



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

**TEMA:**

**ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL  
CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE  
BOMBEO HIDRÁULICO A ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO  
DEL CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**ANGIE YAMILEX RODRIGUEZ CATUTO  
EDWIN ARIEL ALOMOTO TOMALA**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALBERTO PORTILA LAZO, Mg.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**(2022)**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO  
PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL DE BOMBEO HIDRÁULICO A  
ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO DEL CAMPO  
DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR(ES):**

**ANGIE YAMILEX RODRIGUEZ CATUTO  
EDWIN ARIEL ALOMOTO TOMALA**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.  
LA LIBERTAD – ECUADOR**

**(2022)**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

---

**Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD**  
DIRECTOR DE CARRERA

---

**Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc**  
DOCENTE TUTOR

---

**Ing. Adriana Morales, MSc**  
DOCENTE ESPECIALISTA

---

**Lda. Erica Lorenzo, PhD.**  
DOCENTE GUIA DE LA UIC

---

**Ing. David Vega G.**  
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

## DEDICATORIA

A **Dios**, por permitirnos llegar a estas instancias de nuestras vidas y bendecirnos todos los días, A nuestros **padres** por el apoyo incondicional, comprensión, consejos brindados durante todo el periodo académico, pues sin ellos no habiéramos logrado nuestro objetivo.

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

La Libertad, 4 de agosto de 2022

## CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-CPL-2022-1

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO HIDRÁULICO A ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO DEL CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO" elaborado por los estudiantes ANGIE YAMILEX RODRIGUEZ CATUTO y EDWIN ARIEL ALOMOTO TOMALA, egresados de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 8% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente;



Ing. Carlos Portilla Lazo  
Docente Tutor  
CI. 0913412367

**“ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO HIDRÁULICO A ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO DEL CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

AUTORES: ANGIE YAMILEX RODRIGUEZ CATUTO y EDWIN ARIEL ALOMOTO TOMALA

**URKUND**

Documento	<a href="#">TESIS RODRIGUEZALOMOTO URKUND.docx</a> (D142647604)
Presentado	2022-08-03 23:23 (-05:00)
Presentado por	cportilla@upse.edu.ec
Recibido	cportilla.upse@analysis.orkund.com

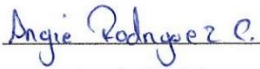
8% de estas 32 páginas, se componen de texto presente en 20 fuentes.

# DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **Angie Yamilex Rodríguez Catuto** y **Edwin Ariel Alomoto Tomalá**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO HIDRÁULICO A ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO DEL CAMPO ORIENTE ECUATORIANO”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

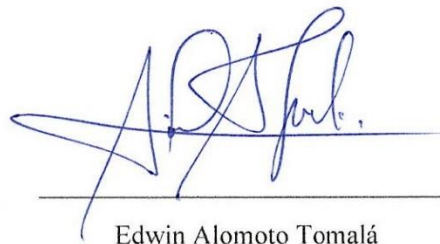
Por medio de la presente declaración **cedemos** los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Angie Rodríguez Catuto

Autor de Tesis  
C.I. 2400277543



Edwin Alomoto Tomalá

Autor de Tesis  
C.I. 2450284613

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portillas Lazo, MSc.

**TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO HIDRÁULICO A ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO DEL CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los estudiantes **Angie Yamilex Rodríguez catuto y Edwin Ariel Alomoto Tomalá**, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, Msc.

TUTOR



# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGIA

## CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 26 de agosto de 2022

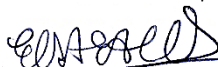
### CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cedula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular: **"Análisis comparativo técnico – económico para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a electrosumergible en un pozo del campo del oriente ecuatoriano"**, elaborado por **Angie Yamilex Rodríguez Catuto y Edwin Ariel Alomoto Tomalá**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de **Ingenieros de Petróleo** de la **Universidad Estatal Península de Santa Elena** de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los veintiséis días del mes de agosto de dos mil veintidós.

Atentamente,



**Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes**  
"MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL"  
Numero de cedula: 0910001007  
Numero de celular: 0963137128  
Numero de registro del SENESCYT: 7241181623

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a Dios por permitirnos tener y disfrutar de nuestras familias y sobre todo por darnos la fortaleza necesaria durante toda la carrera Universitaria. A nuestro tutor por habernos guiado durante el desarrollo de la tesis.

Damos gracias a todos los docentes y a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por habernos dado la oportunidad de educarnos y formarnos como profesional.

# CONTENIDO

<b>TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN</b> .....	<b>iii</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>iv</b>
<b>CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO</b> .....	<b>v</b>
<b>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</b> .....	<b>vii</b>
<b>CERTIFICACIÓN DEL TUTOR</b> .....	<b>viii</b>
<b>CERTIFICADO DE GRAMATOLOGIA</b> .....	<b>ix</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>x</b>
<b>CONTENIDO</b> .....	<b>xi</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>xv</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>xv</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>xvi</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>xvii</b>
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1 <b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	<b>1</b>
1.2 <b>ANTECEDENTES</b> .....	<b>1</b>
1.3 <b>OBJETIVOS</b> .....	<b>4</b>
1.3.1 <b>Objetivo general</b> .....	<b>4</b>
1.3.2 <b>Objetivos específicos</b> .....	<b>4</b>
1.4 <b>JUSTIFICACION</b> .....	<b>4</b>
1.5 <b>ALCANCE</b> .....	<b>5</b>
1.6 <b>HIPÓTESIS</b> .....	<b>5</b>
1.7 <b>VARIABLES</b> .....	<b>5</b>
1.7.1 <b>Variable Dependiente</b> .....	<b>5</b>
1.7.2 <b>Variable Independiente</b> .....	<b>5</b>

<b>CAPITULO II: MARCO TEORICO .....</b>	<b>6</b>
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO MARIANN .....	6
2.1.1 Ubicación geográfica.....	6
2.1.2 Descripción Geológica del Campo Mariann .....	8
2.1.3 Características del reservorio del Campo Mariann.....	8
2.1.4 Análisis de las propiedades de las arenas del Campo Mariann .....	10
2.1.5 Características de los fluidos del campo Mariann .....	11
2.2 SISTEMAS DE LEVATAMIENTO ARTIFICIAL .....	12
2.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	13
2.3.1 Descripción general del sistema de Bombeo Hidráulico.....	13
2.3.2 Componentes básicos del sistema de Bombeo Hidráulico .....	14
2.4 FALLAS O PROBLEMAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	19
2.5 Ventajas y desventajas del sistema de bombeo hidráulico .....	20
2.5.1 Ventajas .....	20
2.5.2 Desventajas .....	20
2.6 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	21
2.6.1 Descripción general del sistema de levantamiento.....	21
2.6.2 Componentes básicos del sistema de bombeo electrosumergible .....	21
2.6.3 Ventajas y desventajas del sistema de bombeo electrosumergible.....	29
<b>CAPITULO III: METODOLOGIA .....</b>	<b>27</b>
3.1 METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN .....	27
3.1.1 Tipo de investigación. ....	27
3.1.2 Recopilación de datos e información.....	27
3.1.3 Población y muestra. ....	27
3.2 CARACTERISTICA DEL POZO. ....	28
3.2.1 Historial del pozo. ....	28
3.2.2 Estado actual del pozo. ....	29
3.3 PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA PROPUESTO.....	30
3.3.1 Datos requeridos .....	30
3.3.2 Construcción de la curva IPR y VLP .....	31
3.3.3 Cálculo de la gravedad específica de la mezcla. ....	35

3.3.4	Cálculo de la profundidad de asentamiento de la bomba (PAB).....	35
3.3.5	Cálculo de la Presión de Entrada a la Bomba (PIB).....	35
3.3.6	Cálculo de la temperatura de la entrada a la Bomba. ....	36
3.3.7	Cálculo del Volumen de Fluido en la Entrada de la Bomba. ....	36
3.3.8	Cálculo del Volumen Total de los Fluidos .....	38
3.3.9	Se calcula la Altura Dinámica Total (TDH).....	41
3.3.10	Selección de la bomba .....	44
3.3.11	Cálculo de número de etapas. ....	46
3.3.12	Calcular el BHP requerido.....	46
3.3.13	Selección del tipo de motor .....	47
3.3.14	Selección de protector o sección sellante del motor.....	47
3.3.15	Selección del separador de gas .....	47
3.3.16	Selección del cable de potencia y de extensión del motor. ....	48
3.3.17	Selección del transformador .....	49
3.3.18	Tablas de los cálculos del dimensionamiento .....	50
<b>CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....</b>		<b>52</b>
4.1	ANALISIS DE LAS CURVAS IPR Y VPL. ....	52
4.2	RESULTADOS DEL DIMESIONAMIENTO DE SISTEMA. ....	53
4.2.1	Selección de la Bomba .....	53
4.2.2	Selección del Motor.....	55
4.2.3	Selección del proyector o sellante del motor.....	55
4.2.4	Selección del separador de gas. ....	55
4.2.5	Selección del cable de potencia.....	56
4.2.6	Selección del transformador. ....	56
4.3	ANALISIS COMPARATIVO técnico del BOMBEO HIDRAULICO Y ELECTROSUMERGIBLE. ....	56
4.4	ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO HIDRAULICO Y ELECTROSUMERGIBLE. ....	57
4.4.1	Inversiones.....	58
4.4.2	Ingresos.....	58
4.4.3	Flujo de caja sin implementación del proyecto para el Bombeo Hidráulico.....	63

4.4.4	Flujo de caja con implementación del proyecto del sistema de Bombeo Electrosumergible.....	63
4.4.5	Análisis comparativo de flujos de caja.....	64
<b>CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>67</b>
5.1	CONCLUSIONES.....	67
5.2	RECOMENDACIONES.....	68
<b>REFERENCIA BIBLIOGRAFICAS.....</b>		<b>69</b>
<b>ANEXOS .....</b>		<b>74</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación Geográfica del Bloque Tarapoa.....	6
Figura 2. Ubicación del Campo Mariann, Bloque Tarapoa.....	7
Figura 3. Formaciones de la Cuenca Oriente .....	8
Figura 4. Métodos de levantamiento artificial.....	12
Figura 5. Bombas Quintuplex.....	14
Figura 6. Equipos en superficie del Bombeo Hidráulico.....	15
Figura 7. Equipo de subsuelo del Bombeo Hidráulico.....	17
Figura 8. Bombeo tipo Jet y Pistón .....	18
Figura 9. Cabezal de pozo .....	21
Figura 10. Transformador.....	22
Figura 11. Caja de venteo .....	22
Figura 12. Variador de frecuencia .....	23
Figura 13. Cable de potencia .....	23
Figura 14. Motor del Bombeo Hidráulico .....	24
Figura 15. Especificaciones del motor .....	25
Figura 16. Separador de gas .....	26
Figura 17. Sensor de fondo.....	27
Figura 18. Equipos de subsuelo y de superficie del Bombeo Electrosumergible.....	28
Figura 19. Método de Vogel generalizado .....	32
Figura 20. Pérdida por Fricción.....	43
Figura 21. Curva de comportamiento de las bombas .....	45
Figura 22. Tabla de caída de voltaje.....	49
Figura 23. Curva IPR del pozo Mariann-23 .....	52
Figura 24. Grafica Flujo de caja sin implementación del proyecto.....	64
Figura 25. Grafica Flujo de caja con implementación del proyecto.....	65
Figura 26. Grafica Flujo de caja comparativo .....	66
Figura A 1. Construcción de las Curvas IPR y VLP .....	76
Figura A 2. Caída de Voltaje .....	83
Figura B 1. Listado de las Series de Bomba.....	85
Figura C 1. Curva de comportamiento de la Bomba D460N .....	85
Figura C 2. Curva de comportamiento de la bomba AN550 .....	85
Figura D 1. Numero de secciones de la Bomba D460N Serie 400 .....	85
Figura D 2. Configuración de la Bomba.....	85
Figura E 1. Rangos de capacidad del motor .....	85
Figura E 2. Motor Serie 456 .....	85
Figura F 1. Estado mecánico del pozo Mariann-23.....	85

# LISTA DE TABLAS

**Pág.**

Tabla 1. Propiedades de las arenas del campo Mariann .....	11
Tabla 2. Propiedades de los fluidos en las arenas del Campo Mariann .....	11
Tabla 3. Estado mecánico del pozo .....	28
Tabla 4. Datos del Reservorio del pozo.....	29
Tabla 5. Datos del fluido de reservorio del pozo.....	29
Tabla 6. Factor de corrosión de temperatura .....	48
Tabla 7. Datos obtenidos de la curva de comportamiento de afluencia .....	50
Tabla 8. Comparación de la producción del cambio del sistema .....	50
Tabla 9. Descripción general del sistema seleccionado .....	51
Tabla 10. Bomba D460N Serie 400 .....	53
Tabla 11. Bomba AN550 Serie 380 .....	54
Tabla 12 Configuración de las dos bombas de la bomba D460N .....	54
Tabla 13 Especificaciones el motor seleccionado .....	55
Tabla 14. Comparación de los sistemas de los sistemas de levantamiento .....	56
Tabla 15. Estimación costo de inversión para el sistema de bombeo electrosumergible	58
Tabla 16. Flujo de caja sin implementación del proyecto .....	61
Tabla 17. Flujo de caja con implementación del proyecto .....	62
Tabla A 1. Datos del pozo .....	75
Tabla A 2. Datos de producción .....	75
Tabla A 3. Condición del fluido del pozo .....	75
Tabla A 4. Datos obtenidos de las Curvas IPR y VLP .....	76
Tabla A 5. Bomba seleccionada D460N Serie 400 .....	81
Tabla A 6. Bomba alternativa AN550 serie 380 .....	81
Tabla A 7. Configuración de la Bomba D460 Serie 400.....	82
Tabla A 8. Motor Serie 456 .....	82
Tabla A 9. Factor de corrosión de temperatura .....	84



# **“ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO HIDRÁULICO A ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO DEL CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

## **RESUMEN**

El presente proyecto tiene como objetivo analizar un cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo Electrosumergible en el pozo Mariann-23, perteneciente al Campo Mariann dentro de la Amazonia Ecuatoriano, con la finalidad de aumentar la producción y evaluar la viabilidad del sistema propuesto. La metodología se basó en analizar el estado actual del sistema de levantamiento aplicado en el pozo, de igual manera, las propiedades de fluidos y reservorios, así también el estado mecánico del mismo. Para proceder a realizar la construcción de las curvas IPR (curva de oferta) y VLP (curva de demanda) y la estimación del caudal óptimo de producción, con el fin de realizar el dimensionamiento y selección de la bomba Electrosumergible que sostenga la producción del pozo. Como resultado se obtuvo un aumento de producción mediante el cambio del sistema artificial propuesto. Con el estudio de la viabilidad económica de implementación del proyecto el rendimiento de la TIR es del 6%, a partir de los valores de flujo de caja, siendo superior a la tasa de descuento mensual y a la que se obtuvo sin implementar el proyecto, lo que denota que es una alternativa factible para su ejecución.

**PALABRAS CLAVE: LEVATAMIENTO ARTIFICIAL, BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, BOMBEO HIDRAULICO, CURVA DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIAS, CURVA DE DEMANDA.**

**“TECHNICAL-ECONOMIC COMPARATIVE ANALYSIS FOR  
THE CHANGE OF ARTIFICIAL LIFT SYSTEM FROM  
HYDRAULIC TO ELECTROSUBMERSIBLE PUMPING IN A  
WELL IN EASTERN ECUADOR.”**

**ABSTRACT**

The objective of this project is to analyze a change from an artificial hydraulic pumping lifting system to electrosubmersible pumping in the Mariann-23 well, belonging to the Mariann Field within the Ecuadorian Amazon, in order to increase production and evaluate the feasibility of the proposed system. The methodology was based on analyzing the current state of the lifting system applied to the well, as well as the properties of the fluids, reservoir properties and the mechanical state of the same. To proceed with the construction of the IPR (supply curve) and VLP (demand curve) curves for the estimation of the optimal production flow, to carry out the sizing and selection of the electrosubmersible pump that supports the production of the well. As a result, an increase in production was obtained by changing the proposed artificial system, with the economic viability of implementing the project, an IRR of 6% was obtained, based on the cash flow values being higher than the monthly discount rate and higher than the IRR that was obtained without implementing the project. Which means it's a viable alternative.

**KEYWORDS: ARTIFICIAL LIFT, ELECTROSUBMERSIBLE PUMPING,  
HYDRAULIC PUMPING, INFLOW BEHAVIOR CURVE.**

# **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El mayor inconveniente que enfrentan los pozos durante su vida productiva se centra en la presión de yacimiento que disminuye gradualmente con el tiempo, lo que indica que la tasa producción del líquido decrece hasta que el pozo deja de producir por sí mismo. Por ello, se realiza la implementación de los sistemas de levantamiento artificial empleando fuerza o energía fuera del pozo (Vaca, 2012).

El Pozo Mariann-23 del Bloque Tarapoa ubicado en la provincia de Sucumbíos, actualmente produce con el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico tipo Jet. El pozo presenta un decline en la producción y, además, con este sistema consume una cantidad mayor a la necesaria de fluido motriz, debido a que las bombas están sobredimensionadas (Guzmán, 2016). De tal manera que, se realizará un análisis comparativo del sistema actual y el sistema de levantamiento artificial propuesto con la bomba electrosumergible, teniendo como finalidad demostrar cuál tiene mayor rentabilidad de producción.

## **ANTECEDENTES**

Los sistemas de levantamiento artificial permiten la extracción de fluidos desde el pozo, cuando el yacimiento no tiene suficiente energía para empujar estos hacia la superficie de forma natural, garantizando de esta forma la producción de un campo. Aun así, debido a cambios en el estado inicial de los equipos y los propios del yacimiento, tal como la disminución de la presión del depósito, el tiempo de vida de las herramientas, etc. Por esta razón se han desarrollado métodos para analizar el cambio de un sistema de levantamiento artificial, y por otro lado para incrementar la vida productiva del pozo.

Narváez y Santos en el 2020, proporcionó un análisis técnico - económico en el campo Pucuna para la instalación del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible. Con el fin de aumentar la producción efectuó un análisis del historial productivo y reacondicionamiento, características del reservorio, curvas de comportamiento de afluencias, cálculo de reservas y facilidades de superficie. En su estudio, escogió la productibilidad con sistema de bombeo hidráulico. Se concluyó que la producción del campo se incrementaría en un 38% con el cambio a los sistemas de levantamiento electrosumegible.

Castro y Marcelo en el 2019, desarrollaron una evaluación sobre el cambio del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico tipo jet en el campo M, Colombia. Para ello, se analizó curvas de comportamiento de afluencia obtenidas mediante análisis nodal y las características del fluido en superficie a partir de datos del campo, a través de selección de dos pozos candidatos para el diseño de la bomba hidráulica donde se observó una mejora, siendo superior al 50% con respecto al sistema levantamiento actual implementado.

Centeno en el 2016, analizó el cambio de sistema de levantamiento de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos del campo Sacha Norte 1, con la ayuda de programas computacionales de la compañía Schlumberger, se determinó la rentabilidad del cambio de sistema a través del programa OFM. Mientras en el programa PISPEM mostraba los modelos físicos y dinámicos que se obtuvo mediante al cambio de sistema. Concluyó que, el cambio de sistema de levantamiento únicamente sería en el pozo Sacha 14 debido a su alto potencial que pudo incrementar la tasa de producción de 547 BFPD a 1.160 BFPD.

Roca y Perero en el 2016, estudiaron la factibilidad técnica y económica del cambio de sistema de levantamiento artificial en cuatro pozos del campo FICT. Mediante cálculos realizados demostraron que la producción de petróleo aumento con el cambio del sistema levantamiento por bombeo electrosumergible, obtuvieron una producción aproximada de 1410 BPPD, en comparación con el sistema levantamiento por bombeo hidráulico, con

una producción de 895.54 BPPD. Además, los factores económicos arrojaron resultados positivos, consecuentemente el proyecto resultaba económicamente viable.

Ortega en el 2015, empleo un cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en la estación Shushuqui del Área Libertador dentro de la Amazonia Ecuatoriana, con el fin de incrementar la producción, por la cual construyó curvas de comportamiento de afluencia para el diseño y selección de la bomba electrosumergible. La selección estuvo compuesta de cinco pozos y concluyo que la producción al implementar el sistema de levantamiento artificial fue de 47%, así mismo, el costo de producción tuvo un ahorro de 1.55 USD con respecto al bombeo hidráulico.

Vaca en el 2012, busco aumentar la producción a través de la implementación del sistema de bombeo electrosumergible a pozos con sistema de bombeo hidráulico en el Área Sacha, efectuó un análisis técnico de la situación actual del sistema de producción, disponibilidad de equipos e historial de producción para el diseño del sistema de bombeo electrosumergible. Seleccionó diez pozos para el cambio de sistema teniendo como resultado un incremento equivalente al 7.52% de la producción total prologando el tiempo de la vida útil de los pozos seleccionados.

R. Ortega y Rojas en el 2012, plantearon un cambio de sistema bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos de baja presión en el Área Lago Agrio, mediante el diseño de la bomba electrosumergible de manera manual y al mismo tiempo a través del software Sub Pump 9.6. Para el cambio del sistema de levantamiento artificial eligió el pozo GTA - 40D que se logró un aumento del 28% de su producción, además del pozo PRH-15D que obtuvo un aumento de la producción del 38%. Esto es resultado de la utilización de separadores de gas de alta eficiencia permitiendo así la operación de pozo con baja presiones.

## **OBJETIVOS**

### **1.1.1 Objetivo general**

- Elaborar un estudio comparativo técnico-económico para realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en el pozo Mariann-23 del Campo Mariann.

### **1.1.2 Objetivos específicos**

- Análisis de la curva IPR y VLP de la producción deseada para el sistema de levantamiento electrosumergible.
- Dimensionar el sistema de levantamiento artificial electrosumergible que se acople a las especificaciones técnicas del pozo.
- Elaborar un análisis económico para determinar la rentabilidad del cambio de sistema de levantamiento artificial electrosumergible.
- Comparar técnicamente el sistema de levantamiento artificial propuesto y el actual.

## **JUSTIFICACION**

En el Oriente Ecuatoriano, es común la implementación de sistemas de levantamiento artificial debido al proceso de depletación natural de los yacimientos al tratarse de campos maduros, con un decaimiento en la tasa de producción del 28 % anual en promedio (Torres, 2021).

El pozo Mariann-23 presenta una declinación de producción debido al sobredimensionamiento en el sistema de bombeo hidráulico que ocasiona problemas de rendimiento en la producción (Guzmán, 2016). Por consiguiente, se analizará si el cambio del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible es una alternativa viable, debido a ciertos parámetros de operación en el sistema de bombeo hidráulico que no son pertinentes. El sistema de levantamiento artificial adecuado para la característica de un pozo determinado tiene incidencia en la producción y en el futuro rendimiento. Durante los últimos años se ha visto la necesidad de implementar nuevos métodos,

tecnologías que permita obtener una mayor producción con un menor costo de operación, además de reducir problemas recurrentes de diseño y operación en los sistemas de levantamiento artificial.

## **ALCANCE**

Este proyecto se centrará directamente en el estudio y análisis de la producción del pozo Mariann-23 mediante la estimación del caudal óptimo de producción a través de la interpretación de las curvas IPR y VLP, para el dimensionamiento del sistema electrosumergible.

## **HIPÓTESIS**

Al estimar el caudal óptimo mediante las curvas y dimensionar el sistema propuesto para el cambio, se espera aumentar en un 6% la tasa de producción de petróleo para el pozo Mariann-23 del bloque Tarapoa.

## **VARIABLES**

### **1.1.3 Variable Dependiente**

- Caudal de producción del pozo
- Precio de aplicación del nuevo sistema de levantamiento artificial
- Presión de fondo fluyente

### **1.1.4 Variable Independiente**

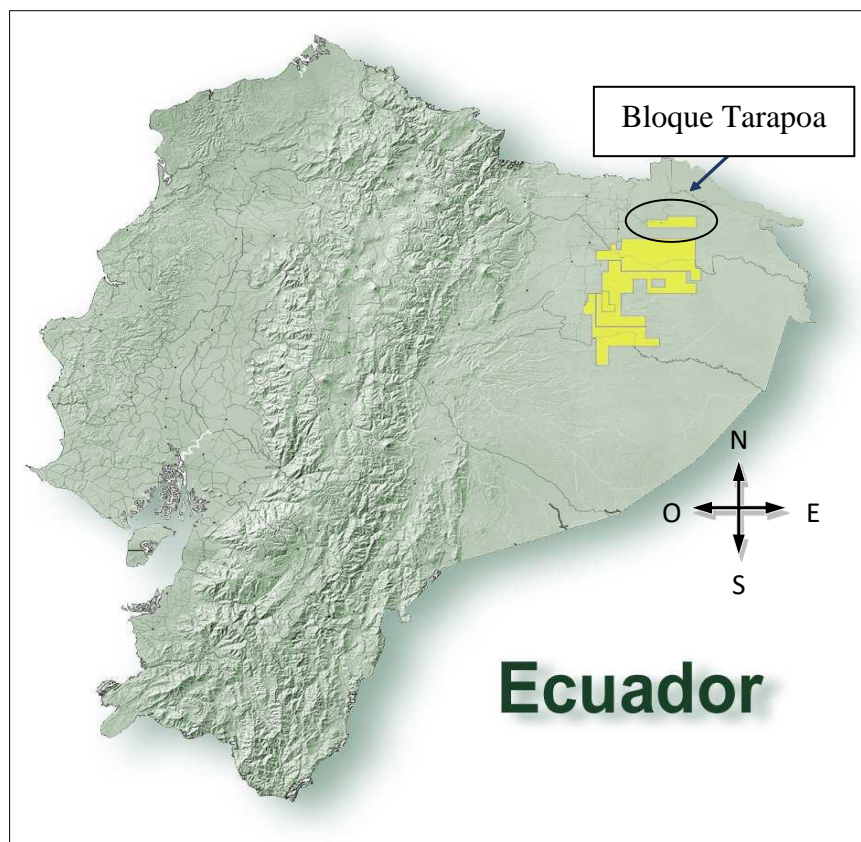
- Presión de reservorio
- Presión de burbuja

## CAPITULO II: MARCO TEORICO

### GENERALIDADES DEL CAMPO MARIANN

#### 2.1.1 Ubicación geográfica.

El Campo Mariann se encuentra ubicado en el extremo occidental del Bloque Tarapoa en la provincia de Sucumbíos dentro de la Amazonia Ecuatoriana como se muestra en la (Figura 1). Está delimitado al Norte por los campos Mariann-4A, al Sur con el bloque 15, al Este con la reserva de Cuyabeno y al Oeste con los campos de Fanny, Dorine, Tarapoa y Chorongó (Guzmán, 2016). Su ubicación geográfica se muestra en la Figura 2.



*Figura 1. Ubicación Geográfica del Bloque Tarapoa (Bustillos, 2008).*



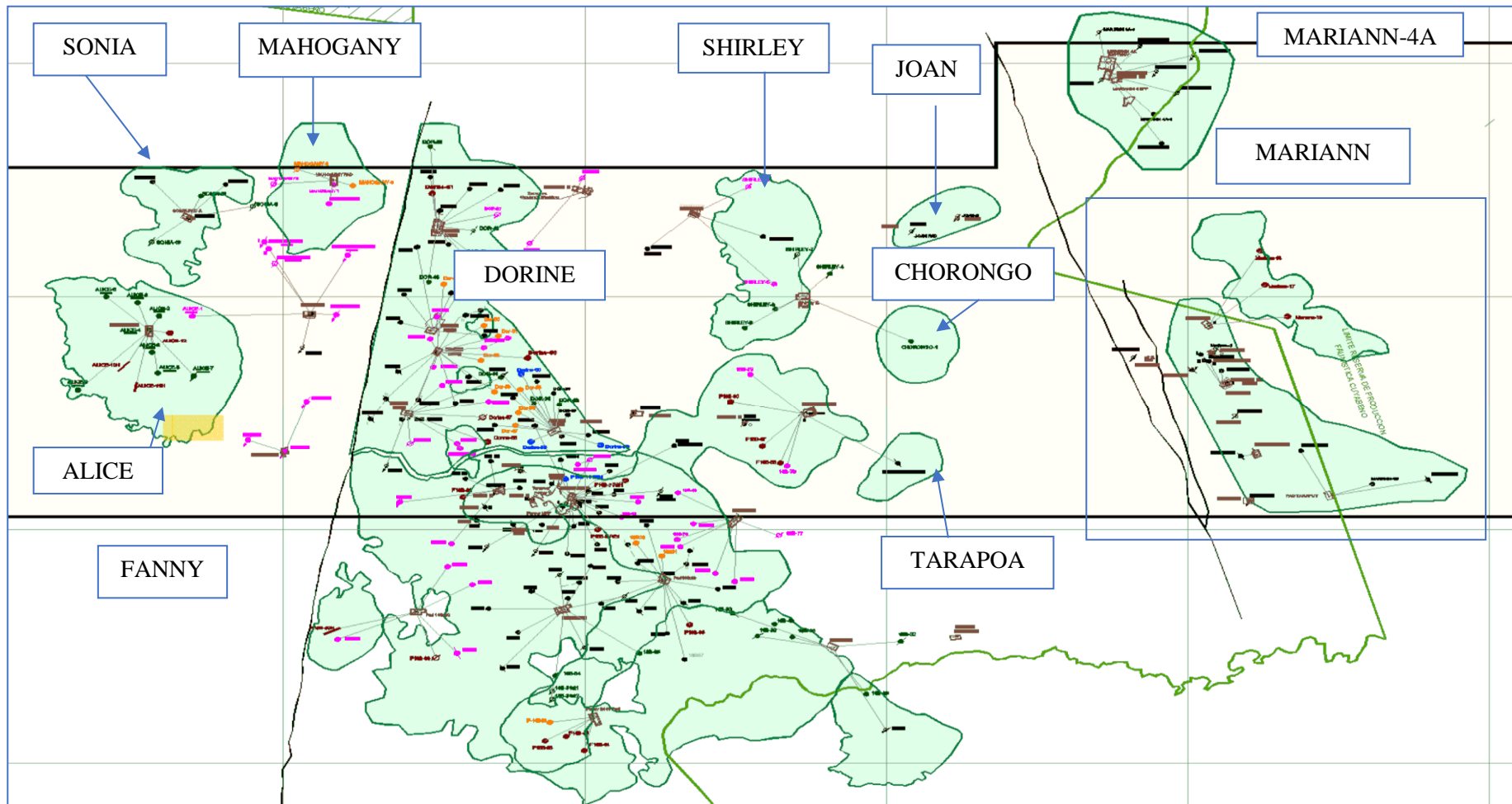


Figura 2. Ubicación del Campo Mariann, Bloque Tarapoa (Bustillos, 2008).

## 2.1.2 Descripción Geológica del Campo Mariann

El campo Mariann está constituida de estructuras anticlinales falladas, siendo la formación Napo con mayor producción de hidrocarburos formada de una serie de secuencias cíclicas compuesta de arcilla y limolitas intercaladas con arenisca de origen marino-marginales a continental (Arias, 2011). La formación Napo está ubicada sobre la formación Hollín y esta ha sido dividida según Tschopp en cuatro secciones: Napo Basal, Napo Inferior, Napo Media y Napo superior (Tschopp, 1953). Dentro del campo Mariann la zona productora y de principal interés es de la formación Tena, arenisca basal tena y de la formación Napo, arenisca en U y T inferiores (Guzmán, 2016).

## 2.1.3 Características del reservorio del Campo Mariann

En la columna estratigráfica como se muestra en la figura 3. En el periodo cretácico ubicamos las formaciones Tena y Napo que contiene presencia de hidrocarburos y los yacimientos productores son las areniscas: Basal Tena, Napo “U”, “T” y “M1” que son los que aparecen en el campo Mariann.

ERA	PERIODO	EDAD	FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION LITOLOGICA	
MESOZOICO	CRETACICO	CENOMANIANO - CAMPANIANO	TENA			ARCILLAS ROJAS	
				ARENISCA BASAL TENA		ARE. QZ. CEM. CALCAREO	
			NAPO	ARENISCA "M - 1"		ARE. QZ.	
				LUT. NAPO SUP.	CAL "M - 1" MARC. L. CAL "M - 2"	LUTITAS GRISES OSCURAS Y CALIZAS MICRITICAS	
				ARENISCA "M - 2"		ARE. QZ. GLAUC.	
				CALIZA "A"		CALIZA BIOMICRITICA	
				ARENISCA "U"	SUPERIOR MEDIA INFERIOR	ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ.	
				CALIZA "B"		CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.	
				ARENISCA "T"	SUPERIOR MEDIA INFERIOR	ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ. GLAUC.	
				CALIZA "C"		CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.	
				ARENISCA BASAL NAPO		ARE. GLAUC. QZ.	
				HOLLIN	PRINCIPAL		ARE. QZ.
					INFERIOR		
							PRE - CRETACICO

Figura 3. Formaciones de la Cuenca Oriente (Mera, 2014).

- ***Arenisca Basal Tena.*** - La arena Basal Tena posee intercalaciones que están constituidas por arcillolita y limonita, con propiedades tal como: cemento calcáreo, transparente, cuarzosa, matriz caolinita que regularmente son de color blanco o blanco lechoso. Su tamaño de grano es muy fino a fino con una permeabilidad de 600 a 1000 md, así mismo la porosidad es del 17% y tiene un espesor de 6 a 90 pies (Quishpe y Ruiz, 2015).
- ***Arenisca M-I.*** - Las características de esta arenisca son las siguientes: tamaño de grano de fino a mediano con un aspecto angular a redondeada, casualmente de color café claro, cuarzosa, transparente a traslucida, poco friable, moderadamente sorteado. Adicionalmente está dominada por secuencias fluviales y de marea que cambian progresivamente por canales de marea abandonado y relleno por secuencia de lodo. Además, presenta arenisca intercalada con lutita que se encuentra en la parte inferior de la arena. Existe presencia de manchas de hidrocarburo (Guzmán, 2016).
- ***Arenisca U.*** - Contiene dos segmentos porosos y está separado por una capa de estratos calcáreo designado Marcador “U” Medio. En cuanto al espesor tiene un promedio de 29 pies, dividiendo así la arenisca de “U” inferior y “U” Superior. Esta arenisca tiene presencia regularmente sedimentaria y arcillosa es cuarzosa de grano muy fino a medio, con un aspecto de forma sub redondeada de color gris claro a gris oscuro con presencia de hidrocarburos (Reinoso, 2019).
- ***Arenisca “U” inferior.*** - Esta arenisca es de color clara, cuarzosa, de grano medio a fino con pequeñas intercalaciones de lulitas y limolitas, su forma de grano es subredonda a subangular. Debido a la falta de interestratificación y espesor con depósitos finos de planicie la conectividad del reservorio es buena y por lo consiguiente la calidad promedio es excelente. Esta formación tiene presencia de hidrocarburos (Moya, 2017).
- ***Arenisca “U” Superior.*** - Generalmente el potencial de esta formación es poco, debido a que su permeabilidad que es relativamente baja, la calidad de este reservorio puede ser de menos a más. Está constituida de arenisca cuarzosa de

grano fino a medio, cuerpos lutíticos intercalados y con espesor entre 30 a 130 pies. La forma del grano es subredondeado a subangular (W. Sánchez, 2014).

- ***Arenisca T.*** - Principalmente está compuesta de arenisca cuarzosa, grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los poros generalmente están rellenos con caolinita e illita. Está dividido en arenisca T superior y arenisca T inferior (Sánchez, 2014).
- ***Arenisca “T” Inferior.*** - Esta arenisca se caracteriza por el contenido de lodolitas arenosa o arcilla de grano fino a medio y abundante bioturbación, de igual manera, posee un espesor de 2 a 10 pies en cuerpos arenosos divididos por depósitos arcillosos marino-calcareos y limonitas (Arias, 2011).
- ***Arenisca “T” Superior.*** - La calidad este reservorio es de buena a excelente, debido a la ausencia de interstratificación y al espesor que contiene depósitos finos de planicie. Además, esta formación está constituida por arenisca de grano medio a grueso con pequeñas capas de intercalado de lodolita o arcilla. La arenisca posee un espesor de 74 a 118 pies con una permeabilidad de 50 y 400 md, de igual forma, tiene una porosidad de 17% y una salinidad de 3000 a 4000 ppm. El petróleo en este reservorio tiene una gravedad Api del 31° (Yajamin, 2015).

#### **2.1.4 Análisis de las propiedades de las arenas del Campo Mariann**

En la tabla 1 muestra los parámetros de cada uno de los reservorios tales como la porosidad, siendo el porcentaje a la fracción en volumen de los espacios huecos en relación al volumen total de la roca, por otra parte, la permeabilidad es una propiedad que tiene la facilidad de desplazar los fluidos, su unidad se mide en milidarcy y finalmente la situación de agua que se mide en porcentajes.

*Tabla 1. Propiedades de las arenas del campo Mariann (Guzmán, 2016; Mera, 2014).*

<b>Campo</b>	<b>Formación</b>	<b>Ø (%)</b>	<b>K (md)</b>	<b>Swi (%)</b>	<b>Espesor (Pies)</b>
<b>Mariann</b>	Basal Tena	17	800	35	6-90
	Arenisca M-1	27	2750	29	15-100
	Napo U Inferior	18	550	26	20-40
	“U” U Superior	17	515	31	30-130
	Napo T Inferior	19	400	33	20-118
	“T” T Superior	16	375	31	15-50

### 2.1.5 Características de los fluidos del campo Mariann

En este estudio, se procede analizar las principales características de los fluidos presentes en el campo Mariann con el propósito de analizar los datos PVT, que corresponden a las diferentes arenas como se muestra en la tabla 2.

*Tabla 2. Propiedades de los fluidos en las arenas del Campo Mariann (Guzmán, 2016)*

<b>Parámetros</b>	<b>Basal Tena</b>	<b>Arenisca M-1</b>	<b>Napo U</b>	<b>Napo T</b>
<b>Pr (Psi)</b>	2450	2.200	3100	3200
<b>Bo (BL/BLF)</b>	1.18	1.14	1.19	1.26
<b>Co (1/Psi*10<sup>-6</sup>)</b>	6.5	6.9	6.05	5.9
<b>μo (Cp)</b>	15.95	13.47	7.89	1.93
<b>GOR (Pcs/Bf)</b>	130.33	129.55	131.95	130.10
<b>API</b>	20.0	19.0	21.0	30.0
<b>Temp. Del Reservorio (°F)</b>	191	200	210	215

El crudo correspondiente a la arena Basa Tena presenta densidades de 18° y 20 ° API, denominados crudos pesados. En la Arena M1 con densidad de 19° API, el crudo de la Arenisca Napo U con una densidad de 21° y por último el Napo T produce un crudo liviano cuya densidad bordea los 30° API.

## SISTEMAS DE LEVATAMIENTO ARTIFICIAL

Son utilizados comúnmente en la industria , cuando el pozo deja de producir de manera natural, se requiere el uso de una fuente de energía externa, para levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie como se muestra en la figura 4, la finalidad de los métodos de levantamiento artificial es maximizar la diferencial presión del yacimiento, con el objetivo de tener mayor de fluidos (Vega y Lara Joan, 2013).

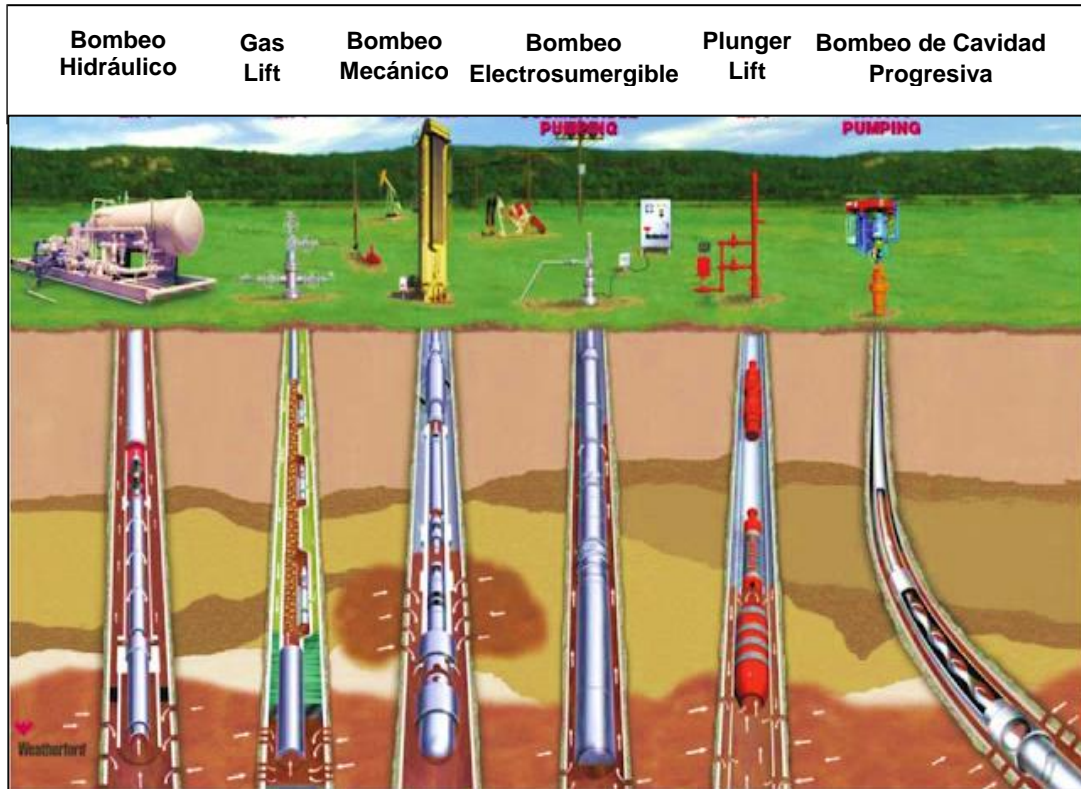


Figura 4. Métodos de levantamiento artificial (Vega y Lara Joan, 2013)

Los métodos de levantamiento artificial se clasifican en:

- **Métodos Convencionales.** - Son aquellos comúnmente aplicados para la producción de petróleo, ya que son los más utilizados en la producción, como es el: Bombeo Mecánico y Gas Lift (Vega y Lara Joan, 2013).
- **Métodos no Convencionales.** - Son sistemas desarrollados para aumentar la vida productiva del pozo, los sistemas han mejorados tecnológicamente siendo implementados en los últimos años, el cual son los siguientes: Bombeo

Electrosumergible, Bombeo Hidráulico y Bombeo por Cavidad Progresiva (Vega y Lara Joan, 2013).

## **FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO**

### **2.1.6 Descripción general del sistema de Bombeo Hidráulico**

Desde el principio de las décadas de 1930 se ha empleado como sistema de levantamiento artificial el sistema de Bombeo Hidráulico. Este sistema a ayuda a transferir energía en el fondo del pozo por medio del uso de un fluido presurizado conocido como fluido motriz, que es bombeado a través de la tubería y eleva el petróleo a la superficie (Temizel et al., 2020).

Se basa en la ley de Pascal (1623-1662), que dice “El cambio de presión ejercido sobre un líquido en reposo dentro de un recipiente se propaga sin alteración a través de todo el fluido. Es lo mismo en toda la dirección y sobre el actúan fuerzas perpendiculares a las paredes que lo contiene”. Esta ley de pascal en la industria implica transferir la presión a partir de una estación central en la superficie, a través de una tubería llena de líquido a cualquier número de pozos (Centeno, 2016).

Existe dos tipos de unidades: El sistema de bombeo tipo pistón poseen dos pistones alternativos, donde uno de ellos se utiliza para el fluido motriz en tanto que el otro se usa para fluidos del pozo. El fluido motriz de alta presión recorre por la tubería de producción hasta el motor que impulsa estos pistones para llevar el fluido a la superficie (Santos, 2015; Temizel et al., 2020).

Por otro lado, el sistema de bombeo a chorro transfiere el fluido motriz por la tubería de producción e ingresa por la tobera de la bomba hasta la boquilla en la parte inferior del pozo en el cual la energía de la presión generada por el fluido motriz se convierte en energía cinética y mediante un difusor se controla la velocidad y la presión para que los fluidos lleguen a la superficie (Santos, 2015; Temizel et al., 2020).

## 2.1.7 Componentes básicos del sistema de Bombeo Hidráulico

### 2.1.7.1 Equipo de superficie

En la figura 6, se muestran los componentes de cada una de las partes de los equipos de superficie del sistema de Bombeo Hidráulicos que tiene como finalidad llevar los fluidos hacia subsuelo que es bombeado a través de la tubería.

- **Tanques de fluido de potencia o fluido motriz.** - El tanque de fluido de potencia es un depósito que almacena el fluido motriz que se bombea en el fondo del pozo, bien sea agua o petróleo, este recipiente tiene la capacidad suficiente para almacenar el fluido de motriz. En un sistema abierto requiere de tanques de almacenamiento la cual se distribuye al sistema de bombeo el fluido motriz. De la misma manera en un sistema cerrado necesita de propios tanques de almacenamiento y equipos de limpieza para su correcto funcionamiento. La operatividad de los equipos es independiente de las realizadas en la estación de producción (Centeno, 2016).
- **Bombas Tríplex o Quintuplex de superficie.** - Son bombas de acción recíproca, puede ser bombas múltiplex o tríplex como se muestra en la figura 5, que son requerida para proporcionar la energía necesaria para la inyección de fluido potencia desde el tanque de almacenamiento hasta la entrada, de las cuales puede, ser impulsada por un motor eléctrico o un motor de combustión interna (Figuroa y Tibaduisa, 2016).



Figura 5. Bombas Quintuplex (Narváez, 2011)



- **Válvula de control.** - La válvula de control distribuye y controla el suministro de fluido motriz mediante el accionamiento de la bomba ubicada en el pozo. El accionamiento de la bomba se realiza con el movimiento de la palanca la cual el fluido motriz baja por la tubería de inyección accionada por la bomba (Figueroa y Tibaduisa, 2016).
- **Cabezal del pozo.** - Es un componente en superficie que su principal función es guiar el fluido motriz hacia el fondo del pozo y llevar a cabo el funcionamiento de la bomba. Además, proporciona un medio para enviar el fluido de potencia a la línea adecuada (Roca y Perero, 2016).

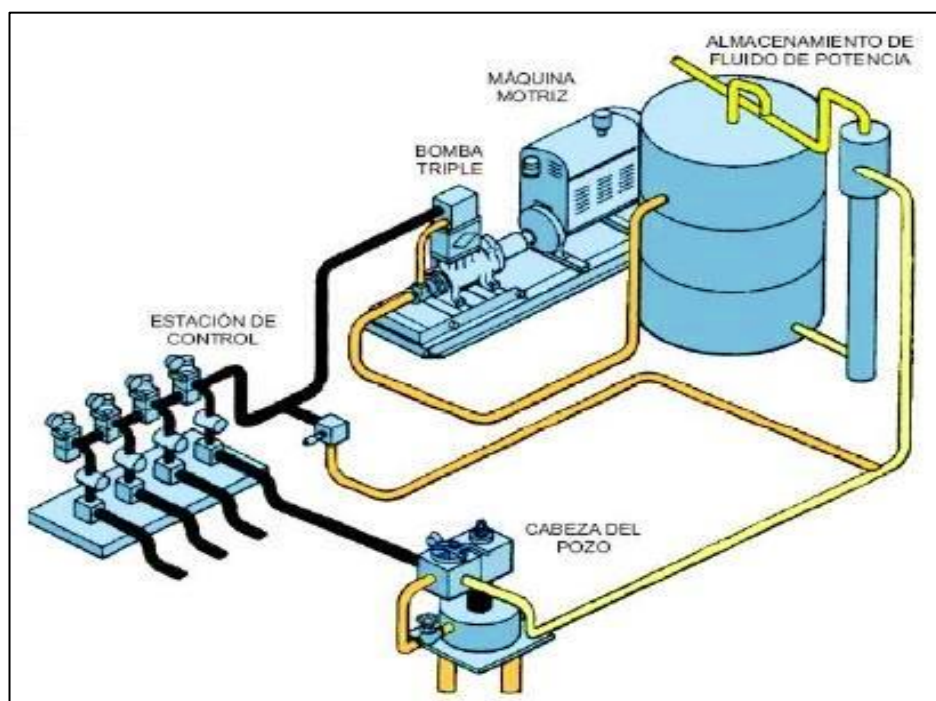


Figura 6. Equipos en superficie del Bombeo Hidráulico (Roca y Perero, 2016)

### 2.1.7.2 Equipo de subsuelo

En la figura 7, se muestra los componentes de cada una de las partes de los equipos de subsuelo del sistema de Bombeo Hidráulicos que tiene como finalidad llevar los fluidos desde la zona formación productora hacia el cabezal del pozo de forma adecuada y a las instalaciones en superficie.

- **Arreglo de tubería.** - El arreglo de la tubería permite clasificar los diferentes tipos de instalaciones que puede realizar el sistema de bombeo hidráulico, tal como, el inserto fijo, entubado fijo, bomba libre tipo paralelo y tipo entubado (Figueroa y Tibaduisa, 2016)
- **Bomba Hidráulicas de Succión.** - La bomba está ubicada en el fondo del pozo, es la parte fundamental del sistema de bombeo hidráulico, su funcionamiento se basa en el mismo principio que la bomba mecánica, pero se diferencia de esta, en la bomba hidráulica la varilla se mueve de manera ascendente y descendente, se encuentra dentro del interior de la bomba (Figueroa y Tibaduisa, 2016).
- **Sistema de fluido motriz.** - En un sistema de bombeo hidráulico, el fluido motriz (generalmente es petróleo crudo o agua), transfiere la potencia a la bomba de subsuelo y al mismo tiempo lubrica todas sus partes móviles. El transporte de fluido motriz y el fluido producido depende del tipo de sistema de fluido que puede ser un sistema abierto o cerrado (Santos, 2015).
- **Sistema de fluido abierto.** - El sistema de fluido abierto permite la mezcla de fluidos tanto del fluido de potencia como el fluido producido del pozo, de tal manera que requiere de dos conductores de fluidos, uno para inyectar el fluido motriz dirigida a la parte motora de la bomba en tanto el otro para el retorno de la mezcla hacia la superficie en el espacio anular (Santos, 2015).
- **Sistema de fluido cerrado.** - El sistema de fluido cerrado, no permite la mezcla de fluido de potencia y del fluido de producción, en ninguna parte del sistema, por tanto, se requiere una sarta adicional de tubería para transportar el fluido de producción hasta los tanques, por otro lado, el fluido de potencia regresa al tanque para volverse presurizar y recircular (Santos, 2015).

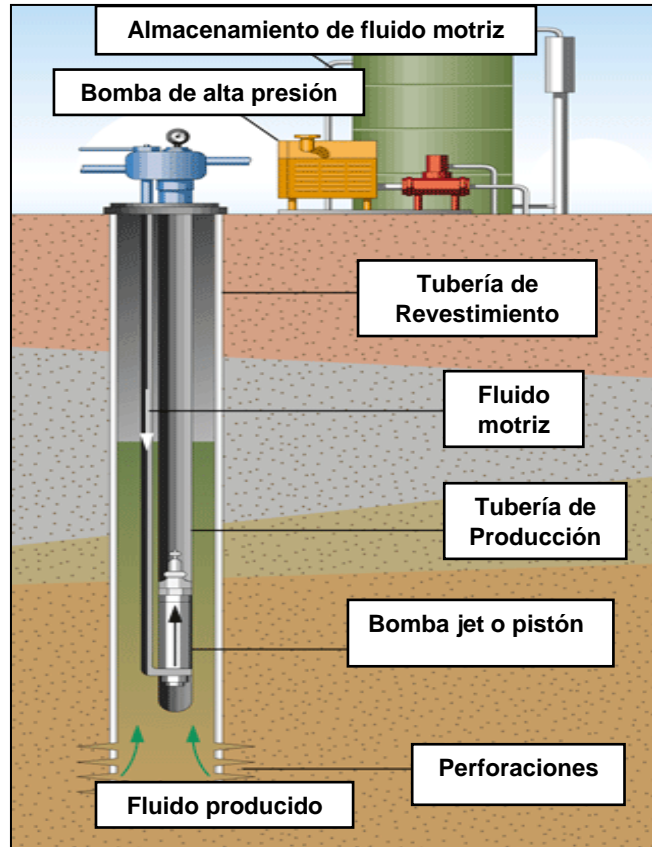


Figura 7. Equipo de subsuelo del Bombeo Hidráulico (Temizel et al., 2020)

### 2.1.7.3 Tipos de sistema de Bombeo Hidráulico

- **Bombeo tipo pistón.** - El principio de funcionamiento de las bombas hidráulicas tipo pistón como se muestra en la figura 8 se puede explicar de la siguiente manera. El fluido de potencia ingresa a la bomba por la parte superior de tal manera que empuje el pistón hacia el extremo opuesto. Cuando el pistón de la bomba completa la carrera, la varilla del pistón activa la válvula motriz, permitiendo que el fluido sea enviado a un extremo del cilindro y salga por el extremo contrario del cilindro, este movimiento se alterna. El movimiento anterior se transmite al pistón inferior, creando el desplazamiento del fluido que ingresa al cilindro por la parte inferior de la bomba (Figuroa y Tibaduisa, 2016).

- Bombeo tipo jet.** - Las bombas hidráulicas de chorro o tipo jet mostrada en la figura 8, son similar al bombeo tipo pistón y los distintos equipos colocados en la superficie son lo mismo para ambos sistemas de bombeo. La principal diferencia está en la ubicación de la bomba en el pozo. Al igual que con las bombas de pistón, el fluido de potencia ingresa a la bomba desde la parte superior, pasa a través de la tobera e inyecta el fluido en la garganta de entrada de fluido del pozo que se comunica con la formación productora. Los fluidos de formación y de motriz se mezcla, durante este proceso ocurre una transferencia de energía del fluido motriz hacia el fluido de formación. El líquido resultante ingresa al difusor, donde la energía que lleva el fluido es transformada en una presión estática. Cuando esta presión excede la presión aplicada por fluido en el espacio anular, se fija el flujo hacia superficie (Figuroa y Tibaduisa, 2016).

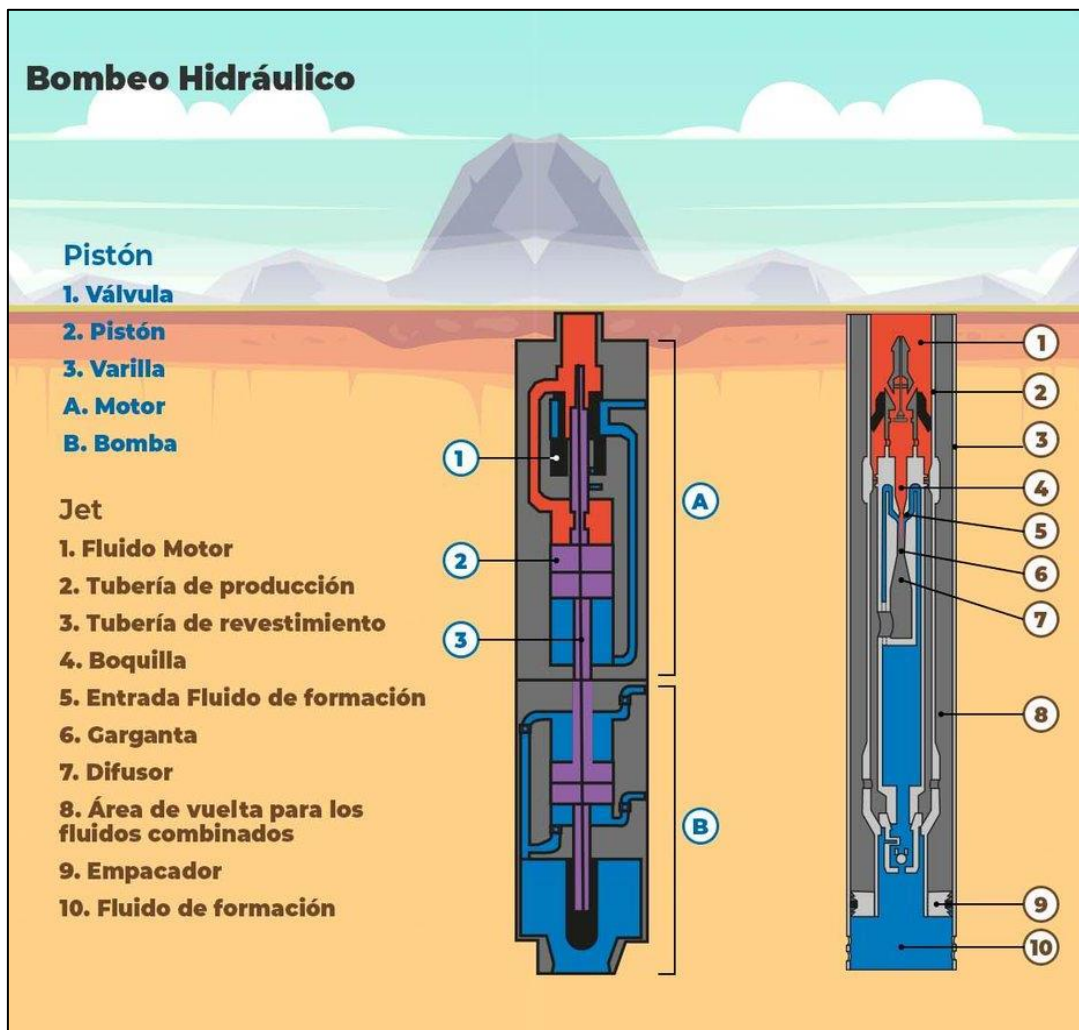


Figura 8. Bombeo tipo Jet y Pistón (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2022)

## FALLAS O PROBLEMAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

Los problemas más comunes que se presentan en equipos de fondo en el bombeo Hidráulico son los siguientes:

- ***Falla de la válvula de pie, la empaadura o tubería de revestimiento.*** -  
Mediante mediciones en el tanque de fluido motriz, en una pérdida de fluido de acondicionamiento que se está perdiendo fluido dentro del pozo, por consecuencia la válvula de pies, la empaadura o la tubería de revestimiento tiene fuga (Guzmán, 2015).
- ***Tubería perforada.*** - El problema que con lleva a una tubería perforada durante los retornos de regreso de la sarta de tubería es debido a que la bomba no se desasienta de manera apropiada. En consecuencia, si la bomba no se desasienta y si hay retornos por el lado de la tubería, el fluido transitado desde la tubería de revestimiento hasta la tubería en un punto de la bomba provoca dicho inconveniente (Villegas, 2013).
- ***Perdida de fluido Motriz.*** - Cuando hay perdidas de fluido motriz su motivo puede ser:
  - Hueco en la tubería de revestimiento.
  - Aumento en el fluido motriz.
  - Fuga en la empaadura.
  - El diámetro exterior del asiento de la válvula de pie presenta daños en el diámetro.

Los orígenes pueden ser por desgaste en la sección motriz de la bomba, daño en el cuello de sellamiento, desgaste de los cuellos de la bomba o una fuga en la tubería de alta presión.

## **VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO**

### **2.1.8 Ventajas**

- La profundidad no es limitante para elevar grandes volúmenes 500 Bppd desde 1500 Pies.
- Perforaciones oblicuas representa mínimo problemas.
- Es aplicables a completaciones múltiples.
- Puede bombear pozos que tenga baja presión
- El tamaño de la bomba, así como su velocidad puede ser cambiados fácilmente, manteniendo la condición de pozo.
- Es más flexible para adaptarse a cambios con respecto a la tasa de producción
- Tolerancia a relaciones gas/liquido relativamente altas aproximadamente de 300 Scf/Bbl.

### **2.1.9 Desventajas**

- Producción de solidos es dificultosa.
- Los costos de producción pueden llegar a ser altos.
- Las altas temperatura pueden causar fallas en la empaadura.
- Generalmente es sensible a las concentraciones de gas, que normalmente no es venteado.
- El mantenimiento de los equipos para altas presiones en la superficie es altamente costo.
- Pozos desviados pueden presentar problemas.
- Las altas relación de gas líquido en la entrada de la bomba afectan la eficiencia de la misma.
- Se requiere tratamiento para acondicionar al fluido motriz.

## FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

### 2.1.10 Descripción general del sistema de levantamiento

El sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible es catalogado como un método de gran avance en la industria petrolera como se muestra en la figura 20, sirve para la extracción artificial de volúmenes respectivamente altos que consiste en convertir la energía procedente del motor, en presión dentro del líquido que se está bombeando. El bombeo electrosumergible para poder levantar la columna de fluidos desde el subsuelo hasta superficie emplea una bomba centrífuga multietapas en el fondo del pozo. Es una bomba multietapa tipo centrífuga, su principal función es imprimir a los fluidos del pozo y el aumento de presión necesaria para conducirla hasta superficie. El diámetro de fabricación depende del espacio que se sitúa en cada pozo, además la carga hidrostática, el diseño de las etapas internas, velocidad de giro del motor y las propiedades del fluido influyen para el caudal de descarga (Guadalupe y Zambrano, 2017)

### 2.1.11 Componentes básicos del sistema de bombeo electrosumergible

#### 2.1.11.1 Equipo en superficie

- **Cabezal de pozo.** - Un cabezal debe estar equipado en la tubería tipo empaque cerrado. Los cabezales en superficie pueden ser de diferentes tipos, el más común es el cabezal tipo hércules (Proaño, 2012)



Figura 9. Cabezal de pozo (Gualacata, 2020)

- **Transformadores.** - También llamado elevadores estos son instalados entre el panel de control y el motor de fondo, además se puede elevar el volteje entre 1500 a 4000 voltios (Orejarena, 2018).



*Figura 10. Transformador (Figueroa y Tibaduisa, 2016)*

- **Cable de superficie.** - El cable Permite conectar la caja de unión con la salida del tablero de control, de igual forma conecta la entrada del tablero de control con el lado secundario del transformador primario (Yajamin, 2015).
- **Caja de venteo.** - Suministra una conexión desde el tablero de control hacia el cable de potencia conectado a un motor de fondo y una de sus principales ventajas es que permite un fácil acceso para la toma de los respectivos parámetros eléctricos del equipo de fondo (J. Ortega, 2015).



*Figura 11. Caja de venteo (Chuquimarca, 2015)*



- **Tablero de control.** - Es un dispositivo que permite controlar los desbalances de corrientes y arranques excesivos, también es usado como un arrancador suave para el motor (Pillajo y Zambrano, 2012)
- **Variador de frecuencia.** - Consiste en controlar la velocidad del motor de fondo, además provee la relación constante entre la frecuencia y el voltaje para mantener condiciones apropiadas de operación y por lo consiguiente una producción óptima (Cano y Sarmiento, 2016).



Figura 12. Variador de frecuencia (Chuquimarca, 2015)

### 2.1.11.2 Equipos de subsuelo

- **Cable de Potencia.** - Es diseñado según las características y necesidades de cada pozo, puede ser redondo. Esta conecta al motor de fondo con el sensor de fondo, y a su vez transporta hacia superficie por medio de una señal eléctrica que envía el sensor (Centeno, 2016).

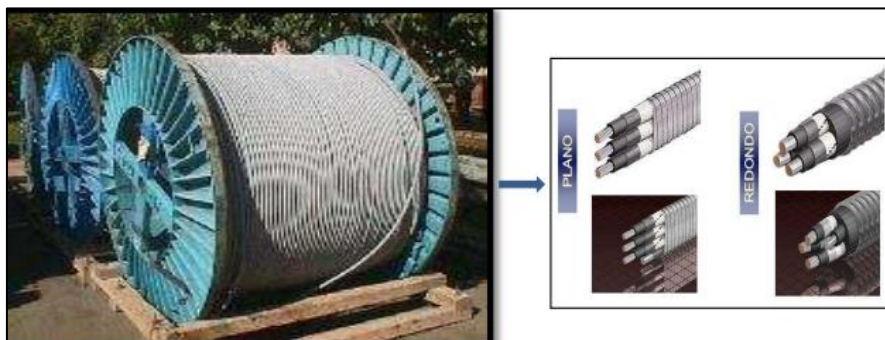


Figura 13. Cable de potencia (Goyes y Jennifer, 2012)

El cable adecuado de potencia para cada aplicación se debe tener en cuenta los siguientes:

- Las dimensiones físicas
  - Temperatura
  - Condiciones de manejo
  - Propiedades eléctricas
  - Espacio que hay de disposición
- **Admisiones de la bomba.** - Son parte del separador de gas, y permiten que los fluidos ingresen a la bomba.
  - **Protector de motor.** - Aíslan los motores de los fluidos del pozo, conectan las bombas a los motores y también sirven como reserva de aceite y además igualan la presión entre el motor y el pozo (Reyes, 2020).
  - **Motor.** - Generalmente es un motor eléctrico de inducción trifásico bipolar, lleno de aceite para su lubricación y enfriamiento, y con potencias nominales oscilante entre 7,5 KW y más de 750KW de operación (Gallo y Vásquez, 2018).

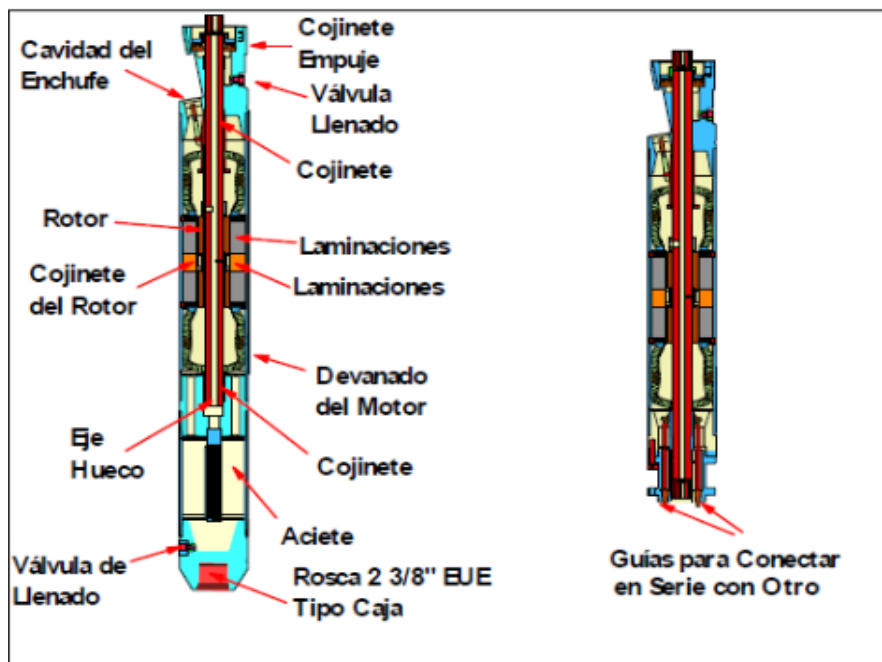
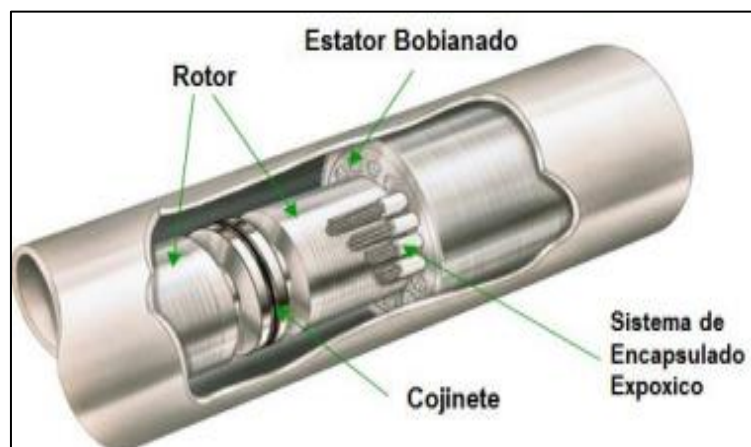


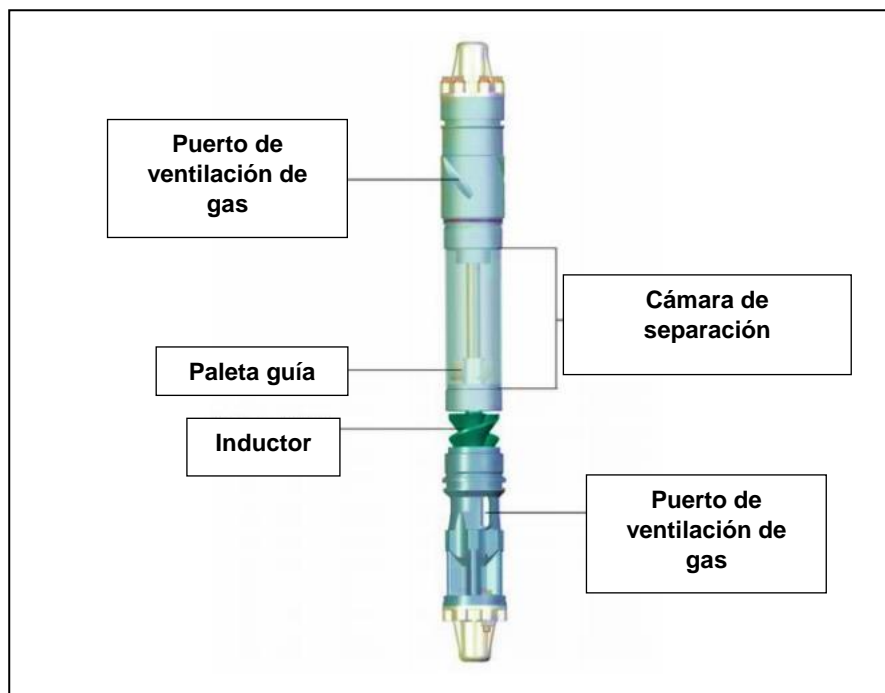
Figura 14. Motor del Bombeo Hidráulico (C. Cano y Sarmiento, 2016)

- **Eje.** - Hace girar el sistema y está situado en la parte interna del motor, es hueco, con el fin de permitir el paso del aceite lubricante y enfriador a través del motor (Savedra, 2013).
- **Cojinete de empuje.** - Cumple la función centralizándose y fija el conjunto de rotores, estos se mantienen como elementos estáticos (Obando, 2014).
- **Carcasa.** - Cuando se diseña se debe tener en cuenta escoger el material adecuado que se adapte a las condiciones del pozo, la carcasa es el material que recubre las partes internas del motor (Bustamante, 2007).
- **Rotor.** - Es rotor es un elemento que genera los Hp del motor, está constituido principalmente por láminas de hierro (Valdés y Cando, 2018).
- **Estator.** - Es bobinado del motor y se encuentra encapsulado, y para el diseño del mismo se debe tener en cuenta los parámetros tanto como la profundidad y la temperatura de fondo



*Figura 15. Especificaciones del motor, Estator (Espinel, 2016)*

- **Separador de gas.** - Va instalado en la admisión de la bomba, este elemento se utiliza en pozos con alta productividad de gas y permite separar el gas del fluido antes que ingrese a la bomba. Además, se puede instalar un dispositivo de tratamiento de gas aguas abajo del separador si la cantidad de gas libre excede el límite designado (Villegas, 2013).



*Figura 16. Separador de gas (Núñez, 2019)*

**Los separadores de gas se clasifican en:**

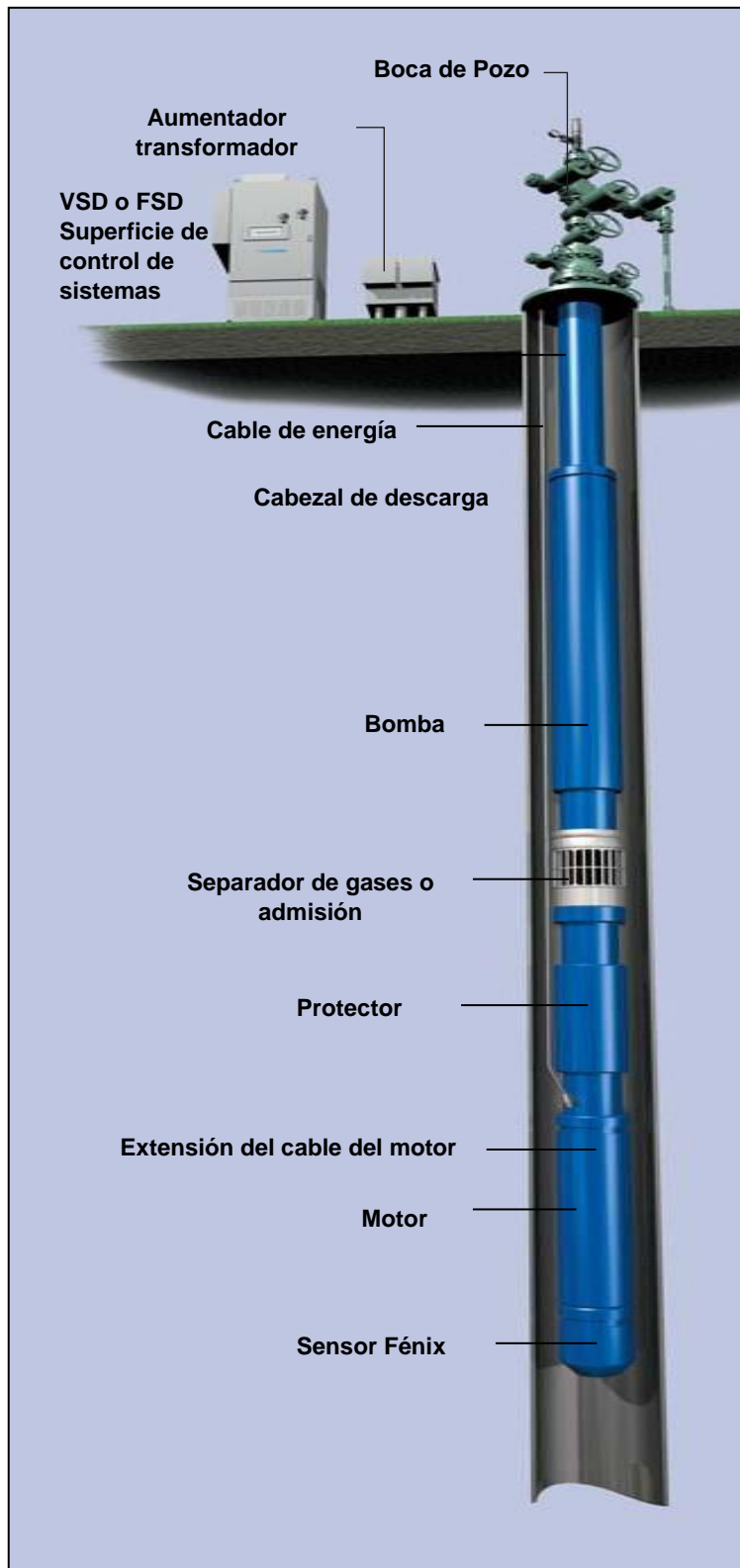
- **Separador Estático.** - Está diseñado para que trabaje como un segregado de gas, debido a que no entrega trabajo al fluido, por esta razón cuando el fluido ingresa al separador es forzado a cambiar de dirección (Pillajo y Zambrano, 2012).
- **Separador dinámico.** - El separador dinámico o también conocidos como centrífugos posee un impulsor, difusor y un eje. Haciendo que el movimiento del impulsor tenga el dominio a que las partículas de gas se pegarse a la parte interna

del impulsor y además hacia la parte externa envía el líquido (Valdés y Cando, 2018)

- **Sensor de fondo.** - Detecta presiones de descarga y succión, soporta altas presiones y está conectado al motor de fondo por medio de un cable de alimentación y otro de señal, interpreta las temperaturas del aceite del motor, flujo, corriente de fuga y el sensor se alimenta con pulsos de corriente continua (Borja y Escoza, 2017)



*Figura 17. Sensor de fondo (Arcentales y Caizapanta, 2011)*



*Figura 19. Equipos de subsuelo y de superficie del Bombeo Electrosumergible (Schlumberger, 2017)*

## **2.1.12 Ventajas y desventajas del sistema de bombeo electrosumergible.**

### ***2.1.12.1 Ventajas***

- Se puede emplear a cualquier pozo.
- Levanta volúmenes grandes con cortes de agua altos.
- Simple de operar y con un fácil diseño.
- Amigoso con el medio ambiente.
- El levantamiento para grandes volúmenes con respecto a costos es muy bajo, debido a esto se recupera la inversión inicial en periodo cortos.
- El mantenimiento es rápido y limpio.
- Es aplicable en procedimientos contra la corrosión y formación de escalas.

### ***2.1.12.2 Desventajas***

- No se puede aplicar en profundidades media
- Problemas en los pozos con alta producción de sólidos y el GOR
- Los equipos requieren reparaciones de reacondicionamiento del fondo del pozo
- No es factible cuando un pozo presenta bajas presiones de fondo
- La implementación del sistema es elevada
- La temperatura es uno de los parámetros principales limitadas, por el cual las grandes temperaturas afectan a lo elastómeros utilizados en el equipo.
- Pierde su eficiencia debido a que la presión del pozo es inferior que  $P_b$ .

## **CAPITULO III: METODOLOGIA**

### **METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **3.1.1 Tipo de investigación.**

La presente investigación es un estudio descriptivo, analítico y comparativo sobre el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en el pozo Mariann-23 perteneciente al Campo Mariann del bloque Tarapoa del Oriente Ecuatoriano.

#### **3.1.2 Recopilación de datos e información.**

Los datos del pozo, parámetros y criterios técnicos para llevar a cabo el cambio de sistema de levantamiento artificial, se sustenta a través de la recopilación información bibliográfica de libros, tesis grado y artículos científicos confiables relacionados a la información del tema propuesto.

#### **3.1.3 Población y muestra.**

La población de presente estudio se encuentra ubicado en el Campo Mariann, localizado en la provincia de Sucumbíos, está constituido aproximadamente de 50 pozos, entre ellos con bombeo hidráulico tipo Jet. La muestra de estudio es el pozo Mariann-23 operado por la empresa Andes Petroleum.



## CARACTERISTICA DEL POZO.

### 3.1.4 Historial del pozo.

El Campo Mariann fue descubierto por la compañía Cayman Corporation en consorcio con City Investing en septiembre de 1971, iniciando la producción en 1978 con la principal formación Napo que está constituida por la arena “T inferior” con un crudo de 31° API. El desarrollo del campo fue aprobado el 31 de diciembre del 2012. A partir del 2009 hasta la fecha, el reservorio ha presentado una declinación acelerada, debido a esto en el año 2012 se realizó un estudio y análisis profundo, se optó por separar los cuerpos que forman la arena “T” superior, como resultado la tasa de producción sube, pero nuevamente declina en forma acelerada, pero disminuye el corte de agua en torno al 30 % al 40% (Yajamin, 2015).

El pozo Mariann-23 perforado en la arena “T inferior”, inicio su nueva completación el 5 de junio del 2011 y finalizo el 19 de mayo del 2013, teniendo un revestimiento conductor de: 20 In, revestimiento superficial de: 13-3/8 In, tubería de producción de: 3-1/2 In, un revestimiento intermedio de: 9-5/8 In y el revestimiento de producción de: 7 In, como se muestra en tabla 3. El 9 de junio del 2013 el pozo Mariann-23 inicio su producción con la nueva completación produciendo 387 Bppd, con el 31,80 % de BSW, así mismo con 30,3° API. En el mismo año tuvo un alza de producción que llego a producir 754 Bppd, pero a inicios del 2014 su producción declino teniendo una tasa de 200 a 160 Bppd (Guzmán, 2016).

*Tabla 3. Estado mecánico del pozo (Guzmán, 2016)*

<b>Parámetros</b>	<b>Datos</b>	<b>Unidades</b>
Tubería de Revestimiento	DE=7 - DI=6.276	In.
Tubería de Producción	DE=3,5 - DI=2,992	In.
Intervalos perforados en la arena “T” inferior	10782-10792	Pies
Profundidad media de perforados	10787	Pies

### 3.1.5 Estado actual del pozo.

La arena Napo “T” inferior es la zona productora del pozo Mariann-23, perforado a una profundidad entre 10782-10792 Pies. Actualmente se encuentra funcionando con el sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico con una bomba tipo jet (11-J) (Guzmán, 2016), produciendo 328 Bfpd teniendo sus propiedades de reservorio y de fluido en la tabla 4 y 5. La presión de yacimiento del pozo es de 1541 Psi que se encuentra ubicado por encima del punto de burbuja de 485 Psi con una presión de fondo de 975 Psi.

*Tabla 4. Datos del Reservorio del pozo (Guzmán, 2016; Yajamin, 2015)*

<b>Parámetros</b>	<b>Datos</b>	<b>Unidades</b>
Gravedad específica del agua ( $Y_w$ )	1.02	Adimensional
Gravedad específica del Petróleo ( $Y_o$ )	0.929	Adimensional
Gravedad específica del gas ( $Y_g$ )	0.22	Adimensional
Factor Volumétrico del agua ( $B_w$ )	1.0	Bls/Bf
Factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ )	1.08	Bls/Bf
Factor Volumétrico de Gas ( $B_g$ )	4,50	Bls/Mpcs

*Tabla 5. Datos del fluido de reservorio del pozo (Guzmán, 2016; Yajamin, 2015)*

<b>Parámetros</b>	<b>Datos</b>	<b>Unidades</b>
Presión de yacimiento ( $P_r$ )	1541	Psi
Presión de Burbuja ( $P_b$ )	485	Psi
Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ )	975	Psi
Presión de cabeza ( $P_c$ )	82	Psi
Caudal del fluido ( $Q_f$ )	328	Bfpd
Relación de Gas – Petróleo ( $GOR$ )	45	Pcs/Bf
$A_{pi}$	30.3	°
Temperatura de Superficie ( $T_s$ )	110	°F
Temperatura de Fondo ( $T_f$ )	210	°F

## **PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA PROPUESTO.**

### **3.1.6 Datos requeridos**

Para el procedimiento del dimensionamiento de un sistema de levantamiento, se necesita recolectar y analizar los datos del pozo, que serán el punto de referencia para el dimensionamiento. La información obtenida del análisis, tendrá un efecto significativo en la selección y en el rendimiento real del equipo. Es esencial tener en consideración los siguientes parámetros para realizar el dimensionamiento del sistema de bombeo electrosumergible (Vaca, 2012).

#### **1. Datos del pozo**

- Diámetro de la tubería de revestimiento
- Diámetro y características de la tubería de producción
- Profundidad de los disparos

#### **2. Datos de la producción**

- Índice de productividad
- Tasa de producción deseada
- Tasa de producción actual
- Corte de agua
- Relación de gas y petróleo
- Presión de reservorio
- Presión de fondo fluyente
- Presión de cabeza del pozo

#### **3. Condiciones del fluido de pozo**

- Gravedad específica del petróleo
- Gravedad específica del gas
- Gravedad específica del agua
- Factore Volumétricos
- Punto de Burbuja

### 3.1.7 Construcción de la curva IPR y VLP

La selección del equipo depende principalmente del rendimiento del pozo, a partir de cuál es posible determinar el sistema más eficiente. Elegir el equipo adecuado para un sistema de bombeo electrosumergible es fundamental para lograr una mayor productividad, reducir los costos y aumentar la vida útil del sistema. Para lograr esto, primero es necesario determinar la tasa óptima de producción del pozo para el yacimiento considerado (Arcentales y Caizapanta, 2011).

La curva de oferta (IPR) y la curva de demanda (VLP) generalmente se utiliza para cálculos para dimensionar y diseñar levantamientos artificiales (Mohamed y Ahmed, 2009). Se describe las ecuaciones para la construcción de las curvas.

- **Índice de productividad (IP).** - El índice de productividad de un pozo es la relación entre el caudal de flujo del pozo y la diferencia entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente.

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (1)$$

Donde:

$IP$  = Índice de productividad (Bppd/Psi).

$P_r$  = Presión promedio de reservorio (Psi).

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (Psi).

$Q$  = Cauda de petróleo a una (Bppd).

- **Curva compuesta o curva de oferta (IPR).** - La curva compuesta como se muestra en la figura 22 es una combinación de índice de productividad ( $IP$ ). Se fundamenta en la ley de Darcy y este método se aplica cuando las presiones del yacimiento están por encima de la presión de burbuja y cuando está por debajo de esta (Jaramillo, 2011).

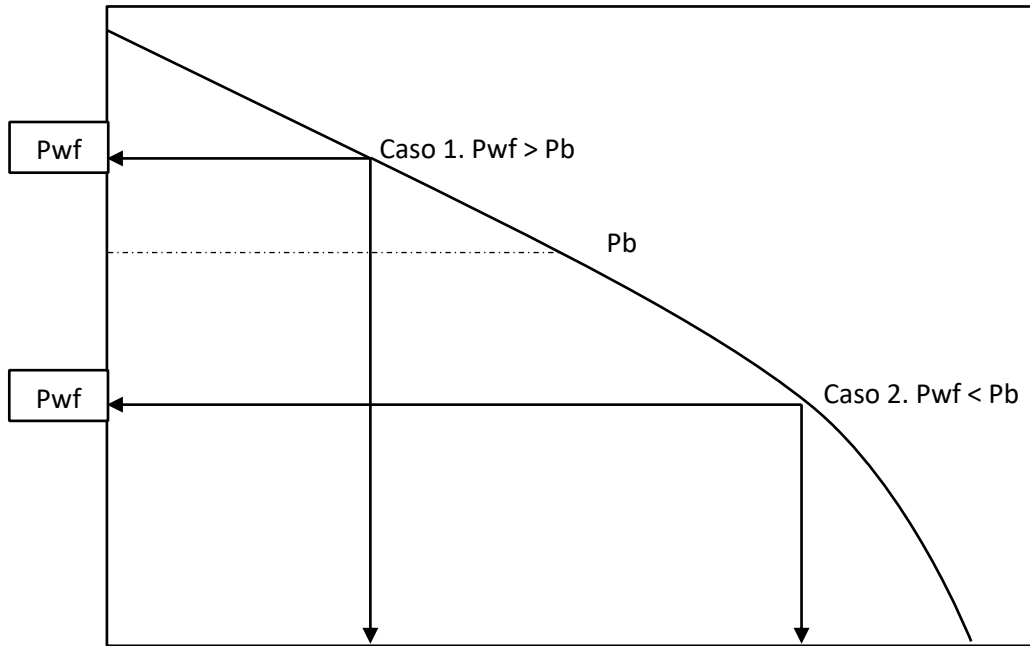


Figura 19. Método de Vogel generalizado (Schlumberger, 2012)

- **Caso I ( $P_{wf} \geq P_b$ ).** - En este caso donde la presión de fondo fluyente es mayor o igual a presión de burbuja nos encontramos con un yacimiento subsaturado (Huallpara, 2019).

El procedimiento para generar la curva de oferta (*IPR*), primeramente, es mediante el cálculo del índice de productividad de la ecuación (1), nos permitirá cuan es el potencial de la tasa de producción del pozo. Para estimar el caudal de fluido y de esta manera construir la curva de oferta asumiendo los ( $P_{wf}$ ). Tenemos la siguiente expresión:

$$Q_o = Q_{ab} + \frac{IP * P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2)$$

Donde:

$Q_o$  =Caudal de fluido deseado (Bppd).

$Q_{ab}$  = Caudal del punto de burbuja (Bppd).

$IP$  = Índice de productividad (Bppd/Psi).

$P_b$  =Presión de burbuja (Psi).

El caudal máximo ( $Q_{o_{max}}$ ) que puede llegar la producción de dicho pozo se calcula teniendo el caudal del punto de burbuja ( $P_b$ ), índice de productividad ( $IP$ ) y la presión de burbuja ( $P_b$ ). Tenemos la siguiente expresión:

$$Q_{o_{max}} = Q_{ab} + \frac{IP * P_b}{1.8} \quad (3)$$

Donde:

$Q_{o_{max}}$  = Caudal máximo (Bppd).

$Q_{ab}$  = Caudal del punto de burbuja (Bppd).

$IP$  = Índice de productividad (Bppd/Psi).

$P_b$  = Presión de burbuja (Psi).

- **CASO II ( $P_{wf} < P_b$ ).** - La construcción de la curva donde la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) es menor a la presión de burbuja ( $P_b$ ) nos encontramos con un yacimiento saturado (Schlumberger, 2012).

El procedimiento para generar la curva de oferta ( $IPR$ ), es mediante el calcula del índice de productividad del pozo ( $IP$ ), con la siguiente expresión numérica:

$$IP = \frac{Q_o}{(P_r - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (4)$$

Donde:

$IP$  = Índice de productividad (Bppd/Psi).

$P_r$  = Presión de burbuja (Psi).

$P_b$  = Presión de burbuja (Psi).

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (Psi).

$Q_o$  = Caudal de petróleo (Bppd).

Seguidamente se procede al cálculo de caudal del punto de burbuja, con la siguiente ecuación:

Donde:

$$Q_{ab} = IP(P_r - P_b) \quad (5)$$

$P_r$  = Presión promedia de reservorio (Psi).

$P_b$  = Presión de burbuja (Psi).

$Q_{ab}$  = Caudal del punto de burbuja (Bfpd).

$IP$  = Índice de productividad (Bfpd/Psi).

Para generar la curva de afluencia ( $P_{wf} < P_b$ ) asumiendo los valores de ( $P_{wf}$ ).

$$Q_o = IP(P_r - P_{wf}) \quad (6)$$

Donde:

$P_r$  = Presión promedia de reservorio (Psi).

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (Psi).

$Q_o$  = Caudal de petróleo (Bppd).

$IP$  = Índice de productividad (Bppd/Psi).

Para obtener los caudales para la construcción de la curva de oferta, posteriormente se la calcula con la siguiente expresión matemática.

$$Q_o = Q_{ab} + \frac{IP * P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (7)$$

Donde:

$IP$  = Índice de productividad (Bppd/Psi)

$P_b$  = Presión de burbuja (Psi)

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (Psi)

$Q_o$  = Caudal de petróleo (Bppd)

$Q_{ab}$  = Caudal del punto de burbuja (Bppd)

### 3.1.8 Cálculo de la gravedad específica de la mezcla ( $\gamma_{mezcla}$ ).

La gravedad específica de la mezcla es importante conocerla, ya que podremos calcular a qué condiciones deberá estar la bomba con respecto a la presión de entrada de la misma.

$$\gamma_{mezcla} = (\gamma_w * BSW) + (\gamma_o * (1 - BSW)) \quad (6)$$

Donde:

$\gamma_w$  = Gravedad específica del agua

$\gamma_o$  = Gravedad específica del petróleo

$BSW$  = Corte de agua (%)

### 3.1.9 Cálculo de la profundidad de asentamiento de la bomba (PAB)

La profundidad de asentamiento de la bomba se la calcula una vez que el nivel estático del fluido sea conocido, el nivel estático del fluido permite determinar a qué profundidad la bomba va a estar en condiciones óptimas.

$$PAB = H_d + \left( \frac{P_b}{0.433 * \gamma_{mezcla}} \right) \quad (7)$$

Donde:

$H_d$  = Nivel estático de fluido (Pies).

$PAB$  = Profundidad de asentamiento de la bomba (Pies).

$\gamma_{mezcla}$  = Gravedad específica de la mezcla.

### 3.1.10 Cálculo de la Presión de Entrada a la Bomba (PIB)

Se debe considerar dos criterios importantes para la presión de entrada de la bomba, tomar en cuenta el cálculo de gas libre debido a que este factor ocasionaría problemas en el desempeño de la bomba.



$$PIP = P_{wf @caudal\ deseado} - [(P_{mp} - PAB) * \gamma_{mezcla}^{0.4333}] \quad (8)$$

Donde:

$PIB$  = Presión de entrada a la bomba (Psi).

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente al caudal deseado (Psi).

$P_{mp}$  = Profundidad promedia de las perforaciones (Pies).

$PAB$  = Profundidad de asentamiento de la bomba (Pies).

$\gamma_{mezcla}$  = Gravedad específica de la mezcla.

Criterios para el cálculo de gas libre:

Si  $PIB < P_b$  Gas libre = Gas total-Gas en Solución

Si  $PIB > P_b$  Gas libre = 0

### 3.1.11 Cálculo de la temperatura de la entrada a la Bomba.

$$T_{entrada} = T_s + \frac{T_f - T_s}{P_{mp}} * PAB \quad (8)$$

Donde:

$T_{entrada}$  = Temperatura de la entrada a la Bomba (° F)

$T_s$  = Temperatura de superficie (° F).

$T_f$  = Temperatura de fondo (° F).

$P_{mp}$  = Profundidad promedia de las perforaciones (Pies).

$PAB$  = Profundidad de asentamiento de la bomba (Pies).

### 3.1.12 Cálculo del Volumen de Fluido en la Entrada de la Bomba.

A lo largo de la bomba y la tubería de producción se presentan cambios en la presión del fluido producido, generando cambio de las propiedades del mismo, como la presencia de gas libre en la tubería de producción haciendo que disminuya la presión requerida de descarga.

Las características de los fluidos se determinan por medio de las correlaciones, cuando no se dispone con datos sobre la relación gas-petróleo en solución ( $R_s$ ), factor volumétrico de gas ( $B_g$ ) y el factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ) (Vaca, 2012).

Se utiliza las siguientes expresiones:

- **Relación de gas-petróleo en solución ( $R_s$ ).** - La solubilidad del gas ( $R_s$ ) se define como el número de pies cúbicos normales de gas que a determinada presión y temperatura están disueltos en un barril de crudo en condiciones normales (París de Ferrer, 2010).

$$R_s = \gamma_g * \left[ \left( \frac{P_b}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{(0.0125 * API - 0.00091 * T)} \right]^{1.2048} \quad (9)$$

Donde:

$R_s$  = Relación gas-petróleo en solución (Pcs/Bf)

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas

$P_b$  = Presión de burbuja (Psi)

$API$  = Gravedad específica del gas

$T$  = Temperatura (° F)

- **Factor Volumétrico del Petróleo ( $B_o$ ).** - Es el volumen del petróleo en escenarios de presión y temperatura del yacimiento expresada en (Bl/Bf).

$$B_o = 0.9759 + (12 * 10^{-5}) * F^{1.2} \quad (10)$$

$$F = R_s * \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} * (1.25 * T) \quad (11)$$

Donde:

$B_o$  = Factor volumétrico del petróleo (Bl/Bf)

$R_s$  = Relación gas-petróleo en solución (Pcs/Bf)

$Y_g$  = Gravedad específica del gas

$Y_o$  = Gravedad específica del petróleo

$T$  = Temperatura (° F)

- **Factor Volumétrico del Gas ( $B_g$ ).** - Es la relación del volumen del gas en el yacimiento, dividido el gas condiciones normales.

$$B_g = 5.03 * \frac{z * T}{PIP} \quad (12)$$

Donde:

$T$  = Temperatura (° F)

$P$  = Presión (Psi)

$B_g$  = Factor volumétrico del gas (Bl/Bf)

$Z$  = Factor de compresibilidad

$PIP$  = Presión de la entrada de la bomba (Psi)

### 3.1.13 Cálculo del Volumen Total de los Fluidos

- **Volumen de gas total ( $Gas_{Total}$ ) y en solución ( $Gas_{solucion}$ ).** -

Posteriormente se calcula los volúmenes de todos los fluidos presentes en el yacimiento. El volumen total de gas libre y en solución a la profundidad de asentamiento, se puede calcular como sigue:

$$Gas_{Total} = \frac{GOR * Q_{deseado}}{1000} \quad (13)$$

$$Gas_{solucion} = \frac{R_s * Q_{deseado}}{1000} \quad (14)$$

Donde:

$Gas_{Total}$  = Volumen de gas total (Mpc).

$Gas_{solucion}$  = Volumen de gas en solución (Mpc).

$GOR$  = Relación de gas y petróleo (° F).

$Rs$  = Relación gas-petróleo en solución (Pcs/Bf).

$Q_o\ deseada$  = Factor volumétrico del gas (BlS/Bf).

- **Gas libre ( $Gas_{Libre}$ ).** - La siguiente expresión se calcula el gas libre que ingresa a la bomba

$$Gas_{Libre} = Gas_{Total} - Gas_{solucion} \quad (15)$$

Donde:

$Gas_{libre}$  = Volumen de gas libre (Mpc).

$Gas_{Total}$  = Volumen de gas total (Mpc).

$Gas_{solucion}$  = Volumen de gas en solución (Mpc).

- **Volumen de Petróleo ( $V_o$ ).** - En la entrada de la bomba, el volumen de petróleo ( $V_o$ ), es igual a los barriles producidos por el ( $B_o$ ).

$$V_o = Q_o\ deseado * B_o \quad (16)$$

Donde:

$V_o$  = Volumen de petróleo (Bppd)

$B_o$  = Factor volumétrico del petróleo (BlS/Bf)

$Q_o$  = Caudal deseado (B/D)

- **Volumen de gas ( $V_g$ ).** En la entrada de la bomba el volumen de gas ( $V_g$ ), es igual a la cantidad de gas libre por el ( $B_g$ ).

$$V_g = Gas_{Libre} * B_g \quad (17)$$

Donde:

$V_g$  = Volumen de gas (Bgpd)

$GAS_{libre}$  = Volumen de gas libre (Mpc).

$B_g$  = Factor volumétrico del petróleo (Bl/Bf)

- **Volumen de agua ( $V_w$ ).** - El volumen de agua es igual a los barriles producido por el ( $B_w$ ) en la entrada de la bomba.

$$V_w = Q_w * B_w \quad (18)$$

Donde:

$V_w$  = Volumen de agua (Bapd)

$B_w$  = Factor volumétrico de agua (Bl/Bf)

$Q_w$  = Caudal de agua (Bapd)

- **Volumen total del fluido ( $V_{Total}$ ).** - Posteriormente se calcula el volumen total de fluido que manejará la bomba.

(19)

$$V_{Total} = V_o + V_g + V_w$$

Donde:

$V_{Total}$  = Volumen Total (Bfpd).

$V_w$  = Volumen de agua (Bapd).

$V_o$  = Volumen de petróleo (Bppd).

$V_g$  = Volumen de gas (Bgpd).

- **Porcentaje de gas libre.** – Gas libre presente en la entrada de la bomba con respecto al volumen total del fluido.

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{V_{Gas}}{V_{Total}} \times 100 \quad (20)$$

Donde:

$V_{Total}$  = Volumen Total (Bfpd).

$V_g$  = Volumen de gas (Bgpd).

Para pozos que tienen porcentaje mayor al 10%, se requiere de un separado de gas para la bomba, para que evite problemas en el funcionamiento del sistema de bombeo electrosumergible.

### 3.1.14 Se calcula la Altura Dinámica Total (TDH)

Es la altura dinámica total que se requiere para bombear la cantidad de deseado en superficie. Este valor se emplea para determinar el número de etapas necesarias para levantar la columna de fluido (Vaca, 2012). Se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$TDH = LNV + Fr + Pc \quad (21)$$

Donde:

$TDH$  = Altura dinámica total, (Pies)

$LNV$  = Levantamiento neto vertical, (Pies)

$F_r$  = Pérdidas de presión por fricción en la tubería, (Pies)

$P_c$  = Presión de cabeza, (Pies)

- **Cálculo de Levantamiento Neto (LNV)** - Conocer el levantamiento neto nos permite indicar cuál va a hacer la distancia vertical que se levantará los fluidos desde el fondo del pozo a superficie.

$$LNV = PAB - \frac{PIP}{0.433 * \gamma_{mezcla}} \quad (22)$$

Donde:

$LNV$  = Levantamiento neto, (Pies).

$PAB$  = Profundidad de asentamiento de la bomba (Pies).

$PIP$  = Presión de entrada de la bomba (Psi).

$\gamma_{mezcla}$  = Gravedad específica de la mezcla.

- **Cálculo de las Perdida de Presión por fricción ( $Fr$ ).** - Comúnmente se presentan en estos tipos de escenarios porque al estar en movimientos los fluidos habrá una resistencia que se opone al movimiento.

$$\frac{\text{perdidas}}{\text{pie}} = \frac{\left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} \left(\frac{Q_{f\text{deseado}}}{34.29}\right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \quad (23)$$

$$Fr = \frac{\text{perdidas}}{\text{pie}} \times PAB \quad (24)$$

Donde:

$C$  = Factor de rugosidad.

$Q_{f\text{deseado}}$  = Caudal del fluido de producción deseada (Bppd).

$ID$  = Diámetro interno (In).

$PAB$  = Profundidad de asentamiento de la bomba (Pies).

$F_r$  = Perdidas de presión por fricción en la tubería, (Pies).

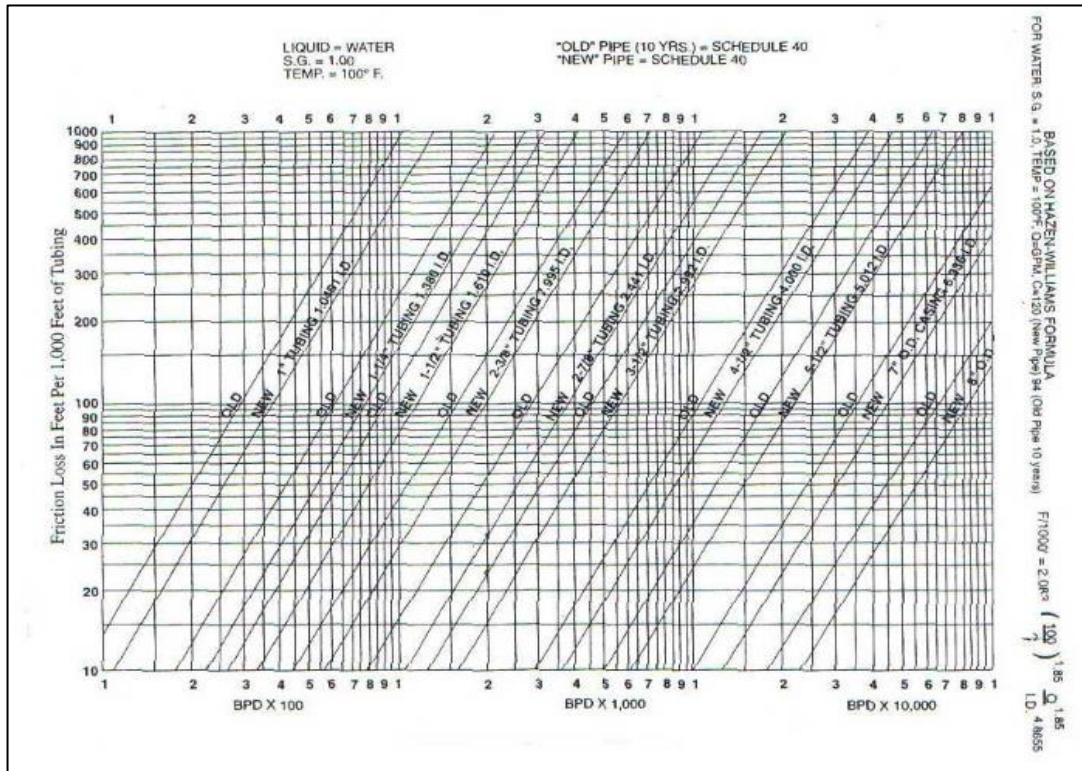


Figura 20. Perdida por Fricción (García, 2009).

- **Cálculo de la presión de cabeza ( $P_C$ ).** - Está expresada en unidades de presión y altura de presión, utilizada para obtener la presión requerida para vencer la fricción en las facilidades de superficie.

$$P_C = \frac{P_{Ca}}{0.433 * \gamma_{mezcla}} \quad (30)$$

Donde:

$P_C$  = Presión de cabeza (Pies).

$P_{Ca}$  = Presión del cabezal de pozo (Pies).

$\gamma_{mezcla}$  = Gravedad específica de la mezcla.



### 3.1.15 Selección de la bomba

Una vez calculados cada parámetro, se deberá seleccionar el tipo de bomba a utilizar en los catálogos de la empresa SCHLUMBERGER que se describe a continuación.

- **Curvas de Comportamiento de la Bomba.** - Las curvas de comportamiento como se muestra en la figura 23 manifiestan el rango óptimo que debe operar la bomba, de tal manera se seleccione la bomba adecuada para el sistema de levantamiento (J. Sánchez, 2010).
- **Rango de Operación.** – sombreada de color amarillo es el rango de operación que tiene la bomba.
- **Curva de la Altura de la Columna.** -Esta curva muestra la altura de fluido que puede levantar cada etapa, en función de los barriles por día que se van a producir.
- **Curva de Eficiencia.** -Expresa la variación de la eficiencia de la bomba electrosumergible, es decir muestra cuan es eficiente es la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica para el caudal. El punto máximo de eficiencia es el valor de los barriles que se puede extraer del pozo (Salazar, 2014).
- **Curva de Potencia.** -Indica la potencia requerida en HP, del cual cada una de las etapas que requiere para que la bomba puede levantar el fluido (Salazar, 2014)

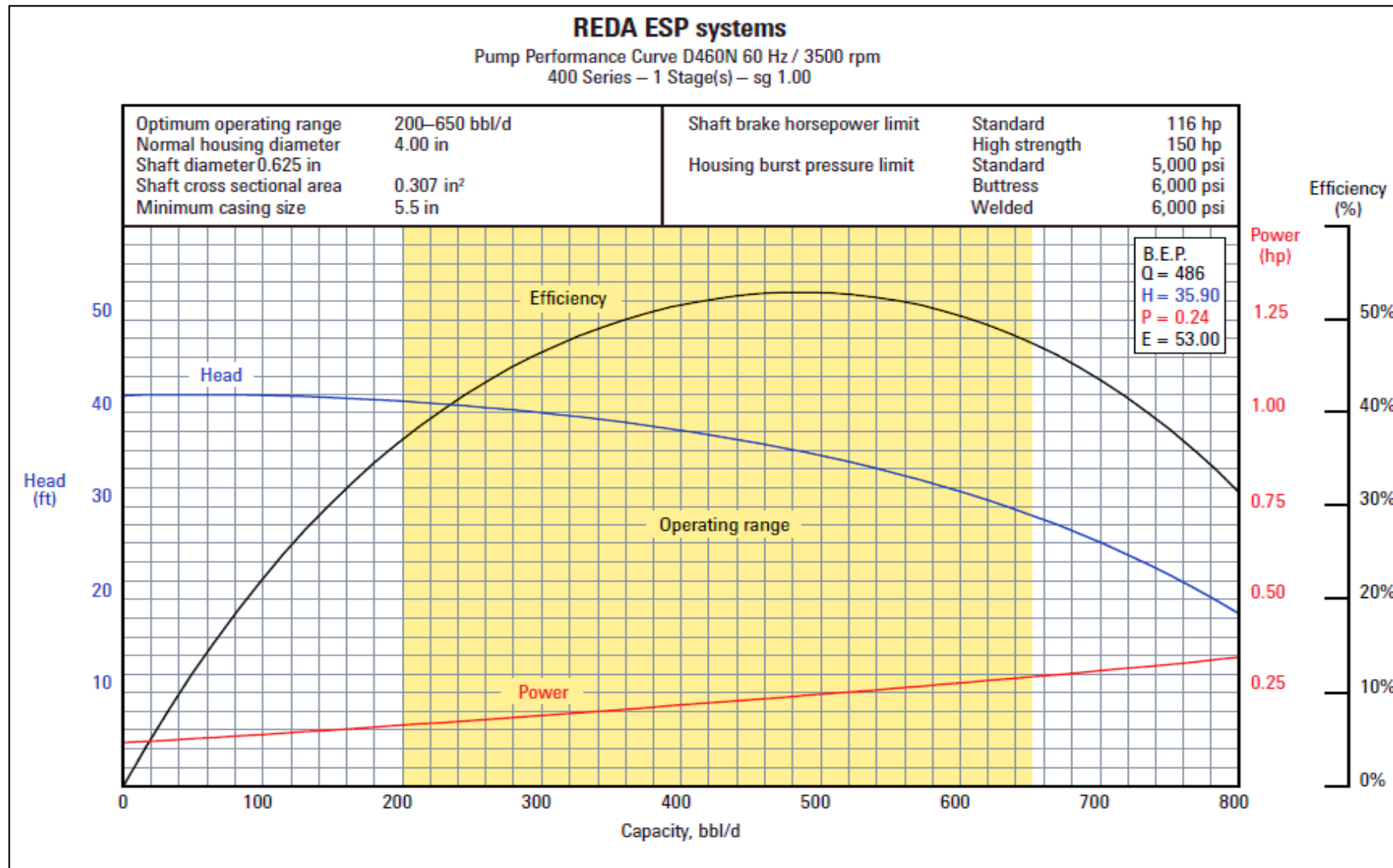


Figura 21. Curva de comportamiento de las bombas (Schlumberger, 2017).

### 3.1.16 Cálculo de número de etapas.

El número de etapas requeridas para alcanzar la tasa de flujo deseada se puede obtener el housing, longitud en pies, peso en libras y el número máximo de etapas requerida al seleccionar el motor del catálogo . La altura de fluido para levantar por etapa se obtiene de la curva de altura de la bomba seleccionada (Vaca, 2012). para calcular el número de etapas, se utiliza la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = \frac{THD}{\left(\frac{\text{pies}}{\text{etapa}}\right)} \quad (31)$$

Donde:

$N^{\circ}$  = Numero de etapas (Etapas).

$THD$  = altura dinámica total (Pies).

$\frac{\text{pies}}{\text{etapas}}$  = altura de fluido que puede levantar en cada etapa (Pies/Etapas).

### 3.1.17 Calcular el BHP requerido

Para determinar el tamaño del motor para una bomba determinada, se necesita calcular la potencia al freno que requiere la bomba. Los caballos de fuerza por etapa se obtienen de la curva de eficiencia de la bomba seleccionada (Vaca, 2012). Para calcular los caballos de fuerza totales que requiere el motor para impulsar la bomba, se utiliza la siguiente ecuación:

$$BHP = \text{Numeros de etapas} * \left(\frac{HP}{\text{etapa}}\right) * \gamma_{mezcla} \quad (32)$$

$$BHP_{requerido} = 1.15 * BHP \quad (33)$$

Donde:

$BHP$  = Potencia del motor requerido (Hp).

$\gamma_{mezcla}$  = Gravedad específica de la mezcla

$N^\circ$  = Numero de etapas (Etapas).

$\frac{Hp}{etapas}$  = cabellos de fuerza por etapas (Pies/Etapas).

### **3.1.18 Selección del tipo de motor**

Un motor debe entregar la potencia requerida para el funcionamiento de la bomba y sus componentes. Se deben tomar en cuenta consideraciones importantes que incluyen limitaciones de temperatura, diámetro de tubería de revestimiento, longitud y tamaño del cable, voltaje en los terminales del motor, corriente del motor y condiciones operativas del pozo. En el catálogo de Schlumberger se selecciona el motor (Vaca, 2012).

### **3.1.19 Selección de protector o sección sellante del motor**

La sección del protector es seleccionada desde los catálogos del fabricante, y se hace después de haber seleccionado el motor y la bomba. Generalmente, la sección sellante debe ser seleccionada en el mismo diámetro nominal de la bomba. Para la selección sellante la potencia del motor debe ser mayor a 120 (Hp), y si cumple con la condición se debe seleccionar dos protectores en tándem (Vaca, 2012).

### **3.1.20 Selección del separador de gas**

La selección de un separador de gas, es necesaria si la presión de entrada a la bomba ( $PIP$ ) es menor que la presión de burbuja ( $P_b$ ); adicional a esto, se debe calcular el porcentaje de gas libre como se muestra en la ecuación. Si el porcentaje de gas libre es menor al 10%, tendrá poco efecto en el desempeño de la bomba, por lo tanto, no se requiere de un separador de gas (Vaca, 2012).

### 3.1.21 Selección del cable de potencia y de extensión del motor.

La selección de cable se recomienda que, para el amperaje del motor seleccionado y la temperatura del fondo de pozo dado, ofrezca una caída de voltaje menor a 30 voltios/1000 pies, para asegurar la capacidad de transporte de corriente del cable (Vaca, 2012).

Las pérdidas de voltaje, se obtienen con la siguiente ecuación:

$$\text{Longitud Cable} = PAB + 200 \text{ pies}(\text{conexiones en superficie}) \quad (34)$$

$$\text{Pérdida de voltaje} = \left( \frac{\text{Caída de voltaje}}{100(\text{pies})} \right) \times FC \times \text{longitud del cable} \quad (35)$$

*Tabla 6. Factor de corrosión de temperatura (Vaca, 2012).*

<b>Temperatura del conductor °C (°F)</b>	<b>Factor de corrección</b>
50 °C a 55 °C (122°F a 131°F)	1.13
60 °C a 65 °C (140°F a 149°F)	1.17
70 °C a 75 °C (155°F a 167°F)	1.21
80 °C a 85 °C (176°F a 185°F)	1.25
90 °C a 95 °C (194°F a 203°F)	1.28
100 °C a 105 °C (212°F a 221°F)	1.32
110 °C a 115 °C (230°F a 239°F)	1.36
120 °C a 115 °C (230°F a 239°F)	1.40
130 °C a 115 °C (230°F a 239°F)	1.44

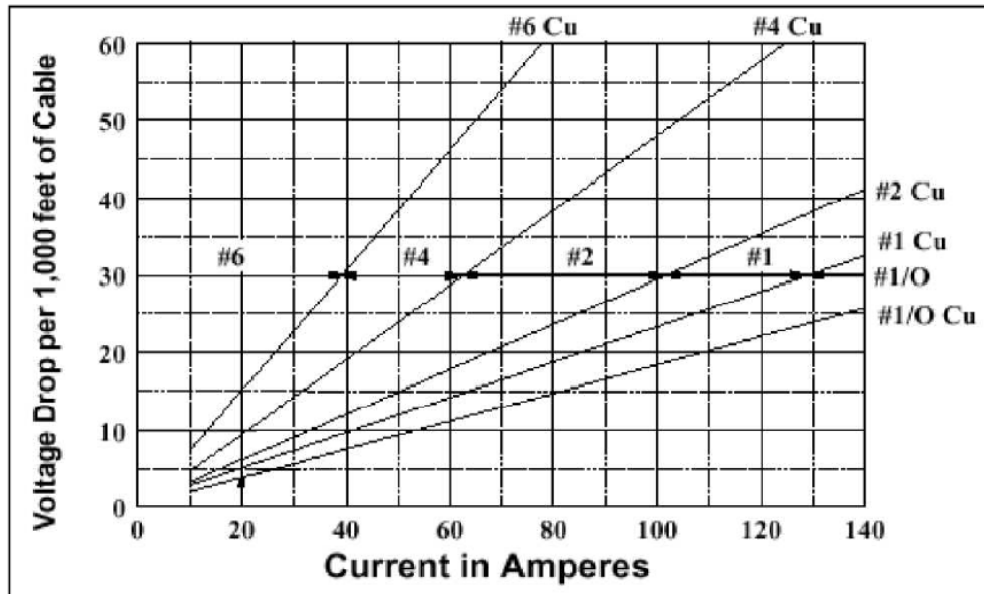


Figura 22. Tabla de caída de voltaje (Vaca, 2012)

### 3.1.22 Selección del transformador

El tipo de transformador va a depender del voltaje primario disponible en la red eléctrica, el voltaje en superficie y la potencia requerida. En la selección se tendrá en cuenta que la potencia del transformador en comparación con la potencia requerida para el motor deber ser igual o mayor (Vaca, 2012). La potencia del transformador en (KVA), se determina con las siguientes ecuaciones:

$$\text{Voltaje}_{superior} = \text{Voltaje}_{placa del motor} + \text{Caída de voltaje}_{cable} \quad (36)$$

$$KVA = \frac{\text{Voltaje}_{superficie} * \text{Amperaje}_{motor} * \sqrt{3} (KVA)}{1000} \quad (37)$$

### 3.1.23 Tablas de los cálculos del dimensionamiento

El pozo Mariann – 23 para el cambio de sistema de levantamiento de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible se determinó la estimación de la producción óptima mediante la construcción de las curvas IPR y VLP realizado en el programa MATLAB donde se muestra los resultados en la tabla 6, datos necesarios para el dimensionamiento del sistema propuesto. En cuanto al dimensionamiento, los cálculos se efectuaron en el programa Microsoft Excel y acompañado con los catálogos de la compañía Schlumberger, los resultados del dimensionamiento del sistema se muestra en la tabla 8.

En la tabla 7 muestra la comparación entre la producción actual que opera con el sistema de bombeo hidráulico con un sistema propuesto de bombeo electrosumergible.

*Tabla 7. Datos obtenidos de la curva de comportamiento de afluencia*

<b>Parámetros</b>	<b>Datos</b>	<b>Unidades</b>
Presión de fondo a caudal deseado ( $P_{wf}$ )	802,49	Psi
Caudal de producción ( $Q_f$ )	426.81	Bfpd
Caudal de petróleo ( $Q_o$ )	220	Bppd
Caudal de agua ( $Q_w$ )	207	Bapd
Índice de productividad ( $IP$ )	0.580	Bfpd/Psi
Caudal de presión de burbuja ( $Q_b$ )	611.96	Bfpd

*Tabla 8. Comparación de la producción del cambio del sistema*

<b>Pozo</b>	<b>Producción Actual Bppd</b>	<b>Producción con el dimensionamiento Bppd</b>	<b>Ganancias de producción Bppd</b>
Mariann 23	169	220	51

Tabla 9. Descripción general del sistema seleccionado

	<b>Parámetros</b>	<b>Valores</b>	<b>Unidades</b>
<b>Condiciones de operación de la bomba</b>	Presión de fondo fluyente al caudal deseado	804,49	Psi
	Profundidad de asentamiento de la bomba	10213,36	Pies
	Presión en la entrada de la bomba	565,22	Psi
	Temperatura de la entrada de la bomba	204.68	°F
	Gas Total	9,96	Mpc
	Gas Solución	4.55	Mpc
	Gas libre	5,41	Mpc
	Volumen petróleo	238.060	Bppd
	Volumen gas	24,68	Bgpd
	Volumen agua	212.324	Bapd
	Volumen total	475,06	Bfpd
	% Gas libre	5.19	%
	Altura Dinámica Total (TDH)	9040.59	Pies
<b>Modelo de la bomba</b>	Tipo	D460N	
	Serie	400	
	Caudal Mínimo	200	Bfpd
	Caudal Máximo	650	Bfpd
	Hp/ etapa	0.25	Hp/Etapas
	Pies/etapas	36	Pies/Etapas
	EF	53	%
<b>Modelo del motor</b>	Serie	456	
	Diámetro externo	4.56	In
	Potencia	67.5	Hp
	Voltaje	1233	V
	Amperaje	35.8	A
	Longitud	9.8	Pies
	Peso	450	Lbs
<b>Separador de gas</b>	No requiere	-	-
<b>Protector</b>	No requiere	-	-
<b>Cable</b>	Número	# 2	
	Longitud	10413.366	Pies
	Perdida de caída de voltaje	156.88	V
<b>Transformador</b>	KVA (kilovoltios)	86	Kva



# CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

## ANALISIS DE LAS CURVAS IPR Y VLP.

El Análisis de la construcción de las curvas IPR y VLP, se llevó a cabo a partir de las condiciones actuales del pozo para aumentar la tasa de producción a partir del cambio de sistema de levantamiento artificial, de esta manera realizar una comparación entre los dos sistemas de levantamiento artificial del actual y el propuesto. Los resultados obtenidos permiten conocer el punto óptimo de producción mediante el corte de las curvas IPR y VLP.

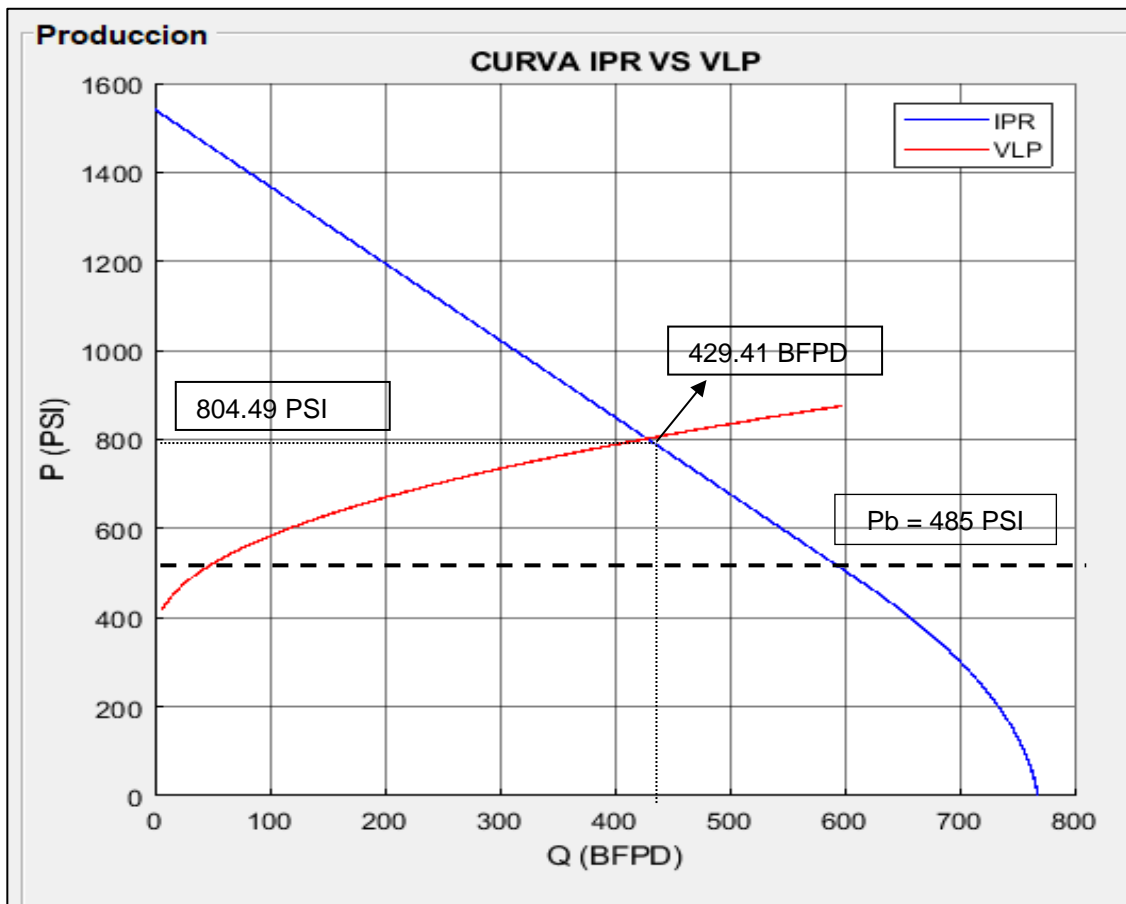


Figura 23. Curva IPR del pozo Mariann-23

En la figura 26, se observa que el corte entre las curvas de IPR y VPL es punto óptimo de producción para estas condiciones donde se encuentra que el caudal que se puede producir es de 426.81 Bfpd a una presión de 804.49 Psi en el pozo Mariann-23.

Adicionalmente, el punto de burbuja es de 485 Psi, de esta manera la presión en nuestro punto óptimo de producción se encuentra ubicado por encima de punto de burbujeo por lo que la presencia de gas es nula por tal motivo es adecuado la implementación de un sistema de levantamiento de bombeo electrosumergible debido de que el sistema pierde eficiencia cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de punto de burbuja.

## **RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA.**

### **4.1.1 Selección de la Bomba**

A través de los cálculos realizados previamente para el dimensionamiento, unos de los factores que involucra en la selección de la bomba es el volumen total del fluido en la entrada de la bomba es de 475,06 Bfpd que debe estar dentro del rango operativo de la bomba a elegir. Además, se tomó en consideración el diámetro de la tubería de revestimiento que es de 7 In debido a que el diámetro de la bomba debe ser menor al de la tubería de revestimiento.

Se consideraron dos tipos de bomba: La bomba AN550 y la bomba D460N procedente del catálogo de Schlumberger que cumple dentro de las condiciones requeridas como se muestra en la tabla 9 y 10.

*Tabla 10. Bomba D460N Serie 400 (Schlumberger, 2017)*

<b>Bomba</b>	<b>Serie</b>	<b>Caudal Mínimo (Bfpd)</b>	<b>Caudal Máximo (Bfpd)</b>	<b>HP/etapa (Bfpd)</b>	<b>Pies/etapa (pies)</b>	<b>EF (%)</b>
D460N	400	200	650	0.25	36	53

*Tabla 11. Bomba AN550 Serie 380 (Schlumberger, 2017)*

<b>Bomba</b>	<b>Serie</b>	<b>Caudal Mínimo (Bfpd)</b>	<b>Caudal Máximo (Bfpd)</b>	<b>HP/etapa (Bfpd)</b>	<b>Pies/etapa (pies)</b>	<b>EF (%)</b>
AN550	380	400	700	0.13	16.9	45

La bomba D460N con un rango de operación de fluido de 200-650 de Bfpd, y la bomba AN550 con un rango de operación de fluido de 400-700 Bfpd, seleccionadas del catálogo de la compañía Schlumberger se encuentra dentro del rango operativo del volumen total del fluido en la entrada de la bomba. Adicionalmente los diámetros de las bombas D460N de 4 In y AN550 de 3.32 In, de igual manera cumple con las condiciones requeridas. Se selecciona la bomba D460N, debido a que la eficiencia de esta bomba es del 53% de eficiencia, en comparación de la bomba AN550 que es de 45% de eficiencia.

Lo primordial al momento de seleccionar la bomba es que esté tan cercano como sea posible al punto de mayor eficiencia y tan cercana como sea posible al rango de operación recomendado y estipulado por el fabricante (Vaca, 2012).

Para el tipo de configuración de la bomba D460N de serie (400), el número de etapas necesarias para elevar el fluido es de 242.37 etapas. Por consiguiente, se seleccionó dos bombas de la misma serie, la primera bomba y la segunda es de 121 etapas, dando como resultado 272 etapas máximas. Se eligió este tipo de configuración de la bomba debido al número de etapas requeridas de 272.30 y además basándonos en las recomendaciones del catálogo de Schlumberger.

*Tabla 12 Configuración de las dos bombas de la bomba D460N (Schlumberger, 2017)*

<b>Bomba</b>	<b>Serie</b>	<b>Housing</b>	<b>Longitud (Pies)</b>	<b>Peso (Lb)</b>	<b>Número máximo de etapas</b>
D460N	400	80	11.9	255	121
D460N	400	80	11.9	255	121
					242

Es recomendable que las etapas requeridas sean mayores a las etapas necesarias para una mejor eficiencia de la Bomba (Vaca, 2012).

### 4.1.2 Selección del Motor

La selección del motor toma en consideración el diámetro de la tubería de revestimiento, puesto que el diámetro del motor debe ser menor, de igual forma se considera la potencia que requiere el motor para su funcionamiento.

Como se muestra en la tabla 12, se eligió un motor de la serie 456, con una potencia de 65.86 Hp, voltaje de 1233 V y 35.8 A, se optó este modelo de motor de acuerdo al diámetro del motor de 4.56 In es menor al diámetro de la tubería de revestimiento, así mismo de la potencia cercana de 65.86 Hp el cual necesita el motor. Finalmente se escogió un voltaje alto, puesto que, a menores voltajes, se tiene mayor intensidad de corriente, resultando en mayores pérdidas que se generan a lo largo del cable de potencia, disminuyendo la eficiencia total del sistema.

*Tabla 13 Especificaciones el motor seleccionado (Schlumberger, 2017)*

<b>Serie</b>	<b>D.E (In)</b>	<b>Potencia (Hp)</b>	<b>Voltaje (V)</b>	<b>Amperaje (A)</b>	<b>Longitud (Pies)</b>	<b>Peso (Lb)</b>
456	4.56	67.5	1233	35.8	9.8	450

### 4.1.3 Selección del proyector o sellante del motor.

En la selección de protector o sello no requiere debido a que la potencia del motor de 67.5 Hp y para su aplicación requiere que sea ser mayor a 120 Hp (Vaca, 2012).

### 4.1.4 Selección del separador de gas.

La selección del separador de gas depende del porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba es del 5.19%. El cual no requiere un separador de gas, puesto que el porcentaje de gas libre es menor al 10%, tendrá poco efecto en el desempeño de la bomba (Vaca, 2012).

#### 4.1.5 Selección del cable de potencia.

La selección del cable toma en consideración los requerimientos de voltaje, amperaje del motor de fondo y la temperatura de fondo del pozo. Además de las pérdidas de voltaje para asegurar la capacidad de transporte de corriente del cable. Se seleccionó el cable número #2 de acuerdo con el amperaje suministrado de 27.3 A del motor y a la temperatura de fondo de 210 °F, este tipo de cable es el más usado en los campos del oriente y además tiene menores pérdidas de voltaje.

#### 4.1.6 Selección del transformador.

La selección del transformador dependerá del voltaje primario disponible en superficie, el voltaje en superficie y la potencia requerida. El valor necesario en superficie deberá proveer 1389.88 V requeridos en superficie. La potencia del transformador requerido es de 66 KVA.

### ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO DEL BOMBEO HIDRAULICO Y ELECTROSUMERGIBLE.

El análisis técnico comparativo se lo realizara en función al caudal de producción estimada mediante la curva IPR y VLP, para posteriormente dimensionar el sistema artificial de bombeo electrosumergible con el objetivo de comparar con el sistema de levantamiento artificial que actualmente.

*Tabla 14. Comparación de los sistemas de los sistemas de levantamiento*

<b>Parámetros</b>	<b>Bombeo Hidráulico</b>	<b>Bombeo Electrosumergible</b>
Tipo de Bomba	JET 11-J	D460N
Eficiencia de la Bomba	33%	53%
Rango de Producción de la Bomba	100-450 Bls/d	200-650 Bls/d
Presión de fondo fluente	975 Psi	804.49 Psi
Producción de fluido por día	328 Bfpd	426,81 Bfpd
Producción de petróleo por día	169 Bppd	220 Bppd
Producción de Agua por día	159 Bapd	207 Bapd

En la tabla 14, se muestra los parámetros relacionados al caudal de producción como el tipo de bomba, eficiencia de la bomba, rango de producción de la bomba, presión de fondo fluyente, producción de fluido por día, producción de petróleo por día y la producción de agua por día, para realizar una comparación entre el sistema de levantamiento actual y propuesto.

En el análisis comparativo nos refleja que con el cambio de sistema de levantamiento artificial la producción aumenta con un caudal de 220 Bfpd siendo mayor a los 169 Bfpd del bombeo hidráulico. La bomba jet que funciona actualmente en el pozo Mariann-23 tiene una eficiencia del 33% siendo de rango menor que la bomba propuesta que tiene una eficiencia de 51%.

En el pozo Mariann-23 con la bomba D460N correspondiente al sistema de bombeo electrosumergible es favorable para sus condiciones operativas, además se puede evidenciar que existe aumento de la producción teniendo en cuenta las condiciones del pozo Mariann-23, comprobando que el cambio es una alternativa para tener un caudal de producción óptimo.

### **ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO HIDRAULICO Y ELECTROSUMERGIBLE.**

Para realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electrosumergible, se evaluará un análisis económico mediante dos flujos de cajas, el valor presente neto y la tasa de retorno para su respectivo análisis con el fin de determinar la viabilidad del cambio de sistema.

Se planteó dos escenarios para comparar el sistema actual y propuesto. El primer escenario para el bombeo hidráulico determinará el crecimiento económico proyectado en 12 periodos para el pozo Mariann-23, sin efectuar ninguna inversión por parte de la compañía. En el segundo escenario se mostrará la inversión que realizará la compañía para realizar el cambio de sistema artificial.

#### 4.1.7 Inversiones.

Las inversiones de ingeniería que abarcan, los costos de instalación de los equipos, tanto de superficie y subsuelo, también los costos de transporte, supervisión, costos de obra civiles, costos de arranque y puesta en marcha del proyecto. (J. Ortega, 2015).

En la tabla 15 se describen los costos estimados de los equipos del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible para el pozo Mariann-23 del Oriente ecuatoriano.

*Tabla 15. Estimación costo de inversión para el sistema de bombeo electrosumergible*

<b>TRABAJO: OPERACIÓN -MATERIAL</b>	<b>COSTOS (USD)</b>
Movimiento de la torre	7000
Trabajo de la torre (7días)	67200
Supervisión y transporte	8500
Equipos de superficies + de subsuelo	400000
Supervisión e instalación del equipo BES	10000
Unidad de wireline, Spooler y Vacuum	10000
Unidad de Bombeo y Herramientas	30000
Obras Civiles	10000
Contingencia (+/-30%)	50000
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 592,700</b>

#### 4.1.8 Ingresos.

Para calcular los ingresos se debe considerar la producción mensual de los sistemas de levantamiento con la tasa de declinación del 1,37% mensual y con precio del barril de petróleo de \$60.

##### **4.1.8.1 Costos**

Se denomina costos al valor de los recursos económicos utilizados en la producción del crudo, como por ejemplo los costó de operación que tendrá \$16 dólares por barril de petróleo (Páez, 2021).

#### **4.1.8.2 Valor presente Neto (VAN)**

Se define al valor presente neto como el valor actualizado de los beneficios futuros que se obtendrá, menos el valor actualizado de los gastos futuros, descontando la tasa de descuento. Si el valor actual neto es positivo, la inversión deberá realizarse y si es negativo deberá rechazarse (Girón ,2012).

$$VAN = -I + \frac{R_1}{(1+i)} + \frac{R_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+i)^n} \quad (38)$$

Donde:

$I$  = Inversión inicial

$R$  = Flujo de efectivo por periodo

$(1+i)$  = Factor de descuento de los flujos de efectivo

$n$  = Periodo

#### **4.1.8.3 Tasa interna de retorno (TIR).**

Es la tasa de interés que paga el proyecto por invertir en él, previo a su estimación debe especificarse una tasa interna mínima aceptable, que es utilizado como un criterio para la selección o el rechazo de un proyecto (Giron 2012)

El proyecto es rentable si el  $TIR > i$ , se debe aceptar el proyecto

El proyecto no es rentable si el  $TIR < i$ , se rechaza el proyecto

#### **4.1.8.4 Distribución del proyecto en Periodos.**

Se divide en 12 periodos (1 año) para determinar la viabilidad del cambio de sistema de levantamiento en el pozo Mariann-23, la implementación se llevará a cabo en el tercer periodo con la bomba y los equipos seleccionados en este proyecto y con las respectivas condiciones técnicas que requiere el pozo.



#### **4.1.8.5 Flujo de caja sin proyecto para sistema de levantamiento B.H.**

En la tabla 16 presenta los ingresos netos para 12 periodos, pero sin valorar la implementación del proyecto, posteriormente se utilizará la ecuación (39). Para el bombeo hidráulica

$$\text{Flujo de caja sin proyecto} = \text{Ingresos} - \text{Gastos por B.H} \quad (39)$$

En el flujo de caja sin proyecto se visualiza los ingresos, egresos y los costos operativos que se obtiene con el sistema de bombeo hidráulico, para luego ser analizados y comparados con el flujo de caja con implementación del proyecto la cual es el cambio a bombeo electrosumergible. Además, en el flujo de caja sin proyecto se tiene como resultado el valor presente neto de 1'883.096,21 y con una tasa de retorno de 4,02%.

#### **4.1.8.6 Flujo de caja con Proyecto.**

En la tabla 17 muestra los ingresos para ejecutar la implementación de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible durante 12 periodos siendo el periodo de estudio. Tomando en cuenta la ecuación.

$$\text{Flujo de caja con proyecto} = \text{Ingresos} - \text{Gastos por B.H} - \text{Gastos por BES} - \text{Inversion} \quad (40)$$

En la implementación del proyecto de bombeo electrosumergible se realizó una inversión de \$592,700 como muestra la tabla 15, donde se observa los costos de los equipos de superficie, de fondo, trabajo de la torre que es de 7 días, supervisión, transporte, unidad del wireline, Spooler, Vacuum, contingencia, unidad de bombeo, herramientas y obras civiles. Como resultado del valor presente neto se obtuvo \$3'104.896,43 con una tasa de retorno de 6,10%.

Tabla 16. Flujo de caja sin implementación del proyecto de bombeo hidráulico

	<b>Producción diaria bpd (declinación 1,37%)</b>	<b>Producción mensual bpd (declinación)</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Ingresos actualizados</b>	<b>Gastos bombeo hidráulico</b>	<b>Gastos de bombeo electrosumergible</b>	<b>Gastos de operación</b>	<b>Inversión</b>	<b>Egresos</b>	<b>Egresos actualizados</b>	<b>-592,700</b>	<b>-592,700</b>	<b>Valor actual neto</b>
1	200	6000,00	240000,00	237600,00	-60000,00	0	-60000,00	0	-60000,00	-59400,00	180000,00	180000,00	178217,82
2	197,26	5917,80	236712,00	234344,88	-59178,00	0	-59178,00	0	-59178,00	-58586,22	177534,00	357534,00	174035,88
3	194,56	5836,73	233469,05	231134,36	-58367,26	0	-58367,26	0	-58367,26	-57783,59	175101,78	532635,78	169952,07
4	191,89	5756,76	230270,52	227967,81	-57567,63	0	-57567,63	0	-57567,63	-56991,95	172702,89	705338,67	165964,08
5	189,26	5677,90	227115,81	224844,66	-56778,95	0	-56778,95	0	-56778,95	-56211,16	170336,86	875675,53	162069,68
6	186,67	5600,11	224004,33	221764,28	-56001,08	0	-56001,08	0	-56001,08	-55441,07	168003,25	1043678,78	158266,66
7	184,11	5523,39	220935,47	218726,11	-55233,87	0	-55233,87	0	-55233,87	-54681,53	165701,60	1209380,38	154552,8747
8	181,59	5447,72	217908,65	215729,57	-54477,16	0	-54477,16	0	-54477,16	-53932,39	163431,49	1372811,87	150926,24
9	179,10	5373,08	214923,30	212774,07	-53730,83	0	-53730,83	0	-53730,83	-53193,52	161192,48	1534004,35	147384,70
10	176,65	5299,47	211978,85	209859,07	-52994,71	0	-52994,71	0	-52994,71	-52464,77	158984,14	1692988,49	143926,2684
11	174,23	5226,87	209074,74	206984,00	-52268,69	0	-52268,69	0	-52268,69	-51746,00	156806,06	1849794,54	140548,9886
12	171,84	5155,26	206210,42	204148,32	-51552,60	0	-51552,60	0	-51552,60	-51037,08	154657,81	2004452,36	137250,96
				2645877,11						-661469,28	2004452,36	<b>VAN</b>	1883096,21
										<b>TIR</b>	4.02%		

Tabla 17. Flujo de caja con implementación del proyecto de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible

	Producción diaria bpd (declinación 1,37%)	Producción mensual bpd (declinación)	Ingresos	Ingresos actualizados	Gastos bombeo hidráulico	Gastos de bombeo electro sumergible	Gastos de operación	Inversión	Egresos	Egresos actualizados	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	Valor actual neto
1	200	6000,000	360000,00	356400,00	-60000,00	0	-60000,00	0	-60000,00	-59400	300000,00	300000,00	297029,703
2	240	7200,000	432000,00	427680,00	-72000,00	-43200	-115200,00	-592,700	-115792,700	-114634,773	316207,30	616207,30	313076,5347
3	236,71	7101,360	426081,60	421820,78	-71013,60	-86400	-157413,60	0	-157413,60	-155839,464	268668,00	884875,30	260766,5139
4	233,47	7004,071	420244,28	416041,84	0	-129600	-129600,00	0	-129600,000	-128304	290644,28	1175519,58	279303,4423
5	230,27	6908,116	414486,94	410342,07	0	-129600	-129600	0	-129600,00	-128304	284886,94	1460406,52	271060,1439
6	227,12	6813,474	408808,46	404720,38	0	-129599	-129599,00	0	-129599,00	-128303,01	279209,46	1739615,98	263027,9456
7	224,00	6720,130	403207,79	399175,71	0	-129598	-129598,00	0	-129598,00	-128302,02	273609,79	2013225,77	255200,7896
8	220,94	6628,064	397683,84	393707,00	0	-129597	-129597,00	0	-129597,00	-128301,03	268086,84	2281312,61	247573,7005
9	217,91	6537,260	392235,57	388313,22	0	-129596	-129596,00	0	-129596,00	-128300,04	262639,57	2543952,19	240141,8211
10	214,92	6447,699	386861,95	382993,33	0	-129595	-129595,00	0	-129595,00	-128299,05	257266,95	2801219,13	232900,4099
11	211,98	6359,366	381561,94	377746,32	0	-129594	-129594,00	0	-129594,00	-128298,06	251967,94	3053187,07	225844,8381
12	209,07	6272,242	376334,54	372571,19	0	-129593	-129593,00	0	-129593,00	-128297,07	246741,54	3299928,61	218970,5872
				4751511,84					-1499578,30	-1484582,52	3299928,61	<b>VAN</b>	3104896,43
										<b>TIR</b>	6.10%		

#### **4.1.9 Flujo de caja sin implementación del proyecto para el Bombeo Hidráulico.**

La tabla 16 muestra los ingresos netos sin ejecutar la implementación del cambio de sistema de levantamiento propuesto, el tiempo de estudio tendrá 12 periodos. La ecuación (39) del flujo de caja sin ejecutar el proyecto se la uso para determinar la actualización de ingresos e egresos descontando la tasa de interés del 1% mensual (anual es 12%) (Guzmán 2016), para los flujos netos futuros.

Como resultado se obtuvo ingresos actualizados de \$ 2'645.877,11 y egresos actualizados de \$ 661.469,28 sin implementar el sistema propuesto. El flujo de caja sin implementar el proyecto obtuvo ganancias de \$2'004.452,36 con un VAN de \$ 1'883.096,21 y con ingresos actualizados \$ 661.469,28 con un TIR del 4%.

#### **4.1.10 Flujo de caja con implementación del proyecto del sistema de Bombeo Electrosumergible.**

En la tabla 17 se tiene los ingresos netos al implementar el sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible por el sistema de bombeo hidráulico, estimado por 12 periodos (1 año). Los resultados obtenidos del flujo de caja con la implementación del proyecto del cambio de sistema son de 12 periodos, teniendo ingresos en el primer periodo manteniendo la producción con bombeo hidráulico, hasta el segundo periodo que se implementa el bombeo electrosumergible, obteniendo como resultado el aumento de la producción debido al cambio de sistemas artificial. En los gastos a partir del segundo periodo se elevan a \$100.00 debido a la implementación de los equipos del sistema de bombeo electrosumergible en el pozo Mariann-23.

En los gastos de operación del bombeo electrosumergible a partir del cuarto periodo manteniendo la tendencia por los periodos restantes. El flujo de caja con implementación con el sistema de electrosumergible se efectuó para determinar la actualización descontando la tasa de interés del 1% mensual (anual es 12%) (Guzmán 2016), para los flujos netos futuros. Teniendo ingresos actualizados de \$ 4'751.511,84 y con egresos actualizados de \$ 1'689.183,84 de tal manera el flujo de caja con la implementación del proyecto alcanzo una ganancia de \$3'093.260,61 con un VAN de \$

2'915.894,48 y con la tasa de interés del 1% en cada periodo, para el cambio de bombeo hidráulico a electrosumergible en el pozo Mariann-23.

Como resultado de la implementación del sistema propuesto el caudal de producción incrementa 220 Bppd con respecto a la producción del anterior sistema de levantamiento de bombeo hidráulico. Además, el Van de \$ 2'915.894,48 siendo superior al VAN del anterior sistema sin implementar el proyecto es de \$ 1'883.096,31. Obteniendo un TIR del 6%, a partir de los valores de flujo de caja siendo superior a la tasa de descuento mensual y superior al TIR que se obtuvo sin implementar el proyecto. Lo que denota que la inversión puede ser recuperada, es decir que el proyecto del cambio de sistema de bombeo Hidráulico a electrosumergible es un proyecto viable.

#### 4.1.11 Análisis comparativo de flujos de caja.

Se realizó un análisis comparativo de la diferencia entre el sistema de levantamiento actual con el sistema de levantamiento propuesto. Primeramente, se muestra en la figura 24, los ingresos por producción, gastos operativos y el flujo de caja sin implementación del proyecto del estado actual con el método de bombeo hidráulico.

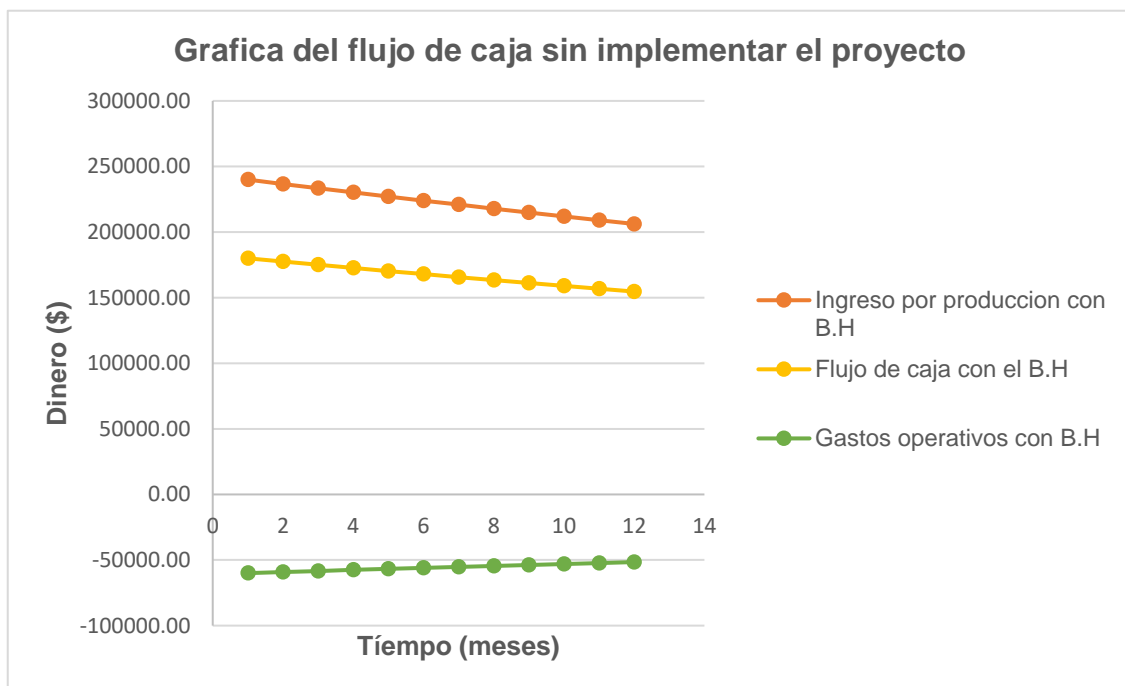


Figura 24. Grafica Flujo de caja sin implementación del proyecto

Los resultados del flujo de caja sin implementación del proyecto se muestran en la figura 24, donde tenemos los ingresos por producción, gastos operativos y el flujo de caja durante los 12 periodos.

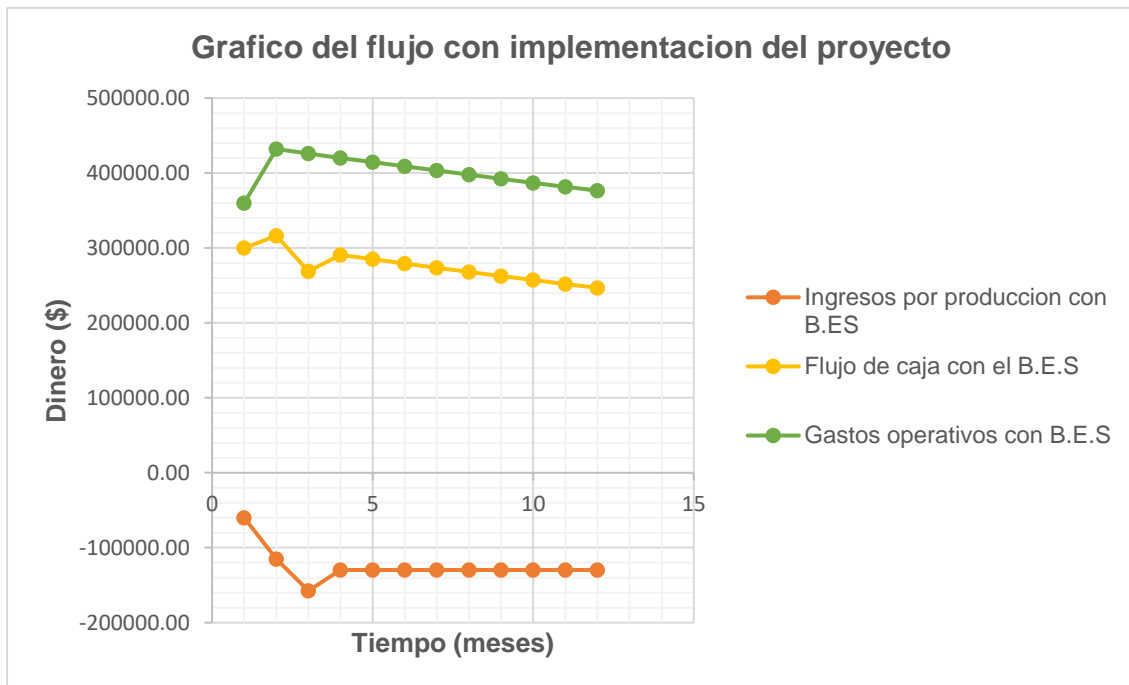


Figura 25. Grafica Flujo de caja con implementación del proyecto

En el grafico 26 se visualiza los ingresos, costos operativos y el flujo de caja para ambos sistemas de levantamiento artificial.

La línea de color amarillo de los ingresos por producción del bombeo Electrosumergible, muestra una tendencia superior, comparado para el Bombeo Hidráulico, por ejemplo, se producía 3917 Bls por mes con ingresos de \$236712,00 y con la implementación se produce 7200 Bls con ingresos de \$432000,00.

Los costos operativos del Bombeo Hidráulico son menores comparados con el Bombeo Electrosumergible, siendo los costos del bombeo BES superior en los primeros periodos, tomando equilibrio a partir del cuarto, aunque sigue siendo superior a los del bombeo actual. En el flujo de caja con implementación del proyecto existe una mayor rentabilidad económica comparada sin implementar el proyecto. En la implementación del proyecto del Bombeo Electrosumergible es una alternativa viable y rentable, debido que existe un incremento de producción, valor presente neto (VAN) y ganancias.

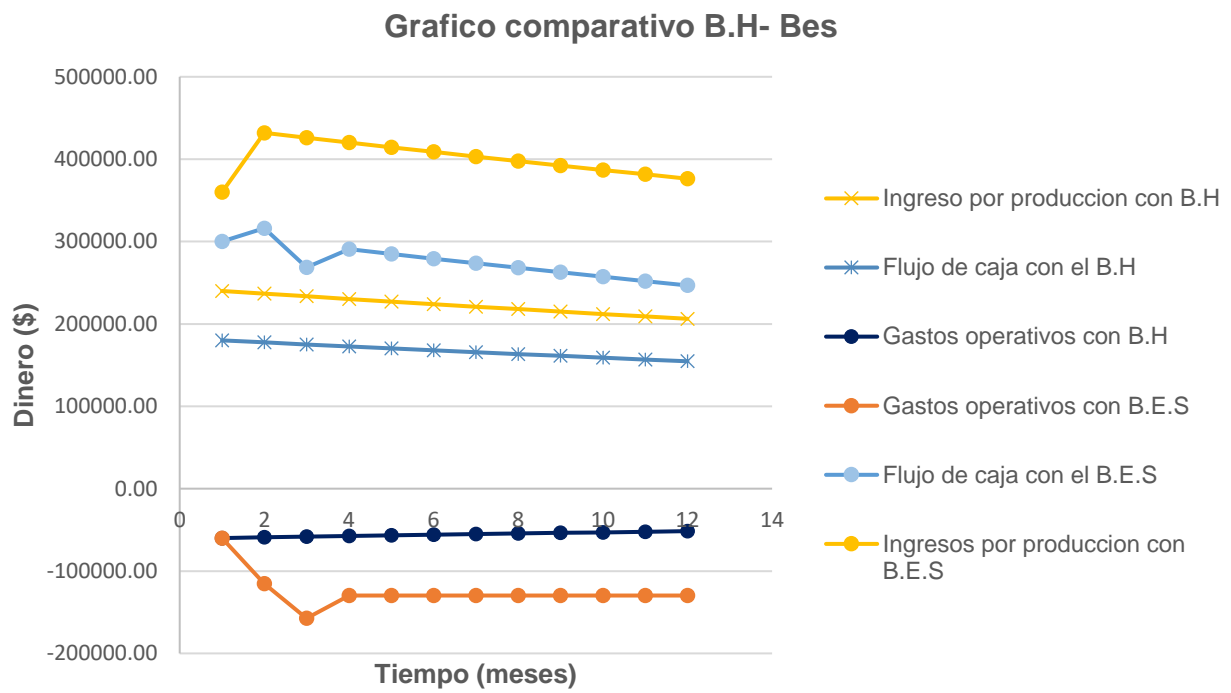


Figura 26. Grafica Flujo de caja comparativo

# **CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **CONCLUSIONES**

- Mediante en análisis de la curva de afluencia y de demanda, se estimó un caudal de producción óptima de 426.81 Bfpd, con una tasa de petróleo de 220 Bppd, para el nuevo sistema de levantamiento artificial, teniendo una ganancia de 51 Bapd, siendo mayor al sistema de bombeo hidráulico que actualmente opera.
- En el pozo Mariann-23 produciendo en la formación Napo “T” inferior, se dimensionó el sistema de levantamiento artificial electrosumergible debido lo cual se optó por una bomba de mayor de eficiencia. Esto es la bomba D460N cuyo rango operativo es de 200-650 Bfpd con una eficiencia del 53%.
- El uso del sistema de bombeo electrosumergible permite tener un menor riesgo en comparación al sistema de bombeo hidráulico, con respecto a los derrames que afecten al medio ambiente, debido a que el sistema propuesto no maneja líneas de alta presión en superficie.
- EL Flujo de caja sin implementar, el proyecto tuvo ingresos actualizados de \$ 2'645.877,11 y egresos actualizados de \$ 661.469,28. Además obteniendo ganancias de \$2'004.452,36 con un VAN de \$ 1'883.096,21 y con una TIR del 4%.
- El flujo de caja implementando el proyecto tiene ingresos actualizados de \$ 4'751.511,84 y con egresos actualizados de \$ 1'689.183,84 de tal manera el flujo de caja con la implementación del proyecto alcanzo una ganancia de \$3'093.260,61 con un VAN de \$ 2'915.894,48 y con una TIR del 6%.



## RECOMENDACIONES

- Aplicar el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible en el pozo Mariann-23 implicaría un aumento de la producción del caudal de petróleo a 220 Bppd en comparación con el sistema de levantamiento actual es de 169 Bppd.
- En el presente proyecto se recomienda optar por bombas de mayores eficiencias e incluido dentro del rango operativo de la bomba al seleccionar. A fin de que se adecue a las condiciones del pozo para aumentar la tasa de producción. La bomba D460N se justifica de maneja acorde con una eficiencia del 53%.
- Al dimensionar el sistema de levantamiento es fundamental tener en consideración el porcentaje de gas que se presenta en el pozo. La presencia de gas afecta el rendimiento de la bomba, en tal caso el pozo Mariann- 23 no requiere de separador de gas, debido a la presencia de gas libre del 5.19% en la entrada de la bomba por tal razón no afectaría la bomba.
- Realizar un nuevo estudio de las arenas productivas del Campo Mariann con el propósito de proporcionar información actualizada para futuros proyectos en el campo.

## REFERENCIA BIBLIOGRAFICAS

- Arcentales, D., & Caizapanta, M. (2011). *Aplicación del análisis nodal para la evaluación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo espol III. escuela superior politécnica del litoral.*
- Arias, L. (2011). *Estudio del fluido de completación y reacondicionamiento en pozos del bloque tarapoa para prevenir y minimizar el daño de formación. escuela politécnica nacional.*
- Borja, P., & Escoza, L. (2017). *Comparación técnico-económica entre sistemas de completación inteligente y dual concéntrico para optimizar la producción del activo lago agrio. universidad central del ecuador.*
- Bustamante, D. (2007). *Metodología para el desarrollo de un programa de cómputo para el diseño de bombeo electrosumergible y su aplicación. escuela superior politécnica del litoral.*
- Bustillos, F. (2008). *Análisis y selección de la mejor técnica de cañoneo para el bloque tarapoa [Escuela Politécnica Nacional].*  
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1002/1/cd-1303.pdf>
- Cano, C., & Sarmiento, J. (2016). *Optimización de producción del pozo fict-01, mediante el análisis de los sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico y electrosumergible.*
- Castro, L., & Marcelo, S. (2019). *Evaluación del cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico para la optimización energética en un campo petrolero. fundación universidad de américa.*
- Centeno, A. (2016). *Estudio técnico - económico para optimizar la producción en el campo sacha norte I mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible. escuela politécnica nacional.*
- Chuquimarca, F. (2015). *Estudio descriptivo del levantamiento artificial de crudo con tecnología de bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible. universidad tecnológica equinoccial.*
- Comisión Nacional De Hidrocarburos. (2022, March 21). *Bombeo hidráulico. comisión nacional de hidrocarburos.*  
<https://www.trendsmap.com/twitter/tweet/1505881911431995395>
- Espinel, G. (2016). *Análisis técnico de la optimización de la producción del campo madura auca utilizando bombeo electrosumergible.*
- Figueroa, O., & Tibaduisa, D. (2016). *Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo*

- para la extracción de crudo pesado en el pozo torcaz 3. [Fundación universidad de américa]. <http://etd.lib.metu.edu.tr/upload/12620012/index.pdf>*
- Gallo, A., & Vásquez, C. (2018). *Evaluación técnico financiera del cambio de sistema de levantamiento artificial actual por bombeo electrosumergible en cuatros pozo del campo la cira infantas. fundación universidad de américa.*
- García, L. (2009). *Análisis técnico- económico de completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca amazónica del ecuador. escuela politécnica nacional.*
- Goyes, H., & Jennifer, H. (2012). *estudio para optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo del área lago agrio. escuela politécnica nacional .*
- Guadalupe, J., & Zambrano, C. (2017). *Diseño de la bomba hidráulica en el pozo espol-01, para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico tipo jet mediante el uso del software SYAL [Escuela Superior Politécnica del Litoral]. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/43678/1/d-cd70270.pdf>*
- Gualacata, N. (2020). *Análisis de tendencias histórica de los patrones de comportamiento en equipos electrosumergibles para el monitorio de pozo en el campo palo azul, mediante la utilización del software Lowis.*
- Guzmán, G. (2016). *Evaluación del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo mariann del bloque tarapoa del oriente ecuatoriano para incrementar su producción. universidad tecnológica equinoccial.*
- Huallpara, A. (2019). *Productividad de pozos de petróleo, gas y condensado.*
- Jaramillo, J. (2011). *Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo parahuacu para incrementar la producción. escuela politécnica nacional.*
- Mera, C. (2014). *Planificación técnica para el mantenimiento preventivo del separador de producción v-100 en el campo mariann y plataforma aleluya para el periodo 2013-2018 [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <http://repositorio.uwiener.edu.pe/handle/123456789/2216%0ahttp://www.scielo.br/pdf/ean/v13n2/v13n2a08.pdf>. 2009 abr-jun; 13(2).*
- Mohamed, E., & Ahmed, E.-B. (2009). *New inflow performance relationship for solution-gas drive oil reservoirs. society of petroleum engineers - SPE/EAGE reservoir characterization and simulation conference 2009 - overcoming modeling challenges to optimize recovery, 1, 151–170. <https://doi.org/10.2118/124041-ms>*
- Moya, T. (2017). *Evaluación de estrategias para la producción de crudo extrapesado en el campo tarapoa noroeste del bloque tarapoa (vol. 9). universidad central del ecuador.*

- Narváez, K., & Santos, J. (2020). *Estudio Técnico económico para la optimización de producción mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos candidatos del bloque 44. Universidad Central Del Ecuador .*
- Núñez, S. (2019). *Análisis de falla en separadores de gas de las bombas electrosumergibles (ESP) en los pozos petroleros. universidad de los andes .*
- Obando, R. (2014). *Análisis de factibilidad técnico-económica para el cambio de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible bombeo mecánico convencional en pozos con alto corte de agua y baja producción de petróleo en el bloque tarapoa.*
- Orejarena, J. (2018). *Diseño del equipo de bombeo electrosumergible para un campo colombiano ubicado en la cuenca de los llanos orientales mediante la herramienta designpro 9.0.2.*
- Ortega, J. (2015). *Análisis tecno-económico para los sistemas de bombeo electrosumergible hidráulico de los pozos de la estación shushuqui del área libertador, Universidad San Francisco De Quito. <https://docplayer.es/76473104-universidad-san-francisco-de-quito.html>*
- Ortega, R., & Rojas, M. (2012). *Análisis técnico económico para ahorro de fluido motriz, utilizando bombas eléctricas sumergible, en pozo que tienen baja presión de formación en el área lago agro. Escuela Politécnica Nacional.*
- Paris De Ferrer, M. (2010). *Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos.*
- Pillajo, S., & Zambrano, R. (2012). *Análisis técnico - económico para incrementar la producción de petróleo mediante la aplicación de completaciones dobles concéntricas del campo cuyabeno.*
- Proaño, M. (2012). *Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el Campo Auca.*
- Quishpe, M., & Ruiz, J. (2015). *Estudio técnico y económico de las operaciones de perforación en las secciones de 16'', 12 ¼'' y 8 ½'', de pozos que se perforaron en los campos fanny y mariann. escuela politécnica nacional.*
- Reinoso, B. (2019). *Evaluación Técnicas - económica para la implementación de la tecnología zeitecs esp-shuttle en pozos con dos zonas productoras en el campo mariann del bloque. Universidad UTE.*
- Reyes, C. (2020). *Desarrollo de un algoritmo en lenguaje de programación java para el diseño de bombeo electrosumergible y su aplicación en un pozo del oriente ecuatoriano. Universidad Estatal Península De Santa Elena .*
- Roca, R., & Perero, D. (2016). *Análisis técnico económico para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible realizado en el campo Fict. Escuela Superior Politécnica Del Litoral.*

- Rodríguez, W., & Robles, C. (2010). *Herramienta software para el análisis y diseño de sistema de levantamiento artificial convencionales. Universidad Industrial De Santander.*
- Salazar, J. (2014). *Estudio técnico - económico para las completaciones con bombeo electrosumergibles mediante el sistema zeitecs en pozos del oriente ecuatoriano. escuela politécnica nacional.*
- Sánchez, J. (2010). *Análisis del sistema de levantamiento electrosumergible, mediante el programa subpump 7.0, en los pozos del bloque 27. Universidad Tecnológica Equinoccial.*
- Sánchez, W. (2014). *Definición de una metodología para el diseño de revestidores de los pozos del campo tarapoa en el oriente ecuatoriano.*
- Santos, M. (2015). *Gestión de sistemas de levantamiento artificial como estrategia para el desarrollo y optimización de la producción de hidrocarburos Universidad Nacional De Piura.*  
<https://repositorio.unp.edu.pe/bitstream/handle/unp/979/min-san-ros-15.pdf?sequence=1&isallowed=y>
- Savedra, E. (2013). *Nuevas tecnologías: bomba recirculadora implementada en la optimización del sistema de bombeo electrosumergible en el pozo lobo 003, enero 2013. Universidad Central Del Ecuador.*
- Schlumberger. (2012). *Curso de levantamiento artificial. comportamiento de afluencia, 1–53.*
- Schlumberger. (2017). *Reda electric submersible pump systems technology catalog. 136–141.* <https://www.slb.com/-/media/files/al/catalog/artificial-lift-esp-technology-catalog.ashx>
- Temizel, C., Canbaz, C. H., Betancourt, D., Ozesen, A., Acar, C., Krishna, S., & Saputelli, L. (2020). *A comprehensive review and optimization of artificial lift methods in unconventional. proceedings - SPE annual technical conference and exhibition, 1–30.* <https://doi.org/10.2118/201692-ms>
- Torres, W. (2021, August 18). *Declinación de campos de Petroecuador alcanza un 28% cada año. primicias.*  
<https://www.primicias.ec/noticias/economia/declinacion-campos-petroleros-petroecuador/#:~:text=declinación de campos de Petroecuador alcanza un 28%25 cada año,-autor%3a>
- Tschopp, H. J. (1953). *Oil explorations in the orient of Ecuador.*  
<https://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=37351>
- Vaca, L. (2012). *Análisis técnico económico para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozo con alto potencial en el área sachá para incrementar la producción. Escuela Politécnica Nacional.*

- Valdés, M., & Cando, H. (2018). *Estudio técnico-económico del plan piloto para la implementación del sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico electrosumergible en un pozo del activo libertador de Petroamazonas EP. Universidad Central Del Ecuador.*
- Vega, D., & Lara Joan. (2013). *Diseño de un sistema de levantamiento artificial no convencional a partir de bombeo electrosumergible y bombeo por cavidades progresivas aplicado al campo colorado. Universidad Industrial De Santander.*
- Villegas, I. (2013). *Estudio de factibilidad técnica para el control de agua en yacimiento “u” inferior del campo pindo. Universidad Central Del Ecuador.*
- Yajamin, D. (2015). *Análisis y selección de técnicas de estimulación en yacimientos con contenido de glauconita para mejorar la producción de crudo en el campo mariann del bloque tarapoa. Escuela Politécnica Nacional.*
- Yepez, S. J. (2019). *Optimización de la producción de un campo z mediante el uso de análisis nodal y sensibilidades para pozos con problemas en operación de bombas electrosumergibles.*

# ANEXOS

## Anexo A. Cálculo de dimensionamiento del sistema levantamiento del Bombeo Electrosumergible

### 1. Datos del pozo Mariann 23

*Tabla A 1. Datos del pozo (Guzmán, 2016)*

Parámetros	Datos	Unidades
Tubería de Revestimiento	DE=7” DI=6.276”	In.
Tubería de Producción	DE=3,5” DI=2,992”	In.
Intervalos perforados en la arena “T” inferior	10782-10792	Pies
Profundidad media de perforados	10787	Pies

*Tabla A 2. Datos de producción (Guzmán, 2016; Yajamin, 2015)*

Parámetros	Datos	Unidades
Presión de yacimiento ( $P_r$ )	1541	Psi
Presión de Burbuja ( $P_b$ )	485	Psi
Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ )	975	Psi
Presión de cabeza ( $P_c$ )	82	Psi
Caudal del fluido ( $Q_f$ )	328	Bfpd
Relación de Gas – Petróleo ( $GOR$ )	45	Pcs/Bf
$A_{pi}$	30.3	°
Temperatura de Superficie ( $T_s$ )	110	°F
Temperatura de Fondo ( $T_f$ )	210	°F

*Tabla A 3. Condición del fluido del pozo (Guzmán, 2016; Yajamin, 2015)*

Parámetros	Datos	Unidades
Gravedad específica del agua ( $Y_w$ )	1.02	Adimensional
Gravedad específica del Petróleo ( $Y_o$ )	0.929	Adimensional
Gravedad específica del gas ( $Y_g$ )	0.22	Adimensional
Factor Volumétrico del agua ( $B_w$ )	1.0	Bls/Bf
Factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ )	1.08	Bls/Bf
Factor Volumétrico de Gas ( $B_g$ )	4,50	Bls/Mpcs



## 2. Curva de comportamiento de afluencias

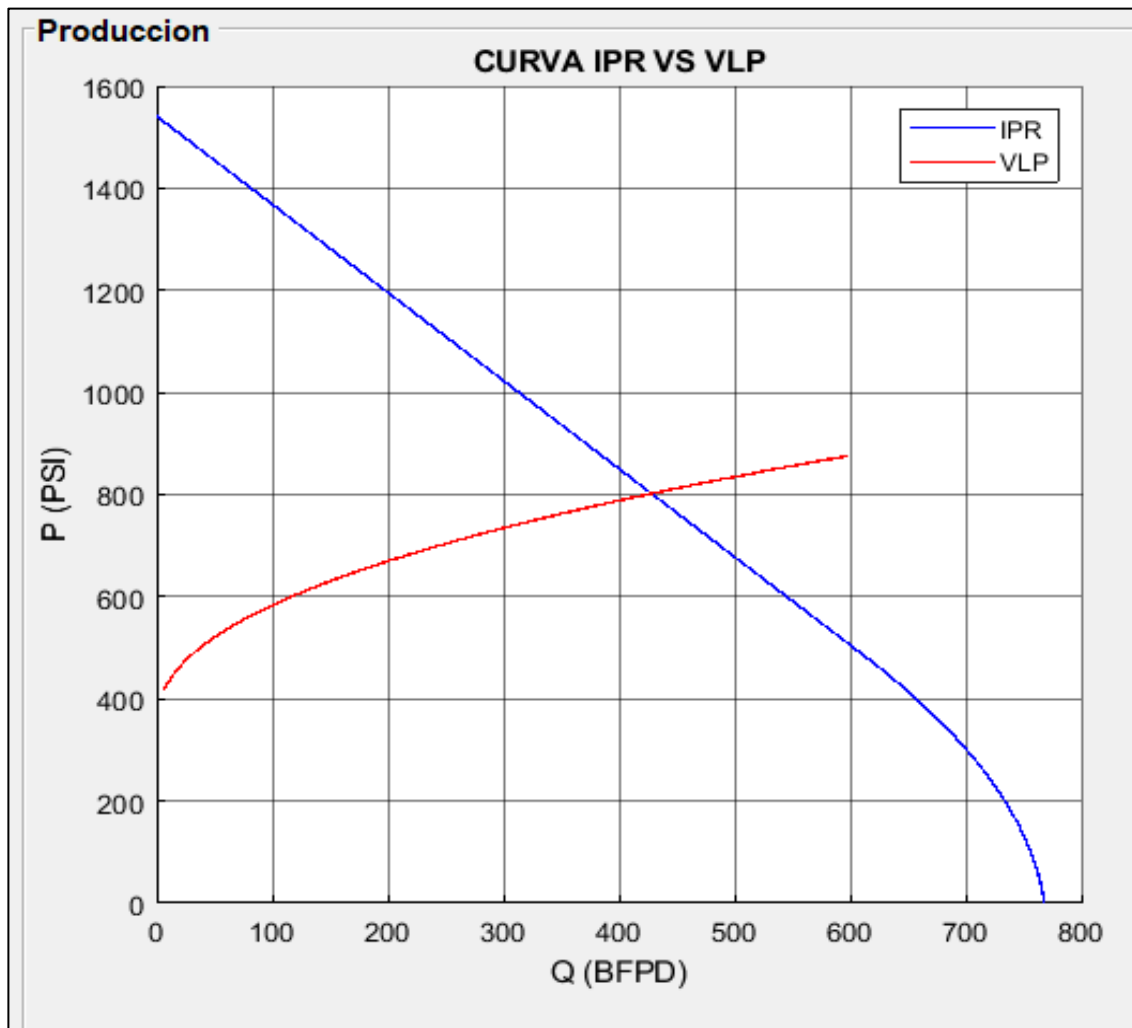


Figura A 1. Construcción de las Curvas IPR y VLP

Tabla A 4. Datos obtenidos de las Curvas IPR y VLP

Parámetros	Datos	Unidades
Presión de fondo a caudal deseado ( $P_{wf}$ )	802,49	Psi
Caudal de producción ( $Q_f$ )	426.81	Bfpd
Caudal de petróleo ( $Q_o$ )	220	Bppd
Caudal de agua ( $Q_w$ )	207	Bapd
Índice de productividad ( $IP$ )	0.580	Bfpd/Psi
Caudal de presión de burbuja ( $Q_b$ )	611.96	Bfpd

### 3. Cálculo de la Gravedad Específica de la mezcla ( $\gamma_{mezcla}$ ).

$$\gamma_{mezcla} = (\gamma_w * BSW) + (\gamma_o * (1 - BSW))$$

$$\gamma_{mezcla} = (1.02 * 0.486) + (0.875) * (1 - 0.486)$$

$$\gamma_{mezcla} = 0.945$$

### 4. Determinación de la Profundidad de Asentamiento de la Bomba (PAB)

$$PAB = H_d + \left( \frac{P_b}{0.433 * \gamma_{mezcla}} \right)$$

$$H_{mezcla} = \frac{P_{wf}}{(\text{Gradiente de la mezcla})}$$

$$H_{mezcla} = \frac{800}{(0.433 * 0.945)} = 1955.10 \text{ Pies}$$

$$H_d \text{ Nivel dinamico} = \text{Profundidad del pozo} - H_{mezcla}$$

$$H_d \text{ Nivel dinamico} = 10983 - 1955.10 = 9027.9 \text{ Pies}$$

$$PAB = 9027.9 + \left( \frac{485}{0.433 * 0.945} \right)$$

$$PAB = 10213.36 \text{ Pies}$$

### 5. Cálculo de la Presión de Entrada a la Bomba (PEB)

$$PIP = P_{wf @ caudal deseado} - [(P_{mp} - PAB) * \gamma_{mezcla}^{0.4333}]$$

$$PIP = 800 - [(10787 - 10213.36) * 0.945^{0.4333}]$$

$$PIP = 565.22 \text{ Psi}$$

### 6. Cálculo de la temperatura de la entrada a la Bomba

$$T_{entrada} = T_s + \frac{T_f - T_s}{\text{Prof. promedia de las perforaciones}} * PAB$$

$$T_{entrada} = 110 + \frac{210 - 110}{10787} * 10213.36$$

$$T_{entrada} = 204.68 \text{ } ^\circ\text{F}$$

## 7. Cálculo del Volumen de Fluido en la Entrada de la Bomba.

- **Relación de gas-petróleo en solución**

$$R_s = \gamma_g * \left[ \left( \frac{P_b}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{(0.0125 * API - 0.00091 * T)} \right]^{1.2048}$$

$$R_s = 0.22 * \left[ \left( \frac{485}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{(0.0125 * 30.3 - 0.00091 * 210)} \right]^{1.2048}$$

$$R_s = 20.55 \text{ Pcs/Bf}$$

- **Factor Volumétrico del Petróleo (Correlación de Standing)**

$$B_o = 0.9759 + (12 * 10^{-5}) * F^{1.2}$$

$$F = R_s * \left( \frac{y_g}{y_o} \right)^{0.5} * (1.25 * T)$$

$$F = 20.55 * \left( \frac{0.22}{0.875} \right)^{0.5} * (1.25 * 210)$$

$$F = 272.815$$

$$B_o = 0.9759 + (12 * 10^{-5}) * 272.815^{1.2}$$

$$B_o = 1.08 \text{ Bls/Bf}$$

- **Factor Volumétrico del Gas (Correlación de Standing)**

$$B_g = 5.03 * \frac{z * T}{PEP}$$

$$Z = \left\{ 1 + \left[ \frac{344400 * P(\text{psi}) * 10^{1.785 + yg}}{T(^{\circ}R)^{3.825}} \right] \right\}^{-1}$$

$$Z = \left\{ 1 + \left[ \frac{344400 * 565.22 * 10^{1.785 + 0.22}}{(210 + 459.67)^{3.825}} \right] \right\}^{-1}$$

$$Z = 0.766$$

$$B_g = 5.03 * \frac{0.766 * (210 + 459.67)}{565.22}$$

$$B_g = 4.56 \text{ Bls/Mpcs}$$

## 8. Cálculo del Volumen Total de los Fluidos.

- **Volumen de gas total y en solución**

$$Gas_{Total} = \frac{GOR * Q_{deseado}}{1000}$$

$$Gas_{Total} = \frac{45 * 221}{1000}$$

$$Gas_{Total} = 9.96 \text{ Mpc}$$

$$Gas_{solucion} = \frac{R_s * Q_{deseado}}{1000}$$

$$Gas_{solucion} = \frac{20.55 * 221}{1000}$$

$$Gas_{solucion} = 4.55 \text{ Mpc}$$

- **Gas libre**

$$Gas_{Libre} = Gas_{Total} - Gas_{solucion}$$

$$Gas_{Libre} = 9.96 - 4.55$$

$$Gas_{Libre} = 5.41 \text{ Mpc}$$

- **Volumen de Petróleo**

$$V_o = Q_{deseado} * B_o$$

$$V_o = 221 * 1.08$$

$$V_o = 238.06 \text{ Bppd}$$

- **Volumen de gas**

$$V_g = Gas_{Libre} * B_g$$

$$V_g = 5.41 * 4.56$$

$$V_g = 24.69 \text{ Bgpd}$$

- **Volumen de agua**

$$V_w = Q_w * B_w$$

$$V_w = 208 * 1.02$$

$$V_w = 212.324 \text{ Bapd}$$

- **Volumen total del fluido**

$$V_{Total} = V_o + V_g + V_w$$

$$V_{Total} = 238.060 + 24.69 + 212.324$$

$$V_{Total} = 475.06 \text{ Bfpd}$$

- **Porcentaje de gas libre presente**

$$\%GasLibre = \frac{V_{Gas}}{V_{Total}} * 100$$

$$\%GasLibre = \frac{24.68}{475.067} * 100$$

$$\%GasLibre = 5.195 \%$$

**9. Se calcula la Altura Dinámica Total (TDH).**

$$TDH = LN + Fr + Pc$$

$$TDH = 8798.112 + 7.88 + 200.35$$

$$TDH = 9009.839 \text{ Pies}$$

- **Cálculo de Levantamiento Neto (LN)**

$$LN = PAB - \frac{PIP}{0.433 * \gamma_{mezcla}}$$

$$LN = 10213.36 - \frac{565.22}{0.433 * 0.945}$$

$$LN = 8832.373 \text{ Pies}$$

- **Cálculo de las Perdida de Presión por fricción (Fr)**

$$\frac{\text{perdidas}}{\text{pie}} = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * \left(\frac{Q_{f\text{deseado}}}{34.29}\right)^{1.85}}{ID^{4.8655}}$$

$$\frac{\text{perdidas}}{\text{pie}} = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} * \left(\frac{429,41}{34.29}\right)^{1.85}}{2.992^{4.8655}}$$

$$\frac{\text{perdidas}}{\text{pie}} = \frac{0.77121}{1000}$$

$$Fr = \frac{\text{perdidas}}{\text{pie}} \times PAB$$

$$Fr = \frac{0.77121}{1000} \times 10213.36 = 7.88 \text{ Pies}$$

- **Cálculo de la presión de cabeza (Pc) pie**

$$P_c = \frac{P_{ca}}{0.433 * \gamma_{mezcla}}$$

$$P_c = \frac{82}{0.433 * 0.945}$$

$$P_c = 200.35 \text{ Pies}$$

## 10. Selección de la bomba.

*Tabla A 5. Bomba seleccionada D460N Serie 400 (Schlumberger, 2017)*

Bomba	Serie	Caudal Mínimo	Caudal Máximo	HP/etapa	Pies/etapa	EF (%)
		(Bfpd)	(Bfpd)	(Bfpd)	(pies)	
D460N	400	200	650	0.25	36	53

*Tabla A 6. Bomba alternativa AN550 serie 380 (Schlumberger, 2017)*

Bomba	Serie	Caudal Mínimo	Caudal Máximo	HP/etapa	Pies/etapa	EF (%)
		(Bfpd)	(Bfpd)	(Bfpd)	(pies)	
AN550	380	400	700	0.13	16.9	45

### 11. Cálculo de número de etapas.

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = \frac{THD_{\text{diseño}}}{\left(\frac{\text{pies}}{\text{etapa}}\right)}$$

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = \frac{9040.59}{(36)}$$

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = 242.37 \text{ Pies}$$

Tabla A 7. Configuración de la Bomba D460 Serie 400 (Schlumberger, 2017)

Bomba	Serie	Housing	Longitud (Pies)	Peso (Lb)	Número máximo de etapas
D460N	400	80	11.9	255	121
D460N	400	80	11.9	255	121
					242

### 12. Calcular del BHP requerido, utilizamos la siguiente expresión numérica.

$$BHP = \text{Numeros de etapas} * \left(\frac{HP}{\text{etapa}}\right) * \gamma_{\text{mezcla}}$$

$$BHP = 242.37 * (0.25) * 0945$$

$$BHP = 57.27 \text{ Hp}$$

### 13. Selección del tipo de motor

$$BHP_{\text{requerido}} = 1.15 * BHP$$

$$BHP_{\text{requerido}} = 1.15 * 57.27$$

$$BHP_{\text{requerido}} = 65.86 \text{ Hp}$$

Tabla A 8. Motor Serie 456 (Schlumberger, 2017)

Serie	D.E (In)	Potencia (Hp)	Voltaje (V)	Amperaje (A)	Longitud (Pies)	Peso (Lbm)
456	4.56	67.5	1233	35.8	9.8	450

#### 14. Selección de protector o sección sellante del motor.

- La selección del protector requiere de una potencia del motor mayor a 120 (Hp), en este caso no requiere.

#### 15. Selección del separador de Gas.

- El porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba es del 5.19%, el cual no requiere un separador de gas, ya que lo permitido es mayor al 10 %.

#### 16. Selección del cable de potencia y de extensión del motor.

$$\text{Longitud Cable} = PAB + 200 \text{ pies}(\text{conexiones en superficie})$$

$$\text{Longitud Cable} = 101213.36 + 200 \text{ pies}$$

$$\text{Longitud Cable} = 10413.36 \text{ pies}$$

$$\text{Pérdida de voltaje} = \left( \frac{\text{Caída de voltaje}}{100(\text{pies})} \right) \times FC \times \text{longitud del cable}$$

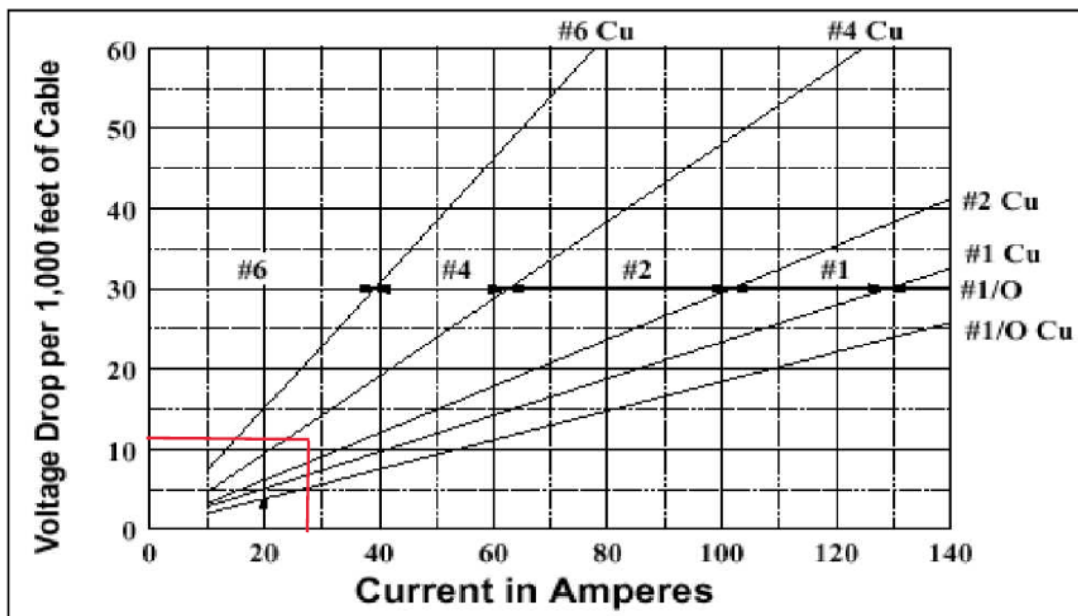


Figura A 2. Caída de Voltaje (Vaca, 2012)



*Tabla A 9. Factor de corrosión de temperatura (Vaca, 2012)*

<b>Temperatura del conductor °C (°F)</b>	<b>Factor de corrección</b>
50 °C a 55 °C (122°F a 131°F)	1.13
60 °C a 65 °C (140°F a 149°F)	1.17
70 °C a 75 °C (155°F a 167°F)	1.21
80 °C a 85 °C (176°F a 185°F)	1.25
90 °C a 95 °C (194°F a 203°F)	1.28
100 °C a 105 °C (212°F a 221°F)	1.32
110 °C a 115 °C (230°F a 239°F)	1.36
120 °C a 115 °C (230°F a 239°F)	1.40
130 °C a 115 °C (230°F a 239°F)	1.44

$$Perdida\ de\ voltaje = \left(\frac{11.5}{1000}\right) * 1.32 * 10413.3$$

$$Perdida\ de\ voltaje = 158.07\ V$$

## 17. Selección del transformador

$$Voltaje_{superior} = Voltaje_{placa\ del\ motor} + Caida\ de\ voltaje_{cable}$$

$$Voltaje_{superior} = 1233 + 158.07$$

$$Voltaje_{superior} = 1391.07\ V$$

$$KVA = \frac{Voltaje_{superficie} * Amperaje_{motor} * \sqrt{3}}{1000} (KVA)$$

$$KVA = \frac{1391.07 * 35.8 * \sqrt{3}}{1000}$$

$$KVA = 86.25\ KVA$$

## Anexo B. Resumen del catálogo de bombas

# Pump Summary

### Pump Summary— 338 to 562 Series

Series	OD, in [mm]	Pump Type	Geometry	Capacity Range, Recommended Limits	
				60 Hz, bbl/d	50 Hz, m <sup>3</sup> /d
338	3.38 [85.85]	AN550	Radial Flow	400–700	53–93
		AN900	Radial Flow	700–1,060	93–140
		AN1200	Radial Flow	800–1,650	106–219
		AN1500	Radial Flow	1,000–2,000	132–265
		A2700N	Mixed Flow	1,800–3,400	238–450
400 <sup>†</sup>	4.00 [101.60]	D460N	Radial Flow	200–650	26–86
		D1050N	Mixed Flow	300–1,650	40–219
		D1150N	Radial Flow	400–1,650	53–219
		D1400N	Radial Flow	960–1,700	127–225
		DN1750	Mixed Flow	1,200–2,050	159–272
		DN1800	Mixed Flow	1,200–2,400	159–318
		D2400N	Mixed Flow	1,500–3,200	199–424
		D3500N	Mixed Flow	1,600–4,500	212–596
		D5800N	Mixed Flow	4,400–7,000	583–927
		RC1000	Mixed Flow	200–1350	27–180
		RC2500	Mixed Flow	1000–3200	133–427
		RC4000	Mixed Flow	3500–7000	467–933

Figura B 1. Listado de las Series de Bomba (Schlumberger, 2017)

### Anexo C. Curvas de comportamiento de las bombas

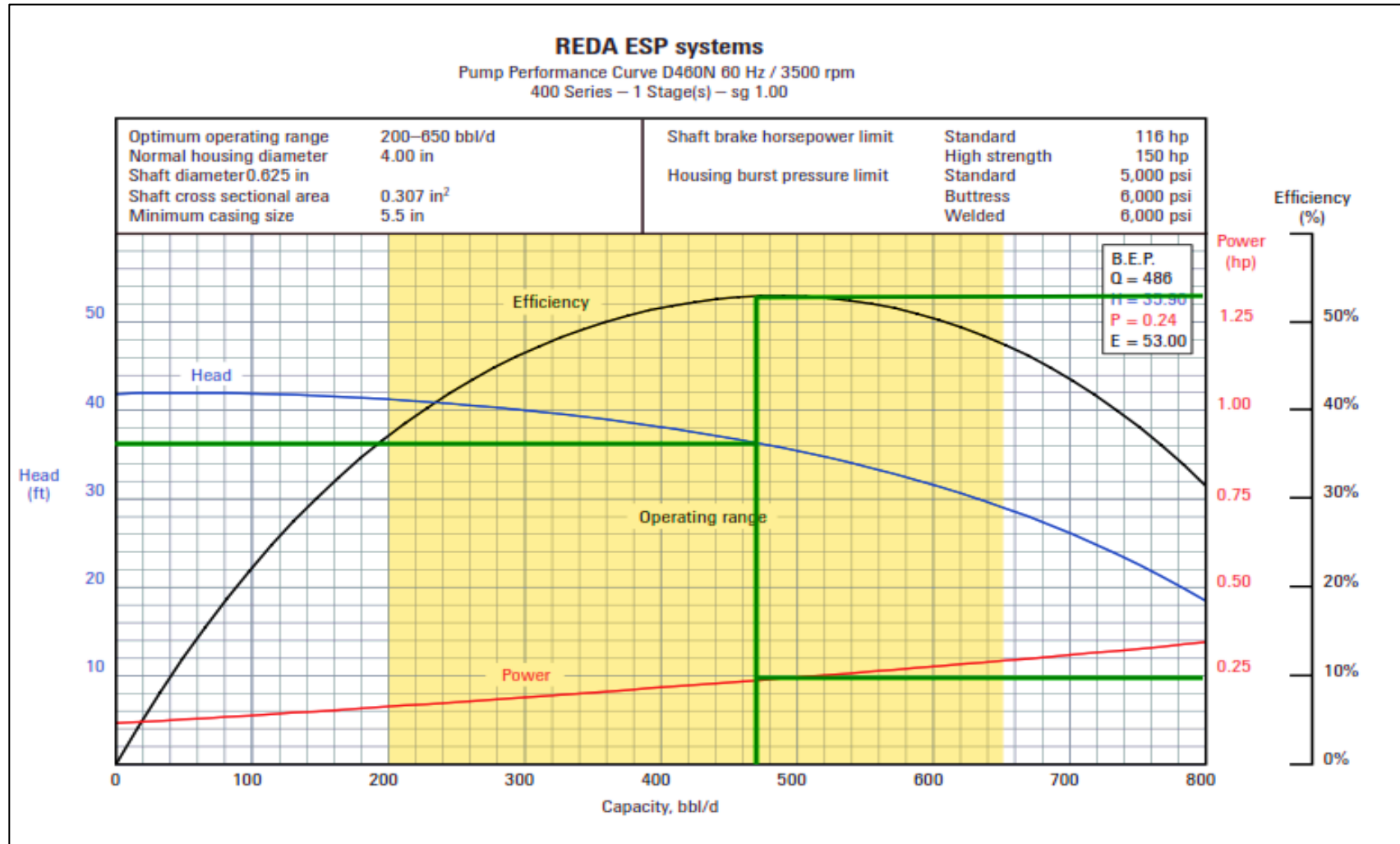


Figura C 1. Curva de comportamiento de la Bomba D460N (Schlumberger, 2017)

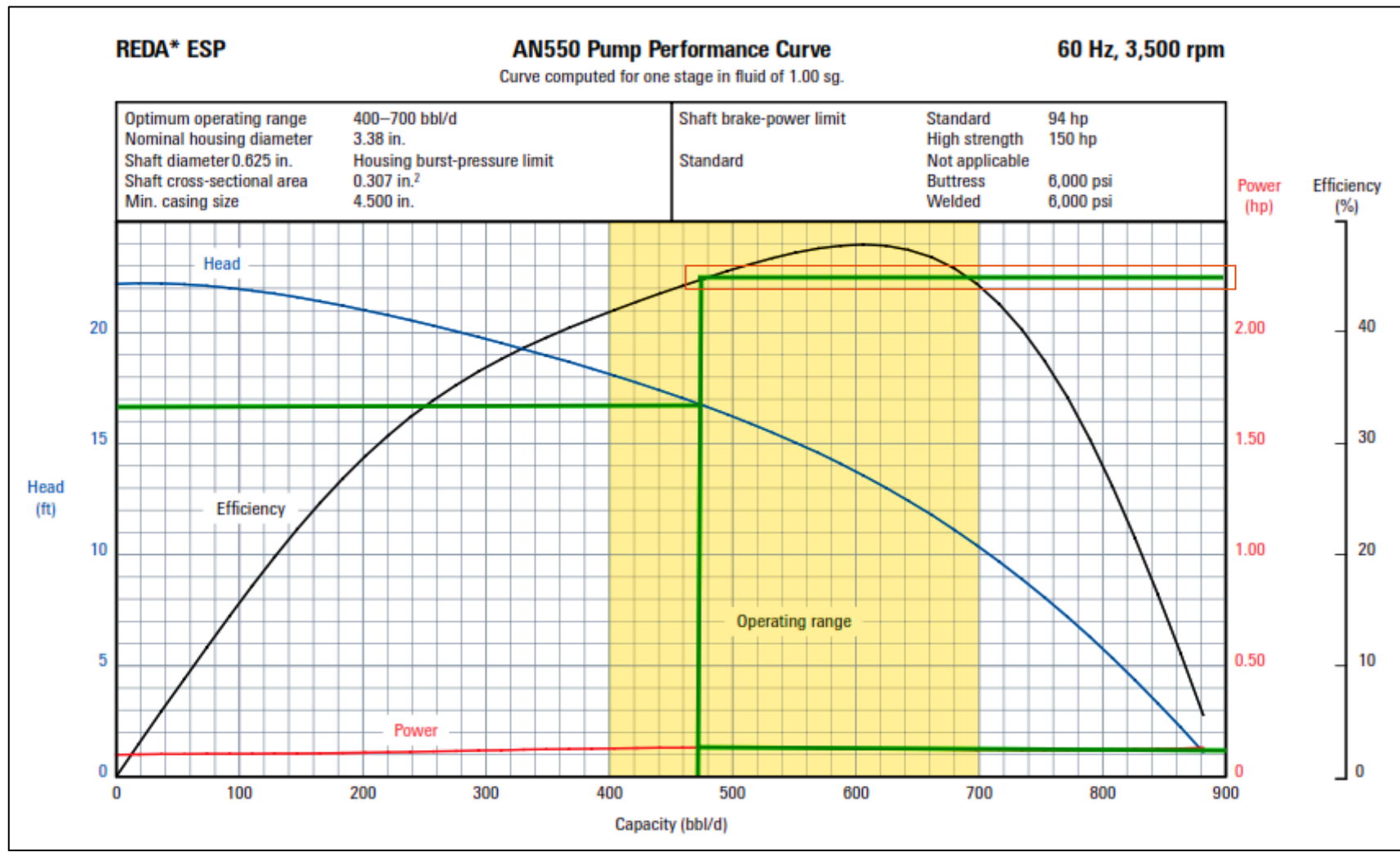


Figura C 2. Curva de comportamiento de la bomba AN550 (Schlumberger, 2017)

## Anexo D. Configuración de la bomba D460N

# D460N Pump

---

**D460N Pump, 400 Series, Tandem Combinations**

Pump Housing	Number of Stages	Tandem Housing Sections Number						
		60	70	80	90	100	110	120
130	195	1	1					
140	210		2					
150	226		1	1				
160	242			2				
170	257			1	1			
180	272				2			
190	288				1	1		
200	304					2		
210	319					1	1	
220	334						2	
230	350						1	1
240	366							2

*Figura D 1. Numero de secciones de la Bomba D460N Serie 400 (Schlumberger, 2017)*

# D460N Pump

## 400 Series, Min. Casing Size 5½-in [139.7-mm] OD

Housing	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	ES Carbon Steel		ARZ-ZZ Carbon Steel		ARZ-SS Carbon Steel	
			Max. Stages	CR-CT, FS Part Number	Max. Stages	CR-CT, FS Part Number	Max. Stages	CR-CT, FS Part Number
10	2.1 [0.64]	45 [20.4]	12	tba <sup>†</sup>	10	tba	10	tba
20	3.5 [1.07]	75 [34.1]	27	tba	24	tba	24	tba
30	4.9 [1.49]	105 [47.7]	43	tba	38	tba	38	tba
40	6.3 [1.92]	135 [61.3]	59	tba	51	tba	51	tba
50	7.7 [2.35]	166 [75.4]	74	tba	66	tba	66	tba
60	9.1 [2.78]	195 [88.5]	90	100739101	80	100739108	80	tba
70	10.5 [3.20]	225 [102.2]	105	100739100	94	100739107	94	tba
<b>80</b>	<b>11.9 [3.63]</b>	<b>255 [115.8]</b>	<b>121</b>	<b>100496742</b>	<b>108</b>	<b>100497268</b>	<b>108</b>	<b>100497480</b>
90	13.3 [4.06]	285 [129.4]	136	100496743	122	100497270	122	100497481
100	14.7 [4.48]	315 [143.0]	152	100496744	137	100497271	137	100497482
110	16.1 [4.91]	345 [156.6]	167	100496745	151	100497272	151	100497483
120	17.5 [5.34]	375 [170.3]	183	100496746	164	100497273	164	100497484

<sup>†</sup> To be assigned.

Figura D 2. Configuración de la Bomba (Schlumberger, 2017).

## Anexo E. Especificaciones del motor

Maximus ESP System Motor Capacity Ranges			
Min. Casing OD, in [mm]	Motor Series	Power Rating at 60-Hz Frequency, hp	Power Rating at 50-Hz Frequency, hp
4.500 [114.3]	375	14.3–285	11.9–237
5.500 [139.7]	456	30–540	25–450
7.000 [177.8]	562	37.5–1,126	31.3–938
8.625 [219.1]	738	250–1,500	208–1,250

Figura E 1. Rangos de capacidad del motor (Schlumberger, 2017).

# 456 Series Motor

456 Series REDA* Maximus* ESP System Motor							
Frequency 60 Hz		Frequency 50 Hz					
Power Rating, hp	Voltage, V	Power Rating, hp	Voltage, V	Current, A	Type	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]
30.0	463	25.0	386	42.3	S-GRB	5.8 [1.8]	266 [121]
	719		599	27.2	S-GRB	5.8 [1.8]	266 [121]
	463		386	42.3	S	5.7 [1.7]	266 [121]
	719		599	27.2	S	5.7 [1.7]	266 [121]
37.5	578	31.3	482	42.5	S-GRB	6.7 [2.0]	303 [138]
	899		749	27.3	S-GRB	6.7 [2.0]	303 [138]
	578		482	42.5	S	6.6 [2.0]	303 [138]
	899		749	27.3	S	6.6 [2.0]	303 [138]
45.0	438	37.5	365	67.1	S-GRB	7.4 [2.3]	339 [154]
	823		686	35.7	S-GRB	7.4 [2.3]	339 [154]
	950		792	30.9	S-GRB	7.4 [2.3]	339 [154]
	438		365	67.1	S	7.3 [2.2]	339 [154]
	823		686	35.7	S	7.3 [2.2]	339 [154]
52.5	950	43.8	792	30.9	S	7.3 [2.2]	339 [154]
	660		550	52.0	S-GRB	8.3 [2.5]	376 [171]
	736		614	46.7	S-GRB	8.3 [2.5]	376 [171]
	959		799	35.8	S-GRB	8.3 [2.5]	376 [171]
	1,109		924	31.0	S-GRB	8.3 [2.5]	376 [171]
	660		550	52.0	S	8.2 [2.5]	376 [171]
	736		614	46.7	S	8.2 [2.5]	376 [171]
	959		799	35.8	S	8.2 [2.5]	376 [171]
60.0	1,109	50.0	924	31.0	S	8.2 [2.5]	376 [171]
	754		628	52.1	S-GRB	9.0 [2.7]	413 [188]
	925		771	42.3	S-GRB	9.0 [2.7]	413 [188]
	1,096		913	35.7	S-GRB	9.0 [2.7]	413 [188]
	1,438		1,198	27.2	S-GRB	9.0 [2.7]	413 [188]
	754		628	52.1	S	8.9 [2.7]	413 [188]
	925		771	42.3	S	8.9 [2.7]	413 [188]
67.5	1,096	56.3	913	35.7	S	8.9 [2.7]	413 [188]
	1,438		1,198	27.2	S	8.9 [2.7]	413 [188]
	849		708	52.0	S-GRB	9.9 [3.0]	450 [205]
	1,233		1,027	35.8	S-GRB	9.9 [3.0]	450 [205]
849	708	52.0	S	9.8 [3.0]	450 [205]		
	1,233		1,027	35.8	S	9.8 [3.0]	450 [205]

Figura E 2. Motor Serie 456 (Schlumberger, 2017).

## Anexo F. Estado mecánico actual del pozo



ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.

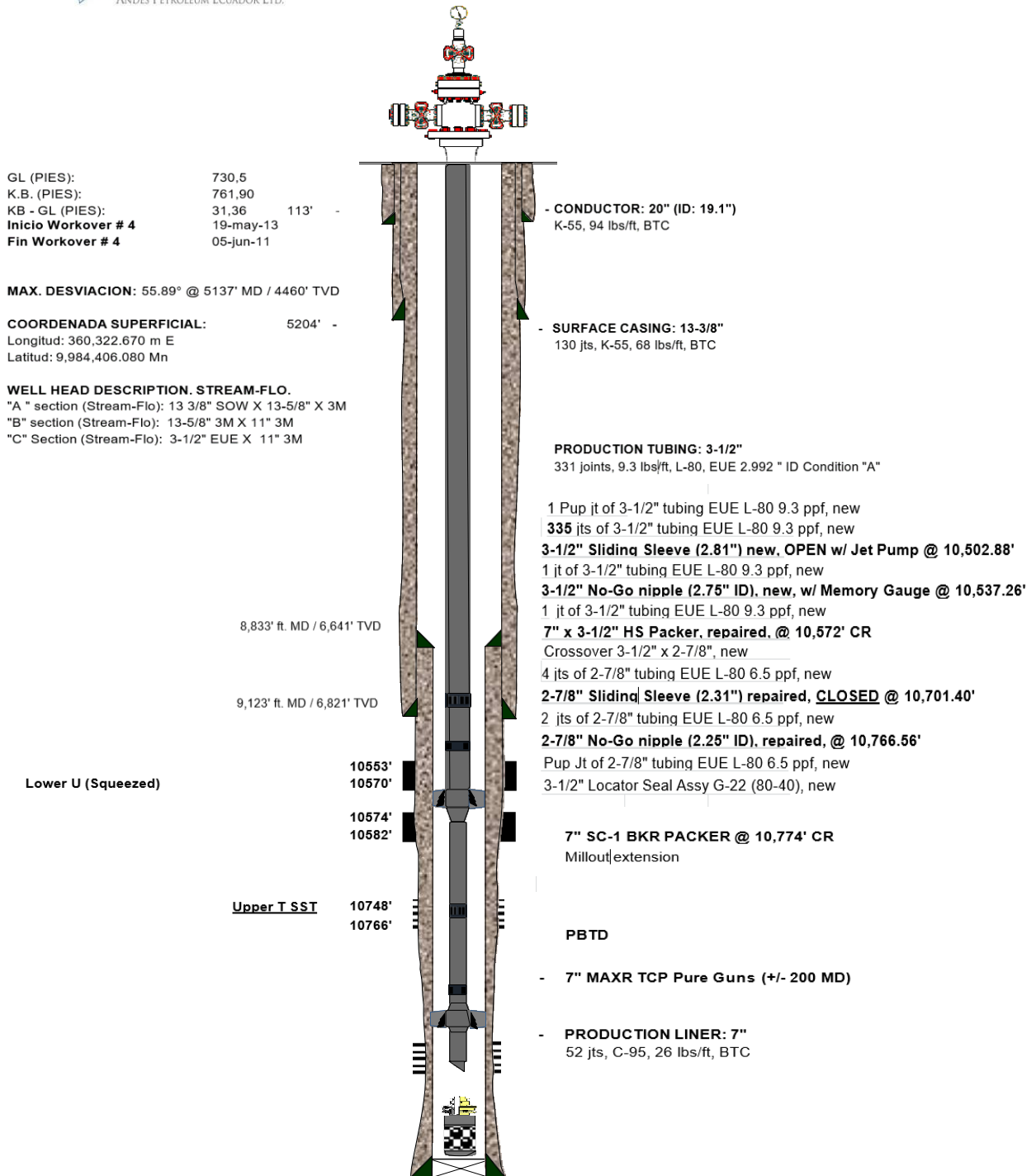


Figura F 1. Estado mecánico del pozo Mariann-23 (Guzmán, 2016).