



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

**TEMA:**

**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
POR BOMBEO MECÁNICO, EN LA ZONA SUR SECCIÓN 73,  
EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO”.**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PARA OPTAR EL GRADO DE:**

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR:**

**VÍCTOR HUGO VELÁSQUEZ PONCE**

**TUTOR:**

**ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSc.**

**LA LIBERTAD-SANTA ELENA -ECUADOR**

**2019**

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

**TEMA:**

**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
POR BOMBEO MECÁNICO, EN LA ZONA SUR SECCIÓN 73,  
EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO”.**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PARA OPTAR EL GRADO DE:  
INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR:**

**VÍCTOR HUGO VELÁSQUEZ PONCE**

**TUTOR:**

**ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSc.**

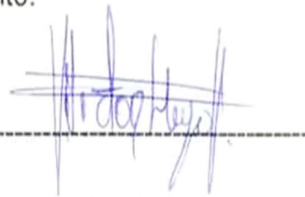
**LA LIBERTAD-ECUADOR**

**2019**

## DECLARACIÓN EXPRESA

Yo, **Victor Hugo Velásquez Ponce**, con cédula de identidad **092247343-4**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de investigación es de mi autoría; cuyo tema titulado **“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO, EN LA ZONA SUR SECCIÓN 73, EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO.”**, no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional en la Facultad de Ingeniería en Petróleo; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Posteriormente, cedo mis derechos de propiedad intelectual sobre 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.



**Victor Hugo Velásquez Ponce**

**C.I.: 0922473434**

## CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En calidad de Tutor de Tesis "OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO, EN LA ZONA SUR SECCIÓN 73, EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO". desarrollada por el estudiante **Víctor Hugo Velásquez Ponce**, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haberla dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,



Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, Msc.

C.I.: 0904349453

Docente Tutor.



## CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA

**Ing. Carlos Roberto Spencer Sandoval, PhD.**

Cédula de identidad: 0900517608

Número de celular: 0997611738

Salinas- Provincia de Santa Elena.

Ecuador

### CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dr. Carlos Roberto Spencer Sandoval, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **Optimización del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, en la zona sur sección 73, en el campo Gustavo Galindo**; elaborado por **Víctor Hugo Velásquez Ponce** con cédula de identidad **092247343-4**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. 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 Santa Elena a los trece días del mes de febrero del dos mil diecinueve.

**Certifica,**



**Dr. Carlos Roberto Spencer Sandoval**

Ingeniero en Petróleo: SENESCYT número 8621105592

Magister en Informática Educativa: SENESCYT número 862294531

Doctor en Ciencias de la Educación: SENESCYT número 8622110185



## CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

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

La Libertad, 11 de Enero de 2019

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

003-TUTOR SAIK-2019

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO, EN LA ZONA SUR SECCIÓN 73, EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO", elaborado por el (a) estudiante VICTOR HUGO VELASQUEZ PONCE, egresado (a) de la CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO, de la FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de INGENIERO EN PETRÓLEO, 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 7% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

Ing. Sadí Armando Iturralde Kure, Msc.

C.I.:0904349453

DOCENTE TUTOR

Dirección: Vía La Libertad – Santa Elena. Teléfono: 2781738 – 2780019 telefax: 2780019  
Cantón La Libertad – Ecuador Casilla postal No. 7047.

## AGRADECIMIENTO

Agradecido en primer lugar con Dios, de la misericordia tan grande que ha tenido conmigo desde que inicié este propósito para obtener mi título de grado.

A mis padres, por el apoyo tan grande que supe recibir de su parte en los momentos más complicados y ayudaron a sobreponerme ante cualquier circunstancia que se presentara.

Muy en especial a mi madre Fanny, quien bajo su excepcional ejemplo de superación y dedicación pude hasta el final mantenerme firme y cumplir con el objetivo.

A mi tía Cila, por siempre brindarme su calidad de ser humano y saber que podía contar con ella, a mis primos, a mi hermano Pepe Lucho, a mi padrastro José por estar presente en momentos claves.

Estoy y viviré agradecido con mi universidad UPSE, muy especialmente, con los Ingenieros Ramón Muñoz, Carlos Portilla y Almir Álvarez quienes me dieron la oportunidad de iniciar la carrera con ellos y supieron brindarme su amistad. Y en la recta final de mi carrera universitaria a la Dra. Marllelis Gutiérrez, agradecido por sus observaciones y sabios consejos y al Ing. Sadi Iturralde mi tutor, por su dedicación, paciencia y guía para poder culminar mi tesis de grado.

Y como no, a mis compañeros y amigos; Lucho, Andrés, Carlos, Jeniffer quienes son parte de mi superación como estudiante.

*Victor Hugo Velásquez Ponce*

## DEDICATORIA

En primer lugar, a Dios, quien es parte y creador de todo.

A mi madrecita querida Fanny Emperatriz Santos, a quien le dedico este título de grado como un día se lo prometí y a pesar de su ausencia física siempre la tengo presente en mi pensamiento y corazón y a quien nunca podré olvidar ni a sus sabias enseñanzas en todo momento.

A mi familia en Manta y a mi familia aquí, por siempre ayudarme y ser parte primordial de este logro.

*Victor Hugo Velásquez Ponce*



## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



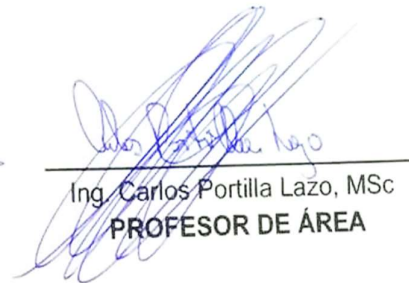
Ing. Juan Garcés Vargas, MSc.  
**DECANO DE LA FACULTAD  
DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



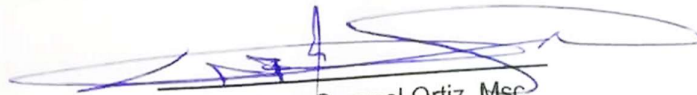
Ing. Marlleis Gutiérrez, PhD.  
**DIRECTORA DE LA CARRERA  
DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



Ing. Sadi Iturralde Kure, Msc.  
**TUTOR DE TESIS**



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc  
**PROFESOR DE ÁREA**



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

## ÍNDICE GENERAL

<u>DECLARACIÓN EXPRESA</u> .....	III
<u>CERTIFICACIÓN DEL TUTOR</u> .....	IV
<u>CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA</u> .....	V
<u>CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO</u> .....	VI
<u>AGRADECIMIENTO</u> .....	VII
<u>DEDICATORIA</u> .....	VIII
<u>TRIBUNAL DE GRADUACIÓN</u> .....	IX
<u>ÍNDICE GENERAL</u> .....	X
<u>RESUMEN</u> .....	XVI
<u>ABSTRACT</u> .....	XVII
<u>INTRODUCCIÓN</u> .....	1
<u>CAPITULO 1</u> .....	3
<u>1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</u> .....	3
<u>1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA</u> .....	3
<u>1.2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN</u> .....	4
<u>1.3. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA</u> .....	7
<u>1.4. JUSTIFICACIÓN</u> .....	9
<u>1.5. OBJETIVOS:</u> .....	9
<u>1.5.1. OBJETIVO GENERAL:</u> .....	9
<u>1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:</u> .....	9
<u>1.6. HIPÓTESIS</u> .....	10
<u>CAPITULO II</u> .....	11

<b>2.</b>	<b><u>MARCO TEÓRICO</u></b> .....	<b>11</b>
2.1.	<b><u>GENERALIDADES DEL BOMBEO MECÁNICO</u></b> .....	11
2.1.1.	<b><u>INTRODUCCIÓN</u></b> .....	11
2.1.2.	<b><u>BOMBEO MECÁNICO</u></b> .....	12
2.1.3.	<b><u>EQUIPOS DE SUBSUELO DE BOMBEO MECÁNICO</u></b> .....	14
2.1.3.1.	<b><u>TUBERÍA DE PRODUCCIÓN</u></b> .....	15
2.1.3.2.	<b><u>SARTA DE VARILLAS</u></b> .....	16
2.1.4.	<b><u>COMPONENTES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO</u></b> .....	19
2.1.4.1.	<b><u>BARRIL O CAMISA</u></b> .....	20
2.1.4.2.	<b><u>PISTÓN O EMBOLO</u></b> .....	21
2.1.4.3.	<b><u>VÁLVULAS</u></b> .....	22
2.1.5.1.	<b><u>ANCLAJE DE FONDO</u></b> .....	24
2.1.5.	<b><u>BOMBAS DE SUBSUELO</u></b> .....	25
2.1.5.1.	<b><u>BOMBAS DE TUBERÍAS (T)</u></b> .....	26
2.1.5.2.	<b><u>BOMBAS DE VARILLAS</u></b> .....	27
2.1.6.	<b><u>SELECCIÓN DE LA BOMBA DE SUBSUELO</u></b> .....	30
2.1.7.	<b><u>ANCLA DE GAS</u></b> .....	33
2.1.7.1.	<b><u>TIPOS DE ANCLAS DE GAS</u></b> .....	33
2.1.7.2.	<b><u>NOMENCLATURA DE LAS ANCLAS DE GAS</u></b> .....	35
2.1.7.3.	<b><u>ANCLAS DE TUBERÍA</u></b> .....	36
2.1.8.	<b><u>EQUIPOS DE SUPERFICIE</u></b> .....	36
2.1.8.1.	<b><u>UNIDAD MOTRIZ</u></b> .....	37
2.1.8.2.	<b><u>UNIDAD DE BOMBEO</u></b> .....	40
2.1.8.3.	<b><u>CAJA DE ENGRANAJE Y CONTRAPESOS</u></b> .....	45
2.1.8.4.	<b><u>BARRA PULIDA</u></b> .....	46
2.1.8.5.	<b><u>PRENSA ESTOPE</u></b> .....	46
2.1.8.6.	<b><u>LÍNEAS DE FLUJO</u></b> .....	47

**CAPITULO III ..... 48**

<b>3.</b>	<b><u>GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO</u></b> .....	<b>48</b>
3.1.	<b><u>UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO</u></b> .....	48
3.2.	<b><u>DIVISIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO</u></b> .....	49
3.3.	<b><u>GEOLOGÍA LOCAL DEL ÁREA</u></b> .....	49
3.3.1.	<b><u>GENERALIDADES</u></b> .....	49
3.4.	<b><u>MARCO ESTRATIGRÁFICO</u></b> .....	51
3.4.1.	<b><u>Formación Piñón (Jurásico-Cretácico Medio)</u></b> .....	52
3.4.2.	<b><u>Formación Cayo (Cretácico)</u></b> .....	52
3.4.3.	<b><u>Formación Santa Elena (Cretácico)</u></b> .....	52
3.4.4.	<b><u>Formación Azúcar Atlanta (Paleoceno)</u></b> .....	53
3.4.5.	<b><u>Grupo Ancón (Eoceno)</u></b> .....	54
3.4.6.	<b><u>Formación Tablazo (Pleistoceno)</u></b> .....	57
3.5.	<b><u>CARACTERÍSTICAS GEOTÉCNICAS</u></b> .....	57
3.6.	<b><u>Geomorfología y suelos</u></b> .....	58
3.7.	<b><u>Retroceso de línea de costa</u></b> .....	59

<b>3.8. Calidad de Suelos</b> .....	59
<b>CAPÍTULO IV</b> .....	<b>60</b>
<b>4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS</b> .....	<b>60</b>
<b>4.1. UBICACIÓN DE ZONA DE ESTUDIO</b> .....	60
<b>4.2. Situación actual de los pozos y producción</b> .....	60
<b>4.3. FACTIBILIDAD TÉCNICA</b> .....	61
<b>4.4.1. Selección de pozos</b> .....	61
<b>4.4.2. Estado de los Pozos</b> .....	62
<b>4.4.3. PRODUCCIÓN Y ZONAS PRODUCTORAS</b> .....	66
<b>4.4.4. PRODUCCIÓN 2017-2018 POZOS SELCCIONADOS</b> .....	67
<b>4.4. FACTIBILIDAD ECONÓMICA</b> .....	78
<b>4.4.1. TOTAL DE INGRESOS POR PRODUCCIÓN 2018</b> .....	78
<b>4.4.2. TOTAL DE EGRESOS DE EXTRACCIÓN, PRODUCCIÓN Y MANTENIMIENTO POR BM</b> .....	80
<b>4.4.3. FLUJO DE CAJA</b> .....	81
<b>4.4.4. VAN Y TIR</b> .....	82
<b>CAPÍTULO V</b> .....	<b>83</b>
<b>5.1. CONCLUSIONES</b> .....	83
<b>5.2. RECOMENDACIONES</b> .....	84
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>85</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<u>FIGURA 2-1 PERFORADORA MECÁNICA 1859</u> .....	11
<u>FIGURA 2-2 CICLO DEL BOMBEO MECÁNICO: MECÁNICO Y BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN 6 POZOS DEL CAMPO CANTAGALLO</u> .....	13
<u>FIGURA 2-3 UNIDAD DE BOMBEO CONVENCIONAL. FUENTE: (ESCALANTE, 2016). BOMBEO MECÁNICO, MODULO III</u> .....	14
<u>FIGURA 2-4 TIPOS DE TUBERÍA FUENTE: OBTENIDO DE <a href="https://docplayer.es/10608181-terminacion-de-pozos-introduccion.html">HTTPS://DOCPLAYER.ES/10608181-TERMINACION-DE-POZOS-INTRODUCCION.HTML</a></u> .....	16
<u>FIGURA 2-5 PARTES DE UNA BOMBA DE TUBERÍA Y UNA DE VARILLA. FUENTE: (FLORES &amp; SIERRA, 2008). EVALUACIÓN DEL CAMBIO DE BOMBEO MECÁNICO</u> .....	20
<u>FIGURA 2-6 TIPOS DE BARRILES, PARED GRUESA O DELGADA FUENTE: WEATHERFORD, EQUIPO DE BOMBEO DE VARILLA OSCILANTE</u> .....	21
<u>FIGURA 2-7 PISTÓN O EMBOLO DE LA BOMBA. FUENTE: (CLAVER, 2013). DIAGNÓSTICO DE FALLAS Y OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO</u> .....	21
<u>FIGURA 2-8 VÁLVULAS FIJAS Y VIAJERA</u> .....	22
<u>FIGURA 2-9 ACCIÓN DE LAS VÁLVULAS Y CARGAS DE FLUIDO FUENTE: (CAMPOS, &amp; PANCHI, 2011). ESTUDIO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO OPERADO POR EP-PETROECUADOR</u> .....	23
<u>FIGURA 2-10 BOMBA ANCLADA. FUENTE: (OBANDO, 2014). ANÁLISIS PARA EL CAMBIO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BM A ELECTROSUMERGIBLE</u> .....	25
<u>FIGURA 2-11 BOMBAS DE TUBERÍA. FUENTE: WEATHERFORD, EQUIPO DE BOMBEO DE VARILLA OSCILANTE</u> .....	27
<u>FIGURA 2-12 TIPOS DE BOMBA DE VARILLA</u> .....	28
<u>FIGURA 2-13 CODIGO DE BOMBA FUENTE: (MARTTELO, 2010). APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO. FUENTE: (MARTTELO, 2010). APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO</u> .....	32
<u>FIGURA 2-14 ANCLA NATURAL DE GAS. FUENTE: (CAMPOS, &amp; PANCHI, 2011). ESTUDIO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO</u> .....	34
<u>FIGURA 2-15 ANCLA DE GAS TIPO EMPACADORAS FUENTE: MANUAL DE OPTIMIZACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO</u> .....	35
<u>FIGURA 2-16 ESQUEMA DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO, EQUIPOS DE SUPERFICIE. FUENTE: (CAMPOS, &amp; PANCHI, 2011). ESTUDIO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO OPERADO POR EP-PETROECUADOR</u> .....	37
<u>FIGURA 2-17 UNIDAD CONVENCIONAL DE BOMBEO MECÁNICO. FUENTE: MANUAL DE OPTIMIZACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO</u> .....	41
<u>FIGURA 2-18 UNIDAD BALANCEADA POR AIRE. FUENTE: MANUAL DE OPTIMIZACIÓN DE BOMBEO</u> .....	42
<u>FIGURA 2-19 UNIDAD MARK II FUENTE: (MALLO, 2010). SELECCIÓN DE MÉTODOS DE EXTRACCIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN</u> .....	44
<u>FIGURA 2-20 DESIGNACIÓN DE LAS UNIDADES DE BOMBEO DE ACUERDO A API. FUENTE: WEATHERFORD INTERNATIONAL LA</u> .....	44
<u>FIGURA 2-21 BALANCÍN CONVENCIONAL CON CONTRAPESOS FUENTE: WEATHERFORD INTERNATIONAL LA</u> .....	46

<u>FIGURA 2-22 PRENSA ESTOPA FUENTE WEATHERFORD INTERNATIONAL LA.....</u>	<u>47</u>
<u>FIGURA 3-1 UBICACIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO. GARCÍA. 2006). DISEÑO DE</u>	
<u>FACILIDADES DE SUPERFICIE POR BOMBEO MECÁNICO PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDO DE</u>	
<u>LA SECCIÓN 67 DEL CAMPO ANCÓN .....</u>	<u>48</u>
<u>FIGURA 3-2 GEOLOGÍA LOCAL DEL ÁREA. ....</u>	<u>50</u>
<u>FIGURA 3-3 DELIMITACIÓN DEL LEVANTAMIENTO SANTA ELENA.....</u>	<u>51</u>
<u>FIGURA 3-4 COLUMNA ESTRATIGAFICA ANCÓN.....</u>	<u>51</u>
<u>FIGURA 4-1 UBICACIÓN ZONA DE ESTUDIO FUENTE: PACIFPETROL. S.A.....</u>	<u>60</u>
<u>FIGURA 4-2 SITUACIÓN DE LOS POZOS BM ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019 .....</u>	<u>61</u>
<u>FIGURA 4-3 PRODUCCIÓN POZO ANC1205 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019.....</u>	<u>68</u>
<u>FIGURA 4-4 PRODUCCIÓN POZO ANC1210 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019.....</u>	<u>69</u>
<u>FIGURA 4-5 PRODUCCIÓN POZO ANCCC019 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019.....</u>	<u>70</u>
<u>FIGURA 4-6 PRODUCCIÓN POZO ANCO020 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019.....</u>	<u>71</u>
<u>FIGURA 4-7 PRODUCCIÓN POZO ANC1218 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019.....</u>	<u>72</u>
<u>FIGURA 4-8 PRODUCCIÓN POZO ANC1230 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019.....</u>	<u>73</u>
<u>FIGURA 4-9 PRODUCCIÓN POZO ANCO004 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019.....</u>	<u>74</u>
<u>FIGURA 4-10 PRODUCCIÓN POZO ANCO779 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019.....</u>	<u>75</u>
<u>FIGURA 4-11 PRODUCCIÓN POZO ANC1213 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019.....</u>	<u>76</u>

## ÍNDICE DE TABLAS

<u>TABLA 2.1: ESPECIFICACIÓN DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.</u> .....	16
<u>TABLA 2.2: ESPECIFICACIONES DE FABRICACIÓN DE LA VARILLA DE SUCCIÓN TIPO API.</u> .....	17
<u>TABLA 2.3: ESPECIFICACIONES DE LAS VARILLAS API.</u> .....	18
<u>TABLA 2.4: DESIGNACIÓN DEL TIPO DE BARRIL</u> .....	31
<u>TABLA 2.5: DESIGNACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LA BOMBA</u> .....	31
<u>TABLA 2.6: RANGO OPERACIONAL DE LA UNIDAD CONVENCIONAL DE BOMBEO MECÁNICO.</u> ....	42
<u>TABLA 2.7: RANGO OPERACIONAL DE LA UNIDAD BALANCEADA POR AIRE. FUENTE: MANUAL DE OPTIMIZACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO.</u> .....	43
<u>TABLA 3.1: SECCIONES POR ZONA DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO.</u> .....	49
<u>TABLA 4.1 SELECCIÓN DE POZOS</u> .....	62
<u>TABLA 4.2 POZO ANC1205 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	62
<u>TABLA 4.3 POZO ANC1210 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	63
<u>TABLA 4.4 POZO ANC1213 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	63
<u>TABLA 4.5 POZO ANC1218 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	64
<u>TABLA 4.6 POZO ANC1230 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	64
<u>TABLA 4.7 POZO ANCO019 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	65
<u>TABLA 4.8 POZO ANCO020 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	65
<u>TABLA 4.9 ZONAS PRODUCTORAS DE POZOS SELECCIONADOS ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	66
<u>TABLA 4.10 PRODUCCIÓN ACUMULADA MES A MES AÑO 2017</u> .....	67
<u>TABLA 4.11 POZO ANC1205 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	68
<u>TABLA 4.12 PRODUCCIÓN POZO ANC1210 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	69
<u>TABLA 4.13 PRODUCCIÓN POZO ANCC019 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	70
<u>TABLA 4.14 PRODUCCIÓN POZO ANCO020 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	71
<u>TABLA 4.15 PRODUCCIÓN POZO ANCO020 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	72
<u>TABLA 4.16 PRODUCCIÓN POZO ANC1230 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	73
<u>TABLA 4.17 PRODUCCIÓN POZO ANCO004 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	74
<u>TABLA 4.18 PRODUCCIÓN POZO ANCO779 1 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	75
<u>TABLA 4.19 PRODUCCIÓN POZO ANC1213 ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	76
<u>TABLA 4.20 INGRESOS POR PRODUCCIÓN ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	79
<u>TABLA 4.21 TOTAL DE GASTOS Y EGRESOS. ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	81
<u>TABLA 4.22 FLUJO DE CAJA. ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<u>TABLA 4.23 TIR &amp; VAN ELABORADO: VELÁSQUEZ, V. 2019</u> .....	82

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

**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO  
MECÁNICO, EN LA ZONA SUR SECCIÓN 73, EN EL CAMPO  
GUSTAVO GALINDO”**

**Autor: Víctor Hugo Velásquez Ponce**

**Tutor: Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, Msc.**

**RESUMEN**

El estudio de Optimización del sistema de levantamiento por bombeo mecánico realizado establece parámetros que ayudan a mejorar la producción diaria y evitar elevación de costos por producción y mantenimiento en la zona sur, sección 73 del campo Gustavo Galindo Velasco. Tiene como objetivo estudiar los componentes del sistema de levantamiento, estratigrafía de la zona de estudio y producción de los pozos seleccionados con la finalidad de determinar un estudio económico (factibilidad técnica y factibilidad económica), Este estudio comprende un desarrollo continuo de diferentes fases, basado en información otorgada por la empresa Pacifpetrol S.A (Santa Elena-Ancón), iniciando con una recopilación de datos, hasta la correlación de la producción de los años 2017- 2018, lo que hizo posible el estudio económico y permite establecer la optimización del sistema de levantamiento por bombeo mecánico. Se correlacionan dos producciones diferentes de la SECCIÓN 73, con la finalidad de determinar el crecimiento o reducción de la producción y de esta manera conocer la factibilidad técnica y económica mediante la producción en tiempo. Para establecer la optimización del sistema fue necesario estudiar las generalidades técnicas de los pozos seleccionados para este proyecto de investigación, donde se incluye, zonas productoras de cada pozo, potencial de los pozos, profundidad total, años de producción. Mediante el análisis de las correlaciones de la producción se determinó que el sistema por bombeo mecánico es el método más eficiente y de mejor rentabilidad, tanto técnica como económica.

**Palabras claves:** Bombeo Mecánico, Optimización, Estudio económico, Correlación, Sistema de Levantamiento.



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

**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO  
MECÁNICO, EN LA ZONA SUR SECCIÓN 73, EN EL CAMPO  
GUSTAVO GALINDO**

**Autor: Víctor Hugo Velásquez Ponce**

**Tutor: Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, Msc.**

**ABSTRACT**

The study of Optimization of the system of lifting by mechanical Pumping realized establishes parameters that help to improve the daily production and to avoid elevation of costs by production and maintenance. The main aspects for this research project, which studies the optimization (gain profitable production) of the system of lifting by Mechanical Pumping in the south zone, section 73 of the Gustavo Galindo Velasco field, is to study the components of the lifting system , stratigraphy of the study area and production of selected wells in order to determine an Economic Study (technical feasibility & economic feasibility), This study includes a continuous development of different phases, based on information provided by the company Pacifpetrol SA (Santa Elena-Ancón), starting with a data collection, until the correlation of the production of the years 2017-2018 that makes the Economic Study possible and allows to establish the optimization of the lifting system by mechanical pumping. Two different productions of SECTION 73 are correlated, in order to determine the growth or reduction of the production and in this way to know the technical and economic feasibility through the production in time. To establish the optimization of the system based on the economic study, it was necessary to study the technical generalities of the wells selected for this research project, which includes the production zones of each well, potential of the wells, total depth, and years of production. to that by means of the analysis of the correlations of the production it was determined that the system by Mechanical Pumping is the most efficient method and of better profitability, both technical and economic.

**Keywords:** Mechanical Pumping, Optimization, Economic Study, Correlation, Survey System.

## INTRODUCCIÓN

El bombeo mecánico es un sistema de levantamiento artificial considerado el método de producción más utilizado a nivel mundial (80%), debido a su alta eficiencia técnica (prominencia del fluido que se encuentra en el pozo, debido a la falta de energía no puede salir a superficie) y rentabilidad económica (costos de operación y mantenimiento). Catalogado como el método artificial más antiguo, prácticamente surgió a la par con la industria petrolera cuando el Coronel Drake perforó el primer pozo en Pennsylvania en 1859. No obstante, en Ecuador la empresa Inglesa ANGLO descubre el primer pozo petrolero en SANTA ELENA-ANCÓN en 1911, posteriormente denominado Campo Gustavo Galindo Velasco, en la actualidad es operado por la empresa Pacifpetrol S.A.

El objetivo de este proyecto de investigación es plantear soluciones técnicas (viables) y económicas (rentables) que permitan optimizar el sistema de levantamiento en la sección 73 del campo Gustavo Galindo Velasco y, de ser posible, una vez realizada la discretización, análisis y evaluación de la data obtenida de los pozos seleccionados, implementar en otras secciones, dado que la producción diaria por el método de Bombeo Mecánico es el 40% de la producción total del campo.

La sección 73 perteneciente a la zona sur del campo Gustavo Galindo Velasco, posee 34 pozos produciendo por Bombeo Mecánico de los cuales 16 pozos son operados por balancines fijos y 18 pozos por balancines portátiles de tipo 1 convencional.

En este trabajo se proporciona información sobre la optimización del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, enfocado principalmente en la factibilidad técnica y económica, tanto para profesionales y alumnos, basada en los capítulos desarrollados.

Se realiza una breve descripción del tema, tomando en cuenta la problemática, se consideran los antecedentes y se formulan los objetivos, tanto general como específicos. Es una investigación bibliográfica sobre las generalidades del bombeo mecánico, equipos que conforman el sistema de levantamiento artificial, componentes de ensamblajes de fondo, anclas de gas, equipos de superficie, para posteriormente enfocar el estudio en base a la geología general del campo Gustavo Galindo Velasco, sección 73 (geología local) que es el área de estudio donde se encuentran los pozos seleccionados para el posterior desarrollo de la factibilidad técnica, con

base a la información general de los pozos seleccionados incluyendo la producción diaria y acumulada.

Se realiza un análisis para la factibilidad económica (producción vs tiempo), del cual se obtienen resultados reales con base al precio del barril de petróleo, costos y egresos por extracción, producción y manteniendo. Por medio del sistema de levantamiento de bombeo mecánico que establecen resultados positivos viables y rentables para Pacifpetrol S.A.

De igual manera, se procede a la redacción de las correspondientes conclusiones y recomendaciones, basadas en el análisis del estudio económico realizado con la finalidad de determinar si el sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico es el método más eficaz que posee el campo Gustavo Galindo Velasco, tanto en la parte técnica como económica.

# CAPITULO 1

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

### 1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA.

En la industria petrolera, tanto a nivel nacional como internacional, se utilizan varios tipos de levantamiento artificial en campos donde se requiera aumentar la producción.

El método más antiguo de levantamiento artificial es el de bombeo mecánico, en el campo Gustavo Galindo Velasco (ANCÓN- SANTA ELENA) la producción diaria a través de este método es del 40 % de la producción total del campo, el cual está comprendido por los sectores:

Zona norte, que se compone de las secciones Santa Paula, Petrópolis y Morrillo; Zona Centro-Oeste con las secciones 66, 74 y Carmela; la Zona Este contiene la sección 67 y Tigre y la Sur conteniendo las secciones 65, 68, 69, 70, 71, 72, 73 y Certeza.

La mayoría de fallas asociadas a los sistemas de bombeo mecánico puede ser atribuida a uno de tres componentes de pozo abajo:

- Bomba
- Varilla de bombeo
- Tubería de producción

Cuando la bomba de fondo falla debido a problemas con la varilla de bombeo o tubería de producción, se define como un evento catastrófico que requiere que el personal de servicio reemplace o cambie uno o más de estos componentes, por esta definición la tasa de frecuencia de fallas es la cantidad total de fallas de componente que ocurren por pozo, por año. Marginalmente, los pozos productores con altas tasas de frecuencia de fallas a menudo se clasifican como pozos “problemáticos” y estas tasas

altas pueden significar la diferencia entre operar y taponar pozos. La gestión de fallas incluye prevención, identificación, implementación y registro de la causa de cada falla y en esencial al costo final por producción.

## 1.2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN.

(Pons V., 2014), presentó el paper: **Cálculo de estrés óptimo para los sistemas de bombeo de varillas de bombeo**, en la conferencia SPE de Levantamiento Artificial en Houston, Texas.

Por lo general el estrés solo se calcula en la parte superior de cada ahusamiento. Sin embargo, cuando ocurren fallas de estrés lo hacen en áreas de alta fricción y estrés que pueden no estar necesariamente cerca de la parte superior, por lo tanto, indetectable a través de cálculos de estrés tradicionales. Por lo general las fallas de las varillas se atribuyen principalmente a roturas por fatiga, que ocurren en niveles de tensión muy por debajo de los límites resistencia a la tracción o incluso por debajo del límite elástico de las varillas de acero. Este tipo de tensiones repetidas causan fatiga del material, es ahí donde redunda el problema, la falla comienza con un aumento de estrés en la superficie de la barra.

Cabe recalcar que los cambios en el área de la sección transversal crean áreas de mayor estrés local. Además, una carga compresiva alta hacia abajo puede hacer que las barras se doblen repentinamente, efecto se conoce comúnmente como pandeo.

El objetivo de Pons (2014) fue presentar un método óptimo para el análisis del estrés, permitiendo el cálculo del mismo en cualquier nivel por la cadena de varillas, utilizando interpolación polinómica.

La interpolación polinómica es un método completo para analizar el estrés de la varilla en los pozos bombeados de la barra de succión, de tal manera

que para calcular el estrés mínimo, el estrés máximo y el estrés máximo permisible se estiman mediante múltiples elementos de diferencia finita en la cuerda de la varilla. Esta metodología se basa en cálculo preciso de datos de fondo de pozo, utilizando la ecuación de onda, el uso de diferencias finitas para resolver la ecuación de onda. Este cálculo se puede establecer en cualquier nivel hacia abajo de la sarta de varillas, de esta manera proporcionar una forma de interpolando los datos de estrés, de modo que un valor de esfuerzo pueda emitirse en cualquier nivel por la cadena de varillas, aunque la ecuación de onda asume un modelo de pozo vertical, a menudo se aplica a pozos que tienen una desviación no despreciable.

(Bommer, 1981), realizó la publicación de: **“Diseño de sistemas de bombeo con varilla de bombeo - Otra mirada”** en la revista “SPE- AIME”.

El enfoque API y los métodos clásicos de diseño para unidades de bombeo convencionales consideran todos los efectos de las variables operacionales en el sistema de bombeo. Las más importantes de estas variables son la velocidad de bombeo, la longitud de carrera, la carga de fluido, el tipo de varilla, la elevación neta y elongación de tubos. Ambos métodos también asumen, entre otras cosas, que el movimiento del vástago pulido puede describirse en términos de movimiento armónico simple, que la unidad tiene una eficiencia mecánica del 100% y contrabalancee perfecto, que no hay interferencia de gas en la bomba y no hay anomalías en la bomba. Sin embargo, el método API ha incluido los efectos de las cargas vibratorias configuradas en la sarta de varillas durante el ciclo de bombeo y los efectos de la amortiguación. Estas dos consideraciones importantes han sido descuidadas en los métodos clásicos.

En el mencionado estudio se construyó una superficie compuesta utilizando los diversos métodos de diseño. La superficie compuesta desprende las mayores cargas predichas por cada método, esta superficie podría usarse

en el diseño de unidades de bombeo que tenían factores de seguridad de fabricantes más pequeños o puntos de tensión menos reforzados.

De igual manera, se examinaron los tipos más comunes de unidades de bombeo, se delinearon los méritos de cada tipo de bombeo y se compararon las unidades utilizando la superficie tridimensional. Las superficies tridimensionales, como las tarjetas dinamométricas, se pueden recoger para cualquier combinación de sistemas de bombeo y rangos de operación. Una vez compiladas, las superficies podrían denominarse como una guía para el diseño de la unidad de bombeo.

(Russel, 1983), realizó la publicación de: **“Modelo mejorado para bombeo de varilla de bombeo”** en la revista “SPE”.

Se ha demostrado que estas propiedades ejercen un efecto significativo sobre la carrera del pistón, las cargas máximas y mínimas de las varillas pulidas, la potencia de la varilla pulida y la carga máxima del pistón.

En la mencionada publicación se presenta un modelo mejorado para predecir el comportamiento de las instalaciones de bombeo de varilla de bombeo. Este modelo incorpora la dinámica de las columnas líquidas, así como la cadena de varillas de bombeo a través de un sistema de ecuaciones diferenciales parciales. Este sistema de ecuaciones se resuelve mediante un método modificado de características en una computadora digital. El modelo predice las tarjetas del dinamómetro de la barra pulida y de la bomba e incorpora los efectos de la inercia y la viscosidad del líquido, siendo capaz de simular una amplia variedad de condiciones de bombeo para las cuales las propiedades físicas líquidas son importantes.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, el nuevo modelo matemático puede proporcionar información útil sobre el diseño y el funcionamiento de las instalaciones de bombeo, especialmente en el caso en que las propiedades físicas fluidas de la viscosidad y la inercia sean importantes.

El modelo también es útil para predecir los efectos que diferentes elecciones de tamaños de tubo o varilla tendrían en la amortiguación viscosa del sistema de bombeo.

(Moises & Garcia, 2010), realizaron la publicación de: **“Sistema de diagnóstico de fallas de bombeo de la varilla de bombeo”** en la revista “SPE”, desarrollando un sistema de apoyo a la decisión basado en el análisis de la causa raíz del fracaso con el objetivo de reducir el tiempo medio entre fallas de los pozos de bombeo de varillas de bombeo.

En el estudio los modos de falla y fuga son identificados correctamente por el sistema experto para el análisis de una sola rama. Estos modos representan más del 80% de los datos de falla. Para identificar el diagnóstico correctamente complejo, es necesario poblar la base de datos e interpretar nuevas reglas de fuego. El sistema ayuda a automatizar el proceso para múltiples pozos (más de 6000) y si el ingeniero de levantamiento artificial está de acuerdo con el diagnóstico del sistema, solo se requiere una confirmación de aceptación, creando una base de conocimiento integrada sobre el rendimiento del equipo que ayudará a una mejor planificación de mantenimiento.

Sin embargo, definitivamente se espera el mejor beneficio con respecto a la amplificación de los períodos de producción para evitar la intervención del pozo. Ya que el equipo se utiliza con frecuencia, es necesario comprender las consecuencias de insertar el equipo con un cierto grado de uso en un pozo con alto nivel de severidad de daño.

### **1.3. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.**

El campo Gustavo Galindo ubicado en la Península de Santa Elena está comprendido por los siguientes sectores: Zona Norte que se compone de las secciones Santa Paula, Petrópolis y Morrillo; Zona Centro-Oeste con



las secciones 66, 74 y Carmela; la Zona Este contiene la sección 67 y Tigre y la Sur conteniendo las secciones 65, 68, 69, 70, 71, 72, 73 y Certeza, donde las productividades de estos sectores se ven afectados por fallas similares, para ello se escogerá un sector en específico para su posterior evaluación.

La sección 73 de la zona Sur del campo en referencia, está comprendida por un promedio de 66 pozos petroleros perforados, de los cuales alrededor de 44 pozos están activamente produciendo, mientras que el porcentaje restante está cerrado o abandonado debido a su escasez de producción, la producción de esta zona está alrededor de 120 a 130 BOPD.

La productividad de esta sección se ha visto afectada por múltiples factores, incluida las fallas que se presentan en la configuración del levantamiento artificial por bombeo mecánico aplicado en cada pozo, el cual presenta las siguientes fallas:

- Fallas en sarta de producción
- Fallas por tensión
- Fallas por fatiga
- Fallas mecánicas
- Fallas por daños superficiales
- Fallas por corrosión
- Fallas por conexión
- Fallas por cuerpo de varillas
- Fallas en tubería de producción

Y a los diferentes parámetros petrofísicos que presenta el yacimiento productor.

El objetivo del actual proyecto de investigación es plantear diferentes soluciones que permitan optimizar la producción de este campo, mediante la discretización, análisis y evaluación de la data obtenida de los pozos productores de la sección 73 del Campo Gustavo Galindo.

#### **1.4. JUSTIFICACIÓN.**

La presente investigación busca establecer soluciones concretas para reducir los problemas que conllevan a una baja producción de los pozos del campo, basándose en la información obtenida de los diferentes pozos productores, prediciendo las fallas que ocasionan este efecto en los pozos, dando por consecuencia el aumento y prolongación de la productividad de los pozos de la zona.

El desarrollo de este proyecto se realiza con el fin de aportar soluciones para resolver la problemática que tiene Pacifpetrol S.A. con la variación de producción que se da en los pozos productores, que por lo general en algunos pozos disminuye, mientras que en otros pozos aumenta, viéndose afectada la producción neta del campo.

#### **1.5. OBJETIVOS:**

##### **1.5.1. OBJETIVO GENERAL:**

- Optimizar el sistema de levantamiento por bombeo mecánico para mejorar la tasa de producción de la Zona sur de la sección 73 del Campo Gustavo Galindo.

##### **1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:**

- Determinar los factores que afectan el levantamiento artificial de petróleo por bombeo mecánico individualmente para cada pozo de la zona de interés.

- Realizar correlaciones de la producción tanto antigua como actual de los pozos productores de la zona de referencia.
- Realizar análisis económico de la zona de referencia para los pozos seleccionados a corto plazo.

#### **1.6. HIPÓTESIS.**

Mediante principios básicos orientados a las exigencias tecnológicas y específicas de la producción de petróleo, se precisa mejorar el índice de eficiencia del Bombeo Mecánico a través de un análisis de las variables de importancia, incluyendo el enfoque operativo y los parámetros petrofísicos del reservorio.

## CAPITULO II

### 2. MARCO TEÓRICO

#### 2.1. GENERALIDADES DEL BOMBEO MECANICO.

##### 2.1.1. INTRODUCCIÓN.

El bombeo mecánico convencional nació prácticamente a la par con la industria petrolera, cuando el Coronel Drake; perforó un pozo que era de su pertenencia ubicado en Pennsylvania aproximadamente en 1859. El coronel Edwin Drake, a pesar de no ser geólogo ni minero, descubre una napa de petróleo a una profundidad de 21 metros utilizando una perforadora mecánica construida para la ocasión por el herrero William Smith, extrayéndolo mediante un rudimentario sistema de bombeo. En aquella época la perforación se hacía con herramientas de percusión, donde la mecha se suspendía mediante una especie de balancín hecho con madera y se dejaba caer.



*Figura2-1Perforadora mecánica 1859*

Cuando el pozo moría, era más fácil usar el balancín de madera que había quedado en el sitio para operar la bomba de subsuelo; así nació lo que hoy se conoce como BMC (Bombeo Mecánico), aunque hoy en día no se usan balancines ni cabillas de madera y mucho menos maquinas a vapor, los componentes del método aún se conservan. El balancín, el cual es el símbolo reconocido a nivel mundial, del BMC; todavía se usa para convertir el movimiento rotatorio del motor en recíprocante y así impulsar la bomba (Instituto Tecnológico Superior de Coatzacoalcos, 2015).

### **2.1.2. BOMBEO MECÁNICO.**

El Sistema Artificial de Producción (SAP) por Bombeo Mecánico (BM) es uno de los sistemas más utilizados a nivel mundial (80-90%), siendo su principal característica la unidad de bombeo con el fin de transmitir movimiento a la bomba de subsuelo por medio de una sarta de varillas mediante la energía suministrada por un motor (Vidblain, 2013).

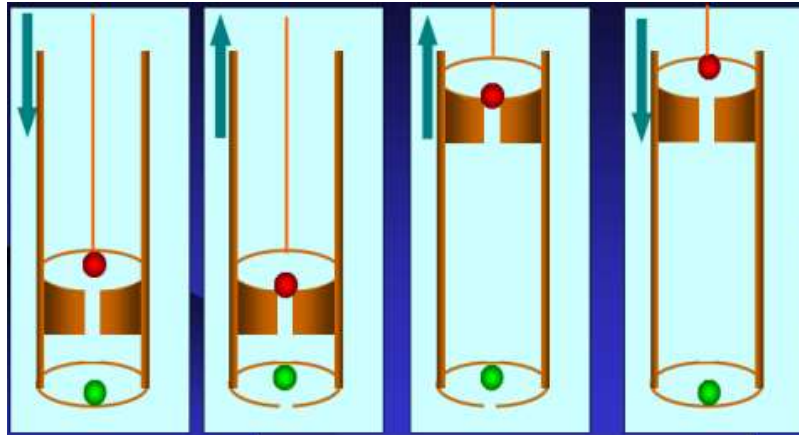
### **TEORIA DE OPERACIÓN**

El BM emplea una bomba recíprocante de desplazamiento positivo en el fondo del pozo con la finalidad de elevar la presión de fluido y enviarlo a la superficie. La bomba de subsuelo está compuesta por los siguientes elementos básicos:

- Barril
- Pistón
- Válvulas (fija y viajera).

Las válvulas fijas y viajeras (Figura 2.2), son válvulas de no retorno, bola y asiento, de tal modo que solo permiten el flujo en la dirección superior (hacia el cabezal). El volumen de fluido atrapado entre estas dos válvulas constituye la cámara de bombeo. Cuando el pistón asciende, la válvula viajera se cierra y la fija se abre, permitiendo el ingreso de fluido hacia la cámara de bombeo. Caso contrario, cuando el pistón desciende, se cierra

la válvula fija y se abre la válvula viajera, permitiendo la salida del fluido de la cámara de bombeo hacia la descarga de la bomba (Vivas, 2009).



*Figura 2-2 Ciclo del Bombeo Mecánico: mecánico y Bombeo Electro sumergible en 6 pozos del campo Cantagallo.*

La bomba de subsuelo es accionada por una sarta de varillas que transmiten el movimiento reciprocante generado desde la superficie hasta la bomba. En la sarta de varillas se encuentra la barra pulida (extremo superior) la cual garantiza un buen sello en la prensa estopa colocada sobre el cabezal, con el fin de minimizar la fuga de fluidos. La barra pulida es accionada por un elevador colocada en el cabezote del balancín en superficie.

El balancín (Figura 2.3) es un conjunto de elementos mecánicos que se encargan convertir el movimiento giratorio de un motor (generalmente eléctrico) en movimiento reciprocante, ya que el número de carreras por minutos requeridos a nivel del sistema de bombeo es relativamente bajo, por lo tanto, es necesario colocar una caja reductora entre el motor y el balancín.

De acuerdo a (Vivas, 2009) en su tesis de Postgrado: **Programa Computarizado Para el Diagnostico de Pozos con Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico**, menciona que el bombeo

mecánico está constituido esencialmente por dos equipos: Equipos en subsuelo, Equipos en superficie (Figura 2.3).

El primero adaptado a la completación del pozo, el cual cuenta con los siguientes componentes: Tubería de producción, varillas, bombas de subsuelos, ancla de gas y ancla de tubería. El equipo de superficie a su vez está compuesto por los siguientes elementos: Unidad de bombeo, motor de la unidad y cabezal del pozo.

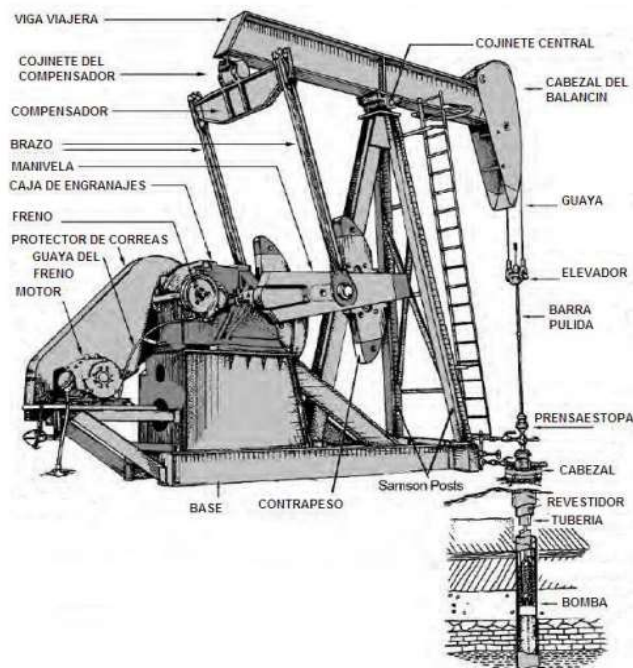


Figura 2-3 Unidad de Bombeo Convencional. Fuente: (Escalante, 2016).  
Bombeo Mecánico, Módulo III.

### 2.1.3. EQUIPOS DE SUBSUELO DE BOMBEO MECÁNICO.

Los componentes de subsuelo son los encargados de ejecutar la extracción de crudo, transmitiendo la energía necesaria para levantar la columna de fluido a la superficie, básicamente se ve limitado al diámetro de la tubería de revestimiento por lo que puede presentar complicaciones al momento del diseño.

### **2.1.3.1. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.**

La función principal de la tubería de producción es conducir el fluido proveniente de la formación, desde el fondo del pozo hasta la superficie. A la vez, sirve de guía a la sarta de varillas de succión que esta accionando la bomba en el subsuelo (Escalante S., 2016). El fluido proveniente del pozo se produce a través del anular (tubería-varilla) hasta la superficie.

La tubería en pozos con este tipo de levantamiento artificial está sometida a grandes cargas de tensión ocasionada por el peso del fluido, y los empalmes son sometidos a esfuerzos por las cargas dinámicas que resultan del movimiento reciproco de bombeo. Durante el bombeo la tubería puede experimentar desgaste interno y externo como resultado de los fenómenos de aspiración y combadura ocasionado por el movimiento de la tubería misma y de la sarta de varillas (Chiluiza V., 2013).

En la actualidad existen dos tipos de tuberías de producción, EUE (Externa UPSET) y Hydrill (Figura 2.3) utilizadas para realizar las operaciones inherentes a la completación del pozo que producen bajo el método artificial de bombeo mecánico. La diferencia entre ambas como se observa en la Figura 2.3, lo constituye el cuello o sistema de conexión entre tubo y tubo. La tubería Hydrill mantiene un diámetro externo uniforme en toda su extensión; en la EUE, los diámetros de los cuellos son mayores que el de la tubería.



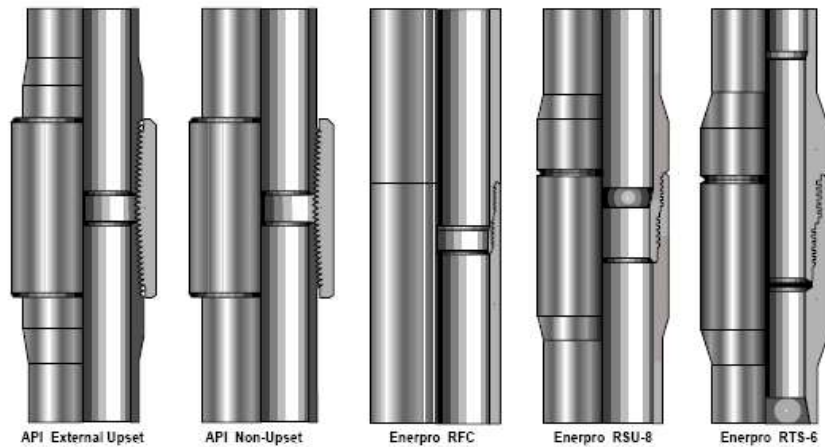


Figura 2-4 Tipos de Tubería Fuente: Obtenido de <https://docplayer.es/10608181-Terminacion-de-pozos-introduccion.html>

## ESPECIFICACIONES DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

La tabla 2.1 detallará las especificaciones sobre las tuberías de producción más utilizadas para la completación de pozos.

Tabla 2.1: Especificación de la tubería de producción.

<b>Diámetro externo (pulg)</b>	<b>Peso (lbs/ft)</b>	<b>Diámetro interno (pulg)</b>	<b>Área seccional (pulg<sup>2</sup>)</b>
2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	4.70	1.995	1.304
2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	6.50	2.441	1.812
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	9.30	2.992	2.59
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2.75	2.985	3.6

Fuente: (Escalante, 2016). Bombeo Mecánico, Modulo III.

### 2.1.3.2. SARTA DE VARILLAS.

Las varillas de succión o columnas de varillas tienen por objeto proporcionar conexión entre la unidad de bombeo, instalada en superficie y bomba de subsuelo. A través de este componente se transmite el movimiento reciproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluido.

Las varillas son piezas metálicas cilíndricas con una configuración de un solo diámetro o de diferentes diámetros dependiendo de las condiciones de pozo y fluido.

### **CARACTERISTICAS DE LAS VARILLAS DE SUCCIÓN**

- Se fabrican en longitudes de 25 ft o 30 ft, también se disponen en longitudes de 1, ½, 2, 3, 4, 6, 8, 10 y 12 ft, las cuales son denominadas “Pony Rods”, utilizadas para completar una longitud determinada.
- Son fabricadas con diferentes diámetros según el requerimiento, pueden ser fabricadas en acero al carbón o aleaciones de níquel o molibdeno.
- El tipo de varilla seleccionada se basa en el análisis de las condiciones que se esperan en el bombeo del pozo, así como en el reconocimiento del comportamiento de aceros bajo condiciones similares de operación.

Las varillas de succión se clasifican en: API y no API.

Las varillas API son de acero AISI 1036 y acero al carbón AISI 46xx. Se clasifican en tres categorías diferentes siendo las más usadas en la industria petrolera:

*Tabla 2.2: Especificaciones de fabricación de la varilla de succión Tipo API.*

<b>Especificaciones</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>K</b>
Resistencia a la tensión (MLPC)	90	115	85
Dureza brinell	185-235	235-285	175-235
Metalurgia Níquel Molibdeno	AISI-1036	Carbón	AISI 46XX

*Fuente: (González, 2009). Programa Computarizado Para el Diagnostico de Pozos con Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico.*

La tabla 2.3 presenta las especificaciones de la varilla API:

			Cuello (Diam. Ext)		Tamaño Tubería Min.	
Diámetro	Peso	Área	Normal	Especial	Normal	Especial
(pulg)	(lbs/ft)	(pulg <sup>2</sup> )	(pulg)	(pulg)	(pulg)	(pulg)
1/2	0.726	0.1964	-	1.000	-	1.66
5/8	1.135	0.3068	1.500	1.250	2 <sup>1</sup> / <sub>6</sub>	1.99
3/4	1.634	0.4418	1.625	1.500	2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	2 <sup>1</sup> / <sub>16</sub>
7/8	2.224	0.6013	1.813	1.625	2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>
1	2.804	0.7854	2.188	2.000	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>
1 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	3.676	0.9940	2.375	-	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	-

Tabla 2.3: Especificaciones de las varillas API.

*Fuente: (Obando, 2014). Análisis de Factibilidad Técnico-Económico Para el Cambio de Levantamiento Artificial de Bombeo Electro sumergible a Bombeo Mecánico Convencional en Pozos con Alto Corte de Agua y Baja Producción de Petróleo en el Bloque Tarapoa.*

Las varillas No API no cumplen las normas API y se clasifican en:

Varillas de alta resistencia: Fabricadas con acero de alta resistencia. Se utilizan en pozos donde las varillas API presentan frecuentes fallas, soportan esfuerzos hasta 50 MLPC, pero no es aplicable el diagrama modificado de Goodman.

Varillas continuas de COROD: Sarta continua desde la bomba de subsuelo hasta superficie, diseñada para soportar grandes cargas, es aplicable al diagrama modificado de Goodman debido a que la metalurgia cumple con las normas API.

Varillas de fibra de vidrio o telescopiadas: Este tipo de varillas presentan bajo peso, reducen el consumo de energía, reducen las fallas por corrosión. Se recomienda no usarlas en pozos con temperaturas mayores de 200 ° F, el espaciado de la bomba es dificultoso, y tiene limitaciones respecto al torque máximo de 100 lbs/ft.

El tipo de varilla que se deba utilizar se determina por medio de un programa de simulación, representando las condiciones actuales del pozo, carga de fluido, tamaño y profundidad de la bomba y desviación del pozo son factores que influyen en el arreglo de las varillas dependiendo del porcentaje promedio de carga que se observe en la simulación.

De acuerdo a (Martínez I., 2013) en su tesis de grado: **Diagnostico de Fallas y Optimización del Bombeo Mecánico**, se cuenta con dos arreglos, el tipo 76 y 86, siendo la principal característica los diámetros de tales, variando entre 1, 7/8 y 3/4 in. Las varillas de 7/8 y 3/4 in constituyen un arreglo de 76 y la profundidad de la bomba determina la cantidad de ellas, con un promedio de 7.62 m cada una y el conjunto de varillas 1, 7/8 y 3/4 constituyen un arreglo 86 y de igual forma la profundidad de la bomba indica la cantidad de varillas que se deben usar.

#### **2.1.4. COMPONENTES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO.**

El ensamblaje de fondo prácticamente consta de un barril, válvula y una válvula fija, cuya función principal es permitir que el fluido proveniente de la formación ingrese a la tubería de producción y este sea levantado desde el nivel del pozo hasta la superficie (Figura 2.4).

El tamaño de la bomba determina la tasa de producción, siendo la parte principal de una instalación de bombeo pues de su correcto funcionamiento depende la producción del fluido (Obando, 2014).

Las bombas de subsuelo se identifican por ser de desplazamiento positivo y son de cilindro-pistón, sus partes son:

- Barril o cilindro.
- Válvula fija
- Válvula viajera
- Pistón o embolo
- Anclaje de fondo

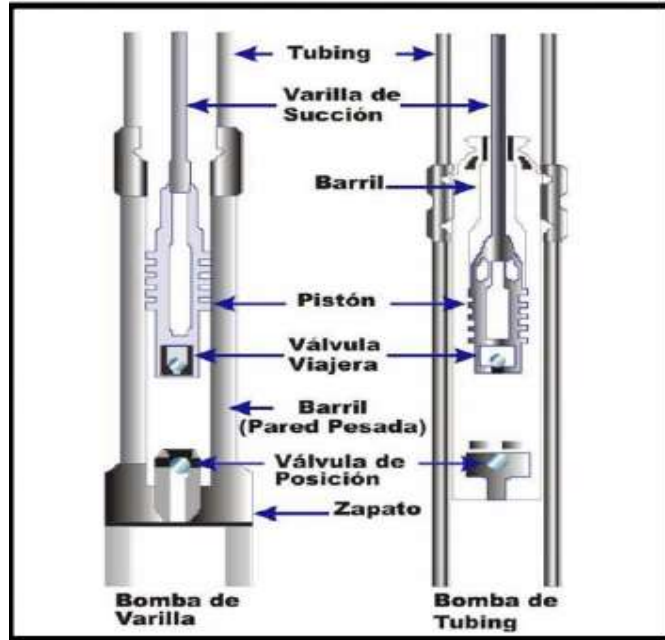


Figura 2-5 Partes de una Bomba de Tubería y una de Varilla. Fuente: (Flores & Sierra, 2008). Evaluación del cambio de bombeo mecánico.

#### 2.1.4.1. BARRIL O CAMISA.

Cilindro de superficie completamente pulida para que el movimiento del pistón sea accesible. “Existen diferentes tipos de barriles ya sean estacionarios o móviles, con paredes delgadas (3,2 mm) para pozos de poca profundidad (someros) y paredes gruesas (6,4 mm) para caso contrario” (Figura 2.5) (Estrada, 2014).



Figura 2-6 Tipos de Barriles, Pared gruesa o delgada Fuente: Weatherford, Equipo de Bombeo de Varilla Oscilante

#### 2.1.4.2. PISTÓN O EMBOLO.

El pistón (Figura 2.6) es el embolo de la bomba que provee de movimiento y actúa como sello de alta presión para la misma, el diámetro de la misma determina la capacidad de desplazamiento.

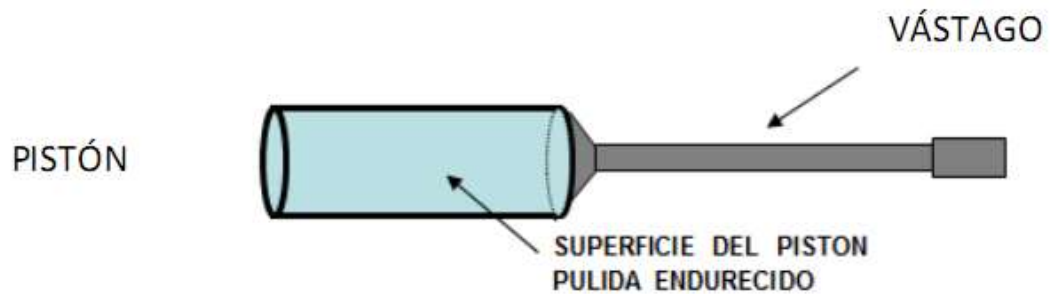


Figura 2-7 Pistón o embolo de la bomba. Fuente: (Claver, 2013). Diagnóstico de fallas y optimización del bombeo mecánico.

Existen diferentes tipos de pistón (Molina R., 2015):

- Pistones con extremos macho de metal.
- Pistones con extremos hembra metal.
- Pistones actuados por presión.
- Pistones rasurados.
- Pistones empaquetamiento blando.

### 2.1.4.3. VÁLVULAS.

Las válvulas son un parte sustancial de las bombas de subsuelo ya que en su conjunto de bola y asiento se mantiene el flujo de los fluidos en la bomba, generalmente existen dos válvulas en cada bomba:

#### VÁLVULAS FIJA Y VIAJERA.

Su principal funcionamiento radica en el principio de un conjunto de bola y asiento (Figura 2.7), son de vital importancia puesto que de ellas depende una eficiente operación de bombeo.

Como bien se ha dicho, el funcionamiento de esta depende de un conjunto el cual se basa en el viaje de la bomba para la carga de fluido, es decir la válvula fija se cierra en la carrera descendente estando abierta la válvula viajera para llenar el barril en el momento de la carrera ascendente, la válvula fija se abre para la entrada de fluidos y el barril sube por efectos de presión (se cierra la válvula viajera) (Figura 2.8).

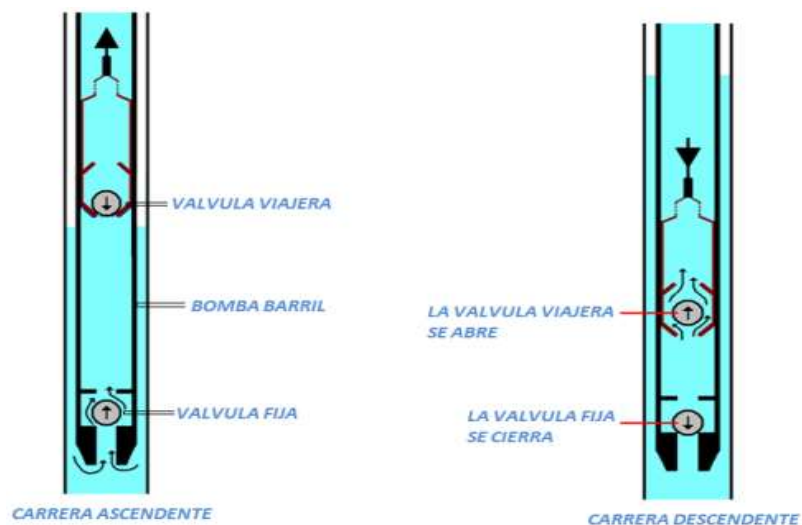


Figura 2-8 Válvulas fijas y viajera.

#### CARRERA ASCENDENTE.

En la carrera ascendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia arriba, la válvula viajera cierra y levanta las cargas del fluido. Esto genera

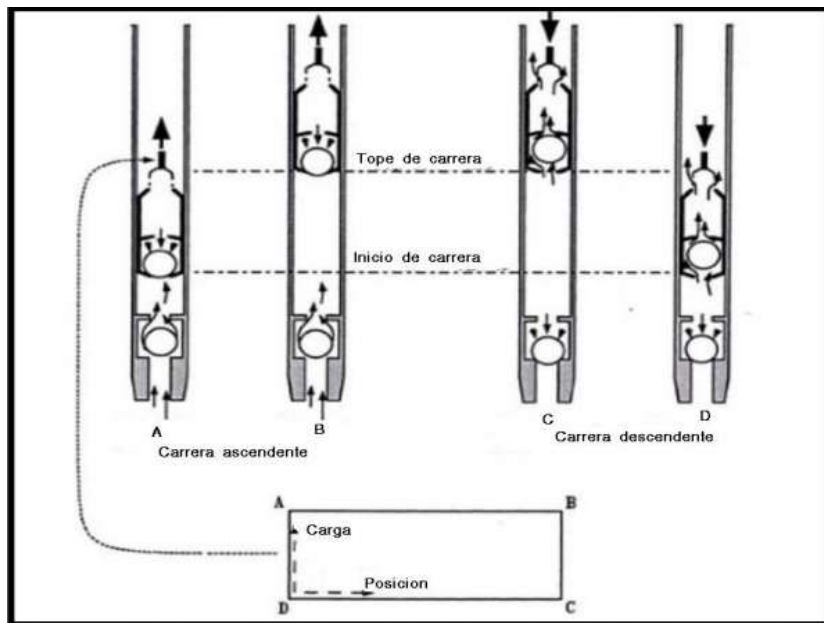
un vacío en el barril de la bomba que causa la apertura de la válvula fija permitiendo que el fluido proviene del yacimiento llene la bomba (Campos O., 2011).

### **CARRERA DESCENDENTE.**

Cuando el pistón comienza a moverse hacia abajo, la válvula fija se cierra y el fluido en el barril de la bomba empuja la válvula viajera abriendo esta. El pistón viaja por medio del fluido que se ha desplazado hacia la bomba durante la carrera ascendente. Luego el ciclo se repite (Campos O., 2011).

### **CICLO DE BOMBEO.**

La carta dinagráfica es un gráfico de carga vs posición. Para entender cómo sería la carta dinagráfica de la bomba para el caso de la bomba llena, se observa la siguiente Figura 2.9.



*Figura 2-9 Acción de las válvulas y cargas de fluido Fuente: (Campos, & Panchi, 2011). Estudio para el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico en el campo lago agro operado por EP-Petroecuador*

En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra (punto A). En este punto la válvula viajera levanta las cargas del fluido. Estas cargas



permanecen constantes durante el recorrido ascendente (del punto A hasta B).

En la carrera descendente, cuando el pistón comienza el movimiento hacia abajo, la válvula viajera se abre (punto C). Por consiguiente, la válvula viajera se libera de la carga de fluido y la presión del mismo se transfiere a la tubería de la válvula fija. De tal forma, la válvula viajera no lleva la carga de fluido durante la carrera descendente (desde el punto C al D).

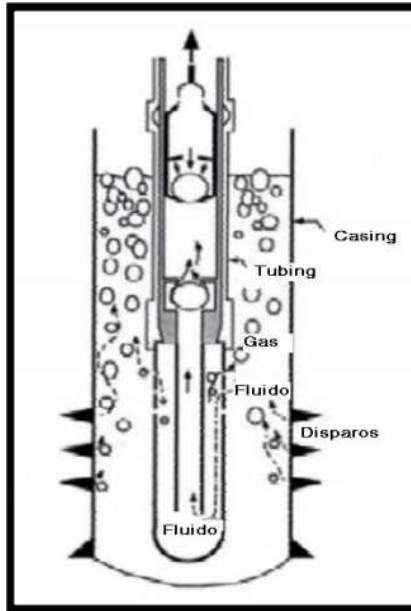
La diferencia de carga de los puntos A y D o B y C, son las cargas del fluido en el pistón. Con respecto a la figura 2.8 las cargas son transferidas instantáneamente desde el punto D hasta A y desde el punto B hasta C. Esto se confirma al asumir incompresibilidad del fluido y la bomba llena. En ocasiones, cuando pozos con alta producción de gas son bombeados, las transferencias de carga de fluidos no son instantáneas. La carga de la rata de levantamiento depende de: La integridad de la bomba, el tipo de fluido bombeado, espaciamento de la bomba y si la tubería está o no anclada.

#### **2.1.5.1. ANCLAJE DE FONDO.**

Las anclas o zapatas de fondo son herramientas usadas para fijar, bien sea el barril o el pistón de una bomba de subsuelo, a la sarta de producción. El ancla se encuentra dentro de un niple de asentamiento previamente instalado. Debido a que la operación de la bomba genera fuerzas verticales sobre la zapata, el mecanismo de anclaje tiene que soportar dichas fuerzas, de lo contrario, la bomba no se asienta y no habrá producción (Figura 2.9).

Las anclas de fondo pueden ser de tipo mecánicas o copa. Las mecánicas se aseguran en el niple de asentamiento por la acción de un resorte y son

recomendadas para pozos profundos y las anclas tipo copa se fijan por fricción mecánica en el niple y se usan en pozos pocos profundos.



*Figura 2-10 Bomba anclada. Fuente: (Obando, 2014). Análisis para el cambio de levantamiento artificial de BM a electrosurgible.*

### **2.1.5. BOMBAS DE SUBSUELO.**

Las bombas de subsuelo o bombas de fondos son componentes significativos del sistema. El tamaño del pistón de la bomba determina la tasa de producción, cargas en las varillas y en todos los componentes del sistema. Además de las cargas de varillas y la unidad de bombeo. Si los componentes del ensamblaje de fondo se desgastan, la efectividad de la unidad de bombeo se reduce. Por lo que la selección de la bomba adecuada incrementa la eficiencia del sistema y extiende la vida del equipo (Estrada, 2014).

De acuerdo a API las bombas de subsuelo se clasifican en dos grupos principales que son:

- Bombas de varillas o inserción (R).
- Bombas de tubería (T).

Independientemente del tipo de bomba, las bombas de subsuelo tienen los siguientes componentes principales:

- Pistón
- Barril
- Válvulas: Viajera y Fija

#### **2.1.5.1. BOMBAS DE TUBERÍAS (T).**

Este tipo de bomba maneja un mayor volumen de crudo que las bombas de inserción o varilla. Es un dispositivo donde está integrado el barril o camisa en la tubería de producción (Figura 2.10), lo que implica que su instalación está ligada con la bajada de la tubería de producción.

Las bombas de tubería son utilizadas en pozos con altas tasas de producción en comparación con las bombas insertables. Por tal razón, se pueden utilizar diámetros de pistón mayores a los usados con bombas insertables (Estrada, 2014).

El pistón se desplaza por dentro de la tubería de producción con la sarta de varillas y en la parte inferior se conecta con una válvula fija que se asienta en la parte estacionaria (ancla).

La principal ventaja que tienen sobre otros tipos de bombas, es una mayor capacidad de bombeo al tener un barril más grande; y al ser parte integra de la tubería y puede soportar grandes cargas de volúmenes. La principal desventaja está en que, si la bomba falla, se debe retirar la sarta completa de producción.



*Figura 2-11 Bombas de Tubería. Fuente: Weatherford, Equipo de Bombeo de Varilla Oscilante*

### **BOMBA DE TUBERÍA CON ZAPATA (TW Y TL).**

Este tipo de bomba es usada para producir altos gastos de volúmenes de fluido. La configuración del pistón y el cilindro debe seleccionarse de acuerdo a las condiciones existentes en el pozo.

### **BOMBAS DE TUBERÍA CON ZAPATA DE EXTENSIÓN (TWE Y TLE).**

Este tipo de bomba es aplicada en pozos con tendencia a depósitos de sulfato de calcio dentro del cilindro.

#### **2.1.5.2. BOMBAS DE VARILLAS.**

Las bombas de varilla o también llamadas de inserción, se instalan y se sacan con la sarta de varillas, sin la necesidad de retirar la tubería de producción. Existen varios tipos de bombas insertables dependiendo de las

condiciones operacionales del pozo, tasa de producción y profundidad del pozo, esta a su vez se clasifican en tres tipos (Figura 2.11):

- Bombas de barril viajero con anclaje inferior (RWT o RHT).
- Bombas de barril estacionario con asentamiento en el fondo (RWB o RHB).
- Bombas de barril estacionario con asentamiento en la parte superior (RWA O RHA).

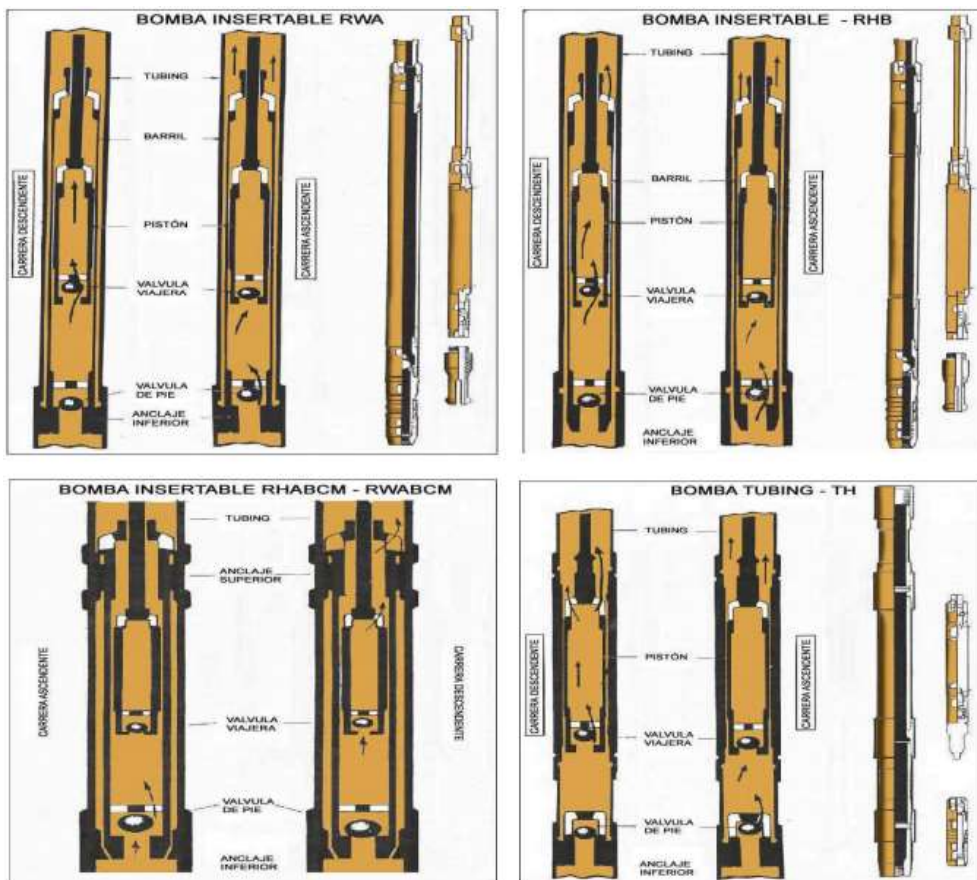


Figura 2-12 Tipos de Bomba De Varilla

### **BOMBAS RWT O RHT.**

Este tipo de bombas son recomendadas en:

- Pozos con producción de arena
- Pozos corrosivos
- Pozos con controladores de bombeo

No son recomendadas en:

- Pozos profundos
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba

### **BOMBAS RWB O RHB.**

Estas bombas son recomendables en:

- Pozos con baja presión de entrada a la bomba
- Pozos profundos
- Pozos con producción de gas de un separador (ancla de gas).

No son recomendables en:

- Presencia de producción de arena
- Pozos con controladores de bombeo
- Pozos corrosivos

### **BOMBAS RWA O RHA.**

Este tipo de bombas es recomendable en:

- Pozos con producción de arena
- Pozos con baja presión en la entrada de la bomba
- Pozos que tengan controladores de bombeo
- Pozos con producción de gas con ayuda de un separador (ancla de gas)

No son recomendables en:

- Pozos profundos
- Pozos con producción de crudos pesados

#### **2.1.6. SELECCIÓN DE LA BOMBA DE SUBSUELO.**

En el diseño y operación de un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, una de las primeras y más importantes consideraciones es la selección de la bomba de subsuelo. La selección del tamaño de la bomba, longitud de la carrera y los golpes por minuto para proveer la tasa de producción deseada, además de la selección de un diseño adecuado de bombeo, garantiza una operación eficaz y confiable con un mantenimiento mínimo, de acuerdo a las condiciones existentes en los pozos. Las bombas estandarizadas en la especificación API han sido clasificadas y se les ha asignado una letra, la primera letra se refiere al tipo básico (PALMA, 2010).

- R—para bombas de varillas.
- T—para bombas de tubería.

Por consiguiente, la segunda letra se refiere al tipo de barril, es decir, se es de pared gruesa o delgada (Tabla 2.4). Por lo tanto, diferentes letras son utilizadas para clasificar las bombas con pistones metálicos y con pistones de empaque flexible.

<b>Pistón metálico</b>	<b>Tipo de barril</b>	<b>Pistón con empaque flexible</b>
<b>H</b>	Pared gruesa	<b>P</b>
<b>W</b>	Pared delgada	<b>S</b>

*Tabla 2.4: Designación del tipo de barril*

*Fuente: (Marttelo, 2010). Aplicación de tecnologías no convencionales de bombeo mecánico en México.*

Debido a que las bombas son tanto de barril de pared gruesa o de pared delgada. Las de pared gruesa son usadas en pozos someros por la capacidad limitada de las paredes a los esfuerzos. Las de pared delgada son usadas en pozos de alta profundidad o en bombas de mayor diámetro que necesiten soportar grandes cargas de fluidos.

Por lo tanto, la tercera letra muestra la ubicación del conjunto de anclaje para las bombas de varilla (Tabla 2.5). El conjunto de anclaje generalmente va al fondo en una bomba de barril viajero. Otras se asientan en la parte inferior o superior:

<b>Designación</b>	<b>Anclaje de la bomba</b>
A	Parte superior
B	Parte inferior
T	Barril viajero, anclaje inferior

*Tabla 2.5: Designación del asentamiento de la bomba*



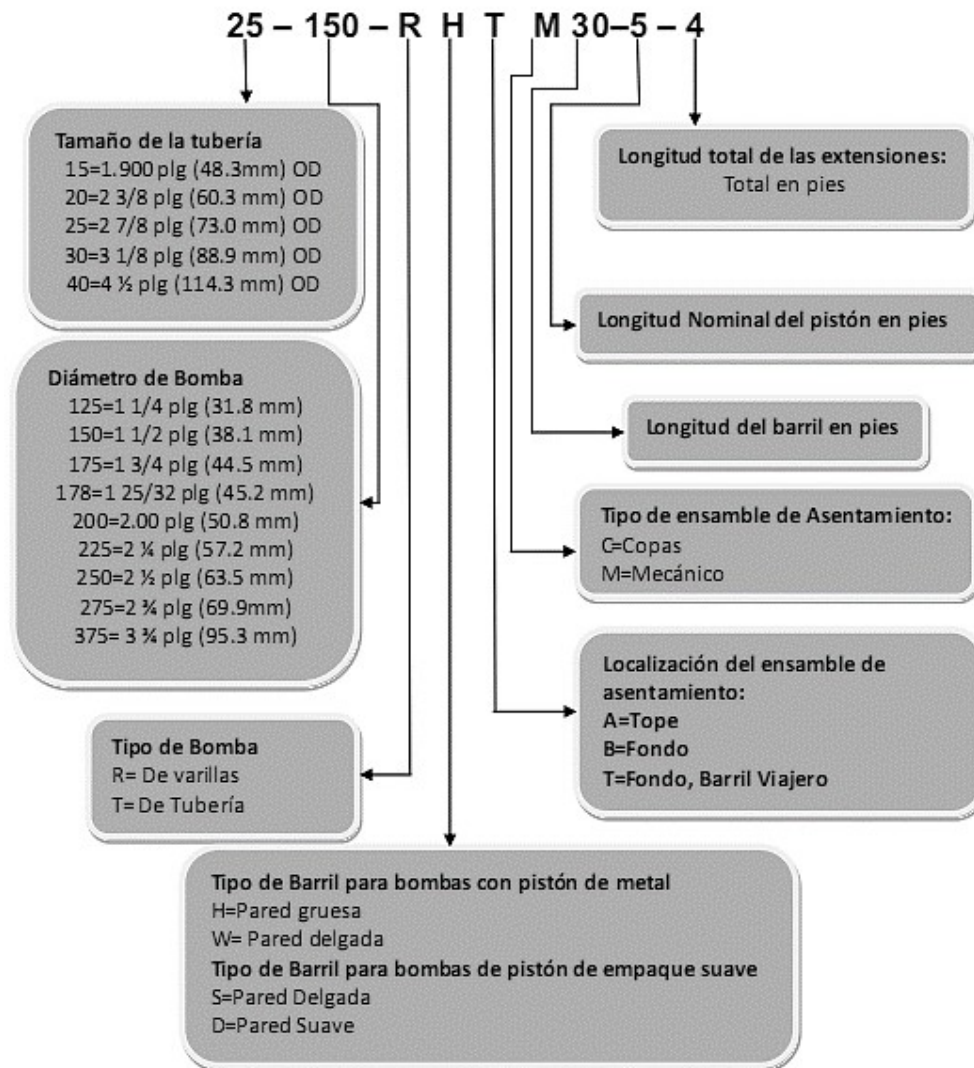


Figura 2-13 CODIGO DE BOMBA Fuente: (Martelo, 2010). Aplicación de tecnologías no convencionales de bombeo mecánico en México. Fuente: (Martelo, 2010). Aplicación de tecnologías no convencionales de bombeo mecánico en México.

La Figura 2.13 muestra un ejemplo del código de una bomba de  $1\frac{1}{2}$ " en una tubería de  $2\frac{7}{8}$ ". Es una bomba insertable con barril viajero, pared gruesa y un ensamblaje de asentamiento mecánico. El barril cuenta con 30 ft de longitud, tiene un pistón de 5 ft y una extensión de 4 ft de longitud.

### **2.1.7. ANCLA DE GAS.**

La bomba de varillas de succión está diseñada para bombear líquido. La presencia de gas en el líquido reduce la eficiencia de la bomba. El ancla de gas es un tubo ranurado perforado colocado en la zapata de anclaje.

Los fluidos al entrar por las ranuras del ancla de gas crean una turbulencia y caída de presión, lo cual hace que el gas, se separe del líquido debido a su baja densidad y por consecuencia siga el espacio anular revestidor/tubería. Por lo contrario, el líquido por ser más denso, cae y se acumula en el tubo de barro, donde es succionado por la bomba, por medio del tubo de succión.

#### **2.1.7.1. TIPOS DE ANCLAS DE GAS.**

##### **ANCLA DE GAS POOR BOY.**

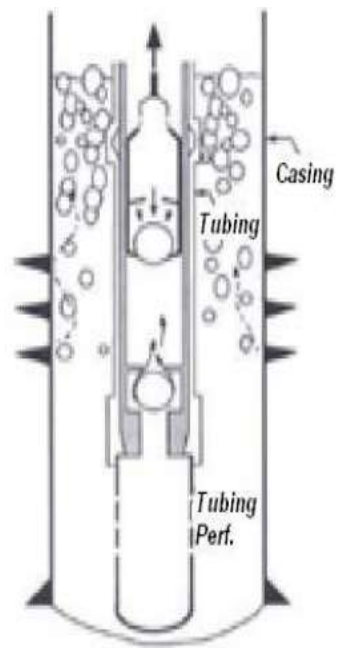
Este tipo de ancla es el más usado. No es costosa, pero no siempre es eficiente. Su comportamiento del tamaño “espacio quieto”. El ancla Poor Boy trabaja con una mayor área para que el fluido fluya hacia la parte baja alargando el tiempo para la separación de gas.

##### **ANCLA DE GAS POR BOY MODIFICADA.**

Es similar a la anterior con diferencia que usa un sobredimensionado tubo de barro para hacer más efectivo la separación de gas. Principalmente se usa en pozos con revestidores de diámetros mayores que permiten que el diámetro de tubo de barro sea mayor que el diámetro de la tubería.

### **ANCLA DE GAS NATURAL.**

Este tipo de ancla como se muestra en la Figura 2.13, la bomba se coloca debajo de las perforaciones y así permitir que el gas pase la entrada de la bomba. Es una de la más simple y la mejor opción de minimizar la interferencia de gas.



*Figura 2-14 Ancla natural de gas. Fuente: (Campos, & Panchi, 2011). Estudio para el cambio de sistema de levantamiento*

### **ANCLAS DE GAS TIPO EMPACADURAS.**

Las anclas de gas tipo empacaduras ofrecen resultados positivos en la mayoría de las aplicaciones. Como se observa en la Figura 2.14, el diseño usa una empacadura y un tubo spill-over para separar el gas del líquido. El líquido producido fluye por medio del spill-over dentro del anular del revestidor. El gas sube en el anular cuando el fluido fluye hacia la entrada de la bomba.

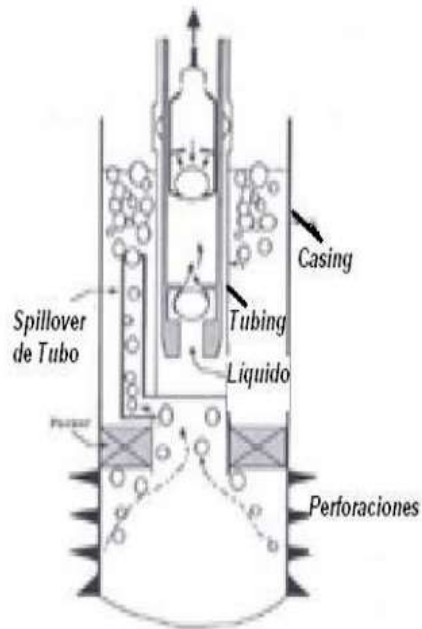


Figura 2-15 Ancla de gas tipo empacadoras Fuente: Manual de optimización de bombeo mecánico.

### 2.1.7.2. NOMENCLATURA DE LAS ANCLAS DE GAS.

Diámetro y longitud del tubo de succión: 2\*20 in

Longitud del niple en ft:

- 3-1 niple
- 6-2 niple (3 ft/niple)
- 9-3 niple

Diámetro del ancla de gas (tubería):

- 510-5 in
- 410-4 in
- 4-4 $\frac{1}{2}$  in
- 3 o 31-3 $\frac{1}{2}$  in
- 23-2 $\frac{3}{8}$  in

Tipo de ancla de gas:

- N-Natural
- P-Poor Boy o Niple perforado
- C-Copas
- R-Multicopas
- PK-Empacaduras

### **2.1.7.3. ANCLAS DE TUBERÍA.**

El propósito de usar este tipo de anclas es para eliminar el estiramiento y compresión de la tubería de producción, lo cual roza la sarta de varillas y ocasiona el desgaste de ambos. Generalmente se utiliza en pozos con mayor profundidad. Se instala la tubería de producción, siendo este el que absorbe la carga de la tubería. Las guías de varillas son acopladas sobre las varillas a diferentes profundidades, dependiendo de la curvatura y de las surgencias anteriores de un elevado desgaste de tubería (Campos O., 2011).

Existen dos tipos de anclas de tuberías, las cuales son: de tipo mecánico y de fricción, siendo las más usadas la de fricción (Chiluiza V., 2013).

### **2.1.8. EQUIPOS DE SUPERFICIE.**

La unidad de superficie de un equipo de bombeo mecánico son las partes que se pueden observar a simple vista y que se encuentran a nivel del suelo (Figura 2.15). La parte superficial del BMC está constituido por un motor primario, el cual proporciona energía que a su vez acciona la unidad de bombeo. Mediante la acción de bandas y una caja de engranajes se reducen las velocidades y el movimiento rotacional, transformándose en movimiento rectilíneo a través de la manivela, la biela y el balancín, todo este proceso sucede secuencialmente. El movimiento se trasmite a la sarta de varillas, la cual hace trabajar a la bomba de subsuelo.

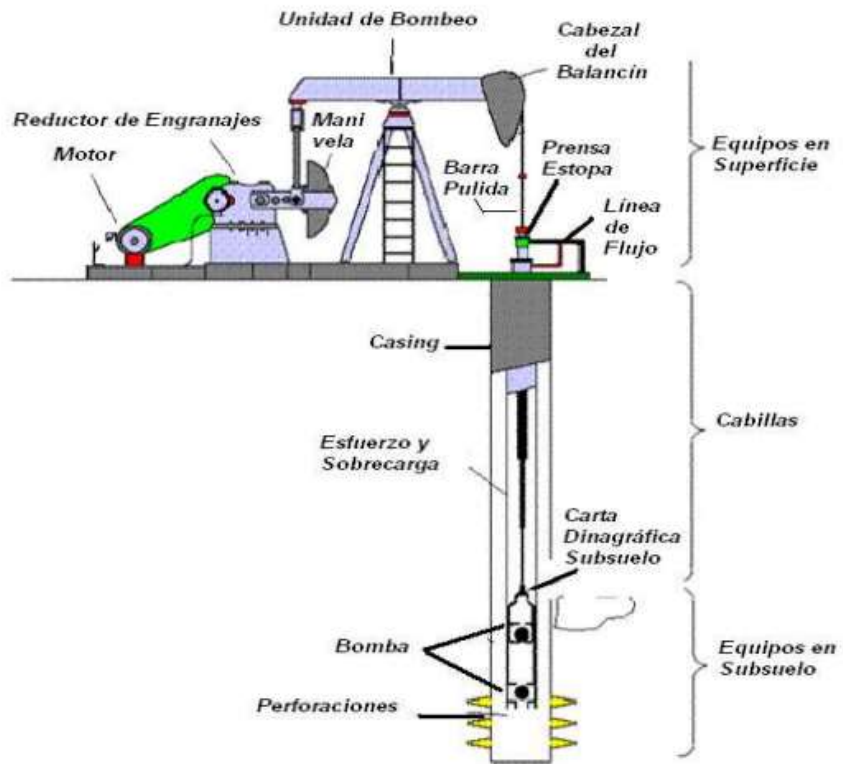


Figura 2-16 Esquema del sistema de bombeo mecánico, equipos de superficie. Fuente: (Campos, & Panchi, 2011). Estudio para el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico en el campo lago agrio operado por EP-Petroecuador.

El equipo de superficie incluye los siguientes componentes:

- Unidad motriz,
- Unidad de bombeo,
- Barra pulida,
- Prensa estopa,
- Cabezal,
- Líneas de flujo.

#### 2.1.8.1. UNIDAD MOTRIZ.

La unidad motriz se encarga de suministrar la potencia que el sistema de bombeo necesita, esta unidad puede ser un motor eléctrico o a gas. La

unidad motriz afecta al consumo de energía y a las cargas de la caja de engranaje. La potencia del motor medida en “hp” (caballos fuerzas) está en función de la profundidad, nivel de fluido, velocidad de bombeo y balanceo de la unidad, por esta razón se debe realizar un buen diseño del tamaño del motor, ya que, si se lo sobredimensiona, garantizará los caballos de fuerza, pero disminuirá la eficiencia del mismo.

Los motores eléctricos y a gas son equipos de bajo torque y altos rpm (revoluciones por minuto). La variación de la velocidad de la unidad motriz tiende a afectar la caja de engranaje, a las cargas de varillas y a la velocidad de bombeo. Las velocidades altas del motor reducen el torque neto en la caja de engranaje. Por lo cual, las variaciones de velocidad altas en la unidad motriz aplanan las cartas dinamoográficas al compararse con unidades motrices de baja variación de velocidad.

### **MOTORES ELÉCTRICOS.**

Los motores eléctricos constan de 3 fases, estos determinan y facilitan el análisis del comportamiento de la unidad de bombeo referente a la toma de datos como pérdidas o sobrecargas del peso en la sarta de varillas sin interferir en la operación del pozo utilizando un amperímetro de gancho. Cabe recalcar que este tipo de motor alcanza su máxima eficiencia cuando operan con potencias cercanas a la de su etiqueta.

De acuerdo a NEMA (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos), clasifica los motores en función del deslizamiento y de las características de torque durante el arranque, los cuales son: NEMA D, NEMA C, NEMA B, alto deslizamiento, etc.

La potencia de los motores varía desde 5-100 hp para los convencionales y de 10-200 hp para los de alto deslizamiento. La velocidad varía entre 460-1012 rpm para los dos motores eléctricos.

El porcentaje de deslizamiento está definido por la siguiente fórmula:

$$S = \frac{(S_g - S_{ft})}{S_g} \times 100 \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

S: Porcentaje de deslizamiento.

$S_g$ : Es la velocidad de sincronía del motor (generalmente 1200 rpm).

$S_{ft}$ : Es la velocidad para cargas completas.

La variación de velocidad es diferente al deslizamiento, y se la define con la siguiente fórmula de aplicación:

$$S_{var} = \frac{(S_{max} - S_{min})}{S_{max}} \times 100 \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

$S_{var}$ : Porcentaje de variación de velocidad.

$S_{max}$ : Deslizamiento máximo.

$S_{min}$ : Deslizamiento mínimo.

El motor convencional NEMA D, posee bajo porcentaje de deslizamiento, variando entre 8 y 12 % a plena carga, en consecuencia, la variación de la velocidad es relativamente pequeña.

En los motores de alto deslizamiento se obtiene variaciones de velocidad ente 35 y 50 %.

La variación de velocidades de estos motores produce los siguientes beneficios:

- Reduce cargas en la unidad de bombeo y sartas de varillas.



- Reduce la velocidad durante el periodo de mayor carga, a la mitad de la carrera ascendente/descendente de la unidad de bombeo y aumenta la velocidad al final de cada recorrido.

### **MOTORES A GAS.**

Este tipo de motor tiene un control de velocidad más flexible y pueden operar en un rango más grande de condiciones de carga. Existen dos tipos de motores a gas:

Motores de baja velocidad con uno o dos cilindros; son aquellos que tienen velocidades de 700 rpm o menores y alto torque.

Motores multicilindros de alta velocidad; son aquellos que pueden tener altas variaciones de velocidad (hasta un 35 %) más que motores de baja velocidad.

Por lo general los motores a gas son más baratos que los motores eléctricos. Sin embargo, los costos de capital y mantenimiento y el mantenimiento son usualmente más altos que en los motores eléctricos.

#### **2.1.8.2. UNIDAD DE BOMBEO.**

La unidad de bombeo es una máquina integrada cuya función es convertir el movimiento angular del eje del motor a reciproco vertical, a una velocidad apropiada, con el fin de accionar la sarta de varillas y bombas de fondo.

De acuerdo a las especificaciones de API la unidad de bombeo mecánico puede dividirse en los siguientes tipos básicos:

- Unidad convencional,
- Unidad balanceada por aire,
- Unidad de geometría especial (Mark II).

## **UNIDAD CONVENCIONAL.**

La unidad convencional es una estructura fácil de operar y de poco mantenimiento, el punto de apoyo está ubicado en la parte central del balancín (Figura 2.16).

El principio de operación de la unidad convencional se basa en el movimiento rotativo del motor que es transmitido por medio de correas a la caja de transmisión, lo que reduce la velocidad a través de un sistema de engranajes. Este movimiento lento es transmitido a la viga viajera, mediante la conexión biela-manivela, y convertido en movimiento vertical, el cual está reflejado en la varilla.



*Figura 2-17 Unidad convencional de bombeo mecánico. Fuente: Manual de optimización de bombeo mecánico*

El rango operacional de esta unidad está especificado en la Tabla 2.6:

Rangos	Torque (plg-lb)	Carga (lbs)	Embolada (plg)
Máximo	912000	36500	168
Mínimo	25000	5300	12

*Tabla 2.6: Rango operacional de la unidad convencional de bombeo mecánico.*

*Fuente: Manual de optimización de bombeo mecánico.*

### **UNIDAD BALANCEADA POR AIRE.**

La unidad balanceada por aire usa un cilindro con aire comprimido en lugar de pesas de hierro (Figura 2.17). Este sistema emplea el contrabalanceo necesario para que el sistema opere sin problemas. Es aplicable en pozos profundos, maneja altas tasas de fluidos y puede ser operada con fluidos viscosos. Son aproximadamente 40% más pequeñas y livianas que las unidades convencionales.



*Figura 2-18 Unidad balanceada por aire. Fuente: Manual de optimización de bombeo*

El rango operacional de esta unidad está especificado en la Tabla 2.2:

<b>Rangos</b>	<b>Torque (plg-lb)</b>	<b>Carga (lbs)</b>	<b>Embolada (plg)</b>
Máximo	114.000	17.300	64
Mínimo	3'648.000	47.000	300

*Tabla 2.7: Rango operacional de la unidad balanceada por aire. Fuente: Manual de optimización de bombeo mecánico.*

## **UNIDAD MARK II**

El objetivo principal de esta unidad es disminuir el torque y de igual forma los requerimientos de potencia en comparación de las unidades convencionales.

La carrera ascendente de la unidad Mark II es más rápida con una aceleración baja, ya que la carga es más alta, por consiguiente, existen menores cargas máximas y las varillas de bombeo tienen mejor duración (Figura 2.18).

### Mark II Pumping Unit Nomenclature

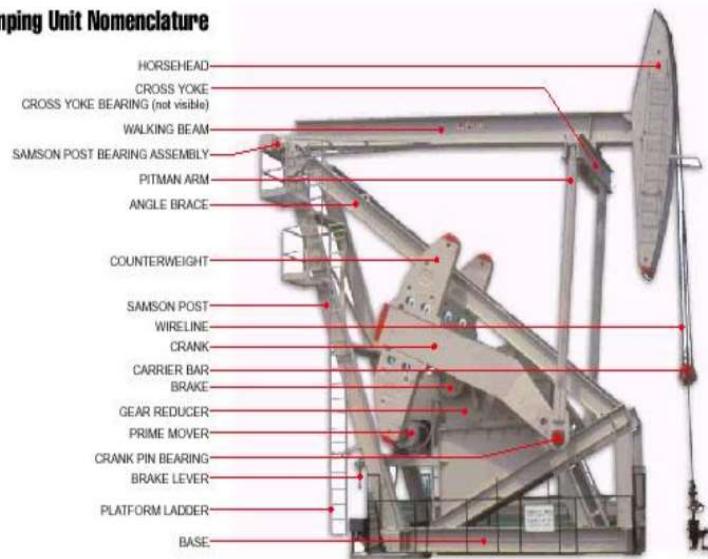


Figura 2-19 Unidad Mark II Fuente: (Mallo, 2010). Selección de métodos de extracción para la optimización de la producción.

### DESIGNACIÓN API DE LAS UNIDADES.

De acuerdo a API las unidades de bombeo están designadas de la siguiente manera como se observa en la Figura 2.19.

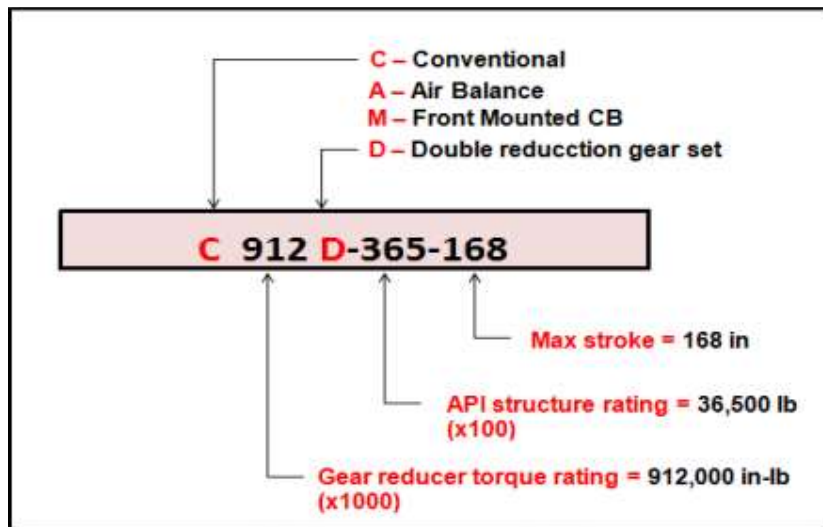


Figura 2-20 Designación de las unidades de bombeo de acuerdo a API. Fuente: Weatherford International LA.

### **2.1.8.3. CAJA DE ENGRANAJE Y CONTRAPESOS.**

#### **CAJA DE ENGRANAJE.**

La función principal de la caja de engranaje es convertir los torques bajos y altas velocidades (rpm) de la unidad motriz en altos torques y bajas velocidades necesarias para operar la unidad de bombeo. Una reducción típica de una caja de engranaje es 30:11, lo que significa que la caja de engranaje reduce las rpm a la entrada 30 veces mientras intensifica el torque de entrada 30 veces (Campos O., 2011).

#### **CONTRAPESOS.**

Los contrapesos ayudan a que el tamaño de la caja de engranaje pueda ser minimizado, debido a que estos reducen el torque que la caja debe suministrar.

Por ejemplo, durante la carrera ascendente, las contrapesas cumple la función de proporcionar energía a la caja de engranaje cuando caen y en la carrera descendente estos almacenan energía cuando suben (Figura 2.20).}



*Figura 2-21 Balancín convencional con contrapesos Fuente: Weatherford International LA.*

#### **2.1.8.4. BARRA PULIDA.**

La barra pulida tiene como función principal soportar el peso de la sarta de varillas, bomba y fluido. Debido a que, la barra pulida experimenta cargas más altas que cualquier otra parte de la sarta. Otra función de la barra es actuar como sello para evitar la filtración de los fluidos del pozo.

La barra pulida es de acero macizo disponible en diferentes tamaños y longitudes estándar, la cual se encuentra equipada con conexiones adecuadas en ambos extremos. Esta barra conecta la unidad de bombeo a la sarta de varillas y es la única parte de la sarta que esta visible en la superficie.

#### **2.1.8.5. PRENSA ESTOPE.**

Las empaaduras o prensa estopa son empaques que son ajustadas para prevenir fugas en el cabezal (Figura 2.21).



*Figura 2-22 Prensa Estopa Fuente Weatherford International LA.*

Para este tipo de equipo se debe tener cuidado, ya que si se ajustan demasiado, se incrementarían las pérdidas de potencia en la barra pulida y podría resultar en una mala interpretación de la carta dinográfica, ya que se produciría una distorsión de las cargas sobre la barra pulida.

#### **2.1.8.6. LÍNEAS DE FLUJO.**

Las líneas de flujo son aquellas que conectan el cabezal del pozo con el separador.

Las presiones altas en la línea de flujo pueden resultar en altas cargas en la barra pulida y por consecuencia una baja en la eficiencia. Las cargas adicionales en la barra también dependerán del diámetro del pistón, es decir, mientras más grande sea el tamaño del pistón, más grande será el efecto de la presión de la línea de flujo en el sistema (Estrada, 2014).



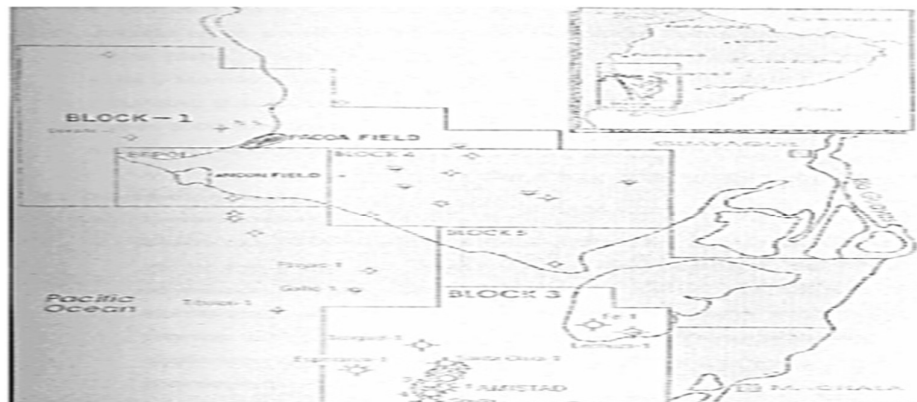
## CAPITULO III

### 3. GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO.

#### 3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO.

El bloque PACIFPETROL, está ubicado en la provincia de Santa Elena, consta con una extensión de 1200 km<sup>2</sup>, de los cuales 480 km<sup>2</sup> corresponden a la extensión costa afuera.

En él se han perforado aproximadamente 2900 pozos. El principal yacimiento es el Campo Ancón, que produce de reservorios de edad Terciaria, habiendo acumulado hasta el presente 120.5 MM bls (95% de la producción acumulada total de la Península). El 5% restante (7 MM bls) proviene de un conjunto de pequeños yacimientos cuya producción proviene de reservorios de edad Cretácica (Santa Paula, Achallan, Petrópolis, Carolina, San Raymundo, Cautivo). (Aguirre M., & Hidalgo A., 2015).



*Figura 3-1 Ubicación del Campo Gustavo Galindo. (García, 2006). Diseño de facilidades de superficie por Bombeo Mecánico para la extracción de crudo de la sección 67 del campo Ancón*

### 3.2. DIVISIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO.

El Campo Gustavo Galindo Velasco se encuentra dividido en tres zonas: Zona sur, Zona Central, Zona Sur, a continuación, se muestran todas las secciones del campo con su respectiva zona.

SECCIÓN	ZONA	SECCIÓN	ZONA
65	SUR	73	NORTE
66	CENTRAL	74	CENTRAL
67	CENTRAL	MORRILLO	NORTE
68	SUSURR	CERTEZA	SUR
69	SUR	TIGRE	CENTRAL
70	SUR	CARMELA	NORTE
71	SUR	SANTA PAULA	NORTE
72	SUR	PETROPOLIS	NORTE

*Tabla 3.1: Secciones por zona del campo Gustavo Galindo.*

### 3.3. GEOLOGÍA LOCAL DEL AREA.

#### 3.3.1. GENERALIDADES

Regionalmente la comarca costera del Ecuador ha sido caracterizada como un terreno alóctono de origen oceánico, acretado al margen continental andino durante el Cretácico superior al Terciario temprano. En este entorno se han desarrollado varias cuencas de antearco, modificadas por tectónica de desplazamiento de rumbo, que se extienden desde el límite norte del Perú hasta Colombia (Cuencas de Progreso/Santa Elena, Manabí, Daule, Esmeralda-Narino, de sur a norte). El bloque de Santa Elena se encuentra ubicado en la cuenca homónima, en la unidad geológica conocida como

“Levantamiento de Santa Elena” y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno – Eoceno), desarrollada sobre corteza oceánica.

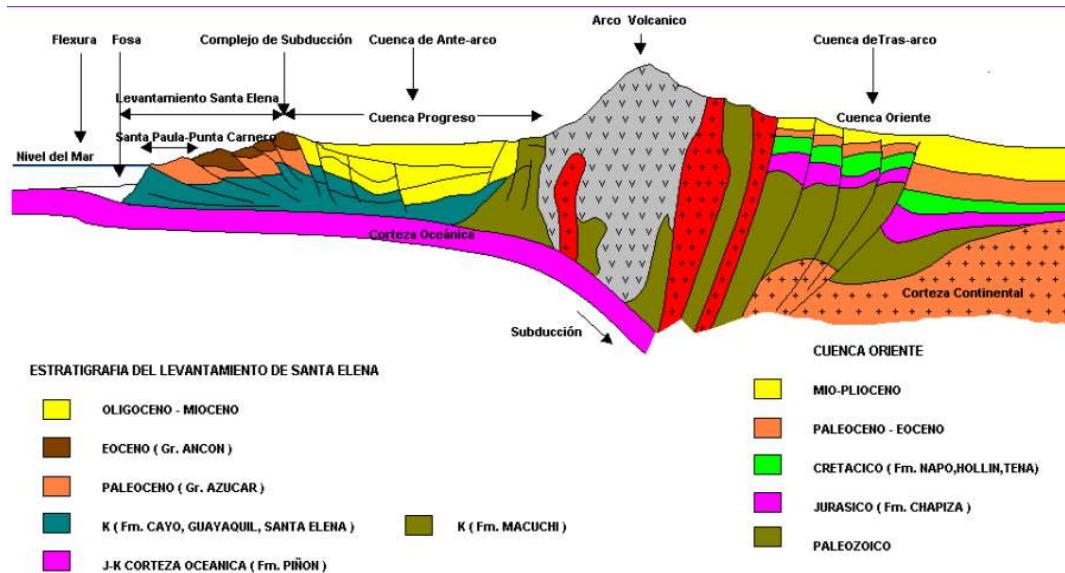


Figura 3-2 Geología Local del área.

El Levantamiento de Santa Elena se encuentra delimitado por el Noroeste por la falla regional de “La Cruz” que la separa de la cuenca de Progreso, con sedimentación de edad Oligoceno-Plioceno.

Hacia el sur el Alto de Santa Elena ha servido de límite para la secuencia de Mioceno inferior al Pleistoceno que representa la apertura del Golfo de Guayaquil. Hacia el oeste el límite actual está constituido por el prisma de subducción Neógeno. En el sector occidental del levantamiento afloran rocas pertenecientes al Cretácico (Fm Santa Elena, Wildflysh, Carolina Chert), mientras que en la porción oriental y central (Zona de Playas a Sierra de Chanduy) aflora una gruesa secuencia de areniscas y conglomerados del Fm Azúcar. También en la parte central se encuentran extensos afloramientos del Gr. Ancón de Edad Eocena.

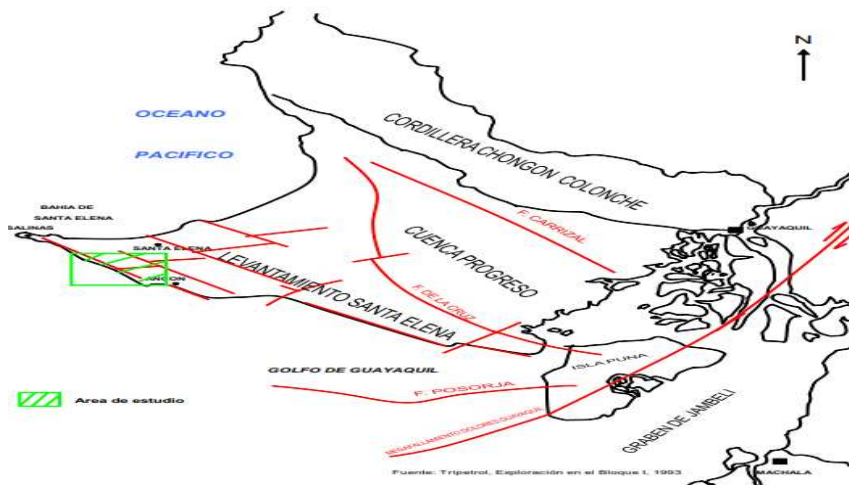


Figura 3-3 Delimitación del levantamiento Santa Elena.

### 3.4. MARCO ESTRATIGRÁFICO.

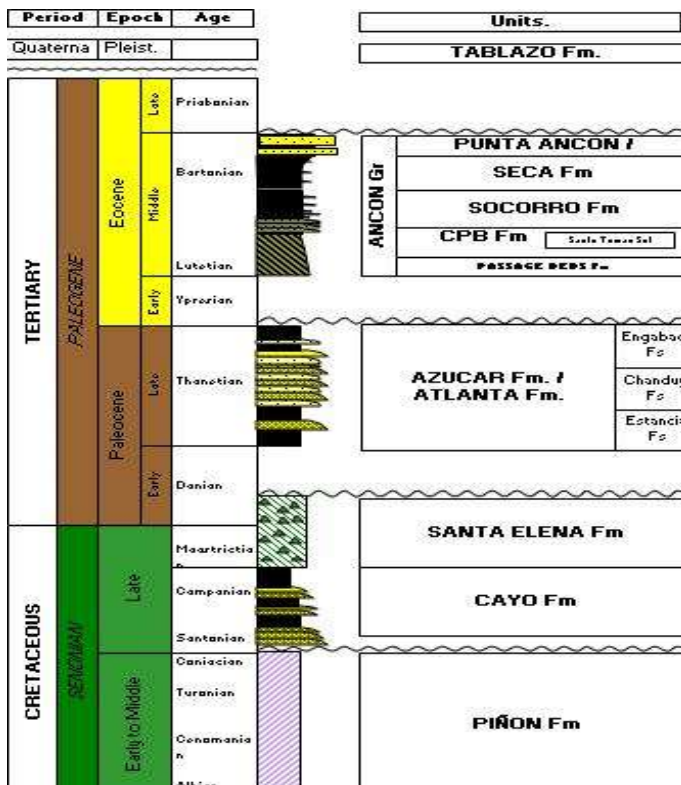


Figura 3-4 Columna estratigráfica Ancon.

De acuerdo a (Aguirre M., & Hidalgo A., 2015) en su tesis de grado: **“Estudio técnico-económico de inyección alternada de nitrógeno huff & puff para recuperación mejorada de petróleo en pozos del campo Gustavo Galindo Velasco”**, mencionan las siguientes formaciones estratigráficas del campo Gustavo Galindo.

#### **3.4.1. Formación Piñón (Jurásico-Cretácico Medio)**

La F. Piñón, considerada el basamento de la región costera del Ecuador, es de origen cortical oceánico y naturaleza basáltica. Está constituida por basaltos afaníticos almohadillados, doleritas intrusivas y algunas intrusiones gabroides y ultramáficas. La edad ha sido determinada como Aptiano Superior-Albiano. Se ha datado mediante el método de K/Ar, una basandesita proveniente de la localidad de la Carolina, que arrojó una edad de 180 millones de años (Jurásicomedio). Esta roca posiblemente represente relictos de corteza oceánica atrapada en el complejo de subducción.

#### **3.4.2. Formación Cayo (Cretácico)**

Consiste de una espesa secuencia volcánica y volcano-sedimentaria cuya localidad tipo se encuentra en los alrededores de Guayaquil, con aproximadamente 3000 metros de espesor que no aflora en la península. Está constituida por sedimentos marinos (lutitas bituminosas y turbiditas finas), volcánicos (lavas almohadilladas) y volcanoclásticos (tobas).

#### **3.4.3. Formación Santa Elena (Cretácico)**

La Formación Santa Elena está constituida por depósitos turbidíticos finos de aguas profundas, deslizamientos y flujos de detritos, representados por niveles finamente estratificados de pelitas silíceas y radiolaritas con participación tobácea de colores blanquecinos. El conjunto se caracteriza por una intensa deformación de tipo dúctil con desarrollo de clivaje penetrativo que determina pliegues y fallamientos de diferentes órdenes y geometrías. Estas estructuras definen escamas tectónicas.

Esta unidad ha sido también conocida como Wildflisch Santa Elena, Olistostromo Wildflisch, Chert de Carolina o Chert Santa Paula. La Formación Santa Elena es un equivalente lateral del Miembro Guayaquil de la Formación Cayo.

La base de la Formación Santa Elena y consecuentemente su espesor son desconocidos, aunque al ser correlacionables con la Formación Guayaquil, que posee unos 400 metros al N-E de la Falla Chongón-Colonche, no se descartan potencias equivalentes. Según información del subsuelo, el techo está cubierto discordantemente por la Formación Azúcar o Grupo Ancón.

#### **3.4.4. Formación Azúcar Atlanta (Paleoceno)**

La Formación Azúcar está estratigráficamente acotada entre la Formación Santa Elena y el Grupo Ancón, constituye el principal reservorio del Campo Ancón, en perforaciones del distrito petrolero Ancón, se reconoce un equivalente denominado Formación Atlanta (Atlanta sandstone), constituida por una arenisca gris dura con textura media a gruesa que representa el principal reservorio por sus fracturas.

El Grupo Azúcar tradicionalmente, de acuerdo a descripciones de afloramientos, estaba constituido por tres formaciones basadas por la presencia de un facie conglomerádica que separa a dos facies areno arcillosas:

- **Facies La Estancia:** Secuencia de areniscas grises, micáceas, con tonos de alteración rojizos y niveles de rodados cuarcíticos que alternan con pelitas negras duras y estratos finos de areniscas micáceas con restos de materiales carbonosos.
  
- **Facies Chanduy:** Areniscas grises silíceas de dureza media, conglomerados de rodados de cuarcitas con alternancias de areniscas y conglomerados y el tope alternancias de pelitas negras

y areniscas duras. En subsuelo son las denominadas Atlanta Sandstone.

- **Facies Engabao:** Areniscas castañas macizas, friables, con concreciones de tipo "bala de cañón" con intercalaciones de bancos delgados de pelitas y areniscas y conglomerados de rodados de cuarcita donde, a veces, las pelitas son localmente dominantes. Estas facies corresponderían en el subsuelo al denominado San José Shales.

La existencia de las tres facies anteriormente descritas (Estancia, Chanduy, y Engabado), representan un gran evento de abanicos submarinos superpuestos cuya base presenta secuencias de lóbulos de abanicos medios (areniscas turbidíticas) e interlóbulos (turbiditas finas y pelitas arcillosas) con una tendencia general estratocreciente.

Esta secuencia presenta valores discontinuos de espesor: en afloramientos de Estancia se han medido 2255metros, mientras que en los afloramientos de playas el valor más confiable parece ser de 644metros medido por Moreno (1983). En el subsuelo de Ancón, en el pozo San Gabriel-1 se han perforado 2255metros de arenas, espesor que se considera exagerado debido a repeticiones estructurales y alta inclinación de los estratos. La edad de esta formación es Paleoceno - Eoceno inferior.

#### **3.4.5. Grupo Ancón (Eoceno)**

El Grupo Ancón comprende las rocas silicoclásticas que toman su nombre en el Campo Petrolero de Ancón y está compuesto por las siguientes formaciones:

- **Clay Pebble Beds (Eoceno inferior):** El techo de esta unidad aflora en los acantilados de Ancón, con un espesor de 180 metros totales asignados en el subsuelo. Se trata de una secuencia diamictítica maciza de matriz arcillosa, originados por el deslizamiento sinsedimentario del tipo de flujos de barro densos submarinos e

interestratificados con turbiditas. Las asociaciones paleontológicas determinan edades Eoceno Medio.

- **Passage Beds (capas de transición):** Esta unidad se conoce solamente en el subsuelo de Ancón y fue definida por Marchant (1956) como la transición entre el Grupo Azúcar y el Grupo Ancón. También, parte de estos niveles fueron identificados como "Atlanta Shales". Son pelitas duras con estratos delgadas de areniscas, que incluyen intercalaciones de areniscas calcáreas de grano medio a grueso y arcillitas con restos carbonosos. Esta secuencia sobreyace en discordancia angular sobre la Fm. Azúcar/Atlanta, sobre la péndola, con una potencia variable entre 0 a 500 m. Los mayores espesores se dan en los ejes sinclinales o labio bajos de fallas, disminuyendo hacia los altos estructurales de la Fm Azúcar/Atlanta. Esta dependencia entre espesor y posición estructural hace sospechar en una depositación coetánea con la deformación y la erosión de las rocas subyacentes (Benítez, 1995). Se le asigna una edad Eoceno Inferior a Medio. Las asociaciones paleontológicas y las características litológicas indican una depositación rápida en un medio bastante profundo que recicló e involucró materiales provenientes de depósitos litorales.
  
- **Arenisca Santo Tomás:** Consiste de un banco de areniscas de potencias modestas conocida solamente en el subsuelo en el sector homónimo, en el extremo N-E del Campo Petrolero de Ancón. Constituye en la culminación del ciclo turbidítico de la Fm Passage Beds.
  
- **Formación Socorro (Eoceno Medio temprano):** Constituye el reservorio de segunda importancia en Ancón, son areniscas



turbidíticas y pelitas que recubren la Fm. Clay Pebble Beds e infrayacen las pelitas de la Fm. Seca, corresponden a la transición de abanicos turbidíticos – talud, con depósitos de lóbulos y canales de plataforma.

Son una alternancia de lutitas deleznales grises hasta negro y de areniscas turbidíticas delgadas verdosas. El espesor medido en la localidad tipo de Ancón, Marchant (1956) es de 390 metros; en el subsuelo se indica un espesor máximo perforado de 457 metros. Consta de una arenisca basal (saturada de petróleo) con conglomerados erosivos y areniscas canalizados con texturas de descarga de fluidos, depositados por corrientes densas. Le siguen niveles arcillo-limosos masivos con intercalaciones de areniscas turbidíticas centimétricas a decimétricas con ondulitas indicativas de turbiditas distales. Hacia el tope se presentan areniscas limosas con deslizamientos de tendencia granocreciente. El contenido fosilífero indica edades Eoceno Medio Superior a Eoceno Superior.

- **Formación Seca (Eoceno medio):** Se dispone en concordancia sobre la anterior y constituye la roca sello de los reservorios de la Fm. Socorro en el Campo Ancón, está constituida por arcillitas gris verdosas con raras intercalaciones de areniscas finas que hacia el techo obtienen un color amarillento rojizo. Corresponden a depósitos marinos de plataforma que se intercalan con las facies de abanicos submarinos. El espesor promedio es 300 metros. La edad se asigna del Eoceno Medio a Superior.
  
- **Formación Punta Ancón (Eoceno Medio a Superior):** Son areniscas grises con base erosiva con alternancias de pelitas grises que alteran con niveles finos de color castaño e incluyen la Arenisca Blanca de Punta Ancón. Presentan un espesor de 160 m de sección que corresponden a depósitos marinos localizados entre la plataforma externa y la parte superior del talud continental (Benítez,

1995).Hacia el extremo Norte de la comarca estudiada, niveles equivalentes de esta Formación están cartografiados como Formación Zapotal (Olsson, 1931), nombre formacional corrientemente utilizado en la Cordillera Chongón-Colonche, el contenido paleontológico de la formación Punta Ancón señala una edad Eoceno Medio a Superior.

#### **3.4.6. Formación Tablazo (Pleistoceno)**

Son niveles aterrazados marinos de edad Pleistocena que descansan en fuerte discordancia erosiva (y angular) sobre las rocas cretácicas y paleógenas de la Península Santa Elena. Son escasamente potentes (hasta algunas decenas de metros: promedio 30 metros) y se disponen sub horizontalmente.

### **3.5. CARACTERÍSTICAS GEOTÉCNICAS**

Esta característica influencia el comportamiento tanto en campo mecánico de las instalaciones y la infraestructura existente como en el campo ambiental.

Las areniscas silíceas son de alta resistencia y dureza. Si no están afectadas por la meteorización pueden ser impermeables debido a la matriz silícica.

Las areniscas arcillosas, por lo general de menos resistencia, son deleznales y fácilmente erosionables, sobre todo si se produce el lavado del cementante arcilloso, en cuyo caso el material resultante sería una arena algo arcillosa de permeabilidad media.

Las arcillas de la península de Santa Elena, por lo general de alta resistencia al corte en estado seco, ser de baja resistencia en estado húmedo. A la vez dichas arcillas pueden presentar características de expansión. Las arcillas expansivas en estado seco son identificadas si se

observan agrietamientos en la superficie, por lo tanto, podrían ser permeables mientras dure el agrietamiento hasta que la arcilla se sature con agua. Las limonitas pueden ser deleznable y poco resistentes si no poseen un cementante silíceo.

### **3.6. Geomorfología y suelos**

La zona en cuestión presenta características muy particulares y los suelos son formados por dos procesos morfológicos como lo es la meteorización y la deposición aluvial.

El área presenta dos tipos de suelos:

Suelo residual que se da por proceso de meteorización areno-limoso y éste último es producido por otro proceso de intemperismo que ataca a las rocas transformándolas en suelo; comúnmente este tipo de suelo presenta partículas angulares a sub-angulares de tamaño medio a grueso y de características geomecánicas diferentes al otro tipo de suelo, que es suelo de deposición aluvial que se forma por la sedimentación de los sistemas de drenaje natural.

Los materiales de los depósitos aluviales pueden presentar problemas de asentamiento, colapsabilidad, expansión, licuefacción, alta permeabilidad, dependiendo del tipo material que se trate.

La geomorfología es abrupta rectilínea. Los acantilados son por fallas paralelas a la costa y está conformada por rocas terciarias y por terrazas marinas cuaternarias levantada por unos cuantos metros sobre el nivel del mar que no supera los 150 m.

El modelado asocia las superficies planas originales del depósito con ondulaciones suaves y pequeñas colinas convexas que resultan de la disección posterior de las arenas por el escurrimiento superficial; el espesor de estos depósitos es siempre débil, de algunos metros a unos diez metros como máximo. (Rezabala G., &Yanza J. , 2015).

### **3.7. Retroceso de línea de costa**

Los acantilados altos son inestables, de rocas blandas, se desprenden en bloques. El pie de los acantilados y sus coluviales son continuamente socavados por el oleaje, produciéndose simultáneamente un retroceso de la línea de costa y una aportación continua de sedimentos al mar.

Las arcillas expansivas en época seca se pueden apreciar por los agrietamientos en la zona que facilitan el desprendimiento de material ayudando a su vez en el retroceso de la línea de costa.

### **3.8. Calidad de Suelos**

El análisis de laboratorio determinó que los parámetros analizados se encuentran dentro de los niveles aceptables de calidad ambiental, exceptuando el valor de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) en la estación de Santa Paula, valor reportado fue de 76340mg/kg (Velasgui L., 2007).

## CAPÍTULO IV

### 4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

#### 4.1. UBICACIÓN DE ZONA DE ESTUDIO.

En el campo Gustavo Galindo Velasco en la sección 73, trabaja con unidades convencionales Tipo I (balancines fijos y portátiles) que poseen motores de combustión interna tipo ARROW.

A continuación, se muestra la ubicación de los pozos de la sección 73.

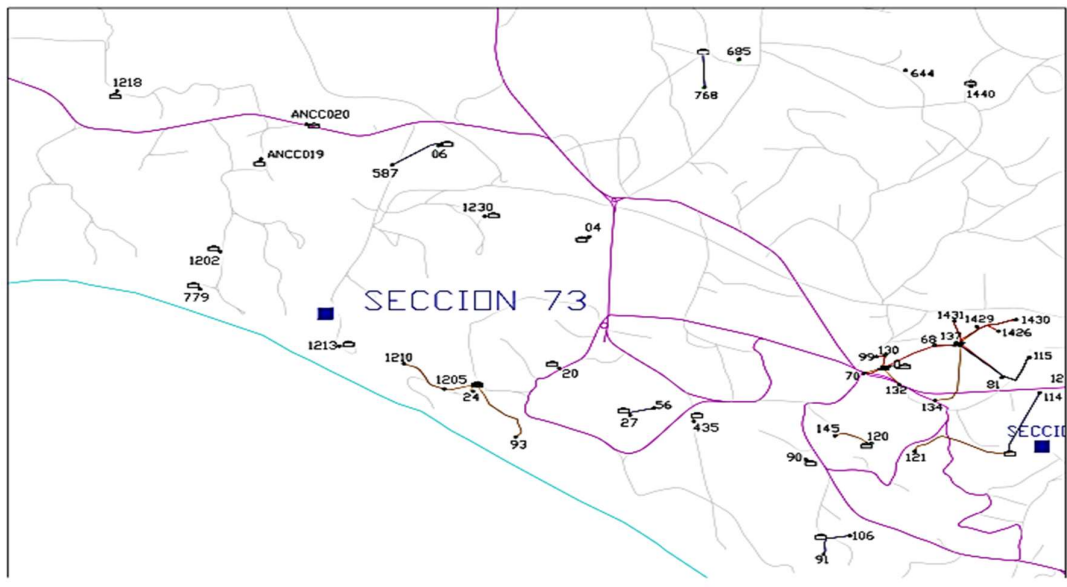


Figura 4-1 Ubicación zona de estudio Fuente: Pacifpetrol. S.A.

#### 4.2. Situación actual de los pozos y producción.

Producción de petróleo 2018: 36659.18 Bbls

Producción de agua 2018: 1456.20 Bbls.

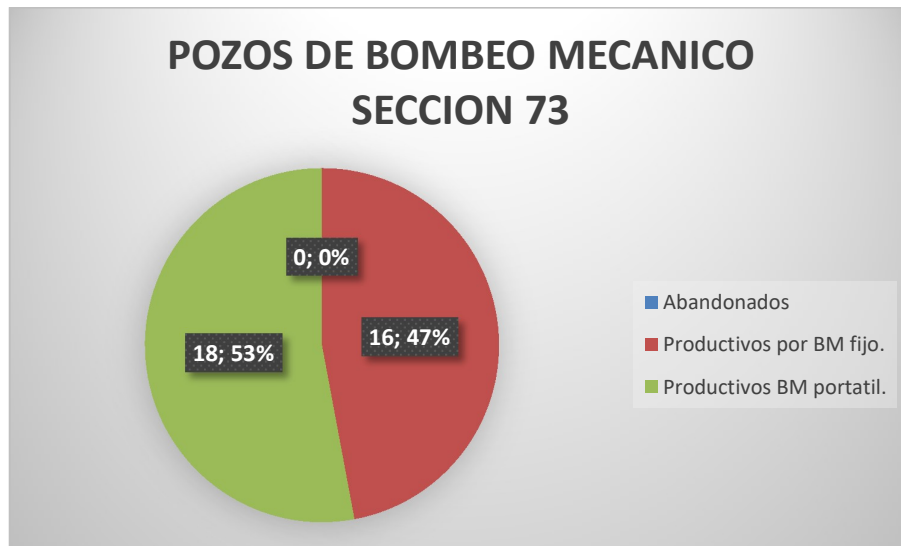
**Estados de los pozos:**

Pozos productivos: 34

Pozos abandonados 0.

Pozos productivos por balancines fijos: 16

Pozos productivos por balancines portátiles: 18



*Figura 4-2 Situación de los pozos BM Elaborado: Velásquez, V. 2019*

A partir de esta sección se realizará la factibilidad técnica del actual tema de investigación, por medio de gráficas, tablas y análisis de los pozos con respecto a su tiempo de operación.

**4.3. FACTIBILIDAD TÉCNICA**

**4.4.1. Selección de pozos.**

A continuación, se muestran los pozos seleccionados en la tabla 4.1, para la elaboración de la factibilidad técnica y factibilidad económica del proyecto.

BALANCINES	POZO	SECCIÓN	ZONA	X	Y
<b>BALANCINES FIJOS</b>	ANCC019	73	SUR	514921	9744255
	ANCC020	73	SUR	515114	9744442
	ANC0004	73	SUR	516323	9743844
	ANC0779	73	SUR	514660	9743573
	ANC1205	73	SUR	515702	9743036
	ANC1210	73	SUR	515531	9743172
	ANC1213	73	SUR	515256	9743260
	ANC1218	73	SUR	514319	9744625
	ANC1230	73	SUR	515883	9743957

Tabla 4.1 Selección de Pozos

#### 4.4.2. Estado de los Pozos.

Con la finalidad de entender el comportamiento de cada uno de los pozos seleccionados, se muestra en las siguientes tablas la información general de cada uno de ellos, para con esto dar inicio al estudio de factibilidad técnica.

POZO	ANC1205
Sistema de levantamiento	BM
Sección	73
Zona	SUR
Estado	Productivo
Porosidad (%)	23.75
Grados API (API)	31.256
Profundidad total TDK (ft)	4585
Inicio de producción (Año)	1952
Presión de Casing (PSI)	5
Presión de tubing (PSI)	30

Tabla 4.2 Pozo ANC1205 Elaborado: Velásquez, V. 2019

<b>POZO</b>	<b>ANC1210</b>
Sistema de levantamiento	BM
Sección	73
Zona	SUR
Estado	Productivo
Porosidad (%)	28.75
Grados API (API)	31.256
Profundidad total TDK (ft)	4500
Inicio de producción (Año)	1950
Presión de Casing (PSI)	5
Presión de tubing (PSI)	31

*Tabla 4.3 Pozo ANC1210 Elaborado; Velásquez, V. 2019*

<b>POZO</b>	<b>ANC1213</b>
Sistema de levantamiento	BM
Sección	73
Zona	SUR
Estado	Productivo
Porosidad (%)	28.75
Grados API (API)	31.256
Profundidad total TDK (ft)	4556
Inicio de producción (Año)	1955
Presión de Casing (PSI)	10
Presión de tubing (PSI)	34

*Tabla 4.4 Pozo ANC1213 Elaborado: Velásquez, V. 2019*



<b>POZO</b>	<b>ANC1218</b>
Sistema de levantamiento	BM
Sección	73
Zona	SUR
Estado	Productivo
Porosidad (%)	23.75
Grados API (API)	31.256
Profundidad total TDK (ft)	3534
Inicio de producción (Año)	1953
Presión de Casing (PSI)	10
Presión de tubing (PSI)	33

*Tabla 4.5 Pozo ANC1218 Elaborado: Velásquez, V. 2019*

<b>POZO</b>	<b>ANC1230</b>
Sistema de levantamiento	BM
Sección	73
Zona	SUR
Estado	Productivo
Porosidad (%)	28.75
Grados API (API)	31.256
Profundidad total TDK (ft)	4488
Inicio de producción (Año)	1954
Presión de Casing (PSI)	10
Presión de tubing (PSI)	36

*Tabla 4.6 Pozo ANC1230 Elaborado: Velásquez, V. 2019*

<b>POZO</b>	<b>ANC0019</b>
Sistema de levantamiento	BM
Sección	73
Zona	SUR
Estado	Productivo
Porosidad (%)	28.75
Grados API (API)	31.256
Profundidad total TDK (ft)	3627
Inicio de producción (Año)	1941
Presión de Casing (PSI)	16
Presión de tubing (PSI)	31

*Tabla 4.7 Pozo ANC0019 Elaborado: Velásquez, V. 2019*

<b>POZO</b>	<b>ANC020</b>
Sistema de levantamiento	BM
Sección	73
Zona	SUR
Estado	Productivo
Porosidad (%)	23.75
Grados API (API)	31.256
Profundidad total TDK (ft)	3760
Inicio de producción (Año)	1941
Presión de Casing (PSI)	15
Presión de tubing (PSI)	34

*Tabla 4.8 Pozo ANC0020 Elaborado: Velásquez, V. 2019*

Las tablas que proporcionan la información general de los pozos ayudan a entender el comportamiento de la producción con respecto al tiempo inicial de operación de los mismos y la declinación que presentan cada uno de ellos a lo largo de su vida productiva.

De acuerdo a los estudios realizados en el Campo Gustavo Galindo, se concluye que uno de los problemas graves de los pozos es que la producción de petróleo se ve afectada por las características petrofísicas del yacimiento y por la presencia de estratificaciones de la arena, lo cual ocasiona que el petróleo crudo no drene completamente al pozo, sino que migra a partes adyacentes del mismo. Por tal motivo se nota diferencia en los pozos de forma ascendente o descendente con respecto a la producción.

#### 4.4.3. PRODUCCIÓN Y ZONAS PRODUCTORAS.

POZOS	FORMACIÓN PRODUCTORA	PRODUCCIÓN ACUMULADA 2017 (BBLS/DÍA)	PRODUCCIÓN ACUMULADA 2018 (BBLS/DÍA)
ANC0004	AT	3078.55	2848.03
ANC0779	CPB, PB, AT	1828.27	1713.92
ANC1205	CPB, PB, AT	1087.83	1069.23
ANC1210	CPB, PB, AT	1452.28	1297.15
ANC1213	CPB, PB, AT	1037.09	956.11
ANC1218	PB, AT	2567.6	1986.53
ANC1230	CPB, PB, AT	2567.60	2373.18
ANCC019	AT	1832.72	1728.50
ANCC020	AT	838.44	761.91

Tabla 4.9 ZONAS PRODUCTORAS DE POZOS SELECCIONADOS  
Elaborado: Velásquez, V. 2019

#### 4.4.4. PRODUCCIÓN 2017-2018 POZOS SELECCIONADOS

- PRODUCCIÓN 2017

POZOS	ANC0004	ANCC019	ANCC020	ANC0779	ANC1205
ene-17	261.78	161.1	72.24	157.21	95.24
feb-17	250.65	137.31	65.74	129.99	84.66
mar-17	245.23	145.51	59.57	149.47	69.99
abr-17	248.68	144.16	64.79	147.53	91.62
may-17	289.55	160.26	72.92	167.44	100.95
jun-17	237.61	159.34	58.73	142.99	93.8
jul-17	259.28	155.5	65.88	164.1	102.04
ago-17	256.1	156.55	75.4	167.86	90.27
sep-17	254.12	152.42	75.99	148.46	87.68
oct-17	256.38	154.83	70.59	147.02	84.71
nov-17	247.72	152.02	70.44	146.58	88.39
dic-17	271.45	153.72	76.15	159.62	98.48
<b>PRODUCCIÓN ACUMULADA</b>	<b>3078.55</b>	<b>1832.72</b>	<b>828.44</b>	<b>1828.27</b>	<b>1087.83</b>

POZOS	ANC1210	ANC1213	ANC1218	ANC1230
ene-17	123.44	94.83	239.84	239.84
feb-17	118.52	96.78	214.36	214.36
mar-17	127.44	86.88	246.03	246.03
abr-17	125.12	88.03	218.45	218.45
may-17	129.4	85.52	211.44	211.44
jun-17	110.83	82.79	250.83	250.83
jul-17	126.48	98.44	223.38	223.38
ago-17	119.38	82.59	200.8	200.8
sep-17	113.9	58.8	193.73	193.73
oct-17	110.26	64.18	182.7	182.7
nov-17	118.27	118.43	210.7	210.7
dic-17	129.24	79.82	175.34	175.34
<b>PRODUCCIÓN ACUMULADA</b>	<b>1452.28</b>	<b>1037.09</b>	<b>2567.6</b>	<b>2567.6</b>

Tabla 4.10 Producción acumulada mes a mes año 2017

Así mismo como el periodo 2017, se hace el respectivo análisis para los pozos en el año siguiente, dando como resultado la declinación de la producción, para mejor comprensión, se detallará gráfica y numéricamente los datos de los mismos.

<b>POZO</b>	<b>ANC1205</b>
<b>Mes</b>	<b>Producción Acumulada Mensual</b>
Enero	90.99
febrero	79
marzo	103.95
abril	85.79
mayo	88.72
junio	121.06
julio	96.12
agosto	90.43
septiembre	92.13
octubre	89.21
noviembre	95.01
diciembre	89.22
<b>Suma</b>	<b>1121.63</b>

Tabla 4.11 Pozo ANC1205 Elaborado: Velásquez, V.2019

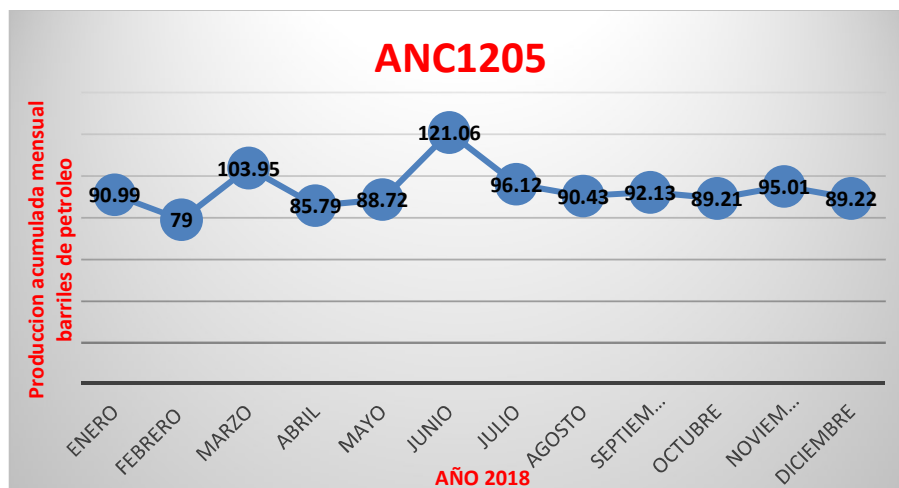


Figura 4-3 Producción Pozo ANC1205 Elaborado: Velásquez, V. 2019

POZO	ANC1210
Mes	Producción Acumulada Mensual
Enero	118.22
febrero	103.73
marzo	127.89
abril	117.91
mayo	117.57
junio	105.78
julio	104.78
agosto	125.54
septiembre	114.61
octubre	101.46
noviembre	123.59
diciembre	112.07
<b>Suma</b>	<b>1373.15</b>

Tabla 4.12 Producción Pozo ANC1210 Elaborado: Velásquez, V. 2019

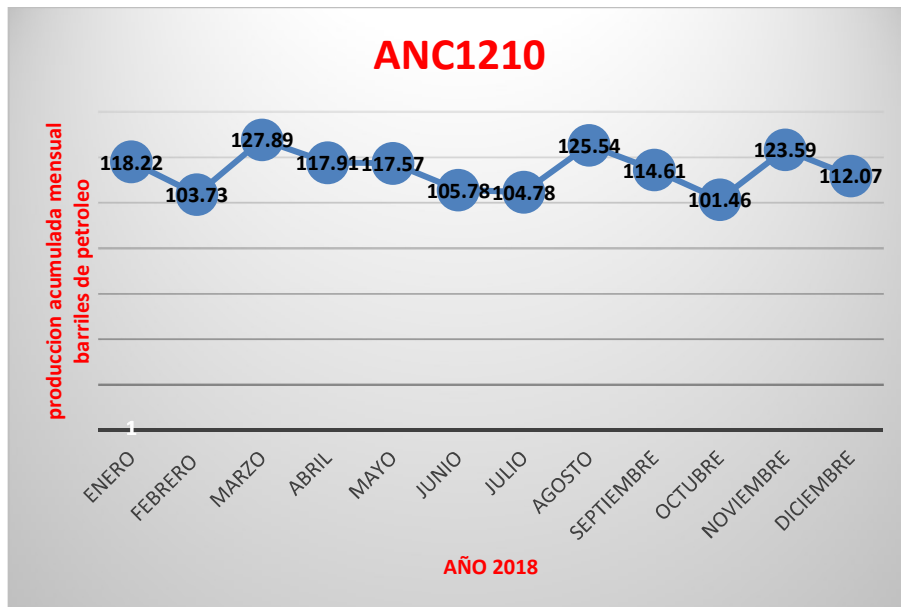


Figura 4-4 Producción Pozo ANC1210 Elaborado: Velásquez, V. 2019

POZO	ANCC019
Mes	Producción Acumulada Mensual
Enero	156.3
febrero	137.94
marzo	156.15
abril	158.52
mayo	155.7
junio	154.16
julio	156.51
agosto	154
septiembre	144.2
octubre	157.17
noviembre	148.97
diciembre	141.88
<b>Suma</b>	<b>1821.5</b>

Tabla 4.13 Producción Pozo ANCC019 Elaborado: Velásquez, V. 2019

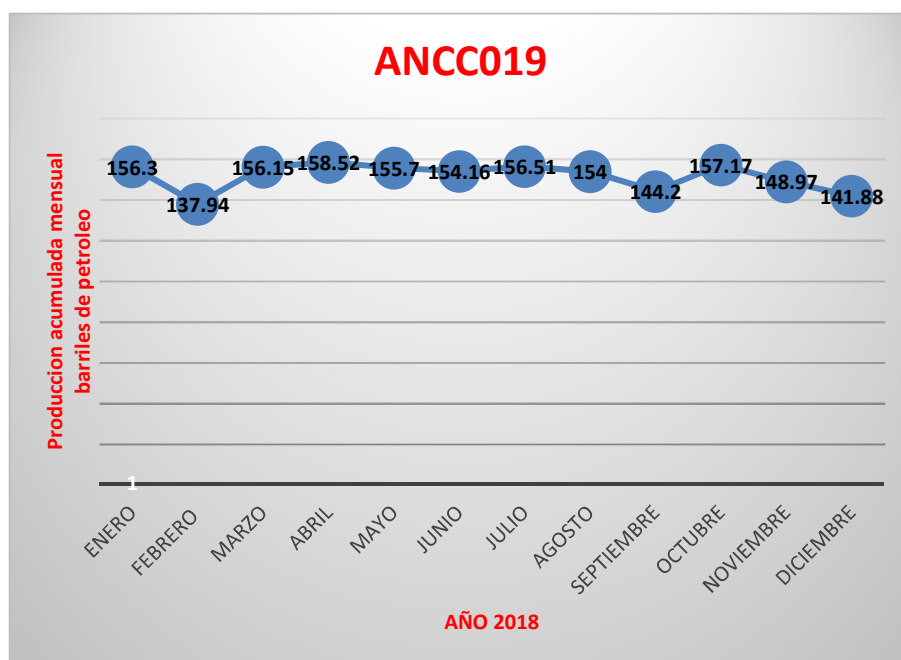


Figura 4-5 Producción Pozo anccc019 Elaborado: Velásquez, V. 2019

POZO	ANC0020
Mes	Producción Acumulada Mensual
Enero	98.1
febrero	65.1
marzo	79.14
abril	35.19
mayo	68.89
junio	79.27
julio	55.6
agosto	63.25
septiembre	61.3
octubre	76.02
noviembre	80.05
diciembre	76.28
<b>SUMA</b>	<b>838.19</b>

Tabla 4.14 Producción Pozo ANC0020 Elaborado: Velásquez, V. 2019



Figura 4-6 Producción pozo ANC0020 Elaborado: Velásquez, V. 2019



POZO	ANC1218
Mes	Producción Acumulada Mensual
Enero	168.45
febrero	173.52
marzo	176.59
abril	200.67
mayo	191.68
junio	166.25
julio	193.96
agosto	153.53
septiembre	171.13
octubre	168.68
noviembre	168.02
diciembre	182.45
<b>Suma</b>	<b>2114.93</b>

Tabla 4.15 Producción Pozo ANC0020 Elaborado: Velásquez, V. 2019

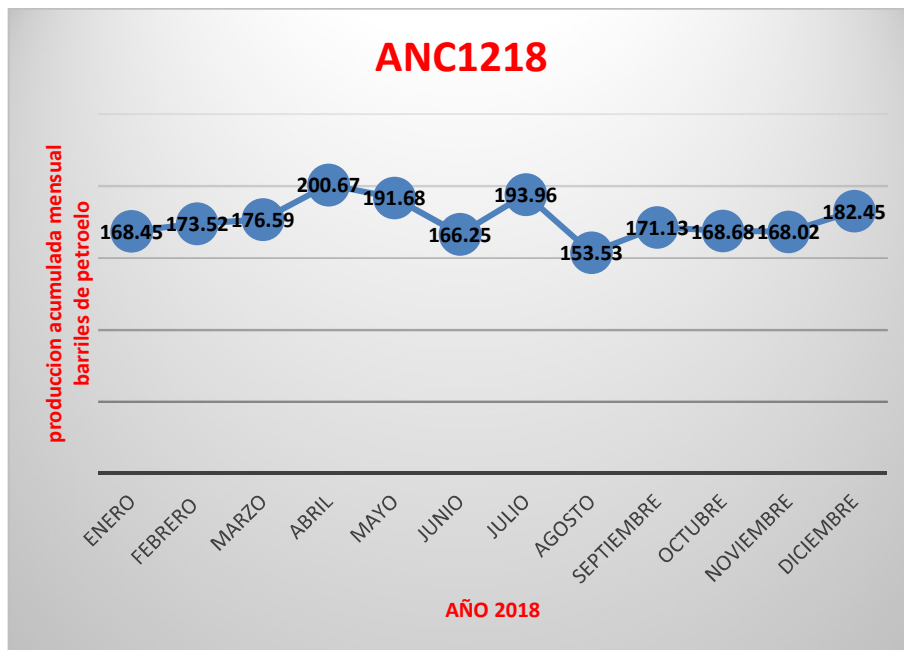


Figura 4-7 Producción pozo ANC1218 Elaborado: Velásquez, V. 2019

POZO	ANC1230
Mes	Producción Acumulada Mensual
Enero	209.25
febrero	221.32
marzo	208.64
abril	218.46
mayo	210.35
junio	204.34
julio	187.41
agosto	240.01
septiembre	219.32
octubre	185.91
noviembre	200.42
diciembre	195.75
<b>Suma</b>	<b>2501.18</b>

Tabla 4.16 Producción Pozo ANC1230 Elaborado: Velásquez, V. 2019

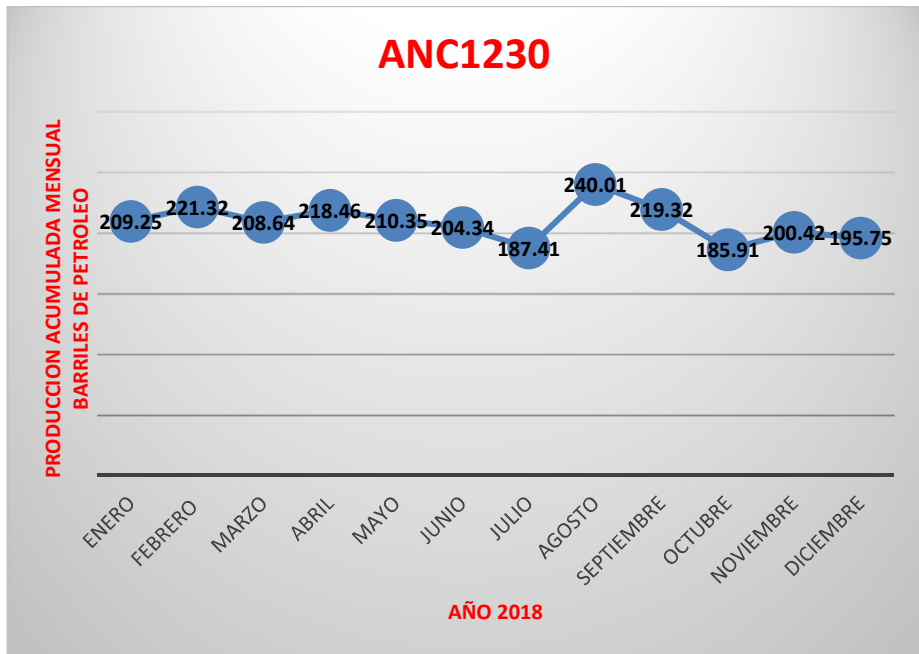


Figura 4-8 Producción pozo ANC1230 Elaborado: Velásquez, V. 2019

POZO	ANC0004
Mes	Producción Acumulada Mensual
Enero	241.87
febrero	234.09
marzo	251.51
abril	244.86
mayo	266.15
junio	244.03
julio	248.26
agosto	260.76
septiembre	252.43
octubre	263.98
noviembre	239.77
diciembre	243.83
<b>Suma</b>	<b>2991.54</b>

Tabla 4.17 Producción Pozo ANC0004 Elaborado: Velásquez, V. 2019

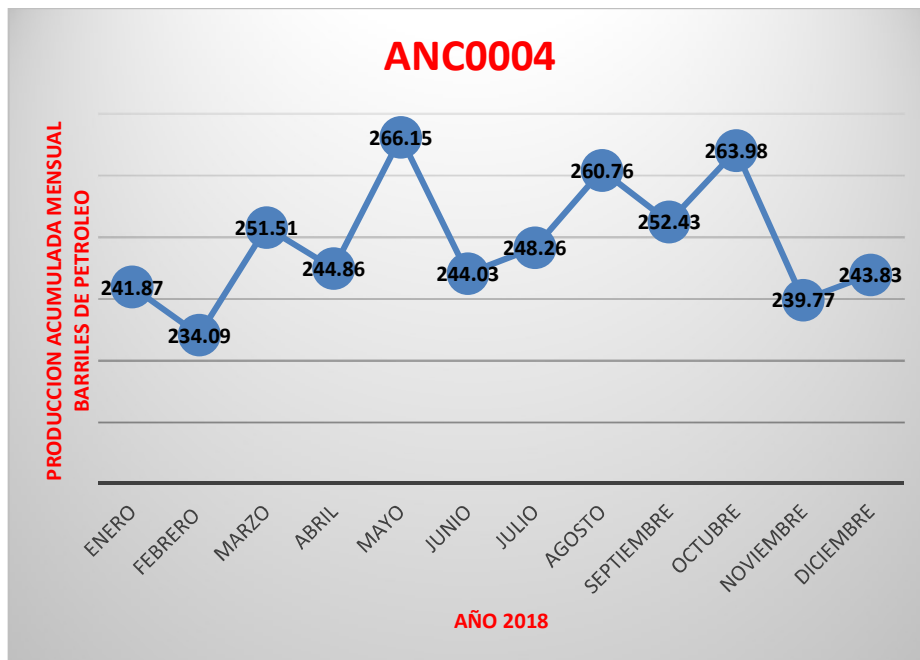


Figura 4-9 Producción pozo ANC0004 Elaborado: Velásquez, V. 2019

POZO	ANC0779
Mes	Producción Acumulada Mensual
Enero	147.52
febrero	154.2
marzo	155.76
abril	178.58
mayo	145.28
junio	142.34
julio	140.05
agosto	155.75
septiembre	140.94
octubre	151.51
noviembre	145.34
diciembre	156.38
<b>Suma</b>	<b>1813.65</b>

Tabla 4.18 Producción Pozo ANC0779 1 Elaborado: Velásquez, V. 2019

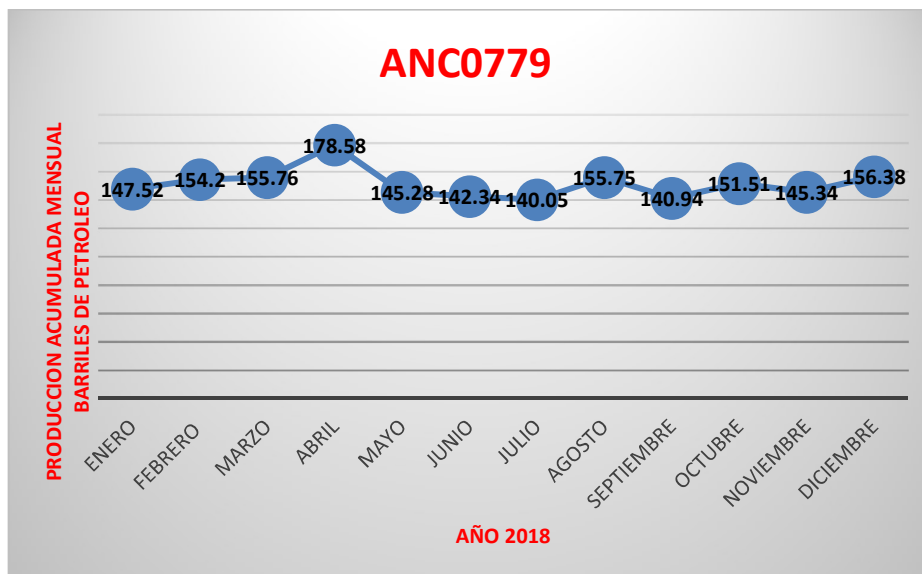


Figura 4-10 Producción pozo ANC0779 Elaborado: Velásquez, V. 2019

POZO	ANC1213
Mes	Producción Acumulada Mensual
Enero	87.79
febrero	79.73
marzo	98.55
abril	82.09
mayo	80.13
junio	84.68
julio	101.45
agosto	82.45
septiembre	76.85
octubre	87.31
noviembre	77.28
diciembre	82.14
<b>Suma</b>	<b>1020.45</b>

Tabla 4.19 Producción Pozo ANC1213 Elaborado: Velásquez, V. 2019

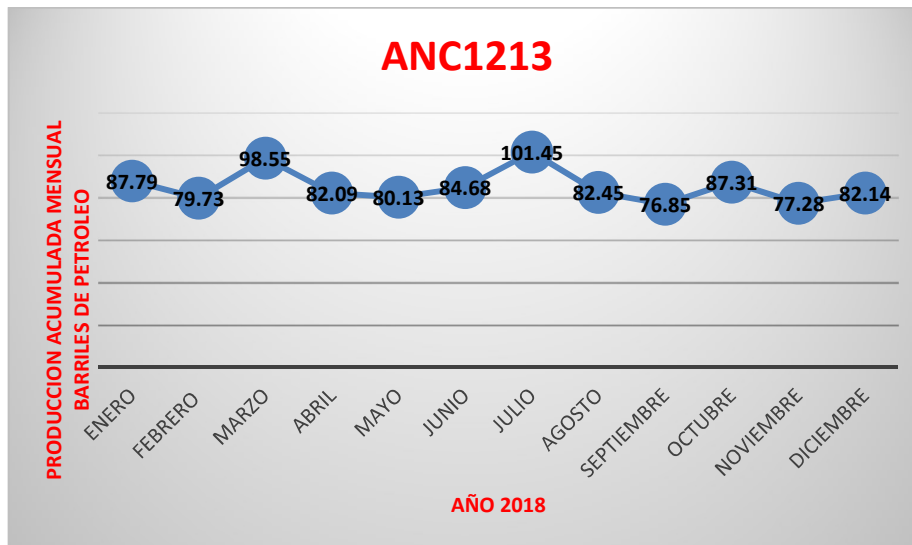


Figura 4-11 Producción Pozo ANC1213 Elaborado: Velásquez, V. 2019

Basado en el análisis de la investigación y considerando la producción de los pozos seleccionados, la cual es nuestra fuente principal para llevar a cabo esta investigación, se concluye que el caudal de petróleo disminuyó debido a que en el campo ancón su geología es heterogénea y su mecanismo de producción es empuje de gas disuelto, por definición estos tipos de yacimientos presentan una alta declinación en la producción generada por la presencia de gas disuelto en el petróleo y esta baja producción también es debido a que no existe otro tipo de empuje natural como empuje hidráulico en donde aumenta la recuperación de crudo.

Otro problema que presentan los pozos del campo Gustavo Galindo Velasco es la formación e incrustación de asfaltenos este problema reduce el área de drenaje lo cual provoca un aumento en la velocidad pero a su vez una reducción de la producción, debido que el diferencial de presión disminuye al aumentar la presión de fondo fluyente (pwf). La solución más acertada encontrada para mantener la tasa de producción en el campo Gustavo Galindo Velasco es el cierre parcial de los pozos por un periodo de 24 horas y de esta manera el nivel de presión se estabilice y el pozo pueda cumplir con el ciclo normal de operación.

El análisis técnico con respecto a las correlaciones pozo a pozo determina que la producción acumulada 2017 de cada pozo seleccionado declina alrededor de 171 Bbls con respecto a la producción acumulada del año 2018.

De los 9 pozos seleccionados se obtuvo una producción acumulada anual de 16,280.38 Bbls en el año 2017, obteniendo una declinación de 1,545.22 Bbls referente a la producción del año 2018, estos resultados permiten

establecer una comparación técnica dando como resultado al Pozo ANC0004 que mensualmente tiene una producción de entre 235 a 260 Bbls y anual de 2848.03 Bbls como el pozo de mayor viabilidad, mientras por lo concerniente el Pozo ANC0020 de menor viabilidad tanto mensual estableciendo la producción entre 35 y 90 Bbls y anual con tan solo 761.91 Bbls.

Debido a la declinación de producción que se genera por el mecanismo de empuje de gas disuelto se optó por la implementación de sistemas de levantamiento artificial bombeo mecánico el cual ha demostrado ser eficiente con un 40% de la producción total del campo Gustavo Galindo Velasco y siendo considerado el sistema de mayor eficiencia en el área de estudio para este proyecto de investigación manejando porcentajes de producción relativamente altos debido a sus bajos costos de operación y

Mantenimiento comparado con otros sistemas de levantamiento artificial como el SWAD el cual puede llegar a costos de operación y mantenimiento 4 veces mayor en el campo Gustavo Galindo, estos costos se detallan en la sección de la factibilidad económica.

#### **4.4. FACTIBILIDAD ECONÓMICA.**

##### **4.4.1. TOTAL DE INGRESOS POR PRODUCCIÓN 2018.**

Los valores considerados para cuantificar la inversión, actualizados al 2018, son en base a la proforma por parte del campo Gustavo Galindo Velasco(ANCON-SANTA ELENA) (adjunta al documento) en lo referente a la zona sur sección 73 del campo en referencia está comprendida por un promedio de 34 pozos activamente en producción por el sistema de levantamiento por bombeo mecánico de los cuales 18 pozos son por balancines fijos y 16 por balancines portátiles, con el reporte de 0 pozos abandonados, con una producción alrededor de 800 a 2000 barriles por año de los pozos elegidos para el estudio del proyecto.

En cuanto a manteniendo de los mismo se han tomado en consideración las horas anuales de operación estimadas en este, conforme a las decisiones internas del campo, las unidades de pozos que pueden ser empleadas lo cual es considerado en su plan operativo anual ( POA) . El costo hora de operación se toman considerando varios aspectos que sirven para el avituallamiento de esta unidad, tomando en consideración los aspectos técnicos de diseño, como es el caso del consumo de combustible y lubricantes y para ello se toma en cuenta el motor y generador que tiene la unidad en sentido que puede resumir los siguientes costos operativos por unidad.

	<b>Ingresos por Producción Acumulada 2018</b>		
<b>POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN(BBLS)</b>	<b>Precio BBLS(\$)</b>	<b>TOTAL(\$)</b>
ANCC019	1821.5	45.3	82.513,95
ANCC020	838.19	45.3	37.970,01
ANC0004	2991.54	45.3	135.516,76
ANC0779	1813.65	45.3	82.158,35
ANC1205	1121.63	45.3	50.809,84
ANC1210	1373.15	45.3	62.203,70
ANC1213	1020.45	45.3	46.226,39
ANC1218	2114.93	45.3	95.806,33
ANC1230	2501.18	45.3	113.303,46
<b>TOTAL DE INGRESOS</b>			<b>67.2335,77</b>

*Tabla 4.20 Ingresos por Producción Elaborado: Velásquez, V. 2019*



**4.4.2. TOTAL DE GASTOS POR PRODUCCIÓN Y MANTENIMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO CON PROYECCIÓN 2019.**

<b>Para 30 pozos del campo</b>		<b>Proyección 2019</b>		<b>Básico 2018</b>	<b>386</b>
Sueldos	\$ 15,166.79	2.07%	\$ 15,481.13	Básico 2019	394
Aportes a la seguridad social	\$ 1,691.10		\$ 1,726.15	Incremento	2.07%
Beneficios sociales	\$ 5,669.21		\$ 5,786.71		
Horas Extras	\$ 5,048.09		\$ 5,152.71		
Alimentacion	\$ 369.58		\$ 377.24	<b>Pozos</b>	
<b>Gastos de Operación (Recurso Humano)</b>	<b>\$ 27,944.77</b>	<b>total</b>	<b>\$ 28,523.93</b>		<b>30</b>
			<b>8557.179973</b>		<b>9</b>
		<b>Proyección 2019</b>		<b>Inflación acumulada 2018</b>	
Combustible	\$ 2,456.10		\$ 2,456.10	0.08%	
Repuestos	\$ 4,628.99		\$ 4,632.69	<b>Pozos</b>	
<b>Gastos de Producción</b>	<b>\$ 7,085.09</b>	<b>total</b>	<b>\$ 7,088.79</b>		<b>30</b>
			<b>\$ 2,126.64</b>		<b>9</b>
		<b>Proyección 2019</b>			
Repuestos	\$ 21,266.40	0.08%	\$ 21,283.42		
Grasas y lubricantes	\$ 3,488.59	0.08%	\$ 3,491.38		
Reparaciones	\$ 6,799.68	2.07%	\$ 6,940.43		
<b>Gastos de Mantenimiento</b>	<b>\$ 31,554.67</b>	<b>total</b>	<b>\$ 31,715.23</b>		<b>30</b>
			<b>\$ 9,514.57</b>		<b>9</b>
<b>TOTAL DE GASTOS</b>	<b>\$ 66,584.52</b>	<b>Proyección 2019</b>	<b>\$ 20,198.39</b>		

Tabla 4.21 Gastos por producción y mantenimiento por Bombeo mecánico con proyección 2019, Elaborado por; Velásquez, V. 2019

#### 4.4.3. FLUJO DE EFECTIVO PROYECTADO 2019.

INGRESOS	INVERCIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
Producción (En barriles) (precio de barril \$54)		\$ 68,066.79	\$ 64,348.10	\$ 77,059.83	\$ 67,963.19	\$ 66,188.37
<b>EGRESOS</b>						
Gastos de Operación (Recurso Humano)		\$ 8,557.18	\$ 8,557.18	\$ 8,557.18	\$ 8,557.18	\$ 8,557.18
Gastos de Producción		\$ 2,126.64	\$ 2,126.64	\$ 2,126.64	\$ 2,126.64	\$ 2,126.64
Gastos de Mantenimiento		\$ 9,514.57	\$ 9,514.57	\$ 9,514.57	\$ 9,514.57	\$ 9,514.57
Total egresos:		\$ 20,198.39	\$ 20,198.39	\$ 20,198.39	\$ 20,198.39	\$ 20,198.39
<b>Flujo no operativo</b>	<b>\$ -129,629.81</b>	<b>\$ 47,868.41</b>	<b>\$ 44,149.71</b>	<b>\$ 56,861.44</b>	<b>\$ 47,764.81</b>	<b>\$ 45,989.98</b>
<b>Flujo no operativo ACUMULADO</b>	<b>\$ -129,629.81</b>	<b>\$ -81,761.41</b>	<b>\$ -37,611.69</b>	<b>\$ 19,249.75</b>	<b>\$ 67,014.56</b>	<b>\$ 113,004.54</b>

MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
\$ 66,188.37	\$ 70,967.40	\$ 62,945.90	\$ 69,840.21	\$ 69,308.76	\$ 72,468.18	\$ 65,944.05	\$ 67,290.40
\$ 8,557.18	\$ 8,557.18	\$ 8,557.18	\$ 8,557.18	\$ 8,557.18	\$ 8,557.18	\$ 8,557.18	\$ 8,557.18
\$ 2,126.64	\$ 2,126.64	\$ 2,126.64	\$ 2,126.64	\$ 2,126.64	\$ 2,126.64	\$ 2,126.64	\$ 2,126.64
\$ 9,514.57	\$ 9,514.57	\$ 9,514.57	\$ 9,514.57	\$ 9,514.57	\$ 9,514.57	\$ 9,514.57	\$ 9,514.57
\$ 20,198.39	\$ 20,198.39	\$ 20,198.39	\$ 20,198.39	\$ 20,198.39	\$ 20,198.39	\$ 20,198.39	\$ 20,198.39
<b>\$ 45,989.98</b>	<b>\$ 50,769.02</b>	<b>\$ 42,747.51</b>	<b>\$ 49,641.83</b>	<b>\$ 49,110.38</b>	<b>\$ 52,269.80</b>	<b>\$ 45,745.66</b>	<b>\$ 47,092.01</b>
\$ 113,004.54	\$ 163,773.56	\$ 206,521.08	\$ 256,162.90	\$ 305,273.28	\$ 357,543.08	\$ 403,288.74	\$ 450,380.75

Tabla 4.22 Flujo de Efectivo. Elaborado: Velásquez, V. 2019; Fuente: Pacifpetrol S.A.

#### 4.4.4. VAN Y TIR.

<b>TASA MÍNIMA DE RENDIMIENTO ACEPTABLE</b>		<b>20.41%</b>
<b>Inflación</b>		<b>2.52%</b>
<b>Tasa pasiva mayor 365</b>		<b>7.89%</b>
<b>Tasa de Rendimiento</b>		<b>10%</b>
<b>VAN</b>	<b>\$</b>	<b>81,968.98</b>
<b>TIR</b>		<b>36.41%</b>
<b>Costo Beneficio</b>	<b>\$</b>	<b>1.63</b>
<b>PRC</b>		<b>3 MES (MARZO)</b>

Tabla 4.23 TIR & VAN Elaborado: Velásquez, V. 2019

Los indicadores básicos de rendimiento económico para este proyecto son la tasa de interés de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN) que se calculan del flujo anteriormente expuesto, sin considerar los valores de depreciación para este tipo de proyecto, el **VAN** es de US\$81.968,98.

La **TIR** del proyecto es de 36.41%. En consecuencia, se puede considerar a este proyecto como socialmente rentable.

En cuanto al cálculo del Beneficio-Costo, este es una relación de los valores actuales de ingresos y los de egresos.

**RELACIÓN (B/C)= 1.63**

Del resultado de la relación (B/C) se puede observar que es mayor que 1; por lo cual se interpreta que por cada unidad gastada se recibirá de beneficio 0,63 centavos de dólar; es decir el proyecto es rentable desde una perspectiva económica-social.

## CAPÍTULO V

### 5.1. CONCLUSIONES

- En el campo Gustavo Galindo Velasco en la sección 73 uno de los métodos utilizados para la extracción del crudo, es el bombeo mecánico método que desde inicio de operaciones del campo ha demostrado ser eficiente según estadísticas en un 80%, este mismo ha sido analizado en este proyecto mediante la factibilidad técnica y económica arrojando resultados rentables debido a su bajo costo de operación y mantenimiento.
- Los balancines fijos trabajan por 24 horas y están sometidos a muchas intervenciones de mantenimiento y reparación con la finalidad de que la producción no decline, debido también a los años de producción que tienen los pozos seleccionados que es mayor a 65 años.
- A partir de la selección de 9 pozos se establecieron parámetros puntuales como porosidad, profundidad, inicio de producción, °API; mismo que permite conocer el comportamiento de la producción.
- Se realizaron las respectivas correlaciones de la producción tanto antigua como actual de cada uno de los pozos, dándonos como resultado la pérdida de producción de un año a otro en un promedio de 150 barriles menos por año, indicador, ratifica la proyección que tiene el campo hasta el año 2019.
- Una vez establecidos la factibilidad técnica esta proyecta los rangos de producción pozo a pozo, facilitando al Bombeo mecánico como el sistema de extracción y producción de mejor rentabilidad económica para la empresa basándose en el precio del barril del crudo del año 2018.

## 5.2. RECOMENDACIONES

- Mantener el sistema de levantamiento de bombeo mecánico debido que da una buena rentabilidad tanto productiva como económica.
- Debido a los costos de operación de extracción y producción por balancines fijos, es aconsejable cambiar a balancines portátiles ya de ser posible debido a que todos los pozos en estudio son cíclicos y poseen balancines fijos.
- Hacer un estudio de los otros sistemas de extracción de crudo que posee el campo Gustavo Galindo Velasco, para establecer y hacer la respectiva comparación con el Bombeo mecánico.
- En caso de realizarse un estudio completo de la sección 73 considerar todos los pozos de este mismo con cada uno de sus parámetros para una factibilidad técnica y económica total del campo.
- Realizar un estudio detallado de componentes (Sistema de Levantamiento BM) que reciben mayor cantidad de intervenciones por mantenimiento para analizar la posibilidad de ser reemplazados por unidades donde el costo se pueda reducir para obtener mejores beneficios económicos.
- Los balancines fijos trabajan por 24 horas y están sometidos a muchas intervenciones de mantenimiento y reparación con la finalidad de que la producción no caiga, debido también a los años de producción que tienen los pozos seleccionados que es mayor a 65 años.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Alvarez Francisco, V. J. (2008). Analisis de falla en los sistemas de bombeo mecanico del campo Cantagallo. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga.
2. ARIAS, M. V. (1967). Diseño de las Unidades de Bombeo Mecánico para Pozos de Petróleo con la Computadora IBM 1620 de la UNI. UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA, Lima.
3. Bommer, P. (1981). Suker Rod Pumpin Systems Desing-Another Look. SPE AIME. SPE AIME.
4. Botto, B. O. (2004). Optimizacion de la operacion del sistema de bombeo mecanico de la seccion 67 de los campos petroleros "Ing. Gustavo Galindo Velasco". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
5. Campos O., & P. (2011). Estudio para el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecanico en el campo lago agrio operado por Ep-PetroEcuador. Escuela Politecnica Nacional, Quito.
6. Chiluiza V., R. J. (2013). REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO, MEDIANTE EL ESTUDIO DE FACTORES MECÁNICOS Y PETROFÍSICOS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO PACOA BLOQUE 1 OPERADO POR EP PETROAMAZONAS. UPSE, La Libertad.
7. Clemente, M., & Ruiz, R. (2009). Selection Criteria for artificial Lift System Based on the mechanical limits: case study of Golfo San Jorge Basin. SPE 124737. SPE INTERNATIONAL.
8. Escalante, S. (2016). Bombeo Mecánico. Modulo II Bombeo Mecánico.
9. Estrada, M. (2014). ESTUDIO Y APLICACIÓN DE UN PROGRAMA DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO CON BALANCÍN CONVENCIONAL Y OTRAS TECNOLOGÍAS EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO. Universidad Central Del Ecuador, Quito.

10. Instituto Tecnológico Superior de Coatzacoalcos. (2015). Historia del bombeo mecánico. docslide.com.br, 1-2.
11. MAGDALENA, P. M. (2015). DISEÑO PRELIMINAR DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA POZOS INFILL DEL ÁREA CERTEZA CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO. UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, Quito.
12. Moises, G., & Garcia, S. A. (2010). Sucker rod pumping failures diagnostic systems .
13. Obando, M. (2014). ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA EL CAMBIO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE A BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL EN POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA Y BAJA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE TARAPOA. UTE, Quito.
14. PALMA, C. I. (2010). "APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, Mexico.
15. Pons V. (2014). Optimal Stress Calculations for sucker rod pumping systems. SPE INTERNATIONAL.
16. Russel, D. (1983). An improved model for sucker rod pumping. SPE.
17. Sebastian, R. C. (2015). Rediseño de una estructura de un equipo de bombeo mecánico de petróleo con capacidad de 40klb. Sangolquí: ESPE.
18. Velastegui L., & V. (2007). Elaboración del plan de contingencias para las operaciones hidrocarburíferas desarrolladas en el campo Gustavo Galindo Velasco. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
19. Vidblain, M. M. (2013). Diagnóstico de fallas y optimización del bombeo mecánico. Instituto Politécnico Nacional, Mexico.
20. Vivas, E. A. (2009). PROGRAMA COMPUTARIZADO PARA EL DIAGNÓSTICO DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO. UNIVERSIDAD DEL ZULIA, Maracaibo.

21. ZAMBRANO, J. C. (2017). PLAN DE CONTINGENCIA PARA DERRAMES DE HIDROCARBUROS TRANSPORTADOS POR LÍNEAS DE FLUJO EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO. ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, Guayaquil.



## ANEXOS

Tasa de Incremento y decremento de producción de pozos del campo Gustavo Galindo Velasco Mensual												
POZOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
ANCON004	-7.61%	-6.61%	2.56%	-1.54%	-8.08%	2.70%	-4.25%	1.82%	-0.67%	2.96%	-3.21%	-10.17%
ANCC019	-2.98%	0.46%	7.31%	9.96%	-2.85%	-3.25%	0.65%	-1.63%	-5.39%	1.51%	-2.01%	-7.70%
ANCC020	35.80%	-0.97%	32.85%	-45.69%	-5.53%	34.97%	-15.60%	-16.11%	-19.33%	7.69%	13.64%	0.17%
ANC0779	-6.16%	18.62%	4.21%	21.05%	-13.23%	-0.45%	-14.66%	-7.21%	-5.07%	3.05%	-0.85%	-2.03%
ANC1205	-4.46%	-6.69%	48.52%	-6.36%	-12.11%	29.06%	-5.80%	0.18%	5.08%	5.31%	7.49%	-9.40%
ANC1210	-4.23%	-12.48%	0.35%	-5.76%	-9.14%	-4.56%	-17.16%	5.16%	0.62%	-7.98%	4.50%	-13.29%
ANC1213	-7.42%	-17.62%	13.43%	-6.75%	-6.30%	2.28%	3.06%	-0.17%	30.70%	36.04%	-34.75%	2.91%
ANC1218	-29.77%	-19.05%	-28.22%	-8.14%	-9.35%	-33.72%	-13.17%	-23.54%	-11.67%	-7.67%	-20.26%	4.05%
ANC1230	-12.75%	3.25%	-15.20%	0.00%	-0.52%	-18.53%	-16.10%	19.53%	13.21%	1.76%	-4.88%	11.64%
<b>Total:</b>	<b>-0.39586537</b>	<b>-0.41083965</b>	<b>0.65818494</b>	<b>-0.43222444</b>	<b>-0.67108754</b>	<b>0.08503702</b>	<b>-0.83034337</b>	<b>-0.21983891</b>	<b>0.0748443</b>	<b>0.42675566</b>	<b>-0.40312531</b>	<b>-0.23822932</b>
<b>Promedio</b>	<b>-4.40%</b>	<b>-4.56%</b>	<b>7.31%</b>	<b>-4.80%</b>	<b>-7.46%</b>	<b>0.94%</b>	<b>-9.23%</b>	<b>-2.44%</b>	<b>0.83%</b>	<b>4.74%</b>	<b>-4.48%</b>	<b>-2.65%</b>

PRODUCCIÓN DE POZOS 2019

POZOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
ANCON0004	231.23	223.40	239.43	233.10	246.30	246.34	225.36	254.39	254.53	276.50	229.03	237.38
ANCC019	149.43	131.64	167.57	150.91	144.09	155.62	142.07	150.24	145.40	164.62	142.30	138.12
ANCC020	93.79	62.13	84.93	33.50	63.75	80.02	50.47	61.71	61.81	79.62	76.46	74.26
ANC0779	141.03	147.16	167.15	170.00	134.45	143.68	127.13	151.95	142.11	158.69	138.83	152.24
ANC1205	86.99	75.39	111.55	81.67	82.10	122.20	87.25	88.22	92.90	93.44	90.75	86.86
ANC1210	113.02	98.99	137.24	112.25	108.80	106.78	95.11	122.47	115.56	106.27	118.05	109.10
ANC1213	83.93	76.09	105.76	78.15	74.16	85.48	92.09	80.44	77.49	91.45	73.82	79.97
ANC1218	161.04	165.60	189.50	191.03	177.39	167.82	176.07	149.78	172.55	176.68	160.49	177.62
ANC1230	200.05	211.22	223.90	207.97	194.67	206.27	170.12	234.15	221.14	194.73	191.44	190.57
<b>Total:</b>	<b>1260.49616</b>	<b>1191.63148</b>	<b>1427.03386</b>	<b>1258.57767</b>	<b>1225.71052</b>	<b>1314.21117</b>	<b>1165.66476</b>	<b>1293.33724</b>	<b>1283.49556</b>	<b>1342.00341</b>	<b>1221.18605</b>	<b>1246.1185</b>
Precio barril de petróleo	\$ 54.00											
<b>Ingreso total proyectado al 2019</b>	<b>\$ 68,066.79</b>	<b>\$ 64,348.10</b>	<b>\$ 77,059.83</b>	<b>\$ 67,963.19</b>	<b>\$ 66,188.37</b>	<b>\$ 70,967.40</b>	<b>\$ 62,945.90</b>	<b>\$ 69,840.21</b>	<b>\$ 69,308.76</b>	<b>\$ 72,468.18</b>	<b>\$ 65,944.05</b>	<b>\$ 67,290.40</b>