Elaborado por el autor dentro del simulador).	52
Figura 21. Ingreso de Datos del Reservorio y del Fluido (Elaborado por el autor dentro del simulador).	52
Figura 22. Diseño Mecánico del Pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).....	56

Figura 23. Ingreso de los datos del esquema mecánico del pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).....	57
Figura 24. Ingreso de datos del equipo del equipo de fondo para el pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).....	57
Figura 25. Datos del Linear Rod Pump dentro del simulador para el pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).....	58
Figura 26. Ingreso de datos del Reservorio y del Fluido para el pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).	59
Figura 27. Curva de IPR del pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).	59
Figura 28. Análisis nodal del pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).....	61
Figura 29. Análisis nodal del pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).....	65
Figura 30. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 021(Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).....	84
Figura 31. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 032(Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).....	85
Figura 32. Despiece del Packer STP 7H STP 2 7-8 EU de la empresa SERTECPET (Khan & Islam, 2007).....	86

Figura 33. Sistema de Bombeo Mecánico Tradicional (Alzate-Espinosa et al., 2017).. 87

Figura 34. Sistema Linear Rod Pump (UNICO, 2015). 87

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Pozos en la actualidad, campo Pacoa (Pin Joel & Ramírez Bryan, 2023).	7
Tabla 2. Mecanismo de Producción (Pin Joel & Ramírez Bryan, 2023).....	7
Tabla 3. Características de las varillas de succión (Cevallos Jessica, 2015).....	24
Tabla 4. Ventajas y desventajas de la Unidad Convencional, (UNICO, 2015).....	25
Tabla 5. Ventajas y desventajas de la Unidad Mark II (Unico LLC, 2022).....	25
Tabla 6. Ventajas y Desventajas de la Unidad Balanceada por Aire (Abdalla Hannes, 2013).....	26
Tabla 7. Características de las varillas de succión, (Abdalla Hannes, 2013).	33
Tabla 8. Comparativa de Costos de Materiales y Equipo, (Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).....	36
Tabla 9. Comparativa de Costos por Instalación, (Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).....	37
Tabla 10. Carga de máxima de la varilla pulida para los modelos de LRP, (Abdalla Hannes, 2013).....	42
Tabla 11. Potencia de motor de cada LRP, (Abdalla Hannes, 2013).	43
Tabla 12. Descripción general de los tipos LRP, (Abdalla Hannes, 2013).	44

Tabla 14. Propiedades del Pozo 021, (Ordóñez Andrade et al., 2022).....	46
Tabla 15. Esquema mecánico del Pozo 021, (Ordóñez Andrade et al., 2022).	48
Tabla 16. Propiedades del pozo Pacoa 032, (Ordóñez Andrade et al., 2022).	53
Tabla 17. Propiedades del pozo Pacoa 032, (Ordóñez Andrade et al., 2022).	54
Tabla 18 Detalles de inversion para los Pozos 021 y 032.	67
Tabla 19 Escenario a un caudal de 25 stb/d (70\$/bbl) (Elaborado por autor).	68
Tabla 20 Escenario a un caudal de 33.5 stb/d (70\$/bbl) (Elaborado por autor).	69
Tabla 21 Escenario a un caudal de 25 stb/d (40\$/bbl) (Elaborado por autor).	70
Tabla 22 Escenario a un caudal de 33.5 stb/d (40\$/bbl) (Elaborado por autor).	71
Tabla 23 Escenario a un caudal de 43 stb/d (70\$/bbl) (Elaborado por autor).	73
Tabla 24 Escenario a un caudal de 55 stb/d (70\$/bbl) (Elaborado por autor).	74
Tabla 25 Escenario a un caudal de 43 stb/d (40\$/bbl) (Elaborado por autor).	75
Tabla 26 Escenario a un caudal de 55 stb/d (40\$/bbl) (Elaborado por autor).	76

“ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DEL USO DEL SISTEMA NO CONVENCIONAL LINEAR ROD PUMP (LRP) DENTRO DE LOS POZOS CON BOMBEO MECÁNICO 021 Y 032 DEL CAMPO PACOA”

Autor: Pozo Choez Jim Javier

Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

RESUMEN

En la industria petrolera se busca mejorar siempre, de manera sustentable, óptima y segura, por tanto, esta tesis plantea la factibilidad que tiene realizar un cambio de Bombeo Mecánico (BM) al Sistema de Linear Rod Pump (LRP). En este caso se utilizará un simulador en dónde introduciremos los datos correspondientes de los pozos 021 y 032 del campo Pacoa.

Analizaremos su comportamiento a diferentes SPM para el Bombeo Mecánico y también la reacción del pozo frente al Sistema de LRP, ya que el sistema de BM es compatible con el Sistema de LRP debido a que ambos comparten la misma completación y tienen similitudes en su configuración dentro del pozo.

Por tal razón se ha realizado un análisis económico que reflejaría la reducción de los costos que se harían normalmente en un cambio de bombeo. Finalmente, los resultados reflejan que implementar un cambio de sistema permite la optimización de la producción y recuperación de la inversión de manera positiva para el campo.

PALABRAS CLAVE: LRP, OPTIMIZACIÓN, BM, SPM.

**“TECHNICAL-FINANCIAL ANALYSIS OF THE USE OF THE
NON-CONVENTIONAL LINEAR ROD PUMP (LRP) SYSTEM IN
MECHANICALLY PUMPED WELLS 021 AND 032 OF THE
PACOA FIELD.”**

Author: Pozo Choez Jim Javier

Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera; MSc.

ABSTRACT

In the oil industry, we are always looking for improvement, in a sustainable, optimal and safe way, therefore this thesis proposes the feasibility of making a change from mechanical pumping (BM) to Linear Rod Pump System (LRP). In this case, we will use a simulator, where we will introduce the corresponding data of the wells 021 and 032 of the Pacoa field.

We will analyze their behaviors at different SPM for mechanical pumping and the reaction of the well against the LRP system. All of this is possible because the BM system is compatible with the LRP system, since they share the same completion and have similarities in their configuration inside the well.

For this reason, this analysis has been conducted, as it would help reduce the costs typically incurred during a pump replacement. An economic analysis was performed, considering both short- and long-term impacts. Ultimately, the results show that implementing a system change allows for production optimization and a positive return on investment for the field.

KEYWORDS: LRP, BM, OPTIMIZATION, SPM,

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la localidad de Ancón se presenciaron los primeros pozos operando con Bombeo Mecánico, siendo este sistema uno de los más antiguos en la industria petrolera, pues este tipo de sistema tuvo sus inicios en los años 70.

En los campos de esta parroquia los pozos con bombeo mecánico se caracterizan por hacer uso de balancines sabiendo que estas son unidades que generalmente se las conoce por su uso repetitivo y convencional.

(Borbor Ronald & Montalván Ariel, 2021), menciona que el objetivo del balancín es de convertir el movimiento angular que tiene con respecto al eje de un motor a un movimiento ascendente y descendente, su viga tiene un movimiento horario y antihorario. Todo esto tiene la finalidad de desplazar el fluido que se encuentra en el fondo del pozo hacia la superficie.

(NOV Monoflo's, 2009), nos dice que la tecnología que usa LRP es revolucionaria dentro de los sistemas de levantamiento por varios motivos, tienes control total de la velocidad con la que quieres operar, consta con una mecánica sencilla, todo esto junto a un gran sistema operativo controlador actualmente el mejor dentro de la industria.

Todo esto nos da como resultados que las unidades LRP son la opción más viable para el cambio del sistema de BM debido a sus similitudes, y también a que, su espacio de trabajo es mucho menor comparado al sistema anterior y su mejora de producción tiene números que son significativamente mayores a otros sistemas con características similares.

1.2. ANTEDECENTES

(NOV Monoflo's, 2009), indica “La unidad (LRP) es pequeña, liviana y fácil de transportar. No se requiere equipo especializado ni pesado, lo que ahorra costos de instalación. La instalación es rápida y sencilla y puede realizarse mediante dos personas. Las unidades pueden instalarse y estar en pleno funcionamiento en un par de horas.”

Este trabajo nos informa que las unidades (LRP) son maquinarias de fácil movilización y fáciles de instalar por tanto ahorraríamos mucho en gastos de instalación, también se reduciría la pérdida por inactividad del pozo debido a que esta se puede poner operativa después de un par de horas.

Según (Unico LLC, 2022), hace énfasis en que el diseño del LRP, de baja inercia, logra aplicar un motor y una caja de cambios de menor tamaño que en una bomba hidráulica convencional, es decir, las bombas comunes tienden a ocupar mayor proporción debido a las necesidades de capacidad, lo que concluye como a la unidad LRP programable, mucho más pequeña proporcionando igual o mejor producción con un costo menor.

(Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024), indica “Este sistema puede soportar una carga máxima de 30.000 libras y trabajar de forma óptima en pozos con profundidades desde los 700 hasta los 7.000 pies manejando producciones desde 10 hasta 1.170 barriles por día”.

Entonces, al comparar estos valores con los obtenidos en pozos que operan sistemas de bombeo hidráulico o mecánico, se observa una mejora en la producción lo que indica un desempeño más eficiente del sistema evaluado.

1.3. HIPÓTESIS

El cambio del balancín por el sistema de Linear Rod Pump en la bomba de BM, se tendrá una mejora como, disminución su consumo de energía eléctrica, reducción considerable del espacio, costos de mantenimiento menores, además, este equipo tiene un nivel de superioridad debido a que usa software inteligente, capaz de tomar decisiones de manera autónoma teniendo en cuenta las condiciones que tenga el mismo.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

- Caracterizar las ventajas del sistema no convencional (LRP) en comparación al sistema de bombeo mecánico utilizado en el campo “Pacoa”.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Comparar la utilidad de los sistemas LRP y Bombeo Mecánico.
- Explicar el principio del sistema LRP y su funcionalidad.
- Definir los elementos del sistema Linear Rod Pump.
- Determinar la manera de operar del sistema (LRP).
- Realizar un análisis financiero para medir la factibilidad del cambio de sistema con los indicadores (VAN y TIR.)

1.5. ALCANCE

Este proyecto se encargará de presentar los problemas que pueden darse dentro del uso de la unidad convencional de bombeo mecánico y también sus desventajas. Así como la presentación de la instalación del sistema no convencional Linear Rod Pump (LRP), su funcionalidad, los componentes del sistema, los mantenimientos necesarios y su ensamblaje, a su vez explicando cuáles son sus ventajas y desventajas de este sistema.

1.6. VARIABLES

1.6.1. Variables Dependientes.

- Componentes del sistema Linear Rod Pump.
- Instalación del sistema Linear Rod Pump.
- Driver usado en el sistema Linear Rod Pump.

1.6.2. Variables Independientes.

- Extensión del trayecto de bombeo
- Velocidad de descenso de la bomba
- Función de frenado externo

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO PACOA.

El campo Pacoa está situado en el cantón de Santa Elena, perteneciente a la provincia de Santa Elena, este campo abarca el bloque 1 y comprende varias comunidades tales como: San Pablo, Santa Rosa, Morrillo y Cerro Alto. Tiene una extensión de 4.000 Km^2 de los cuales 3.000 Km^2 se encuentran en el océano pacífico y los otros 1.000 Km^2 son los que están costa adentro. (Pin Joel & Ramírez Bryan, 2023)

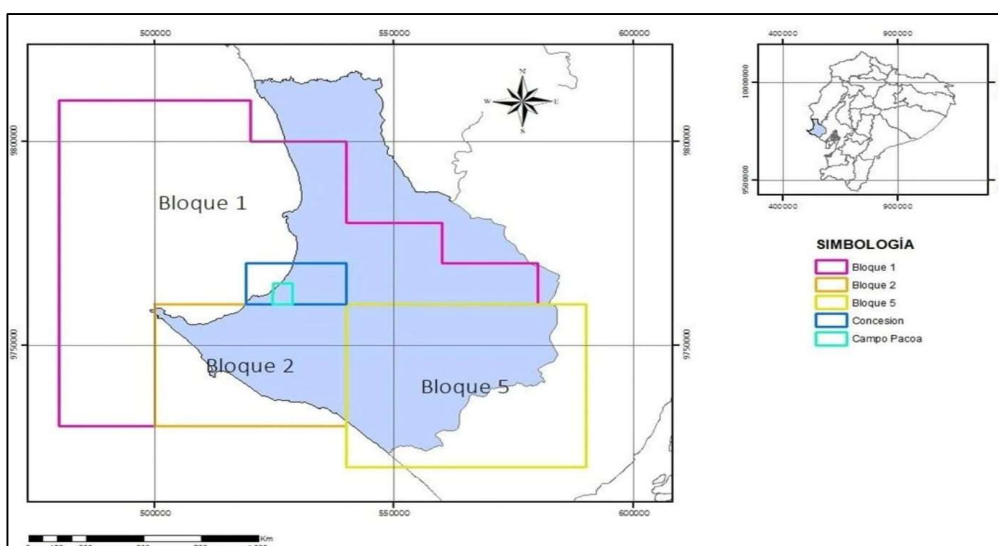


Figura 1. Ubicación del campo Pacoa, (Cuadros Valeria, 2018).

2.2. POZOS EN LA ACTUALIDAD.

Según lo señalado por (Pin Joel & Ramírez Bryan, 2023) el campo Pacoa - Bloque 1 actualmente cuenta con un total de 46 pozos, los cuales se clasifican en productores, re-inyectores, inyectores, abandonados y cerrados.

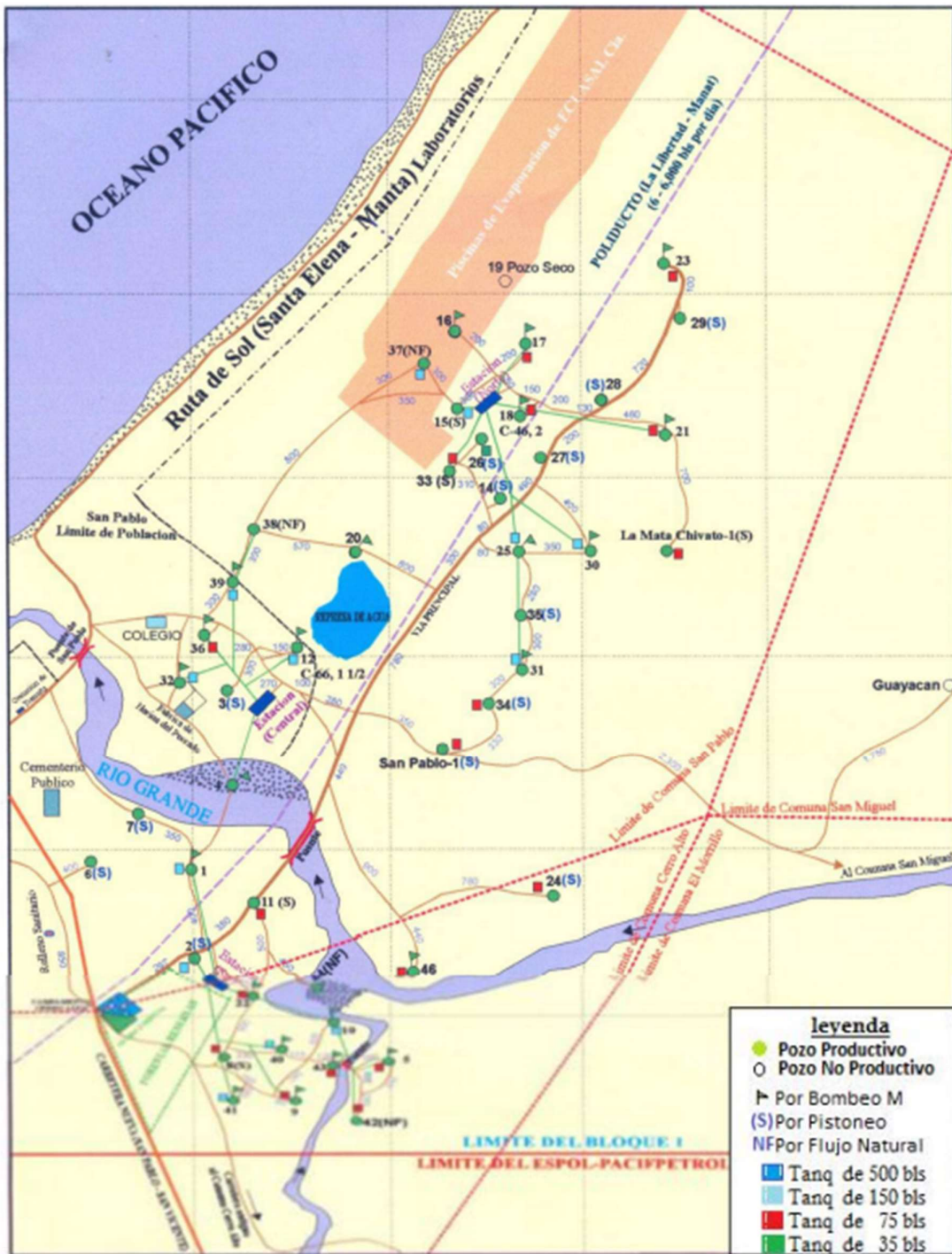


Figura 2. Ubicación de los Pozos del Campo Pacoa, (Román Héctor & Torres Rafael, 2011).

Tabla 1. Pozos en la actualidad, campo Pacoa (Pin Joel & Ramírez Bryan, 2023).

Pozos	
Productores	39
Re-inyectores	1
Inyectores	0
Abandonados	1
Cerrados	5

Tabla 2. Mecanismo de Producción (Pin Joel & Ramírez Bryan, 2023).

Tipo de Producción	
Flujo Natural	3
Hidráulico	4
Eléctrico	0
Bombeo Mecánico	20
Pistoneo	12
Pozos Productores Totales	39

2.3. GEOLOGÍA DEL CAMPO.

Alrededor de noventa años ha durado el estudio de la geología de la península, gracias a esto se han recopilado grandes cantidades de datos sobre sus afloramientos geológicos y sus datos del subsuelo.

No obstante, toda esta información suele ser a veces de poca ayuda, debido a que la geología que presenta Santa Elena ha sido algo que se ha vuelto un completo enigma debido a su alto nivel de complejidad y su falta de resolución. (Chiluiza Wendy & Rosales José, 2013)

Se constituye de tres unidades estructurales:

- El levantamiento de Santa Elena
- La cordillera Chongón Colonche
- La cuenca Progreso

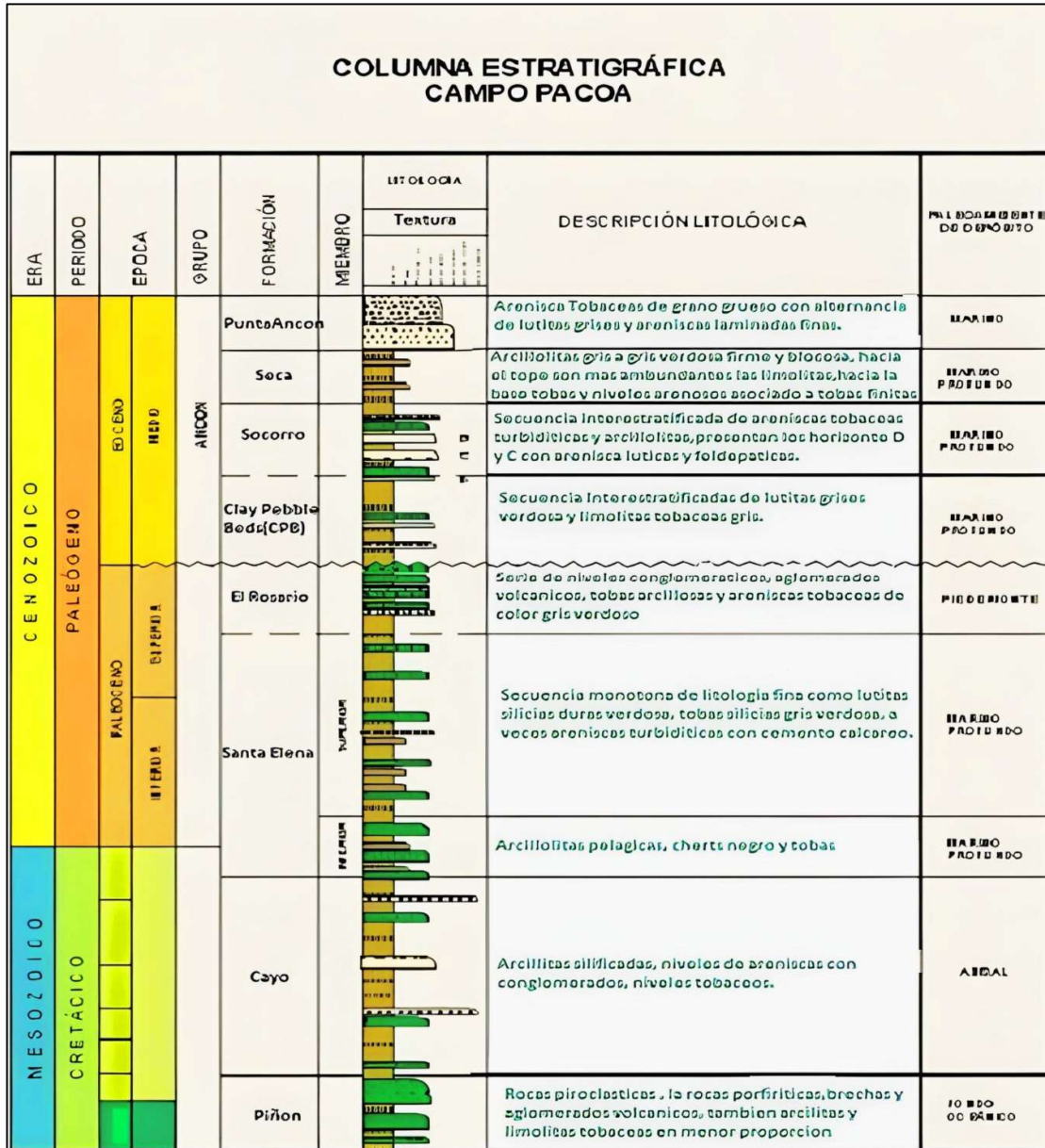


Figura 3. Columna Estratigráfica del Campo Pacoa, (Borbor Ronald & Montalván Ariel, 2021).

2.4. FORMACIONES DEL CAMPO PACOA.

2.4.1. Formación Seca.

Según (Zumba Nancy, 2005), esta formación está constituida mayormente de lutitas con colores que van desde el gris hasta el marrón oscuro, también tenemos presencias de lodolitas contenedoras de yeso.

Todos estos tienen una configuración que intercala capas de areniscas con ciclos de Bouma, las areniscas cuentan con granos de tamaños finos y también medio, todas estas muestran una estratificación gradada.

Las características indican que las rocas provienen de entornos marítimos pasados, pero todas las especies fueron desplazadas por fenómenos naturales de sedimentación gravitacional (fuertes corrientes) en mar adentro.

2.4.2. Formación Socorro.

Es una de las más importantes de este campo debido a que es la que tiene el depósito principal del campo, contenida en su gran mayoría de rocas como areniscas de finos granos mezclado de lutitas, limolitas y lodolitas, la formación contiene 4 áreas productoras: D, C, B y E. (Borbor Ronald & Montalván Ariel, 2021)

2.4.3. Formación Clay Pebble Beds.

Esta formación contiene una compactada secuencia de diamictitas que tienen ascendencia arcillosa que contienen bloques con una superficie lisa, contienen también una composición de cuarcitas negras, calcáreos y areniscas. (Peña Daniela & Piloza Víctor, 2022)

2.4.4. Formación Santa Elena.

(Cuadros Valeria, 2018), la alta cementación y compactación de esta hacen que se vuelva improbable que se encuentre o forme petróleo, con una repetitiva secuencia de litologías finas como lo son una serie de lutitas silíceas duras con color gris verdusco, tobas silíceas del mismo color, chert y raras areniscas con cemento calcáreo. Las cifras que muestran los registros en los rayos gamma y sus registros de velocidad sónica son bajos, tanto que, en los registros de inducción eléctrica son altos.

Todo esto indica el alto grado de compactación que tiene esta formación, también de su alta cementación que impiden por lo general la presencia de hidrocarburos.

2.4.5. Formación Rosario.

Según (Ochoa Freddy & Dumani Miguel, 2013), esta formación es la que tiene una amplia distribución geográfica, aunque en los campos Pacoa 1 y San Pablo no se observa una sección clara, esto indica que la existencia de Paleozoico en superficies con relieve por erosiones, siendo importantes en la distribución y su configuración de sedimentación.

Esta formación presenta tobas arenosas niveles conglomerados, clastos angulosos hacia situ, también tiene una dominancia en sus sedimentos pelíticos de naturaleza tobácea.

2.4.6. Formación Cayo.

(Chiluiza Wendy & Rosales José, 2013), compuesta en su mayoría por constantes secuencias de turbiditas volcánicas elásticas con una alta densidad situadas en las profundidades de un abanico submarino. Como en la formación anterior, no se encuentra

presente en el campo, pero, se hicieron hallazgos de esta en los pozos exploratorios: Aragón 2 y 3 a la profundidad de 4562.01 ft.

2.4.7. Formación Piñón.

(Peña Daniela & Piloza Víctor, 2022), conformada por un grupo de rocas volcánicas básicas incluyendo basaltos de grano fino con tonos grises oscuros azulados y basaltos de color ocre con presencia significativa de pátinas ferrosas indicando que estas rocas se han meteorizado a través del tiempo.

2.5. LÍMITES DE CAMPO PACOA

El área se encuentra limitada hacia el SURESTE por un sobre corrimiento de rocas de la formación Azúcar que se encuentra encima del Grupo Ancón. Estos límites, tienen una dirección NORESTE-SUROESTE y atraviesa a pocos kilómetros al NOROESTE del alineamiento entre el sitio Aguadita y el pozo América.

Además, el área está delimita al Sur por un levantamiento de rocas compactas que corresponden a la edad del Cretáceo-Paleoceno. Estas forman una mezcla tectónica con sedimentos más blandos que de la edad del Eoceno Medio, y su ubicación coincide aproximadamente con la carretera Santa Elena-Ballenita.

Se limita al Norte con un complejo tectónico que se identifica en las proximidades del Pozo Aragón – 3, en el sitio se dio a cabo una perforación en el cual se registró un mayor espesor registrado de la Formación Seca que alcanzó 1700 pies (Cuadros Valeria, 2018).

2.6. PROPIEDADES FÍSICAS DEL YACIMINETO

2.6.1. Geometría y litología

La geometría de un yacimiento es esencial y determinante, debido a que con su estratigrafía y estructura definida se puede conocer la ubicación de los pozos. Consiguiente la litología, nos define la formación geológica e influye en cualquier caso o proceso de inyección debido a la toma de porosidad y permeabilidad como variables que pueden afectarlo (Camargo Edgar et al., 2019).

2.6.2. Profundidad, Presión y Temperatura.

Todo proceso de producción tiene ciertos lineamientos a seguir, todo esto dado a la profundidad. Dependiendo de la profundidad se puede aproximar el valor en costos de producción. De la misma manera la temperatura es proporcional a la profundidad.

Para la estimación de la presión promedio del interior del reservorio se lleva a cabo mediante una medición a una distancia igual al radio de drenaje del pozo, esta presión siempre será mayor a la distancia del radio (Schlumberger ©, 2025).

2.6.3. Porosidad y Permeabilidad

Porosidad:

Según (Peña Daniela & Piloza Víctor, 2022), la capacidad de almacenamiento de fluidos en una roca se debe a los espacios presentes en su estructura, los cuales representan el espacio libre para la retención de dichos fluidos. En el contexto de la Ingeniería de Yacimientos, la porosidad es la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos (poros) y el volumen total de la roca.

La porosidad se define por la siguiente expresión matemática:

$$\phi = \frac{V_{pt}}{V_r} \quad (Ec. 1)$$

ϕ = porosidad absoluta

V_{pt} = volumen de poros total

V_r = es el volumen de roca.

Permeabilidad:

La propiedad conocida como permeabilidad hace referencia a que tan capaz es una roca para dar paso a los fluidos a través de su estructura porosa, se cuantifica en unidades de darcies o milidarcies, siendo uno de los parámetros más importantes para analizar el potencial de extracción de un yacimiento. El ingeniero francés Henry Darcy demostró los principios matemáticos formulando la ley empírica que lleva su nombre y describe el flujo de los fluidos en medios porosos, basados en la experimentación con agua en columnas de arena. Las rocas como lutitas o limolitas son consideradas como impermeables ya que forman por granos muy finos o de diferentes tamaños, es decir, se crean poros pequeños, escasos o muy poca conexión entre las mismas.

En cuanto a la permeabilidad de un yacimiento que actúa en la capacidad de absorción de agua de un pozo inyector a base de una presión específica en la cara de formación. Para valorar la eficiencia de un sistema de inyección de agua, se considera aspectos fundamentales tales como: presión máxima permitida de la profundidad del yacimiento, así como también la proporción entre la tasa de inyección y el espaciamiento entre pozos. Esta evaluación está fundamentada en datos históricos disponibles de presión del yacimiento y los niveles de permeabilidad con el fin de mejorar el proceso de recuperación secundaria (Alzate-Espinosa et al., 2017).

La permeabilidad se clasifica en las siguientes formas:

- **Permeabilidad absoluta:** Con lo detallado por (Andrés Camilo et al., 2014), tenemos que permeabilidad absoluta se refiere al flujo de un solo fluido a través del espacio poroso completamente saturado, sin interferencia de otras fases. Normalmente, se emplea aire o agua para realizar este tipo de mediciones.
- **Permeabilidad efectiva:** se considera como el grado en el que el fluido se desplaza dentro de la materia porosa cuando hay otros fluidos presentes, es un valor que depende de la saturación que tenga el fluido específico dentro del sistema (Andrés Camilo et al., 2014).
- **Permeabilidad relativa:** dicho parámetro resulta esencial para analizar cómo se movilizan e interactúan los fluidos en un yacimiento, esto representa la proporción entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la permeabilidad absoluta de una roca (Andrés Camilo et al., 2014).

2.6.4. Tensión Superficial E Interfacial

En ciertos casos, dos fluidos inmiscibles pueden coexistir dentro del mismo medio poroso. La energía superficial que se genera en las interfaces entre estos fluidos influye directamente en su distribución, en los niveles de saturación y en la forma en que se movilizan dentro del yacimiento (Celi Jonathan et al., 2021).

2.6.5. Presión Capilar

Esta se conoce como la diferencia de presión que surge entre dos fluidos que no se mezclan y se desplazan dentro de un medio poroso causada por la tensión superficial y la porosidad. (Schlumberger ©, 2025).

2.7. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y PRESIONES

2.7.1. Presión Del Reservorio

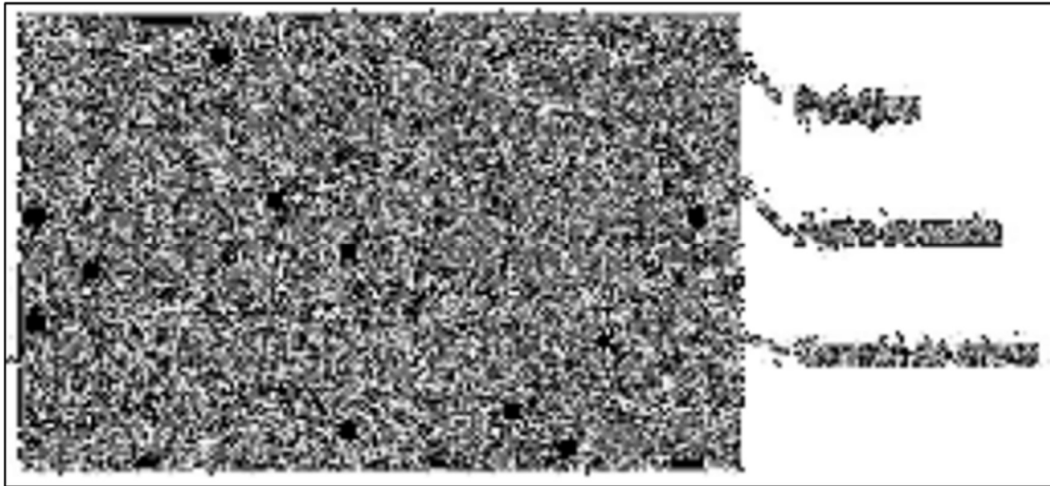


Figura 4. Distribución de la presión del reservorio en una formación rocosa (Padilla Andrade & Ismael Kevin, 2019).

Según (Schlumberger ©, 2025), la presión existente que tiene un yacimiento que se encuentra internamente en la formación rocosa y antes de entrar en producción se define como presión original, donde los hidrocarburos están naturalmente confinados. Este valor se obtiene como resultado de la alteración de la presión ocurrida cuando se establece comunicación entre el yacimiento y el pozo durante el proceso de descubrimiento. Esta presión original se puede calcular durante todo el proceso del petróleo.

2.7.2. Saturación

Según (Schlumberger ©, 2025), la saturación de un fluido en una roca de cuerpo poroso indica el porcentaje del volumen de los poros ocupados en el fluido, puede ser saturada en petróleo o aceites, agua y gas, a las condiciones en las que se encuentra el yacimiento. Matemáticamente, esta propiedad se expresa simbólicamente para cada fluido de la siguiente manera:

- S_o , Saturación de aceite
- S_g , Saturación de Gas
- S_w , Saturación de Agua

Todas estas saturaciones cumplen esta ecuación:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (Ec. 2)$$

2.7.3. Mojabilidad

En contexto de (Peña Daniela & Pilozo Víctor, 2022), la mojabilidad es considerada como la tendencia de adhesión de un fluido a una superficie solida cuando se relaciona con otros fluidos que no se pueden mezclar, esto depende del tipo de fluido que tiene, como también de las características del medio poroso, lo que le hace de gran importancia el análisis de estos fluidos para ver la viabilidad del yacimiento.

2.8. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

2.8.1. Recuperación Primaria

Cuando se confirma la presencia de hidrocarburos a través de pozos de exploración dentro del yacimiento, es necesario obtener una gran cantidad de información de éste y realizar

varios estudios de la formación productora, con el fin de la evaluación de la cantidad potencial de producción y la capacidad de reserva del petróleo inicial.

Después de este proceso pasamos con la perforación de pozos delimitadores los cuales nos darán información del tamaño total del yacimiento y la cantidad de volumen original que éste contenga.

La extracción de crudo se da mediante un proceso de desplazamiento dependiente de la variable presión que se tiene en el yacimiento, para que se logre que el petróleo fluya hacia los pozos, un diferente fluido debe ocupar el espacio que este deja, manteniendo así la presión necesaria, es decir, el crudo no se mueve por sí solo, este debe ser empujado por agua o gas que facilitan el desplazamiento (Wu, 2016).

2.8.2. Recuperación Secundaria (IOR).

Este proceso comienza una vez que la etapa de producción primaria ha finalizado. Consiste en inyectar un fluido de menor costo que el petróleo, como agua o gas, con el fin de conservar un gradiente de presión. La inyección se lleva a cabo a través de pozos específicos, conocidos como inyectoras, que empujan el petróleo hacia los pozos productores (Khan & Islam, 2007).

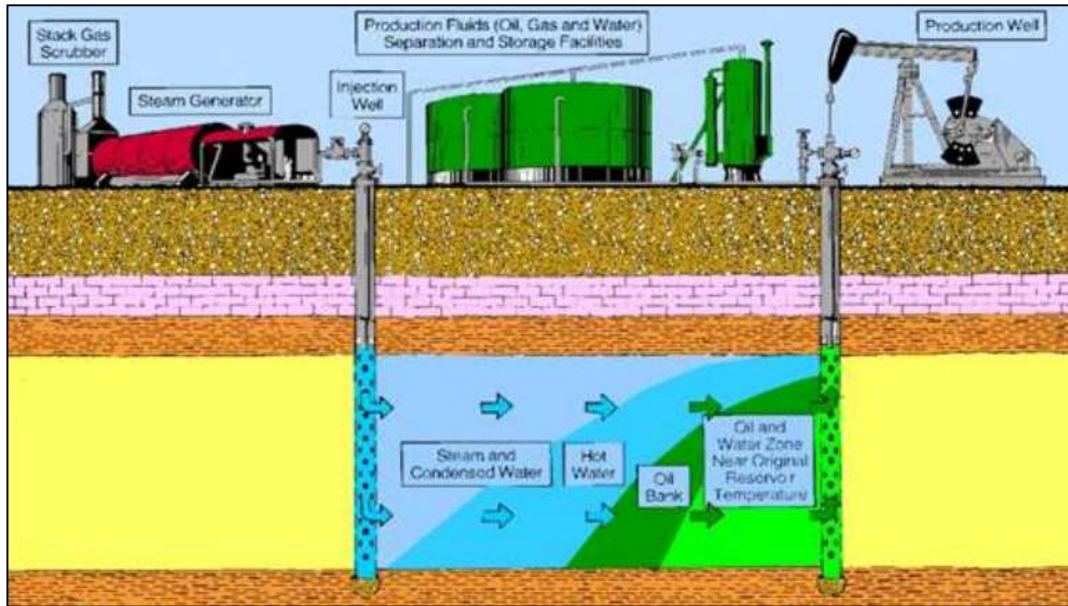


Figura 5. Proceso de Recuperación secundaria (Khan & Islam, 2007)

2.9. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

Pasado un tiempo de producción de un yacimiento, la presión inicial empieza a decaer, disminuyendo la energía con la que contaba inicialmente causando que se reduzca el empuje que ayuda a que los fluidos lleguen a la superficie. Luego de que esto sucede, es necesario el uso de mecanismo artificiales de producción que nos ayuden a seguir con la extracción del petróleo.

(Partidas Héctor, 2003) explica que, en la actualidad, este tipo de mecanismo es comúnmente más utilizado en la industria petrolera. Su uso radica en la extracción de crudo dentro de pozos con volúmenes de pequeño y mediano valor.

Este método consiste en la instalación de una bomba bajo tierra con acción recíproca, siendo abastecida por una sarta de cabillas actuando como transmisores de la energía que proviene del motor eléctrico y a veces por una combustión interna.

Todo esto con el fin de transmitir el movimiento generado a la unidad que se encuentra en la superficie a través de todo su sistema de engranajes y correas.

2.9.1. Funcionamiento del Equipo

Su principio de funcionamiento se basa en una bomba con desplazamiento positivo, conteniendo cilindros y un émbolo hueco con una válvula, componente encontrado al final de la sarta.

Comprender este sistema y su funcionamiento implica entender que la bomba es bajada por el espacio interior de la tubería de producción para así ser colocada al fondo con la ayuda de empacaduras, luego de esto, su funcionamiento se iniciará con la activación del sistema (Camargo Edgar et al., 2019).

Su ciclo consta de las siguientes fases:

- **Carrera ascendente del émbolo:** La válvula del émbolo cerrada mientras que el fluido es elevado a superficie reduciendo la presión en la zona de producción.
- **Carrera descendente del émbolo:** Esta válvula se abre mientras que la fija se cierra permitiendo que el émbolo regrese al punto de inicio en la base del cilindro de la bomba, y evita que el fluido se regrese.

2.9.2. Componentes del Bombeo Mecánico a Nivel de Superficie

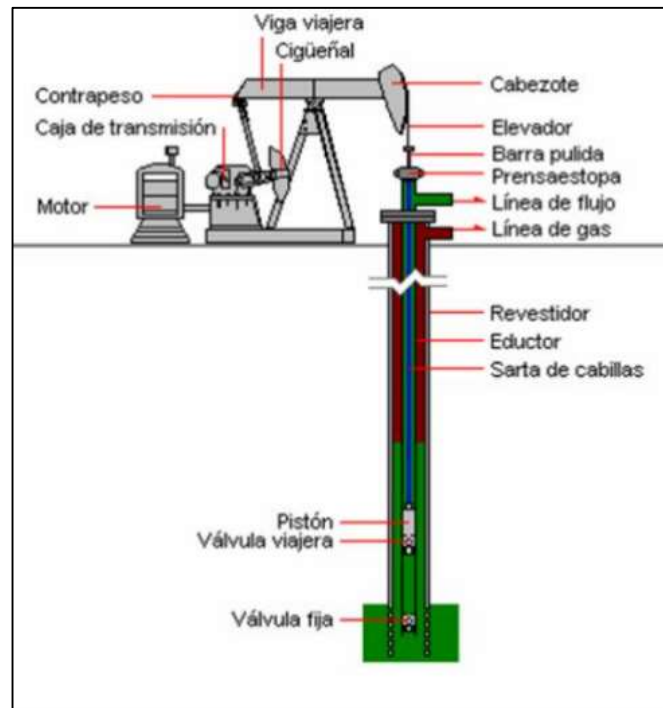


Figura 6. Componentes del sistema de bombeo mecánico (Camargo Edgar et al., 2019).

- **Motor:** Según (Partidas Héctor, 2003), es el que se encarga de suministrar la energía requerida para que se inicie la operación de bombeo y se clasifican comúnmente en eléctricos y en ciertos casos de combustión interna.
 - **Motor de combustión interna:** es aquel en el que la generación de energía es muy importante para el correcto funcionamiento, este se produce a través de la combustión de una mezcla de aire y combustible, según el diseño y la aplicación estos motores se pueden clasificar en:
 - *Motores a Diesel:* funcionan inyectando el combustible en la cámara de combustión justo antes de finalizar la fase de compresión, debido al calor que genera por compresión llega a 600°C , provocando la ignición

inmediata del combustible. Provocando que el émbolo empuje al gas en expansión, generando la fuerza que impulsa al motor.

- *Motor de gasolina o motores de explosión por chispa:* Este caso implica absorber una mezcla de aire y carburante que se comprime unas 6 veces de su volumen original. La instantánea combustión de la mezcla dentro de la cámara de combustión del cilindro produce gases debido a la mezcla del carburante, estos gases empujan el émbolo de manera lineal y transformándolo en un movimiento rotatorio del cigüeñal a través de la biela (Yolanda Mercedes et al., 2014).
- **Motores eléctricos:** Este motor transforma la energía eléctrica en mecánica, también nombrada movimiento rotatorio. Su funcionamiento predomina en la interacción de dos campos magnéticos y se clasifican en: motor de corriente continua, motor de inducción de corriente alterna y motor de velocidad variable (Camargo Edgar et al., 2019).
- **Caja de Engranaje:** Utilizada para convertir la energía momento de rotación, sometida a grandes velocidades del motor principal, a bajas velocidades de momento de rotación. La maquinaria va conectada a la caja de engranajes permitiendo reducir la velocidad. Existen diversos reductores de velocidad, entre ellos: simple, doble la más usada y triple (Partidas Héctor, 2003).
- **Manivela:** Responsabilizado de transmitir el movimiento producido por la caja de engranaje, se encuentra unida a pines sujetos al eje de baja velocidad en la caja, donde cada uno consta con el mismo número de perforaciones representando la carrera del balancín (Camargo Edgar et al., 2019).

- **Varilla pulida:** es un componente esencial que conecta la sarta de varillas con el equipo de superficie. Su tamaño depende de la tubería de producción seleccionada y del diámetro de las varillas de succión. Se fija mediante un cable colgador y una mordaza que la sostiene con firmeza, lo que soporta todo el peso total, así como también las fuerzas generadas por el fluido, las tensiones y las fricciones presentes del sistema (Partidas Héctor, 2003).
- **Pesas o contrapeso:** Utilizado para igualar fuerzas creadas por el sube y baja de las carreras del balancín, su fin es disminuir el momento de rotación y la potencia máxima efectiva. Su ubicación se encuentra en la manivela, pero hay ciertas unidades que su ubicación se encuentra sobre la viga principal, siendo al otro extremo del cabezote (Partidas Héctor, 2003).
- **Balancín:** Esta herramienta está sostenida por el poste Sampson. El movimiento generado por el balancín se transmite a través de la biela, la cual a su vez recibe el impulso de la manivela. La longitud de la carrera de la varilla pulida viene determinada por la distancia entre el reductor y el cojinete de la biela, conocida como la flecha (Siczek, 2016).



Figura 7. Imagen de un Sampson Post, (Arrigoni Design, 2025).

- **Líneas de flujo:** se encargan de hacer la conexión del cabezal hacia el separador, el desempeño del sistema de bombeo se ve afectado por las variaciones de las presiones generadas a lo largo de la tubería por donde fluye el crudo o el gas, esas variaciones hacen que cambie la fuerza que soporta la barra pulida.
- **Prensa estopa:** es la parte cilíndrica diseñado especialmente para contener los empaques que rodean la barra pulida y sirve para ajustar los espacios entre la barra y tubería, lo que hace imposible que el crudo se escape mientras se lo extrae.
- **Unidad de bombeo:** es el sistema que permite mover de arriba hacia abajo la sarta de cabillas para que funcione la bomba que esta al fondo del pozo, esto se logra con correas y engranajes que disminuyen la velocidad del motor para adaptarlo al sistema.

2.9.3. Componentes del Bombeo Mecánico a Nivel de Subsuelo

- **Tubería de producción:** es la tubería por donde sube el petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie, al inicio del bombeo la presión dentro disminuye significativamente una vez empiecen las operaciones.
- **Cabillas o varillas de succión:** es un conjunto de varillas metálicas que conectan la bomba del subsuelo con la superficie, sus funciones son: transmisión de energía, soporte del peso del sistema y la activación de la bomba al fondo del pozo.

Al realizar el diseño de este conjunto de varillas es recomendable el uso de las más livianas posibles, pero sin pasarse el límite de resistencia del material, por lo que es importante conocer el límite elástico del material lo que no va a permitir que se deforme permanentemente debido a la tensión.

Cuando el pozo tiene menos de 3.500 pies de profundidad, las varillas pueden ser del mismo grosor en toda la sarta, en cambio sí es más profundo es preferible usar una sarta “telescópica”, es decir, combinar varillas de diferentes diámetros: usar las más delgadas en la parte de abajo y las más gruesas arriba para distribuir mejor el peso y la carga.

Tabla 3. Características de las varillas de succión (Cevallos Jessica, 2015).

Grado	K	C	D
Aleación	Ni-Mo	C-Mn	Ni-Cr-Mo
Resistencia mínima de tensión	82.000	90.000	115.000
Resistencia a la corrosión	Alta	Media	Baja
Trabajo Pesado	Media	Alta	Alta
Manejo de Sulfuro de Hidrógeno	Si	Si	No
Manejo de pozos con alta producción	Baja	Baja	Alta

2.10. TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

Existen diferencias en el comportamiento operativo del bombeo mecánico, que va a depender de su diseño y aplicación específica a pesar de tener ciertas similitudes en su estructura general.

2.10.1. Unidad Convencional

La unidad convencional se considera la más común y antigua que se emplea en las operaciones de producción, el diseño es basado en mecanismos que fueron utilizados primeramente en equipos de perforación, en este sistema la manivela tiene la capacidad de girar hacia ambos sentidos.

Tabla 4. Ventajas y desventajas de la Unidad Convencional, (UNICO, 2015).

Ventajas de la Unidad Convencional	Desventajas de la Unidad Convencional
Tiene menores costos de mantenimiento que otras alternativas.	En algunos casos, su eficiencia es más baja que la de la unidad Mark II o equipos más modernos.
Requiere una inversión inicial más económica.	Necesita una caja de engranajes más grande que otros sistemas.
Cuando se usa con varillas de fibra de vidrio, su desempeño supera al del modelo Mark II.	Está optimizada para varillas de acero, lo que reduce su compatibilidad con otros materiales.
Es capaz de girar en ambas direcciones (horaria y antihoraria).	
Puede trabajar a una velocidad superior a la de la unidad Mark II.	
Demanda un menor esfuerzo en el sistema de contrapeso en comparación con la Mark II.	

2.10.2. Unidad Mark II

La unidad Mark II se creó a principios de la década de 1960 como una mejora sobre el diseño tradicional, sobresaliendo por necesitar menos energía para incrementar el mismo volumen de fluido.

Tabla 5. Ventajas y desventajas de la Unidad Mark II (Unico LLC, 2022).

Ventajas de la Unidad Mark II	Desventajas de la Unidad Mark II
Generalmente requiere menos torque que otros tipos de unidades.	En ciertos casos, no puede bombear tan rápido como una unidad convencional por la carrera descendente rápida.
Su costo suele ser menor que el de una unidad convencional del siguiente tamaño superior.	Solo puede girar en sentido antihorario, lo que limita su versatilidad.
Ofrece una eficiencia superior a la unidad convencional en la mayoría de los escenarios.	Si ocurre un golpe de fluido, existe mayor riesgo de daño en la bomba y las varillas. Puede provocar pandeo por compresión en la parte inferior de la sarta de varillas.

2.10.3. Unidad Balanceada por Aire

Este tipo de unidad emplea aire comprimido para equilibrar la carga. El sistema de aire ha sido simplificado de tal manera que las únicas partes que operan continuamente son el cilindro y el pistón de equilibrio. La capacidad del depósito del cilindro aumenta gracias a un receptor de acero que se desplaza junto con el cilindro.

Tabla 6. Ventajas y Desventajas de la Unidad Balanceada por Aire (Abdalla Hannes, 2013).

Ventajas de la unidad balanceada por aire	Desventajas de la unidad balanceada por aire
Es más pequeña y fácil de equilibrar que otros tipos de unidades.	Tiene un diseño más complejo y necesita más mantenimiento que otros sistemas.
Su menor peso reduce los costos de transporte.	La acumulación de condensación en el cilindro de aire puede afectar seriamente su operación.
Ofrece una capacidad operativa superior a la de cualquier otra unidad.	Si se pierde la presión de aire en el cilindro, puede dañar la caja de engranajes.
Puede girar en ambos sentidos: horario y antihorario.	

2.11. SISTEMA DE LINEAR ROD PUMP (LRP)

El LRP es un sistema electromecánico, es decir, usa energía eléctrica para generar el movimiento necesario, esta energía es transformada en movimiento mecánico en una caja de engranajes, impulsa un movimiento alternativo (sube y baja) lo que acciona la bomba ubicada en el pozo y permite extraer el fluido.

Su capacidad de soportar cargas de hasta 30.000 libras lo hace un sistema resistente y pueden ser utilizados en profundidades de 700 a 7.000, y puede manejar una producción que varía en 10 y 1,170 barriles por día. Entre las empresas más conocidas que fabrican este tipo de unidades se encuentran UNICO Inc. Y PETROM, las cuales han desarrollado

modelos confiables y adaptables a distintos campos gracias a su mayor aceptación y popularidad en la industria petrolera.



Figura 8. Sistema Linear Rod Pump instalado (Unico LLC, 2022).

2.11.1. Componentes del Sistema LRP.

- **Cubierta superior de la unidad:** tiene como función la protección del sistema en las condiciones climáticas adversas, pues la unidad es expuesta a la intemperie, este se encuentra en la parte superior del LRP y se ajusta con un sistema de roca, según sus necesidades la cubierta puede ser fabricada de PVC o metálica (UNICO, 2015).

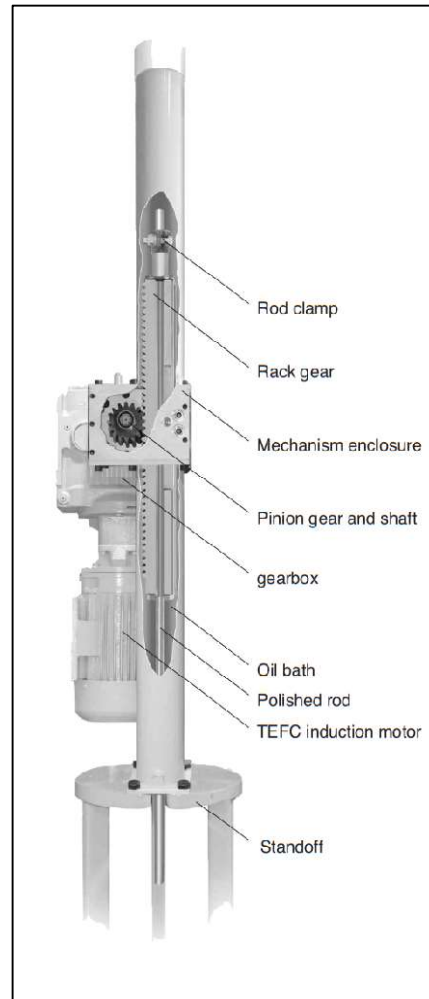


Figura 9. Partes del Linear Rod Pump (UNICO, 2015).

- **Grampa de seguridad:** ubicada en la parte superior de la cremallera de traslación siendo un elemento esencial en el sistema. Su fijación mediante tornillos garantiza estabilidad y soporte a la barra pulida, permitiendo sostener todo el peso de la sarta de completación y asegurando un funcionamiento seguro y eficiente (UNICO, 2015).
- **Sensor de proximidad (Limit Suich):** este componente electrónico tiene como propósito principal enviar señales digitales al variador de frecuencia, este

determina cual será el movimiento (ascendente o descendente) en cada ciclo, ubicado junto a la cremallera de traslación (UNICO, 2015).

- **Mecanismo anexo de alineación:** tiene como finalidad asegurar que la cremallera de traslación este alineada correctamente durante todo el ciclo operativo durante el desplazamiento, evitando así desviaciones que puedan afectar el rendimiento.
- **Motor de inducción:** es un equipo que transforma la energía eléctrica en rotativa, esta energía se transmite a la caja de engranajes para activar el movimiento del sistema de bombeo (UNICO, 2015).
- **Caja de engranajes:** Esta máquina es responsable de reducir la velocidad proveniente del motor a una velocidad controlada por el variador inteligente.
- **Cremallera de traslación:** es una barra con alta resistencia con un diseño dentado que se acopla al piñón de ataque. Su función principal es generar el movimiento vertical, facilitando el desplazamiento ascendente y descendente de la barra dentro del mecanismo.
- **Cubierta externa:** es una estructura que rodea la cremallera de traslación y el aceite lubricante, protegiendo todos los componentes internos de los contaminantes externos y también soporta todo el sistema de bombeo (UNICO, 2015).
- **Cubierta interna:** se ubica entre la cremallera de traslación y la barra pulida, la cubierta actúa como guía del movimiento de la barra pulida dentro del sistema y asegurando que no tenga desviaciones, junto con la cubierta externa que forma parte de la cámara de aceite del sistema (UNICO, 2015).

- **Barra Pulida:** es un elemento metálico que esta recubierto de cromo, lo que proporciona mayor resistencia y durabilidad. Su función principal es soportar el peso de toda la sarta de varillas, la bomba y el fluido (UNICO, 2015).
- **Centralizador de la barra pulida:** se trata de una pieza elaborada en bronce cuya misión es minimizar el contacto entre la barra pulida y la cubierta interna del sistema y evita así el desgaste prematuro de los componentes, así como también se encarga de mantener centrada la barra pulida y alineada dentro del conjunto (UNICO, 2015).
- **Resorte:** es localizado al final de la cámara de aceite, tiene como propósito absorber los impactos que se generan en la cremallera de traslación cuando desciende bruscamente por cualquier motivo.
- **Tapón de drenaje:** es una abertura de $\frac{1}{2}$ pulgada y permite evacuar el fluido contenido en la cámara de aceite, este elemento se usa principalmente en los mantenimientos del sistema LRP (UNICO, 2015).
- **Base de fijación del equipo a la brida:** este elemento tiene como función unir firmemente el sistema LRP a su base de soporte, este se ubica al inferior de la cámara de aceite y es construida con una lámina de $\frac{3}{4}$ de pulgada de espesor con orificios que facilitan la alineación y anclaje adecuado (UNICO, 2015).
- **Base soporte de la unidad:** Este componente permite la instalación del sistema LRP en el cabezal del pozo. Su principal ventaja es que se puede adaptar a cualquier diseño utilizado por los clientes en sus áreas de operación. Está formado por dos placas de $\frac{3}{4}$ y/o 1 pulgada de grosor, y cuenta con orificios que facilitan el acoplamiento del sistema (UNICO, 2015).

2.11.2. Funcionamiento del Sistema Linear Rod Pump.

Este sistema se monta directamente sobre el pozo, como se menciona con anterioridad la barra pulida se desplaza verticalmente de manera ascendente y descendente dentro de la cremallera manteniéndose suspendida y si la bomba o la sarta de varillas llegaran a atascarse, la presión del fluido en el pozo hará que su movimiento sea más lento en comparación con el de la cremallera (Único LLC, 2022).

Un motor de inducción de corriente alterna (AC), conectado directamente a la caja de engranajes, trabaja junto con el sistema piñón-cremallera para generar el movimiento vertical de la sarta de varillas, tanto en sentido ascendente como descendente. Durante cada ciclo de operación, la barra pulida se lubrica automáticamente al atravesar la cámara de aceite, lo que permite mantener una operación eficiente, segura y con un consumo energético reducido (Único LLC, 2022).

2.11.3. Aplicaciones Generales del LRP

El sistema LRP se presenta en distintos modelos que varían según la longitud de la carrera de la barra pulida (en pulgadas), la carga que esta puede soportar (en libras) y la velocidad de bombeo (golpes por minuto, SPM) (Abdalla Hannes, 2013).

Los modelos de bombas Linear Rod Pump (LRP) ofrece una amplia variedad de configuraciones desde 20 pulgadas a una capacidad de carga por la barra pulida de 4000 libras, así como versiones mayores a 144 pulgadas y soportan cargas de 30.000 libras lo que se adapta a diferentes requerimientos operativos en el campo (Abdalla Hannes, 2013).

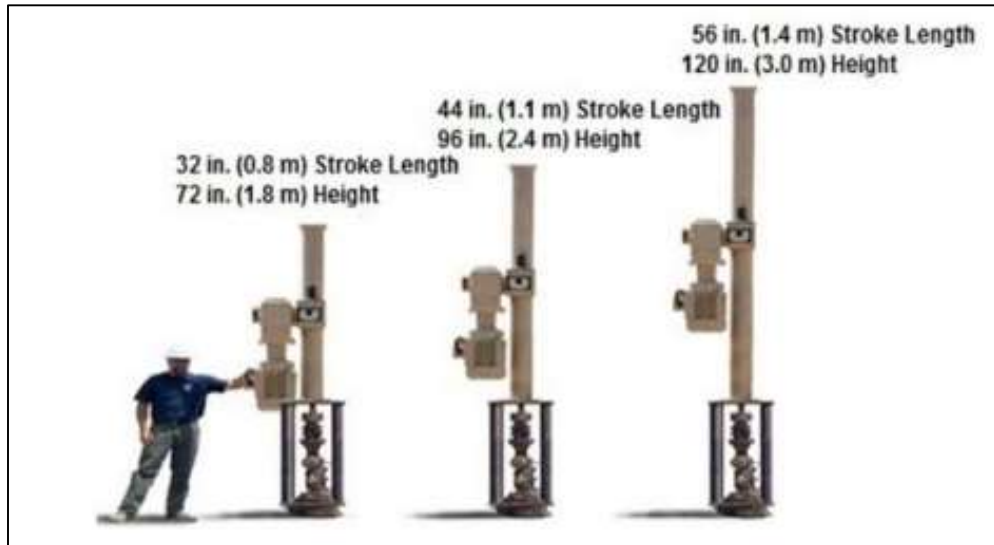


Figura 10. Diferentes Tipos de LRP con motor eléctrico (Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).



Figura 11. Descripción de las características del modelo LRP (Abdala Hannes, 2013).

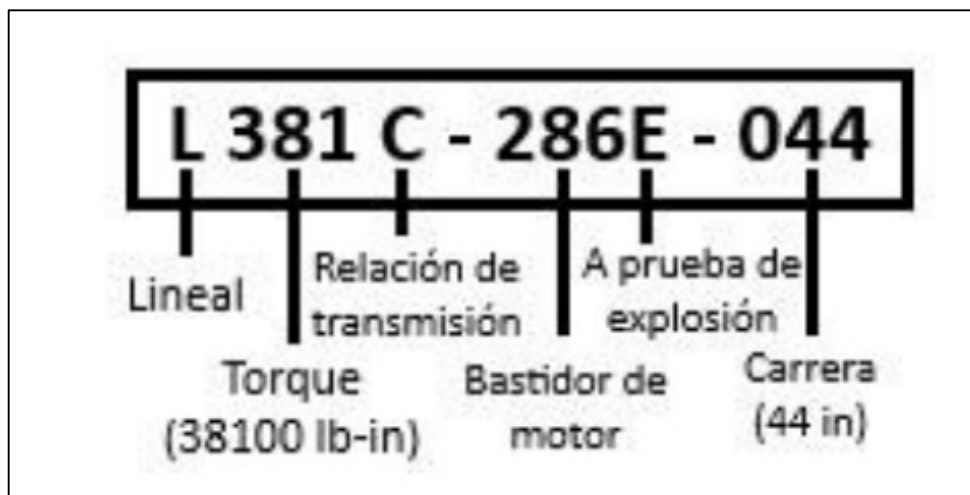


Figura 12. Explicación detalla del modelo LRP (Abdalla Hannes, 2013).

La empresa UNICO dispone de varios modelos de sistemas LRP, que hace diferencia entre sí por el número de modelos, la longitud de la barra pulida y la velocidad de bombeo. Además, en función de la información que se tiene de un cliente, esta empresa puede diseñar diferentes tipos de sistemas LRP ajustadas a las condiciones particulares de cada pozo.

Tabla 7. Características de las varillas de succión, (Abdalla Hannes, 2013).

Número de Modelo	Carrera de Barra Longitud (in)	Barra Pulida Carga (lb)	Velocidad de bomba (SPM)
L073g-mmmm-020	20	4000	0,5 – 25,0
L073g-mmmm-032	32	4000	0,5 – 25,0
L137g-mmmm-032	32	7000	0,5 – 25,0
L239g-mmmm-032	32	12000	0,5 – 25,0
L381g-mmmm-044	44	20000	0,5 – 25,0
L381g-mmmm-056	56	20000	0,5 – 21,4

L381g-mmmm-064	64	20000	0,5 – 18,8
L472g-mmmm-086	86	20000	0,5 – 14,0
L472g-mmmm-086	86	23600	0.5 - 18,0
L472g-mmmm-100	100	23600	0,5 – 15,0
L767g-mmmm-86	86	30000	0,5 – 21,0
L767g-mmmm-100	100	30000	0.5 - 18,0
L767g-mmmm-120	120	30000	0,5 – 15,0
L826g-mmmm-86	86	30000	0,5 – 21,0
L826g-mmmm-100	100	30000	0.5 - 18,0
L826g-mmmm-120	120	30000	0,5 – 15,0
L826g-mmmm-144	144	30000	0,5 – 12,5

2.11.4. Comparación LRP vs Bombeo Mecánico

Comparar un sistema LRP con un sistema BM es necesario para la selección más conveniente de tecnología de levantamiento artificial en el pozo, esto permite obtener el mejor desempeño técnico, la eficiencia del yacimiento, los objetivos de producción y estrategias de optimización de costos.

Un factor de mayor relevancia para esta comparación es la eficiencia energética, pues gracias a su diseño compacto y movimiento lineal este sistema suele requerir motores de menor potencia, utilizados comúnmente en las unidades de bombeo mecánico tradicional, es decir, un menor consumo eléctrico sin afectar la capacidad de producción del pozo (Abdalla Hannes, 2013).



Figura 13. Comparación de Tamaño entre LRP y BM, (Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024)

A diferencia de las bombas mecánicas tradicionales que necesitan vigilancia continua o sistemas de control extras, la LRP incorpora un software inteligente que posibilita una gestión dinámica del bombeo. Este sistema ajusta de manera automática las velocidades de acuerdo con las condiciones del pozo, optimizando la producción y minimizando el riesgo de fallas como el Pump off.

Al comparar ambas tecnologías de levantamiento artificial se obtiene una visión más clara sobre los costos operativos a largo plazo, así como también evaluar los factores: consumo energético, frecuencia de mantenimiento, durabilidad de los equipos, cuyos factores permiten la adecuada toma de decisiones orientadas a maximizar su eficiencia. Asimismo, el análisis de comportamiento de cada sistema en distintos escenarios de fondo, como la existencia de gas libre, solidos o variaciones en la producción son necesario para

identificar que opción proporciona mayor flexibilidad y estabilidad operativa en el yacimiento (Abdalla Hannes, 2013).

- **Cualitativa:** este sistema representa una solución moderna, tecnológica, eficiente y segura en el ámbito de bombeo artificial, la estructura permite que su traslado y montaje sea ágil y rápido facilitando intervenciones rápidas al campo, también así gracias a su tamaño es posible operar con motores de menor capacidad, logrando menor consumo de energía con el mismo rendimiento.
- **Económica:** en relación a una análisis de costos realizado por una empresa reconocida en el sector petrolero internacional, la implementación de este sistema fabricado por la empresa UNICO, representa una reducción significativa de gastos como de adquisición e instalación en comparación con los demás, este ahorro es considerable a la viabilidad económica del sistema LRP, en especial a las operaciones donde es prioridad el uso de la eficiencia energética, la automatización y la optimización de los recursos.

Tabla 8. Comparativa de Costos de Materiales y Equipo, (Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).

Materiales y Equipo	Bomba Mecánico	Unidad LRP
Unidad	\$100.000	\$66.500
Transmisión de Velocidad Variable	\$15.000	\$15.000
Motor Eléctrico	\$4.000	\$4.000
Aceite para Engranajes/ Artículos de LRP	0	\$2.000
Plataforma	\$2.000	0
Base Pavimentada	\$500	0
Correas y Poleas	\$500	0
Subtotal M&E	\$122.000	\$87.500

Tabla 9. Comparativa de Costos por Instalación, (Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).

Instalación	Bomba Convencional	Unidad LRP
Instalación y programa	0	\$500
Grúa	\$3.500	\$2.000
Retroexcavadora, camión tolva	0	\$1.500
Automatización	\$5.500	\$500
Permisos y aprobación	\$2.000	0
Cuadrilla de la unidad de viga	\$7.500	0
Transporte	\$2.000	0
Subtotal de instalación	\$20.500	\$4.500
Total, M&E + Instalación	\$142.500	\$92.000
	Ahorro LRP	\$50.500

2.11.5. Mantenimiento del Sistema LRP

Es fundamental establecer un cronograma de mantenimiento preventivo frecuentemente para garantizar el funcionamiento seguro y continuo del sistema, dicho plan debe contemplar las actividades necesarias como:

- Limpieza de componentes críticos.
- Ajuste de parámetros operativos.
- Lubricación adecuada de las partes móviles.
- Sustitución programada de piezas desgastadas.

Estas acciones van a permitir maximizar la probabilidad de fallas inesperadas, que optimicen el rendimiento del equipo, y extienden la vida útil de sus componentes

reforzando así las condiciones de seguridad en sitio operativo. Este mantenimiento debe realizarse bajo criterios técnicos claros, con registros históricos del sistema, recomendaciones de fábrica y con personal calificado al área (Abdalla Hannes, 2013).



Figura 14. Mantenimiento del LRP, (UNICO, 2015).

2.11.6. Proceso básico para intervenciones de mantenimiento en el LRP.

Se recomienda verificar lo siguiente para llevar a cabo una intervención segura y efectiva:

- **Verificación previa de materiales y herramienta:** Se debe tener seguridad sobre la disponibilidad de todos los recursos necesarios para ejecutar la intervención sin paros (Abdalla Hannes, 2013).
- **Permisos de trabajo:** se deben regir a las normativas de seguridad para iniciar trabajos de alto riesgo durante el mantenimiento (Abdalla Hannes, 2013).
- **Inspección del área de trabajo:** se debe revisar el terreno a intervenir para detectar condiciones inseguras o riesgos potenciales (Abdalla Hannes, 2013).

- **Aseguramiento del equipo:** se debe confirmar que el sistema este fuera de servicio por completo, o en casos de que esté en funcionamiento se procede a una parada controlada y se desconecta la fuente de alimentación de energía.
- **Verificación de ausencia de energía:** se debe emplear sistemas de medición para garantizar que no existe tensión residual en el sistema (Abdalla Hannes, 2013).
- **Revisión del sistema de lubricación:** se necesita comprobar el nivel y estado del aceite antes de la intervención (Abdalla Hannes, 2013).

2.11.7. Mantenimiento periódico recomendado para el sistema LRP.

El mantenimiento regular es necesario para el desempeño eficiente del sistema, dado lo siguiente:

- **Nivel de aceite:** revisar cada 750 horas (30 días) y verificar que el nivel sea visible en el visor en el punto más bajo del ciclo (Abdalla Hannes, 2013).
- **Cambio de aceite en el sistema principal:** cambiar el aceite cada 5.000 horas (180 días). En condiciones adversas, reducir el intervalo (Abdalla Hannes, 2013).
- **Caja de engranajes:** en esta sección se debe seguir instrucciones del fabricante según el manual técnico del equipo (Abdalla Hannes, 2013).
- **Inspección de elementos de sujeción:** inspeccionar físicamente toda la estructura para la detención de tornillos o conexiones flojas que afecten la seguridad o desempeño del equipo (Abdalla Hannes, 2013).
- **Cambio de aceite en la caja reductora:** este proceso se debe ejecutar cada 20.000 horas o cada 4 años de vida útil, en otras condiciones es recomendado reducir el periodo cada 2 años (Abdalla Hannes, 2013).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación que se utilizó para realizar el análisis es la investigación aplicada, pues tiene un enfoque centrado en la aplicación de tácticas para alcanzar metas y completar los desafíos para que sean implementados.

(Vargas Zoila, 2008), indicó que este tipo de enfoque comúnmente es llamado “investigación práctica” o “investigación aplicada experimental”, dado así el objetivo de este tipo de investigación es la solución u optimización de un escenario específico.

3.2. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

Se aplica un método de investigación combinado, pues con relación al método de estudio se recopila información teórica y numérica, es decir es una combinación de datos cuantitativos y cualitativos, denominado “método mixto”, con el fin de obtener una comprensión precisa y abarcadora del “fenómeno en Análisis” (Vargas Zoila, 2008).

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1. Población

Denominado también población objetivo, se define como la combinación de elementos sea limitado o ilimitado con similitudes en ciertas características. En este caso, la población es el conjunto de los 20 pozos que operan con BM, ubicados dentro del campo Pacoa de la provincia de Santa Elena, Ecuador. La población destinada es considerada

finita, pues la cantidad de pozos que cuentan con este sistema se puede contabilizar de manera precisa (Arias Fidias, 2005).

3.3.2. Muestra

La muestra es el subconjunto limitado y representativo de la población según (Arias Fidias, 2005). Para tener contexto de la definición, la muestra a utilizar en este caso de estudio son los pozos que operan con Bombeo Mecánico pero que representan bajos niveles de producción, para ser específicos son los siguientes: PACOA021 y PACOA032.

3.4. DESCRIPCIÓN DE SELECCIÓN DEL SISTEMA LRP

En el contexto de (Abdalla Hannes, 2013), para que exista una adecuada selección del sistema LRP se debe tomar en cuenta los siguientes componentes técnicos que se clasifican en: carga sobre la varilla pulida, torque máximo requerido, volumen de producción estimativo, longitud del ciclo de bombeo, la potencia del motor y la profundidad del pozo.

3.4.1. Selección de Varilla Pulida

La selección del diseño y dimensionamiento de la varilla pulida para el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico (LRP) debe realizarse de manera cuidadosa, pues es dependiente de otros elementos operativos del sistema, los cuales los más relevantes son: el tamaño de la caja de engranajes y el torque nominal del sistema (Abdalla Hannes, 2013).

Dichos elementos determinan el tipo de diseño y diámetro apropiado de la varilla pulida, esta debe tener la capacidad de soporte de cargas que se generan durante la operación de

bombeo, sin que tenga deformaciones o fallos estructurales, dicho esto el tamaño de la caja de engranes es el que determina la capacidad estructural del sistema para soportar esfuerzos mecánicos, por otro lado el torque nominal va a definir el límite de carga que va a ser aplicado sin que se comprometa el rendimiento, así como también la integridad estructural del sistema.

Es por ello por lo que se realiza una tabla referencial que presenta los tipos de modelos de LRP junto con la carga máxima permitida en diferentes casos de la varilla pulida, lo cual es fundamental para asegurar que la operación sea óptima y seguirá y además cumpla con los parámetros requeridos para la operación (Abdalla Hannes, 2013).

Tabla 10. Carga de máxima de la varilla pulida para los modelos de LRP, (Abdalla Hannes, 2013).

Numero de Modelo	Carga Máxima de Varilla Pulida (ton)	Carga Máxima de Varilla Pulida (lb)
L073g-mmmm-032	1.7	3.750
L137g-mmmm-(032 o 044)	3.1	7.000
L239g-mmmm-(032 o 044)	5.4	11.900
L381g-mmmm-(044 o 056 o 064 o 086)	7	15.430
L472g-mmmm-(086 o 100 o 120)	10.7	23.590
L767g-mmmm-(086 o 100 o 120)	13.6	29.980

3.4.2. Selección de HP

La potencia del motor es otro de los parámetros fundamentales a considerar para el proceso de elección y dimensionamiento del adecuado sistema de levantamiento artificial mediante bombeo mecánico, dado que esto no solo va a garantizar la eficiencia del funcionamiento, sino que también ayuda a prevenir sobrecargar del sistema que comprometerían el desempeño provocando fallas tempranas (Fakher Sherif et al., 2021).

Con lo mencionado con anterioridad, se presenta la siguiente tabla que define la variación de HP que corresponde a cada tipo de unidad de Bombeo, la cual sirve como referencia para la correcta selección del motor, lo que asegura que cumpla con los requerimientos energéticos del sistema sin sobredimensionar ni subdimensionar el equipo (Abdalla Hannes, 2013).

Tabla 11. Potencia de motor de cada LRP, (Abdalla Hannes, 2013).

N°	Linear Rod Pump	Potencia del Motor (HP)
1	L137H-184E-020	25
2	L381F-215E-032	10
3	L137C-215S-044	10
4	L239C-254E-044	15
5	L239D-254E-044	15
6	L239B-256E-044	20
7	L239C-256E-044	20
8	L239C-215E-044	10
9	L137B-254E-044	15
10	L381C-286E-044	30
11	L381A-256E-056	20
12	L381B-256E-056	20
13	L381B-284E-056	25
14	L381B-286E-056	30
15	L381C-286E-056	30
16	L381D-286E-056	30
17	L381B-324E-056	40
18	L381C-324E-056	40
19	L472B-2586-100	60
20	L767A-2587-100	60
21	L472B-2578-100	50

Así mismo, a continuación, se presenta la siguiente tabla que muestra las especificaciones generales más relevantes para determinar el sistema de LRP con la adecuada potencia (HP), entre ellas destacan el tipo de unidad, la tasa de producción, la velocidad de bombeo y la profundidad del pozo.

Tabla 12. Descripción general de los tipos LRP, (Abdalla Hannes, 2013).

Modelo de LRP	Profundidad Mínima (ft)	Profundidad Máxima (ft)	Producción Mínima (m ³ /D)	Producción Máxima (m ³ /D)	SPM Mínimo	SPM Máxima	HP
L239C-254E-044	394	1.247	2	27	3	8	15
L137C-215S-044	643	689	8	10	3	7	10
L381A-256E-056	492	1.771	6	27	4	6	20
L381B-286E-056	558	2.888	8	15	5	6	30
L137B-254E-044	459	721	5	30	3	10	10
L381B-324E-056	2.296	3.280	3	10	3	7	40
L381C-286E-056	1.696	4.035	5	16	5	8	30

Nota: No existen unidades adicionales asociadas a SPM, ya que es simplemente una medida de frecuencia.

Al realizar un análisis con detalle de la tabla presentada con anterioridad, existe evidencia de una tendencia clara que a medida que aumente la profundidad del pozo, va a aumentar la longitud de carrera que se necesita para el funcionamiento del sistema de varilla. La siguiente relación es común, pues a mayor profundidad se va a requerir un mayor recorrido de la varilla, lo cual ayuda a desplazar el volumen de fluido que va desde el fondo hasta la superficie de forma óptima. Esto da como resultado el incremento de la exigencia operativa del motor, y esto obliga a una correcta selección de potencia mayor que garantiza un rendimiento adecuado del sistema (Abdalla Hannes, 2013).

El principio mencionado anteriormente es idóneo en el diseño de sistemas de LRP, pues a una potencia inadecuada del motor, se genera un bajo rendimiento de la producción, también con sobrecargas o fallas, lo cual es esencial considerar la profundidad del pozo como también el volumen de producción estimado.

Seguidamente a esto, se presenta la siguiente gráfica con el objetivo de tener una alta comprensibilidad de esta relación técnica, esta gráfica muestra la variación del flujo del fluido (bpd) en función de la profundidad del pozo (ft). En esta tabla se evidencia que, a mayor profundidad y caudal, se va a requerir una mayor potencia del motor que permite elevar los fluidos a la superficie y destaca la importancia de considerar estos factores para la correcta selección del sistema de bombeo (Abdalla Hannes, 2013).

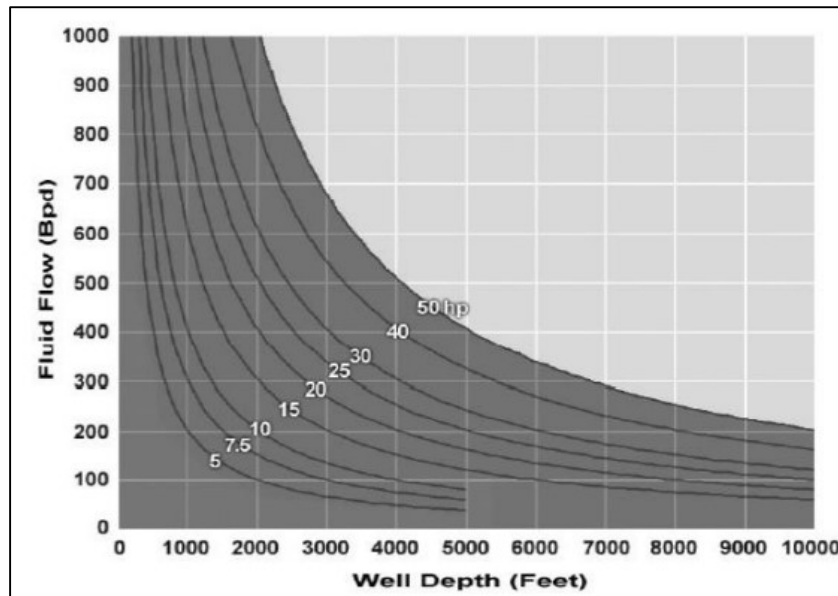


Figura 15. Flujo de Fluido vs Profundidad del Pozo, (Abdalla Hannes, 2013).

En conclusión, en función de la profundidad máxima del pozo, la longitud de la carrera y la tasa de producción, el proveedor encargado del diseño del motor elegirá la potencia nominal correcta, que posteriormente será entregado al operador para la instalación.

3.5. DESCRIPCION DE LOS POZOS SELECCIONADOS

3.5.1. Pacoa 021

Tabla 13. Propiedades del Pozo 021, (Ordóñez Andrade et al., 2022).

Nivel D y C - Bombeo mecánico		
Propiedad	Valor	Unidad
GOR	110	SCF/STB
Presión del reservorio	641	Psi
Presión de burbuja	520	Psi
Presión de fondo	318	Psi
Salinidad del agua	41000	ppm
Permeabilidad del reservorio	115	mD
Permeabilidad vertical	90	mD
Radio del pozo	0,584	ft
Viscosidad del petróleo	9	cp
Gravedad API del crudo	29	API
Temperatura del reservorio	85	°F
Corte de agua	62	%
Gravedad específica del gas	0,735	--
Factor Dietz	30,03	--
Daño de formación	0	--
Profundidad de asentamiento de la bomba	1750	ft
Profundidad del nivel del fluido	1640	ft

Dentro de la tabla 14 se da la representación de las propiedades que refleja este pozo, todas estas relacionadas con el bombeo mecánico existente dentro del mismo, este ubicado dentro de los niveles D y C.

Estas propiedades son de vital importancia para conocer y realizar un diagnóstico efectivo del comportamiento del pozo, así como también la selección de diseño y su evaluación para escoger el método de levantamiento seleccionado. Detallando cada uno de los parámetros tenemos:

- **Relación Gas Petróleo:** Presenta unos valores de 110 *scf/stb*, este valor se lo puede considerar como bajo, Su GOR bajo nos indica que puede ser optimo la

aplicación del sistema de levantamiento seleccionado ya que este reducirá los problemas que tienen relación con la aparición de gas libre en la bomba. (Schlumberger ©, 2025)

- **Presión del Yacimiento:** Presentando valores de 641 *psi*, dándonos el indicio para conocer la energía con la que cuenta el yacimiento para poder desplazar los fluidos hacia superficie, siendo así considerada como útil, aunque, es necesario el uso de tecnologías de levantamiento para mantener los niveles de producción
- **Presión de burbuja:** Siendo de 520 *psi* su valor límite por debajo del nivel al cual el gas comienza a liberar de manera natural, conocer este parámetro nos ayuda a evitar la liberación del gas prematura dentro de la producción
- **Presión de Fondo:** Su presión es de 318 *psi* durante condiciones estándares, la importancia de esta recae en la comparativa con las presiones anteriores para determinar la existencia o no de la caída de presión, afectando así la eficiencia del levantamiento (Schlumberger ©, 2025).
- **Salinidad del Agua:** Alcanzando esta los 41.000 ppm, denotando una alta concentración de sólidos disueltos, en especial sales. Este dato es de alta importancia para tener un indicio acerca de los materiales y su nivel de resistividad ante las sales y demás (Schlumberger ©, 2025).
- **Permeabilidad Vertical y Horizontal:** 90 y 115 milidarcies respectivamente, siendo la horizontal la gran influyente para la productividad del pozo y la vertical nos ayuda con el análisis de las capas productoras, sugiriéndonos que tienen buena comunicación vertical (Schlumberger ©, 2025).
- **Viscosidad del Crudo:** encontrándose dentro de los 9 centipoise, dándonos a entender que tiene un nivel medio de fluidez

- **Grados API:** El crudo consta con 29 grados API, siendo considerado dentro del rango de crudos medianos, esto es esencial para determinar el peso específico del petróleo.
- **Factor de Dietz:** 30,03 es el valor obtenido, lo que permite identificar la geometría del flujo hacia el pozo (Schlumberger ©, 2025).

Tabla 14. Esquema mecánico del Pozo 021, (Ordóñez Andrade et al., 2022).

Esquema mecánico		
Características del revestidor (in)	Profundidad de asentamiento (ft)	
Casing superficial	10 3/4	400
Casing de producción	7	2.830
Tubería de producción	2 3/8	1.850

Esta tabla nos presenta el esquema mecánico del pozo 021, describiéndonos elementos como los del revestimiento y también el de producción ya instalados dentro del pozo, a su vez nos indica las profundidades a las que han sido asentadas. Información importante para comprender el diseño del pozo, permitiéndonos evaluar los aspectos de este como su integridad estructural, seguridad operativa y su eficiencia.

El casing superficial de 10 3/4" y 400 pies de profundidad tiene como función principal proteger las formaciones someras y prevenir la contaminación de los acuíferos. Por su parte, el casing de producción de 7" con una profundidad de 2,830 pies aísla eficazmente la formación productiva y proporciona soporte estructural a la tubería interna. La tubería de producción, de 2 3/8" y 1,850 pies de extensión, se encarga de transportar los fluidos hasta la superficie; su instalación a una profundidad menor sugiere la implementación de una completación selectiva o la extracción desde zonas intermedias del reservorio (Schlumberger ©, 2025).

3.5.2. Pacoa 021 dentro del simulador

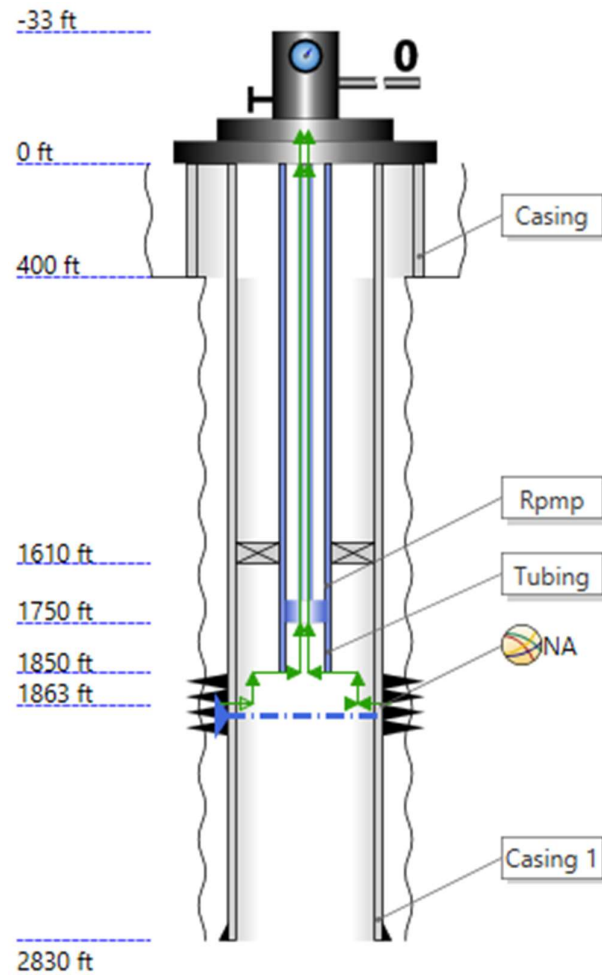


Figura 16. Esquema Mecánico del pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

La figura 17 muestra el esquema mecánico del pozo seleccionado, incluyendo todas las secciones de su revestimiento detallando cada uno de las profundidades de asentamiento y su diámetro correspondiente.

Adicional a esto se incluye el uso de packers para que ayude al aislamiento de las zonas evitando la producción por el espacio del tubing. (Padilla Andrade & Ismael Kevin, 2019)

General								Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Mode:								<input type="radio"/> Simple <input checked="" type="radio"/> Detailed						
Dimension option:								<input type="radio"/> OD <input checked="" type="radio"/> Wall thickness						
^ CASINGS/LINERS														
	Section type	Name	From MD	To MD	ID	Wall thickness	Roughness							
	ft	ft	in	in	in	in	in							
1	Casing	Casing	0	400	9,76	0,495	0,001	...						
2	Casing	Casing 1	0	2870	5,92	0,54	0,001	...						
+														
^ TUBINGS														
	Name	To MD	ID	Wall thickness	Roughness									
	ft	in	in	in	in									
1	Tubing	1850	1,867	0,254	0,001	...								
+														

Figura 17. Datos detallados del Casing y Tubing del pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

General					Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Equipment	Name	Active	MD								
			ft								
1	Packer	<input checked="" type="checkbox"/>	1768,099								
2	NA	<input checked="" type="checkbox"/>	1922,528								
+											
PACKER											
Name:	Pk										
Active:	<input checked="" type="checkbox"/>										
Measured depth:	1768,099	ft									

Figura 18. Datos detallados del Packer del pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

Culminado de ingresar los datos correspondientes al simulador debemos realizar la comparativa detallada con la información que muestra la tabla 12, todo esto con el objetivo de identificar cual es el modelo de bomba más adecuado para las condiciones con las que cuenta el pozo seleccionado. Esta comparación nos permite analizar varios parámetros y el resultado indica que la bomba óptima para el pozo Pacoa 021 es el modelo “L381B-286E-056” debido a su desempeño dentro del rango de valores que se tiene. Finalizado este análisis, seguimos con su tabulación dentro del simulador:

Equipment	Name	Active	MD
1	Rod Pump	<input checked="" type="checkbox"/>	1750

ROD PUMP

Name:

Active:

Measured depth:

PERFORMANCE DATA

Basis: Nominal rate Stroke length/frequency

Strokes per minute:

Stroke length:

Plunger diameter:

Slip coefficient:

Maximum DP:

Maximum power:

Pump efficiency:

Drive rod diameter:

Figura 19. Datos detallados del Linear Rod Pump para el pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

En la figura 20 se muestra la bomba seleccionada para el sistema de levantamiento Linear Rod Pump, siendo está instalada a la profundidad de 1.750 ft. La eficiencia con la que opera la bomba es del 80% lo que asegura que el flujo dentro del pozo sea constante y que represente valores estables económicamente. Además de que el pozo incluye un separador localizado en superficie. Esta configuración nos garantiza que la operación transcurra de manera óptima y sostenible, alargando la vida útil del pozo maximizando su producción y la integridad de este.

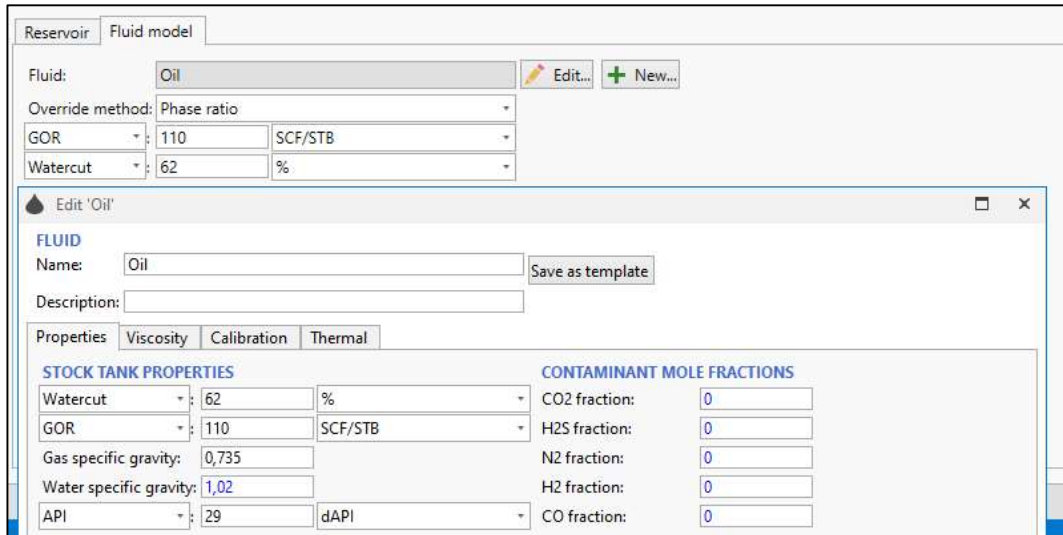


Figura 20. Ingreso de Datos del Reservorio y del Fluido (Elaborado por el autor dentro del simulador).

El petróleo que produce el pozo Pacoa 021 tiene una gravedad API de 29, esto indica que es un petróleo medio, debido a que se encuentra dentro del rango de 22,3 y 31,1°. Además, que el crudo al momento de ser extraído cuenta con un corte de agua del 62% lo que señala que la mitad del volumen total producido es agua. El GOR de este crudo es de 110 pies cúbicos estándar por barril de petróleo indicando que hay una cantidad controlada de gas disuelto en el petróleo.

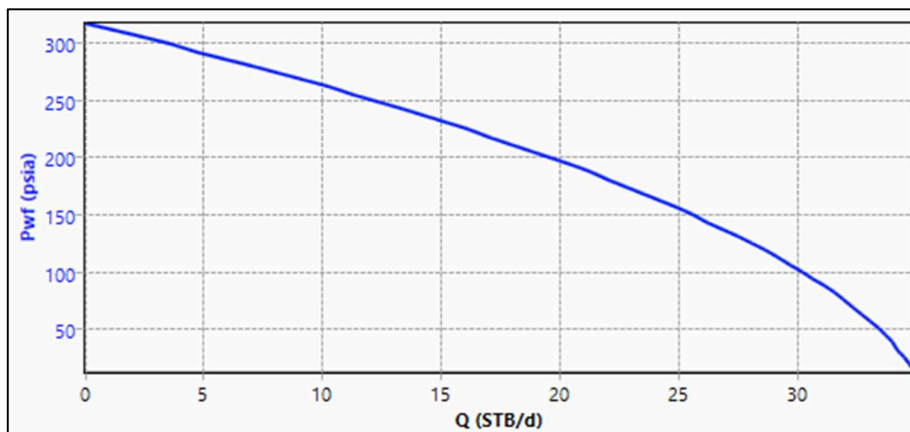


Figura 21. Ingreso de Datos del Reservorio y del Fluido (Elaborado por el autor dentro del simulador).

3.5.3. Pacoa 021

Tabla 15. Propiedades del pozo Pacoa 032, (Ordóñez Andrade et al., 2022).

Nivel D, B y C - Bombeo mecánico		
Propiedad	Valor	Unidad
GOR	117	SCF/STB
Presión del reservorio	530	Psi
Presión de burbuja	445	Psi
Presión de fondo	370	Psi
Salinidad del agua	43000	ppm
Permeabilidad del reservorio	362	mD
Permeabilidad vertical	113	mD
Radio del pozo	0,584	ft
Viscosidad del petróleo	38	cp
Gravedad API del crudo	29	API
Temperatura del reservorio	90	°F
Corte de agua	62	%
Gravedad específica del gas	0,73	--
Factor Dietz	31,52	--
Daño de formación	0	--
Profundidad de asentamiento de la bomba	3735	ft
Profundidad del nivel del fluido	3156	ft

En la tabla 16 se muestra un conjunto de elementos técnicos que corresponden al pozo Pacoa 032, el cual opera mediante un sistema de NM y es ubicado en los niveles D, B y C del reservorio, dicha información es fundamental para realizar un correcto análisis del comportamiento del yacimiento y optimizar el sistema de producción. Los datos que se destacan son el GOR (117 *scf/stb*), lo cual señala una baja relación entre gas-aceite, cuya característica es común en crudos pesados o medianos (Schlumberger ©, 2025).

El pozo es aún capaz de producir sin un ingreso significativo de gas libre ya que la presión del reservorio es de 530 psi y la presión de burbuja es de 445 psi. No obstante la presión de fondo que es de 370, indica una caída de presión que debe ser compensada gracias a la implementación del sistema de levantamiento artificial (Schlumberger ©, 2025).

En otro contexto, la salinidad del agua que es de 43,000 ppm refleja una mayor concentración de las sales, lo que conlleva a reflexionar que esto podría afectar la durabilidad de los equipos debido a que uno de los efectos de la salinidad es la corrosión, así mismo las permeabilidades del reservorio que son de 362 mD y 113 mD, respectivamente, demuestran la gran capacidad de flujo y favorece a una producción en continuidad (Schlumberger ©, 2025).

Siguiendo con los parámetros, el radio del pozo que es 0.584 ft, y la viscosidad con 38 cp, reflejan que es un crudo relativamente pesado y esto tiene justificación a la implementación del BM, considerándose un crudo mediano mediante los grados API con 29 ° (Schlumberger ©, 2025).

La temperatura del reservorio es 90°F y el corte de agua es del 62 %, cuyos parámetros reflejan características de pozos maduros donde el ingreso de agua es muy notorio, así mismo cuenta con una gravedad específica del gas de 0.73 y un factor Dietz de 31.52, los cuales indican información relevante para una modelación y simulación del desempeño del pozo. Finalmente, los datos como que la bomba este instalada a 3,735 pies y el nivel del fluido sea 3,156 pies indican que el sistema de levantamiento continúa operando dentro de los rangos aceptables de producción (Schlumberger ©, 2025).

Tabla 16. Propiedades del pozo Pacoa 032, (Ordóñez Andrade et al., 2022).

Esquema mecánico		
Características del revestidor (in)	Profundidad de asentamiento (ft)	
Casing superficial	9 5/8	490
Casing de producción	4 1/2	4.080
Tubería de producción	2 3/8	3.865

En la **Tabla 17**, se representa el esquema mecánico del pozo Pacoa 032, aquí se detallan las dimensiones y profundidades de asentamiento de los principales elementos del revestimiento, lo cual proporciona de manera concisa el diseño estructural del pozo y la funcionalidad en la operación.

El revestimiento superficial cuenta con un diámetro de 9 5/8 pulgadas, asentado a 490 pies de profundidad, con el propósito de aislar las capas terrenales superiores, así como también la protección de acuíferos, lo que garantiza una estabilidad en las etapas iniciales de perforación (Schlumberger ©, 2025). Por otro lado el revestimiento de producción que está a una mayor profundidad, alcanza los 4.080 pies y recubre la zona productiva del yacimiento, tiene el propósito de aislar la formación de crudo y permitir el flujo controlado hacia la superficie, esto indica que la profundidad que se tiene sugiere un reservorio a gran profundidad, es decir se necesita un control operativo más riguroso, por las altas presiones o propiedades en particular (Schlumberger ©, 2025).

Finalmente, se tiene la tubería de producción con un diámetro de 2 3/8 pulgadas, que llega a 3,865 pies y procede como el conducto encargado del transporte del fluido hacia la superficie. La instalación con una diferencia leve menor a la del revestimiento de producción, indica que el diseño técnico es óptimo para el proceso de extracción, posiblemente con relación a las condiciones específicas del reservorio, tales como la presencia de gas libre o zonas con mayor saturación de agua.

3.5.4. Pacoa 032 dentro del simulador.

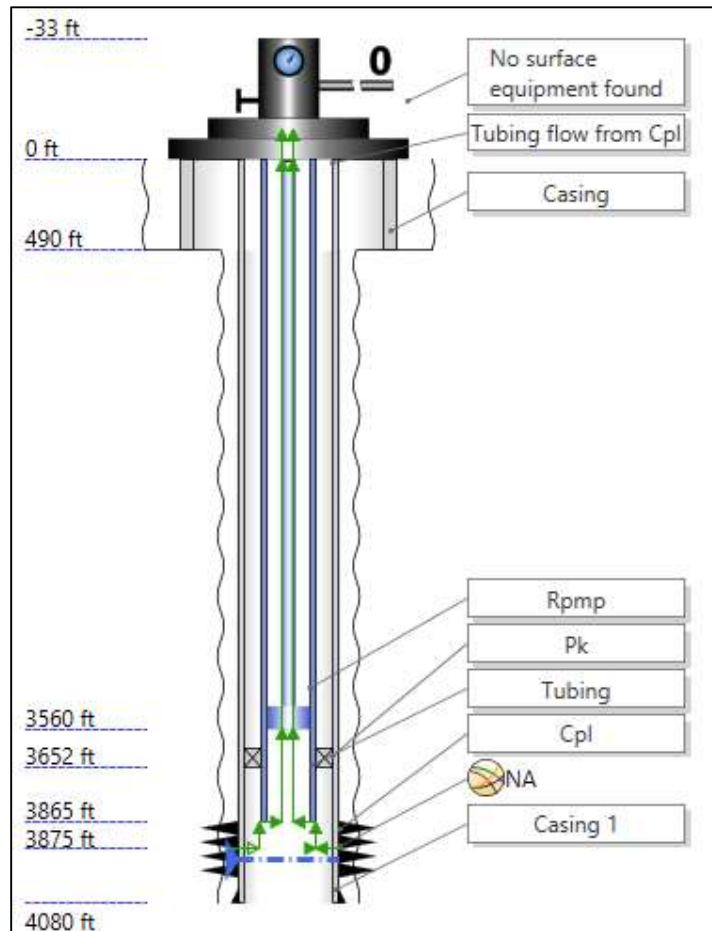


Figura 22. Diseño Mecánico del Pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

En la figura 22, se muestra el diseño mecánico del pozo Pacoa 032 de manera detallada ubica sus dos secciones de casing, ambas instaladas a diferentes profundidades, junto al tubing que se encuentra a la profundidad de asentamiento detallada en la tabla 17. Como en el caso anterior agregamos un packer para evitar que el fluido invada dentro del área del tubing (Padilla Andrade & Ismael Kevin, 2019).

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Casing	Casing	0	490	8,435	0,595	0,001	...
2	Casing	Casing 1	0	4080	3,92	0,29	0,001	...

+ ^ TUBINGS

	Name	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Tubing	3865	1,867	0,254	0,001	...

Figura 23. Ingreso de los datos del esquema mecánico del pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

	Equipment	Name	Active	MD ft
1	Packer	Pk	<input checked="" type="checkbox"/>	3652,316
2		NA	<input checked="" type="checkbox"/>	3875

+ ^ PACKER

Name:

Active:

Measured depth:

Figura 24. Ingreso de datos del equipo de fondo para el pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

Una vez ingresado todos los datos necesarios en el simulador, es momento de hacer una comparación detallada con la información que se presenta en la tabla 12. El objetivo aquí es identificar cuál es el modelo de bomba más adecuado para las condiciones del pozo que hemos seleccionado. Esta comparación permite evaluar varios parámetros, y los resultados indican que la bomba ideal para el pozo Pacoa 032 es el modelo “L381C-286E-056”, gracias a su rendimiento dentro del rango de valores que se tiene. Al concluir este análisis, se procede a tabular los datos en el simulador con la gráfica que a continuación se presenta:

Equipment	Name	Active	MD
1	Rod Pump	<input checked="" type="checkbox"/>	3560

ROD PUMP

Name:

Active:

Measured depth:

PERFORMANCE DATA

Basis: Nominal rate Stroke length/frequency

Strokes per minute:

Stroke length:

Plunger diameter:

Slip coefficient:

Maximum DP:

Maximum power:

Pump efficiency:

Drive rod diameter:

CALCULATION OPTIONS

Gas separator present:

Figura 25. Datos del Linear Rod Pump dentro del simulador para el pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

En la figura 26 se puede observar los datos de la bomba seleccionada, tanto con su profundidad de asentamiento que es de 3.560 ft para la extracción del crudo. La bomba opera con una eficiencia del 80%, lo que garantiza un flujo constante en el pozo y asegura que los valores económicos se mantengan estables. Además, el pozo cuenta con un separador ubicado en la superficie. Con los siguientes datos de configuración nos permite tener como objetivo que la operación se lleve a cabo de manera óptima y sostenible, también verifica la prolongación de la vida útil del pozo, maximizando la producción e integridad.

Reservoir		Fluid model	
Fluid:	Oil	Edit... + New...	
Override method:	Phase ratio		
GOR	117	SCF/STB	
Watercut	65	%	
Edit 'Oil'			
FLUID			
Name:	Oil	Save as template	
Description:			
Properties Viscosity Calibration Thermal			
STOCK TANK PROPERTIES		CONTAMINANT MOLE FRACTIONS	
Watercut	65 %	CO2 fraction:	0
GOR	117 SCF/STB	H2S fraction:	0
Gas specific gravity:	0,6636	N2 fraction:	0
Water specific gravity:	1,02	H2 fraction:	0
API	29 dAPI	CO fraction:	0

Figura 26. Ingreso de datos del Reservorio y del Fluido para el pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

En la simulación realizada, se presentó un sistema caracterizado por un bajo contenido de gas disuelto y una proporción elevada de agua. El crudo utilizado tenía una densidad de 29 grados API, con una relación de gas-aceite de 117 pies cúbicos estándar por barril (SCF/STB) y una gravedad específica del gas de 0,6636. La fase acuosa presentaba una gravedad específica de 1,02 y un corte de agua del 65%.

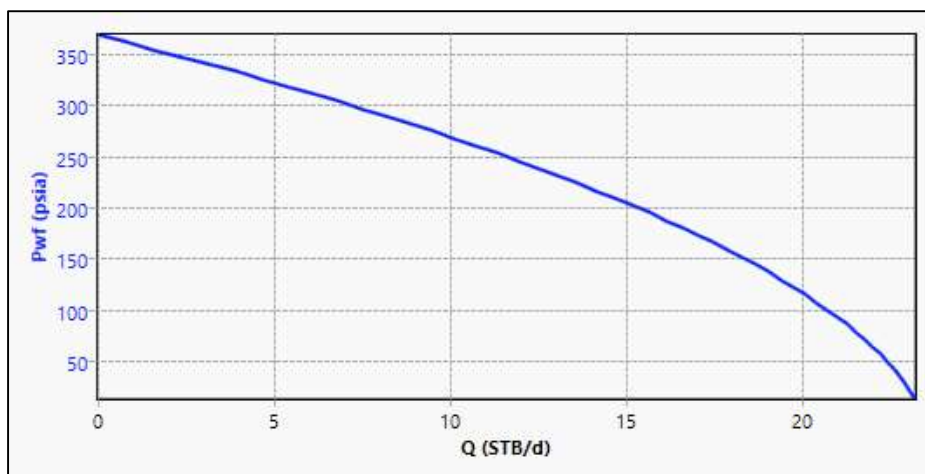


Figura 27. Curva de IPR del pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. ANÁLISIS NODAL

4.1.1 Pacoa 021

A continuación, se presenta una descripción técnica detallada del diseño, los parámetros utilizados, los resultados del análisis nodal y las interpretaciones correspondientes, incorporando las correcciones solicitadas: potencia máxima de 30 hp y diseño de bomba L381B-286E-056 con restricciones de profundidad de 2888 ft, velocidad mínima de bombeo (SPM) de 5 y velocidad máxima de 6 SPM.

Parámetros de Diseño del Sistema de Bombeo

El diseño del sistema de bombeo por varillas se basó en los siguientes parámetros específicos:

Se seleccionó una bomba modelo L381B-286E-056, cuyas dimensiones y características operativas fueron elegidas para adaptarse a las condiciones del pozo. Así mismo se consideró un coeficiente de deslizamiento de 0.0002 STB/(día.psi), el cual representa pérdidas de flujo que ocurren por el paso entre el pistón y el cilindro durante el funcionamiento del equipo.

Potencia máxima del motor: 30 hp, definiendo la capacidad energética del sistema para manejar las demandas de levantamiento del fluido.

Eficiencia de la bomba: 70 %, indicando la relación entre la energía hidráulica entregada al fluido y la energía mecánica suministrada.

Diámetro de la varilla: 0.625 pulgadas, crítico para la transferencia de movimiento y la resistencia mecánica del sistema.

Restricciones operativas:

Profundidad de la bomba: 2888 ft, que determina las condiciones de presión hidrostática y las pérdidas por fricción en el sistema.

Velocidad de bombeo mínima (SPM mín): 5 golpes por minuto, estableciendo el límite inferior de operación para mantener un flujo estable.

Velocidad de bombeo máxima (SPM máx): 6 golpes por minuto, definiendo el límite superior para evitar sobrecarga mecánica o ineficiencias en el sistema.

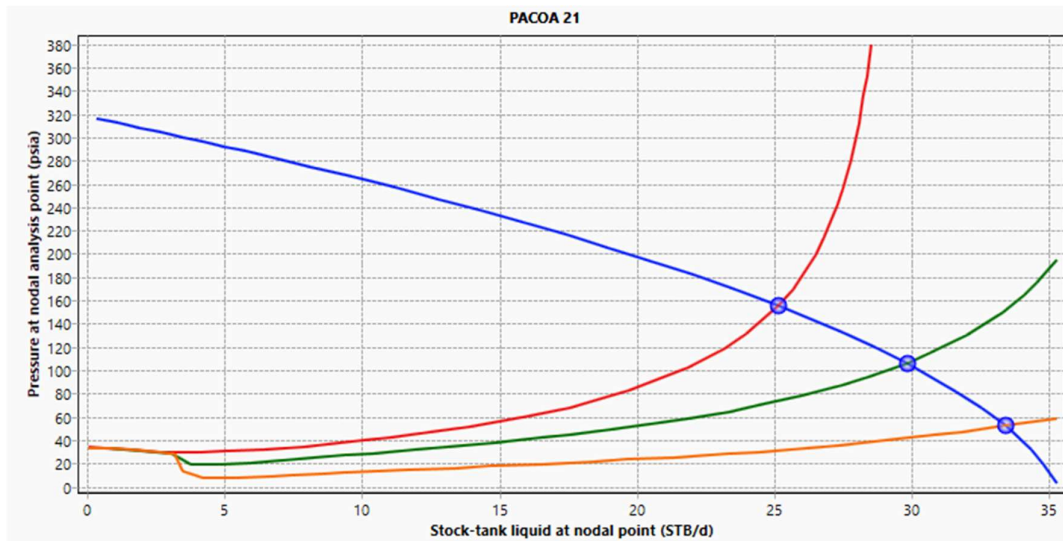


Figura 28. Análisis nodal del pozo Pacoa 021 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

Se evaluaron tres configuraciones de salida con tasas nominales de líquido (NOM LIQRATE) de 30, 40 y 60 STB/day, representando ajustes en el sistema de producción como velocidad de bombeo (5 a 6 SPM), tamaño del estrangulador o configuración de la bomba. Estas tasas son parámetros de diseño que influyen en las pérdidas de presión, pero no reflejan directamente el caudal producido, que se determina mediante análisis nodal.

Análisis de Resultados Pacoa 21

NOM LIQRATE = 30 STB/day

- Caudal producido: 25 STB/day
- Presión nodal: ~160 psia
- Análisis: Operando cerca del mínimo de 5 SPM, esta configuración requiere mayor presión en fondo (2888 ft) para sostener el flujo. El menor caudal indica mayores pérdidas de presión o menor eficiencia del sistema, posiblemente por restricciones en la bomba L381B-286E-056 o condiciones multifásicas.

NOM LIQRATE = 40 STB/day

- Caudal producido: 29 STB/day
- Presión nodal: ~105 psia
- Análisis: Con una velocidad intermedia de bombeo, se reduce la presión requerida, mejorando el caudal. Esto sugiere una configuración más eficiente, con menores pérdidas por fricción y posible optimización en la bomba.

NOM LIQRATE = 60 STB/day

- Caudal producido: 33.5 STB/day

- Presión nodal: ~55 psia
- Análisis: Cerca del máximo de 6 SPM, esta configuración logra el mayor caudal con la menor presión nodal. Indica una optimización efectiva del sistema de salida, con mínimas pérdidas de presión y mayor entrega del yacimiento.

4.1.2 Pacoa 032

A continuación, se presenta una descripción técnica detallada del diseño, los parámetros utilizados, los resultados del análisis nodal y las interpretaciones correspondientes, incorporando la corrección del máximo de velocidad de bombeo a 8 SPM, junto con los datos previamente proporcionados: diseño de bomba L381C-286E-056, profundidad medida de 3735 ft, y los parámetros operativos del sistema de bombeo.

Parámetros de Diseño del Sistema de Bombeo

El sistema de bombeo por varilla fue diseñado tomando en cuenta las siguientes especificaciones técnicas:

Se seleccionó una bomba modelo L381C-286E-056, cuyas dimensiones se ajustaron para operar eficientemente a una profundidad medida de 3735 pies. Además se consideró un coeficiente de deslizamiento de 0.0002 STB/(día.psi), el cual representa las pérdidas de flujo ocasionadas por las interacciones entre el pistón y el cilindro durante el proceso.

Potencia máxima del motor: 30 hp, definiendo la capacidad energética del sistema para manejar las demandas de levantamiento del fluido.

Eficiencia de la bomba: 70 %, reflejando la relación entre la energía hidráulica entregada al fluido y la energía mecánica suministrada.

Diámetro de la varilla: 0.625 pulgadas, crítico para la transferencia de movimiento y la resistencia mecánica del sistema.

Restricciones operativas:

La profundidad medida del pozo es de 3735 pies, lo que permite establecer las condiciones de presión hidrostática y estimar las pérdidas por fricción a lo largo del sistema. En cuanto a la operación del sistema de bombeo, se definió una velocidad mínima de bombeo de 5 golpes por minuto (SPM), asegurando un flujo continuo y estable. Por otro lado, la velocidad máxima de bombeo se fijó en 8 SPM, un valor actualizado respecto al límite anterior de 6 SPM, con el fin de evitar sobrecargas mecánicas y mantener la eficiencia del sistema. No se especificó un valor para la máxima caída de presión, lo que indica que no se establecieron restricciones particulares sobre pérdidas adicionales de presión en el sistema.

Profundidad medida (Measured Depth): 3735 ft, que determina las condiciones de presión hidrostática y las pérdidas por fricción en el sistema.

Velocidad de bombeo mínima (SPM mín): 5 golpes por minuto, estableciendo el límite inferior de operación para mantener un flujo estable.

Velocidad de bombeo máxima (SPM máx): 8 golpes por minuto, definiendo el límite superior para evitar sobrecarga mecánica o ineficiencias, actualizado desde el valor anterior de 6 SPM.

Máxima caída de presión (Maximum DP): No especificada, lo que implica que no se impusieron restricciones explícitas en las pérdidas de presión adicionales en el sistema.

Estos parámetros definen las condiciones operativas del sistema de bombeo con la bomba L381C-286E-056 y su interacción con el yacimiento a una profundidad de 3735 ft, con un rango ampliado de velocidad de bombeo hasta 8 SPM.

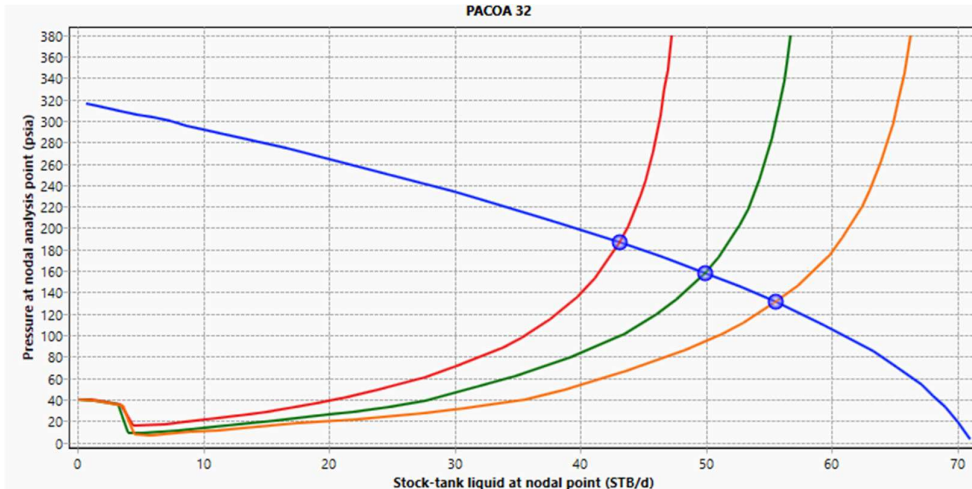


Figura 29. Análisis nodal del pozo Pacoa 032 (Elaborado por el autor dentro del simulador).

Se evaluaron tres configuraciones de producción con tasas nominales de líquido (NOM LIQRATE) de 50, 60 y 70 STB/day, asociadas a variaciones en la velocidad de bombeo (5 a 8 SPM), el tamaño del estrangulador o el diseño de la bomba. Estas tasas son parámetros de diseño que influyen en las pérdidas de presión, pero el caudal real se determina mediante análisis nodal.

Análisis de Resultados Pacoa 32

NOM LIQRATE = 50 STB/day

- Producción: 43.14 STB/day
- Presión nodal: 186.71 psia

- Análisis: Requiere la mayor presión para mantener el flujo, lo que sugiere un sistema menos eficiente, posiblemente por restricciones en el diseño de la bomba L381C-286E-056 o efectos del flujo multifásico a 3735 ft.

NOM LIQRATE = 60 STB/day

- Producción: 49.95 STB/day
- Presión nodal: 158.20 psia
- Análisis: Mejora en la eficiencia del sistema al reducir la presión requerida y aumentar el caudal. La optimización puede estar relacionada con ajustes en la bomba y menor fricción en la línea de producción.

NOM LIQRATE = 70 STB/day

- Producción: 55.56 STB/day
- Presión nodal: 131.16 psia
- Análisis: Configuración más eficiente, con el mayor caudal y la menor presión nodal. La bomba L381C-286E-056, operando con 30 hp y 70 % de eficiencia cerca de 8 SPM, aprovecha mejor las condiciones del sistema de producción.

4.2 Evaluación Financiera

Para realizar el análisis de la viabilidad económica de adoptar el sistema LRP en los pozos Pacoa 021 y 032, se necesitaran de 4 indicadores financieros que a continuación se indican:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa interna de Retorno (TIR)

- Índice de Rentabilidad (IR)
- Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI)

4.2.1 Detalles de inversión para los Pozos 021 y 032.

Tabla 17 Detalles de inversión para los Pozos 021 y 032.

Cantidad	Descripción técnica del equipo	Precio unit. (USD)	Subtotal (USD)
Equipo de superficie			
1	Cabezal NDH 005 DH 5 + accesorios	22 000	22 000
1	BOP	7 000	7 000
1	Motor 10 HP	1 500	1 500
1	Varilla pulida (12 ft)	1 000	1 000
1	Variador de frecuencia 20 HP (con filtro y datalogger)	20 000	20 000
1	Transformador eléctrico	500	500
Equipo de fondo			
1	Bomba NTZ 238×120 SITI.1 (elastómero HNBR)	15 000	15 000
1	Ancla antitorque (una aleta)	3 500	3 500
	Accesorios	2 000	2 000
Instalación			
1	Movilización de torre	4 000	4 000
3	Días de trabajo de torre (3 días × 2 500 USD/día)	6 000	6 000
1	Instalación de cabezal y accesorios	5 000	5 000
3	Supervisión técnica (3 días × 500 USD/día)	1 500	1 500
	Contingencias (15 % del costo de instalación)	3 000	3 000
COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN + EQUIPO			92 000

4.2.1.1 Pozo021

A continuación, se presentan cuatro escenarios para el Pozo Pacoa 021, evaluados con indicadores financieros para determinar su viabilidad, lo cuales ayudarán a identificar la rentabilidad y el tiempo de recuperación de la inversión en cada caso, facilitando una toma de decisiones estratégica.

Tabla 18 Escenario a un caudal de 25 stb/d (70\$/bbl) (Elaborado por autor).

Año	Np (STB)	Ingresos (Barril = 70 \$)	Ingresos (Barril = 70 \$) Acumulado
1	10125	-\$92,000.00	-\$92,000.00
2	17550	\$1,277,500.00	\$1,277,500.00
3	21375	\$1,916,250.00	\$4,471,250.00
4	36500	\$2,555,000.00	\$7,026,250.00
5	63625	\$3,193,750.00	\$10,220,000.00
6	54750	\$4,258,455.00	\$14,478,455.00
7	70875	\$4,471,250.00	\$18,949,705.00
8	73000	\$5,110,000.00	\$24,059,705.00
9	82125	\$5,748,750.00	\$29,808,455.00
10	101250	\$6,387,500.00	\$36,195,955.00

Escenario 1 pozo Pacoa 021 (Tabla 19: Caudal de 25 stb/d, \$70/bbl):

- Valor Actual Neto (VAN) a 10%:

$$VAN = \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ n}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$VAN = \$3,115,628.32$$

- Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$TIR = \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ n}{(1 + TIR)^n} - 92.000$$

$$TIR = 61.3\%$$

- Índice de Rentabilidad (IR):

$$IR = \sum \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$IR = \$2.60$$

- Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI):

$$TRI = \sum \frac{92.000}{\text{Flujos de caja promedio}}$$

$$TRI = 1.75 \text{ años}$$

Tabla 19 Escenario a un caudal de 33.5 stb/d (70\$/bbl) (Elaborado por autor).

Año	Np (STB)	Ingresos (Barril = 70 \$)	Ingresos (Barril = 70 \$) Acumulado
1	10410	-\$92,000.00	-\$92,000.00
2	12820	\$1,737,400.00	\$1,737,400.00
3	37230	\$2,606,100.00	\$6,080,900.00
4	49640	\$3,474,800.00	\$9,555,700.00
5	62050	\$4,343,500.00	\$13,899,200.00
6	74460	\$5,791,498.80	\$19,690,698.80
7	86870	\$6,080,900.00	\$25,771,598.80
8	99280	\$6,949,600.00	\$32,721,198.80
9	111690	\$7,818,300.00	\$40,539,498.80
10	204100	\$8,687,000.00	\$49,226,498.80

Escenario 2 Pozo Pacoa 021 (Tabla 20: Caudal de 33.5 stb/d, \$70/bbl):

- Valor Actual Neto (VAN) a 10%:

$$VAN = \sum \frac{\text{Flujo de caja}_n}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$VAN = \$28,112,897.36.$$

- Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$TIR = \sum \frac{\text{Flujo de caja}_n}{(1 + TIR)^n} - 92.000$$

$$TIR = 55.3\%$$

- Índice de Rentabilidad (IR):

$$IR = \sum \frac{\frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + 0.1)^n}}{92.000}$$

$$IR = \$28.06$$

- Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI):

$$TRI = \sum \frac{92.000}{\text{Flujos de caja promedio}}$$

$$TRI = 1.05 \text{ años}$$

Tabla 20 Escenario a un caudal de 25 stb/d (40\$/bbl) (Elaborado por autor).

Año	Np	Ingresos (Barril = 40 \$)	Ingresos (Barril = 40 \$) Acumulado
1	10,250	-\$92,000.00	-\$92,000.00
2	18,250	\$730,000.00	\$638,000.00
3	36,500	\$1,460,000.00	\$2,098,000.00
4	45,625	\$1,825,000.00	\$3,923,000.00
5	54,750	\$2,190,000.00	\$6,113,000.00
6	63,875	\$2,555,000.00	\$8,668,000.00
7	73,000	\$2,920,000.00	\$11,588,000.00
8	82,125	\$3,285,000.00	\$14,873,000.00
9	91,250	\$3,650,000.00	\$18,523,000.00
10	92,250	\$3,690,000.00	\$22,213,000.00

Escenario 3 Pozo Pacoa 021 (Tabla 21: Caudal de 25 stb/d, \$40/bbl):

- Valor Actual Neto (VAN) a 10%:

$$VAN = \sum \frac{\text{Flujo de caja}_n}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$VAN = \$6,324,897.20.$$

- Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$TIR = \sum \frac{\text{Flujo de caja}_n}{(1 + TIR)^n} - 92.000$$

$$TIR = 50.3\%$$

- Índice de Rentabilidad (IR):

$$IR = \sum \frac{\frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + 0.1)^n}}{92.000}$$

$$IR = \$6.7$$

- Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI):

$$TRI = \sum \frac{92.000}{\text{Flujos de caja promedio}}$$

$$TRI = 2.5 \text{ años}$$

Tabla 21 Escenario a un caudal de 33.5 stb/d (40\$/bbl) (Elaborado por autor).

Año	Np	Ingresos (Barril = 40 \$)	Ingresos (Barril = 40 \$) Acumulado
1	12,410	-\$92,000.00	-\$92,000.00
2	24,820	\$992,800.00	\$900,800.00
3	42,230	\$1,489,200.00	\$2,390,000.00
4	49,640	\$1,985,600.00	\$4,375,600.00
5	62,050	\$2,482,000.00	\$6,857,600.00
6	74,460	\$2,978,400.00	\$9,836,000.00
7	86,870	\$3,474,800.00	\$13,310,800.00
8	99,380	\$3,971,200.00	\$17,282,000.00
9	111,690	\$4,467,600.00	\$21,749,600.00
10	124,100	\$4,964,000.00	\$26,713,600.00

Escenario 4 Pozo Pacoa 021 (Tabla 22: Caudal de 33.5 stb/d, \$40/bbl):

- Valor Actual Neto (VAN) a 10%:

$$VAN = \sum \frac{\text{Flujo de caja}_n}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$VAN = \$8,426,315.48$$

- Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$TIR = \sum \frac{\text{Flujo de caja}_n}{(1 + TIR)^n} - 92.000$$

$$TIR = 53.1\%$$

- Índice de Rentabilidad (IR):

$$IR = \sum \frac{\frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + 0.1)^n}}{92.000}$$

$$IR = \$9.7$$

- Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI):

$$TRI = \sum \frac{92.000}{\text{Flujos de caja promedio}}$$

$$TRI = 2 \text{ años}$$

4.2.2 Pozo 32

A continuación, se presentan cuatro escenarios para el Pozo Pacoa 032, evaluados con indicadores financieros para determinar su viabilidad, lo cuales ayudarán a identificar la rentabilidad y el tiempo de recuperación de la inversión en cada caso, facilitando una toma de decisiones estratégica.

Tabla 22 Escenario a un caudal de 43 stb/d (70\$/bbl) (Elaborado por autor).

Año	Np	Ingresos (Barril = 70 \$)	Ingresos (Barril = 70 \$) Acumulado
1	18,695	-\$92,000.00	-\$92,000.00
2	31,390	\$2,197,300.00	\$2,105,300.00
3	47,085	\$3,295,950.00	\$5,401,250.00
4	62,780	\$4,394,600.00	\$9,795,850.00
5	78,475	\$5,493,250.00	\$15,289,100.00
6	94,170	\$7,324,542.60	\$22,613,642.60
7	109,865	\$7,690,550.00	\$30,304,192.60
8	135,550	\$8,789,200.00	\$39,093,392.60
9	141,255	\$9,887,850.00	\$48,981,242.60
10	156,950	\$10,986,500.00	\$59,967,742.60

Escenario 1 Pozo Pacoa 032 (Tabla 23: Caudal de 43 stb/d, \$70/bbl):

- Valor Actual Neto (VAN) a 10%:

$$VAN = \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ n}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$VAN = \$31,205,789.30$$

- Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$TIR = \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ n}{(1 + TIR)^n} - 92.000$$

$$TIR = 57.4\%$$

- Índice de Rentabilidad (IR):

$$IR = \sum \frac{\frac{Flujo\ de\ caja}{(1 + 0.1)^n}}{92.000}$$

$$IR = \$32$$

- Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI):

$$TRI = \sum \frac{92.000}{Flujos\ de\ caja\ promedio}$$

$$TRI = 1\ años$$

Tabla 23 Escenario a un caudal de 55 stb/d (70\$/bbl) (Elaborado por autor).

Año	Np	Ingresos (Barril = 70 \$)	Ingresos (Barril = 70 \$) Acumulado
1	22,075	-\$92,000.00	-\$92,000.00
2	40,150	\$2,810,500.00	\$2,718,500.00
3	55,225	\$4,215,750.00	\$6,934,250.00
4	65,300	\$5,621,000.00	\$12,555,250.00
5	100,375	\$7,026,250.00	\$19,581,500.00
6	120,450	\$9,368,601.00	\$28,950,101.00
7	140,525	\$9,836,750.00	\$38,786,851.00
8	170,602	\$11,242,000.00	\$50,028,851.00
9	180,675	\$12,647,250.00	\$62,676,101.00
10	200,750	\$14,052,500.00	\$76,728,601.00

Escenario 2 Pozo Pacoa 032 (Tabla 24: Caudal de 55 stb/d, \$70/bbl):

- Valor Actual Neto (VAN) a 10%:

$$VAN = \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ n}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$VAN = \$34,567,982.45$$

- Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$TIR = \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ n}{(1 + TIR)^n} - 92.000$$

$$TIR = 58.9\%$$

- Índice de Rentabilidad (IR):

$$IR = \sum \frac{\frac{Flujo\ de\ caja}{(1 + 0.1)^n}}{92.000}$$

$$IR = \$35.6$$

- Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI):

$$TRI = \sum \frac{92.000}{Flujos\ de\ caja\ promedio}$$

$$TRI = 0.98\ años$$

Tabla 24 Escenario a un caudal de 43 stb/d (40\$/bbl) (Elaborado por autor).

Año	Np	Ingresos (Barril = 40 \$)	Ingresos (Barril = 40 \$) Acumulado
1	15,695	-\$92,000.00	-\$92,000.00
2	36,390	\$1,255,600.00	\$1,163,600.00
3	47,085	\$1,883,400.00	\$3,047,000.00
4	62,780	\$2,511,200.00	\$5,558,200.00
5	78,475	\$3,139,000.00	\$8,697,200.00
6	94,170	\$3,766,800.00	\$12,464,000.00
7	109,865	\$4,394,600.00	\$16,858,600.00
8	125,560	\$5,022,400.00	\$21,881,000.00
9	141,255	\$5,650,200.00	\$27,531,200.00
10	156,950	\$6,278,000.00	\$33,809,200.00

Escenario 3 Pozo Pacoa 032 (Tabla 25: Caudal de 55 stb/d, \$70/bbl):

- Valor Actual Neto (VAN) a 10%:

$$VAN = \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ n}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$VAN = \$9,123,674.28$$

- Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$TIR = \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ n}{(1 + TIR)^n} - 92.000$$

$$TIR = 52.1\%$$

- Índice de Rentabilidad (IR):

$$IR = \sum \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$IR = \$9.2$$

- Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI):

$$TRI = \sum \frac{92.000}{\text{Flujos de caja promedio}}$$

$$TRI = 2.1 \text{ años}$$

Tabla 25 Escenario a un caudal de 55 stb/d (40\$/bbl) (Elaborado por autor).

Año	Np	Ingresos (Barril = 40 \$)	Ingresos (Barril = 40 \$) Acumulado
1	25,075	-\$92,000.00	-\$92,000.00
2	35,150	\$1,606,000.00	\$1,514,000.00
3	55,225	\$2,409,000.00	\$3,923,000.00
4	48,300	\$3,212,000.00	\$7,135,000.00
5	110,375	\$4,015,000.00	\$11,150,000.00
6	120,450	\$4,818,000.00	\$15,968,000.00
7	140,825	\$5,621,000.00	\$21,589,000.00
8	160,600	\$6,424,000.00	\$28,013,000.00
9	192,675	\$7,227,000.00	\$35,240,000.00
10	220,750	\$8,030,000.00	\$43,270,000.00

Escenario 3 Pozo Pacoa 032 (Tabla 26: Caudal de 55 stb/d, \$70/bbl):

- Valor Actual Neto (VAN) a 10%:

$$VAN = \sum \frac{\text{Flujo de caja}_n}{(1 + 0.1)^n} - 92.000$$

$$VAN = \$10,547,362.74$$

- Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$TIR = \sum \frac{\text{Flujo de caja}_n}{(1 + TIR)^n} - 92.000$$

$$TIR = 54.2\%$$

- Índice de Rentabilidad (IR):

$$IR = \sum \frac{\frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + 0.1)^n}}{92.000}$$

$$IR = \$10.5$$

- Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI):

$$TRI = \sum \frac{92.000}{\text{Flujos de caja promedio}}$$

$$TRI = 1.9 \text{ años}$$

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La operación del pozo PACOA32 con la bomba L381-286E-056 a una profundidad de 3736 pies evidencio una mejora en el desempeño del sistema de producción, reflejada en una disminución de la presión nodal a medida que aumentaba el caudal. Este comportamiento sugiere una adecuada integración entre el diseño de la bomba y las condiciones del yacimiento.
- En ambos pozos analizados se observó que al incrementar la tasa nominal de líquido (NOM LIQRATE), la presión nodal disminuye progresivamente, lo que indica una mejora en la eficiencia volumétrica del sistema, especialmente cuando se opera cerca del límite superior de la velocidad de bombeo, donde las perdidas por caída de presión son menores.
- Los resultados económicos demostraron que incrementos moderados en la producción diaria, en el rango de 25 a 55 STB/día, generan aumentos significativos en los indicadores financieros del proyecto, como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Este efecto es más pronunciado en escenarios con precios altos del crudo como 70 USD por barril, lo que evidencia una alta sensibilidad el valor del proyecto ante variaciones en el caudal de la producción, incluso bajo un escenario conservador de \$40/bbl, todos los escenarios resultan financieramente viables. Esto subraya la robustez económica del diseño, dada la eficiencia del sistema de levantamiento artificial.

5.2 RECOMENDACIONES

- El análisis demostró que operar cerca del SPM máximo permitido (6 para PACOA 21 y 8 para PACOA 32) permite alcanzar mayores caudales con menores presiones nodales. Se sugiere mantener este régimen siempre que las condiciones mecánicas lo permitan, y realizar monitoreos periódicos para evitar desgaste acelerado.
- La viabilidad técnica debe estar siempre alineada con el rendimiento económico. Por tanto, se recomienda que en futuros proyectos se integre desde el diseño inicial un análisis nodal acoplado con simulaciones financieras, lo cual facilita la toma de decisiones bajo criterios de rentabilidad y operatividad.
- Se recomienda llevar a cabo pruebas de incremento progresivo de caudal con el fin de caracterizar el comportamiento hidráulico del sistema antes de implementar modificaciones permanentes. Este tipo de evaluación permite identificar posibles condiciones de flujo multifásico que podrían comprometer la eficiencia volumétrica del sistema o generar fenómenos indeseados como golpes de ariete.
- Dado que ambos sistemas operan con una eficiencia del 70%, es crucial asegurar que esta eficiencia se mantenga en campo mediante alineación correcta, lubricación adecuada y control de vibraciones. Se recomienda implementar programas de mantenimiento predictivo basados en sensores de carga y SPM.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Abdalla Hannes. (2013). *Identification of potential candidates for Linear Rod Pump (LRP) applications in OMV PETROM and definition of standard LRP types.*
2. Alzate-Espinosa, G., Arias-Buitrago, J. A., Morales-Monsalve, C. B., Arbelaez-Londoño, A., Naranjo-Agudelo, A., Chalaturnyk, R., & Zambrano, G. (2017). Cambios en la permeabilidad y porosidad de medios porosos no consolidados debido a cambios en el esfuerzo de confinamiento y la temperatura - Un estudio experimental. *Boletín de Ciencias de La Tierra*, 42, 64–72. <https://doi.org/10.15446/rbct.n42.65497>
3. Andrés Camilo, Martin Guerrero, Padrón García, Robert Eduardo, Carlos Juan, Niño Lizcano, & Lombana Hernando Buendía. (2014). OPTIMIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CALCULO DE POROSIDAD A TRAVES DE SATURACIÓN DE FLUIDOS. In *Revista Fuentes: El Reventón Energético* (Vol. 12).
4. Arauz Arlinton, & Miranda Anthony. (2024). *ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD NO CONVENCIONAL LINEAR ROD PUMP (LRP) EN EL ACCIONAMIENTO DE LA BOMBA CONVENCIONAL DE BOMBEO MECÁNICO EN EL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO.*
5. Arias Fidias. (2005). *EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.*
6. Arrigoni Design. (2025). *Sampson Post.*
7. Borbor Ronald, & Montalván Ariel. (2021). *ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS, EN EL CAMPO PACOA – BLOQUE 1.*

8. Camargo Edgar, Briceño Mariuska, Aceros Egner, & Hernández Loreisis. (2019). *Modelados de pozos de producción por bombeo mecánico utilizando técnicas de computación inteligente.*
9. Celi Jonathan, Gómez Franklin, & Enríquez Bolívar. (2021). Análisis de la Tensión Interfacial Entre Dos Fluidos Inmiscibles con el Uso de Cuatro Surfactantes (Catiónico, No-Iónico), de la Arena Productora U Inferior del Campo Pindo. *Revista Politecnica*, 47(2), 27–40. <https://doi.org/10.33333/rp.vol47n2.03>
10. Cevallos Jessica. (2015). *ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS SELECCIONADOS POR BAJO APORTE EN LOS CAMPOS MAHOGANY Y ALICE DE LA COMPAÑÍA ANDES PETROLEUM EN EL AÑO 2012.*
11. Chiluzza Wendy, & Rosales José. (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.*
12. Cuadros Valeria. (2018). *CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LA FORMACIÓN SOCORRO EN EL CAMPO PACOA.*
13. Fakher Sherif, Khlaifat Abdelaziz, Hossain Enamul, & Nameer Hashim. (2021). A comprehensive review of sucker rod pumps' components, diagnostics, mathematical models, and common failures and mitigations. In *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (Vol. 11, Issue 10, pp. 3815–3839). Springer Science and Business Media Deutschland GmbH. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01270-7>

14. Khan, M. I., & Islam, M. R. (2007). Reservoir Engineering and Secondary Recovery. *The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations*, 189–241. <https://doi.org/10.1016/B978-1-933762-12-8.50013-1>
15. NOV Monoflo's. (2009). *LINEAR ROD PUMP SYSTEM*.
16. Ochoa Freddy, & Dumani Miguel. (2013). *ESTUDIO TÉCNICO DE POZOS NO PRODUCTIVOS PARA SELECCIONAR POTENCIALES REINYECTORES, DISEÑO Y COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN EL CAMPO PACOA, PROVINCIA DE SANTA ELENA*.
17. Ordóñez Andrade, J., Peña Indio, D., & Piloza Quimí, V. (2022). Estudio de recuperación de petróleo por inyección de agua caliente al yacimiento del campo Pacoa en la provincia de Santa Elena. *Revista Científica y Tecnológica UPSE*, 9(2), 31–38. <https://doi.org/10.26423/rectu.v9i2.678>
18. Padilla Andrade, & Ismael Kevin. (2019). *ANÁLISIS FUNCIONAL DE EMPACADURAS PARA COMPLETACIONES DE POZOS PETROLEROS E IMPLEMENTACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN API 11D1 PARA SU FABRICACIÓN*.
19. Partidas Héctor. (2003). *Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación*.
20. Peña Daniela, & Piloza Víctor. (2022). *ESTUDIO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE DEL YACIMIENTO EN EL CAMPO PACOA EN LA PROVINCIA DE SANTA ELENA*.
21. Pin Joel, & Ramírez Bryan. (2023). *INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1, DEL CAMPO PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA ELENA*.
22. Román Héctor, & Torres Rafael. (2011). *Plan de Desarrollo del Campo Pacoa*.

23. Schlumberger ©. (2025). *Glosario SLB*.
24. Siczek, K. J. (2016). Mechanical component design and analysis. *Tribological Processes in the Valvetrain Systems with Lightweight Valves*, 181–192. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100956-7.00018-7>
25. UNICO. (2015). *LRP® Linear Rod Pump v. Wip 8*.
26. Unico LLC. (2022). *LRP™ Rod Lift LRP™*.
27. Vargas Zoila. (2008). *LA INVESTIGACIÓN APLICADA: UNA FORMA DE CONOCER LAS REALIDADES CON EVIDENCIA CIENTÍFICA*.
28. Wu, Y.-S. (2016). Multiphase Fluids in Porous Media. *Multiphase Fluid Flow in Porous and Fractured Reservoirs*, 15–27. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803848-2.00002-7>
29. Yolanda Mercedes, Morales Rafael, & Guzmán Andrés. (2014). *CARACTERIZACIÓN DE UN MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA CON DOS TIPOS DE COMBUSTIBLE*.
30. Zumba Nancy. (2005). *INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA-SÍSMICA 2D EN EL ÁREA DE SAN VICENTE-MORRILLO DEL BLOQUE ESPOL*.

ANEXOS

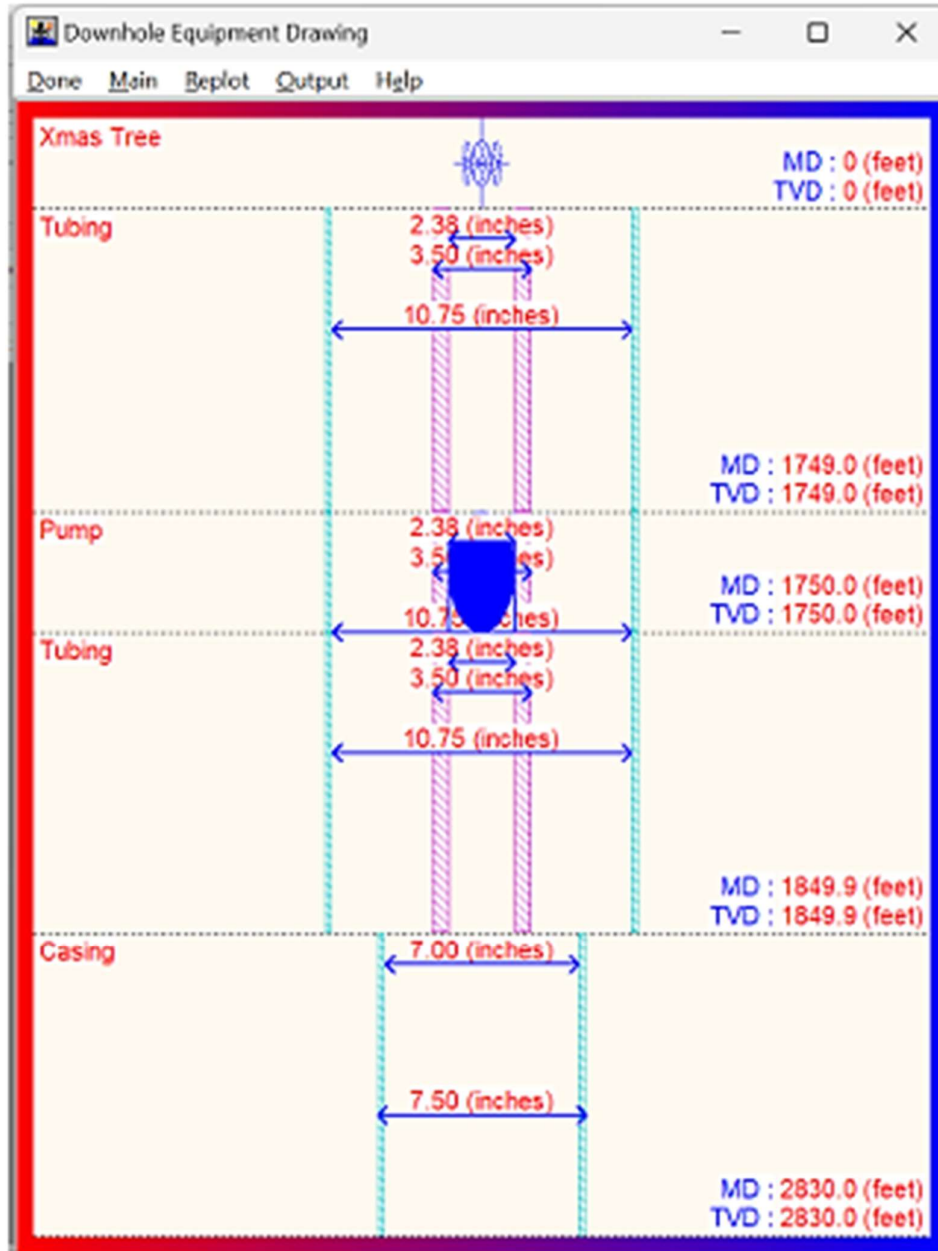


Figura 30. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 021 (Arauz Arlinton & Miranda Anthony, 2024).

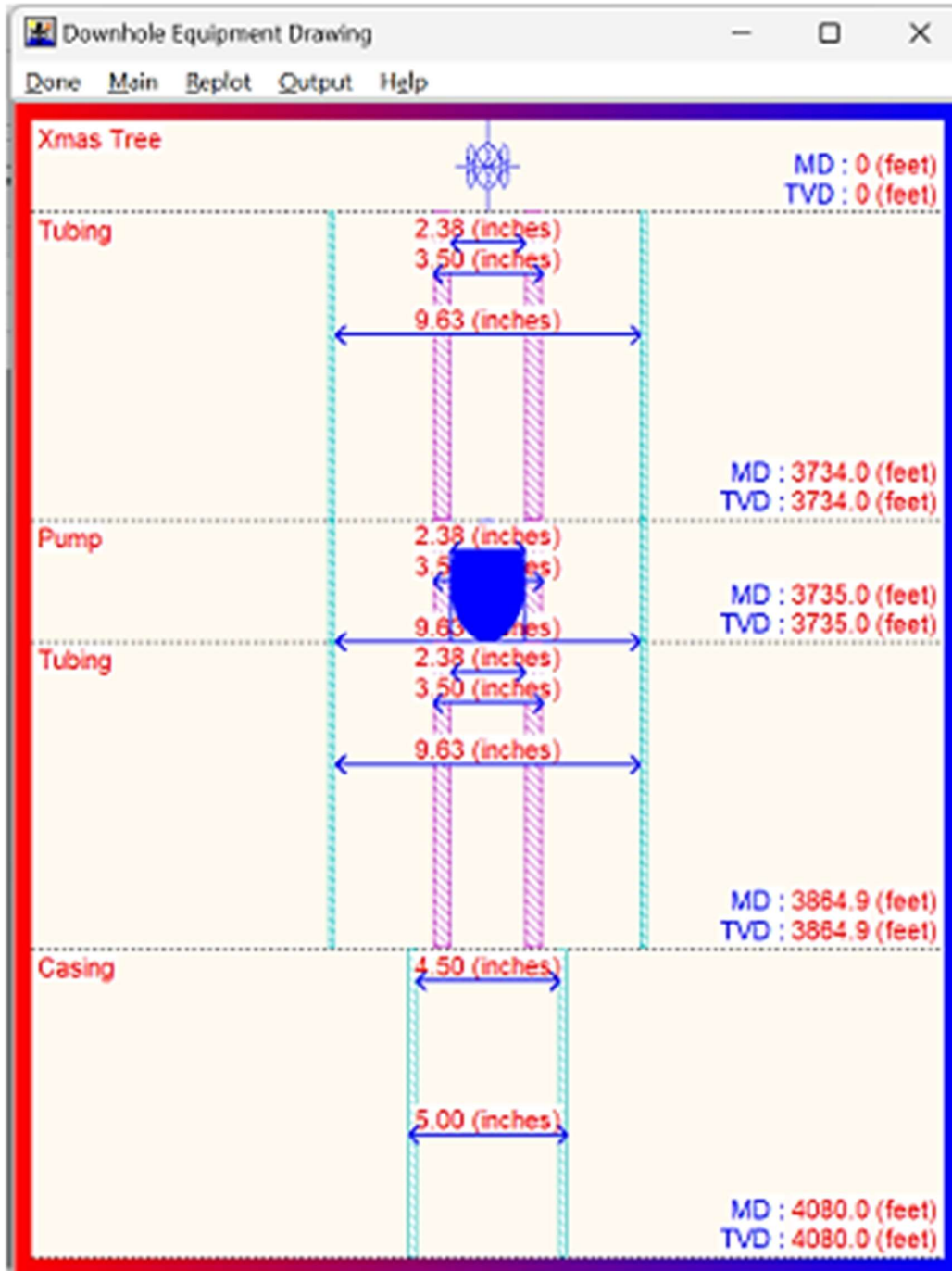


Figura 31. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 032(Arauz Arlinton & Miranda

Anthony, 2024)

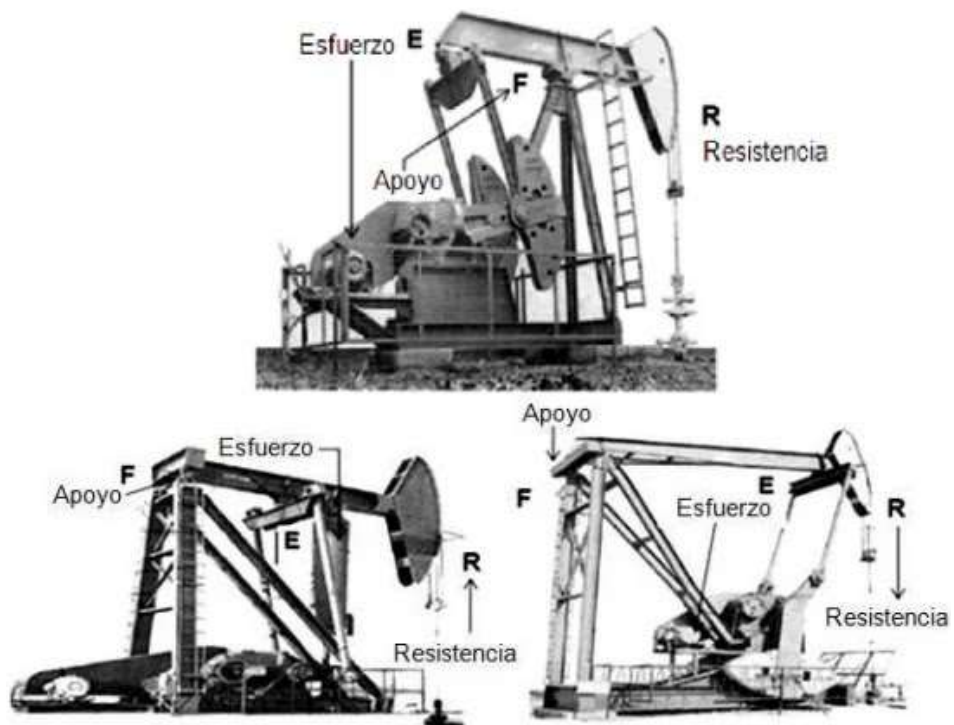


Figura 33. Sistema de Bombeo Mecánico Tradicional (Alzate-Espinosa et al., 2017).



Figura 34. Sistema Linear Rod Pump (UNICO, 2015).