



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

TEMA:

**“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”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**ARLINTON DARIO ARAUZ INTRIAGO
ANTHONY MICHAEL MIRANDA LLUMITAXI**

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA; MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**“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”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**ARLINTON DARIO ARAUZ INTRIAGO
ANTHONY MICHAEL MIRANDA LLUMITAXI**

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA; MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLELIS GUITIERREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA

ING. CARLOS MALAVÉ, MSc
DOCENTE TUTOR

ING. CARLOS PORTILLA, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

ING. CARLOS MALAVÉ, MSc
DOCENTE GUÍA DE LA UIC

ING. DAVID VEGA
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis amados padres Guillermo Arauz y Rosa Intriago, quienes guiaron mis pasos durante toda mi vida, tanto académica como personalmente, contando con su apoyo emocional, económico e incondicional; a mis queridas hermanas Mayra Arauz y Karen Arauz, quienes formaron parte de mi crecimiento gracias a sus consejos y aliento para cumplir mis metas; a mis sobrinos Samuel, Alejandro, Sofía y Anika, los cuales soy un ejemplo a seguir; a mis cuñados Angel y Byron por contar con su apoyo; para mi tía Nelly Intriago, quien es como mi segunda madre; y a todos mis familiares cercanos.

Para mis amigos universitarios, quienes fueron pilares fundamentales en mi trayectoria académica, formando amistades sinceras y a quienes considero mi familia, gracias por el apoyo que me brindaron, siempre los llevaré en mi corazón.

Con gratitud y cariño, dedico este logro y mi más agradecimiento a toda mi familia y amigos que fueron parte de esta trayectoria, dejando huellas imborrables en mi vida.

Arlinton Dario Arauz Intriago

DEDICATORIA

Con todo mi amor y gratitud, dedico esta tesis a ustedes. Gracias, papá y mamá, por su incansable apoyo académico, su guía constante y su inquebrantable fe en mí. Su dedicación y esfuerzo han sido fundamentales para alcanzar este logro, y no habría sido posible sin su ayuda y motivación.

A mi hermano Alexis, gracias por estar siempre a mi lado, brindándome apoyo emocional. A mis queridos tíos, por su amor incondicional y por ser una fuente constante de apoyo y sabiduría.

A mis amigos de la universidad, que más que amigos han sido como hermanos. Su lealtad, compañerismo y camaradería han sido invaluable, y les agradezco profundamente por todo el apoyo y los momentos compartidos.

A Jennifer, por su inquebrantable apoyo en los momentos difíciles. A toda mi familia, por su amor incondicional y por enseñarme a aprender, crecer y madurar. Gracias por ser mi pilar y fuente de inspiración.

Anthony Michael Miranda Llumitaxi

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**ESTUDIO TÉCNICO-ECONOMICO 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**” elaborado por los estudiantes egresado de la carrera de Ingeniería **ARÁUZ INTRIAGO ARLINTON DARIO** y **MIRANDA LLUMITAXI ANTHONY MICHAEL**, 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.

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister

TESIS COMPILATIO - ARAUZ - MIRANDA

6%
Textos sospechosos

6% Similitudes
< 1% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
< 1% Idiomas no reconocidos

Nombre del documento: TESIS COMPILATIO - ARAUZ - MIRANDA.docx	Depositante: CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA	Número de palabras: 12.198
ID del documento: b066d1275c499f6f3130699041ad0af2c45da8ea	Fecha de depósito: 7/7/2024	Número de caracteres: 75.087
Tamaño del documento original: 78.37 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 7/7/2024	



Ing. Carlos Malavé Carrera

C.I.: 0912370095

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Arlinton Dario Arauz Intriago y Anthony Michael Miranda Llumitaxi, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO TÉCNICO-ECONOMICO 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”**, 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,



ARLINTON ARAUZ INTRIAGO

Autor de Tesis

C.I. 0705579704



ANTHONY MIRANDA LLUMITAXI

Autor de Tesis

C.I. 1207482223

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 **“ESTUDIO TÉCNICO-ECONOMICO 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”** previo a la obtención del Título de Ingeniero Ingenieros en Petróleos elaborado por los señores: Arauz Intriago Arlinton Dario y Miranda Llumitaxi Anthony Michael, egresados de la carrera de Ingeniera en 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.



ado electrónicamente por:
CARLOS
ALFREDO
MALAVE
CARRERA

Ing. Carlos Malavé Carrera

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.

Celular: 0962183538

Correo: bettyruthgomez@educacion.gob.ec

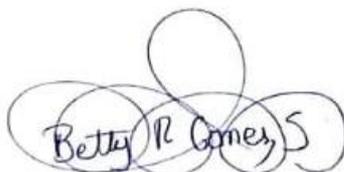
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **BETTY RUTH GÓMEZ SUÁREZ**, en mi calidad de **LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS**, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, denominado **"ESTUDIO TÉCNICO-ECONOMICO 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"**, de los estudiantes: **ARAUZ INTRIAGO ARLINTON DARIO** y **MIRANDA LLUMITAXI ANTHONY MICHAEL**.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo a las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

En cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo a los interesados hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 13 de Junio del 2024



Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.

CI. 0915036529

LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUCIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS
N° DE REGISTRO DE SENEYCT 1050-2014-86052892

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro más profundo agradecimiento a Dios, por concedernos la salud y la fortaleza necesarias para culminar nuestra tesis y alcanzar el sueño de terminar la carrera de Ingeniería en Petróleos; sin su guía y bendición, este logro no habría sido posible.

Extendemos nuestra gratitud al Ing. Carlos Malavé, nuestro tutor, por su invaluable apoyo, orientación y paciencia a lo largo del desarrollo de esta tesis. Su conocimiento y dedicación fueron fundamentales para llevar a buen término este proyecto.

Agradecemos también a la Universidad Estatal Península de Santa Elena y todos los docentes de la carrera de Ingeniería en Petróleos, quienes nos acompañaron y guiaron durante nuestra formación universitaria, cada uno de ustedes ha dejado una huella imborrable en nuestra formación académica y profesional.

Finalmente, queremos agradecer al Ing. Manuel Rodríguez, por facilitarnos los datos esenciales para el desarrollo de esta tesis. Su colaboración y disposición fueron cruciales para la realización de este trabajo.

CONTENIDO

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA.....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE TABLA	xv
LISTA DE FIGURA.....	xvii
RESUMEN.....	xix
ABSTRACT	xx
CAPÍTULO 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	UBICACIÓN	5
2.2	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	6
2.3	GEOLOGÍA.....	7
2.3.1	Formación Socorro	7
2.3.2	Formación CPB (Clay Pebble Beds).....	7
2.3.3	Formación Santo Tomas	7
2.3.4	Formación Passage Beds	7
2.3.5	Formación Azúcar-Atlanta	8
2.4	PROPIEDADES DEL MEDIO POROSO.....	8
2.4.1	Porosidad	8
2.4.2	Permeabilidad	9
2.4.3	Saturación	9
2.4.4	Compresibilidad	10
2.4.5	Capilaridad	10
2.5	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	10
2.5.1	Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos.....	11

2.5.2	Empuje por capa de gas	12
2.5.3	Empuje con agua	12
2.5.4	Empuje por drenaje gravitacional.....	13
2.5.5	Empuje combinado	13
2.6	SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.....	14
2.6.1	Principio de funcionamiento.....	14
2.6.2	Componentes del bombeo mecánico a nivel de superficie.....	15
2.6.3	Componentes del bombeo mecánico a nivel de subsuelo.....	19
2.7	TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO.....	23
2.7.1	Unidad convencional	23
2.7.2	Unidad Mark II	24
2.7.3	Unidad balanceada por aire	25
2.7.4	Unidad reverse Mark	26
2.7.5	Rotaflex	26
2.8	SISTEMA DE LINEAR ROD PUMP (LRP).....	26
2.8.1	Componentes del sistema LRP.....	27
2.8.2	Funcionamiento del sistema LRP	30
2.8.3	Aplicaciones generales del LRP	30
2.8.4	Comparación LRP vs bombeo mecánico.....	33
2.8.5	Beneficios del sistema LRP.....	36
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		41

3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN	41
3.2	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	41
3.3	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	41
3.3.1	Población	41
3.3.2	Muestra	42
3.4	DESCRIPCIÓN DE SELECCIÓN DEL SISTEMA LRP.....	42
3.4.1	Selección de varilla pulida.....	42
3.4.2	Selección de HP.....	43
3.4.3	Selección de bomba	46
3.5	DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS EN EL SIMULADOR PIPESIM.....	50
3.5.1	Pozo ANC0004.....	50
3.5.2	Pozo ANC0093.....	54
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS		58
4.1	ANÁLISIS NODAL	58
4.1.1	Pozo ANC0004.....	58
4.1.2	Pozo ANC0093.....	62
4.2	ANÁLISIS ECONÓMICO	66
4.2.1	Costo e inversión del proyecto	66
4.3	EVALUACIÓN FINANCIERA	66
4.3.1	Valor actual neto.....	66
4.3.2	Tasa interna de retorno	67

4.3.3	Evaluación financiera para pozos seleccionados.....	67
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		78
5.1	CONCLUSIONES	78
5.2	RECOMENDACIONES.....	79
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		80

LISTA DE TABLA

Tabla 1. Comparación de las ventajas y desventaja de cada tipo de motor	17
Tabla 2. Características de las varillas de succió	19
Tabla 3. Cuadro comparativo de los tipos de bomba de fondo del sistema del bombeo mecánico.....	20
Tabla 4. Comparación de tipos de modelos LRP diseñados por UNICO	32
Tabla 5. Comparación cualitativa de LRP vs Bombeo Mecánico Convencional	34
Tabla 6. Comparación económica de una unidad LRP con una bomba convencional	35
Tabla 7. Rutina de mantenimiento preventivo planificado	40
Tabla 8. Carga máxima de la varilla pulida para los motores modelo LRP.....	43
Tabla 9. Potencia de motor de cada LRP	44
Tabla 10. Descripción general de los tipos LRP	45
Tabla 11. Peso de la varilla en el aire	49
Tabla 12. Ingresos del pozo ANC0004 en un año a un valor de \$77.78.....	68
Tabla 13. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0004 a un valor de \$77.78	69
Tabla 14. Ingresos del pozo ANC0004 en un año a un valor de \$45.....	70
Tabla 15. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0004 a un valor de \$45	70
Tabla 16. Ingresos del pozo ANC0004 en un año a un valor de \$25.....	71
Tabla 17. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0004 a un valor de \$25	71
Tabla 18. Ingresos del pozo ANC0093 en un año a un valor de \$77.78.....	73
Tabla 19. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0093 a un valor de \$77.78	73

Tabla 20. Ingresos del pozo ANC0093 en un año a un valor de \$45.....	74
Tabla 21. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0093 a un valor de \$45	75
Tabla 22. Ingresos del pozo ANC0093 en un año a un valor de \$25.....	75
Tabla 23. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0093 a un valor de \$25	76

LISTA DE FIGURA

Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Gustavo Galindo Velasco.....	5
Figura 2. Columna Estratigráfica del bloque Campo Gustavo Galindo Velasco	6
Figura 3. Porcentaje de recobro en cada mecanismo de producción.....	11
Figura 4. Componentes del sistema de bombeo mecánico.....	15
Figura 5. Sistema Linear Rod Pump instalado	27
Figura 6. Diferentes tipos de LRP con motor eléctrico	31
Figura 7. Descripción de las características del modelo LRP	31
Figura 8. Explicación detalla del modelo LRP.....	31
Figura 9. Comparación infraestructural del sistema LRP con un sistema de unidad de bombeo convencional.	33
Figura 10. Flujo de fluido vs profundidad del pozo	45
Figura 11. Descripción de la bomba API	46
Figura 12. Esquema mecánico del pozo ANC0004	50
Figura 13. Ingreso detallado del esquema mecánico del pozo ANC0004.....	52
Figura 14. Selección del equipo de Rod Pump para el pozo ANC0004	52
Figura 15. Ingreso de datos del reservorio y modelo de fluido	53
Figura 16. Curva IPR por el método de Vogel del Pozo ANC0004.....	53
Figura 17. Esquema mecánico del pozo ANC0093	54
Figura 18. Ingreso detallado del esquema mecánico del pozo ANC0004.....	55
Figura 19. Selección del equipo de Rod Pump para el pozo ANC0093	56

Figura 20. Ingreso de datos del reservorio y modelo de fluido	57
Figura 21. Curva IPR por el método de Vogel del pozo ANC0093.....	57
Figura 22. Ajuste de sensibilidad de inflow y outflow del pozo ANC0004	58
Figura 23. Análisis nodal del pozo ANC0004 a 5 SPM.....	59
Figura 24. Análisis nodal del pozo ANC0004 6,5 SPM	59
Figura 25. Análisis nodal del pozo ANC0004 8 SPM	60
Figura 26. Comparación de escenarios operativos del pozo ANC0004.....	61
Figura 27. Ajuste de sensibilidad de inflow y outflow del pozo ANC0093	62
Figura 28. Análisis nodal del pozo ANC0093 a 5 SPM.....	62
Figura 29. Análisis nodal del pozo ANC0093 a 5,5 SPM.....	63
Figura 30. Análisis nodal del pozo ANC0093 a 6 SPM.....	64
Figura 31. Comparación de escenarios operativos del pozo ANC0004.....	65
Figura 32. Precio del barril de petróleo del día 30 de mayo.....	68
Figura 33. Período de recuperación de la inversión del pozo ANC0004	72
Figura 34. Período de recuperación de la inversión del pozo ANC0093	77

**“ESTUDIO TÉCNICO-ECONOMICO 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”**

Autor: Arlinton Dario Arauz Intriago

Anthony Michael Miranda Llumitaxi

Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera; MSc

RESUMEN

En este estudio, se utilizó el software PIPESIM para introducir datos mecánicos del pozo, incluyendo propiedades petrofísicas, y analizar cómo respondía el pozo a diferentes SPM. Al cambiar el sistema de bombeo mecánico por el sistema de Linear Rod Pump, se evaluaron las respuestas de caudal en tres tipos de escenarios distintos. Una ventaja favorable del sistema de Linear Rod Pump es que comparte casi el mismo tipo de completación que el sistema de bombeo mecánico original, lo que facilita su implementación. Los resultados de las simulaciones fueron favorables. Se realizó un análisis financiero de estas simulaciones, el cual mostró que la implementación del sistema Linear Rod Pump generaría ganancias a corto plazo. Además, se determinó que este sistema sería rentable incluso si el precio del barril de petróleo se mantuviera bajo en el mercado. Esto indica que el cambio al sistema de Linear Rod Pump puede mejorar la eficiencia y rentabilidad de la producción del pozo, asegurando beneficios económicos en diversas condiciones del mercado.

PALABRAS CLAVE: LRP, PIPESIM, BOMBEO MECÁNICO, COMPONENTES

**“TECHNICAL-ECONOMIC STUDY FOR THE
IMPLEMENTATION OF THE NON-CONVENTIONAL LINEAR
ROD PUMP (LRP) UNIT IN THE DRIVE OF THE
CONVENTIONAL MECHANICAL PUMPING PUMP IN THE
GUSTAVO GALINDO VELASCO FIELD”**

Authors: Arlinton Dario Arauz Intriago

Anthony Michael Miranda Llunitaxi

Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera; MSc

ABSTRACT

In this study, the PIPESIM software was used to input mechanical well data, including petrophysical properties, and to analyze how the well responded to different SPM. By switching from the mechanical pumping system to the Linear Rod Pump system, flow responses were evaluated in three different scenarios. An advantageous aspect of the Linear Rod Pump system is that it shares almost the same type of completion as the original mechanical pumping system, facilitating its implementation. The simulation results were favorable. A financial analysis of these simulations was conducted, showing that implementing the Linear Rod Pump system would generate short-term profits. Additionally, it was determined that this system would be profitable even if the price of oil remained low in the market. This indicates that the switch to the Linear Rod Pump system can enhance the efficiency and profitability of well production, ensuring economic benefits under various market conditions.

KEYWORDS: LRP, PIPESIM, MECHANICAL PUMPING, COMPONENTS

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento más antiguo en la industria petrolera, en Ancón fue introducida en los años 60's.

En el campo Ancón, el bombeo mecánico se caracteriza por el uso de unidades convencionales como el balancín, el cual, funciona convirtiendo el movimiento rotario del motor principal a movimiento vertical reciprocante de una sarta de varillas conectadas a la bomba de subsuelo generando así el movimiento ascendente y descendente permitiendo que el fluido se desplace desde el fondo hasta la superficie. El punto de apoyo se encuentra en la mitad de la viga y puede rotar en sentido horario o antihorario.

Este proyecto busca implementar la unidad no convencional LRP en la bomba de subsuelo. El LRP es una unidad electromecánica de bombeo mecánico que por medio de un driver con software inteligente controla a un motor de inducción que transmite potencia a una caja de engranajes y su vez permite el movimiento vertical a la sarta de varillas, conectada a través del vástago de bombeo en su tope.

Al implementar la unidad no convencional LRP se podrá mejorar los problemas de baja eficiencia y mejorar la producción, además de prolongar la vida útil del sistema de bombeo, esta unidad de extracción artificial llamado Linear Rod Pump (LRP) ofrece diversas mejoras que superan a las bombas de balancín.

1.2 ANTECEDENTES

(Sanchez Daniela, 2018) indico que “El LRP ofrece un control importante sobre la superficie y el fondo de pozo, así como las condiciones de bombeo. Esto permite que se puede operar el sistema con la máxima eficiencia y a su vez reducir los costos de los insumos eléctrico.”

En este trabajo se describe que el sistema de LRP nos permitirá un mejor manejo en todo el pozo productor, y dando una de sus ventajas que es la reducción de costos.

El sistema LRP aprovecha las capacidades de inversión del motor y posicionamiento de un variador de velocidad de vector de flujo para controlar directamente la varilla de bombeo mediante un mecanismo simple de cremallera y piñón. El control directo proporciona numerosos beneficios al eliminar la mecánica engorrosa y de alta inercia de otros sistemas. En comparación con los sistemas de inversión hidráulica, la solución LRP es mucho más elegante y capaz, gracias al control electrónico. (UNICO. INC, 2013)

La empresa proveedora del driver usado en el software del sistema LRP describe su producto mejor y más elegante que otros sistemas.

El LRP es una unidad de carrera que combina una mecánica simple en una solución compacta y de bajo perfil con ventajas económicas sobre los sistemas de bombeo tradicionales (Manufactura Latam , 2012), dándonos a entender que al implementar el LRP obtendremos una reducción económica a comparación con el bombeo mecánico tradicional, siendo este caso con el balancín.

1.3 HIPÓTESIS

Al reemplazar el balancín por el sistema LRP en la bomba del bombeo mecánico, se obtendrá mejoras como ahorro de insumos eléctricos, reducción de espacio, mantenimientos menos costosos, además de ser un equipo superior al usar un software inteligente que puede tomar decisiones por su propia cuenta dependiendo cuales sean las condiciones del yacimiento.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

- Describir las ventajas que tendría implementar el sistema no convencional LRP en comparación del uso convencional de bombeo mecánico por balancín.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Comparar el uso del Linear Rod Pump (LRP) con el bombeo mecánico.
- Descripción del sistema y principio de funcionamiento de Linear Rod Pump (LRP).
- Describir los componentes usados en el sistema Linear Rod Pump (LRP).
- Determinar la manera de operar del sistema Linear Rod Pump (LRP).
- Realizar un análisis económico detallado que incluya los indicadores financieros claves, VAN y TIR, que implica la implementación de la unidad no convencional Linear Rod Pump (LRP).

1.5 ALCANCE

Este proyecto presentará los problemas que puede ocurrir usando la unidad convencional de bombeo mecánico (balancín) y las desventajas que tiene dicha unidad.

Además, se explicará por medio de simulación cómo sería la implementación del sistema no convencional LRP, su funcionamiento, sus partes, el ensamblaje y mantenimiento, asimismo se explicará cuáles son las ventajas y desventajas este sistema.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes:

- Selección de componentes.
- Nivel de producción.
- Rentabilidad económica.

1.6.2 Variables Independientes

- Componentes del sistema LRP.
- Instalación del sistema LRP.
- Mantenimiento en el sistema LRP.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 UBICACIÓN

En 1991, la empresa Anglo Ecuadorian Oilfields Ltda., en colaboración con sus concesionarias, llevó a cabo la exploración y extracción de petróleo en el Campo Gustavo Galindo Velasco.

El Campo Gustavo Galindo Velasco está rodeado por el Bloque 1 "Pacoa" y el Océano Pacífico al oeste y norte, y por el Océano Pacífico, así como por los bloques 4 y 39, al sur. Al este, limita con el Bloque 5 "Rodeo". El territorio del bloque abarca partes de Santa Elena, incluyendo todo el estado de La Libertad y la mayor parte del estado de Salinas (96% de su territorio), a excepción de "La Chocolatera" West End y una pequeña porción de Santa Elena (16% de su territorio). (Sabando Mosquera, 2018)

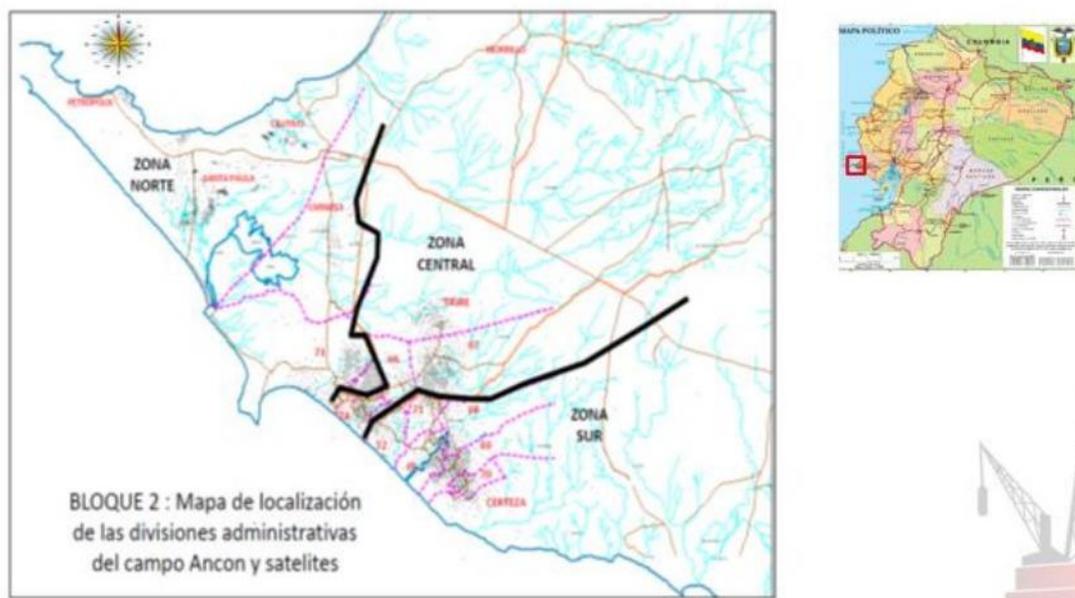


Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Gustavo Galindo Velasco. (Pacifpetrol, 2017)

2.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

El campo Gustavo Galindo Velasco, ubicado en Santa Elena donde se localizan los pozos del Bloque 2. Esta área abarca una secuencia sedimentaria que va desde el Cretácico hasta el Terciario Inferior, que incluye el período del Paleoceno al Eoceno.

Las zonas productoras del Campo GGV se identifican por las áreas de producción, tales como la Formación Santa Elena, Socorro, Clay Pebble Beds, Santo Tomás, Passage Beds y Atlanta.

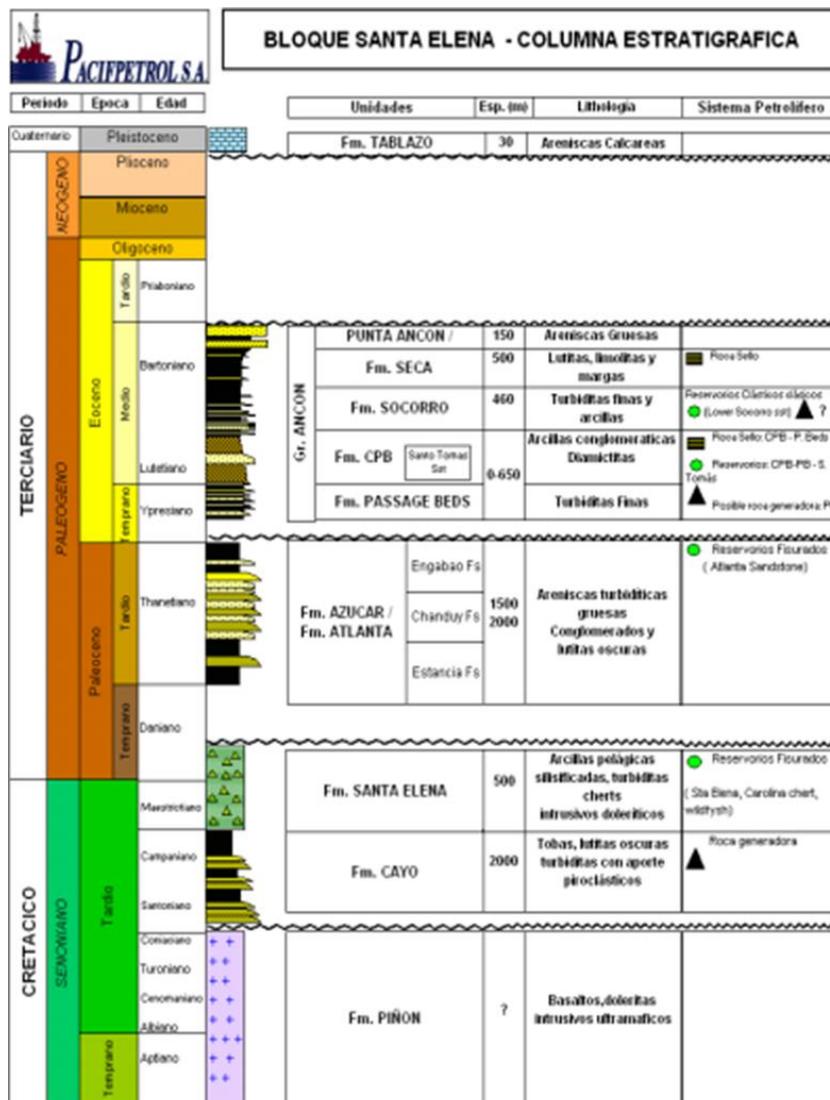


Figura 2. Columna Estratigráfica del bloque Santa Elena (Jara, 2015)

2.3 GEOLOGÍA

Las principales formaciones del área de estudio incluyen al grupo Ancón (Fm Socorro, Fm CPB, Santo Tomas Sst, Passage Beds), y la formación Atlanta.

2.3.1 Formación Socorro

Esta formación presenta areniscas turbiditas finas y arcillas, son una alternancia de lutitas deleznales grises hasta negro y de areniscas turbiditas verdosas, y su edad geológica se encuentra en el Eoceno Medio. (PACIFPETROL S.A., 2016)

2.3.2 Formación CPB (Clay Pebble Beds)

Su edad geológica se encuentra en el Eoceno Medio temprano, esta formación consiste en una secuencia diamictítica maciza arcillosa, con guijarros tobáceos y calcáreos. (PACIFPETROL S.A., 2016)

2.3.3 Formación Santo Tomas

La arenisca Santo Tomas presenta una edad del Eoceno Medio; está constituida de una arenisca silíceo y conglomerática, cementada con pequeñas intercalaciones de lutitas, con baja porosidad del 11% promedio. (PACIFPETROL S.A., 2016)

2.3.4 Formación Passage Beds

La formación consta de areniscas y lutitas, su edad geológica es del Eoceno Inferior, esta secuencia está delimitada por una discordancia angular de la Formación Azúcar-Atlanta suprayacente y su espesor oscila entre 0 y 500 metros. (PACIFPETROL S.A., 2016)

2.3.5 Formación Azúcar-Atlanta

La edad geológica de esta unidad es del Paleoceno Tardío, está se encuentra compuesta por areniscas turbidíticas gruesas, conglomerados y lutitas oscuras, las areniscas grises de textura media a gruesa son el principal reservorio por sus fracturas, la profundidad promedio del yacimiento se encuentra entre 1800 y 5400 ft, esto dependerá de la ubicación. (PACIFPETROL S.A., 2016)

2.4 PROPIEDADES DEL MEDIO POROSO

2.4.1 Porosidad

La porosidad se refiere a la cantidad de espacios vacíos o porosos presentes dentro de un material en comparación con su volumen total. Básicamente, es una medida que indica cuánto espacio libre hay dentro de una roca o un medio, representando la cantidad de huecos interconectados dentro del medio.

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{Ecu. 1})$$

V_p : Volumen de poro

V_t : Volumen total

a) Comunicación de poros

- *Porosidad absoluta*: Espacio poroso total en la roca y el volumen bruto.
- *Porosidad efectiva*: Espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca. Esta porosidad se utiliza para calcular reservas.

b) Origen de la porosidad

- *Porosidad primaria:* Volumen de poros que contiene una roca derivada de la posición de los granos del sedimento precursor.
- *Porosidad secundaria:* Volumen de poros generados por procesos diagenéticos o posterior, que no existía en el momento del depósito del sedimento, se pueden generar por procesos de disolución, esfuerzos, aguas subterráneas, fractura y dolomitización.

2.4.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad del medio poroso para dejar pasar fluidos a través de él.

Existen tres tipos de permeabilidades:

- a) Permeabilidad absoluta:** Cuando existe una sola fase la cual satura al 100% al medio poroso.
- b) Permeabilidad efectiva:** Cuando existen más de una fase en el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente.
- c) Permeabilidad relativa:** Se refiere a la relación entre permeabilidad efectiva y absoluta.

2.4.3 Saturación

La saturación en un medio poroso es la cantidad de espacio lleno de un fluido en comparación con el espacio total.

$$S_f = \frac{V_{total\ de\ fluido}}{V_{poroso}} \quad (\text{Ecu. 2})$$

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad (\text{Ecu. 3})$$

2.4.4 Compresibilidad

Compresibilidad en un medio poroso se refiere a cómo cambia su volumen en respuesta a cambios en la presión.

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}, \text{ a temperatura constante} \quad (\text{Ecu. 4})$$

2.4.5 Capilaridad

La capilaridad en un medio poroso se refiere a la tendencia de un líquido a moverse dentro de pequeños espacios en contra de la gravedad debido a la atracción entre las moléculas del líquido y las paredes del medio poroso.

2.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Los mecanismos de producción se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento que hacen que los fluidos se muevan hacia los pozos. Básicamente se distinguen cinco tipos de mecanismos de producción:

- Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos
- Empuje por capa de gas
- Empuje con agua
- Empuje por drenaje gravitacional
- Empuje combinado

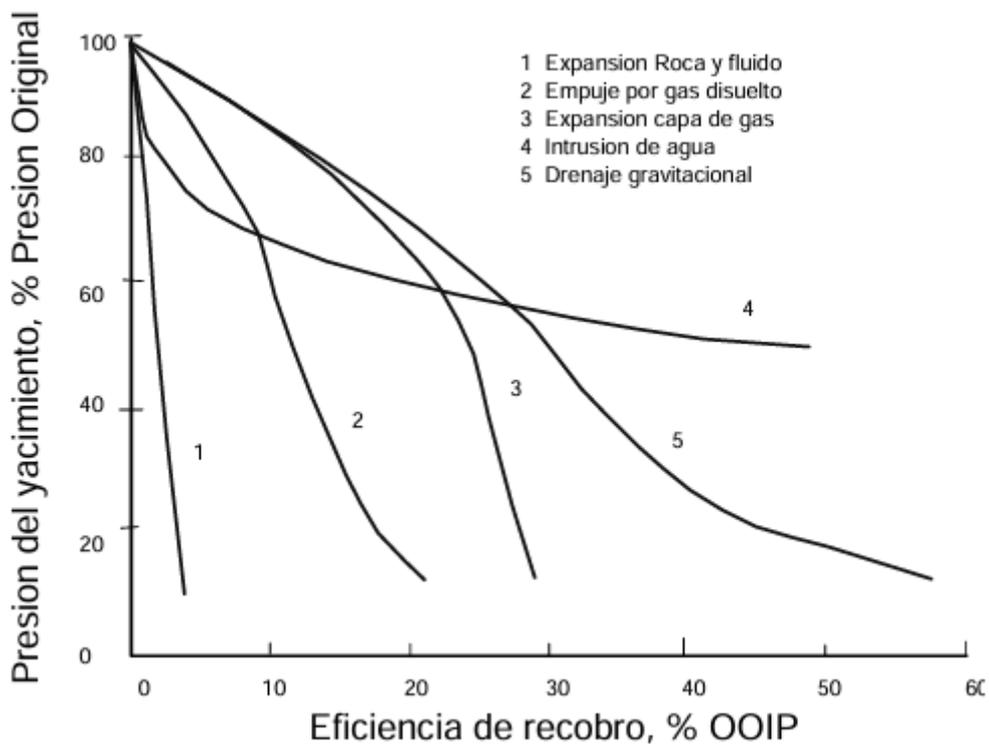


Figura 3. Porcentaje de recobro en cada mecanismo de producción (Escobar, 2012)

2.5.1 Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos

En un yacimiento de petróleo donde la presión inicial es mayor que la presión de burbujeo, no hay una capa de gas inicial. A medida que se extrae el petróleo, el petróleo remanente, al ser compresible, se expande para llenar los espacios vacíos, lo que reduce la presión del yacimiento.

Cuando esta presión cae hasta el punto de burbujeo, el gas disuelto comienza a separarse del petróleo debido a que el gas libre es más compresible que el petróleo, la presión disminuye gradualmente en un proceso llamado empuje por gas en solución.

Sin embargo, las recuperaciones de petróleo obtenidas tanto por la expansión del líquido por encima del punto de burbujeo como por el empuje del gas en solución por debajo del punto de burbujeo suelen ser bastante bajas, generalmente entre un 5% y un 20%.

2.5.2 Empuje por capa de gas

En un yacimiento con una capa de gas inicial, la presión inicial en el CGP coincide con la presión de burbujeo del petróleo. A medida que se desciende por debajo del CGP, la presión de burbujeo y la cantidad de gas disuelto tienden a mantenerse estables mientras la presión del yacimiento aumenta con la profundidad, sin embargo, es importante destacar que la presión de saturación o de burbujeo es idéntica únicamente en el CGP.

Estos yacimientos producen mediante el mecanismo de empuje de la capa de gas, ya que el gas, al expandirse debido a su compresibilidad, colabora en la expulsión del petróleo, no obstante, para que este mecanismo sea eficaz, es crucial determinar el tamaño de la capa de gas y asegurar que la formación tenga una permeabilidad vertical alta y un espesor considerable.

Una capa de gas demasiado extensa en comparación con la columna de petróleo resulta menos eficiente que una de tamaño mediano, esto se debe a que se vuelve complicado producir el petróleo cuando la capa de gas es muy grande y la zona de petróleo es delgada, ya que el gas tiende a superar al petróleo y fluir primero hacia los pozos de producción. Cuando este mecanismo está presente, la recuperación de petróleo es más alta, generalmente entre un 30% y un 40% del volumen inicial del yacimiento.

2.5.3 Empuje con agua

Esto ocurre cuando la reducción de la presión en el yacimiento provoca la expansión de un acuífero subyacente, desplazando así el petróleo hacia los pozos de producción. La eficacia de este tipo de empuje depende principalmente del tamaño del acuífero y la permeabilidad de la roca del yacimiento.

Debido a la baja compresibilidad del agua, se necesitan acuíferos de gran tamaño para generar un empuje hidráulico efectivo, además de una alta permeabilidad en la roca.

Este mecanismo puede ser altamente eficiente, con recuperaciones que pueden alcanzar entre el 40% y el 70% del petróleo originalmente presente en el yacimiento.

2.5.4 Empuje por drenaje gravitacional

La gravedad generalmente colabora con otros mecanismos de desplazamiento para aumentar su eficacia. Por ejemplo, en un yacimiento delgado y horizontal con un intenso desplazamiento de agua desde abajo, la recuperación puede ser baja debido a que el agua tiende a conificar los pozos demasiado pronto, superando al petróleo.

Sin embargo, si el yacimiento está inclinado estructural o estratigráficamente, la recuperación mejora porque la segregación gravitacional dirige el petróleo hacia abajo, y simultáneamente, el agua del acuífero ejerce presión hacia arriba.

Además, la gravedad ayuda a mantener estable el frente entre el agua y el petróleo durante la producción, lo que reduce la cantidad de petróleo residual. Esto mismo ocurre en grandes unidades de capa de gas.

La combinación de presión y gravedad naturalmente impulsa el petróleo hacia los pozos, mientras que la capa de gas dirige el petróleo hacia la parte inferior, estabilizando la interfaz entre el drenaje por gravedad y el contacto gas-petróleo.

2.5.5 Empuje combinado

La mayoría de los yacimientos experimentan más de un tipo de empuje a lo largo de su vida productiva, ya sea de forma alternada o simultánea, lo que se conoce como empuje combinado. Es importante destacar que las fuerzas de gravedad y capilaridad están presentes en todos los tipos de empuje, pudiendo alterar positiva o negativamente su acción.

En yacimientos de gran espesor o con un buzamiento pronunciado, la gravedad puede provocar que el gas liberado del petróleo fluya hacia la parte superior de la estructura, creando una capa de gas secundaria o aumentando la

original. Esto proporciona un impulso adicional o mejora la efectividad de la capa de gas original.

Por otro lado, un desplazamiento intenso con agua puede dominar por completo un empuje por gas en solución, al mantener la presión por encima del punto de burbujeo.

2.6 SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

Luego de un periodo determinado de producción de un yacimiento, su presión inicial empieza a mermar y, por ende, disminuye la energía natural causando que se reduzca el empuje que permite que los fluidos lleguen a la superficie, es ahí cuando es necesario recurrir al uso de mecanismos artificiales para continuar con la extracción de hidrocarburos.

Actualmente el bombeo mecánico es uno de los sistemas de levantamiento artificial más comunes en la industria petrolera, generalmente son empleados para la extracción de crudo en pozos con volúmenes pequeños y mediano.

El sistema de levantamiento del bombeo mecánico es el más antiguo en la industria petrolera, cuenta con un diseño simple que en la actualidad sigue siendo uno de los más usados a nivel mundial. (Cevallos, 2015)

El método del bombeo mecánico consiste en instalar una bomba de subsuelo de acción reciprocante la cual es abastecida por la energía que se transmite por una sarta de cabillas, esta energía se origina en un motor eléctrico o también de una combustión interna, y así transmitir el movimiento generado a la unidad de superficie a través de un sistema de engranaje y correas.

2.6.1 Principio de funcionamiento

El principio del funcionamiento de este sistema de levantamiento artificial se basa en una bomba de desplazamiento positivo, la cual consiste en un cilindro y en

un émbolo hueco con una válvula, que es un componente que se encuentra conectado al final de la sarta.

Para entender el funcionamiento del sistema, debemos de saber que la bomba es bajada por dentro de la tubería de producción para así ser asentada en el fondo con la ayuda de las empacaduras, posterior a esto se inicia con la activación del sistema por medio del movimiento del balancín provocado por el motor.

El ciclo del bombeo funciona de la siguiente manera:

- a) **Carrera ascendente del émbolo:** La válvula del émbolo se encuentra cerrada mientras que la columna de fluido es elevada a la superficie, esto reduce la presión en la zona de producción permitiendo que se abra la válvula fija y a su vez llenando de fluido el cilindro del émbolo.
- b) **Carrera descendente del émbolo:** La válvula del émbolo se abre mientras que la válvula fija se cierra, esto permite que el émbolo regrese a su punto de partida en la parte de la base del cilindro de la bomba y su vez evita que regrese el fluido a la zona productora.

2.6.2 Componentes del bombeo mecánico a nivel de superficie

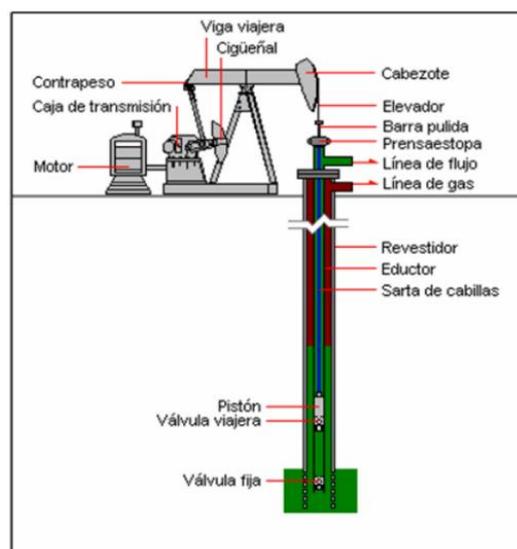


Figura 4. Componentes del sistema de bombeo mecánico (Camargo, Briceño, Aceros, & Hernandez, 2019)

a) **Motor:** Se encarga de abastecer la energía que es requerida para que la unidad de bombeo pueda levantar los fluidos del pozo. Estos motores usualmente pueden ser eléctricos, aunque también suelen ser de combustión interna.

Los motores varían entre: motores de combustión interna y motores eléctricos.

➤ **Motores de combustión interna:** Tienen este nombre debido a que la energía que se requiere para que pueda trabajar es producida por la combustión entre el aire y el tipo de combustible que se esté usando. Estos motores pueden ser:

– *Motores diésel o motores por compresión:* Cuando la compresión esta por termina, se inyecta el combustible en la cámara de combustión y debido a que el calor generado por la compresión del aire puede llegar a los 600°C, provoca la ignición inmediata del combustible. Al mismo tiempo que se produce la combustión, el émbolo empuja el gas en expansión, generado la fuerza que impulsa el motor.

– *Motor de gasolina o motores de explosión por chispa:* En estos motores, se absorbe una mezcla de aire-carburante que se comprime unas 6 veces menos de su volumen original. La rápida combustión de esta mezcla dentro de la cámara de combustión del cilindro genera gases que son productos de la combustión de la mezcla carburante, los mismos que empujan un émbolo, este movimiento lineal del pistón se transforma en movimiento rotatorio del cigüeñal a través de la biela.

➤ **Motores eléctricos:** Este tipo de motor convierte la energía eléctrica en energía mecánica, también llamada movimiento rotatorio. Su funcionamiento se basa en la interacción de dos campos magnéticos. Entre los motores eléctricos tenemos:

- Motor de corriente continua.
- Motor de inducción de corriente alterna.
- Motor de velocidad variable.

Tabla 1. Comparación de las ventajas y desventaja de cada tipo de motor (Cevallos, 2015)

VENTAJAS DE LOS PRINCIPALES DE LOS TIPOS DE MOTORES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

MOTOR ELÉCTRICO	MOTOR DE COMBUSTIÓN
Se puede saber si existe pérdida o sobrecarga de peso en la sarta mediante la medición del amperaje y sin interferir la operación.	Tiene un mejor control en las velocidades
Tiene un bajo costo inicial	Pueden operar en un rango más amplio de condiciones de carga
Tiene menor costo de mantenimiento	El costo de energía es mejor que la energía eléctrica

b) Caja de engranaje: Es utilizada para poder convertir la energía en momento de rotación, es sometida a altas velocidades del motor primario, a energía de momento de rotación de baja velocidad. La máquina motriz va conectada a la caja de engranaje que permitirá reducir la velocidad. Existen varios tipos de reductores de velocidad, siendo: simple, doble o triple; siendo la doble reductora la más usada.

c) Manivela: Se responsabiliza de transmitir el movimiento que produce la caja de engranaje, que se encuentra unida a los pines que están sujetos al eje de baja velocidad de la caja en donde cada una tiene el mismo número de orificio, representando a una carrera del balancín.

d) Varilla pulida: Esta herramienta es la que une la sarta de varillas con todo el equipo de superficie. Su tamaño dependerá únicamente de la tubería de producción que haya sido elegida y del diámetro de las varillas de succión. Esta se une con el cable colgador gracias a una mordaza que aprieta a la

varilla pulida y sostiene todo el peso de la sarta de varillas, del fluido, las tensiones y fricciones en la misma.

- e) **Pesas o contrapeso:** Es utilizado para poder igualar las fuerzas originadas durante el suave y baja de las carreras del balancín con el fin de poder disminuir el momento de rotación y además la potencia máxima efectiva. Generalmente los pesos o contrapeso son colocadas en la manivela, pero hay unidades que se encuentran sobre la viga principal, siendo al extremo contrario del cabezote.

- f) **Balancín:** Esta herramienta encuentra sostenida por el poste Sampson, el movimiento producido por el balancín es transmitido por la biela, el cual recibe el movimiento de la manivela, lo que define la longitud de la carrera de la varilla pulida es la distancia de la flecha que hay desde el reductor hasta el cojinete de la biela.

- g) **Líneas de flujo:** Son los que enlazan el cabezal con el separador. Las variaciones de las presiones producida por la línea de flujo afectan directamente sobre las cargas de la barra pulida, y al mismo tiempo perjudica la eficiencia del equipo de bombeo.

- h) **Prensa estopa:** Es una cámara con forma cilíndrica que almacena empaques, siendo los que se ajustan a la barra pulida y permiten así poder sellar los espacios que se encuentran entre la tubería de producción y la barra pulida, para que así se pueda impedir algún derrame del petróleo que se está produciendo.

- i) **Unidad de bombeo:** La función principal de esta es unidad es poder facilitar el movimiento reciproco necesario, para poder activar la sarta de cabillas seguido de la bomba de subsuelo por medio del accionamiento de las correas y los engranajes y así disminuir la velocidad de rotación.

2.6.3 Componentes del bombeo mecánico a nivel de subsuelo

- a) **Tubería de producción:** Este equipo debe a su nombre por tener el funcionamiento de transportar el fluido que está siendo extraído desde el fondo del pozo hasta la superficie. Esta tubería no es sometida a altas presiones debido a que son reducidas considerablemente al comenzar con las operaciones de bombeo.
- b) **Cabillas o varillas de succión:** Esta sarta de cabillas cumple la función de enlazar la unidad de bombeo ubicada en la superficie, con la bomba de subsuelo. Sus principales funciones son: trasladar energía, soportar cargas, además de activar la bomba de subsuelo.

Al momento de diseñar la sarta de varillas se debe de tener en cuenta que está debe de ser la más ligera que se pueda usar, pero evitando sobrepasar el esfuerzo de trabajo de las varillas, ya que, así se disminuirá los costos. También es necesario determinar el límite de elasticidad del material, para así saber cuál es el esfuerzo máximo que pueden ser sometidas y resistir antes de ser deformadas irreversiblemente.

Cuando son profundidades menores a 3500 ft las sarts pueden componerse por varillas del mismo diámetro, pero cuando son mayores de 3500 ft, se recomienda usar sarta telescopiadas, es decir, usar varillas de diferentes diámetros, y colocar las varillas de diámetros menores en el fondo de la sarta.

Tabla 2. Características de las varillas de succión (Cevallos, 2015)

Grado	K	C	D
Aleación	Ni-Mo	C-Mn	Ni-Cr-Mo
Resistencia mínima de tensión (lb/plg ²)	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

c) **Bomba de fondo:** Este equipo tiene como objetivo principal llevar los fluidos desde el fondo hacia la superficie. Las bombas de fondo se dividen en tres tipos:

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

Tabla 3. Cuadro comparativo de los tipos de bomba de fondo del sistema del bombeo mecánico (Cevallos, 2015)

TIPOS DE BOMBAS DE FONDO

BOMBA DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	BOMBAS DE INSERCIÓN	BOMBAS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
Una ventaja es que manejan los mayores volúmenes de líquido por tener un diámetro más grande.	En sus ventajas podemos destacar que para recuperar la bomba no es necesario sacar la tubería.	
En cuanto a las desventajas se puede decir que para realizar alguna reparación es necesario sacar toda la tubería, siendo una operación más complicada y costosa.	Una desventaja es que maneja volúmenes que la bomba de tubería de producción	Este tipo de bomba es una versión más grande de las bombas de inserción.
Tienen un mejor rendimiento en pozos con altos niveles de fluido y en pozos verticales.	La bomba va insertada en un niple que se encuentra instalado en la tubería de producción, y va conectada en la parte inferior de la sarta.	

Los elementos que son esenciales en una bomba son los siguientes:

- **Barril de trabajo:** Estos pueden ser fabricados en diferentes materiales que dependerá de:

- Contenido de arenas
- Presencia de ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2)
- Resistencia de la corrosión
- Resistencia mecánica
- Resistencia a la abrasión

➤ **Émbolo:** Existe dos tipos de émbolos que se pueden usar, el émbolo metal-metal y el émbolo tipo empaque. Para poder elegir el émbolo correcto se toma en cuenta dos factores importantes, que son la viscosidad del fluido y la profundidad de la bomba; cuando se trabaja en profundidades mayores a 7000 ft se usa los de tipo metal-metal. Los parámetros para la elección de los materiales a usar son:

- Corrosión
- Abrasión
- Contenido de gases como H_2S y CO_2
- Área
- Profundidad de la bomba

➤ **Válvulas de pie:** También conocida como válvula de entrada, es la que permite el paso del fluido, evitando el regreso del mismo.

➤ **Válvula viajera:** También es conocida como válvula de salida, es la que permite desalojar los fluidos que están en la camisa de la bomba.

Los factores que se consideran para seleccionar tanto la válvula de entrada como la válvula de salida, son:

- Abrasión
- Corrosión
- Presencia de arena
- Presencias de gases como H_2S o CO_2

➤ **Funcionamiento de la bomba:** El émbolo empieza con su carrera de manera ascendente, y por el peso del aceite cierra la válvula viajera, la válvula de pie se abre y permite que el fluido del pozo pase a llenar la camisa de la bomba. Posterior a esto, el émbolo desciende, abriendo la válvula viajera y permitiendo que el fluido vaya hacia arriba, se llena el interior del émbolo para luego cerrar la válvula de pie y así impedir que el fluido regrese al pozo.

El émbolo es accionado por la varilla pulida y la varilla de succión, después de levantar el émbolo se desaloja una cantidad de aceite hacia la superficie.

El número de carreras del émbolo por minutos, dependerá directamente por las condiciones en la que se encuentre el pozo, por la capacidad que se esté produciendo y por la profundidad de la zona productora.

d) Anclas de tubería: Las anclas fueron diseñadas para eliminar el estiramiento y compresión de la tubería de producción, la cual ocasiona un desgaste debido a que roza con la sarta de cabillas. Este equipo es instalado directamente en la tubería de producción, siendo la herramienta que absorber la carga que es provocada por la tubería. Comúnmente es utilizado en pozos que tienen una alta profundidad.

e) Pistón: La función que cumple es de bombear de manera indefinida. Básicamente es compuesto por anillos que son sellos especiales, además de, un lubricante especial.

2.7 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

Las unidades de bombeo se caracterizan por ser ligeramente comunes entre sí, sin embargo, sus diferencias pueden llegar a variar significativamente en cómo se comporta cada sistema.

2.7.1 Unidad convencional

Esta unidad es la más usada en las operaciones de producción, además de ser la más antigua basándose en los aparatos que usaron para perforar los pozos. En este sistema la rotación de la manivela puede ser en ambas direcciones.

Ventajas de la unidad convencional:

- Tiene menor costo de mantenimiento.
- Costo menor que otras unidades.
- Por lo general es mejor que el Mark II con una sarta de cabillas de fibra de vidrio.
- Puede tener un sistema de rotación tanto horario como antihorario.
- Es capaz de bombear más rápido que la Unidad Mark II.
- Se requiere un menor contrabalanceo que la Mark II.

Desventajas de la unidad convencional:

- Existen varias aplicaciones que no es lo suficientemente eficiente como la Mark II u otras unidades.
- Se requiere usar una caja de engranaje más grande a comparación en otras unidades.
- Debe de ser usada especialmente con cabillas de acero.

2.7.2 Unidad Mark II

Este tipo de unidad fue introducido a principios de la década de los 60, innovaron su diseño requiriendo un menor uso de energía que la unidad convencional para poder levantar la misma cantidad de fluido.

En esta unidad se colocan los contrapesos en una manivela que tiene doble brazos, que se encuentran separados y en posición opuesta que la manivela con un ángulo de desfase que se encuentra entre los 19 y 28°, esto provocará que haya un desfase del torque de las pesas y se atrase con respecto a la carga de los fluidos al comenzar la carrera ascendente y que se adelante al comenzar a descender.

Debido al desfase angular que existe en el Mark II, tiene una carrera descendente más rápida que significa que tiene una aceleración mayor, además tiene menores cargas en la barra pulida; cuando se esté utilizando esta unidad para crudos con una viscosidad alta, se debe de tener en cuenta esta característica para así evitar velocidades que puedan producir flotación en la sarta de cabillas.

Ventajas de la unidad Mark II:

- En la mayoría de los casos tiene menor torque.
- Pueden llegar a costar menor a comparación con el tamaño siguiente en una unidad convencional.
- Puede llegar a tener una mayor eficiencia que las unidades convencionales en la mayoría de los casos.

Desventajas de la unidad Mark II:

- Hay aplicaciones en la que no se puede bombear de una manera rápida como lo haría una unidad convencional, y se debe a la velocidad que hay en la carrera descendente.
- La única manera que puede rotar es en el sentido antihorario.
- En el caso de haber algún golpe de fluido, la sarta de cabillas y la bomba presentarían un mayor daño.

- Puede causar fallas por pandeo debió a una ligera compresión en la base de la sarta de cabillas.
- Experimenta torques mucho más altos que la unidad convencional cuando se usa cabillas.

2.7.3 Unidad balanceada por aire

Este tipo de unidades utiliza aire comprimido y así compensa la carga, en este sistema de aire ha sido simplificado a tal punto de que las únicas partes que tienen un continuo funcionamiento son el cilindro y el pistón equilibrio. La capacidad que puede tener el depósito del cilindro aumenta por debido a un receptor de acero que se mueve con el cilindro.

Ventajas de la unidad balanceada por aire

- Es una unidad mucho más compacta y fácil de balancear que las otras unidades.
- Debido a que tiene un peso menor, su costo de transporte son más bajos que otras unidades.
- Tiene tamaños más grandes que cualquier otro tipo de unidades.
- Tiene rotación horaria y antihorario.

Desventajas de la unidad balanceada por aire:

- Requieren un mayor mantenimiento además de ser más complicadas.
- Si el aire en el cilindro se llega a condensar, podría encabezar un serio problema.
- Si el cilindro llegara a perder presión de aire representaría daños en la caja de engranajes.

2.7.4 Unidad reverse Mark

La manivela de esta unidad gira sólo en sentido horario, además también cuenta con un ángulo de desfase entre -9 y -12° .

Debido al cambio de la posición de los contrapesos, disminuye el torque y la energía necesitada, y a su vez, la bomba incrementa su eficiencia y se debe a que se reduce el movimiento recíprocante.

2.7.5 Rotaflex

Esta unidad cuenta con una combinación que es casi perfecta e ideal para el bombeo mecánico, esta es una carrera larga y una baja velocidad, asegurando un mejor llenado de la bomba.

Los fabricantes de esta unidad aseguran que el toque que se requiere puede ser hasta un 80% más bajo que los de la unidad convencional.

Entre sus ventajas podemos decir que tiene una mejor facilidad para balancearlo, debido a que esta operación se trata de agregar o quitar bloques en la caja de contrapeso. Además de contar con un mantenimiento muy bajo por tener menos partes que sean móviles.

Cuenta con un sistema de seguridad que apaga directamente el motor aplicando automáticamente el freno, esto si se produce un cambio en las velocidades de la unidad que se encuentre fuera de los valores establecidos por el operador.

2.8 SISTEMA DE LINEAR ROD PUMP (LRP)

El sistema Linear Rod Pump (LRP) es una revolucionaria tecnología de elevación artificial de unidad de bombeo alternativo que tiene una combinación tal como el control de velocidad variable, una mecánica simple, un software de control, una solución compacta, liviana y discreta, además de tener un bajo perfil con ventajas económicas a comparación con el sistema de bombeo tradicional.

El sistema LRP es una tecnología que es electro-mecánica, que trabaja de una forma armoniosa el cual es alimentada por energía eléctrica que se convierte en energía mecánica de tracción en la caja de engranaje de la unidad que, a su vez, gracias al movimiento ascendente y descendente la bomba de fondo es alimentada y es capaz de realizar el levantamiento del fluido en el pozo.

Este sistema presenta una capacidad de carga máxima de 30.000 libras. Funciona de manera óptima en pozos con profundidades que van desde los 700 hasta los 7.000 pies, demostrando su versatilidad en diversos entornos. Además, es capaz de manejar producciones que oscilan entre los 10 y los 1.170 barriles por día, lo que lo convierte en una opción eficiente para una amplia gama de necesidades de producción. (Manufactura Latam, 2012)

El LRP es todavía relativamente desconocido en comparación con otros métodos de bombeo convencionales, sin embargo, poco a poco se está haciendo un espacio en el sector petrolero con varias ventajas sobre otros sistemas. Los fabricantes más populares de LRP son UNICO Inc., y PETROM.



Figura 5. Sistema Linear Rod Pump instalado (UNICO, Unico's LRP Linear Rod Pump System Offers Advantages Over Traditional Pumping Units, 2015)

2.8.1 Componentes del sistema LRP.

- a) **Cubierta superior de la unida:** Su principal función es proteger al sistema de las condiciones atmosféricas que se pueden presentar, debido a que la

unidad se encuentra expuesto a la intemperie, se ubica en la parte superior del LRP y se ajusta de manera roscada, está cubierta puede ser de PBC o metálica.

- b) **Grampa de seguridad:** Este componente se encuentra en la parte superior de la cremallera de traslación y va sujetado por tornillos, proveyendo estabilidad a la barra pulida y así soportar el peso total de la sarta de completación.
- c) **Sensor de proximidad (Limit Suich):** La función principal de este componente es enviar una señal de manera digital al Variador de frecuencia, el cuál indicará si se está moviendo de manera ascendente o descendente en cada movimiento. Este se lo encuentra ubicado a un lado de la cremallera de traslación.
- d) **Mecanismo anexo de alineación:** Sirve para que la cremallera de traslación se mantenga alineada en su movimiento tanto ascendente y descendente.
- e) **Motor de inducción:** Esta máquina es la que se encarga de la transformación de la energía eléctrica entrante en energía mecánica siendo la que accione la caja de engranaje.
- f) **Caja de engranajes:** Esta es la que se encarga de disminuir la velocidad que, entre el motor, en una velocidad que es controlada por el variador inteligente UNICO y así aumentar el torque y la potencia de salida.
- g) **Cremallera de traslación:** Es una barra que tiene una alta resistencia, se caracteriza por ser una barra dentada que va ensamblada al piñón de ataque produciendo el movimiento ascendente y descendente de la barra.
- h) **Cubierta externa (Housing EXT):** La cubierta externa es la que envuelve la cremallera de traslación, el aceite lubricante, además de aislar todos los

elementos de los agentes externos, también sirve para soportar a todo el peso del sistema.

- i) Cubierta interna (Housing INT):** Es la cubierta que se encuentra en la parte interna del sistema, ubicándose entre la cremallera de translación y la barra pulida, su función es guiar la barra pulida del pozo estableciendo un camino fijo para su recorrido, además, junto a la cubierta externa conforman la cámara de aceite del sistema.
- j) Barra Pulida:** Esta es una barra generalmente cubierta con cromo para aumentar su resistividad, ya que, es la encargada de soportar el peso de la sarta de varillas, de la bomba y del fluido dentro de la tubería.
- k) Centralizador de la barra pulida:** El centralizador es una pieza de bronce que sus funciones son, disminuir el roce entre la barra pulida y la cubierta interior del sistema para así evitar un desgaste prematuro de los componentes; también se encarga de centralizar y mantener alineada convenientemente a la barra pulida dentro de la unidad.
- l) Resorte:** Este componente está ubicado en la parte inferior de la cámara de aceite, su función principal es amortiguar el impacto provocado por la cremallera de translación con la parte inferior de la unidad cuando se presente una falla de manera inoportuna y/o al momento de presentarte una pérdida de energía en la entrada del sistema.
- m) Tapón de drenaje:** Consiste en una abertura de $\frac{1}{2}$ pulgada que sirve para drenar el fluido de la cámara del aceite durante el mantenimiento del sistema LRP.
- n) Base de fijación del equipo a la brida:** Es la que acopla el LRP en la base soporte de la unidad, se encuentra ubicada en la parte de debajo de la cámara de aceite y está hecha por una lámina de $\frac{3}{4}$ de pulgada de espesor con orificios que son para guiar y sujeción.

o) Base soporte de la unidad: Es el que permite colocar el sistema LRP al cabezal del pozo, esta base tiene la ventaja de que se puede adaptar a cualquier diseño que los clientes utilicen en sus áreas de operación. Está conformado por dos placas de $\frac{3}{4}$ y/o 1 pulgada, cuenta con orificios que permite acoplarse a la base de fijación del equipo y también a la parte inferior del casing del pozo.

2.8.2 Funcionamiento del sistema LRP

El sistema de bombeo LRP se instala directamente en el pozo. La varilla pulida se desplaza por el interior de la cremallera, la cual le imprime un movimiento vertical ascendente y descendente. La varilla flota en el interior de la cremallera y en caso de que la bomba o la sarta de varillas se atasquen la fuerza del fluido en el pozo la obligará a moverse más lentamente que la cremallera.

En la caja de engranaje va acoplado un motor de inducción AC, y junto con el sistema de piñón/cremallera se encargan de mover la sarta de varilla arriba y abajo, además en cada ciclo la varilla se lubrica en la cámara de aceite, lo que garantiza un funcionamiento eficiente, seguro y bajo en consumo energético.

2.8.3 Aplicaciones generales del LRP

Este sistema LRP viene en una variedad de modelos que se diferencian entre sí por la longitud de la carrera de la barra pulida (pulgada), por la carga de la barra pulida (lb) y por la velocidad de la bomba (SPM).

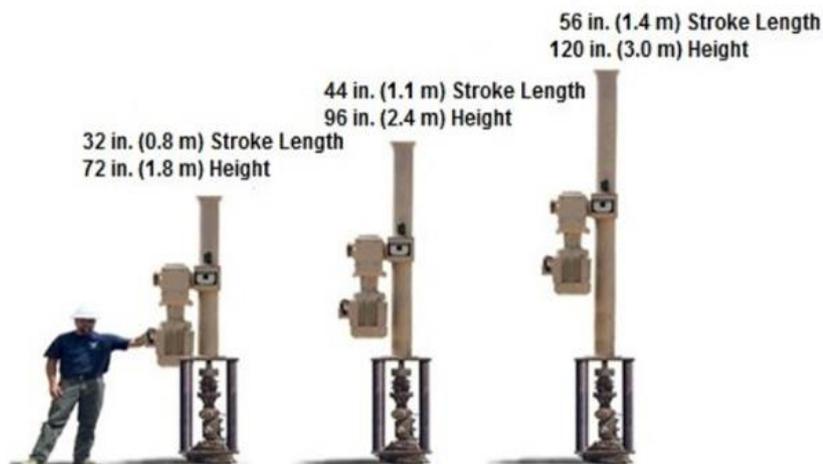


Figura 6. Diferentes tipos de LRP con motor eléctrico (Abdalla, 2013)

Los modelos de bombas LRP varían desde una carrera de 20 pulgadas con una carga de 4000 lb de barra pulida, hasta una carrera de 144 pulgadas con 30000 lb de carga máxima.

En la figura 7 se verá una descripción de las características del modelo LRP y en la figura 8 se dará una explicación detallada del número del modelo LRP.

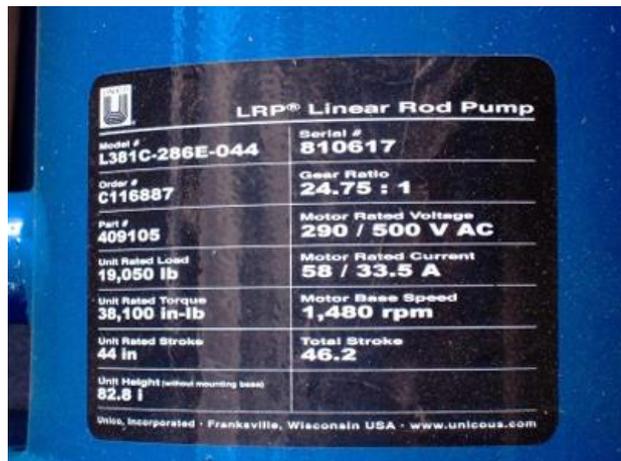


Figura 7. Descripción de las características del modelo LRP (Abdalla, 2013)

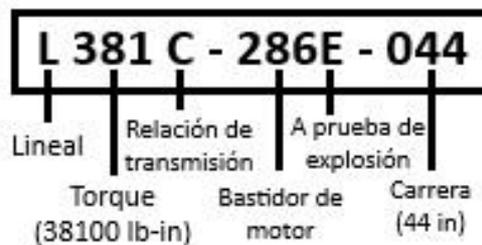


Figura 8. Explicación detalla del modelo LRP (Abdalla, 2013)

En la tabla 4 se mostrarán los tipos de modelos LRP proporcionados por UNICO, incluido el número de modelo, la carrera de la barra pulida y la velocidad de la bomba. Dependiendo de los datos de producción del pozo de entrada del cliente, el productor UNICO puede diseñar modelos LRP individuales.

Tabla 4. Comparación de tipos de modelos LRP diseñados por UNICO (Abdalla, 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

2.8.4 Comparación LRP vs bombeo mecánico



Figura 9. Comparación infraestructural del sistema LRP con un sistema de unidad de bombeo convencional. (UNICO, El sistema LRP de UNICO baja drásticamente los costos de instalación en comparación con las bombas de viga, 2013)

a) Comparación cualitativa: La unidad Linear Rod Pump de UNICO, es una tecnología confiable y eficiente, gracias a su tamaño reducido es transportado en el campo con mucha facilidad, además permite ser instalado en unas horas.

Debido a su tamaño reducido, puede utilizar motores con una potencia menor que otras unidades de bombeo convencionales y así, tener un menor consumo de energía, pero a su vez teniendo una eficiencia de operación mayor.

La principal ventaja de este sistema, es su software inteligente especializado en optimizar la producción, el cual controla el llenado de la bomba dependiendo de las condiciones que está siendo sometido el pozo, el cual, es capaz de tomar decisión, ya sea como aumentando las velocidades de bombeo cuando haya fluido disponible, y así mismo, disminuir las velocidades cuando sean necesarias para evitar que condiciones como el pump off.

Tabla 5. Comparación cualitativa de LRP vs Bombeo Mecánico Convencional (UNICO, Comparación cualitativa LRP vs Bombeo Mecánico Convencional, 2024)

Aspecto evaluado	Unidad de bombeo convencional con variador estándar	Unidad de bombeo LRP con variador UNICO
Costo de la unidad de bombeo	Mayor	Menor
Requerimiento de controladores externo para Pump Off / otros controlares	Si requiere	No requiere
Potencia requerida del motor eléctrico	Mayor	Menor
Se debe invertir en loza de concreto para instalación de la unidad de bombeo	Si	No
Correas / Poleas para el funcionamiento de la unidad de bombeo	Si requiere	No requiere
Costo del equipo de izaje de cargas para la instalación de la unidad de bombeo	Mayor costo	Menor costo
Costo del transporte de la unidad de bombeo	Mayor costo	Menor costo
Aumento de producción – Optimización de producción dentro de la curva IPR	No lo ofrece	Si lo ofrece
La unidad de bombeo cuenta con partes móviles expuestas	Si	No
Consumo de energía de la unidad de bombeo	Mayor	Menor
Ruido generado por la unidad de bombeo en operación	Mayor	Menor
La unidad de bombeo requiere encerramiento como medida de seguridad	Si requiere	No requiere

b) Comparación económica: Conforme a una evaluación interna de costos efectuada por una multinacional productora de petróleo, el sistema LRP de UNICO ofrece un ahorro de 46% en comparación con una compra e instalación de bomba tradicional.

En la tabla 6 se presentará una comparación con datos correspondientes a una unidad LRP con carrera de 56 pulgadas y una bomba convencional.

Tabla 6. Comparación económica de una unidad LRP con una bomba convencional (UNICO, El sistema LRP de UNICO baja drásticamente los costos de instalación en comparación con las bombas de viga, 2013)

Materiales y equipo	Bomba convencional	Unidad LRP
Unidad	US \$100,000	US \$51,000
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	US \$122,000	US \$72,000
Instalación	Bomba convencional	Unidad LRP
Instalación y programa	US \$0	US \$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	US \$20,500	US \$4,500
Total, general	US \$142,500	US\$76,500
Ahorro LRP		US \$66,000

2.8.5 Beneficios del sistema LRP

- a) **Manejo del sistema:** El sistema LRP utiliza la potencia del motor y el posicionamiento preciso de un variador de velocidad de vector de flujo para poder controlar la varilla de bombeo de manera directa través del mecanismo simple de piñón y cremallera. Esta estrategia de control directo ofrece varias ventajas al eliminar los componentes mecánicos complejos y pesados que caracterizan a otros sistemas. En contraste con los sistemas de inversión hidráulica, la solución LRP se destaca por su simplicidad y capacidad superior gracias al control electrónico.
- b) **Diseño del sistema:** La unidad de bombeo LRP se instala directamente en la boca del pozo. La varilla pulida atraviesa un canal dentro del bastidor y se sujeta desde arriba con una abrazadera convencional, esto permite que la varilla se desplace libremente dentro del bastidor en caso de atascamiento de la bomba o la varilla. El motor de inducción que está acoplado al mecanismo de piñón y cremallera mediante una caja de cambios, son los que impulsan la cremallera hacia arriba y hacia abajo, sincronizando su movimiento con la varilla. La cremallera se lubrica en cada carrera al sumergirse en un baño de aceite completamente sellado. El uso de un motor de alto rendimiento y un accionamiento regenerativo de línea permite alcanzar una eficiencia relativamente alta del sistema, incluso en pozos profundos, sin necesidad de los contrapesos voluminosos utilizados en los sistemas de bombeo convencionales.
- c) **Fácil de instalar:** La unidad LRP se caracteriza por su tamaño compacto, peso ligero y facilidad de transporte. Esto se traduce en una reducción de costos de instalación, ya que no requiere de equipos especializados ni pesados. Su transporte puede realizarse en un camión ligero y su instalación se lleva a cabo con un equipo de 1 tonelada. La simplicidad del proceso permite que la instalación sea completada por tan solo dos personas en un par de horas, dejando la unidad lista para su operación.

- d) Portátil:** Su facilidad de transporte y puesta en marcha convierte al sistema LRP en una solución ideal para instalaciones temporales o pruebas de reservas, ya que permite su traslado sin complicaciones de un pozo a otro.
- e) Eficiencia:** Gracias a su diseño de baja inercia, el sistema LRP requiere un motor y una caja de cambios significativamente más compactos en comparación con las bombas hidráulicas convencionales, las cuales suelen estar sobredimensionadas para garantizar la capacidad necesaria. Los perfiles de movimiento programables del sistema LRP le permiten alcanzar la carrera efectiva de una unidad mucho más grande. En consecuencia, una unidad LRP de menor tamaño puede ofrecer la misma o incluso mejor producción a un costo inferior.
- f) Económico:** El sistema LRP representa una inversión inteligente que se recupera rápidamente gracias a la reducción de costos en la instalación, operación y mantenimiento. La simplicidad de transporte e instalación se traduce en un ahorro significativo en los costos de implementación, ya que la unidad se atornilla directamente a la boca del pozo, eliminando la necesidad de plataformas de concreto, grava y otras preparaciones costosas del sitio. El aumento de la producción derivado de su implementación genera mayores ingresos, mientras que la reducción del tiempo de inactividad disminuye los costos operativos, consolidando al sistema LRP como una solución verdaderamente económica.
- g) Amigable con el medio ambiente:** El sistema LRP se presenta como la solución perfecta para instalaciones en entornos ambientalmente sensibles. Su funcionamiento silencioso y discreto, junto con la ausencia de necesidad de nivelación del terreno, plataformas de montaje o cualquier otra alteración del sitio del pozo, lo convierten en una opción ideal. Su perfil bajo y su tamaño compacto permiten su integración en lugares donde otras unidades resultarían molestas o estarían prohibidas por la normativa vigente.
- h) Control avanzado:** El sistema LRP integra el software de control de bomba de varilla de bombeo SRP patentado de UNICO, el cual se encarga de

optimizar la producción y proteger el sistema de bombeo. Su sofisticado control de velocidad variable permite generar perfiles de movimiento que no podrían lograrse por medios mecánicos tradicionales. El llenado de la bomba se regula de manera óptima mediante el ajuste independiente de las velocidades de carrera ascendente y descendente. El control de velocidad de aterrizaje suave minimiza el impacto del fluido. Una verificación automatizada de la válvula detecta fugas tanto en las válvulas estacionarias como en las móviles. Además, el control proporciona informes de datos del pozo, trazados de dinamómetro de superficie y de fondo de pozo, acceso remoto, PLC integrado, reinicio automático de fallas y mucho más.

- i) Carrera/posición de bomba variable:** El sistema LRP permite un control de la velocidad de la bomba de fondo de pozo con mayor precisión gracias a su baja inercia y a la relación constante entre el motor y la velocidad de la varilla. Esto se traduce en una reducción rápida de la velocidad de la bomba antes del impacto del fluido, minimizando así los efectos perjudiciales de las cargas de choque en la bomba y la varilla durante dicho impacto. Posteriormente, la velocidad se incrementa rápidamente para maximizar el potencial de producción.

- j) Operación de baja velocidad:** El sistema LRP puede funcionar a velocidades tan bajas como 1 SPM, en comparación a otras bombas que generalmente están limitados de 4 a 5 SPM.

- k) Monitoreo global:** El servicio de Monitoreo y Control Global GMC de UNICO ofrece un conjunto completo de funcionalidades de monitoreo e informes accesibles a través de la web. Se trata de una solución eficiente y rentable para mantenerse al día con las operaciones diarias. El servicio proporciona monitoreo en tiempo real de datos de producción y rendimiento, datos históricos para análisis, informes automatizados de pozos, así como notificaciones por correo electrónico de alarmas y otras condiciones relevantes. Los usuarios pueden visualizar datos de todos los campos, de un campo específico o de un pozo individual.

2.8.6 Mantenimiento del sistema LRP

Es recomendable crear rutinas regulares para llevar a cabo un mantenimiento preventivo eficaz. Esto implica realizar actividades como limpieza, lubricación, ajuste y reemplazo periódico de partes vulnerables en los equipos. Estas acciones ayudan a minimizar los riesgos de fallos, prolongar la vida útil de los equipos y mejorar su seguridad, reduciendo así las posibilidades de averías importantes a largo plazo. (Guitierrez, 2011)

Al realizar labores de mantenimiento, es esencial considerar la revisión de los registros históricos del sistema y seguir las recomendaciones clave proporcionadas en el manual del fabricante. También se recomienda buscar asesoramiento de personal cualificado y expertos en ingeniería.

a) Mantenimiento preventivo para el sistema LRP

- 1) Verificar los materiales y los equipos para la realización de la actividad.
- 2) Gestionar los permisos del trabajo correspondiente.
- 3) Inspeccionar el área donde se va a realizar la actividad.
- 4) Verificar que el equipo a intervenir se encuentre sin energía, en caso contrario se debe parar el mismo de manera controlada quitando la energía de alimentación.
- 5) Verificar la ausencia de tensión.
- 6) Inspeccionar el lubricante.

b) Mantenimiento regular en componentes del sistema

- 1) Se debe de comprobar de manera regular el nivel de aceite, al menos cada 750 horas (30 días).
- 2) El aceite debe ser visible en el sitio del visor cuando el LRP esté en la mínima carrera descendente.

- 3) Se debe de cambiar el aceite a la unidad (el que está en contacto con la cremallera y piñón) cada 5000 horas (180 días) y más a menudo en condiciones difíciles de funcionamiento como la alta humedad, ambientes corrosivos, o los cambios de temperatura.
- 4) Siga las instrucciones de uso del fabricante (UNICO) de la caja de engranaje suministrada en el manual del LRP.
- 5) Inspeccionar la unidad para las conexiones sueltas o tornillos.
- 6) Para la caja reductora es recomendable cambiar el aceite después de las 20,000 horas o cada 4 años, lo que ocurra primero. Para ambientes severos se recomienda realizar el cambio cada dos años.

Tabla 7. Rutina de mantenimiento preventivo planificado. (Guitierrez, 2011)

Rutina de Mantenimiento Preventivo Planificado.	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO						
Equipo:	LRP® (sistema del bombeo lineal)	Servicio:					
Modelo:			Fecha:				
Responsable:			Lugar:				
Bimensual		1	2	3	4	5	6
Inspeccionar el lubricante							
Reemplazo del lubricante							
Inspeccionar el sistema para detectar fugas.							
Inspeccionar los cables de alimentación y conectores externos. (desgastes, cortes, sueltas entre otras)							
Inspeccionar la unidad para las conexiones sueltas o tornillos							
Verificar que no hayan grietas síntomas de calentamientos o puntos caliente							
Inspección visual para descartar puntos de corrosión y/u oxidación y estado de la pintura							
Inspeccionar cargas manejadas por la unidad							
Chequear los niveles de vibración y/o ruidos extraños o anormales							
Chequear variables físicas como temperatura, humedad							
Inspeccionar si existen golpes y deformaciones en la estructura							
Chequear si existen fugas de petróleo							
Verificar el funcionamiento del equipo en todos los modos de operación							
NOTA: COLOCAR DESPERFECTOS O PROBLEMAS POTENCIALES PARA APLICAR MANTENIMIENTO CORRECTIVO Y PROGRAMAR.							
OBSERVACIONES:							

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE INVESTIGACION

Para llevar a cabo este estudio, se utilizó el tipo investigación aplicada ya que se centra en hallar estrategias para poder realizar objetivos específicos y así ponerlos en práctica. Usualmente a este tipo de investigación se conoce como “investigación práctica o experimental” y según (Vargas, 2009) las prácticas que se realizan en este tipo de investigación tienen el propósito de resolver o mejorar una situación específica.

3.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

Se ha establecido un método de investigación mixto, debido a que ha hecho una recopilación teórica y numérica. Para (Tashakkori & Teddlie, 2003) “los estudios de métodos mixtos son aquellos en los que se integran datos cuantitativos y cualitativos de forma complementaria para producir una comprensión más profunda y completa del fenómeno bajo estudio”.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población

Según (Arias, 2006) dice que “la población, o en términos más precisos población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes”, entonces la población utilizada en este estudio son los pozos con unidad de sistema de bombeo mecánico pertenecientes al campo Gustavo Galindo ubicado en Ancón-Santa Elena-Ecuador, siendo así una población finita debido a que hay una cantidad fácilmente contable de pozos con este sistema.

3.3.2 Muestra

Tal y como dice (Arias, 2006) “la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población”, entonces para seleccionar la muestra de esta investigación nos basaremos en los pozos con unidad de sistema de bombeo y con una producción baja siendo el caso del pozo ANC0004 y ANC0093.

3.4 DESCRIPCION DE SELECCIÓN DEL SISTEMA LRP

Existen varios parámetros que tendremos en cuenta para poder realizar una correcta selección del sistema LRP, se consideraran los siguientes:

- Carga de varilla pulida
- Torque máximo
- Fuerza de motor
- Longitud de carrera
- Profundidad del pozo
- Producción esperada

3.4.1 Selección de varilla pulida

Para la selección de la varilla pulida dependerá del tamaño que tenga la caja de engranaje y el torque nominal.

Presentaremos una tabla la cual mostrará la lista de carga máxima de varilla pulida que cada tipo de modelo de LRP podrá soportar:

Tabla 8. Carga máxima de la varilla pulida para los motores modelo LRP (Abdalla, 2013)

Número de Modelo	Carga máxima de varilla pulida	
	Toneladas	Libras
L073g-mmmm-032	1.7	3750
L137g-mmmm-(032 o 044)	3.1	7000
L239g-mmmm-(032 o 044)	5.4	11900
L381g-mmmm-(044 o 056 o 064 o 086)	7	15430
L472g-mmmm-(086 o 100 o 120)	10.7	23590
L767g-mmmm-(086 o 100 o 120)	13.6	29980

3.4.2 Selección de HP

Continuamos con la potencia del motor, para esto presentaremos una tabla especificando la variación de HP para cada unidad de LRP.

Tabla 9. Potencia de motor de cada LRP (Abdalla, 2013)

Nr.	LRP	Potencia de 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

Para elegir el LRP con el HP correcto, se creó una tabla con especificaciones generales a considerar:

- Tipo LRP
- Tasa de producción (m³/D)
- Profundidad del pozo (m)
- SPM

Tabla 10. Descripción general de los tipos LRP (Abdalla, 2013)

Tipo LRP Modelo	Profundida d mínima (ft)	Profundidad máxima (ft)	Producción mínima (m ³ /D)	Producción máxima (m ³ /D)	SPM min.	SPM máx.	HP
L239C-254E-044	394	1247	2	27	3	8	15
L137C-215S-044	643	689	8	10	3	7	10
L381A-256E-056	492	1771	6	27	4	6	20
L381B-286E-056	558	2888	8	15	5	6	30
L137B-254E-044	459	721	5	30	3	10	10
L381B-324E-056	2296	3280	3	10	3	7	40
L381C-286E-056	1696	4035	5	16	5	8	30

Analizando la tabla anterior podemos observar que entra más profundo sea el pozo, la longitud de la carrera de la varilla también será mayor, por ende, se necesitará una mayor potencia del motor.

Para una mayor comprensión se presentará la Figura 10 mostrando un flujo de fluido (bpd) versus la profundidad del pozo (ft); como ya se ha mencionado, entre más profundidad tenga el pozo y mayor sea el flujo de fluido, se requerirá más potencia del motor para poder levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie.

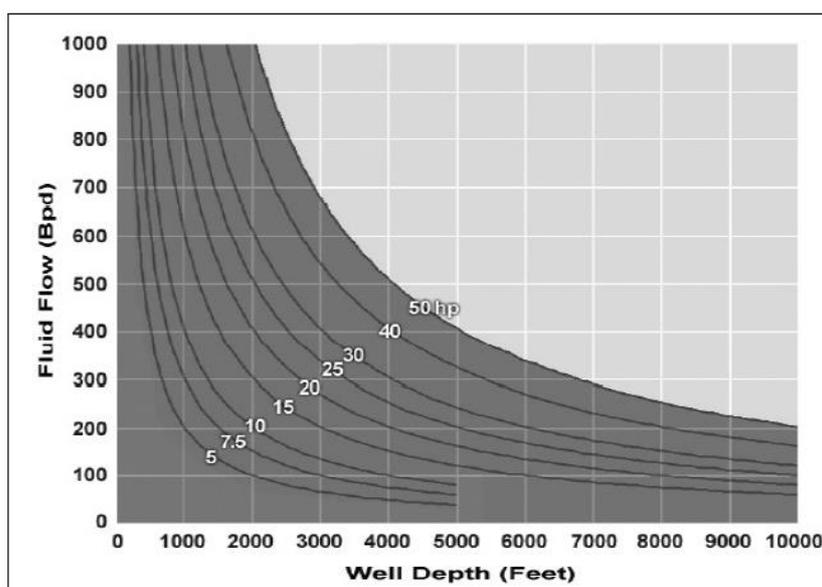


Figura 10. Flujo de fluido vs profundidad del pozo (Abdalla, 2013)

Entonces, dependiendo de la profundidad máxima, la tasa de producción y la longitud de la carrea, el proveedor diseñará un motor con su potencia nominal y será entregado al proveedor.

3.4.3 Selección de bomba

Para la selección de la bomba del sistema LRP, es importante observar guiarse por el diseño de las bombas desarrollado por el Instituto Americano del Petróleo (API). En la Figura 11 se describirá el diseño de las bombas de fondo:

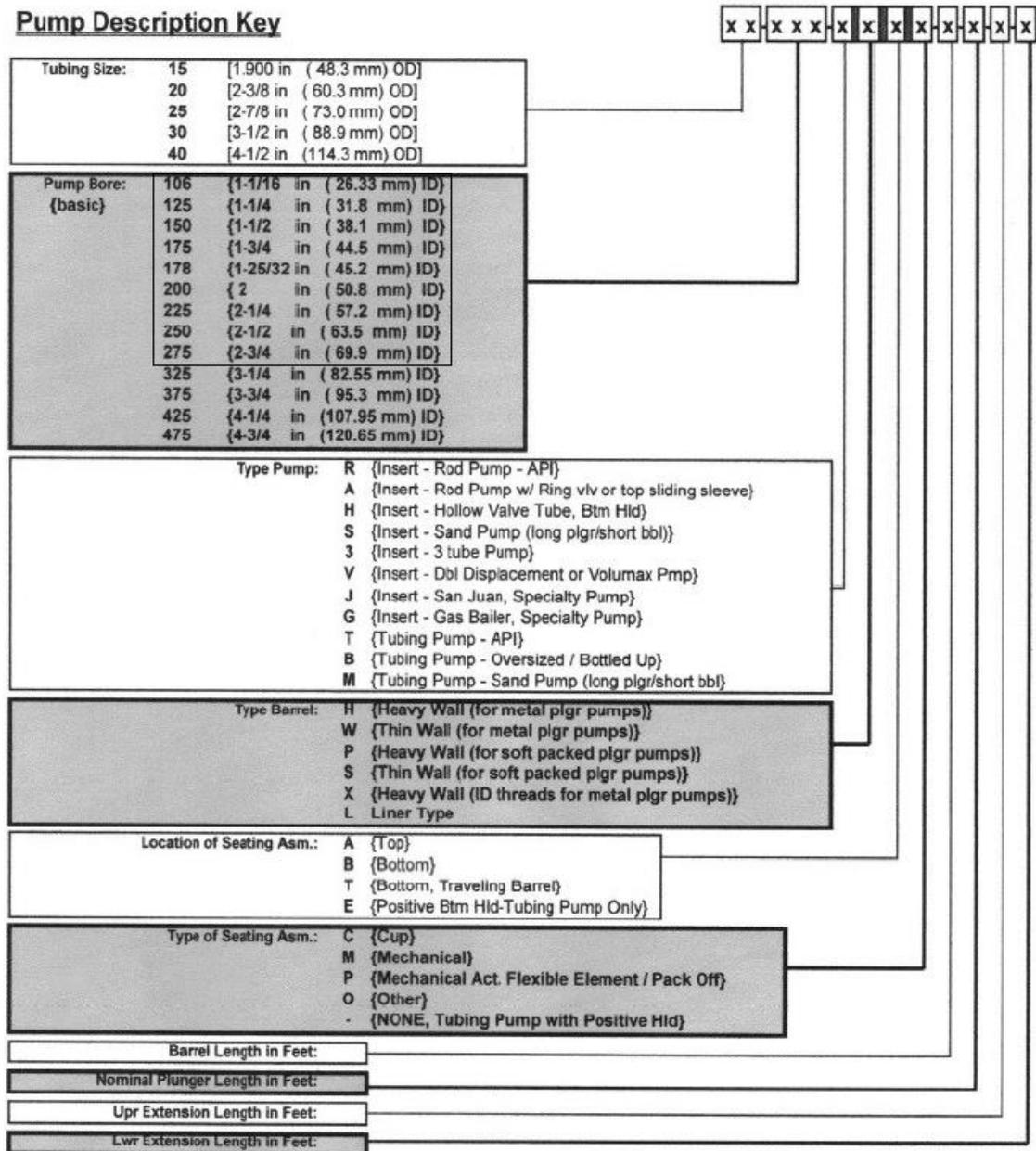


Figura 11. Descripción de la bomba API (Abdalla, 2013)

Para conocer lo parámetros requeridos para la bomba, utilizaremos:

$$Pd = 0.1166 \times Dp^2 \times Sp \times SPM \quad \text{(Ecu. 5)}$$

Donde:

Pd = Desplazamiento de la bomba (BPD)

Dp = Diámetro del émbolo (in)

Sp = Longitud de carrera de la bomba de fondo de pozo (in)

SPM = Strokes por minutos

$$Ap = \frac{Dp^2 \times \pi}{4} \quad \text{(Ecu. 6)}$$

Donde:

Ap = Área del émbolo (in²)

Dp = Diámetro del émbolo (in)

$$Fmin = L \times Wr (2 - f) \quad \text{(Ecu. 7)}$$

Donde:

Fmin = Carga mínima de la varilla pulida

L = Longitud de la sección cónica (ft); La sección cónica es la longitud de cada tipo de varilla de bombeo en términos de tamaño

wr = Peso promedio de la sección cónica (lb/ft); Revisar tabla 10

f = Factor de aceleración de Mills

$$Fmax = Fo + L \times Wr \times f \quad \text{(Ecu. 8)}$$

Donde:

Fmax = Carga máxima de la varilla pulida

L = Longitud de la sección cónica (ft)

Wr = Peso promedio de la sección cónica (lb/ft); Revisar tabla 10

f = Factor de aceleración de Mills

El factor de aceleración de Mills proporciona valores de carga razonables para bombes pequeños y profundidades de bombeo medianas, como el caso del LRP como en la ecuación 5

$$f = 1 + \frac{Sp \times SPM^2}{70,500} \quad \text{(Ecu. 9)}$$

Donde:

f = Factor de aceleración de Mills

Sp = Longitud de carrera de la bomba de fondo de pozo (in)

SPM = Strokes por minutos

$$Fo = 0.34 \times l \times Dp^2 \times Ge \quad \text{(Ecu. 10)}$$

Donde:

Fo = Carga del fluido en el émbolo (lb)

l = Nivel de fluido dinámico (ft)

Dp = Diámetro del émbolo (in)

Ge = Gravedad específica del fluido producido

Para poder obtener el valor de dp (diámetro del émbolo), se lo despeja de la ecuación 5.

$$Dp = \sqrt{\frac{Pd}{0.1166 \times Sp \times SPM}} \quad \text{(Ecu. 11)}$$

$$Wrf = Wr(1 - 0.128 \times Ge) \quad \text{(Ecu. 12)}$$

Donde:

Wrf = Peso de la sarta de varilla, incluida la flotabilidad (lb)

Wr = Peso total de la sarta de la varilla en el aire (lb)

Ge = Gravedad específica del fluido producido

El peso total de la sarta de la varilla en el aire (wr) dependerá del tamaño de la varilla, los valores de wr se mostrarán en la tabla 10:

Tabla 11. Peso de la varilla en el aire (Abdalla, 2013)

Tamaño de varilla (in)	Peso en el aire (lb/ft)
1/2	0,726
5/8	1,135
3/4	1,634
7/8	2,224
1	2,904
1 1/8	3,676
1 1/4	4,538

Para obtener un valor máximo de carga en la varilla pulida ($F_{m\acute{a}x}$), las ecuaciones 9, 10 y 11 deben combinarse y sumarse en la ecuación 4 para obtener la expresión final de $F_{m\acute{a}x}$ siendo la ecuación 12.

$$F_{max} = 0,34 \times L \times \left(\frac{Pd}{0,1166 \times Sp \times SPM} \right) \times Ge + L \times Wr \times \left(1 + \frac{Sp \times SPM^2}{70,500} \right) \text{ (Ecu. 13)}$$

3.5 DESCRIPCION DE LOS POZOS CANDIDATOS EN EL SIMULADOR PIPESIM

3.5.1 Pozo ANC0004

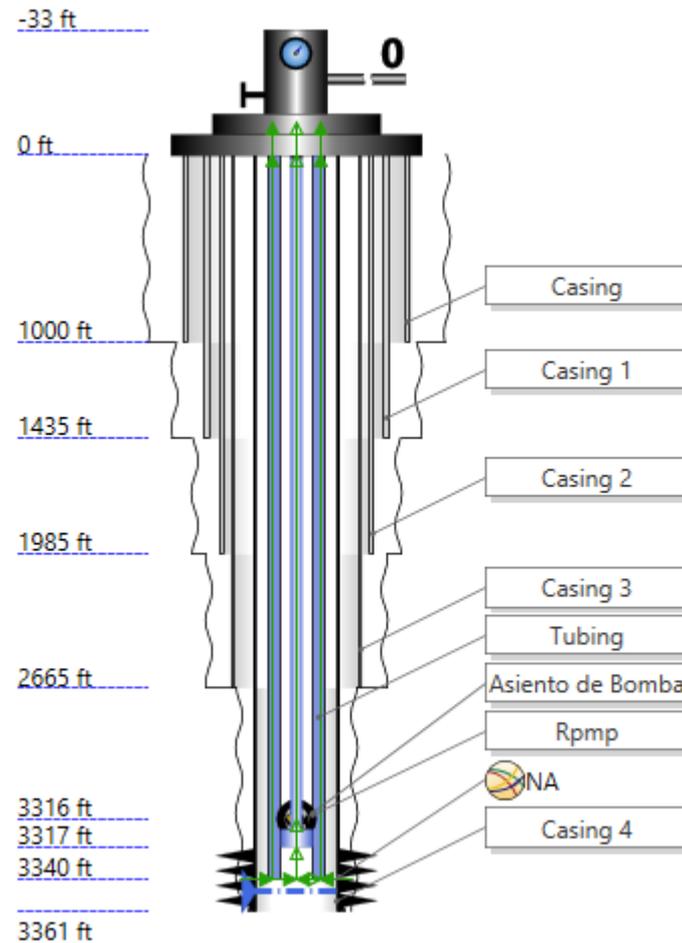


Figura 12. Esquema mecánico del pozo ANC0004 (Elaborado por autores en PIPESIM)

En la figura 12 se muestra el esquema mecánico detallado del pozo, que incluye las diferentes secciones de revestimiento (casing) instaladas a distintas profundidades y el diámetro correspondiente de cada una.

A continuación, se describe cada sección del pozo:

- La primera sección se extiende desde la superficie hasta una profundidad de 1.000 pies (ft). Este tramo inicial proporciona soporte estructural y

aislamiento a las formaciones superficiales, protegiendo contra colapsos y posibles contaminaciones, con un diámetro de: 15 ½ pulgadas.

- Desde el final de la primera sección a 1.000 pies, esta segunda sección se instala hasta una profundidad de 1.435 pies. Esta capa adicional de revestimiento asegura un refuerzo adicional a medida que se perfora más profundo, garantizando la integridad del pozo a mayores profundidades, con un diámetro de: 12 ½ pulgadas.
- Se extiende desde 1.435 pies hasta 2.661 pies. Esta sección proporciona soporte y aislamiento a las formaciones intermedias, previniendo cualquier migración de fluidos entre las diferentes capas geológicas atravesadas, con un diámetro de: 9 pulgadas.
- Esta última sección se extiende desde 2.661 pies hasta una profundidad de 3.361 pies. Esta sección más delgada permite alcanzar mayores profundidades mientras mantiene la integridad estructural del pozo. Proporciona el aislamiento necesario hasta casi el fondo total del pozo, con un diámetro de 5 ¾ pulgadas.
- La profundidad total es de 3.406 ft. Esta es la profundidad máxima alcanzada por el pozo, ligeramente más allá de la última sección de revestimiento de 5 ¾ pulgadas. La pequeña diferencia entre el final del casing y la profundidad total permite operaciones específicas en el fondo del pozo, como la colocación de equipos de fondo y la terminación del pozo.
- El tubing es el conducto interno a través del cual se extraen los fluidos (petróleo, gas, agua) desde el fondo del pozo hasta la superficie. Un tubing de este diámetro es adecuado para facilitar el flujo de los fluidos producidos mientras soporta las presiones y condiciones del pozo, con un diámetro de 2 3/8 pulgadas.

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
1	Casing	Casing	0	1000	15.5	0.361	0.001
2	Casing	Casing 1	0	1435	12.5	0.2983471	0.001
3	Casing	Casing 2	0	1985	10.5	0.2241526	0.001
4	Casing	Casing 3	0	2665	9	0.1530992	0.001
5	Casing	Casing 4	0	3361	5.75	0.09506258	0.001
TUBINGS							
	Name	To MD	ID	Wall thickness	Roughness		
		ft	in	in	in		
1	Tubing	3340	2.375	0.775	0.001		

Figura 13. Ingreso detallado del esquema mecánico del pozo ANC0004 (Elaborado por autores en PIPESIM)

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions				
Surface equipment				
PUMP LIF-1				
Equipment	Name	Active	MD	
			ft	
1	Rod Pump	<input checked="" type="checkbox"/>	3317	
ROD PUMP				
Name:	Rpmp			
Active:	<input checked="" type="checkbox"/>			
Measured depth:	3317	ft		
PERFORMANCE DATA				
Basis:	<input checked="" type="radio"/> Nominal rate <input type="radio"/> Stroke length/frequency			
Nominal rate:	8	bbbl/d		
Slip coefficient:	0.0002	STB/(d.psi)		
Maximum DP:	3000	psi		
Maximum power:	300	hp		
Pump efficiency:	80	%		
Drive rod diameter:	0.875	in		
CALCULATION OPTIONS				
Gas separator present:	<input checked="" type="checkbox"/>			

Figura 14. Selección del equipo de Rod Pump para el Pozo ANC0004 (Elaborado por autores en PIPESIM)

En la figura 14 se muestra la selección de un sistema de levantamiento artificial mediante una bomba de varilla (Linear Rod Pump) instalada a una profundidad de 3.317 ft. Este sistema es esencial para extraer eficientemente los fluidos del pozo, en el cual este pozo produce 8 barriles por día (bbbl/day). La bomba opera con una eficiencia estimada del 80%, asegurando un flujo constante y económico de los fluidos, además, el pozo cuenta con un separador en superficie que también funciona con una eficiencia del 80%, permitiendo la separación efectiva de los componentes del fluido producido. Esta

configuración garantiza una operación optimizada y sostenible del pozo, maximizando la producción y la integridad del sistema.

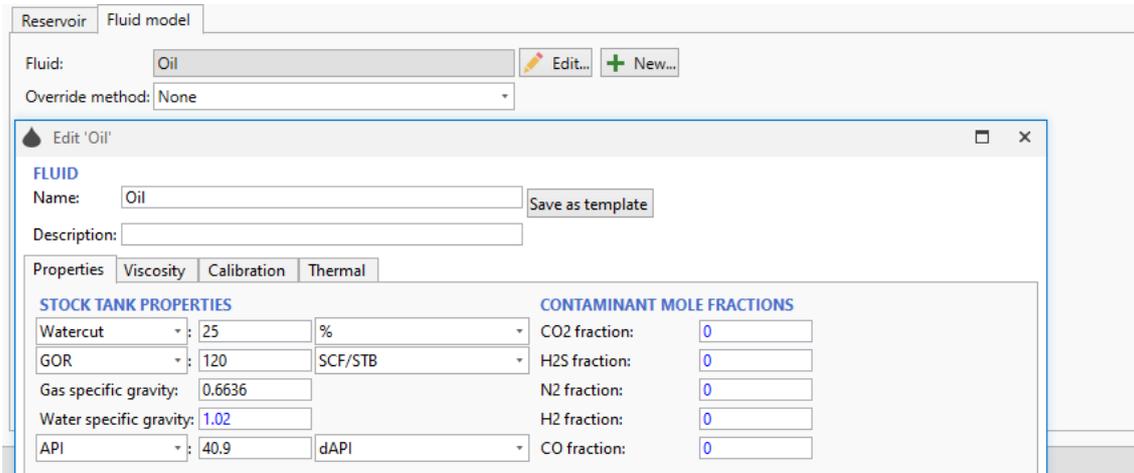


Figura 15. Ingreso de datos del reservorio y modelo de fluido (Elaborado por autores en PIPESIM)

El petróleo producido en el pozo ANC0004 tiene una gravedad API de 40,9, indicando que es un petróleo relativamente ligero y de alta calidad. Además, el petróleo extraído contiene un corte de agua del 25%, lo que significa que una cuarta parte del volumen total producido es agua. El gas-oil ratio (GOR) del petróleo es de 120 pies cúbicos estándar de gas por barril estándar de petróleo (SCF/STB), mostrando una cantidad moderada de gas disuelto en el petróleo. La presión del reservorio se mide en 48,25 psia, y la temperatura del yacimiento es de 110 °F, condiciones que influyen significativamente en el comportamiento del fluido

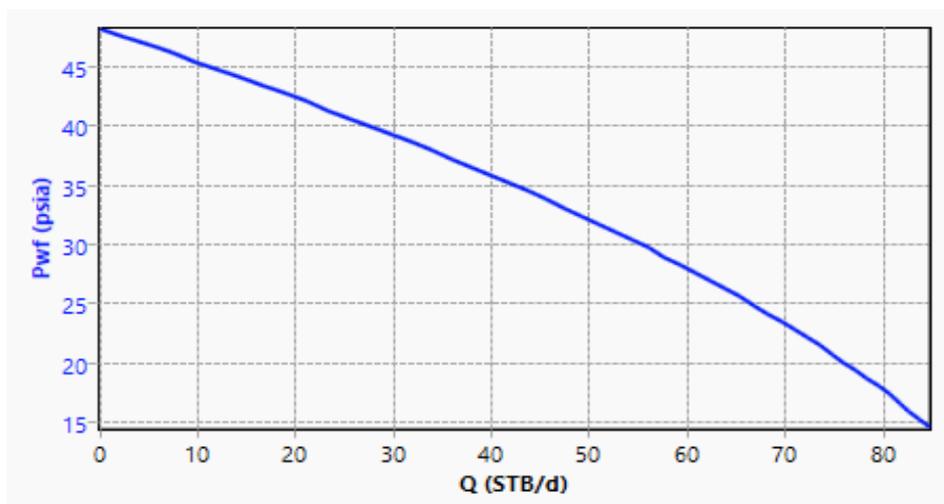


Figura 16. Curva IPR por el método de Vogel del Pozo ANC0004. (Elaborado por autores en PIPESIM)

3.5.2 Pozo ANC0093

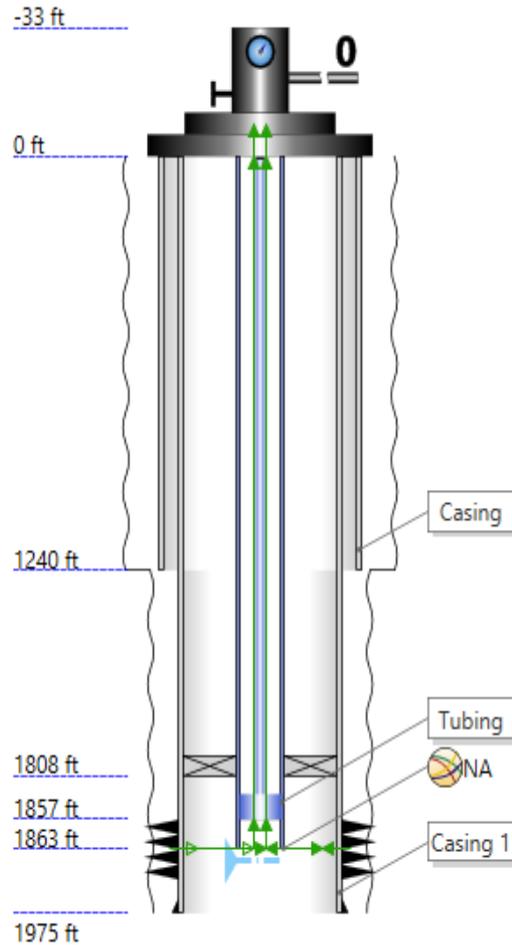


Figura 17. Esquema mecánico del pozo ANC0093 (Elaborado por autores en PIPESIM)

En la figura 17 se observa el esquema mecánico detallado del pozo ANC0093, que incluye dos secciones de revestimiento (casing) instaladas a diferentes profundidades, además del tubing utilizado. A continuación, se describe cada componente del esquema:

- La primera sección se extiende desde la superficie hasta una profundidad de 1.240 pies (ft). Este primer tramo proporciona el soporte inicial necesario para proteger las formaciones superficiales y prevenir colapsos, además de aislar el pozo de aguas superficiales y otras formaciones no productivas, con un diámetro de: 13 3/8 pulgadas.
- Desde el final de la primera sección a 1.240 pies, esta segunda sección se extiende hasta una profundidad de 1.638 pies. Esta capa adicional de revestimiento asegura un refuerzo estructural adicional y una mayor

integridad del pozo, especialmente a medida que se perfora más profundo y se alcanzan formaciones de mayor presión y temperatura, con un diámetro de: 10 3/4 pulgadas.

- El TD o Total Depth es la profundidad máxima alcanzada por el pozo. La profundidad total indica hasta dónde se ha perforado el pozo y hasta dónde se deben diseñar los equipos de fondo de pozo.
- El tubing es el conducto interno a través del cual se extraen los fluidos (como petróleo, gas y agua) desde el fondo del pozo hasta la superficie. Tiene un diámetro de 2 7/8 pulgadas es adecuado para manejar el flujo de producción del pozo, asegurando que los fluidos sean transportados de manera eficiente y segura.

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 ft	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in
1	Casing	Casing	0	1240	13.375	0.361	0.001
2	Casing	Casing 1	0	1975	10.75	0.2983471	0.001
+							
^ TUBINGS							
	Name	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in		
1	Tubing	1862.8	2.875	0.197438	0.001		
+							

Figura 18. Ingreso detallado del esquema mecánico del pozo ANC0004 (Elaborado por autores en PIPESIM)

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions
Surface equipment						
1	Rod Pump	Rpmp	<input checked="" type="checkbox"/>	1857	ft	
<p>ROD PUMP</p> <p>Name: <input type="text" value="Rpmp"/></p> <p>Active: <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Measured depth: <input type="text" value="1857"/> <input type="text" value="ft"/></p> <p>PERFORMANCE DATA</p> <p>Basis: <input checked="" type="radio"/> Nominal rate <input type="radio"/> Stroke length/frequency</p> <p>Nominal rate: <input type="text" value="50"/> <input type="text" value="bbl/d"/></p> <p>Slip coefficient: <input type="text" value="0.0002"/> <input type="text" value="STB/(d,psi)"/></p> <p>Maximum DP: <input type="text" value="3000"/> <input type="text" value="psi"/></p> <p>Maximum power: <input type="text" value="300"/> <input type="text" value="hp"/></p> <p>Pump efficiency: <input type="text" value="80"/> <input <="" p="" type="text" value="%"/> <p>Drive rod diameter: <input type="text" value="0.625"/> <input type="text" value="in"/></p> <p>CALCULATION OPTIONS</p> <p>Gas separator present: <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Separator efficiency: <input type="text" value="80"/> <input <="" p="" type="text" value="%"/> <p>Recombine gas at wellhead: <input type="checkbox"/></p> </p></p>						

Figura 19. Selección del equipo de Rod Pump para el Pozo ANC0093 (Elaborado por autores en PIPESIM)

Se seleccionó el sistema de Rod Pump a una profundidad de 1.857 pies para la extracción de petróleo del pozo. El pozo en cuestión tiene una producción de 50 barriles de petróleo por día (bbl/d) y la bomba opera con una eficiencia del 80%. El diámetro del drive rod diameter utilizado es de 0,625 pulgadas.

Es importante destacar que la selección del método de bombeo y los parámetros específicos del sistema (profundidad, producción, eficiencia, diámetro del vástago) se basan en un análisis detallado de las características del pozo y del reservorio petrolífero. Este análisis considera factores como la viscosidad del petróleo, la profundidad de la formación productiva, la presión del reservorio y la capacidad de flujo del pozo.

Edit 'BOFluid'

FLUID
 Name: BOFluid Save as template
 Description:

Properties **Viscosity** Calibration Thermal

STOCK TANK PROPERTIES			CONTAMINANT MOLE FRACTIONS	
Watercut	25	%	CO2 fraction:	0
GOR	120	SCF/STB	H2S fraction:	0
Gas specific gravity:	0.6636		N2 fraction:	0
Water specific gravity:	1.02		H2 fraction:	0
API	38	dAPI	CO fraction:	0

PIPESIM ? Close

Figura 20. Ingreso de datos del reservorio y modelo de fluido (Elaborado por autores en PIPESIM)

El petróleo extraído en el pozo ANC0093 presenta una gravedad API de 38°, indicando que es un crudo de densidad moderada. Además, el fluido contiene un 25% de agua en volumen, lo que sugiere la presencia de una fase acuosa significativa. El gas-oil ratio (GOR) del petróleo es de 120 pies cúbicos estándar de gas por barril estándar de petróleo (SCF/STB), lo que indica una cantidad considerable de gas disuelto en el crudo. La presión del reservorio se registra en 310 psia, mientras que la temperatura de yacimiento se mide en 110 °F. Estos parámetros son cruciales para entender las condiciones de producción del pozo y diseñar estrategias efectivas de extracción. Para calcular la viscosidad del petróleo, se empleó la correlación de Vasquez & Beggs, una herramienta comúnmente utilizada en la industria petrolera para estimar las propiedades del fluido en función de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

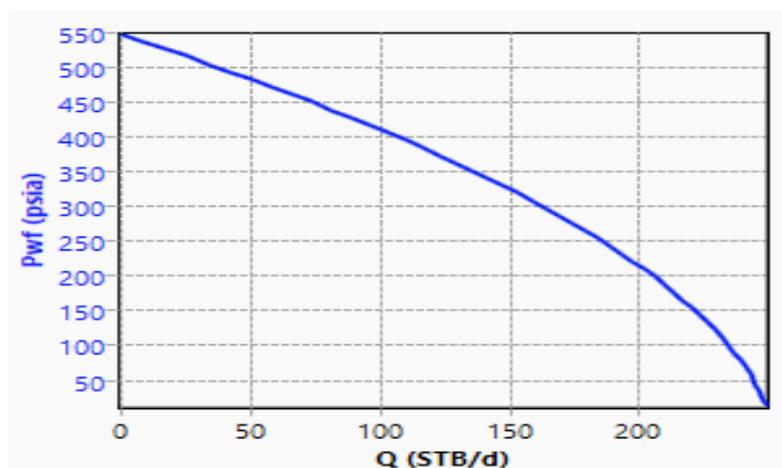


Figura 21. Curva IPR por el método de Vogel del Pozo ANC0093(Elaborado por autores en PIPESIM)

CAPITULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS NODAL

4.1.1 Pozo ANC0004

INFLOW SENSITIVITY		OUTFLOW SENSITIVITY	
	Cpl		Rpmp
	Reservoir pressure		Strokes per minute
	Range...		Range...
	psia		
1	48.25	1	5
2		2	6.5
3		3	8
4		4	
5		5	
6		6	
+		+	

Figura 22. Ajuste de sensibilidad de inflow y outflow del pozo ANC0004 (Elaborado por autores en PIPESIM)

Para realizar el análisis de sensibilidad del flujo de entrada (inflow sensitivity), se utilizó una presión de yacimiento de 48,25 psia. Este valor se empleó como parámetro constante para evaluar cómo diferentes condiciones afectarían la capacidad del yacimiento para suministrar petróleo al pozo. En el análisis de sensibilidad del flujo de salida (outflow sensitivity), se consideraron tres diferentes escenarios operativos de la bomba de varilla, ajustando la frecuencia de golpes por minuto (strokes per minute) a 5, 6.5 y 8 golpes. Estas variaciones en la frecuencia de la bomba permiten crear tres curvas distintivas que representan cómo cada tasa de bombeo influye en la producción del pozo. Este enfoque proporciona una visión detallada de cómo las operaciones de bombeo afectan el rendimiento global del pozo bajo distintas condiciones. Además, el tipo de modelo de LRP que se utilizó fue el L381C-286E-056, ya que este modelo trabaja con pozo con profundidad de hasta 4.035 ft, y con un SPM máximo de 8 stronks.

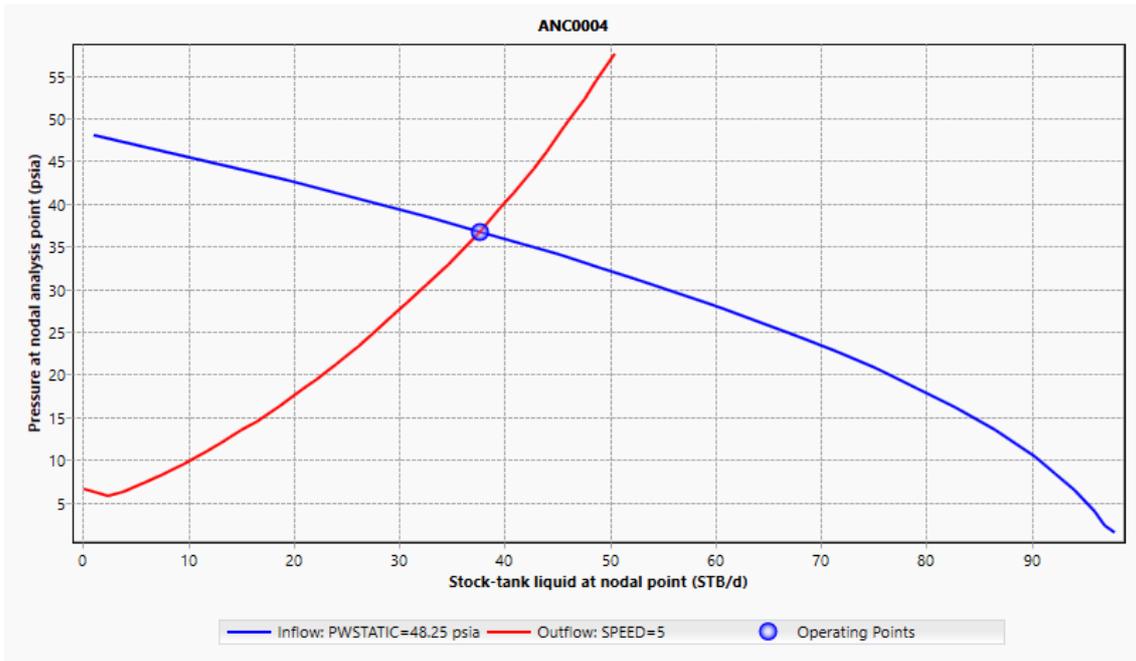


Figura 23. Análisis nodal del pozo ANC0004 a 5 SPM (Elaborado por autores en PIPESIM)

En esta figura se presenta un escenario donde la presión del análisis nodal es de 36,76 psia, y el pozo produce un caudal de 37,61 barriles estándar por día (stb/d). Este caudal de producción se logra con la bomba de varilla operando a una frecuencia de 5 golpes por minuto (strokes per minute).

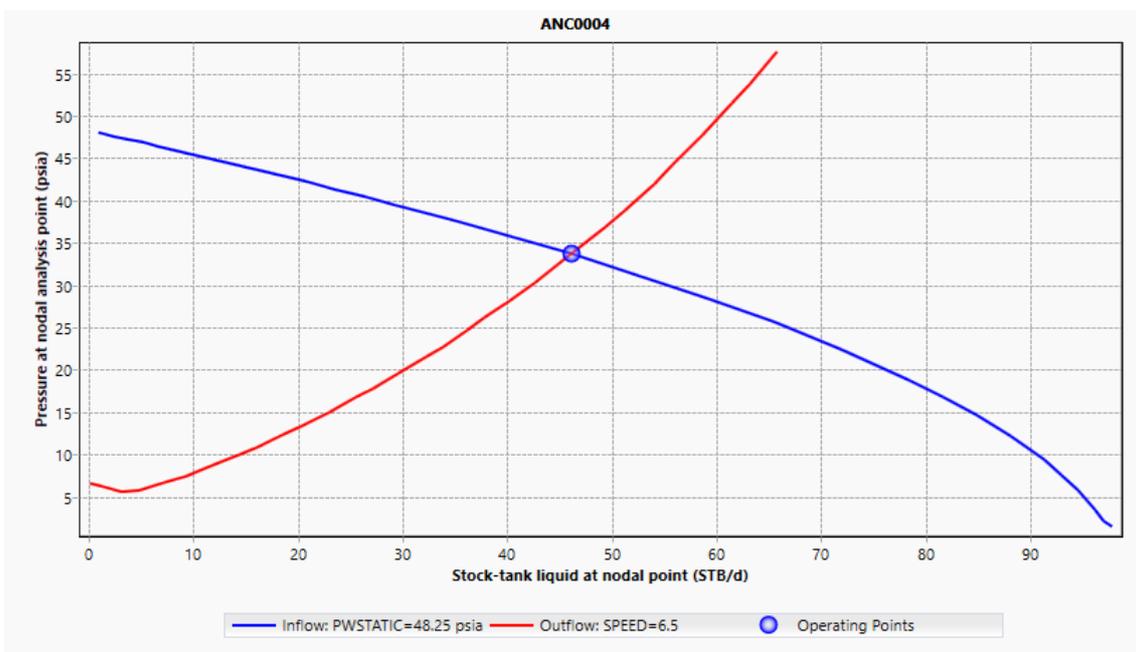


Figura 24. Análisis nodal del pozo ANC0004 6,5 SPM (Elaborado por autores en PIPESIM)

En esta figura se muestra un escenario específico en el que la presión del análisis nodal es de 33,65 psia. Bajo estas condiciones, el pozo produce un caudal de 46,20 barriles estándar por día (stb/d). Este nivel de producción se logra mediante la operación

de la bomba de varilla a una frecuencia de 6,5 golpes por minuto (strokes per minute). Este escenario destaca cómo una menor presión de yacimiento, combinada con una mayor frecuencia de bombeo, puede incrementar significativamente la producción diaria del pozo.

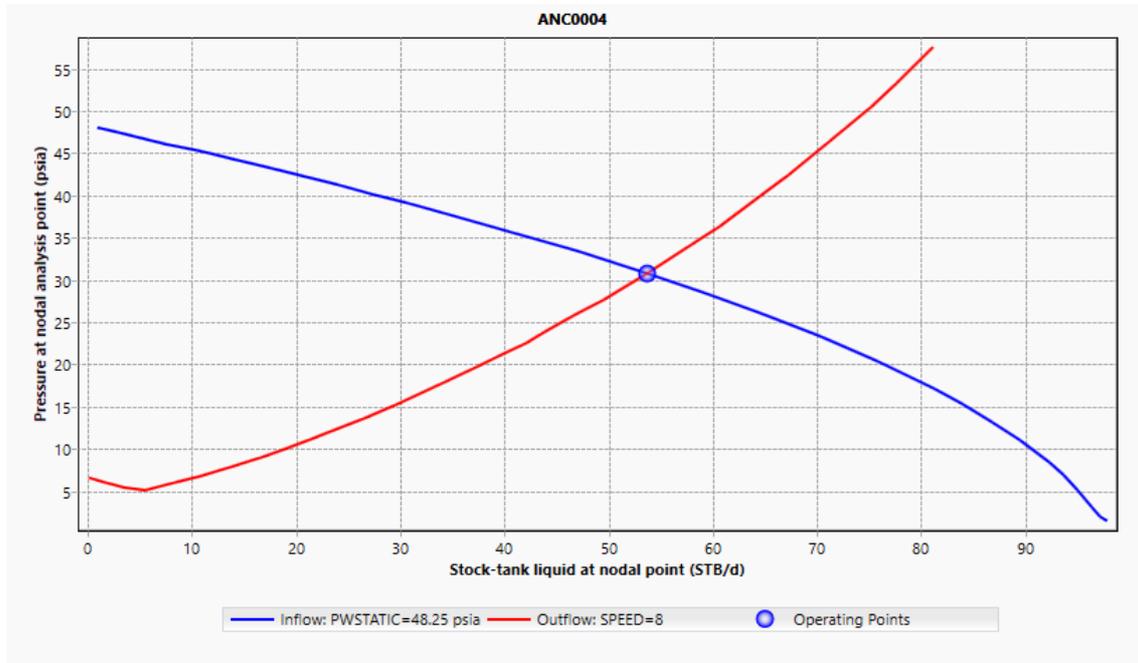


Figura 25. Análisis nodal del pozo ANC0004 8 SPM (Elaborado por autores en PIPESIM)

En esta figura se presenta un escenario en el que la presión del análisis nodal es de 30,76 psia. En estas condiciones, el pozo produce un caudal de 53,65 barriles estándar por día (stb/d). Este caudal elevado se obtiene mediante la operación de la bomba de varilla a una frecuencia de 8 golpes por minuto (strokes per minute). Este escenario ilustra cómo una presión de yacimiento relativamente baja, en combinación con una alta frecuencia de bombeo, resulta en un aumento significativo de la producción diaria del pozo.

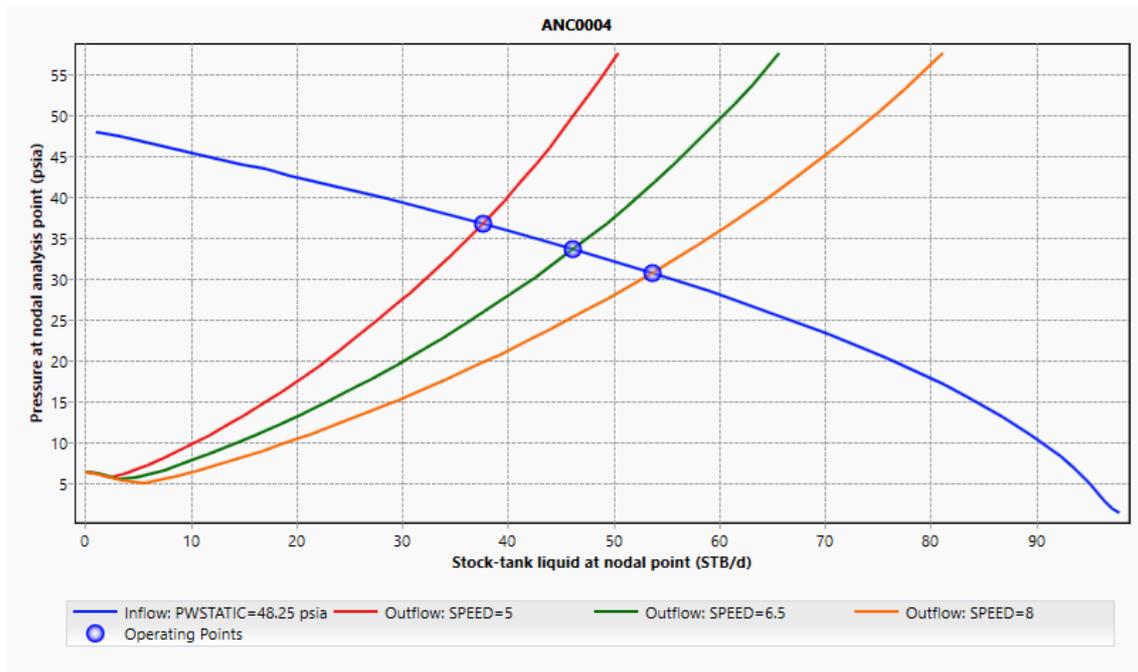


Figura 26. Comparación de escenarios operativos del pozo ANC0004 (Elaborado por autores en PIPESIM)

En el siguiente gráfico se presenta un conjunto de escenarios operativos que incluyen: una presión de yacimiento de 36,76 psia con un caudal de 37,61 barriles estándar por día (stb/d) producido por una bomba de varilla operando a 5 golpes por minuto; una presión de 33,65 psia con un caudal de 46,20 stb/d originado por 6,5 golpes por minuto; y una presión de 30,76psia con un caudal de 53,65 stb/d generado por 8 golpes por minuto. Estos escenarios se analizan mediante las curvas de Inflow Performance Relationship (IPR) y Vertical Lift Performance (VLP), proporcionando una representación visual de cómo la combinación de diferentes presiones de yacimiento y frecuencias de bombeo afecta la producción del pozo. La evaluación de estas curvas sugiere que el escenario con una presión de 30,76 psia y 8 golpes por minuto es el más eficiente, ya que maximiza la tasa de producción diaria.

4.1.2 Pozo ANC0093

INFLOW SENSITIVITY		OUTFLOW SENSITIVITY	
	Cpl		Rpmp
	Reservoir pressure		Strokes per minute
	Range...		Range...
	psia		
1	310	1	5
2		2	5.5
3		3	6

Figura 27. Ajuste de sensibilidad de inflow y outflow del pozo ANC0093 (Elaborado por autores en PIPESIM)

Para el análisis de sensibilidad del flujo de entrada (inflow sensitivity), se estableció una presión de yacimiento de 310 psia como parámetro constante. Este valor se utilizó para evaluar cómo diferentes condiciones de operación afectarán la capacidad del yacimiento para suministrar petróleo al pozo. En el análisis de sensibilidad del flujo de salida (outflow sensitivity), se configuró la bomba de varilla para operar a diferentes frecuencias, específicamente a 5, 5,5 y 6 golpes por minuto (strokes per minute). Además, el tipo de modelo de LRP que se utilizó fue el L381B-286E-056, ya que este modelo trabaja con pozo con profundidad de hasta 2888 ft el cual se encuentra dentro del rango de profundidad del pozo, y con un SPM máximo de 6 stonks.

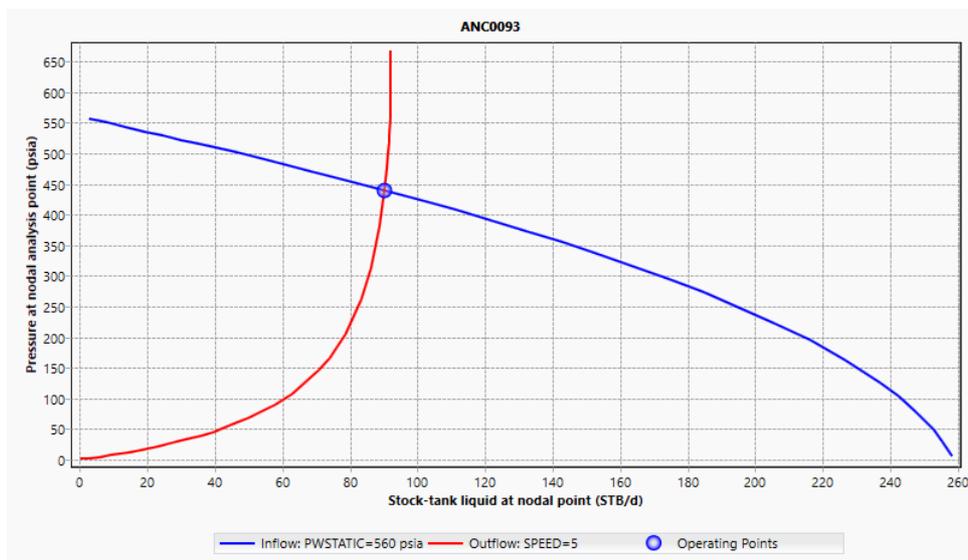


Figura 28. Análisis nodal del pozo ANC0093 a 5 SPM (Elaborado por autores en PIPESIM)

En esta figura se presenta un escenario específico en el que la presión del análisis nodal es de 440 psia. Bajo estas condiciones, el pozo alcanza un caudal de producción de 90,30 barriles estándar por día (stb/d). Este nivel de producción se logra mediante la operación de la bomba de varilla a una frecuencia de 5 golpes por minuto (strokes per minute). Este escenario ilustra cómo la interacción entre una presión del yacimiento considerable y una frecuencia moderada de bombeo puede resultar en una producción sustancial del pozo.

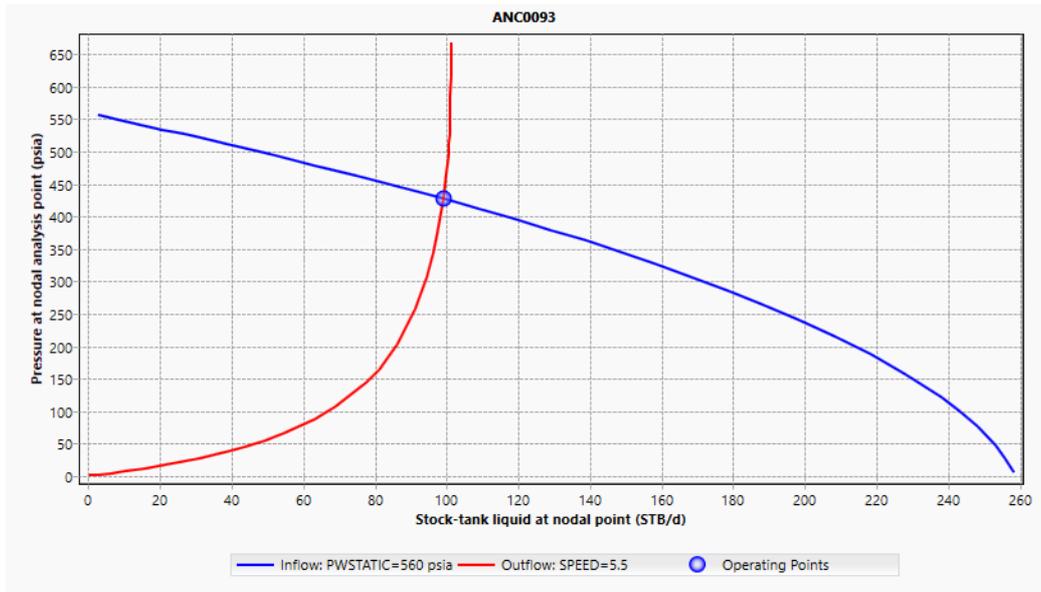


Figura 29. Análisis nodal del pozo ANC0093 a 5,5 SPM (Elaborado por autores en PIPESIM)

En esta figura se ilustra un escenario en el que la presión del análisis nodal es de 426,95 psia. En estas condiciones, el pozo produce un caudal significativo de 99,02 barriles estándar por día (stb/d). Este elevado nivel de producción se obtiene mediante la operación de la bomba de varilla a una frecuencia de 5,5 golpes por minuto (strokes per minute). La figura proporciona una visión detallada de cómo estas variables operativas interactúan, destacando la importancia de ajustar la frecuencia de la bomba para optimizar la eficiencia del sistema de levantamiento artificial y maximizar el rendimiento del pozo bajo estas condiciones específicas.

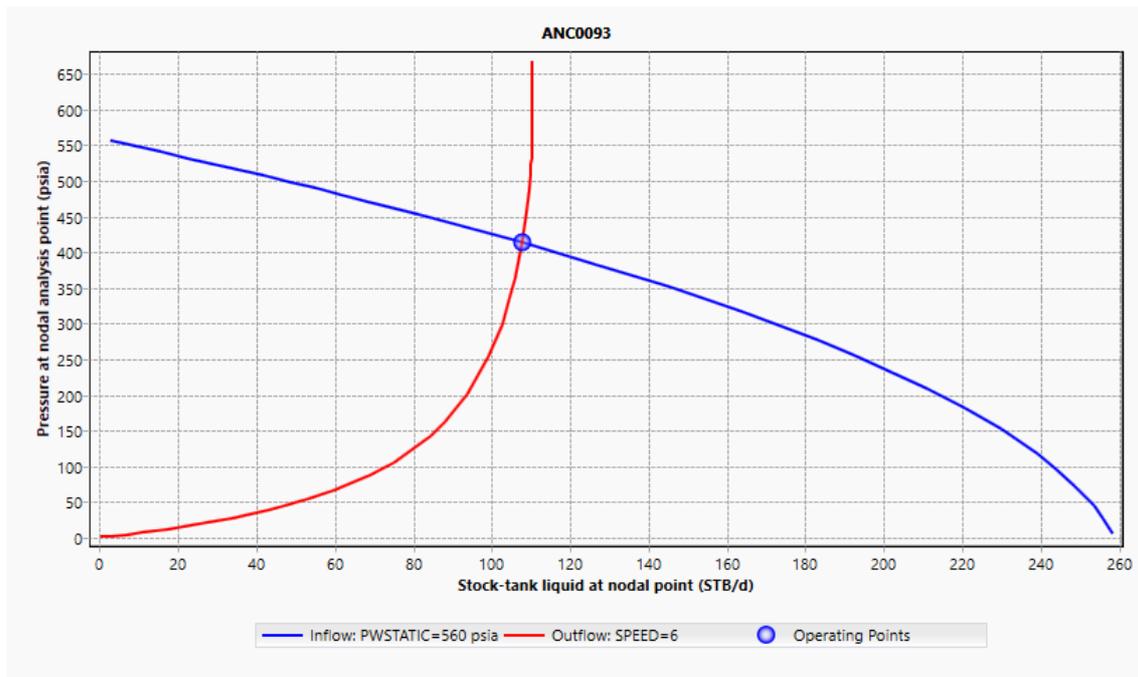


Figura 30. Análisis nodal del pozo ANC0093 a 6 SPM (Elaborado por autores en PIPESIM)

En esta figura se presenta un escenario en el que la presión del análisis nodal es de 413,69 psia. Bajo estas condiciones, el pozo logra una producción notable de 107,65 barriles estándar por día (stb/d). Este alto caudal de producción se obtiene al operar la bomba de varilla a una frecuencia de 6 golpes por minuto (strokes per minute). Este escenario ilustra cómo una presión de yacimiento moderada, combinada con una frecuencia de bombeo elevada, puede maximizar la tasa de producción diaria del pozo. La figura ofrece una representación detallada de la interacción entre la presión del yacimiento y la frecuencia de bombeo.

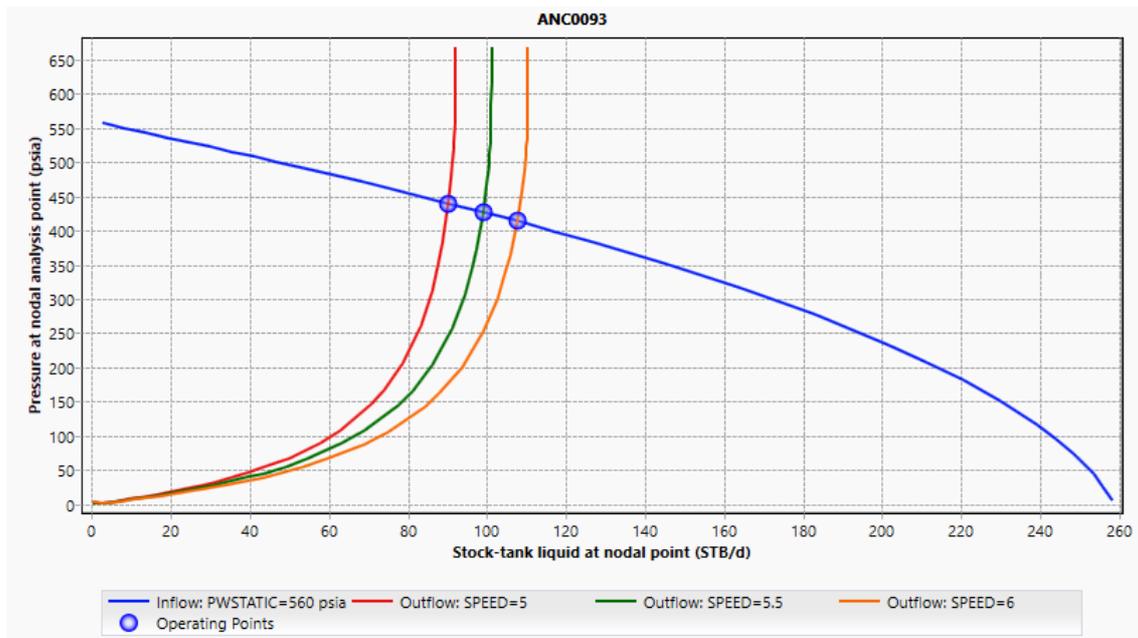


Figura 31. Comparación de escenarios operativos del pozo ANC0004 (Elaborado por autores en PIPESIM)

En la figura se concluye que el mejor escenario donde la presión del análisis nodal es de 413,69 psia, lo que resulta en un caudal notablemente alto de 107,65 barriles estándar por día (stb/d), generado por una frecuencia de bombeo de 6 golpes por minuto. Esta configuración indica que el pozo está operando con la mejor eficiencia del sistema, alcanzando una producción significativamente mayor en comparación con el pozo ANC0004, cuya presión de yacimiento es más baja. Este aumento en la presión del yacimiento no solo contribuye a una mayor tasa de producción, sino que también subraya la importancia de considerar la presión como un factor clave en la optimización de la producción de petróleo.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.2.1 Costos e inversión del proyecto

Materiales y equipo	Unidad LRP (US)
Unidad	51.000
Transmisión de velocidad variable	15.000
Motor eléctrico	4.000
Aceite para engranajes/Artículos de LRP	2.000
Mantenimiento	4.000
Suministro de energía (1 año)	1.500
Instalación y programa	4.500
TOTAL	US \$82.000

4.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

4.3.1 Valor actual neto

El Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto representa el valor actual de los ingresos netos generados por una propuesta, donde los ingresos netos son la disparidad entre los ingresos y egresos en intervalos de tiempo específicos. (Mete, 2014)

Para calcular este valor actualizado, se aplica una tasa de descuento conocida como tasa de expectativa o de oportunidad, la cual indica la rentabilidad mínima requerida por el proyecto para recuperar la inversión, cubrir gastos y generar ganancias.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} \quad \text{(Ecu. 14)}$$

Donde:

VAN = Valor actual neto

Vt = Representa los flujos de caja en cada periodo t.

I₀ = Es el valor inicial de la inversión.

n = Es el número de periodos.

k = Es el tipo de interés.

4.3.2 Tasa interna de retorno

La Tasa Interna de Retorno también conocida como TIR, es el punto en el cual el Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto es igual a cero, indicado que el negocio no genera ni pérdidas ni ganancias, es decir, se encuentra en un punto de equilibrio. (Moreno, 2013).

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0 \quad (\text{Ecu. 15})$$

F_n = Es el flujo de caja en el periodo n.

n = Es el número de períodos.

i = Es el valor de la inversión inicial.

4.3.3 Evaluación financiera para pozos seleccionados

Para llevar a cabo un análisis financiero exhaustivo de la viabilidad del proyecto, se evaluarán varios indicadores clave: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Índice de Rentabilidad y el Tiempo de Recuperación en meses. Este análisis considerará tres escenarios distintos del precio del barril de petróleo: el precio actual de 77,78 dólares, un escenario con el barril a 45 dólares, y un escenario pesimista con el barril a 25 dólares.



Figura 32. Precio del barril de petróleo del día 30 de mayo (Investing, 2024)

Los valores de los costos estimados se han obtenido tomando como referencia una completación de un pozo con características similares, asegurando así una comparación coherente y precisa entre los distintos escenarios de precios. Este enfoque permitirá evaluar la sensibilidad del proyecto a las fluctuaciones del mercado petrolero y determinar la viabilidad financiera bajo diversas condiciones de precios.

a. Pozo ANC0004

Tabla 12. Ingresos del pozo ANC0004 en un año a un valor de \$77.78 (Elaborado por autores)

Meses	Qo (bppd)	Ingresos (Barril = 77.78\$)	Ingresos (Barril = 77.78\$) Acumulado
0		-82.000	
1	36,76	87.205,38	87.205,38
2	43,47	103.116,33	190.321,71
3	36,76	87.205,38	277.527,10
4	43,47	103.116,33	380.643,42
5	36,76	87.205,38	467.848,80
6	43,47	103.116,33	570.965,13
7	36,76	87.205,38	658.170,51
8	43,47	103.116,33	761.286,84
9	36,76	87.205,38	848.492,22
10	43,47	103.116,33	951.608,55
11	36,76	87.205,38	103.8813,93
12	43,47	103.116,33	114.1930,26

Tabla 13. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0004 a un valor de \$77.78 (Elaborado por autores)

VAN	\$ 988.597,32
TIR efectiva mensual (%)	113%
índice de rentabilidad	13,06
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	0,76

El análisis financiero del proyecto del pozo ANC0004, utilizando un precio del barril de petróleo de 77,78 dólares, muestra resultados muy positivos. Se han considerado dos caudales variables de producción: 36,76 barriles por día y 43,467 barriles por día. Bajo estos supuestos, el VAN es de 988.597,32 dólares, lo que indica que el proyecto generará un valor considerable sobre su costo inicial. La TIR efectiva mensual es del 113%, lo que sugiere una rentabilidad excepcionalmente alta. El índice de rentabilidad es de 13,06, implicando que por cada dólar invertido se obtienen 13,06 dólares de retorno. Además, el tiempo de recuperación de la inversión es extremadamente corto, estimado en solo 0,76 meses. Estos indicadores financieros demuestran que, con los precios y caudales actuales, el proyecto es altamente rentable y recupera rápidamente la inversión inicial.

Tabla 14. Ingresos del pozo ANC0004 en un año a un valor de \$45 (Elaborado por autores)

Meses	Qo (bppd)	Ingresos (Barril = 45\$)	Ingresos (Barril = 45\$) Acumulado
0	-	-82.000	-
1	36,76	50.453,1	50.453,1
2	43,47	59.658,46	110.111,56
3	36,76	50.453,1	160.564,66
4	43,47	59.658,46	220.223,12
5	36,76	50.453,1	270.676,22
6	43,47	59.658,46	330.334,67
7	36,76	50.453,1	380.787,73
8	43,47	59.658,46	440.446,23
9	36,76	50.453,1	490.899,33
10	43,47	59.658,46	550.557,79
11	36,76	50.453,1	601.010,89
12	43,47	59.658,46	660.669,35

Tabla 15. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0004 a un valor de \$45 (Elaborado por autores)

VAN	\$ 537.399,33
TIR efectiva mensual (%)	66%
índice de rentabilidad	7,55
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	1,26

Utilizando un precio del barril de petróleo de 45 dólares muestra resultados positivos, pero menos favorables que con precios más altos. Bajo estos supuestos, el VAN es de 537.399,33 dólares, lo que aún indica que el proyecto generará un valor significativo sobre su costo inicial. La TIR efectiva mensual es del 66%, lo que sigue sugiriendo una rentabilidad atractiva, aunque menor que con precios más altos. El índice de rentabilidad es de 7,55, implicando que por cada dólar invertido se obtienen 7,55

dólares de retorno. El tiempo de recuperación de la inversión es más largo en comparación con el anterior escenario, estimado en 1,26 meses. Estos indicadores financieros demuestran que, aunque el proyecto sigue siendo rentable con un precio del barril a 45 dólares, la rentabilidad y la velocidad de recuperación de la inversión son menores en comparación con escenarios de precios más altos.

Tabla 16. Ingresos del pozo ANC0004 en un año a un valor de \$25 (Elaborado por autores)

Meses	Qo (bppd)	Ingresos (Barril = 25\$)	Ingresos (Barril = 25\$) Acumulado
0		-82.000	
1	36,76	28.029,5	28.029,5
2	43,47	33.143,59	61.173,09
3	36,76	28.029,5	89.202,59
4	43,47	33.143,59	122.346,18
5	36,76	28.029,5	150.375,68
6	43,47	33.143,59	183.519,26
7	36,76	28.029,5	211.548,76
8	43,47	33.143,59	244.692,35
9	36,76	28.029,5	272.721,85
10	43,47	33.143,59	305.865,44
11	36,76	28.029,5	333.894,94
12	43,47	33.143,59	367.038,53

Tabla 17. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0004 a un valor de \$25 (Elaborado por autores)

VAN	\$ 262.110,74
TIR efectiva mensual (%)	36%
índice de rentabilidad	4,20
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	9,24

Utilizando un precio del barril de petróleo de 25 dólares muestra resultados menos favorables, pero aún positivos. Bajo estos supuestos, el VAN es de 262.110,74 dólares, lo que indica que el proyecto generará valor sobre su costo inicial, aunque significativamente menor que en escenarios con precios más altos. La TIR efectiva mensual es del 36%, lo que refleja una rentabilidad razonable pero considerablemente reducida. El índice de rentabilidad es de 4,20 implicando que por cada dólar invertido se obtienen 4,20 dólares de retorno. El tiempo de recuperación de la inversión es considerablemente más largo, estimado en 9,24 meses. Estos indicadores financieros demuestran que, con un precio del barril a 25 dólares, el proyecto sigue siendo rentable, pero con un margen mucho más ajustado y una recuperación de la inversión notablemente más lenta en comparación con los 2 escenarios anteriores.

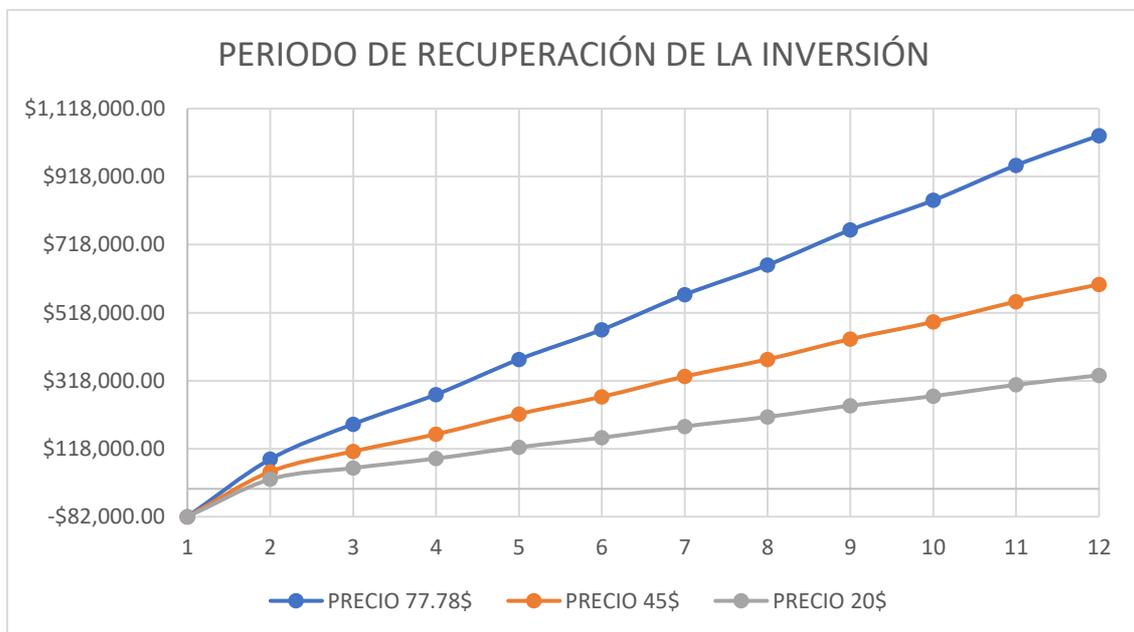


Figura 33. Periodo de recuperación de la inversión del pozo ANC0004 (Elaborado por autores)

La rentabilidad del proyecto del pozo ANC0004 es altamente sensible a las fluctuaciones del precio del barril de petróleo. Con un precio alto de 77,78 dólares por barril, el proyecto es extremadamente rentable y recupera la inversión en menos de un mes. A 45 dólares por barril, la rentabilidad sigue siendo atractiva, aunque más moderada, con un tiempo de recuperación razonablemente rápido. En el escenario más desfavorable, con un precio del barril de 25 dólares, el proyecto aún genera valor, pero la rentabilidad se reduce significativamente y el tiempo de recuperación se extiende a más de nueve meses.

b. Pozo ANC0093

Tabla 18. Ingresos del pozo ANC0093 en un año a un valor de \$77.78 (Elaborado por autores)

Meses	Qo (bppd)	Ingresos (Barril = 77,78\$)	Ingresos (Barril = 77,78\$) Acumulado
0		-82.000	-82.000
1	90,3	214.217,79	214.217,79
2	99,02	234.904,16	449.121,94
3	90,3	214.217,79	663.339,73
4	99,02	234.904,16	898.243,89
5	90,3	214.217,79	111.2461,67
6	99,02	234.904,16	1.347.365,83
7	90,3	214.217,79	1.561.583,62
8	99,02	234.904,16	1.796.487,77
9	90,3	214.217,79	2.010.705,56
10	99,02	234.904,16	2.245.609,71
11	90,3	214.217,79	2.459.827,50
12	99,02	234.904,16	2.694.731,66

Tabla 19. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0093 a un valor de \$77.78 (Elaborado por autores)

VAN	\$ 2.444.871,96
TIR efectiva mensual (%)	267%
índice de rentabilidad	30,82
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	0,29

Utilizando un precio del barril de petróleo de 77,78 dólares y considerando dos caudales variables de producción de 90,3 barriles por día y 99,02 barriles por día, muestra resultados excepcionalmente positivos. Bajo estos supuestos, el VAN es de

2.444.871,96 dólares, lo que indica una generación de valor considerablemente alta sobre la inversión inicial. La TIR efectiva mensual es del 267%, reflejando una rentabilidad extremadamente alta y atractiva para los inversores. El índice de rentabilidad es de 30,82, implicando que por cada dólar invertido se obtienen 30,82 dólares de retorno. Además, el tiempo de recuperación de la inversión es extremadamente corto, estimado en solo 0,29 meses, menos de un mes. Estos indicadores financieros demuestran que, con un precio del barril a 77,78 dólares, el proyecto no solo es altamente rentable, sino que también permite una recuperación de la inversión de manera casi inmediata, posicionándose como una inversión muy atractiva y de bajo riesgo.

Tabla 20. Ingresos del pozo ANC0093 en un año a un valor de \$45 (Elaborado por autores)

Meses	Qo (bppd)	Ingresos (Barril = 45 \$)	Ingresos (Barril = 45 \$) Acumulado
0		-82.000	-82.000
1	90,3	123.936,75	123.936,75
2	99,02	135.904,95	259.841,7
3	90,3	123.936,75	383.778,45
4	99,02	135.904,95	519.683,4
5	90,3	123.936,75	643.620,15
6	99,02	135.904,95	779.525,1
7	90,3	123.936,75	903.461,85
8	99,02	135.904,95	1.039.366,8
9	90,3	123.936,75	1.163.303,55
10	99,02	135.904,95	1.299.208,5
11	90,3	123.936,75	1.423.145,25
12	99,02	135.904,95	1.559.050,2

Tabla 21. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0093 a un valor de \$45 (Elaborado por autores)

VAN	\$ 1.379.934,15
TIR efectiva mensual (%)	155%
índice de rentabilidad	17,83
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	0,47

Utilizando un precio del barril de petróleo de 45 dólares muestra resultados muy favorables. Bajo estos supuestos, el VAN es de 1.379.934,15 dólares, lo que indica una generación de valor significativa sobre la inversión inicial. La TIR efectiva mensual es del 155%, reflejando una rentabilidad muy alta y atractiva. El índice de rentabilidad es de 17,83, lo que implica que por cada dólar invertido se obtienen 17,83 dólares de retorno. Además, el tiempo de recuperación de la inversión es corto, estimado en solo 0,47 meses, menos de medio mes. Estos indicadores financieros demuestran que, con un precio del barril a 45 dólares, el proyecto sigue siendo extremadamente rentable, con una rápida recuperación de la inversión, haciendo que el proyecto sea una opción de inversión muy atractiva incluso en un escenario de precios moderados.

Tabla 22. Ingresos del pozo ANC0093 en un año a un valor de \$25 (Elaborado por autores)

Meses	Qo (bppd)	Ingresos (Barril = 25 \$)	Ingresos (Barril = 25 \$) Acumulado
0		-82.000	-82.000
1	90,3	68.853,75	68.853,75
2	99,02	75.502,75	144.356,5
3	90,3	68.853,75	213.210,25
4	99,02	75.502,75	288.713
5	90,3	68.853,75	357.566,75
6	99,02	75.502,75	433.069,5
7	90,3	68.853,75	501.923,25
8	99,02	75.502,75	577.426

9	90,3	68.853,75	646.279,75
10	99,02	75.502,75	721.782,5
11	90,3	68.853,75	790.636,25
12	99,02	75.502,75	866.139

Tabla 23. Evaluación rentable y viable del pozo ANC0093 a un valor de \$25 (Elaborado por autores)

VAN	\$ 730.185.64
TIR efectiva mensual (%)	87%
índice de rentabilidad	9,90
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	8,66

Con un precio del barril de \$25, el análisis financiero del proyecto arrojó un Valor Actual Neto (VAN) de \$730,185.64, indicando una rentabilidad significativa. La Tasa Interna de Retorno (TIR) efectiva mensual es del 87%, lo que sugiere una alta eficiencia en la generación de retornos. El índice de rentabilidad del proyecto es de 9,90, lo que implica que por cada dólar invertido se espera obtener un retorno de \$9.90. Además, el tiempo de recuperación de la inversión es de aproximadamente 8.66 meses, lo que subraya la rapidez con la que el proyecto recuperará el capital invertido, haciendo de esta inversión una opción financieramente atractiva.

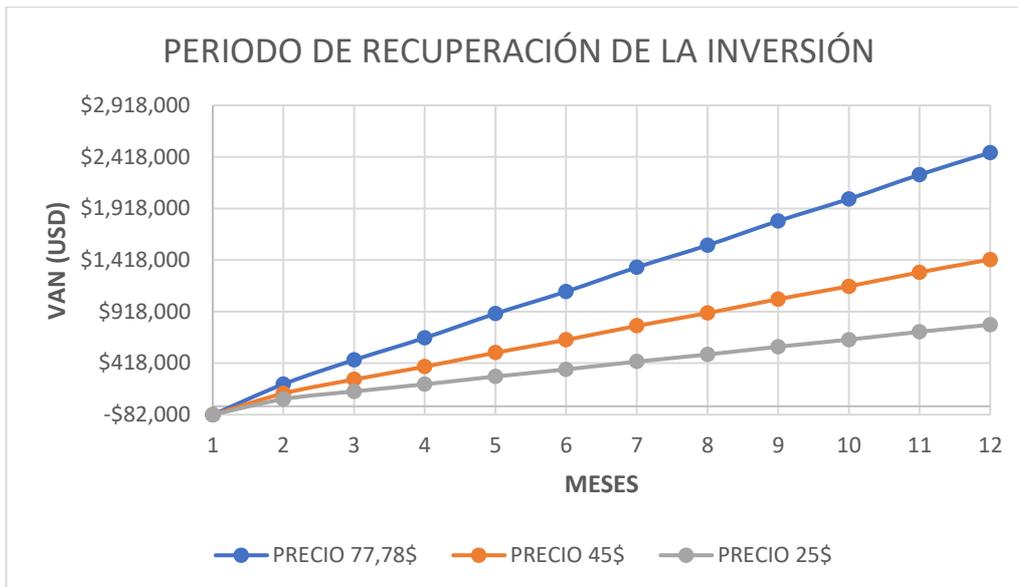


Figura 34. Periodo de recuperación de la inversión del pozo ANC0093 (Elaborado por autores)

El análisis financiero del proyecto del pozo ANC0093 revela su robusta viabilidad en una variedad de escenarios de precios del barril de petróleo. Con precios de 77,78 dólares, el proyecto muestra una rentabilidad excepcional, con un VAN de 2.444.871,96 dólares y una TIR mensual del 267%, mientras que incluso con precios más moderados de 45 dólares por barril, los indicadores financieros siguen siendo muy favorables. Incluso en un entorno de precios bajos de 25 dólares por barril, el proyecto permanece altamente rentable, con un VAN notable de 1.379.934,15 dólares. Estos resultados demuestran la capacidad del proyecto para generar valor y ofrecer una rápida recuperación de la inversión en diversos contextos de mercado, consolidándose como una opción de inversión atractiva y de bajo riesgo en la industria petrolera.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Es importante destacar que tanto el sistema LRP como el de bombeo mecánico por balancín utilizan casi la misma configuración de completación, esto minimiza la necesidad de realizar modificaciones extensas, permitiendo así economizar en costos operativos y de implementación. La similitud en la completación facilita una transición eficiente y rentable, posicionando al LRP como una alternativa económicamente ventajosa y efectiva para optimizar la producción en estos pozos.
- Los pozos ANC0004 y ANC0093, ubicados en un campo maduro, inicialmente presentaban una baja producción, sin embargo, en la simulación del sistema de LRP realizada en PIPESIM, demostró ser una estrategia efectiva para incrementar la producción en estos pozos. Este sistema ha mejorado significativamente la tasa de extracción de hidrocarburos en comparación con el sistema de bombeo mecánico por balancín.
- El análisis de los pozos candidatos identificó que la configuración actual de los pozos ANC0004 y ANC0093 es óptima para la aplicación del sistema de Linear Rod Pump (LRP). Esta implementación ha demostrado ser altamente efectiva, como lo reflejan los resultados de producción. El pozo ANC0004 experimentó un aumento impresionante de producción, pasando de 8 barriles por día (bpd) a 53,6 bpd en el escenario más optimista, y a 36,76 bpd en el escenario más pesimista. De manera similar, el pozo ANC0093 incrementó su producción de 50 bpd a 107,65 bpd en el mejor de los casos, y a 90,30 bpd en el peor. Estos resultados no solo confirman la idoneidad del LRP para estos pozos, sino que también destacan su potencial para mejorar la eficiencia y rentabilidad en campos maduros sin incurrir en costos excesivos de modificaciones estructurales.

5.2 RECOMENDACIONES

- Dado el éxito demostrado en los pozos ANC0004 y ANC0093, sería óptimo considerar la implementación del sistema de Linear Rod Pump en otros pozos dentro del mismo campo o en campos maduros similares. Esto podría ayudar a aumentar la producción y mejorar la rentabilidad económica.
- Antes de proceder con la implementación del sistema LRP en otros pozos, es recomendable realizar simulaciones similares a las realizadas en los pozos ANC0004 y ANC0093 utilizando herramientas como PIPESIM. Esto ayudará a evaluar el potencial de aumento de la producción y a identificar cualquier desafío específico que pueda surgir en cada pozo.
- Una vez implementado el sistema LRP en otros pozos, es importante establecer un programa de monitoreo continuo para seguir de cerca el rendimiento de la producción. Además, se deberá realizar ajustes para cada pozo según sea necesario y poder optimizar la eficiencia, además de garantizar que se mantengan los niveles de producción deseados.
- Al ser una implementación de una nueva tecnología, se recomienda proporcionar capacitación adecuada al personal involucrado tanto en la implementación y operación del sistema LRP. Esto garantizará que se utilice de manera efectiva y se maximice su potencial para mejorar la producción y la rentabilidad en los campos maduros.
- Considerando los análisis económicos altamente favorables de los pozos ANC0004 y ANC0093 del sistema Linear Rod Pump (LRP), se obtuvo resultados en los escenarios optimistas y pesimistas indicando que el LRP no solo mejora significativamente la producción, sino que también asegura retornos financieros favorables incluso en condiciones de mercado desfavorables. Esto sugiere que la inversión en la implementación del LRP en otros pozos podría ser rentable y proporcionar beneficios económicos sostenibles a largo plazo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdalla, H. (2013). *Identification of potential candidates for Linear Rod Pump (LRP) applications in OMV PETROM and definition of standard LRP types.*
- Arias, F. (2006). *EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN: Introducción a la metodología científica (5° ed.).*
- Camargo, E., Briceño, M., Aceros, E., & Hernandez, L. (2019). *Modelados de pozos de producción por bombeo mecánico utilizando técnicas de computación inteligente.* Univerdad de los Andes.
- Cevallos, J. Y. (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 compañí andes petroleum en el año 2012. [Tesis de grado].* Escuela Polictécnica Nacional.
- Escobar, F. (2012). *FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS.*
- Guitierrez, C. (2011). *Rutinas basicas de mantenimiento del sistema LRP (Linear Rod Pump) - Sistema lineal de bombeo por varillas.* Retrieved from <https://es.slideshare.net/slideshow/uve-iaf028-mantenimiento-basico-lrp/180719025>
- Investing. (2024). *Investing.* Retrieved from <https://es.investing.com/commodities/crude-oil>
- Jara, C. (2015). *Scribd.* Retrieved from <https://es.scribd.com/document/284110581/Columna-Estratigrafica>
- Manufactura Latam . (2012). *Sistema de Levantamiento por bombeo mecánico, LRP.* *Manufactura Latam .*
- Manufactura Latam.* (2012). Retrieved from <https://www.manufactura-latam.com/es/noticias/sistema-de-levantamiento-por-bombeo-mecanico-lrp>
- Mete, R. (2014). *VALOR ACTUAL NETO Y TASA DE RETORNO: SU UTILIDAD COMO HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE*

PROYECTOS DE INVERSIÓN. *Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia.*

Moreno, F. (2013). *LA TIR, UNA HERRAMIENTA DE CUIDADO.*

Pacifpetrol. (2017). Retrieved from <http://www.pacifpetrol.com/es/historia>.

PACIFPETROL S.A. (2016). *Justificativo Técnico.*

Sabando Mosquera, P. A. (2018). *Análisis estratégico territorial del bloque 2 “Gustavo Galindo Velasco” – Santa Elena.* Pontificia Universidad Católica del Ecuador.

Sanchez Daniela. (2018). *Comparación y Diseño de unidades convencionales y no convencionales de bombeo mecánico, aplicado a campos colombianos.*

Tashakkori, A., & Teddlie, C. (2003). *Handbook of Mixed Methods in Social & Behavioral Research.*

UNICO. (2013). El sistema LRP de UNICO baja drásticamente los costos de instalación en comparación con las bombas de viga. *Oil & Gas Automation Solution.*

UNICO. (2015). *Unico’s LRP Linear Rod Pump System Offers Advantages Over Traditional Pumping Units.* Retrieved from <https://test21117.wordpress.com/2015/11/17/unicos-lrp-linear-rod-pump-system-offers-advantages-over-traditional-pumping-units/>

UNICO. (2024). *Comparación cualitativa LRP vs Bombeo Mecánico Convencional.* Retrieved from https://www.linkedin.com/posts/unico-colombia_oil-bombeomecanico-lrp-activity-7154471958938599424-ZeAB/?originalSubdomain=es

UNICO. INC. (2013). El Sistema LRP de Unico baja drásticamente los costos de instalación en comparación con las bombas de viga. *UNICO.*

Vargas, Z. (2009). *LA INVESTIGACIÓN APLICADA: UNA FORMA DE CONOCER LAS REALIDADES CON EVIDENCIA CIENTÍFICA.*