

**UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO**

**Colegio de Ciencias e Ingenierías**

**Análisis Tecno - Económico para los sistemas de bombeo  
electrosumergible e hidráulico de los pozos de la Estación  
Shushuqui del Área Libertador**

**Juan Sebastián Ortega Moncayo**

**Ingeniería Mecánica**

Trabajo de titulación presentado como requisito  
para la obtención del título de  
Ingeniero Mecánico

Quito, 10 de diciembre de 2015

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ  
COLEGIO DE CIENCIAS E INGENIERÍAS

**HOJA DE CALIFICACIÓN  
DE TRABAJO DE TITULACIÓN**

**Análisis Tecno - Económico para los sistemas de bombeo electrosumergible e  
hidráulico de los pozos de la Estación Shushuqui del Área Libertador**

**Juan Sebastián Ortega Moncayo**

Calificación:

Nombre del profesor, Título académico

David Escudero, PhD.

Nombre del profesor, Título académico

Pedro Meneses, Msc.

Firma del profesor

---

Firma del profesor

---

Quito, 10 de diciembre de 2015

## Derechos de Autor

Por medio del presente documento certifico que he leído todas las Políticas y Manuales de la Universidad San Francisco de Quito USFQ, incluyendo la Política de Propiedad Intelectual USFQ, y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo quedan sujetos a lo dispuesto en esas Políticas.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Firma del estudiante:

---

Nombres y apellidos:

Juan Sebastián Ortega Moncayo

Código:

00014786

Cédula de Identidad:

1710905892

Lugar y fecha:

Quito, diciembre de 2015

## DEDICATORIA

A mis padres, Orlando y Katty por su constante apoyo en la culminación de mi  
anhelada carrera.

## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios por permitirme culminar una etapa más de mi vida, aun cuando las circunstancias parecían difíciles e inclusive en algunos pasajes imposibles, pude ver la mano de Dios siempre junto a mí, permitiéndome culminar mis estudios universitarios y obtener mi soñado título (Salmos 34:19). Reconozco públicamente que todo lo que tengo es por Él, y que hasta el día de hoy Jehová me ha ayudado y bendecido.

Doy gracias al Ing. Sigmar Cruz por su gentil apertura para poder realizar mi tesis con información del Campo Libertador, gracias por haberme sabido orientar y brindar su apoyo en la realización de mi proyecto proporcionándome datos y parámetros muy importantes y necesarios para los cálculos que se muestran en mi tesis.

Doy gracias al Dr. David Escudero por su valiosa amistad y direccionamiento en mi tesis, valoro mucho su tiempo dedicado a mi proyecto y su confianza puesta en mí para su estudio y desarrollo.

Doy gracias a mi querida USFQ, Universidad de excelencia del Ecuador que cuenta con una hermosa infraestructura además un personal docente altamente capacitado e instruido. Doy gracias a mis profesores e instructores quienes han sabido alimentar mi conocimiento con su enorme experiencia, conocimiento necesario para la ejecución de mi tesis. Doy gracias a mis compañeros por su amistad, momentos de diversión y estudio, gracias por sus enseñanzas y motivaciones, somos un gran equipo.

Doy gracias a mi querida familia quienes siempre están pendientes de mí, quienes siempre me apoyaron y quienes siempre están en los momentos precisos con consejos y alientos.

## RESUMEN

**Objetivo:** El presente proyecto es un estudio del sistema de producción de los pozos petroleros de la estación Shushuqui del Área Libertador dentro del Distrito Amazónico Ecuatoriano, con la finalidad de incrementar su producción neta mediante el cambio del sistema de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible, así como la selección y diseño (de ser el caso) de los equipos eléctricos aplicados a pozos con alto potencial productor, considerando las condiciones actuales de los yacimientos, condiciones ambientales, topográficas, mecánicas, etc., que el campo petrolero pueda presentar.

**Método:** Se construyen curvas de comportamiento de afluencia con la finalidad de determinar el potencial real de los pozos candidatos al cambio de sistema de levantamiento artificial. Del análisis de estas curvas, se diseñan y seleccionan bombas electrosumergibles que aseguren el punto óptimo de producción del yacimiento. Por último, se calcula el incremento de producción obtenido y la factibilidad del proyecto mediante el análisis técnico - económico respectivo.

**Resultados:** Los cálculos y curvas de comportamiento IPR revelaron el incremento de la producción en la estación Shushuqui al migrar el sistema de levantamiento actual (Bombeo Hidráulico) por el sistema de levantamiento propuesto (Bombeo Electrosumergible) en un 47%. Al realizar el análisis técnico – económico se determinó que el costo de producción por cada barril de petróleo tiene un ahorro con el bombeo electrosumergible de 1,55 USD con respecto al bombeo hidráulico.

**Conclusión:** Se concluye que es altamente recomendable y rentable extraer crudo a través del sistema por bombeo electrosumergible en los pozos propuestos, se incrementó la producción y a su vez el costo de producción por barril bajo con relación al sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.

## ABSTRACT

**Aim:** This project is a study of the production system of the oil wells in the Shushuqui station in the Libertador area in the Ecuadorian Amazon District. The goal of this research is to assess if a proposed switch from a hydraulic pump to an electric submersible pump will result in an increase in net production, efficiency, and savings. As such, this project will compare the designs of the hydraulic and electrical equipment, as well as their ability to extract from existing deposits in the oil field.

**Method:** Inflow performance curves (IPR) were used to determine the difference between the hydraulic and electric pumps as potential candidates for the well's artificial lift system. The analysis of these IPR curves and the electric pumps allow us to determine how to ensure optimum production at the site. This in turn allows us to determine which system will most efficiently increase production, bearing in mind both the technical analysis and the feasibility of the project.

**Results:** Our calculations based off of the IPR curves revealed that by migrating the current artificial lift system (Hydraulic Pump) to an Electric Submersible pump, production at Shushuqui station will increase by up to 47%. In addition, our analysis of the data showed that migration to the electric submersible pump from the hydraulic pump would result in savings of \$1.55 per barrel of oil.

**Conclusion:** We conclude that it is highly advisable to migrate to the electric submersible pump system from the hydraulic pump system. The electric submersible pump system is vastly more efficient, and will result in significant savings as well as extraction from the Shushuqui station.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1</b>	<b>Introducción.....</b>	<b>15</b>
<b>1.1</b>	<b>Planteamiento del Problema .....</b>	<b>15</b>
<b>1.1.1</b>	<b>Antecedentes. ....</b>	<b>15</b>
<b>1.1.2</b>	<b>Área de Influencia. ....</b>	<b>16</b>
<b>1.1.3</b>	<b>Reseña Histórica.....</b>	<b>18</b>
<b>1.1.4</b>	<b>Estado Actual del Área Libertador.....</b>	<b>21</b>
<b>1.1.5</b>	<b>Producción en el Área Libertador.....</b>	<b>25</b>
<b>1.2</b>	<b>Formulación del Problema.....</b>	<b>27</b>
<b>1.3</b>	<b>Justificación e importancia del proyecto.....</b>	<b>27</b>
<b>1.4</b>	<b>Objetivos.....</b>	<b>28</b>
<b>1.4.1</b>	<b>Objetivo Final. ....</b>	<b>28</b>
<b>1.4.2</b>	<b>Objetivos Específicos. ....</b>	<b>28</b>
<b>2</b>	<b>Desarrollo del Tema .....</b>	<b>29</b>
<b>2.1</b>	<b>Punto de Burbuja (Pb) .....</b>	<b>29</b>
<b>2.2</b>	<b>Punto de Rocío (Pr).....</b>	<b>29</b>
<b>2.3</b>	<b>Yacimientos.....</b>	<b>30</b>
<b>2.3.1</b>	<b>Clasificación de los Yacimientos.....</b>	<b>30</b>
<b>2.4</b>	<b>Sistemas de Producción existentes en el Área Libertador .....</b>	<b>32</b>
<b>2.4.1</b>	<b>Bombeo Hidráulico (BH). ....</b>	<b>32</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Bombeo Electrosumergible (BES).....</b>	<b>41</b>
<b>2.5</b>	<b>Diseño Básico y Selección de la Bomba Electrosumergible .....</b>	<b>74</b>
<b>2.5.1</b>	<b>Datos de Producción del Pozo.....</b>	<b>75</b>
<b>2.5.2</b>	<b>Potencial de Producción. ....</b>	<b>75</b>
<b>2.5.3</b>	<b>Carga Dinámica Total (TDH). ....</b>	<b>76</b>
<b>2.5.4</b>	<b>Selección del Tipo de Bomba. ....</b>	<b>79</b>
<b>2.5.5</b>	<b>Dimensiones de la Bomba (número de etapas). ....</b>	<b>82</b>
<b>2.5.6</b>	<b>Selección del Motor ES (potencia).....</b>	<b>82</b>
<b>2.5.7</b>	<b>Selección del Cable Eléctrico de Potencia.....</b>	<b>83</b>
<b>2.5.8</b>	<b>Selección del Transformador y Tablero. ....</b>	<b>83</b>
<b>2.5.9</b>	<b>Presión límite del Housing. ....</b>	<b>84</b>
<b>2.5.10</b>	<b>Potencia limite del Eje. ....</b>	<b>85</b>
<b>2.5.11</b>	<b>Carga sobre el cojinete del Protector. ....</b>	<b>85</b>

2.6	Análisis de Pruebas de Presión .....	85
2.6.1	Pruebas de Restauración de Presión (Build Up).....	86
2.7	Relación de Comportamiento de Afluencia (IPR) .....	87
2.8	Construcción de Curvas IPR .....	88
2.8.1	Construcción de Curvas IPR para Flujos Monofásicos ( $P_{wf} > P_b$ ).....	88
2.8.2	Construcción de Curvas IPR para Flujos Multifásicos ( $P_{wf} < P_b$ ). .....	90
2.9	Análisis Nodal en el Sistema de Bombeo Electrosumergible .....	92
3	Análisis y Desarrollo .....	94
3.1	Consideraciones para seleccionar los pozos candidatos. ....	94
3.1.1	Consideraciones iniciales para seleccionar los Pozos Candidatos. ....	94
3.1.2	Consideraciones técnicas y operativas. ....	96
3.1.3	Consideraciones en el tipo de fluido. ....	97
3.1.4	Selección de Pozos Candidatos. ....	98
3.2	Construcción de Curvas IPR para los pozos candidatos a BES .....	102
3.2.1	Pozo SSQ-06. ....	103
3.2.2	Pozo SSQ-10. ....	104
3.2.3	Pozo SSQ-20. ....	105
3.2.4	Pozo SSQ-18. ....	108
3.2.5	Pozo SSQ-21. ....	110
3.3	Incremento de Producción al migrar de sistema de levantamiento BH a BES ....	111
3.4	Diseño y Selección de equipo BES .....	112
3.4.1	Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-06.....	114
3.4.2	Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-10.....	117
3.4.3	Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-18.....	120
3.4.4	Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-20.....	123
3.4.5	Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-21.....	126
3.5	Análisis Técnico - Económico en la propuesta de los cambios de Sistema de Levantamiento.....	128
3.5.1	Ingresos y Costos. ....	130
3.5.2	Valor Actual Neto (VAN). ....	131
3.5.3	Tasa Interna de Retorno (TIR). ....	133
3.5.4	Relación Costo Beneficio (B/C).....	135
3.5.5	Pay-back.....	135
3.5.6	Lifting Cost. ....	136
3.6	Análisis Económico .....	137

<b>4</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones .....</b>	<b>141</b>
4.1.1	Cambio de Sistema hacia Bombeo Electrosumergible. ....	141
4.1.2	Estabilización del Sistema Power Oil en la Estación Shushuqui. ....	142
4.1.3	Remoción de Daño en los Pozos SSQ-18 y SSQ-21. ....	142
4.1.4	Incremento de Producción en la Estación Shushuqui. ....	143
4.1.5	Análisis Económico. ....	143
<b>5</b>	<b>Glosario.....</b>	<b>145</b>
<b>6</b>	<b>Referencias Bibliográficas .....</b>	<b>146</b>
<b>7</b>	<b>Anexos .....</b>	<b>149</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Número Total de Pozos clasificados por su condición o estado del Área Libertador .....	21
Tabla 1.2 Producción del Área Libertador según su Sistema de Levantamiento Artificial ..	23
Tabla 1.3 Producción de petróleo por campos del Área Libertador .....	25
Tabla 1.4 Producción por Campos y por tipo de Sistema de Levantamiento Artificial.....	26
Tabla 2.1 Diámetros de housing motores electrosumergibles .....	54
Tabla 2.2 Rangos de Operación del motor ES serie 540 .....	56
Tabla 2.3 Tipo de Separadores con Capacidad de Separación .....	62
Tabla 2.4 Propiedades de los elementos internos de los Cables Eléctricos de Potencia .....	69
Tabla 2.5 Conductores del Cable eléctrico de Potencia. Tipos, Propiedades y Figuras .....	70
Tabla 2.6 Aislamientos Cables Eléctricos de Potencia. Tipos, Ventajas y Desventajas.....	71
Tabla 3.1 Pruebas de Producción de la estación Shushuqui del Área Libertador .....	99
Tabla 3.2 Selección pozos candidatos Campo Shushuqui .....	101
Tabla 3.3 Datos Pozo SSQ-06 .....	103
Tabla 3.4 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-06 .....	103
Tabla 3.5 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-06 .....	103
Tabla 3.6 Datos Pozo SSQ-10 .....	104
Tabla 3.7 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-10 .....	104
Tabla 3.8 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-10 .....	104
Tabla 3.9 Datos Pozo SSQ-20 .....	105
Tabla 3.10 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-20 .....	105
Tabla 3.11 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-20 .....	105
Tabla 3.12 Historial de Producción del pozo SSQ-18 .....	106
Tabla 3.13 Historial de Producción del pozo SSQ-21 .....	107
Tabla 3.14 Datos Pozo SSQ-18 con J actual .....	108
Tabla 3.15 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-18 .....	108
Tabla 3.16 Datos Pozo SSQ-18 con J recomendado .....	109
Tabla 3.17 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-18 .....	109
Tabla 3.18 Datos Pozo SSQ-21 con J actual .....	110
Tabla 3.19 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-21 .....	110
Tabla 3.20 Datos Pozo SSQ-21 con J actual .....	111
Tabla 3.21 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-21 .....	111
Tabla 3.22 Tabla con la Producción actual, Producción mediante BES e Incremento de Producción para los pozos candidatos seleccionados de la estación Shushuqui .....	112
Tabla 3.23 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-06.....	116
Tabla 3.24 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-10.....	119
Tabla 3.25 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-18.....	122
Tabla 3.26 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-20.....	125

<b>Tabla 3.27 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-21.....</b>	<b>128</b>
<b>Tabla 3.27 Análisis Económico antes del cambio de sistema (BH) .....</b>	<b>138</b>
<b>Tabla 3.28 Análisis Económico después del cambio de sistema (BES).....</b>	<b>138</b>
<b>Tabla 3.29 Lifting Cost Antes del cambio de sistema (BH) .....</b>	<b>139</b>
<b>Tabla 3.30 Lifting Cost Después del cambio de sistema (BES).....</b>	<b>139</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1 Ubicación del Area Libertador .....</b>	<b>16</b>
<b>Figura 1.2 Ubicación de campos dentro del Área Libertador .....</b>	<b>17</b>
<b>Figura 1.3 Datos Históricos de Producción del Campo Libertador .....</b>	<b>18</b>
<b>Figura 1.4 Ubicación Área Libertador dentro de Bloques Petroleros .....</b>	<b>20</b>
<b>Figura 1.5 Distribución según el tipo de levantamiento artificial y su producción Área Libertador .....</b>	<b>24</b>
<b>Figura 2.1 Clasificación de los Yacimientos determinado por el Punto de Burbuja .....</b>	<b>31</b>
<b>Figura 2.2 Equipos de Superficie Sistema Bombeo Hidráulico .....</b>	<b>36</b>
<b>Figura 2.3 Perfil de Presión y Velocidad, Efecto Venturi en la Bomba tipo Jet .....</b>	<b>37</b>
<b>Figura 2.4 Componentes de una Bomba Jet Convencional .....</b>	<b>39</b>
<b>Figura 2.5 Esquema general del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible .....</b>	<b>42</b>
<b>Figura 2.6 Equipo de superficie Bomba Electrosumergible Campo Libertador .....</b>	<b>43</b>
<b>Figura 2.7 Transformador Elevador y Transformador Reductor.....</b>	<b>45</b>
<b>Figura 2.8 Panel de conexiones Transformador Elevador multi-taps .....</b>	<b>46</b>
<b>Figura 2.9 Placa del Transformador Elevador multi.taps .....</b>	<b>47</b>
<b>Figura 2.10 Caja de Venteo (Caja de Empalme).....</b>	<b>48</b>
<b>Figura 2.11 Carta Amperimétrica Pozo Secoya.05 .....</b>	<b>49</b>
<b>Figura 2.12 Cabezal de Pozo, Quick Conector Sistema BES .....</b>	<b>50</b>
<b>Figura 2.13 Componentes del equipo de fondo BES .....</b>	<b>51</b>
<b>Figura 2.14 Operación Motor ES 3 Fases .....</b>	<b>53</b>
<b>Figura 2.15 Componentes del motor .....</b>	<b>53</b>
<b>Figura 2.16 Pothead .....</b>	<b>56</b>
<b>Figura 2.17 Cable plano de extensión .....</b>	<b>57</b>
<b>Figura 2.18 Tipos de protectores .....</b>	<b>58</b>
<b>Figura 2.19 Separador de Gas de Flujo Inverso .....</b>	<b>61</b>
<b>Figura 2.20 Separador de Gas Rotativo .....</b>	<b>61</b>
<b>Figura 2.21 Impulsor. Funcionamiento .....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 2.22 Etapas, Impeller y Difusor .....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 2.23 Corte transversal Bomba ES .....</b>	<b>64</b>
<b>Figura 2.24 Etapa ESP .....</b>	<b>65</b>
<b>Figura 2.25 Eje y Housing de ESP .....</b>	<b>65</b>
<b>Figura 2.26 Etapa de Flujo Mixto .....</b>	<b>65</b>
<b>Figura 2.27 Etapa de Flujo Radial.....</b>	<b>66</b>
<b>Figura 2.28 Bombas Electrosumergibles. Nomenclatura .....</b>	<b>66</b>
<b>Figura 2.29 Abreviaturas Nomenclatura ESP .....</b>	<b>67</b>
<b>Figura 2.30 Cable de potencia Plano y Redondo .....</b>	<b>68</b>
<b>Figura 2.31 Cables Eléctricos de Potencia .....</b>	<b>69</b>

<b>Figura 2.32 Cables Eléctricos de Potencia. Nomenclatura .....</b>	<b>72</b>
<b>Figura 2.33 Cálculo de Pcf mediante la ecuación de Hazen para diferentes diámetros de tubing .....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 2.34 Curva de comportamiento Bomba GC2900 .....</b>	<b>80</b>
<b>Figura 2.35 Curvas tipo Tornado para la bomba GC2900 .....</b>	<b>81</b>
<b>Figura 2.36 Caída de Voltaje en Cables .....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 2.37 Factor de Corrección caída total de voltaje en el cable. ....</b>	<b>84</b>
<b>Figura 2.38 Comportamiento ideal de una Prueba de Restauración de Presión Build up ...</b>	<b>87</b>
<b>Figura 2.39 Curva IPR Flujo Monofásico (en función a Nivel).....</b>	<b>89</b>
<b>Figura 2.40 Curva IPR Flujo Monofásico (en función a Pwf).....</b>	<b>90</b>
<b>Figura 2.41 Curva IPR Flujo Multifásico (en función de Pwf) .....</b>	<b>91</b>
<b>Figura 2.42 Curva IPR para Flujo Multifásico. El Pb es intermedio .....</b>	<b>92</b>
<b>Figura 3.1 Diagrama Equipo BES SSQ-06 .....</b>	<b>114</b>
<b>Figura 3.2 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-06 .....</b>	<b>115</b>
<b>Figura 3.3 Diagrama Equipo BES SSQ-10 .....</b>	<b>117</b>
<b>Figura 3.4 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-10 .....</b>	<b>118</b>
<b>Figura 3.5 Diagrama Equipo BES SSQ-18 .....</b>	<b>120</b>
<b>Figura 3.6 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-18 .....</b>	<b>121</b>
<b>Figura 3.7 Diagrama Equipo BES SSQ-20 .....</b>	<b>123</b>
<b>Figura 3.8 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-20 .....</b>	<b>124</b>
<b>Figura 3.9 Diagrama Equipo BES SSQ-21 .....</b>	<b>126</b>
<b>Figura 3.10 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-21 .....</b>	<b>127</b>
<b>Figura 3.11 Análisis Económico (VAN) BH vs BES.....</b>	<b>140</b>

# 1 INTRODUCCIÓN

En el Capítulo 1 se describe el planteamiento y formulación del problema, metas, objetivos, justificación e importancia de la tesis.

## 1.1 Planteamiento del Problema

Como planteamiento del problema se describe a PETROAMAZONAS EP, área de influencia, reseña histórica de los campos, estado actual y producción del Área Libertador.

### *1.1.1 Antecedentes.*

PETROAMAZONAS EP, es una empresa pública del estado ecuatoriano que está encargada de la exploración de los campos petroleros, explotar las cuencas sedimentarias, operar los campos hidrocarburíferos que han sido a ellos asignados, y transportar el gas y petróleo hasta los principales centros de almacenamiento y distribución. (PETROAMAZONAS EP, 2014)

La madurez de los campos petroleros existentes en nuestro país han sido para PETROAMAZONAS EP una problemática a lo largo de los años, situaciones que han obligado a implementar nuevos mecanismos y sistemas de extracción de crudo para compensar las bajas presiones de fondo fluyentes.

Según información proporcionada por PETROAMAZONAS EP, existen pozos donde la tasa promedio de producción es menor a 500 barriles de fluido por día (BFPD), esto debido a la problemática descrita anteriormente, por esta razón se plantea el análisis para la optimización de los sistemas de levantamiento artificial existentes, enfatizando en el diseño

de bombas electrosumergibles (BES) para altos caudales, con el fin de asegurar la estabilidad y eficiencia en la producción de aquellos pozos con presiones de fondo fluyente altas y cortes de agua (BSW. Basic Sediment and Water) alrededor del 80%.

### 1.1.2 Área de Influencia.

Para los propósitos de este proyecto, se realizaron estudios y análisis de los pozos de la estación Shushuqui en el Área Libertador, cuya localización geográfica se encuentra en la Región Amazónica, en la provincia de Sucumbíos, en la zona norte de la Cuenca Oriente, Cantón Nueva Loja (Lago Agrio), Parroquia Pacayacu, a 250 km con dirección al Este de Quito y a 25 km con dirección al Sur del límite fronterizo con Colombia. Las coordenadas geográficas del Área Libertador son 00°04'' Sur hasta 00°06' Norte y longitud desde 76°33'00'' hasta 76°36'40'' Oeste, con una extensión de 130 km<sup>2</sup>. Su ubicación geográfica se muestra en la Figura 1.1.

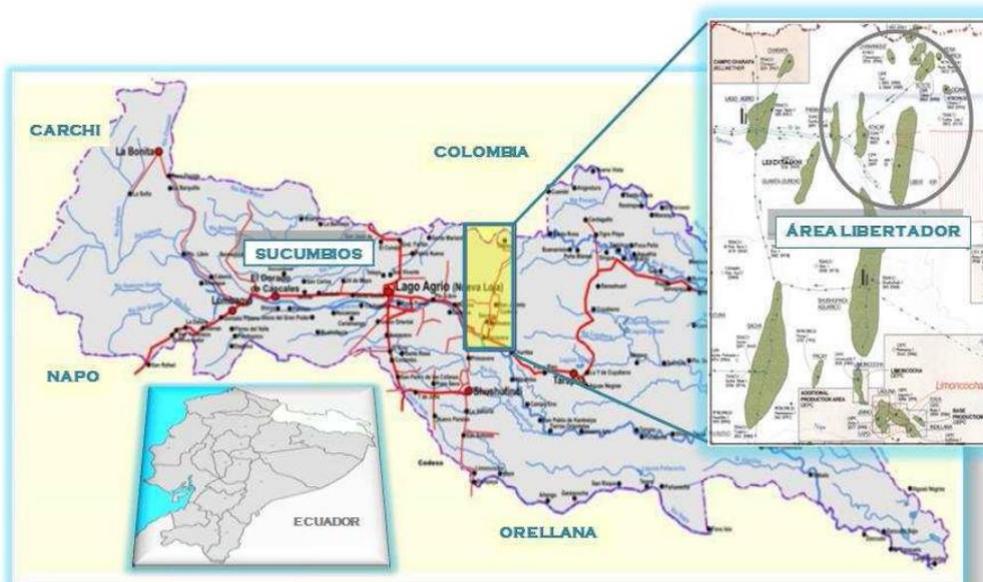


Figura 1.1 Ubicación del Area Libertador.

(Andrade & Rivadeneira, 2009)

El Área Libertador es una de las áreas más importantes dentro de la zona petrolera en nuestro país, está conformada por los siguientes campos: Shuara, Pichincha, Secoya, Shushuqui, Atacapi, Tetete, Tapi, Frontera, Pacayacu, Carabobo, Ocano, Peña Blanca y Chanangué, en la Figura 1.2 se muestra la ubicación de los campos.

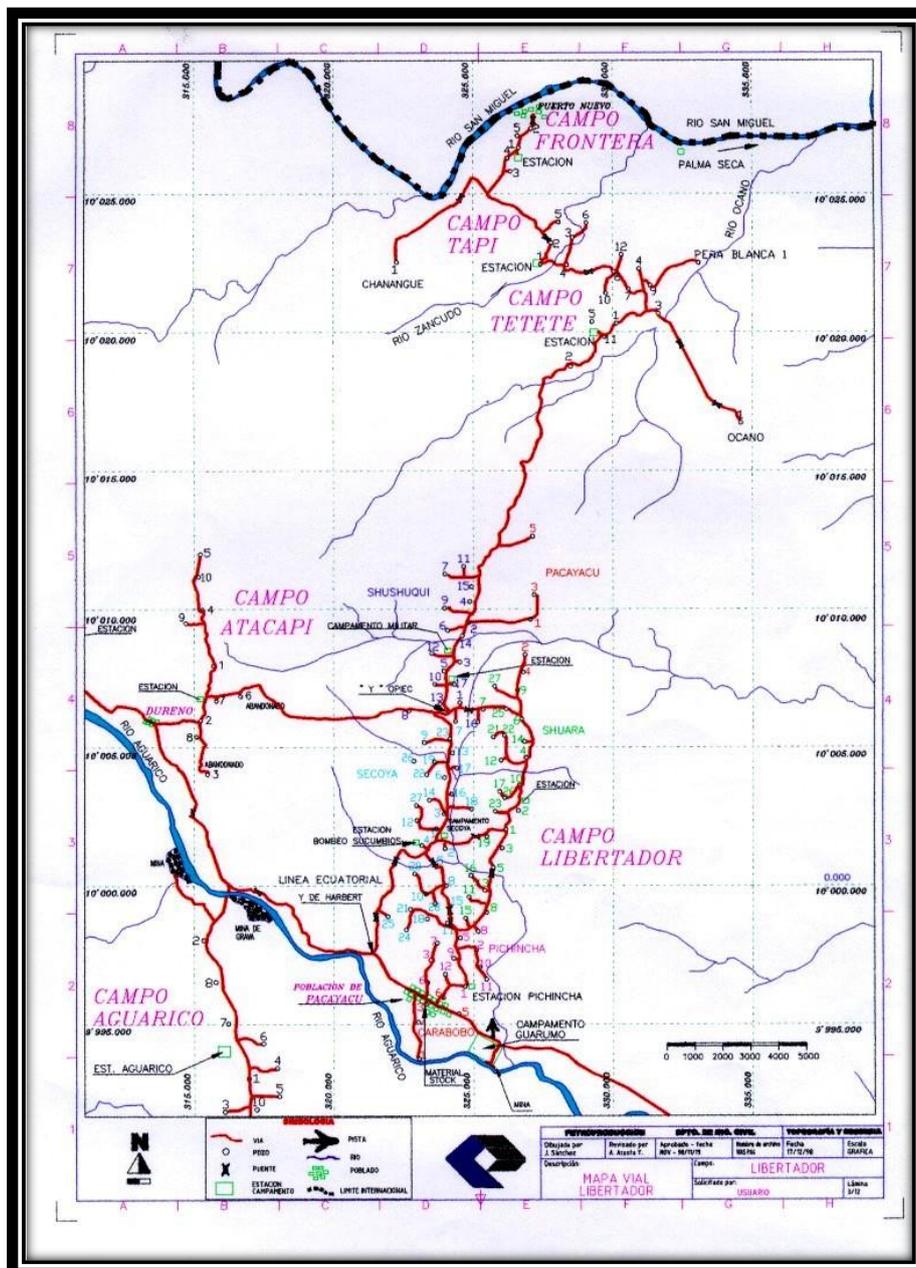


Figura 1.2 Ubicación de campos dentro del Área Libertador  
(Gerencia de Activo Libertador, 2009)

### 1.1.3 Reseña Histórica.

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) inicia la perforación de pozos en el año 1980, siendo los primeros pozos en ser perforados Secoya.01, Shuara.01 y Shushuqui.01. Gracias a esta experiencia exitosa se empiezan a explorar más pozos y se perforan los pozos Secoya.7B, Pichincha.01, Pacayacu.01 conformándose de esta manera un nuevo modelo estructural en un solo campo denominado Libertador.

El Campo Libertador queda conformado por los campos: Secoya, Shuara, Shushuqui, Pichincha y Pacayacu con una superficie aproximada de 90 km<sup>2</sup>.

En 1982 se empezaron a explotar los campos Secoya, Shuara, Shushuqui y Pacayacu, el campo Pichincha se empezó a explotar en el año de 1989.

En el año de 1992 el campo Libertador alcanza su máxima producción tomando valores de 56651 barriles de petróleo por día (BPPD), a partir de esta fecha, la producción empieza a decrecer, tal como se puede apreciar en la *Figura 1.3*.

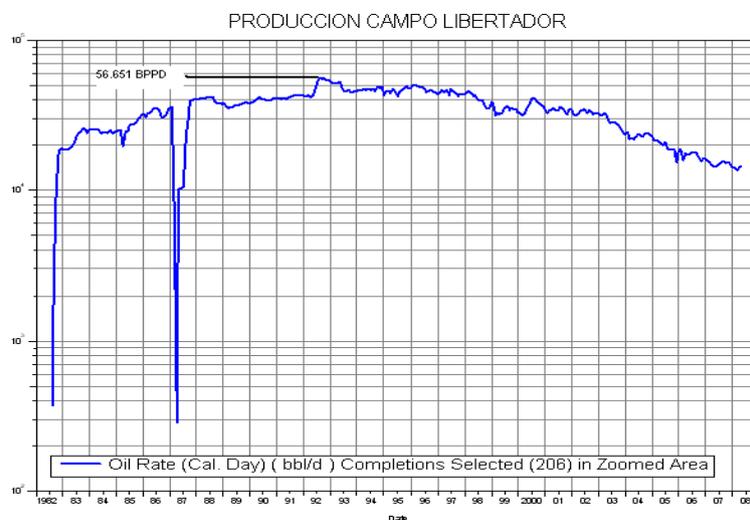


Figura 1.3 Datos Históricos de Producción del Campo Libertador  
(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

En los años 90 PETROAMAZONAS EP toma la decisión de agrupar los campos que estaban en la misma zona operativa, dando origen al Área Libertador. Esta área agrupa los 5 campos antes descritos como Campo Libertador más los campos con estructuras independientes cercas de la zona operativa con la finalidad de optimizar la operación en estaciones centrales. Los campos con estructura independiente que se sumaron al área Libertador son:

- **Campo Atacapi.** La Compañía Texaco en el año de 1968 descubre este campo con la perforación del pozo Atacapi.01. La máxima producción registrada fue en el año 1978 con 4000 barriles.
- **Campos Tapi y Tetete.** Estos campos fueron descubiertos con la perforación de los pozos Tetete.01 en el año de 1980 y Tapi.01 en el año de 1985. La máxima producción registrada fue en el año de 1994 con 7500 barriles.
- **Campo Frontera.** Este campo fue descubierto en el año de 1987 con la información sísmica obtenida e interpretada por CEPE.ECOPETROL. El pozo Frontera.01 produjo 4499 BPPD.
- **Campo Carabobo.** Este campo fue descubierto en el año de 1983 con la perforación del pozo Carabobo.01 produciendo 832 BPPD. Por motivo de inundación de los reservorios este campo fue cerrado en el año de 1992.
- **Campo Chanangué.** Este campo fue descubierto en el año de 1990 con la perforación del pozo Chanangué.01 produciendo 1070 BPPD. De igual forma, por motivo de inundación de los reservorios, este campo fue cerrado en el año de 1992.

- **Campo Peña Blanca.** Este campo inició su producción en el año de 1994 con la perforación del pozo Peña Blanca.01 produciendo 2963 BPPD. Por motivo del incremento acelerado en el corte de agua (BSW) este campamento fue cerrado.
- **Campo Ocano.** Este campo inicio su producción en el año de 1995 con la perforación del pozo Ocano.01 produciendo 2391 BPPD. Actualmente este pozo se encuentra cerrado debido al alto BSW generado.

En la Figura 1.4 se ilustra de mejor manera la ubicación del Área Libertador.

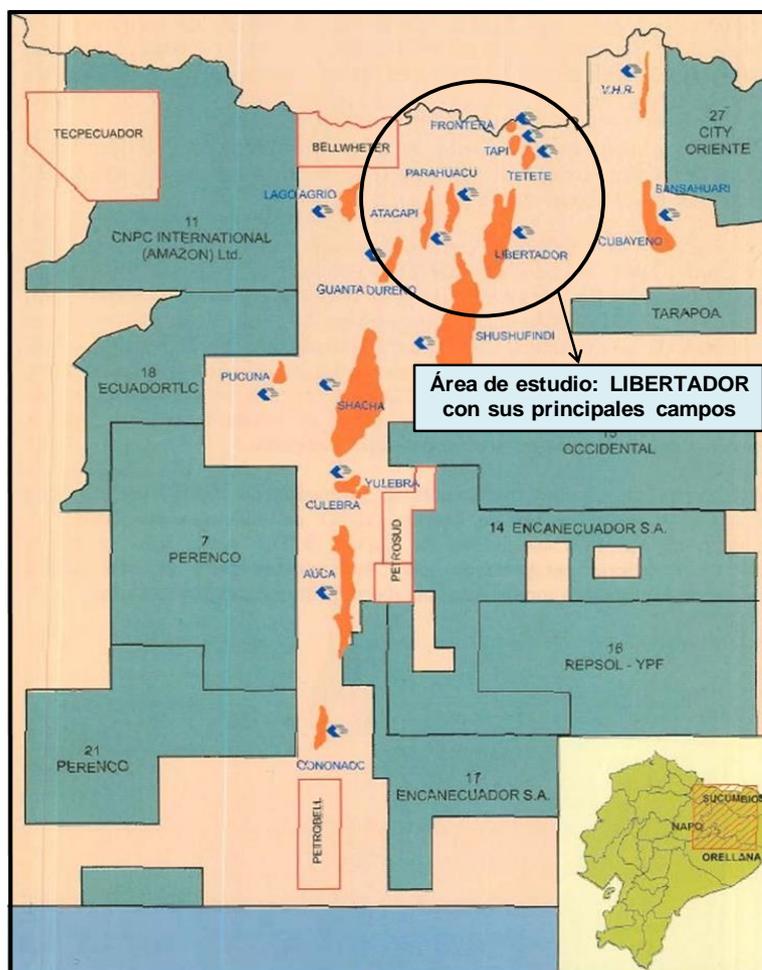


Figura 1.4 Ubicación Área Libertador dentro de Bloques Petroleros  
(Atlas Petrolero)

Los campos Carabobo, Chanangué, Peña Blanca y Ocano están actualmente cerrados debido a condiciones de alto BSW y bajas presiones de reservorio, a esto se denomina Bajo Potencial Productor. Otro factor que interviene para que estos pozos se encuentren cerrados es la lejanía de estos campos, esto hace que el implementar un sistema de levantamiento artificial para su producción no sea económicamente atractivo, tampoco es rentable instalar tanques, bombas de transferencia, líneas de flujo, etc., por su lejanía.

#### **1.1.4 Estado Actual del Área Libertador.**

En el Área Libertador los pozos se encuentran clasificados por su estado o condición, estos son: Pozos Productores, Cerrados, Re inyectores y Abandonados. En la Tabla 1.1 se muestra el número total de pozos clasificados según su estado o condición con fecha de corte diciembre 2014.

<b>Número total de Pozos Area Libertador</b>	
<b>Pozos Productores</b>	87
<b>Pozos Cerrados</b>	62
<b>Pozos Reinyectores</b>	16
<b>Pozos Abandonados</b>	15
<b>Pozos Inyectores</b>	0
<b>Pozos en Workover</b>	8
<b>Pozos Cerrados Reinyectores</b>	6
<b>Total</b>	<b>194</b>

Tabla 1.1 Número Total de Pozos clasificados por su condición o estado del Área Libertador  
(Intendencia Libertador, 2014)

##### **1.1.4.1 Pozos Productores.**

Se entiende como pozos productores a aquellos pozos que están siendo explotados por algún sistema de levantamiento artificial.

#### **1.1.4.2 Pozos Cerrados.**

Los pozos cerrados son aquellos pozos que se cierran por algunas circunstancias, estas pueden ser porque no se cuenta con todas las facilidades para continuar explotándolos ya sean factores mecánicos por ejemplo daños en tuberías, falta de estaciones de producción que estén cercanas al pozo, etc. Factores sociales como por ejemplo inconvenientes con las comunidades, paro de trabajadores, etc. (Garcés & Tatés, 2012)

#### **1.1.4.3 Pozos Reinyectores.**

Los pozos Reinyectores son pozos que se perforan con la finalidad de reinyectar el agua de formación. El agua reinyectada es separada del fluido mediante tratamientos realizados en las estaciones de producción evitando un impacto ambiental por contaminación.

Muchos pozos productores se convierten en pozos Reinyectores cuando los pozos no son rentables al extraer pequeños volúmenes de fluido. (Garcés & Tatés, 2012)

#### **1.1.4.4 Pozos Abandonados.**

Los pozos abandonados son aquellos pozos que se no cumplen con las expectativas de producción, es decir no aportan mucho hidrocarburo o la producción no justifica el seguir explotándolo por la inversión que este demanda. (Garcés & Tatés, 2012)

#### **1.1.4.5 Pozos Inyectores.**

Los pozos inyectoros son aquellos pozos que se perforan con la finalidad de inyectar fluido en una formación específica. Lo que se pretende en el pozo al inyectarle el fluido es el

mantener la presión en reservorios despresurizados incrementando la eficiencia de producción en el pozo. (Garcés & Tatés, 2012).

#### **1.1.4.6 Pozos en Workover.**

Se denomina pozos en workover a los pozos productores que están en mantenimiento y que al momento no se está extrayendo crudo de ellos.

#### **1.1.4.7 Pozos Cerrados Reinyectores.**

Los pozos cerrados Reinyectores son los pozos productores que por baja producción fueron cerrados y se convierten en pozos Reinyectores.

También se detallan en la Tabla 1.2 los pozos clasificados basados en el tipo de sistema de levantamiento artificial que poseen y que actualmente están en uso con fecha de corte diciembre 2014.

<b>Produccion del área Libertador según su Sistema de Levantamiento Artificial</b>				
<b>Sistema de Levantamiento</b>	<b>Numero de Pozos</b>	<b>Produccion BPPD</b>	<b>Produccion BAPD</b>	<b>Produccion TOTAL</b>
<b>Flujo Natural</b>	0	0	0	0
<b>Bombas Eléctricas</b>	54	13142	65837	78979
<b>Bombas Hidráulicas</b>	26	5144	13228	18372
<b>Bombas Mecánicas</b>	7	455	358	813
<b>Bombas Gas Lift</b>	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	87	18741	79423	98164

Tabla 1.2 Producción del Área Libertador según su Sistema de Levantamiento Artificial  
(Intendencia Libertador, 2014)

Entendiendo como BPPD a barriles de petróleo por día y como BAPD a barriles de agua por día.

Como se puede apreciar en la *Tabla 1.2*, la mayor cantidad de pozos son producidos por Bombas BES. Existen además una gran cantidad de pozos en donde se extrae crudo de petróleo a través de las bombas hidráulicas (BH) y en menor cantidad se extrae crudo de petróleo de los pozos con bombas Mecánicas (Balancín). No existen pozos a Flujo Natural, porque los campos no poseen las presiones que tenían hace 40 años (campos maduros), ni tampoco pozos productores por Gas Lift debido a los altos cortes de agua. En la Figura 1.5 se detalla la distribución según el tipo de sistema de levantamiento artificial y su producción en el Área Libertador.

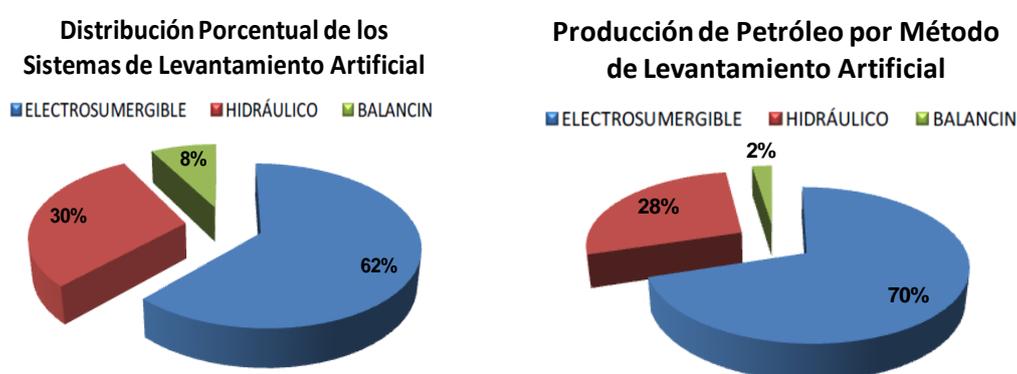


Figura 1.5 Distribución según el tipo de levantamiento artificial y su producción Área Libertador

(Intendencia Libertador, 2014)

En el año 2010, tres pozos extraían petróleo mediante el sistema Gas Lift. La producción de los 3 pozos era alrededor de 650 BPPD para lo cual debía inyectarse 6580 mil pies cúbicos estándar por día (mpcsd) de gas para obtener esta producción. En el año 2011 los pozos que eran extraídos por este sistema fueron disminuyendo (pozo Shuara.03). Este pozo produjo 140 BPPD hasta el mes de marzo luego, después de obtener esta cantidad de

barriles, se suspendió la explotación del pozo debido a la alta relación que existía entre la inyección de gas vs. La producción de BPPD (43 mpcsd / 1 Barril de Petróleo). También influyó en esta decisión el alto corte de agua (BSW) de los pozos como también la antigüedad de los compresores con más de 25 años de uso.

### **1.1.5 Producción en el Área Libertador.**

Por propósitos de optimización, upsizing o cambio en los diseños de los sistemas de bombeo utilizados en los pozos de los campos que conforman el Área Libertador, se obtuvo datos de producción de petróleo, es así que en el periodo 2014, desde el mes de enero hasta el mes de septiembre del mismo año, el Área Libertador produjo 98164 barriles de fluido por día (BFPD), de los cuales 18741 eran BPPD con un BSW del 80.91% correspondiente a 79423 BAPD. Para entender un poco más lo que significa el corte de agua BSW, quiere decir que de cada 100 BFPD, 81 barriles son BAPD y los 19 restantes son BPPD. En la Tabla 1.3 se muestra la producción de barriles por cada campo.

<b>Produccion de petróleo del Area Libertador</b>				
<b>CAMPOS</b>	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>BSW%</b>
<b>Atacapi</b>	10919	3521	7398	67,75%
<b>Pichincha</b>	19833	2616	17217	86,81%
<b>Secoya</b>	29342	6437	22905	78,06%
<b>Shuara</b>	9427	1353	8074	85,65%
<b>Shushuqui</b>	7571	1783	5788	76,45%
<b>Pacayacu</b>	1285	395	890	69,26%
<b>Araza</b>	1340	613	727	54,25%
<b>Frontera</b>	4643	328	4315	92,94%
<b>Tapi</b>	2132	252	1880	88,18%
<b>Tetete</b>	11672	1443	10229	87,64%
<b>Total</b>	<b>98164</b>	<b>18741</b>	<b>79423</b>	<b>80,91%</b>

Tabla 1.3 Producción de petróleo por campos del Área Libertador

(Intendencia Libertador, 2014)

En la Tabla 1.4 se desglosa la información de producción por el sistema de levantamiento artificial usados en cada campo del Área Libertador, se incluye también el corte de agua de cada campo.

<b>Producción de Petróleo del Área Libertador por Campos y por su Sistema de Levantamiento Artificial</b>							
<b>CAMPOS</b>	<b>PPF</b>	<b>PPS</b>	<b>PPH</b>	<b>PPM</b>	<b>PPG</b>	<b>TOTAL</b>	<b>BSW</b>
	<b>BPPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>%</b>
<b>Atacapi</b>	0	2076	1345	100	0	3521	67,75%
<b>Pichincha</b>	0	2407	209	0	0	2616	86,81%
<b>Secoya</b>	0	5822	615	0	0	6437	78,06%
<b>Shuara</b>	0	1183	0	170	0	1353	85,65%
<b>Shushuqui</b>	0	0	1783	0	0	1783	76,45%
<b>Pacayacu</b>	0	255	0	140	0	395	69,26%
<b>Araza</b>	0	613	0	0	0	613	54,25%
<b>Frontera</b>	0	328	0	0	0	328	92,94%
<b>Tapi</b>	0	0	207	45	0	252	88,18%
<b>Tetete</b>	0	458	985	0	0	1443	87,64%
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>13142</b>	<b>5144</b>	<b>455</b>	<b>0</b>	<b>18741</b>	<b>80,91%</b>

Tabla 1.4 Producción por Campos y por tipo de Sistema de Levantamiento Artificial  
(Intendencia Libertador, 2014)

Entendiéndose como PPF a Producción por Fluido Natural, como PPS a Producción por Bombeo Eléctrico, como PPH a Producción por Bombeo Hidráulico, PPM a Producción por Bombeo Mecánico y como PPG a Producción por Gas Lift.

Cada uno de los campos del Área Libertador posee su propio tren de separación de petróleo/agua donde llega a deshidratarse el fluido, cada campo está dotado de una estación de producción establecida por juegos de válvulas (manifolds), separadores bifásicos, tanques de lavado, tanques de reposo, medición de transferencia automática de custodia fiscalizado (LACT) y bombas de transferencia.

La estación principal del Área Libertador está en el campo Secoya, campo que produce la mayor cantidad de BFPD, en este campo se almacena la producción de las otras estaciones.

## **1.2 Formulación del Problema**

En el Área Libertador existen campos donde las presiones de yacimiento son altas y los cortes de agua BSW poseen un valor promedio del 80%. Como se puede observar en las Tablas 1.2 y 1.4, muchos pozos son extraídos por Bombeo Hidráulico BH. En la actualidad, existen pozos de BH que poseen alto corte de agua y altos caudales, lo que lo hacen ineficiente respecto a sistemas de bombeo más versátiles a estas condiciones, como lo es el bombeo electrosumergible. Con la finalidad de aumentar la producción neta en los pozos de la estación Shushuqui del Área Libertador, PETROAMAZONAS EP plantea la posibilidad de optimizar los sistemas de levantamiento existentes, para lo cual una de las propuestas es cambiar el sistema de Bombeo Hidráulico por el Bombeo Electrosumergible en pozos que cumplan con los requerimientos de diseño de las mismas.

## **1.3 Justificación e importancia del proyecto**

La implementación de diseños de sistemas de levantamiento artificial, conforme a las condiciones actuales de operatividad de los pozos, permitirá optimizar la forma de producir petróleo de los pozos de alto caudal, mejorando la eficiencia y dando como resultado un incremento en la producción del fluido. Esto permitirá alargar los tiempos de vida de los sistemas implementados aprovechando los recursos asignados.

## 1.4 Objetivos

A continuación se describe los objetivos propuestos en el proyecto.

### **1.4.1 Objetivo Final.**

Realizar un análisis integral de las condiciones de operatividad de los pozos de la estación Shushuqui del área Libertador que son producidos mediante bombeo hidráulico, con la finalidad de incrementar su producción al cambiar el tipo de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a electrosumergible.

### **1.4.2 Objetivos Específicos.**

- a) Incrementar la producción de pozos de petróleo de gran potencial y alto corte de agua mediante el cambio de sistema BH a BES.
- b) Realizar un análisis económico que identifique los 2 escenarios, (antes y después del cambio de sistema propuesto) con el propósito de analizar la factibilidad del cambio de sistema de levantamiento propuesto
- c) Conocer aspectos de reservorios que ayuden a comprender las necesidades de una óptima selección y operación de un sistema BES.

## **2 DESARROLLO DEL TEMA**

En el Capítulo 2 se hace un breve análisis de los yacimientos y los tipos de yacimientos existentes, punto de burbuja, punto de rocío, así como también se describen aspectos técnicos como funcionamiento, equipos de superficie, equipos de fondo, de las bombas hidráulicas y las bombas electrosumergibles.

### **2.1 Punto de Burbuja (Pb)**

Se conoce como punto de burbuja a la presión mínima cuando en un sistema compuesto de crudo en estado líquido sometido a determinada temperatura, aparecen cantidades infinitesimales de gas, o cuando sale la primera burbuja de gas en el petróleo, también es conocido como punto de burbujeo.

El Pb del fluido es muy importante conocer ya que al saber permitirá determinar qué tipo de levantamiento artificial se debe usar en ese pozo específico

### **2.2 Punto de Rocío (Pr)**

Se conoce como punto de rocío a la presión mínima cuando en un sistema compuesto de crudo en estado gaseoso sometido a determinada temperatura, aparecen cantidades infinitesimales de líquido, o cuando se forma la primera gota de líquido en el sistema. (Bermúdez, 2009)

## 2.3 Yacimientos

En un yacimiento al hacer una perforación luego de haber sido sometida a varios análisis por Ingenieros Geólogos, y gracias a una buena interpretación de los resultados de: análisis de ripio, perfiles de pozo, análisis de núcleos, análisis de rayos X, análisis de tomografías, muestra de paredes, pruebas de presión, pruebas de producción, el yacimiento aloja un recurso hidrocarburífero con volumen limitado en estado líquido, gaseoso o una combinación de estos dos estados, además un yacimiento es un cuerpo de roca que presenta características de porosidad y baja permeabilidad. (Escobar Macualo, 2012).

Normalmente los fluidos que se encuentran en un yacimiento son petróleo, gas y agua, la proporción en la que se encuentren estos fluidos depende de las condiciones de presión, temperatura, densidad que el yacimiento presente.

### **2.3.1 Clasificación de los Yacimientos.**

Los yacimientos se clasifican de acuerdo a punto de burbuja en Yacimientos Saturados y en Yacimientos Subsaturados.

#### **2.3.1.1 Yacimientos Saturados.**

Los yacimientos saturados son aquellos yacimientos en la que su presión inicial ( $P_{wf}$ ) es menor o igual a la presión del punto de burbuja ( $P_{wf} \leq P_b$ ). Como se puede apreciar en la Figura 2.1, el punto C determina la zona saturada. La capa de gas se encuentra sobre el  $P_r$  como lo determina el punto E.

### 2.3.1.2 Yacimientos Subsaturados.

Los yacimientos subsaturados son aquellos yacimientos en la que su presión inicial es mayor a la presión del punto de burbuja ( $P_{wf} \geq P_b$ ). Como se puede apreciar en la Figura 2.1, el punto A determina la zona subsaturada.

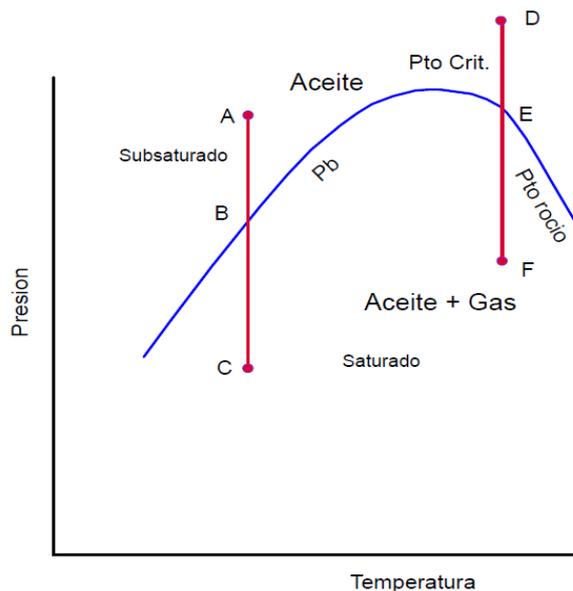


Figura 2.1 Clasificación de los Yacimientos determinado por el Punto de Burbuja  
(Escobar Macualo, 2012)

- Los puntos A y D determinan la zona subsaturada, al estar la presión de yacimiento sobre  $P_b$ , el estado del crudo está en fase líquida, es decir es solo aceite sin presencia de gas en el yacimiento.
- El punto B determina el  $P_b$ , la presión del yacimiento es igual al  $P_b$ . Quiere decir que el yacimiento está con la presión mínima donde se empieza a desprender burbujas de gas del crudo;

- Los puntos C y F determinan la zona saturada, al estar la presión del yacimiento bajo el  $P_b$ , hace que el estado del yacimiento sea bifásico (aceite y gas).

Existe un punto crítico donde la curva empieza a decrecer, a raíz de este cambio el punto de burbuja deja de ser y aparece el punto de rocío.

- El punto E determina el  $P_r$ , la presión del yacimiento pero con mayor temperatura que en el punto B es igual al  $P_r$ . La capa de gas se encuentra sobre el  $P_r$  y puede ser clasificada como retrógrada o no retrógrada (yacimiento de gas), es decir, la presión no está estabilizada y no existe un equilibrio.

## **2.4 Sistemas de Producción existentes en el Área Libertador**

Los principales sistemas de producción existentes en el área Libertador son por bombeo hidráulico y por bombeo electrosumergible. A continuación se describirá los 2 tipos de bombeo, conociendo su funcionamiento y operación.

### **2.4.1 Bombeo Hidráulico (BH).**

El bombeo hidráulico se basa en la ley de Pascal que enuncia lo siguiente:

“Si tenemos un líquido encerrado en un recipiente, cualquier presión que ejerzamos sobre dicho líquido, se transmitirá íntegramente sobre todos y cada uno de los puntos del recipiente, actuando perpendicularmente sobre ellos”. (Czekaj, 1988)

Ahora bien, este principio aplicado en el funcionamiento de las bombas hidráulicas se puede interpretar que permite la transmisión de energía hidráulica a través de un medio de transmisión, en este caso una unidad de potencia de superficie hacia la bomba de fondo que pueden ser de tipo jet o pistón.

El BH tipo jet es de mayor uso en el campo petrolero debido a su acceso para su reparación in situ, se basa en el principio Venturi que consiste esencialmente en reducir el área donde pasara el flujo provocando de esta manera un aumento de la velocidad de fluido y generando una caída de presión. Con este principio se consigue que la energía cinética del fluido se transforme en energía potencial y permita que los fluidos producidos en el pozo suban a la superficie (Mott, 2006).

#### **2.4.1.1 Principios de Funcionamiento, piezas, descripción, esquema del equipo.**

El principio fundamental del BH es el que está regido por el de Pascal, que consta básicamente de: Fluido motriz, en un sistema cerrado, el fluido de potencia puede ser agua o petróleo, fluidos que son usados para la transmisión de presión hidráulica; Unidades de Potencia en superficie, el BH se caracteriza por transmitir a través del fluido energía en forma de caudal y presión (fluido motriz) desde la superficie hasta el fondo del pozo con la finalidad de accionar una bomba alojada en el fondo. En superficie se colocan bombas multiplex (varios cilindros) capaces de elevar la presión de inyección del fluido motriz hasta 4000 psi.; Bombas Hidráulicas, este tipo de bombas se encuentran alojadas en el fondo del pozo, ya sean estas BH tipo jet o tipo pistón, bombas que son accionadas por el fluido motriz inyectado a alta presión. La finalidad de estas bombas de fondo es

convertir la energía cinética del fluido motriz en energía potencial, es decir, convertir la velocidad en presión de los fluidos producidos.

#### **2.4.1.2 Equipos de Superficie.**

A continuación se detallan los equipos de superficie utilizados en el sistema BH:

##### **2.4.1.2.1 Unidad de Potencia.**

Las bombas más usadas para inyectar fluido motriz son de tipo triplex (3 cilindros) o quintuplex (5 cilindros) de desplazamiento positivo o también conocidos como acción recíprocante de tipo vertical. Estas bombas pueden ser accionadas por un motor eléctrico o de combustión interna, la selección del tipo de bomba depende del: número de pozos, propiedades del fluido, volumen y facilidades de producción. Estas bombas mueven el fluido a través de varios émbolos o pistones. Estas bombas cuentan con un terminal de potencia conformado principalmente por cigüeñal, biela y engranajes. Y además cuenta con un terminal de fluido conformado por pistones individuales, con válvulas de retención a la entrada y descarga. (Berrio, Oviedo, Chaparro, Morales, Garzón, & Larrota, 2012).

##### **2.4.1.2.2 Sistema de Fluido de Potencia.**

Los sistemas de fluido de potencia se dividen en 2 tipos: sistemas abiertos y sistemas de fluido cerrado.

##### *Sistema de Fluido Abierto.*

En el sistema de fluido abierto el fluido motriz se mezcla con los fluidos que son producidos por el yacimiento, cuando se utiliza petróleo como fluido motriz se obtiene de tanques de almacenamiento y oleoductos. El fluido motriz es inyectado a través del

tubing y retorna conjuntamente con el fluido de pozo hacia la superficie a través del anular que esta entre el tubing y el casing.

#### *Sistema de Fluido Cerrado.*

En el sistema de fluido cerrado el fluido motriz no se mezcla con los fluidos producidos por el yacimiento, el fluido motriz sea éste agua o petróleo, es manejado en circuito cerrado, esto implica que se debe disponer de un tanque de almacenamiento propio e independiente de las operaciones de las estaciones de producción con equipos de limpieza y separadores de sólidos.

#### **2.4.1.2.3 Cabezal de Distribución.**

El cabezal de distribución son manifolds (juegos de válvula) conformados por válvulas y medidores de desplazamiento positivo que permiten calcular la eficiencia de la bomba. También posee válvulas de control que regulan y/o distribuyen el fluido motriz a uno o más pozos. Las válvulas instaladas pueden ser de 2 tipos: válvulas reguladoras de flujo y válvulas reguladoras de presión.

Las válvulas reguladoras de flujo son aquellas válvulas que controlan el volumen del fluido motriz inyectado, mientras que las válvulas reguladoras de presión son aquellas válvulas que controlan automáticamente la presión a la cual se está inyectando el fluido motriz.

#### **2.4.1.2.4 Cabezal de Pozo.**

El cabezal de pozo permite la instalación de bombas fijas o móviles, estas bombas son instaladas de acuerdo al sistema de inyección que tenga y al tipo de instalación en subsuelo. También posee un juego de válvulas de inyección (tubing) y de retorno (casing) que permiten desplazar o reversar las bombas hidráulicas.

#### 2.4.1.2.5 Válvula de 4 vías.

La válvula de 4 vías es un dispositivo que está ensamblado al cabezal, la función principal de esta válvula es el poder direccionar el flujo del fluido motriz hacia el tubing o hacia el casing. Al ser una válvula de 4 vías, tiene 4 posiciones las cuales permiten el desplazamiento, cierre y extracción de la bomba hidráulica. Otra aplicación es el poder minimizar el número de válvulas en el cabezal de pozo.

En la figura 2.2 se puede apreciar mejor los componentes de los equipos de superficie.

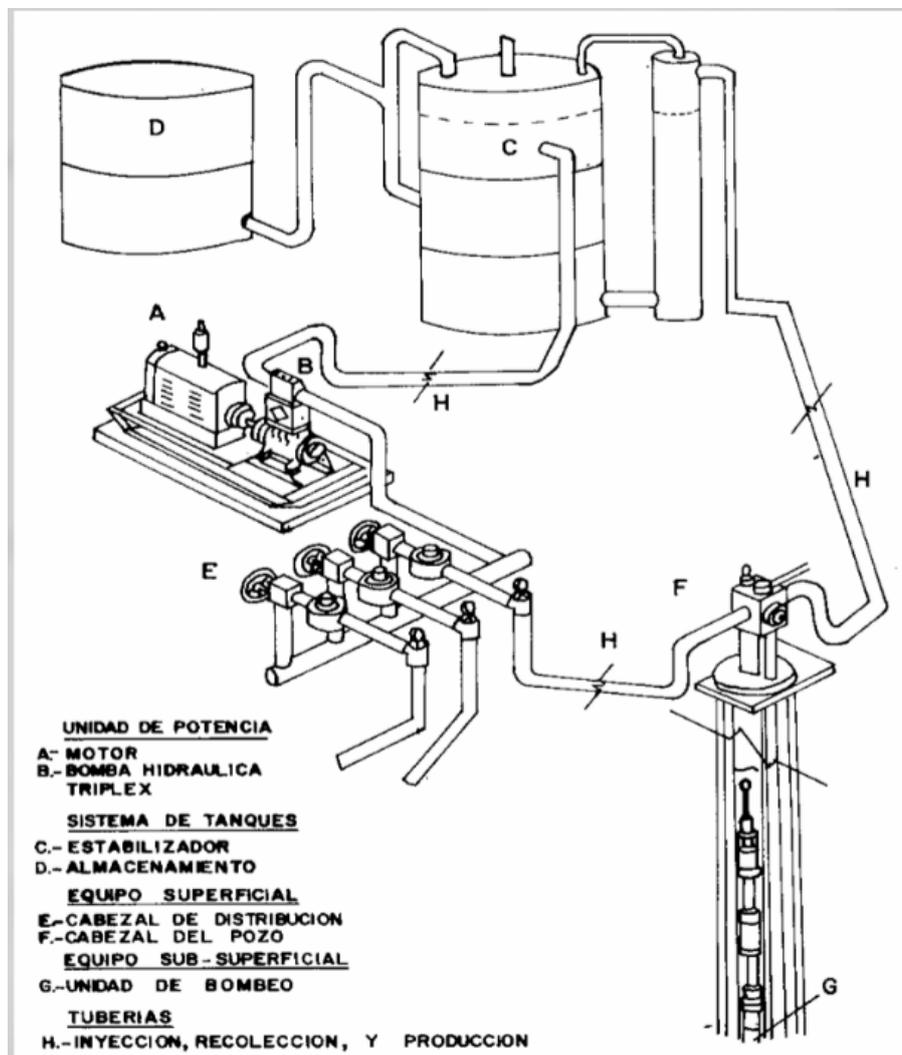


Figura 2.2 Equipos de Superficie Sistema Bombeo Hidráulico

(Baracaldo, 2014)

### 2.4.1.3 Equipos de Fondo.

La bomba más usada en el Área Libertador para extracción de crudo de los pozos son las BH tipo Jet.

#### 2.4.1.3.1 Bomba Hidráulica Tipo Jet.

El BH tipo Jet como se dijo anteriormente, basa su funcionamiento en el principio Venturi, que consiste en hacer pasar el fluido por un área reducida con la finalidad de reducir la presión y así aumentar la velocidad del fluido, en otras palabras, provocar el cambio de energía potencial por energía cinética ocasionado en la salida de la boquilla. Al pasar el fluido por este proceso induce una succión del fluido de formación, el cual entra en la garganta que tiene un área constante, luego el fluido que ya ha sido mezclado sufre un cambio de energía cinética en energía potencial producida en la entrada del difusor a efecto de que ingresa en una sección con un área mayor. Este proceso permite que el fluido suba hasta la superficie gracias a la energía potencial que adquiere. En la figura 2.3 se clarifica este proceso observando el cambio de energías a la salida de la boquilla y a la entrada del difusor.

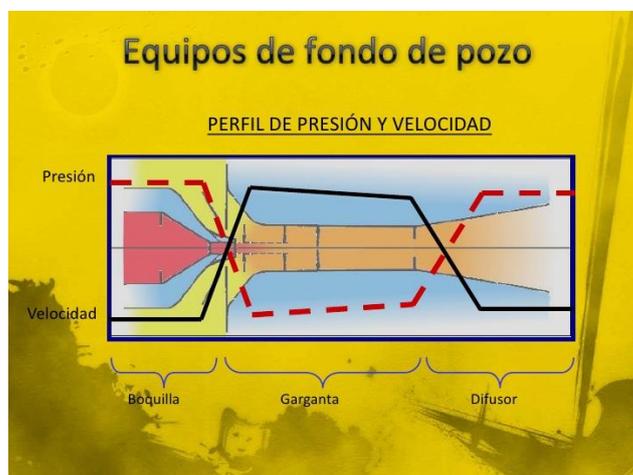


Figura 2.3 Perfil de Presión y Velocidad, Efecto Venturi en la Bomba tipo Jet

(Berrio, Oviedo, Chaparro, Morales, Garzón, & Larrota, 2012)

Como se puede apreciar en la figura 2.3, existen 3 componentes esenciales en una bomba tipo jet: boquilla, garganta y difusor (nozzle, throat and diffuser).

La principal característica de la boquilla es que el extremo superior posee un diámetro mayor que el extremo inferior. El extremo de menor diámetro provoca que la velocidad del fluido aumente y disminuya la presión en la salida de la boquilla. El material normalmente con el que se hace aleaciones en la boquilla es aleación de carburo y tungsteno para poder soportar las grandes presiones a la cual está expuesto. El fluido motriz pasa a través de la boquilla donde teóricamente toda su presión (energía potencial) se transforma en velocidad (energía cinética).

La principal característica de la garganta es el área constante que permite la mezcla entre el fluido motriz inyectado y el fluido producido. También se le conoce como tubo mezclador.

La principal característica del difusor es el tener un área mayor que el área de la garganta. El extremo de mayor diámetro provoca que la velocidad del fluido disminuya y aumente la presión en la entrada del difusor. La mezcla de los fluidos pasa por el difusor donde teóricamente toda su velocidad (energía cinética) se transforma en energía potencial, presión suficiente para levantar los fluidos a la superficie.

En la figura 2.4 se muestra los componentes de una bomba jet convencional con sus partes detalladas y ubicadas en la figura.



Figura 2.4 Componentes de una Bomba Jet Convencional

(Sertecpet, 2006)

#### 2.4.1.4 *Ventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.*

Las principales ventajas del BH tipo Jet son las siguientes:

- Son resistentes a fluidos corrosivos y abrasivos.
- Las reparaciones y mantenimientos de las bombas se pueden hacer in situ.
- Tolera concentraciones de arena moderadas, solidos de formación.
- Fácil limpieza en pozos arenados.
- Manejo considerable de Gas en el crudo, aproximadamente 3000 scf/bbl

- Se recupera con presión hidráulica.
- Trabaja con bajas presiones de superficie.
- Funciona en pozos horizontales, con desviaciones, verticales, pozos profundos.
- No posee partes móviles en el fondo.
- Posee 483 combinaciones posibles de geometría
- Costos operativos bajos.

#### **2.4.1.5      *Desventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.***

Las principales limitaciones del BH tipo Jet son las siguientes:

- Cavitación en la tobera, necesita una presión de succión relativamente alta para evitarla.
- Eficiencia menor comparada con los equipos de desplazamiento positivo debido a los altos cortes de agua.
- Sensibilidad ante cualquier cambio de presión en el pozo.
- Requiere alta presión de inyección del fluido motriz en superficie lo que lo vuelve un proceso riesgoso en ciertas ocasiones.
- El fluido motriz requiere limpieza cuando se utiliza el fluido de formación.

## **2.4.2 Bombeo Electrosumergible (BES).**

El sistema BES hoy en día es uno de los sistemas más usados en el campo petrolero, en el área Libertador constituye el principal sistema de levantamiento artificial, por lo que es de suma importancia su estudio y análisis para la optimización de la producción de petróleo. El BES se adapta a múltiples condiciones que presenta el pozo, como por ejemplo un alto BSW, una producción de fluidos con alta viscosidad, elevadas temperaturas en los pozos, entre otras condiciones. El sistema BES es muy usado en campos con pozos que presentan altos volúmenes de fluidos, con alto BSW pero con baja relación gas-petróleo presente en el crudo.

### **2.4.2.1 Principios de Funcionamiento, piezas, descripción, esquema del equipo.**

El mecanismo de este sistema de levantamiento es a través de una bomba centrífuga multi-etapas que está ubicado en el fondo, esta bomba levanta el fluido del pozo a la superficie. La energía que requiere la bomba es generada por un motor eléctrico de fondo conectada por cables eléctricos a un tablero de control ubicado en la superficie que permite el suministro de corriente necesaria para su funcionamiento. En la figura 2.5 se muestra el sistema BES.

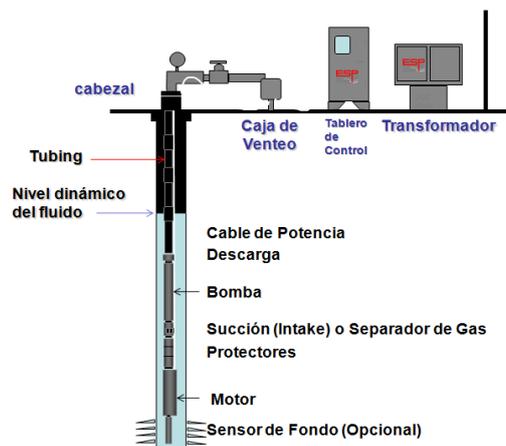


Figura 2.5 Esquema general del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible  
(Weisbrot, 2002)

El BES posee elementos que conforman equipos de superficie y de fondo que están relacionados de manera directa para el correcto funcionamiento del equipo.

#### 2.4.2.2 *Equipos de Superficie.*

Los equipos de superficie suministran la energía eléctrica al motor electrosumergible, que a través del tablero de control de mandos permite proteger, monitorear y controlar su funcionamiento.

Cuenta con un transformador reductor de 13.8 KV a 480 V, voltaje necesario para el funcionamiento del controlador del motor electrosumergible o variador de velocidad (VSD). El VSD es el encargado de proveer voltaje trifásico variable al transformador elevador multi-taps, elevando y regulando así el voltaje que opera el motor en el fondo del pozo. La caja de venteo es un punto de conexión del equipo de superficie con el equipo de fondo, junto a la caja de venteo usualmente se instala un registrador de

amperaje del motor electrosumergible. En la figura 2.6 se muestra cómo están los equipos conectados en el campo.



Figura 2.6 Equipo de superficie Bomba Electrosumergible Campo Libertador  
(Bombeo Electrosumergible, 2011)

Los principales componentes del equipo de superficie de BES son:

#### **2.4.2.2.1 Panel de Control (Switch Board).**

El panel de control también conocido como arrancador, es el instrumento que protege y controla el correcto funcionamiento del equipo instalado en el fondo del pozo. Gracias al registrador de voltaje se controla las subidas y caídas de amperaje colocando fusibles evitando así daños en los instrumentos debido a esta variación. El panel de control trabaja con frecuencias fijas de operación de 60Hz, además para fabricar y colocar un panel de control se debe previamente hacer un estudio de la bomba que va hacer instalada ya que influye por la potencia del motor y el voltaje secundario que requiere el motor. (Madrid, 2012)

#### **2.4.2.2.2 Controlador del motor electrosumergible (VSD).**

El controlador del motor electrosumergible también conocido como variador de velocidad VSD (Variable Speed Driver) tiene las mismas funciones del panel de control de proteger y controlar el funcionamiento del equipo de fondo, pero además de estas funciones tiene la facilidad de manejar frecuencias variables, recordemos que el panel de control trabaja con frecuencias fijas de operación de 60 Hz, este controlador de velocidad variable posee componentes electrónicos que ayudan a la variación de la frecuencia de entrada que oscila entre 30 y 90 Hz. El VSD controla la velocidad de rotación del eje en el motor electrosumergible que esta axialmente acoplado al eje de la bomba centrífuga multi etapas en el fondo del pozo. Esta variación es sumamente importante ya que permite que la bomba opere a distintas velocidades, al variar la velocidad de operación repercute directamente con la producción y se puede mantener una eficiencia alta en el sistema de levantamiento artificial. También es importante conocer que al variar la frecuencia a la entrada al motor influye en la velocidad del equipo de fondo afectando el rendimiento de la BES y su rango en la que opera. El VSD se instala en la superficie del pozo entre el transformador reductor y el transformador elevador multi-taps. (Tonelli, Muñoz, Bruni, & Teves, 2012)

#### **2.4.2.2.3 Transformadores.**

En cada estación deben existir dos tipos de transformadores, un transformador reductor y un transformador elevador multi-taps. Ver figura 2.7.

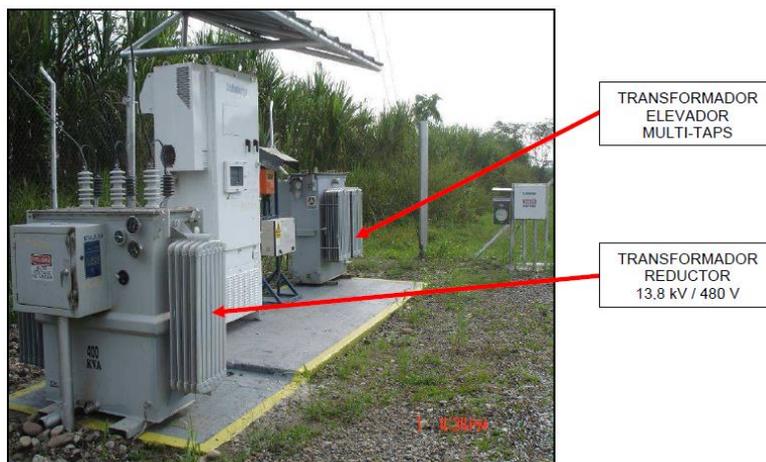


Figura 2.7 Transformador Elevador y Transformador Reductor.

(Bombeo Electrosumergible, 2011)

El transformador reductor como su nombre indica reduce el voltaje del sistema de 13.8 KV a 480 V, voltaje que es necesario para el funcionamiento del VSD.

El transformador elevador multi-taps eleva el voltaje de la salida del variador (480 V) al voltaje que requiere el motor electrosumergible, este voltaje depende del estudio previo que se realizó para la selección de la capacidad del motor para el pozo a ser explotado.

Se debe tomar en cuenta el tap y las conexiones (Delta o Estrella) que se selecciona en el transformador elevador. En la figura 2.8 se aprecian los multi-taps y los conectores del bobinado primario y secundario.

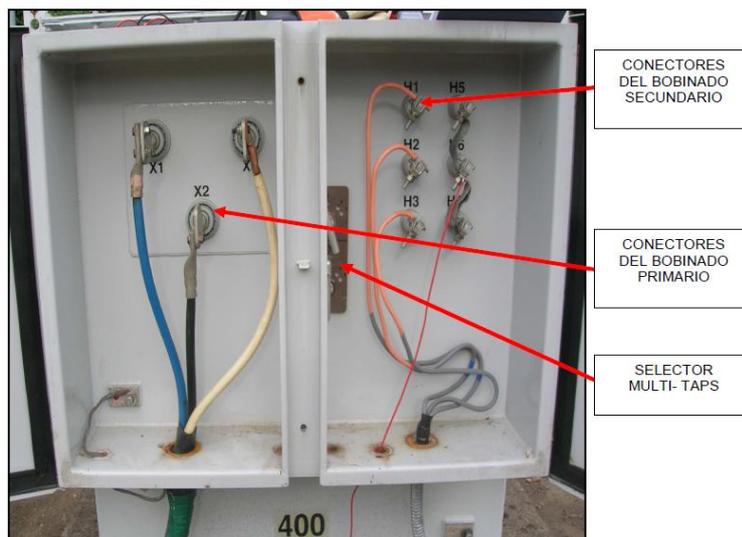


Figura 2.8 Panel de conexiones Transformador Elevador multi-taps  
(Bombeo Electrosumergible, 2011)

Los taps son 2 selectores alfanuméricos que mediante su combinación seleccionan el voltaje en el bobinado secundario del transformador elevador.

Ahora bien, para seleccionar los taps a instalarse, se deben seguir algunos parámetros a considerarse, los cuales son:

- Considerar la caída de voltaje que puede registrarse debido a la longitud del cable eléctrico de potencia conectado a la frecuencia de operación del VSD.
- Considerar la caída de voltaje a causa de la temperatura de fondo de pozo.
- Considerar el consumo de voltaje del motor electrosumergible a la frecuencia del trabajo.

Las posibles combinaciones junto con los voltajes se pueden apreciar en la placa del equipo tal como muestra la figura 2.9.

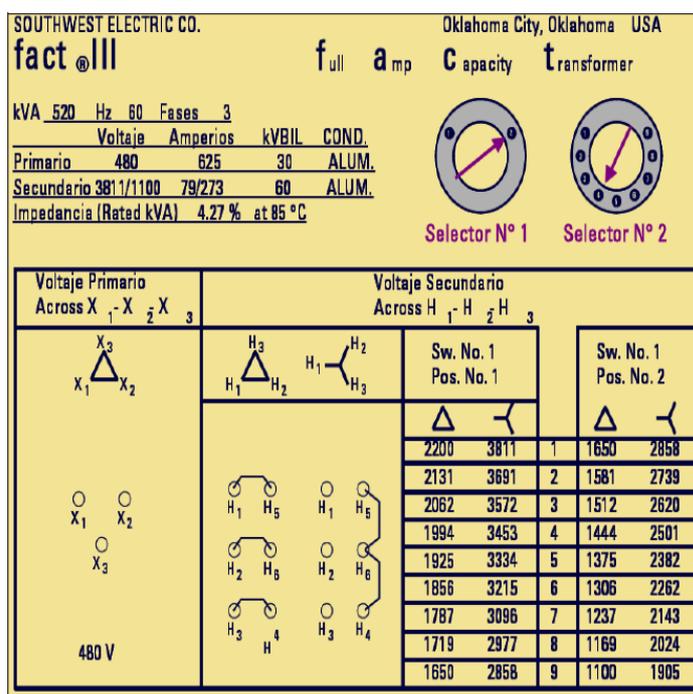


Figura 2.9 Placa del Transformador Elevador multi.taps  
 (Bombeo Electrosumergible, 2011)

#### 2.4.2.2.4 Caja de Venteo (Caja de Empalme).

La caja de venteo o caja de empalme es un instrumento que principalmente cumple con 3 funciones, estas son:

1. Ventea a la intemperie cualquier tipo de gas que este en la armadura de protección del cable trifásico de potencia que proviene del pozo evitando que llegue al panel de control lo cual puede provocar una explosión.
2. Facilita las mediciones eléctricas del equipo de fondo al tener puntos de prueba.

3. Provee de puntos de conexión entre el cable eléctrico de potencia del fondo del pozo y el bobinado secundario del transformador elevador multi-taps.

En la figura 2.10 se puede visualizar la caja de venteo.

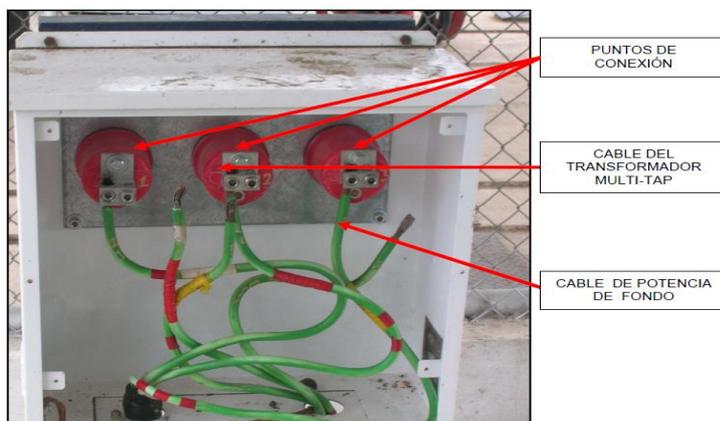


Figura 2.10 Caja de Venteo (Caja de Empalme)  
(Bombeo Electrosumergible, 2011)

Se pudo observar en la mayoría de los campos del área Libertador que se encontraba junto a la caja de venteo un registrador amperimétrico que registra de manera gráfica la corriente suministrada al motor electrosumergible en cartas amperimétricas tal como se indica en la figura 2.11.

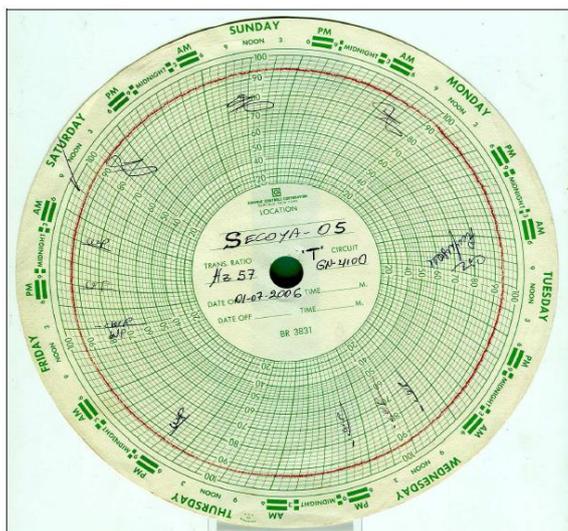


Figura 2.11 Carta Amperimétrica Pozo Secoya.05

(Bombeo Electrosumergible, 2011)

#### **2.4.2.2.5 Cabezal de pozo.**

El cabezal de pozo permite controlar la presión en la tubería de producción del pozo, mantiene aislado la producción del tubing con el espacio anular del casing, el cabezal de pozo cierra de forma mecánica el pozo en la superficie, soporta el peso del equipo electrosumergible instalado.

##### **2.4.2.2.5.1 El Quick Conector.**

El quick conector es un instrumento vinculado al cabezal de pozo que permite el empalme del cable de potencia que proviene de la caja de venteo con los cables eléctricos de superficie y los equipos de fondo. La figura 2.12 muestra de mejor manera lo antes detallado.

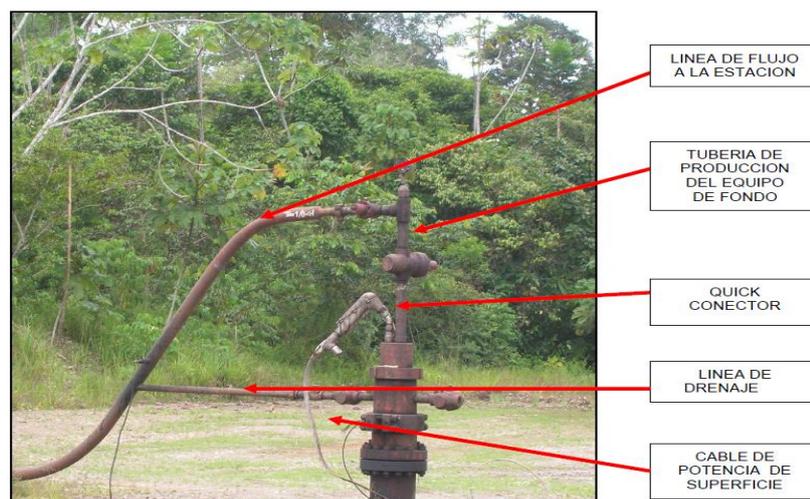


Figura 2.12 Cabezal de Pozo, Quick Conector Sistema BES  
(Bombeo Electrosumergible, 2011)

### 2.4.2.3 *Equipos de Fondo.*

Los equipos de fondo utilizados en el sistema de levantamiento artificial BES son componentes que se encuentran dentro del pozo acoplados a la tubería de producción. Los componentes desde el fondo del pozo en orden son: sensor de fondo (presión), motor electrosumergible (ES), cable plano (de extensión del motor), sello o protector, separador de gas (intake), bomba centrífuga multi-etapa, cabezal de descarga y el cable eléctrico de potencia. El esquema se muestra en la Figura 2.13.

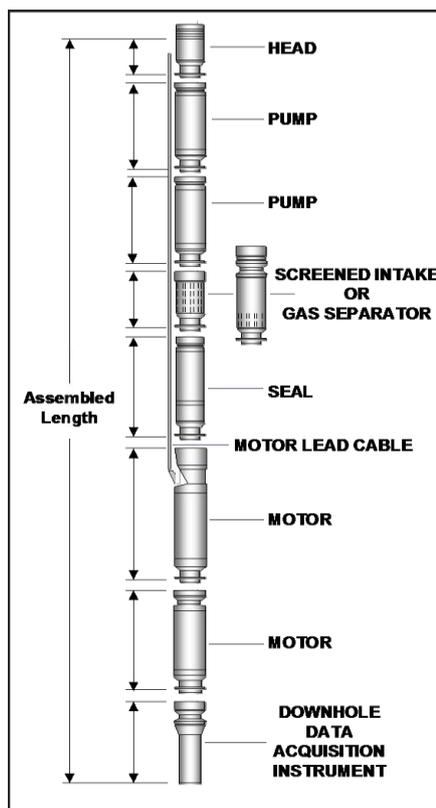


Figura 2.13 Componentes del equipo de fondo BES

(Weisbrot, 2002)

#### **2.4.2.3.1 Sensor de Fondo.**

Los sensores de fondo son dispositivos electrónicos o mecánicos que van conectados a la parte inferior del motor y determinan las propiedades del pozo tales como: la presión de entrada de la bomba, voltajes y amperajes del motor de fondo, corrientes de fuga, tasa de flujo (caudal) de los fluidos, temperatura de los fluidos de fondo, temperatura de motor, composición, vibración, retención de líquido. Toda esta información es enviada a superficie al VSD a través del cable de energía. (Tonelli, Muñoz, Bruni, & Teves, 2012)

En la Figura 2.13 se puede observar al sensor de fondo en la parte inferior donde se indica como “DOWNHOLE DATA ACQUISITION INSTRUMENT”.

#### **2.4.2.3.2 Motor Electrosumergible.**

El motor electrosumergible es el que provee energía a la bomba para rotar y acelerar a los fluidos que son bombeados a la superficie, consta principalmente de un estator bobinado de inducción bipolar trifásico y un rotor tipo jaula de ardilla que gira a una velocidad sincrónica nominal de 3600 revoluciones por minuto (rpm) a una frecuencia de 60 Hz, velocidad que se determinó usando la ecuación 2.1.

$$N = \frac{120 * f}{P} \quad (2.1)$$

Donde:

N= revoluciones por minuto (rpm), f= Frecuencia en línea (60 Hz), P= Número de polos magnéticos del motor (2 polos). (Rashid, 2004)

El motor electrosumergible está conformado por pequeños estatores debido al diámetro reducido de los pozos, estos estatores se encuentran acoplados de forma mecánica.

El principio de operación de un motor es cuando la corriente eléctrica circula a través de un conductor y genera la inducción en un campo magnético, si la dirección de la corriente cambia, la dirección del campo magnético también cambia de dirección. El motor ES utiliza 3 fases que tiene un offset de 120 grados como se puede ver en la *Figura 2.14*, están las fases conectadas en estrella con la finalidad de establecer un punto neutral. (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005).

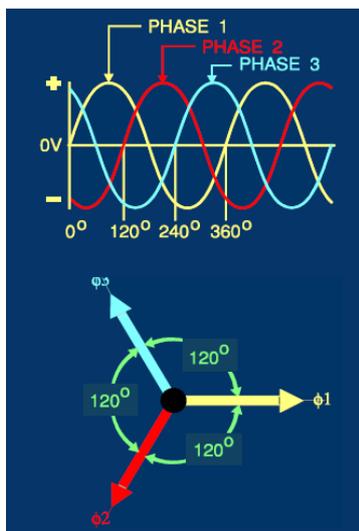


Figura 2.14 Operación Motor ES 3 Fases  
(Cordova, Erazo, & Herrera, 2005)

A continuación se describen las partes del motor que, como se puede apreciar en la Figura 2.15, son: Housing, Estator, Rotor

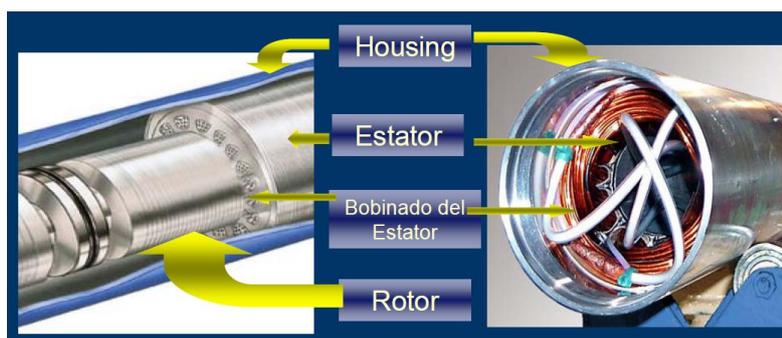


Figura 2.15 Componentes del motor  
(Carreño, 2006)

El housing o bastidor es la cubierta que tiene el motor, provisto en ambos extremos de roscas con la finalidad de facilitar el ensamble con el cabezal y el asa del motor ES. Cada fabricante diseña el housing con diferentes diámetros, estos varían de

acuerdo a la dimensión que tiene el pozo. En la tabla 2.1 se pueden ver los diámetros más comunes según la serie del fabricante.

DIÁMETROS DE BASTIDORES	
DIÁMETRO (PULGADAS)	EQUIPO
3,75	Serie375
4,56	Serie456
5,40	Serie540
5,62	Serie562
7,38	Serie738

Tabla 2.1 Diámetros de housing motores electrosumergibles  
(Reda-Schlumberger, 2000)

Los materiales con los que se fabrica un estator son laminaciones de acero o bronce, envuelto de cobre. Toma energía eléctrica de la superficie y la transforma en energía magnética induciendo corriente en el rotor para generar un torque que y hace que este entre en movimiento. Es el núcleo del campo eléctrico del motor.

Los materiales con los que se fabrica un rotor son laminaciones de hierro y barras de cobre. Estas barras se entre conectan mediante un anillo de cobre en ambos extremos. La corriente eléctrica que es inducida por el estator hace que el rotor se mueva y este movimiento es el que se transmite a la bomba. El rotor genera una carga que es soportada por un cojinete de empuje.

El motor ES proporciona justamente tantos HP como la bomba multi etapa requiera, la mayoría de los motores están diseñados para que en el “punto de diseño” sean más eficientes, tiene valores típicos entre el 80% y 90% en condiciones de funcionamiento normal, estos valores se encuentran en función de la carga.

Es muy importante la refrigeración del motor ES, este se refrigera gracias a un aceite mineral altamente refinado con una alta rigidez dieléctrica (30KV) y conductividad térmica que circula ofreciendo una buena lubricación a los componentes mecánicos. El fluido del pozo también constituye como un refrigerante el cual debe tener una velocidad mínima de 1 ft/seg. (Bombeo Electrosumergible, 2011)

Los parámetros que el motor ES debe cumplir para un correcto funcionamiento son: Potencia Nominal, Voltaje Nominal y Corriente Nominal.

La potencia nominal es la potencia máxima que genera el motor ES bajo condiciones nominales de funcionamiento. Por lo general a frecuencia de 60 o 50 Hz. (Bombeo Electrosumergible, 2011).

El voltaje nominal es el voltaje requerido que debe abastecer a los terminales del motor ES para que funcione correctamente. (Bombeo Electrosumergible, 2011).

La corriente nominal es la corriente que circula por los bobinados del estator en condiciones nominales de operación. El motor no se encuentra totalmente cargado si la corriente es menor a la nominal, pero, si la corriente es mayor a la nominal, el motor llegara a estar sobrecargado. Cuando existan condiciones de baja y sobre carga, se debe corregir inmediatamente ya que el motor puede sufrir daños mecánicos o eléctricos, en el peor de los casos el daño puede ser irreversible y el motor deje de funcionar.

A continuación se muestra en la Tabla 2.2 valores nominales del motor ES para potencia, voltaje y corriente dependiendo de la serie del equipo.

RANGOS DE OPERACIÓN DEL MOTOR					
		60Hz	50Hz		
POTENCIA		VOLTAJE		CORRIENTE	
HP		V		A	
100	83	1305	1088	51.5	
		2313	1928	27	
120	100	1105	921	69.5	
		2270	1892	32.5	
140	117	1022	852	85	
		1299	1083	69.5	
		2101	1751	40.5	

Tabla 2.2 Rangos de Operación del motor ES serie 540

(Reda-Schlumberger, 2000)

Cuando el motor ES consume una corriente mayor a la corriente nominal es porque ha sido energizado por primera vez, es común ver este fenómeno, sin embargo cuando el pozo se estabilice, la corriente será menor al valor nominal.

#### 2.4.2.3.3 Cable plano (de extensión del motor).

El cable plano que es una extensión del motor o es una cola de cable que posee unas propiedades especiales, en uno de sus extremos se encuentra un conector especial "Pothead" (Figura 2.16) que va acoplado al motor, el otro extremo se empalma o se conecta al cable de potencia. La armadura que recubre al cable es una aleación de níquel-cobre (monel), el monel es más resistente que el cobre, por las condiciones del uso es muy resistente a la corrosión, el fabricante lo diseña de acuerdo al diámetro conductor, longitud y a la potencia requerida. En la *Figura 2.17*, se puede apreciar al cable plano o cable de extensión. (Aviles Aragon, 2013).

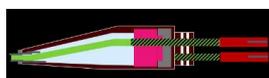


Figura 2.16 Pothead

(Bombeo Electrosumergible, 2011)

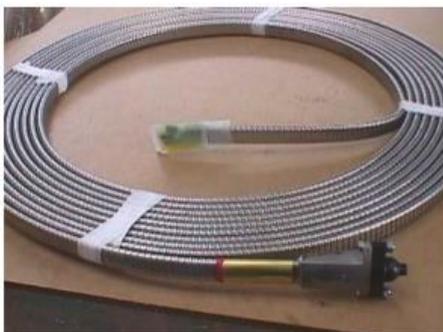


Figura 2.17 Cable plano de extensión

(Aviles Aragon, 2013)

#### **2.4.2.3.4 Sello o protector.**

El protector está ubicado entre el motor y la bomba, se lo denomina también sello sellante porque evita la entrada del fluido del pozo a los componentes antes descritos. Proporciona al motor un depósito de aceite que sirve como reserva para compensar la expansión y contracción del aceite del motor debido al enfriamiento y calentamiento del motor durante el arranque y parada del mismo, igualando la presión del aceite del motor con la presión externa del fluido del pozo a la profundidad del intake de la bomba. Absorbe la carga axial producida por la bomba a través del cojinete de empuje evitando daños al motor.

Existen 2 tipos de sellos: Convencional y sellos de tres cámaras

Los sellos convencionales protegen a los componentes (bomba y motor) de la entrada del fluido. La única manera para igualar las presiones del fluido del pozo con la presión del fluido del motor en el sistema de sellado es gracias al contacto existente entre ambos fluidos.

Los sellos de tres cámaras disipan de mejor manera el calor del fluido, cada sello protege su propio recipiente, lo que hace que exista 3 secciones sellantes en el sistema,

cada recipiente es lo adecuadamente grande como para soportar y absorber la expansión o contracción volumétrica de los motores que actualmente existen en el mercado.

Existe una barrera elástica en la cámara superior del sello que permite la contracción y expansión del aceite del motor a causa del gradiente de temperatura desde la superficie hasta el fondo del pozo. Esta barrera elástica tiene la principal propiedad que es el ser resistente al ingreso de gas del fluido del pozo, permitiendo que el aceite del motor no absorba y dañe la bomba o el motor.

Los protectores más usados en el Área Libertador son los tipo laberinto y los tipo bolsa, protectores que se pueden observar en la Figura 2.18.

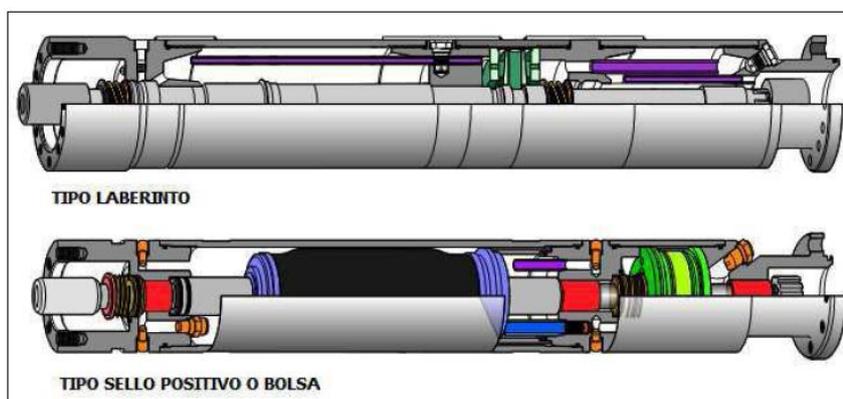


Figura 2.18 Tipos de protectores

(Wood Group-ESP Catalog, 2004)

Los sellos tipo laberinto se caracterizan por tener cámaras de laberinto que están conformadas por tubos interconectados entre si dando la figura de laberinto, esto hace que el fluido que ingresa al interior del sello tome un camino difícil y se vea impedido llegar a su destino que es el motor.

Para seleccionar el sello tipo laberinto en el equipo se debe considerar que la densidad del fluido del pozo tenga una densidad superior al fluido del motor (aceite) con alto BSW. El uso de estos sellos es más conveniente cuando se tienen pozos verticales.

Los sellos tipo bolsa o conocidos también como bolsas de goma son polímeros elásticos (elastómeros) que por su propiedad de ser compuestos en los que están incluidos no metales en ellos que muestran comportamientos elásticos cuya función es el evitar el contacto del fluido del pozo con el fluido del motor (aceite), al ser polímeros tienen la propiedad de ser muy flexibles permitiendo que las presiones de los fluidos de pozo y del motor en ambos lados se equilibren.

Para seleccionar el sello tipo bolsa de goma en el equipo se debe considerar que la densidad del fluido de pozo y del aceite del motor o de los componentes sea similares en la parte desviada del pozo.

En pozos que tienen inclinación o algún grado de desviación es necesario el uso de estos sellos ya que el equipo empieza a inclinarse de acuerdo al pozo y los laberintos empiezan a perder su capacidad de expansión, las cámaras de sello positivo ayudan a recuperar su capacidad provocada por la desviación. Se debe incrementar cámaras con elastómeros según la inclinación aumente, pero con un máximo de hasta 4 cámaras de bolsa por tándem según el grado de desviación que presente el equipo en el pozo. Las inclinaciones en las que se pueden usar son de hasta 75 a 80grados. (Bombeo Electrosumergible, 2011).

#### **2.4.2.3.5 Separador de Gas (Intake).**

La función del intake es el permitir la entrada de fluido de pozo a la bomba pero, si el fluido contiene gran cantidad de gas, se debe colocar en lugar del intake estándar un separador de gas.

En gran parte de los pozos existentes en el área Libertador el fluido es saturado, es decir contiene aceite y gas a más de tener altos cortes de agua. Al explotar el pozo el gas se libera, esto sucede cuando la presión de fondo es menor a la  $P_b$ , las partículas del petróleo y de gas se empiezan a separar lo cual incrementa la posibilidad de cavitación o bloqueo en la ESP, en estos casos es necesario implementar un separador de gas que permita separar la mayor cantidad del gas libre en solución que proviene del pozo y liberar al espacio anular. El gas no controlado de una manera correcta disminuye la eficiencia de la ESP,

El separador de gas se lo utiliza en pozos con elevada relación de gas petróleo (GOR). Para que una ESP opere de una manera normal, el volumen de gas no debe exceder el 10% del volumen del fluido que está siendo bombeado. (Bombeo Electrosumergible, 2011).

El GOR determina que cantidad de Gas está presente o existe en un barril de petróleo en condiciones estándar (60°F; 14.7 psi). El GOR es de gran ayuda ya que se puede determinar el tipo de crudo en un yacimiento.

Existen 2 tipos de separadores de gas, estos son: de flujo inverso y rotativo.

Los separadores de gas de flujo inverso tiene la forma de laberinto, esta geometría obliga al fluido del pozo a cambiar su trayectoria impidiendo el paso libre a la ESP, las

burbujas continúan subiendo mientras el fluido va por la dirección del laberinto, como se puede observar en la Figura 2.19. (Bombeo Electrosumergible, 2011)

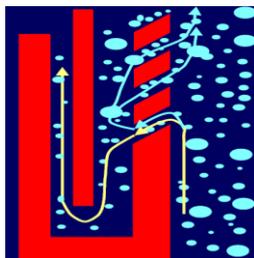


Figura 2.19 Separador de Gas de Flujo Inverso

(Reda-Schlumberger, 2000)

Los separadores de gas rotativos separan el gas del fluido a través de la fuerza centrífuga. Existe un “tornillo sinfín” que obliga al fluido a ingresar en el separador y aumentar así la presión en el interior, la centrifuga separa el líquido del gas expulsando al líquido a la parte más alejada de la centrifuga mientras que el gas permanece cerca al centro del separador (Figura 2.20). En la parte superior existe un inversor de flujos cuya finalidad es liberar el gas por unos orificios de venteo, mientras eso sucede los líquidos ingresan a la bomba. (Bombeo Electrosumergible, 2011).

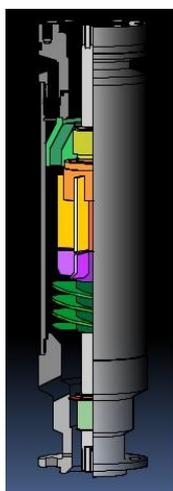


Figura 2.20 Separador de Gas Rotativo

(Bombeo Electrosumergible, 2011)

Para elegir un separador de gas adecuado para el pozo se debe considerar aspectos como la cantidad de gas que produce el pozo. Se puede elegir el tipo de separador de acuerdo a su eficiencia y al porcentaje de ingestión de gas (GIP).

El GIP cuantifica cuanto de gas libre que está presente en el intake debe ingresar a la bomba y es igual a  $1 - \text{Eficiencia de separación}$ . (Bidone, Bombeo Electrosumergible - Protector Separador, 2015)

<b>Separadores de Gas</b>		
<b>Tipo de Separador de Gas</b>	<b>Eficiencia de Separación</b>	<b>Porcentaje de Ingestión de Gas</b>
<b>Estándar</b>	0 - 20 %	80 - 100 %
<b>Flujo Inverso</b>	25 - 50 %	50 - 75 %
<b>Rotativo</b>	80 - 95 %	5 - 20 %

Tabla 2.3 Tipo de Separadores con Capacidad de Separación

(Bidone, Bombeo Electrosumergible - Protector Separador, 2015)

Se debe tomar en cuenta que un separador estándar y un separador de flujo inverso no consumen mucha potencia a diferencia del separador de gas rotativo la cual es bastante considerable, esto depende del tipo de separador a instalarse. (Bombeo Electrosumergible, 2011).

#### **2.4.2.3.6 Bomba centrífuga multi-etapa .**

La bomba centrífuga multi-etapa, bomba electrosumergible o ESP es una bomba que debe su nombre gracias a la capacidad que tiene al desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas. La ESP envía energía al fluido mediante la rotación de un impulsor (dinámico) dentro de un difusor (estático), la velocidad que adquiere el fluido

(energía cinética) al rotar estos componentes se convierte en presión (energía potencial) que se puede traducir como la altura alcanzada por el fluido dentro del difusor.

Para entender de mejor manera el funcionamiento de la ESP estudiaremos sus principales componentes los cuales son: Impulsor (Impeller), Difusor, Etapa.

#### **2.4.2.3.6.1 Impulsor (Impeller).**

El Impeller es un elemento dinámico de la bomba, al rotar genera fuerzas centrífugas que imprimen al fluido velocidad (Figura 2.21), el fluido ingresa al impeller a través de un orificio interno que está cercano al eje y sale el fluido por el diámetro exterior. En la *Figura 2.22* se detalla de mejor manera lo antes dicho.

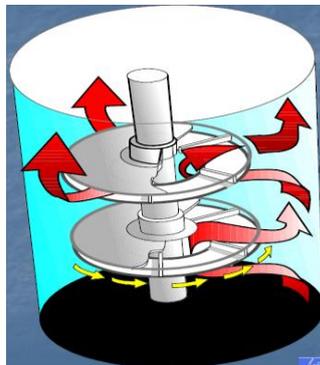


Figura 2.21 Impulsor. Funcionamiento  
(Borg Warner Corporation, 1960)

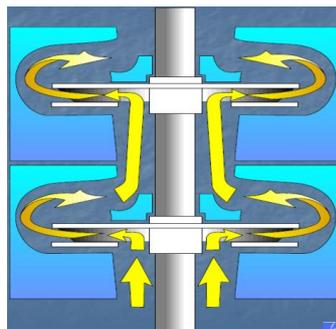


Figura 2.22 Etapas, Impeller y Difusor  
(Borg Warner Corporation, 1960)

### 2.4.2.3.6.2 *Difusor.*

El difusor es el elemento estacionario de la bomba, su función es transformar la energía cinética inyectada al fluido por parte del impeller en energía potencial. El difusor conduce al fluido hacia el próximo impulsor tal como se muestra en la Figura 2.21.

En la Figura 2.23 se puede apreciar un corte transversal de la bomba donde se muestra el impulsor y el difusor ubicado en cada alojamiento, cada impulsor y difusor se añaden en etapas (multi-etapas) con la finalidad de obtener la altura de columna deseada TDH (Total Dynamic Head).

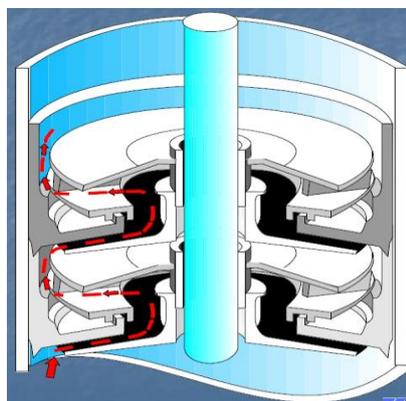


Figura 2.23 Corte transversal Bomba ES  
(Borg Warner Corporation, 1960)

### 2.4.2.3.6.3 *Etapas.*

Se denomina etapa al conjunto de un impulsor y un difusor en la bomba (Figura 2.24), las ESP cuentan con varias etapas, he aquí el nombre conocido como bombas multi-etapas. El número de etapas a colocarse en una ESP depende del diseño, estas etapas son ensambladas sobre un eje (Figura 2.25) que se alojan en un housing que poseen el tamaño adecuado para un número específico de etapas. (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005)

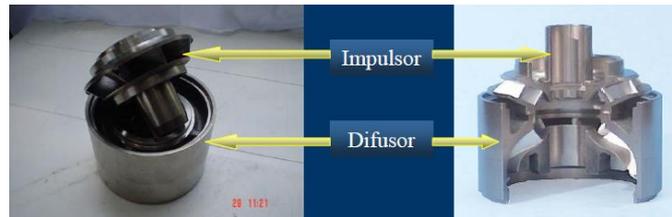


Figura 2.24 Etapa ESP

(Carreño, 2006)



Figura 2.25 Eje y Housing de ESP

(Carreño, 2006)

Las etapas pueden ser de: Flujo Mixto y Flujo Radial. También existe otra clasificación que depende de la serie de las bombas que están relacionadas con el diámetro de la ESP.

Las etapas de flujo mixto (Figura 2.26) se los utiliza cuando se tienen fluidos de alto caudal, el ángulo de los pasajes de flujo es casi 45 grados. (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005)

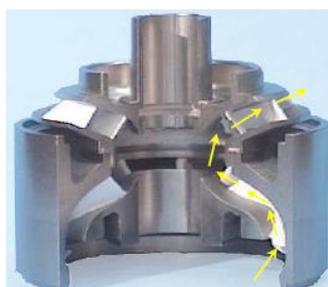


Figura 2.26 Etapa de Flujo Mixto

(Carreño, 2006)

Las etapas de flujo radial (Figura 2.27) se los utiliza cuando se tienen fluidos con bajo caudal, el ángulo de los pasajes de flujo es casi 90 grados. (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005).

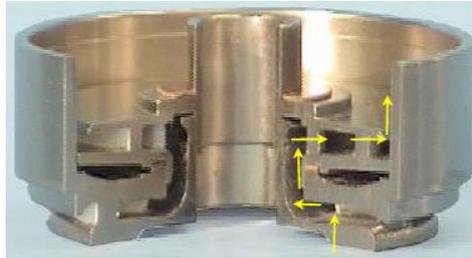


Figura 2.27 Etapa de Flujo Radial  
(Carreño, 2006)

#### 2.4.2.3.6.4 Nomenclatura.

Las ESP tienen una nomenclatura especial donde se indican: número de etapas, serie, material de las etapas, caudal en el mejor punto de eficiencia, tipo de construcción, configuración, aplicación especial y material del housing. En la (Figura 2.28) se indica y describe la nomenclatura de un ESP.

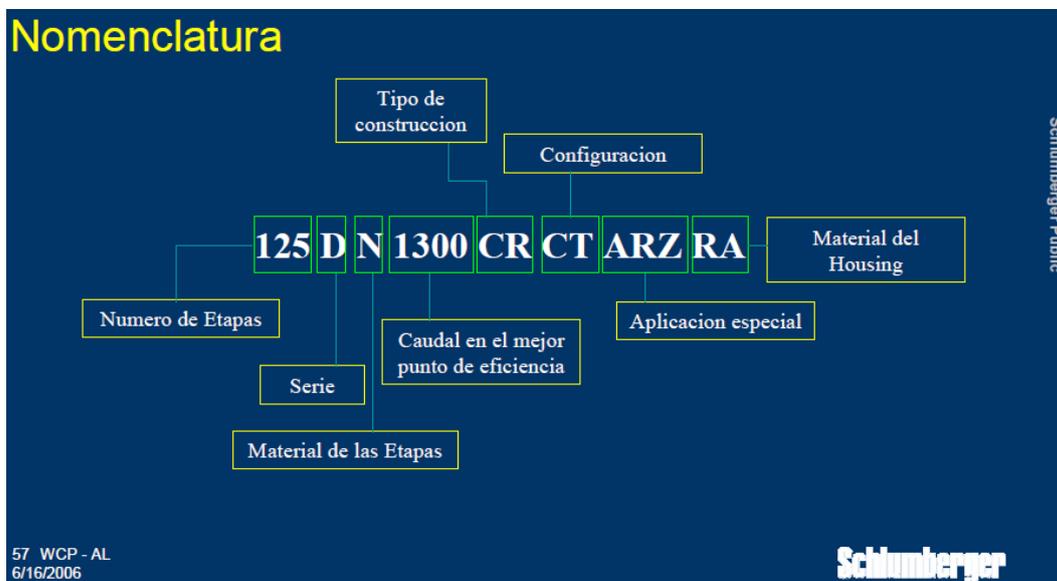


Figura 2.28 Bombas Electrosumergibles. Nomenclatura  
(Carreño, 2006)

En la Figura 2.29 se puede observar las abreviaturas más utilizadas en la nomenclatura de la ESP.

Nomenclatura para	Abreviatura	Definicion
Aplicacion especial	ARZ	Resistente a la abrasion. Bushing y Sleeve en Zirconio
	ES	Estabilizacion mejorada
Material del Housing	RA	Pedaloy
	CS	Carbon Steel
	SS	Acero Inoxidable
Construccion	C	Compresora
	FL	Flotadora
	CR	Compression Ring
Configuracion	CT	Center Tandem
	LT	Lower Tandem
	UT	Upper Tandem
	S	Single
Eje	HSS	Eje de alta resistencia

Figura 2.29 Abreviaturas Nomenclatura ESP

(Carreño, 2006)

En la Figura 2.28 se puede observar que existen en la nomenclatura un espacio para aplicaciones especiales, esto se refiere a abrasión y corrosión a la cual está expuesta la etapa.

Cuando existe abrasión severa en el sistema se utiliza la configuración ARZ que son etapas con bujes de circonio en la cabeza y en la base que están distribuidas uniformemente a lo largo de la ESP con la finalidad de brindar mayor firmeza al eje radial. Utilizan “thrust washers” (arandelas de empuje) de mayor espesor.

Si la abrasión es moderada se utiliza la configuración de “Estabilización Mejorada” (ES) que utiliza bujes de circonio solamente en la cabeza y en la base. (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005).

Todos los elementos exteriores de la ESP están sometidos a corrosión, en especial el housing que está diseñado con un material convencional (Carbon Steel), se lo puede

hacer más resistente a la corrosión añadiendo un material llamado "REDALLOY". (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005).

#### **2.4.2.3.7 Cabezal de Descarga.**

El cabezal de descarga, debe ser equipado con un cabezal en el tubing tipo hidratante o empaque cerrado. (Elcybernavegante, 2011).

Más información se tiene en la sección 2.4.2.2.5 Cabezal de pozo.

#### **2.4.2.3.8 Cable Eléctrico de Potencia.**

Los cables eléctricos de potencia son el medio conductor que suministra de energía eléctrica al motor ES desde la Caja de Venteo. Los cables pueden ser de tipo plano o de tipo redondo en forma simple (Figura 2.30) y/o con tubo capilar (Figura 2.31). El tubo capilar es usado para inyectar químicos dentro del pozo.



Figura 2.30 Cable de potencia Plano y Redondo

(Carreño, 2006)

La geometría del cable de potencia viene especificada por las letras F para la configuración del cable plano y R para la configuración del cable redondo.

La capacidad de voltaje en el que el cable eléctrico de potencia puede operar está especificada por los números 3, 4, 5, 8 que es la capacidad de voltaje en KV.

Para seleccionar el cable de potencia adecuado se debe considerar las propiedades eléctricas, las dimensiones físicas, la resistencia al ambiente de operación, la temperatura, la resistencia mecánica, las condiciones de manejo y el espacio disponible (clearance). (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005).

Los elementos internos que el cable eléctrico de potencia posee son: Conductor, Aislamiento, Barrera, Chaqueta, Armadura, Capilar (en algunos casos) y, la forma, tal como se muestra en la Figura 2.31

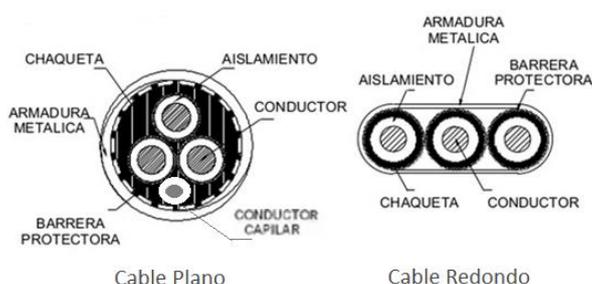


Figura 2.31 Cables Eléctricos de Potencia

(Aviles Aragon, 2013)

En la Tabla 2.4 se muestran las propiedades que los elementos internos de los cables eléctricos de potencia poseen, se debe escoger estas propiedades de acuerdo a las condiciones de operación que presente el pozo.

<b>CONDUCTOR</b>	SOLIDO	COMPACTO	ESTRIADO		
<b>AISLAMIENTO</b>	PPE COPOLIMERO	EPDM 1	EPDM 2	EPDM 3	EPDM 4
<b>BARRERA</b>	CINTA TEDLAR	SOLEF EXTRUSION	FEP EXTRUSION	HIGH-TEMP TAPE	PLOMO
<b>CHAQUETA</b>	HDPE	LOW-TEMP NITRILO	STANDARD NITRILO	HIGH-TEMP NITRILO	EPDM
<b>ARMADURA</b>	ACERO GALVANIZADO	GALVANIZADO PESADO	DOUBLE GALVANIZADO	ACERO INOXIDABLE	MONEL
<b>FORMA</b>	PLANO	REDONDO			

Tabla 2.4 Propiedades de los elementos internos de los Cables Eléctricos de Potencia

(Carreño, 2006)

El conductor es fabricado en 3 tipos: sólido, trenzado (estriado) y compacto (

Tabla 2.5) dependiendo de la necesidad del motor y las condiciones de pozo, el calibre más utilizado en los equipos ES es AWG#2.

Para seleccionar el tipo de conductor adecuado para el cable eléctrico de potencia, se debe considerar el tamaño, la resistencia, la flexibilidad y el costo. (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005)

En la

Tabla 2.5 se detallan las principales características que presentan los conductores.

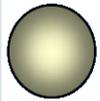
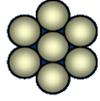
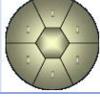
Conductor	Propiedades	Figura
Sólido	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Menor diámetro</li> <li>✓ Menor costo</li> </ul>	
Trenzado	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Mayor Flexibilidad</li> <li>✓ Mayor Resistencia</li> </ul>	
Compacto	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Posee hasta un 10% menos diámetro que el conductor trenzado</li> </ul>	

Tabla 2.5 Conductores del Cable eléctrico de Potencia. Tipos, Propiedades y Figuras  
(Carreño, 2006)

Para seleccionar el tipo de aislamiento adecuado para el cable eléctrico de potencia, se debe considerar la temperatura, los cambios de presión, la GOR, presencia de CO<sub>2</sub> y, el efecto del crudo.

Los tipos de aislamiento más usado son dos: Polipropileno Copolímero y Etilen-Propileno-Dieno-Metileno (EPDM). (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005). En la

Tabla 2.6 se describen las principales ventajas y desventajas al momento de escoger un tipo de aislamiento.

Aislamiento	Ventajas	Desventajas
<b>Polipropileno Copolímero</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Es resistente a fluidos emitidos del pozo.</li> <li>✓ Posee buenas propiedades eléctricas.</li> <li>✓ Bajo costo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No soporta altas temperaturas, a 205<sup>0</sup>F pierde sus características y se ablanda.</li> <li>- Se puede trizar bajo ciertos parámetros y condiciones de operación.</li> </ul>
<b>Etilen-Propilen-Dieno-Metileno (EPDM)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Trabaja en altas temperaturas (hasta 550<sup>0</sup>F).</li> <li>✓ Posee buenas propiedades eléctricas sin embargo pierde más potencia que el polipropileno.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No posee buena resistencia a los fluidos del pozo.</li> <li>- Cuando tiene contacto con el aceite se hincha.</li> <li>- En altas temperaturas está expuesto a daños mecánicos.</li> </ul>

Tabla 2.6 Aislamientos Cables Eléctricos de Potencia. Tipos, Ventajas y Desventajas  
(Carreño, 2006)

La armadura metálica del cable eléctrico de potencia tiene la característica de ser un protector del cable, existen algunos tipos de armadura como: acero galvanizado estándar, acero galvanizado pesado, doble galvanizado, acero inoxidable, monel. (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005).

#### **2.4.2.3.8.1 Nomenclatura.**

La nomenclatura que reciben los cables eléctricos de potencia se debe a sus propiedades, estas son: tamaño y tipo del conductor, aislamiento, chaqueta, barrera,

espesor de la armadura, armadura, rating de voltaje, geometría, (Cordova, Erazo, & Herrera, 2005), tal como se muestra en la Figura 2.32

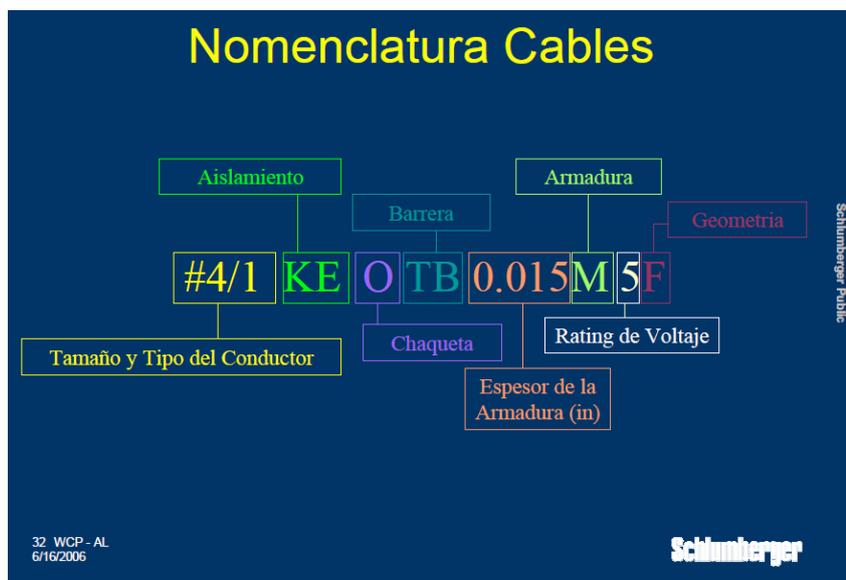


Figura 2.32 Cables Eléctricos de Potencia. Nomenclatura  
(Carreño, 2006)

#### 2.4.2.4 *Ventajas del Bombeo Electrosumergible.*

Las principales ventajas del Bombeo Electrosumergible son las siguientes:

- Puede elevar grandes rangos de volúmenes de fluido.
- Puede manejar altos cortes de agua.
- Se puede utilizar con baja presión de fondo.
- Se puede utilizar en pozos horizontales o desviados.
- Se puede operar bajo condiciones extremas como altas temperaturas, corrosión y abrasión utilizando en todos estos casos protectores especiales

- No existe mayor impacto ambiental.
- Aplicable en operaciones costa afuera.
- Puede ser monitoreado a través de controles automatizados.
- Permite el uso de capilares en medios corrosivos y con producción de escala.

#### **2.4.2.5      *Desventajas del Bombeo Electrosumergible.***

- El costo de implementación es alto.
- No es recomendable cuando se tienen presiones bajas de fondo.
- No es rentable al manejar bajos volúmenes de fluido.
- La temperatura es una de las principales limitaciones del sistema ya que afecta los cables, altas temperaturas afectan a los elastómeros utilizados en el equipo, temperatura del motor.
- Problemas en los pozos con alto GOR y producción de sólidos.
- No es recomendable cuando se tienen profundidades medias.
- La reparación del equipo de fondo requiere reacondicionamiento del pozo.
- Se requieren altos voltajes (aproximadamente 1000 voltios).
- Si la presión del pozo es inferior que el  $P_b$ , el BES pierde eficiencia en su levantamiento, puede el sistema bloquearse por la presencia de gas.

## 2.5 Diseño Básico y Selección de la Bomba Electrosumergible

Para diseñar y seleccionar una ESP se deben seguir unos pasos básicos que permitan calcular las variables de diseño de una instalación.

- Datos de producción de pozo y con qué tipo de instalación cuenta,
- Potencial de producción (Caudal máximo de extracción),
- Carga dinámica total (TDH),
- Selección del tipo de bomba,
- Dimensiones de la bomba (número de etapas),
- Selección del motor ES (potencia),
- Selección del cable eléctrico de potencia,
- Selección del Transformador y Tablero

Después de conocer y analizar los puntos antes descritos, se debe también conocer aspectos como:

- Presión límite del Housing,
- Potencia límite del eje,
- Carga sobre el cojinete del protector.

### **2.5.1 Datos de Producción del Pozo.**

Los datos que se requieren recolectar para el análisis de un pozo son:

1. Caudal bruto actual ( $\text{m}^3/\text{día}$ )
2. Porcentaje de agua (BSW %)
3. Densidad del fluido ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ )
4. Nivel dinámico (mbbdp) m
5. Nivel estático (mbbdp)
6. Presión de boca de pozo ( $\text{Kg}/\text{cm}^2$ )
7. Intervalo de punzado(s) (mbbdp)
8. Diámetro del casing (in)
9. Diámetro del tubing (in)
10. Mbbdp = metros bajo boca de pozo

### **2.5.2 Potencial de Producción.**

El potencial de producción se refiere al caudal máximo que se puede extraer de un pozo. Para determinar este caudal se debe considerar el nivel dinámico por sobre el punzado (disparo, cañón) con el que se desea operar.

El punzado provoca una herida abierta en el pozo de donde sale crudo de la arena, permite ver de una muestra la cantidad de crudo que alberga en la zona porosa afectada con el punzado y estimar para el resto del pozo.

Al trabajar con un fluido monofásico en el intake de la ESP es recomendable tener un nivel de fluido superior al punzado para evitar la cavitación del equipo de fondo por la presencia de gas, al tener un nivel de fluido mayor se puede asegurar una presión de fondo fluyente mayor al punto de burbuja ( $P_{wf} > P_B$ ).

Para calcular el caudal óptimo de extracción se debe analizar cada flujo puesto que cada fluido tiene su propia ecuación de análisis.

### **2.5.3 Carga Dinámica Total (TDH).**

El Total Dynamic Head (TDH), permite calcular el número de etapas que se deben instalar en la ESP.

Este valor representa la diferencia de presión a la que está sometida la ESP en altura de columna de líquido, la Ecuación 2.2 se aplica para calcular el TDH:

$$TDH = P_{bdp} + P_{cf} + ND \quad (2.2)$$

Donde:

TDH = Carga dinámica total (m),  $P_{bdp}$  = Presión en boca de pozo (metros de columna de fluido),  $P_{cf}$  = Pérdida de carga por fricción en los tubings (m), ND ( $m_{bbdp}$ ) = Nivel dinámico del fluido (metros bajo boca de pozo). (Hirschfeldt, 2008)

### 2.5.3.1 Ecuación para el cálculo de la Presión boca de pozo ( $P_{bdp}$ ).

La Ecuación 2.3 se aplica para calcular el  $P_{bdp}$

$$P_{bdp} = \frac{P_c}{\rho_f} \times 10 \quad (2.3)$$

Donde:

$P_{bdp}$  = Presión en boca de pozo (m),  $P_c$  = Presión de cabeza ( $\text{Kg/cm}^2$ ),  $\rho_f$  = Densidad del fluido ( $\text{gr/cm}^3$ ). (Hirschfeldt, 2008)

La densidad del fluido ( $\rho$ ) de la mezcla petróleo y agua, puede ser tomada como la suma de los porcentajes de las densidades, como se expresa en la Ecuación 2.4

$$\rho_f = \% \text{ agua} \cdot \rho_{\text{agua}} + \% \text{ petróleo} \cdot \rho_{\text{petróleo}} \quad (2.4)$$

Donde:

$\rho_f$  = Densidad del fluido ( $\text{gr/cm}^3$ ),  $\% \text{ agua}$  = Porcentaje de agua presente en el fluido (%BSW),  $\rho_{\text{agua}}$  = Densidad del agua ( $\text{gr/cm}^3$ ),  $\% \text{ petróleo}$  = Porcentaje de petróleo en el fluido,  $\rho_{\text{petróleo}}$  = Densidad del petróleo ( $\text{gr/cm}^3$ ). (Weisbrot, 2002)

### 2.5.3.2 Ecuación para el cálculo de las Perdidas de Carga por Fricción en el Tubing ( $P_{cf}$ ).

La Ecuación 2.5 se aplica para calcular la  $P_{cf}$

$$P_{cf} = 2,083 \left[ \frac{100}{C} \right]^{1,85} \left[ \frac{Q}{34,3} \right]^{1,85} \frac{1}{ID^{4,8655}} \quad (2.5)$$

Donde:

$P_{cf}$  = Pérdida de carga por fricción en los tubings (m),  $C = 120$  (constante),  $Q$  = Caudal (BFPD),  $ID$  = Diámetro interno del tubing (in). (Weisbrot, 2002)

La  $P_{cf}$  también se lo puede determinar mediante la representación gráfica de la ecuación de Hazen Williams que aplica para diversos diámetros de tubing como se muestra en la Figura 2.33

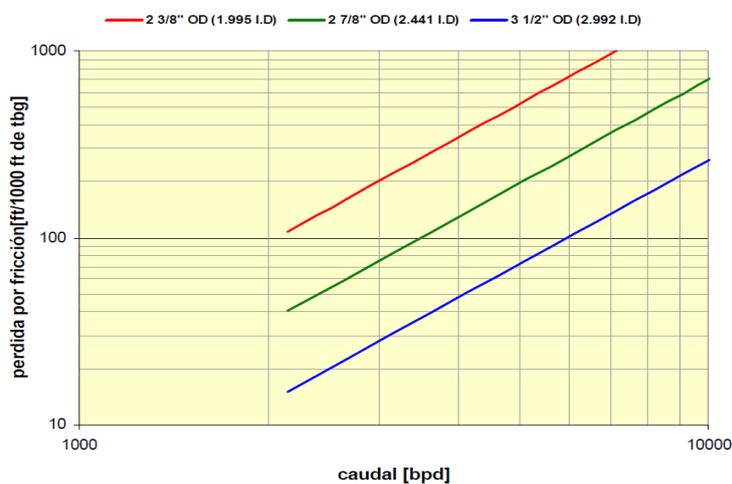


Figura 2.33 Cálculo de  $P_{cf}$  mediante la ecuación de Hazen para diferentes diámetros de tubing

(Hirschfeldt, 2008)

### 2.5.3.3 *Presión de Nivel Dinámico del fluido, metros bajo boca de pozo (mbbdp).*

La presión de nivel también es conocida como la presión debida a la columna de líquido a elevar, es aquella presión convertida en nivel dinámico sobre el intake de la bomba. Se puede determinar esta presión con el nivel de fluido obtenido al caudal teórico a extraer.

#### **2.5.4 Selección del Tipo de Bomba.**

Para seleccionar el tipo de bomba a usar se considera el caudal que se puede extraer del pozo para una cierta carga dinámica y según las limitaciones del tamaño del casing.

La elección más económica es regularmente cuando se eligen equipos de serie grande, es decir equipos con diámetros grandes, el limitante es el diámetro del casing.

La bomba escogida debe ser aquella bomba en que el caudal teórico a extraer esté dentro de los límites recomendables de operación y lo más cerca posible a la máxima eficiencia.

Al momento de elegir se puede llegar a tener 2 o más bombas candidatos cerca de la máxima eficiencia, la selección final se debe basar en: Factor económico, es decir comparar precios entre las opciones y, la Potencia requerida que depende del consumo y el precio del motor.

Las características de funcionamiento de una bomba son: eficiencia, capacidad de elevación, potencia consumida por etapa, rangos de operación. En la Figura 2.34 se puede observar la curva de comportamiento de la bomba GC2900.

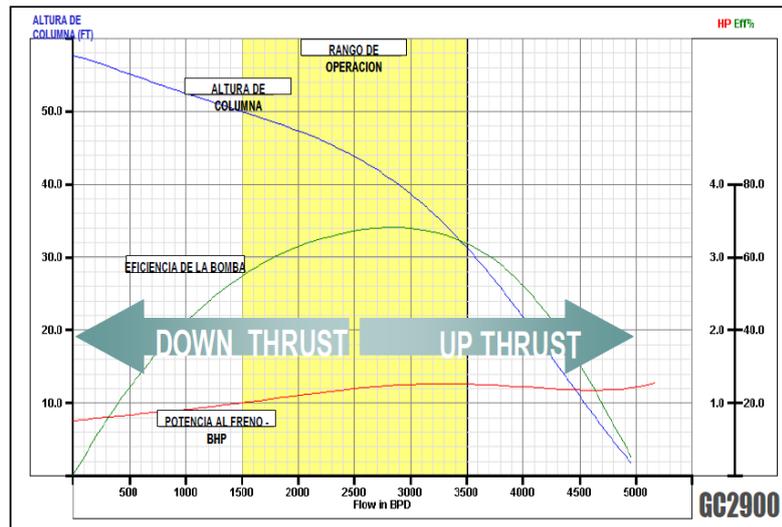


Figura 2.34 Curva de comportamiento Bomba GC2900  
(Bombeo Electrosumergible, 2011)

#### 2.5.4.1 Capacidad de elevación (Head Capacity).

El Head Capacity indica la altura de fluido que cada etapa puede levantar en función de los BFPD que se extraen del pozo. Mediante el Head Capacity se puede determinar cómo varía el caudal en función a la altura de la elevación de la etapa, en otras palabras como varía el caudal en función de la contrapresión ejercida sobre la etapa. Al Head Capacity también se le conoce como la curva de altura de la bomba o curva de elevación por etapa.

#### 2.5.4.2 Curva de Potencia (BHP).

La curva de potencia indica la potencia en caballos de fuerza (hp) que se requiere en cada etapa de la bomba ES para tener el caudal deseado para poder levantar el fluido (BPD).

### 2.5.4.3 *Curva de Eficiencia.*

La curva de eficiencia indica como varia la eficiencia de la bomba ES en función de los BFPD. Gracias a esta curva se puede determinar la máxima eficiencia de la bomba con el máximo caudal extraído del pozo por día.

Los impulsores al tener un movimiento rotatorio hacen que los impulsores soporten un empuje hacia arriba o hacia abajo (Upthrust o Downthrust).

Cuando el empuje es hacia arriba se denomina Upthrust que señala el funcionamiento de la bomba al lado derecho del punto de máxima eficiencia de la bomba.

Cuando el empuje es hacia abajo se denomina Downthrust que señala el funcionamiento de la bomba al lado izquierdo del punto de máxima eficiencia de la bomba.

Cuando la bomba tiene un funcionamiento con frecuencia variable, los BPD que la bomba puede extraer tiene un comportamiento según las Curvas tipo Tornado, curvas que se pueden observar en la Figura 2.35

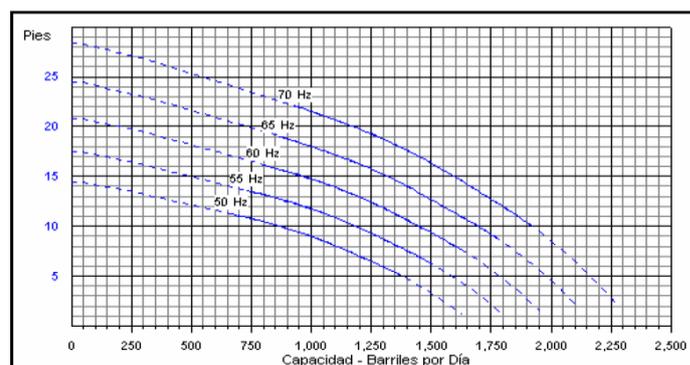


Figura 2.35 Curvas tipo Tornado para la bomba GC2900

(Baker, 2000)

### **2.5.5 Dimensiones de la Bomba (número de etapas).**

El número de etapas requeridas en el diseño de una bomba se puede determinar gracias a la Ecuación 2.6

$$\text{Número de etapas} = \frac{TDH}{epe} \quad (2.6)$$

Donde:

TDH =Carga dinámica total (m o ft), epe = Elevación por etapa (m/etapa o ft/etapa). (Hirschfeldt, 2008)

### **2.5.6 Selección del Motor ES (potencia).**

Para seleccionar el motor ES ideal para nuestro requerimiento es necesario enfocarnos en la potencia que este va a requerir. En el mercado existe un sin número de motores al alcance del cliente, sin embargo al rato de adquirir uno se debe realizar un análisis acerca de la potencia necesaria, el rango de voltaje, la frecuencia, la temperatura de operación, ambiente corrosivo entre otros factores.

La potencia mínima que el motor requiere para su funcionamiento se determina a través de la potencia que consume cada etapa (por curva) y multiplicándola por el número de etapas. A este cálculo se debe multiplicar por la densidad del fluido ( $\rho_f$ ) para poder corregir los hp requeridos de acuerdo al tipo de fluido, tal como se indica en la ecuación 2.7.

$$\text{HP requeridos} = \frac{\text{hp/etapa}}{\text{Número de etapas}} \times \rho_f \quad (2.7)$$

Donde:

HP requeridos = Potencia mínima que el motor requiere (hp),  $hp/etapa =$  Potencia consumida cada etapa (hp), Número de etapas = número de etapas de la bomba,  $\rho_f =$  Densidad del fluido ( $g/m^3$ ). (Hirschfeldt, 2008)

### 2.5.7 Selección del Cable Eléctrico de Potencia.

Para seleccionar el cable eléctrico de potencia se debe considerar la corriente máxima consumida, el diámetro del cable y que la caída de voltaje sea inferior a los 10 voltios por cada 100 metros. En la Figura 2.36 se puede observar la caída de voltaje de acuerdo al diámetro del cable.

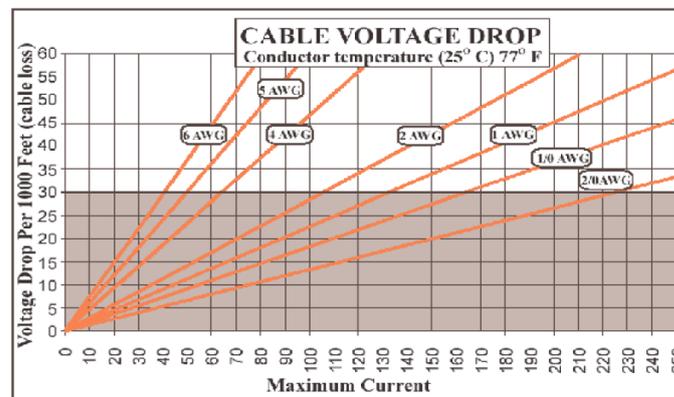


Figura 2.36 Caída de Voltaje en Cables

(Hirschfeldt, 2008)

### 2.5.8 Selección del Transformador y Tablero.

Para seleccionar el transformador y tablero en un sistema de levantamiento artificial, se debe calcular la potencia y voltaje de los elementos que este levantamiento conforman. Para poder determinar el voltaje total requerido en los equipos de superficie se debe sumar el voltaje generado por el motor, para saber este voltaje se debe colocar la potencia indicada en el catálogo, más la caída total de voltaje que se produce a en todo el

cable. La temperatura de fondo incide en la caída de voltaje razón por la cual se debe aplicar un factor de corrección utilizando la Figura 2.37

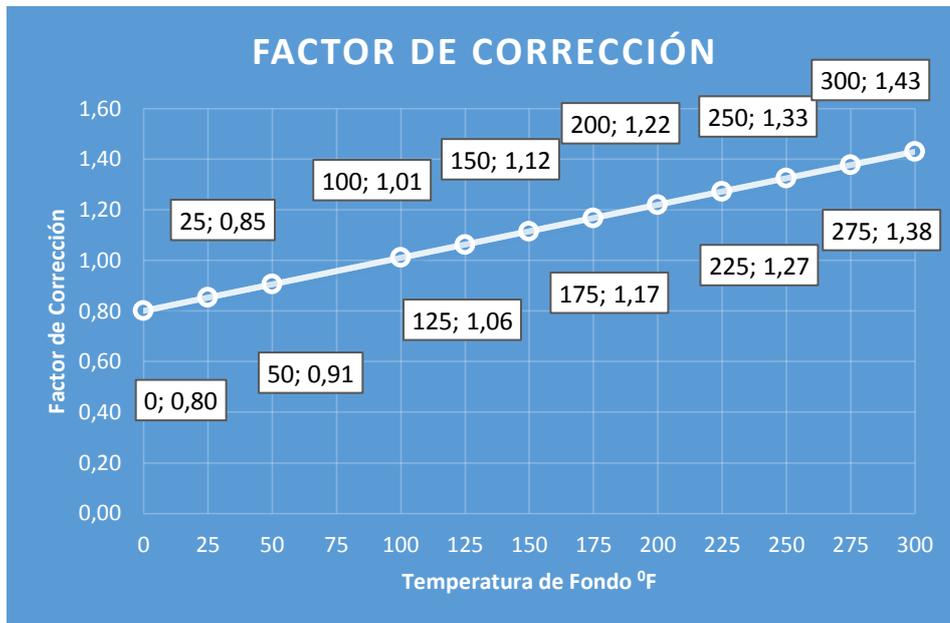


Figura 2.37 Factor de Corrección caída total de voltaje en el cable.

(Weisbrot, 2002)

Toda instalación electrosumergible es alimentada por una conexión trifásica, la potencia del transformador debe ser mayor a la potencia en KVA requerida en superficie. La Ecuación 2.8 se utiliza para calcular el KVA.

$$KVA = \frac{\text{Voltaje en superficie} \times \text{Corriente de placa del motor} \times 1,732}{1000} \quad (2.8)$$

### 2.5.9 Presión límite del Housing.

La presión límite del housing se puede calcular con la Ecuación 2.9

$$\text{Presión límite housing} = P(Q_0) \times \text{Número de etapas} \times P_{em} \quad (2.9)$$

Donde:

$P(Q_0)$  = Altura por etapa a valvula cerrada (m),  $P_{em}$  = Peso especifico promedio del fluido ( $N/m^3$ ). (Weisbrot, 2002)

### **2.5.10 Potencia limite del Eje.**

Para conocer la potencia límite del eje se debe ir al catálogo del fabricante de la bomba electrosumergible seleccionada que indica a más de la potencia límite del eje, el número máximo de etapas que pueden ser instaladas en el sistema.

### **2.5.11 Carga sobre el cojinete del Protector.**

La ecuación que se utiliza para calcular la carga sobre el cojinete del protector se puede ver en la Ecuación 2.10

$$TL = H_o \times \text{Número de etapas} \times P_{em} \times \text{Shaft Area} \quad (2.10)$$

Donde:

$TL$  = Carga sobre el cojinete,  $H_o$  = Elevación por etapa para bomba cerrada (en el mínimo rango de operación),  $P_{em}$  = Peso específico promedio del fluido,  $\text{Shaft Area}$  = Área del eje. (Weisbrot, 2002)

La carga sobre el cojinete se calcula para escoger entre cojinetes estándar o de alta carga.

## **2.6 Análisis de Pruebas de Presión**

Para poder determinar el potencial de los campos es necesario tener toda la información de los yacimientos con el propósito de estudiar el desempeño de los pozos y

así poder estimar su producción futura mediante varios sistemas de levantamiento. Las Pruebas de Presión Transitoria brindan la información necesaria para hacer ingeniería de yacimientos como de producción, a partir de esta información se puede hacer el análisis nodal del pozo.

Las pruebas de presión consisten en generar disturbios en la tasa de flujo de los pozos y medir variaciones de presión en el tiempo en los pozos, estimar propiedades del fluido, de pozo y de roca.

Gracias a las pruebas de presión se pueden obtener datos como la presión de reservorio, presión de pozo fluyente, daño a la formación, permeabilidad, volumen de reservas, discontinuidades del reservorio, etc.

### ***2.6.1 Pruebas de Restauración de Presión (Build Up).***

Las pruebas de restauración de presión son una de las pruebas más utilizadas en la industria petrolera, también son conocidas como pruebas Build up (B'UP).

Las pruebas Build up significa que se debe cerrar un pozo productor que ha producido, en un tiempo determinado, caudal estable. Durante el tiempo que el pozo está cerrado se monitorean y se graban las presiones de fondo usando un elemento electrónico asentando en el fondo del pozo. Al momento de cerrar el pozo la presión empieza a incrementarse desde la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), luego en un tiempo determinado ( $\Delta t$ ) de cierre, la presión de pozo puede restaurarse, la  $P_{wf}$  alcanza la presión estática  $P_e$ . La presión del yacimiento varía en función del tiempo. Finalmente esta información es interpretada obteniendo datos de permeabilidad, índices de

productividad, daños de formación, presiones de reservorio y de fondo fluvente entre otros. (Garcés & Tatés, 2012)

El análisis de esta prueba se facilita si el tiempo de producción es lo suficiente como para que se alcance un periodo de estabilización de  $P_{wf}$ , esto ocurre cuando se tiene un drenaje adecuado.

La Figura 2.38 muestra el comportamiento ideal de una prueba de restauración Build Up.

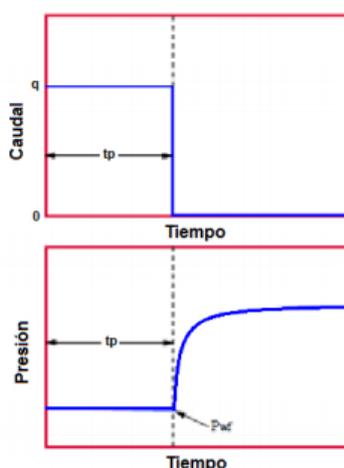


Figura 2.38 Comportamiento ideal de una Prueba de Restauración de Presión Build up  
(Garcés & Tatés, 2012)

## 2.7 Relación de Comportamiento de Afluencia (IPR)

El IPR (Inflow Performance Relationship). Cuando se diseña un sistema de producción, el caudal y la presión de fondo fluvente son variables que deben ser relacionadas entre sí, se deben tomar en cuenta parámetros como el diámetro de la tubería de producción, el choque en el cabezal, diámetros de las líneas de flujo y presión del separador. Para poder analizar cómo se comportan estos parámetros es indispensable

graficar la curva  $P_{wf}$  en función del caudal. Para poder realizar esta curva (IPR) se debe considerar dos puntos:

1. Para pozos que producen sobre el  $P_b$  (Sección 2.1), que es el punto de presión sobre el cual todo el fluido se encuentra en fase líquida (Yacimientos Subsaturados), la curva IPR debe ser construida considerando la ecuación del Índice de Productividad (IP).
2. Para pozos que producen bajo  $P_b$  que es el punto de presión bajo el cual empieza a liberarse gas en solución del fluido (Yacimientos Saturados), la curva IPR debe ser construida considerando la ecuación de Vogel.

## 2.8 Construcción de Curvas IPR

Para construir las curvas IPR se debe considerar el tipo de flujo, estos pueden ser Flujos Monofásicos y Flujos Multifásicos.

### **2.8.1 Construcción de Curvas IPR para Flujos Monofásicos ( $P_{wf} > P_b$ ).**

En la curva IPR para flujos monofásicos al nivel dinámico por sobre el punzado se lo considera usando el concepto de índice de productividad (IP). El IP (Productivity Index) es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo (reservorio). Se expresa como la relación entre el Caudal producido en tanque (Q) y la caída de presión del reservorio.

Cuando la  $P_{wf} > P_b$ , el flujo de fluido es similar al flujo monofásico, la curva que representa al IP se representa con una recta, representada por la Ecuación 2.11:

$$IP = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.11)$$

Donde:

IP = Índice de Productividad (adimensional), Q = Caudal de fluido de ensayo,  
 Pws = Presión estática promedio del reservorio, Pwf = Presión dinámica del reservorio  
 @ Q conocido. (Hirschfeldt, 2008)

Un ejemplo de construcción de una curva IPR para flujo monofásico se puede visualizar en la Figura 2.39.

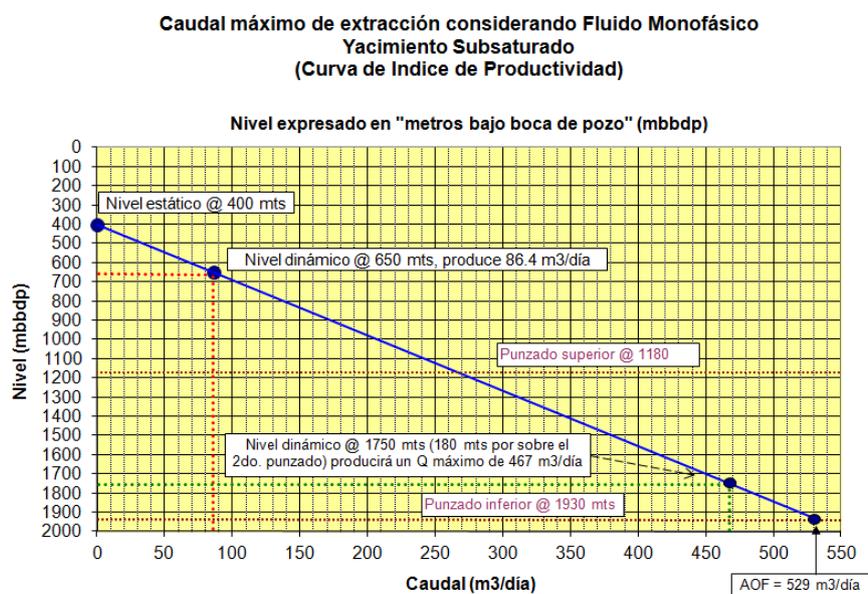


Figura 2.39 Curva IPR Flujo Monofásico (en función a Nivel)

(Cruz, 2015)

En la Figura 2.39 se ha graficado los datos de Caudal vs. Nivel de fluido (expresado en mbbdp). El nivel estático, localizado a 400 mbbdp, representa a una presión de reservorio (PR) equivalente a  $158.6 \text{ Kg/cm}^2$ . En este ejemplo, un nivel dinámico de 1750 mbbdp (180 metros por sobre el punzado), producirá un caudal máximo de  $467 \text{ m}^3/\text{día}$ .

La misma grafica se puede realizar como Caudal vs. Pwf (en este caso el nivel de fluido se lo transforma a presión), como se puede observar en Figura 2.40. En la curva se puede observar que cuando la Pwf es cero el caudal obtiene el máximo valor. A este caudal se lo denomina Aperture Open Flow (AOF). Este término usado solo en curvas construidas con la ecuación del IP. En este ejemplo el AOF es de 529 m<sup>3</sup>/día.

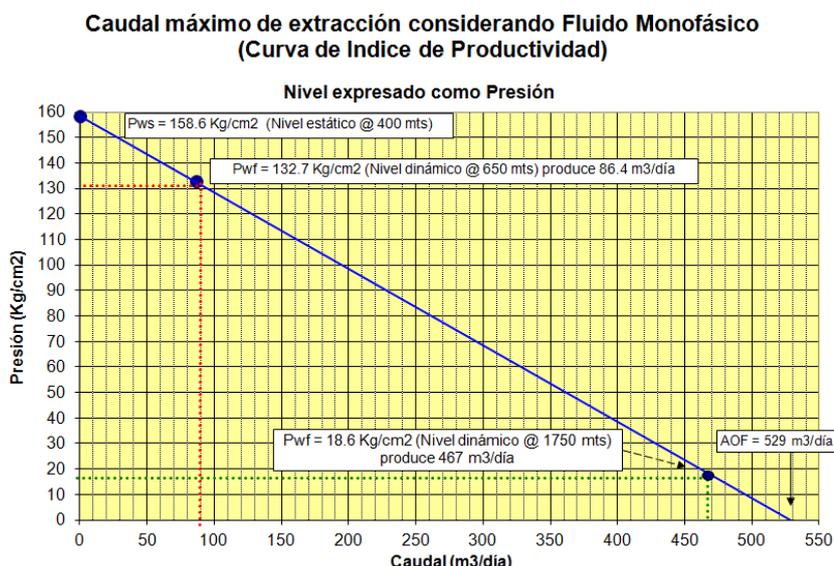


Figura 2.40 Curva IPR Flujo Monofásico (en función a Pwf)

(Cruz, 2015)

### 2.8.2 Construcción de Curvas IPR para Flujos Multifásicos ( $P_{wf} < P_b$ ).

En las curvas IPR para flujos multifásicos al nivel dinámico por sobre el punzado se lo considera usando la ecuación de Vogel,

$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{Q_{ensayo}}{1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2} \quad (2.12)$$

Donde:

$Q_{\text{máx}}$  = Caudal de fluido máximo,  $Q_{\text{ensayo}}$  = Caudal de fluido de ensayo,  $P_{\text{wf}}$  = Presión dinámica del reservorio @  $Q$  conocido,  $P_{\text{ws}}$  = Presión estática promedio del reservorio. (Hirschfeldt, 2008)

Un ejemplo de construcción de una curva IPR para flujo multifásico (construida con la ecuación de Vogel) se puede ver en la Figura 2.41 (curva rosada), a esta curva se la compara con la curva IPR (curva azul), que corresponde a un flujo monofásico (construida con la Figura 2.41 del IP).

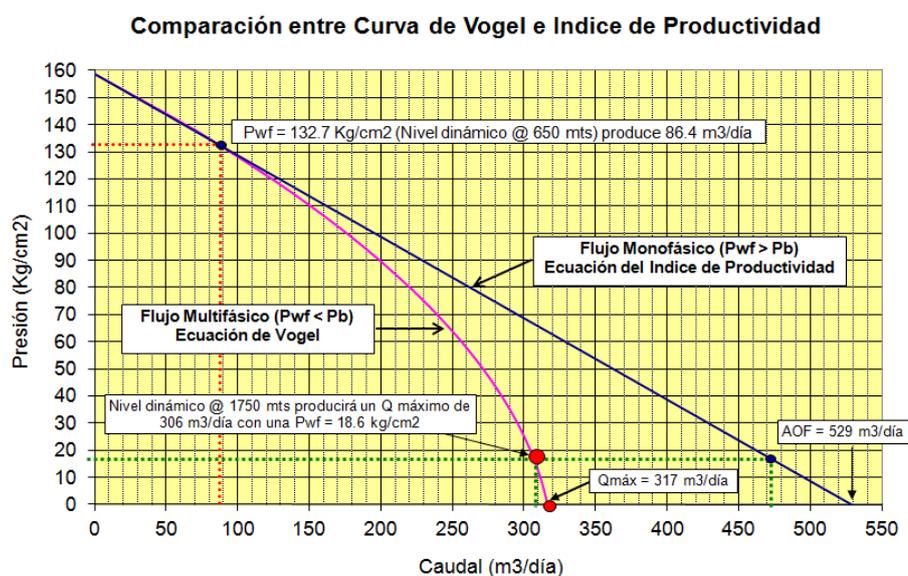


Figura 2.41 Curva IPR Flujo Multifásico (en función de  $P_{\text{wf}}$ )

(Cruz, 2015)

La mayoría de yacimientos que existen en el Ecuador son yacimientos subsaturados. Al comenzar su producción, las  $P_{\text{wf}}$  van decreciendo hasta llegar al  $P_{\text{b}}$ , efecto que provoca que muchos de los pozos produzcan bajo el  $P_{\text{b}}$  haciéndolos yacimiento saturados

En los campos existentes en el área Libertador ocurre este fenómeno y es por esta razón que en la construcción de las curvas IPR debe considerarse un nivel dinámico de fluido por sobre el punto de burbuja, con el propósito de disminuir el aporte de gas hacia el sistema de bombeo, lo cual baja la eficiencia del sistema.

En la Figura 2.42 se considera un  $P_b$  de  $50 \text{ Kg/cm}^2$ . Se debe construir una curva IPR (curva azul) utilizando la ecuación del IP para presiones mayores al  $P_b$  (debido a que es un yacimiento subsaturado). Para presiones bajo el  $P_b$  (yacimiento saturado) se usa la ecuación de Vogel (curva color verde).

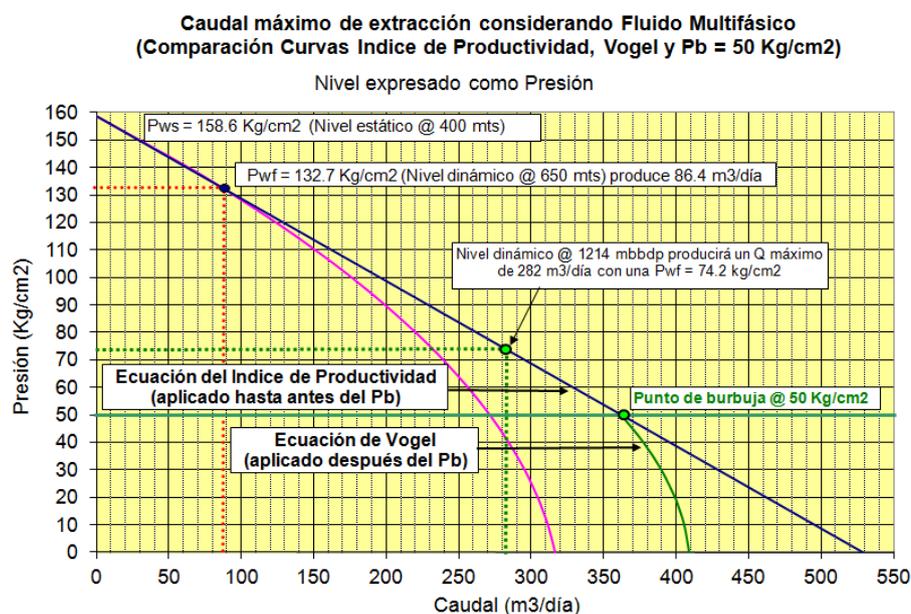


Figura 2.42 Curva IPR para Flujo Multifásico. El  $P_b$  es intermedio  
(Cruz, 2015)

## 2.9 Análisis Nodal en el Sistema de Bombeo Electrosomergible

El uso del sistema BES depende, entre otros factores, de la profundidad que se decida colocar la bomba ES, del volumen de fluido que se quiera extraer, del trabajo que se realice sobre el fluido y de ser el caso, del trabajo sobre el yacimiento. La bomba ES

succionara el fluido disminuyendo la  $P_{wf}$  consiguiendo de esta manera que la demanda de fluidos se ajusten con la capacidad de aporte de fluidos del reservorio.

La finalidad de aplicar la técnica de análisis nodal es el poder graficar las curvas de tasa de flujo en función de la presión de succión y la presión de descarga. Al obtener esta gráfica, se compara con la producción actual del pozo, de esta manera se puede concluir la existencia de problemas en el sistema de producción.

### 3 ANÁLISIS Y DESARROLLO

En el Capítulo 3 se analizan y seleccionan los pozos candidatos para el cambio del sistema de levantamiento hidráulico por el eléctrico de la estación Shushuqui ubicada en el Área Libertador. Con este cambio se desea incrementar la producción del campo que posean las condiciones de superficie y condiciones de yacimientos necesarias.

#### 3.1 Consideraciones para seleccionar los pozos candidatos.

Para poder incrementar la producción en los pozos, estos deben reunir ciertas características técnicas y operativas.

La primera consideración es obtener los datos de presiones y producciones de los pozos. Después se debe realizar un análisis más profundo de los aspectos técnicos de los sistemas de bombeo con el propósito de determinar si es aplicable o no el cambio de sistema de levantamiento propuesto. Finalmente se debe filtrar la selección de los pozos candidatos mediante un análisis de los siguientes parámetros (Pb, GOR, API,  $\mu$ ).

##### **3.1.1 Consideraciones iniciales para seleccionar los Pozos Candidatos.**

- Pozos con alto caudal. Los pozos con alto caudal normalmente están relacionados con altas presiones de fondo que pueden mejorar su eficiencia de producción. Requerimiento necesario para poder implementar un sistema de levantamiento eléctrico que maneja grandes volúmenes de fluido.

- Presiones Inestables. Las presiones son parámetros muy importantes para considerar en todo tipo de levantamiento, la inestabilidad de ellas hace necesario un cambio de sistema hidráulico a eléctrico como es el caso de la estación Shushuqui donde en su totalidad la extracción de crudo es a través de BH. La finalidad de realizar esta migración de sistemas es el poder lograr estabilizar la producción de los pozos que cuentan con el sistema hidráulico, a esta variación de presiones también se la conoce como desestabilización “power oil”.
- Pozos cercanos a centros poblados. La existencia de extensiones poblacionales cercanas a los pozos y líneas power oil ha provocado que el riesgo de accidentes cada vez incrementa ya que por dichas líneas pasa fluido con altas presiones (sobre los 3500 psi) siendo un peligro latente para la gente que vive cerca de los campos. La solución es el poder cambiar el sistema de levantamiento y en este caso sería aconsejable migrar a un sistema Mecánico. La implementación de bombeo mecánico en estos pozos de baja producción, ayudará además a mejorar la eficiencia de levantamiento del sistema en general

#### **3.1.1.1      *Desestabilización Power Oil.***

Las presiones inestables se producen porque existen en exceso pozos con el sistema de levantamiento hidráulico. La estación Shushuqui mantiene una producción en sus 11 pozos de 6500 BFPD que corresponden a 1800 BPPD aproximadamente, todos ellos producidos mediante BH pertenecientes a un sistema power oil centralizado en la misma estación.

Este sistema bombea 20 mil barriles de fluido motriz por día (crudo de 30<sup>o</sup>API) a través de 4 bombas de desplazamiento positivo. La presión de salida actualmente del sistema es de 3600 psi, el cual llega a los pozos entre 3400 y 3500 psi. Hace 20 años la presión inicial de salida era de 3800 psi y llegaban a los pozos presiones que fluctuaban entre 3600 y 3700 psi, presión que ha ido bajando por el tiempo de vida del sistema. Esta baja en la presión (200 psi) así como también el incremento de pozos en la estación y todo esto sumado a la antigüedad del sistema hace que el mismo se vuelva inestable lo que provoca pérdidas de producción estimados en 800 BPPD que depende de las condiciones de operación.

Para verificar la producción en pozos que tienen presiones de entrada de 3400 psi, han sido probados con unidades MTU (Mobile Testing Unit) con presión constante de 3550 psi, se logró un incremento de 80 a 110 BPPD en los pozos probados.

Una vez detallado la problemática de la estación Shushuqui, y con el fin de "aliviar" el sistema power oil, se han identificado 5 pozos que poseen buenas PWF por encima del Pb y que conforme a su producción y BSW pueden ser considerados como candidatos a migrar el sistema a BES.

### **3.1.2 Consideraciones técnicas y operativas.**

- El sistema de levantamiento eléctrico, BES, es el sistema ideal para bombear altos volúmenes de fluido. En la estación Shushuqui, la presencia de altos caudales hace muy viable la migración del sistema actual, incrementando la producción beneficiando al productor.

### 3.1.3 Consideraciones en el tipo de fluido.

El fluido debe tener ciertas características, en mi tesis me enfocare en los grados API y la viscosidad que debe tener el fluido.

#### 3.1.3.1 °API.

Los grados API es una escala dada por la American Petroleum Institute (API) que determina la densidad o gravedad específica del hidrocarburo. La Ecuación Gravedad

$$API = \frac{141.5}{\text{Gravedad Específica @ } 60^{\circ}F} - 131.5 \quad (3.1 \text{ se aplica para calcular la}$$

Gravedad API. El diseño del equipo depende del grado API que tenga el fluido.

$$\text{Gravedad API} = \frac{141.5}{\text{Gravedad Específica @ } 60^{\circ}F} - 131.5 \quad (3.1)$$

(Weisbrot, 2002)

#### 3.1.3.2 Viscosidad ( $\mu$ ).

La viscosidad es una propiedad que tiene cada fluido y es una medida de la resistencia al flujo cuando se aplica una fuerza. Es la resistencia a fluir o en su defecto la facilidad que tiene un fluido a fluir. Cuanto más grande es este número, más resistencia al flujo tiene el fluido, al elevar la temperatura del fluido se reduce la densidad y la viscosidad también disminuye.

Cuando se habla de fluidos hidrocarburiíferos, la presión y la temperatura son parámetros en los cuales al verse afectados puede variar la viscosidad. Por ejemplo, para un crudo que comienza a ser producido bajo el Pb, la viscosidad aumenta considerablemente debido a que el gas comienza a liberarse haciendo que el petróleo

crudo tenga menor movilidad (mayor viscosidad). Otro factor fuerte a considerarse al momento de diseñar un equipo de levantamiento es la viscosidad del fluido. (Essenfeld & Barberii, 2015)

#### **3.1.4 Selección de Pozos Candidatos.**

Antes de seleccionar los pozos candidatos a la migración del sistema de levantamiento hidráulico por el eléctrico, se analizaron los parámetros antes mencionados.

Se delimito hacer el análisis de la estación Shushuqui como estación modelo para el resto de estaciones del Área Libertador ya que esta estación produce petróleo casi en su mayoría de pozos a través de levantamiento por BH y también poseen sus pozos características especiales como alto caudal y altas presiones.

Otra característica que motivo hacer este estudio en la estación Shushuqui es que esta estación mantiene presiones inestables repercutiendo directamente en la producción. Al ser estos pozos migrados, ayudaran a estabilizar de cierta forma las presiones de cabeza en los pozos que no hayan sido tomados en cuenta para su migración.

La

Tabla 3.1 muestra las pruebas de producción de la estación Shushuqui del área Libertador actualizadas a Octubre 2013, en esta tabla también se puede observar los datos de Build up, el tipo de fluido que interviene en cada pozo y algunas observaciones relevantes.

## CAMPO SHUSHUQUI

POZO	ARENA	MÉTODO	EQUIPO INSTALADO	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AL 23 DE OCTUBRE DEL 2013								DATOS DE BUILD UP													TIPO DE FLUIDO: Carros Mo Esos le Aire	OBSERVACIONES
				FECHA	BFPD	BPPD	B/W %	API	P. Intake F. (mg/1000 (psi))	SALINIDAD (ppm Cl-)	ARENA	FECHA	PR (psi)	PWF (psi)	Q1 (BFPD)	Qo (BPPD)	B/W %	ho (pb/s)	P	s	K (md)	Pb (psi)	GOR (vol/stb)			
\$ 90-02	TI	PRH	JET 9B	23-oct-13	1248	120	90,4	27,3	3800	7000	TI	02-jun-12	3396	509	218	80	63,3	40	0,08	100,0	450	900	402	escala	Detos de BUP después de realizar tratamiento químico antiscales a la arena "U" el 25 de noviembre de 1996	
\$ 90-06	UI	PRH	JET 9H	22-oct-13	718	305	57,5	26,5	3600	34200	UI	18-sep-10	3144	1059	432	117	72,9	33	0,21	8,0	11	780	231	escala	No registra estimulaciones a ninguna arena	
\$ 90-09	UI	PRH	JET 9I	19-oct-13	71	56	20,5	26,8	3700	80240	UI	07-sep-13	2330	596	320	64	80,0	33	0,18	-2,6	12	920	231	escala	Realizan fractura hidráulica arena "U" el 18 de marzo de 2013	
\$ 90-10	UI	PRH	JET 9I	16-oct-13	1021	259	74,7	28,0	3720	38000	UI	02-ene-08	2696	1567	754	211	72,0	33	0,67	6,0	34	780	231	corrosión	No registra estimulaciones a ninguna arena	
\$ 90-12	UI	PRH	JET 9I	26-oct-13	363	138	62,1	24,1	3650	37500	UI	20-jun-96	3523	1301	992	853	14,0	33	0,45	5,2	132	780	231	escala	No registra estimulaciones a ninguna arena	
\$ 90-13	BT	PRH	JET 9I	24-oct-13	185	99	46,5	26,0	3720	40500	BT	25-mar-94	3221	2466	720	504	30,0	18	0,95	20,0	448	650	255	escala	Detos de BUP antes de realizar tratamiento de estimulación en arena "U" el 16 de febrero de 1996	
\$ 90-15	UI	PRH	JET 9A	20-oct-13	454	130	71,4	27,9	3500	37400	UI	28-mar-11	2481	975	312	287	8,0	33	0,21	9,0	20	780	231	escala	Detos de BUP posteriores a la adición de la arena "U" el 10 de junio de 1993	
\$ 90-18	UI	PRH	JET 10J	27-oct-13	433	146	66,3	24,2	3600	29500	UI	25-ago-04	3135	1892	-	-	-	33	-	-	123	780	231	escala	No registra estimulaciones a ninguna arena	
\$ 90-20	UI	PRH	JET 11J	26-oct-13	1355	154	88,6	29,1	3500	22500	UI	15-sep-11	3262	753	192	31	83,9	33	0,08	40,0	12	780	231	escala	No registra estimulaciones a ninguna arena	
\$ 90-21	UI	PRH	JET 9I	18-oct-13	524	193	63,2	26,5	3550	26500	UI	-	-	-	-	-	-	33	-	-	130	780	231	escala	No registra estimulaciones a ninguna arena	
\$ 90-22D	BT	PRH	JET 10J	28-oct-13	185	169	8,7	25,9	3450	40100	BT	16-may-13	703	259	239	241	6,9	18	0,38	-4,6	96	480	255	escala	No registra estimulaciones a ninguna arena	

Tabla 3.1 Pruebas de Producción de la estación Shushuqui del Área Libertador

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

### 3.1.4.1 *Cuadro de Pozos candidatos seleccionados de la Estación*

#### ***Shushuqui.***

En la

Tabla 3.2 se muestra la selección de los pozos a migrar de sistema de levantamiento. En la

Tabla 3.2 se puede ver que se encuentran resaltados en:

- Azul aquellos pozos seleccionados para migrar al sistema eléctrico, en
- Verde aquellos pozos seleccionados para migrar al sistema de levantamiento mecánico, y en
- Blanco aquellos pozos que no han sido seleccionados para migrar de sistema de levantamiento.

CAMPO SHUSHUQUI																								
POZO	METODO	EQUIPO INSTALADO	PRUEBAS DE PRODUCCION AL 28 DE OCTUBRE DEL 2013						DATOS DE BUILD UP										DATOS AL CORREGIR "S"			POZO CANDIDATO	SISTEMA PROPUESTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	P. Intake P. Inyeccion (psi)	FECHA	PR (psi)	PWF (psi)	Qt (BFPD)	Qo (BPPD)	BSW	IP	S	Pb (psi)	GOR (scf/stb)	PR (psi)	PWF (psi)	Qo (BFPD)			
SSQ-02	PPH	JET 9B	23-oct-13	1248	120	90,40%	27,3	3800	02-jun-12	3396	509	218	80	63,30%	0,08	100	900	402	-	-	-	NO	-	Pozo con daño en el cemento de arinato inferior. Se necesita realizar trabajo de cementación forzada. Pozo no es candidato para cambio de sistema de levantamiento
SSQ-06	PPH	JET 9H	22-oct-13	718	305	57,50%	26,5	3600	18-sep-10	3144	1059	432	117	72,90%	0,21	8	760	231	2694	1050	718	SI	BES	Tiene buena PWF sobre el Pb, pozo con alta presión y buen caudal. Pozo con daño 0, no necesita tratamiento a la formación. Pozo Buen candidato para cambio de sistema de levantamiento Hidráulico a Eléctrico.
SSQ-09	PPH	JET 9I	19-oct-13	71	56	20,50%	26,8	3700	07-sep-13	2330	596	320	64	80,00%	0,18	2,6	920	231	-	-	-	NO	-	El BSW es sensible. No es candidato para un cambio de sistema de levantamiento porque al incrementar frecuencia el agua puede venirse.
SSQ-10	PPH	JET 9I	16-oct-13	1021	258	74,70%	28	3720	02-ene-08	2696	1567	754	211	72,00%	0,67	6	760	231	2294	1142	1021	SI	BES	Tiene buena PWF sobre el Pb. Pozo con buena presión de fondo y caudal. Buen candidato para cambio de sistema de levantamiento Hidráulico a Eléctrico.
SSQ-12	PPH	JET 9I	28-oct-13	363	138	62,10%	24,1	3650	20-jun-95	3523	1301	992	853	14,00%	0,45	5,2	760	231	-	-	-	NO	-	Los datos de Build Up se deben actualizar.
SSQ-13	PPH	JET 9I	24-oct-13	185	99	46,50%	26	3720	23-mar-94	3221	2466	720	504	30,00%	0,95	20	650	255	-	-	-	SI	MECANICO	Los datos de Build Up se deben actualizar, los datos de las presiones no son confiables. Actualmente el pozo tiene baja producción, con una Pwf calculada menor al PB. El pozo esta cerca a un poblado. El pozo es buen candidato para Bombeo Mecánico.
SSQ-15	PPH	JET 9A	20-oct-13	454	130	71,40%	27,9	3500	28-mar-11	2461	975	312	287	8,00%	0,21	9	760	231	-	-	-	NO	-	El BSW es sensible. Nos es candidato para un cambio de sistema de levantamiento porque al incrementar frecuencia el agua puede venirse.
SSQ-18	PPH	JET 10J	27-oct-13	433	146	66,30%	24,2	3600	25-ago-04	3135	1892	-	-	-	-	-	760	231	2800	1050	1487	SI	BES	Se debe remover el daño del pozo para incrementar su índice de productividad. Pozo con alto Pwf por lo tanto es buen candidato para cambio de sistema de levantamiento Hidráulico a Eléctrico.
SSQ-20	PPH	JET 11J	26-oct-13	1355	154	88,60%	29,1	3500	15-sep-11	3262	753	192	31	83,90%	0,08	40	760	231	2980	1350	1355	SI	BES	Pozo con alto caudal productor, por lo tanto es buen candidato para cambio de sistema de levantamiento Hidráulico a Eléctrico.
SSQ-21	PPH	JET 9I	18-oct-13	524	193	63,20%	26,5	3550	-	-	-	-	-	-	-	-	760	231	2640	922	1495	SI	BES	Se requiere elevar su índice de productividad mediante remoción del daño en el pozo. Pozo con alto caudal productor, por lo tanto es buen candidato para cambio de sistema de levantamiento Hidráulico a Eléctrico.
SSQ-22D	PPH	JET 10J	28-oct-13	185	169	8,70%	25,9	3450	16-may-13	703	259	259	241	6,90%	0,58	-4,6	460	255	-	-	-	SI	MECANICO	El pozo esta cerca de un poblado, por su condición el pozo es buen candidato para Bombeo Mecánico.

Tabla 3.2 Selección pozos candidatos Campo Shushuqui

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

### **3.2 Construcción de Curvas IPR para los pozos candidatos a BES**

En esta sección se utiliza el método Vogel-Darcy para calcular la producción en los pozos candidatos a migrar de sistema. En las siguientes figuras se muestra la cantidad de barriles producidos por día actualmente en la estación Shushuqui según la presión y el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico actual.

En las Tablas consiguientes se proponen nuevos valores de presión que incrementarán la producción al cambiar su tipo de producción por BES en la estación Shushuqui.

Se ingresaron los nuevos valores propuestos en una hoja de cálculo proporcionada por una empresa petrolera para el desarrollo de las curvas y posterior análisis del nuevo caudal con la nueva presión ingresada.

### 3.2.1 Pozo SSQ-06.

Pozo	BFPD	BPPD	BSW	PR (psi)	PWF (psi)	Pb (psi)	J actual
SSQ-06	718	305	57,50%	2694	1050	760	0,44

Tabla 3.3 Datos Pozo SSQ-06

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

#### 3.2.1.1 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-06 con Pwf actual (1050 psi).

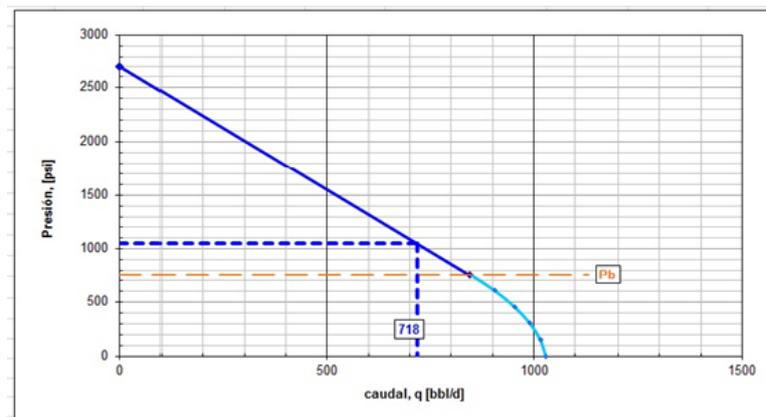


Tabla 3.4 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-06

#### 3.2.1.2 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-06 con Pwf recomendable (950 psi).

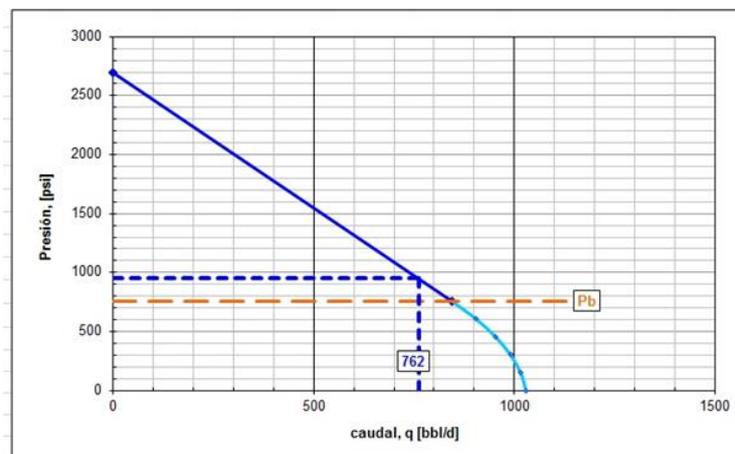


Tabla 3.5 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-06

Caudal deseado = 762 BFPD @ Pwf = 950 psi (presión que esta 190 psi sobre el Pb).

### 3.2.2 Pozo SSQ-10.

Pozo	BFPD	BPPD	BSW	PR (psi)	PWF (psi)	Pb (psi)	J actual
SSQ-10	1021	259	74,70%	2294	1142	760	0,89

Tabla 3.6 Datos Pozo SSQ-10

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

#### 3.2.2.1 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-10 con Pwf actual (1142

psi).

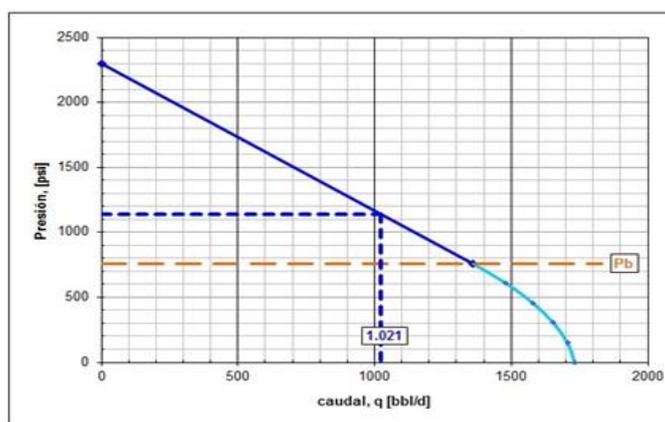


Tabla 3.7 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-10

#### 3.2.2.2 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-10 con Pwf recomendable

(950 psi).

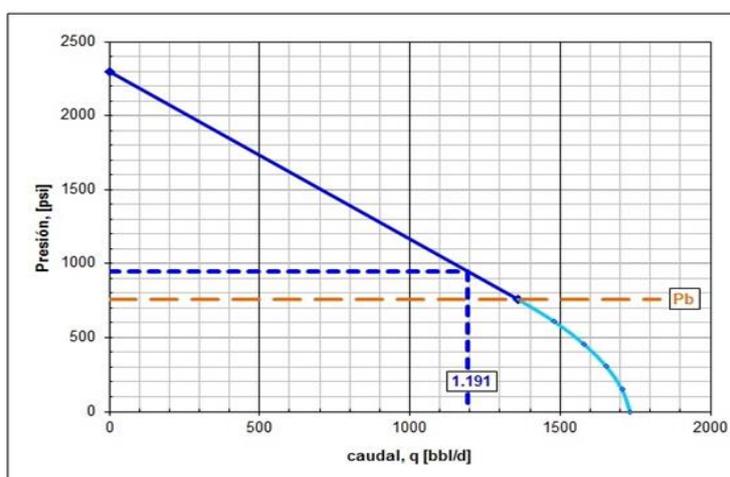


Tabla 3.8 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-10

Caudal deseado = 1191 BFPD @ Pwf = 950 psi (presión que esta 190 psi sobre el Pb).

### 3.2.3 Pozo SSQ-20.

Pozo	BFPD	BPPD	BSW	PR (psi)	PWF (psi)	Pb (psi)	J actual
SSQ-20	1355	154	88,60%	2980	1350	760	0,83

Tabla 3.9 Datos Pozo SSQ-20

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

#### 3.2.3.1 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-20 con Pwf actual (1350 psi).

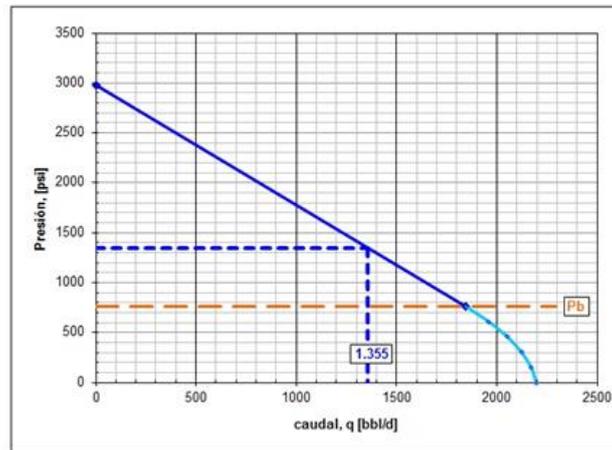


Tabla 3.10 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-20

#### 3.2.3.2 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-20 con Pwf recomendable (950 psi).

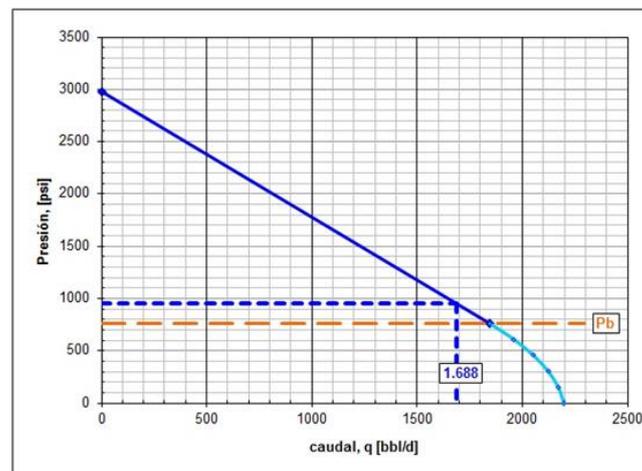


Tabla 3.11 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-20

Caudal deseado = 1688 BFPD @ Pwf = 950 psi (presión que esta 190 psi sobre el Pb).

Para los pozos SSQ-18 y SSQ- 21 es necesario remover el daño con la finalidad de elevar su índice de productividad. El comportamiento productivo de estos pozos es bajo al tener daño. Datos preliminares indican que estos pozos tenían buena producción pero que en el tiempo ha ido decayendo.

La producción inicial en el pozo SSQ-18 en el mes de enero del año 2014 fue de 749 BFPD, actualmente mantiene una producción de 433 BFPD con índice de productividad (J) de 0.25. (Cruz, 2015).

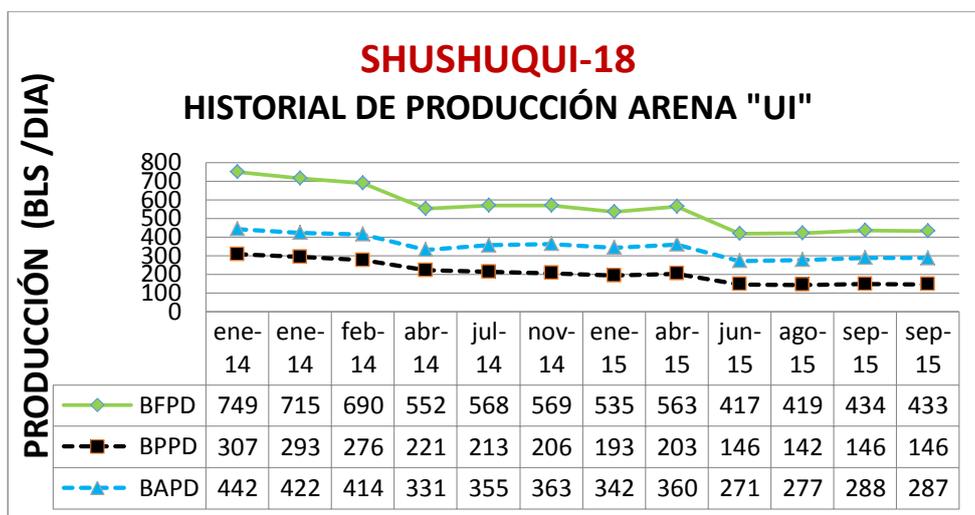


Tabla 3.12 Historial de Producción del pozo SSQ-18  
(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

La producción inicial en el pozo SSQ-21 en el mes de agosto del año 2014 fue de 727 BFPD, actualmente mantiene una producción de 524 BFPD con (J) de 0.31. (Cruz, 2015).

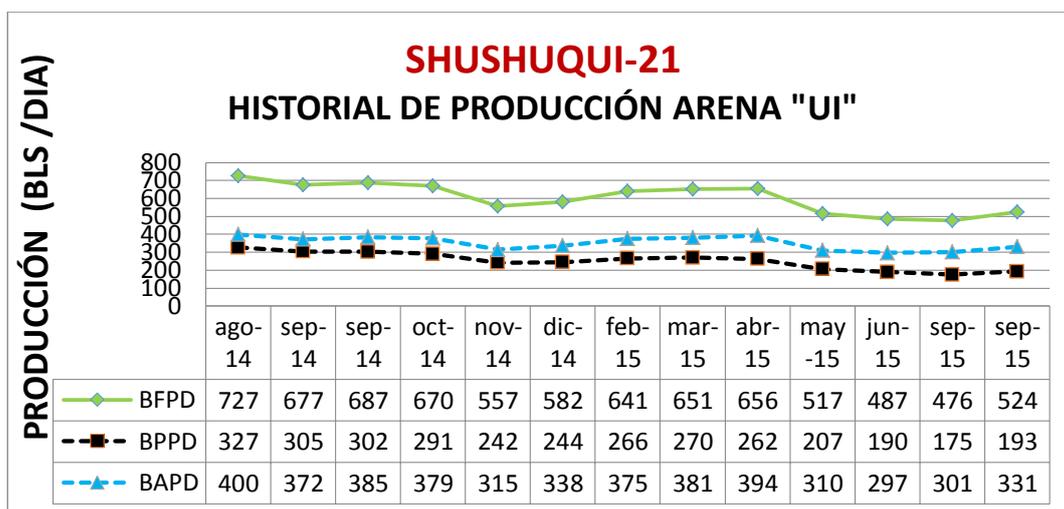


Tabla 3.13 Historial de Producción del pozo SSQ-21

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

Es por esta razón que para el análisis de los pozos antes mencionados, se debe hacer referencia a dos tablas que contienen diferentes valores de J y por consiguiente diferente número de barriles de fluido producidos por día.

### 3.2.4 Pozo SSQ-18.

Pozo	BFPD	BPPD	BSW	PR (psi)	PWF (psi)	Pb (psi)	J actual con daño
SSQ-18	433	146	66,30%	2800	1050	760	0,25

Tabla 3.14 Datos Pozo SSQ-18 con J actual

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

#### 3.2.4.1 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-18 con Pwf actual (1050 psi) y J actual (0.25).

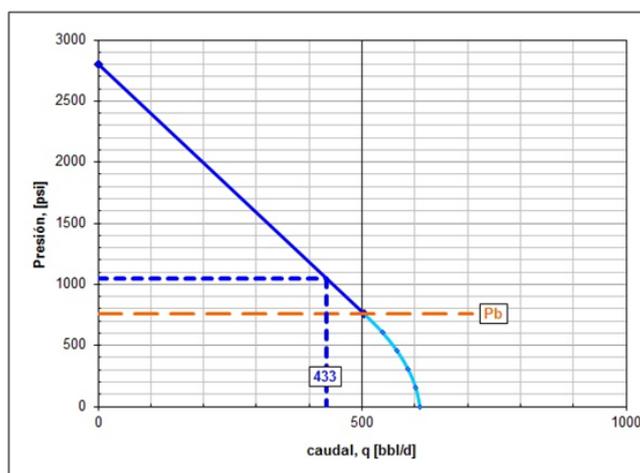


Tabla 3.15 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-18

Al remover el daño en este pozo mediante estudios, aplicaciones de químicos y tratamientos específicos según las condiciones de este pozo por parte de los Ingenieros Petroleros de EP, se estimó que el índice de productividad puede alcanzar un valor promedio de 0.85, valor que también se consideró para estimar la producción en el pozo SSQ-18. (Cruz, 2015)

### 3.2.4.2 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-18 con $P_{wf}$ recomendable

(950 psi) y  $J$  (0.85).

Pozo	BFPD	BPPD	BSW	PR (psi)	PWF (psi)	Pb (psi)	J mejorado
SSQ-18	1487	501	66,30%	2800	1050	760	0,85

Tabla 3.16 Datos Pozo SSQ-18 con  $J$  recomendado

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

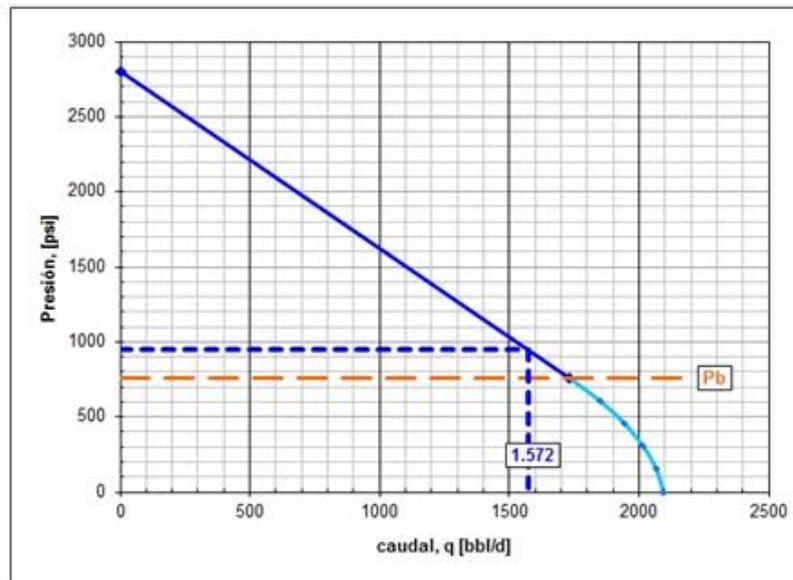


Tabla 3.17 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-18

Caudal deseado = 1572 BFPD @  $P_{wf}$  = 950 psi (presión que está 190 psi sobre el  $P_b$ ).

### 3.2.5 Pozo SSQ-21.

Pozo	BFPD	BPPD	BSW	PR (psi)	PWF (psi)	Pb (psi)	J actual con daño
SSQ-21	524	193	63,20%	2640	922	760	0,31

Tabla 3.18 Datos Pozo SSQ-21 con J actual

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

#### 3.2.5.1 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-21 con Pwf actual (922 psi) y J actual (0.31).

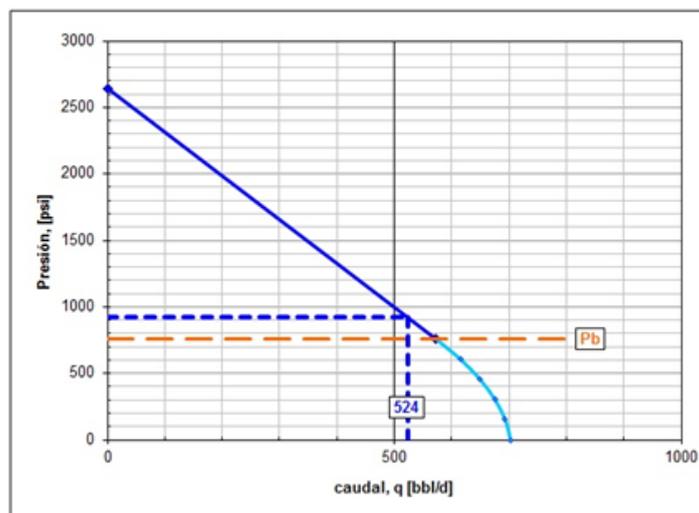


Tabla 3.19 Método Vogel-Darcy para calcular la producción actual SSQ-21

Al remover el daño en este pozo mediante estudios, aplicaciones de químicos y tratamientos específicos según las condiciones de este pozo por parte de los Ingenieros Petroleros de EP, se estimó que el índice de productividad puede alcanzar un valor promedio de 0.87, valor que también se consideró para estimar la producción en el pozo SSQ-21. (Cruz, 2015)

### 3.2.5.2 Método Vogel-Darcy aplicado al pozo SSQ-21 con $P_{wf}$ recomendable

(950 psi) y  $J$  (0.87).

Pozo	BFPD	BPPD	BSW	PR (psi)	PWF (psi)	Pb (psi)	J mejorado
SSQ-21	1471	502	66,30%	2640	922	760	0,87

Tabla 3.20 Datos Pozo SSQ-21 con  $J$  actual

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

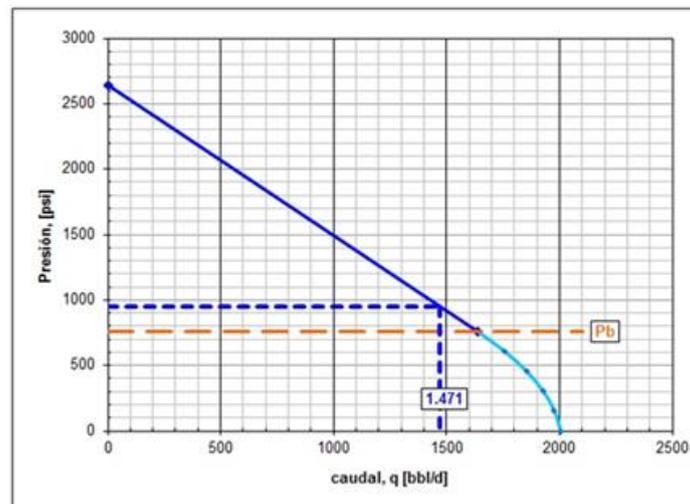


Tabla 3.21 Método Vogel-Darcy para calcular la producción recomendable SSQ-21

Caudal deseado = 1471 BFPD @  $P_{wf}$  = 950 psi (presión que está 190 psi sobre el  $P_b$ ).

### 3.3 Incremento de Producción al migrar de sistema de levantamiento BH a BES

En la estación Shushuqui, pozos candidatos considerados para el cambio de sistema de levantamiento al equipo BES, se puede encontrar el siguiente incremento:

Cambio de BH a BES, 5 pozos con incremento en producción aproximado en 832 BFPD, tal como se puede apreciar en la Tabla 3.22

POZO	Pb (psi)	API	PRODUCCIÓN ACTUAL					PRODUCCIÓN CON EL INCREMENTO AL CAMBIAR EL PWF					INCREMENTO (BPPD)	
			BFPD	BPPD	BSW	PWF (psi)	METODO	BFPD	BPPD	BSW	PWF (psi)	METODO		
SSQ-06	760	26,5	718	305	57,50%	1050	BH	762	324	57,50%	950	BES	19	
SSQ-10	760	28	1021	258	74,70%	1142	BH	1191	301	74,70%	950	BES	43	
SSQ-18	760	24,2	433	146	66,30%	1050	BH	1572	530	66,30%	950	BES	384	
SSQ-20	760	29,1	1355	154	88,60%	1350	BH	1688	192	88,60%	950	BES	38	
SSQ-21	760	26,5	524	193	63,20%	922	BH	1471	541	63,20%	950	BES	348	
				1057					1888					832

Tabla 3.22 Tabla con la Producción actual, Producción mediante BES e Incremento de Producción para los pozos candidatos seleccionados de la estación Shushuqui

### 3.4 Diseño y Selección de equipo BES

Los pozos candidatos seleccionados para el cambio de sistema de levantamiento de BH a BES son 5 en la estación Shushuqui tal como se puede apreciar en la Tabla 3.22. Los datos de nuevas presiones y caudales fueron determinados en el capítulo 3.2 mediante la construcción de curvas IPR, datos con los cuales se realiza el diseño de los equipos electrosumergibles siguiendo los siguientes lineamientos:

- Las bombas ES succionaran siempre fluido monofásico (liquido), es decir se manejaran Pwf sobre el Pb evitando la presencia de gas en el fluido que ocasione bloqueos del sistema de levantamiento. La Pwf utilizada fue de 950 psi, 190 psi sobre el Pb garantizando la no presencia de gas en el intake.
- La temperatura del pozo fluctúa entre 150 y 190 °F, temperatura necesaria para conocer la correcta refrigeración que deben tener los equipos y esta se consigue con una producción del pozo con velocidad de al menos 1 pie<sup>3</sup>/seg a nivel del motor.

Los diseños incluyen los siguientes cálculos:

1. Carga Dinámica Total (TDH o Total Dynamic Head).
2. Selección del tipo de bomba.
3. Dimensiones de la bomba (cálculo del número de etapas).
4. Selección del Motor ES (cálculo de la potencia).
5. Selección de cable eléctrico de potencia.
6. Selección del transformador y tablero.
7. Presión límite del Housing.
8. Potencia límite el eje.
9. Carga sobre el cojinete del protector.

Finalmente se consideraron el tipo de fluido, caudal y gas para seleccionar el tipo de bomba adecuado a las condiciones de cada pozo.

- Bomba Flotante (impellers flotantes)
- Bomba Compresora (impellers fijos)
- Bomba con etapas de flujo mixto
- Bomba con etapas de flujo radial

### 3.4.1 Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-06.

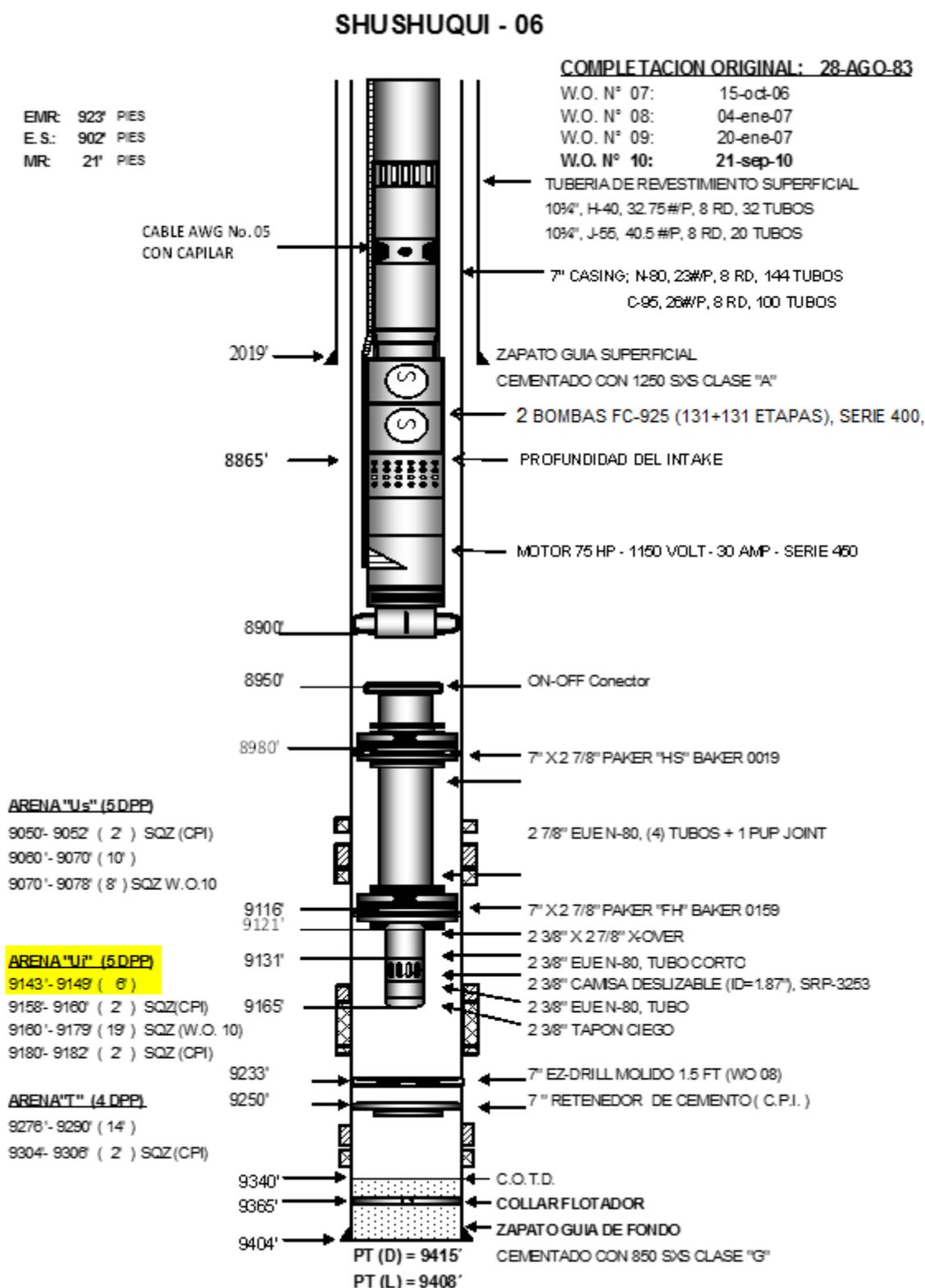


Figura 3.1 Diagrama Equipo BES SSQ-06

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

3.4.1.1 **Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-06.**

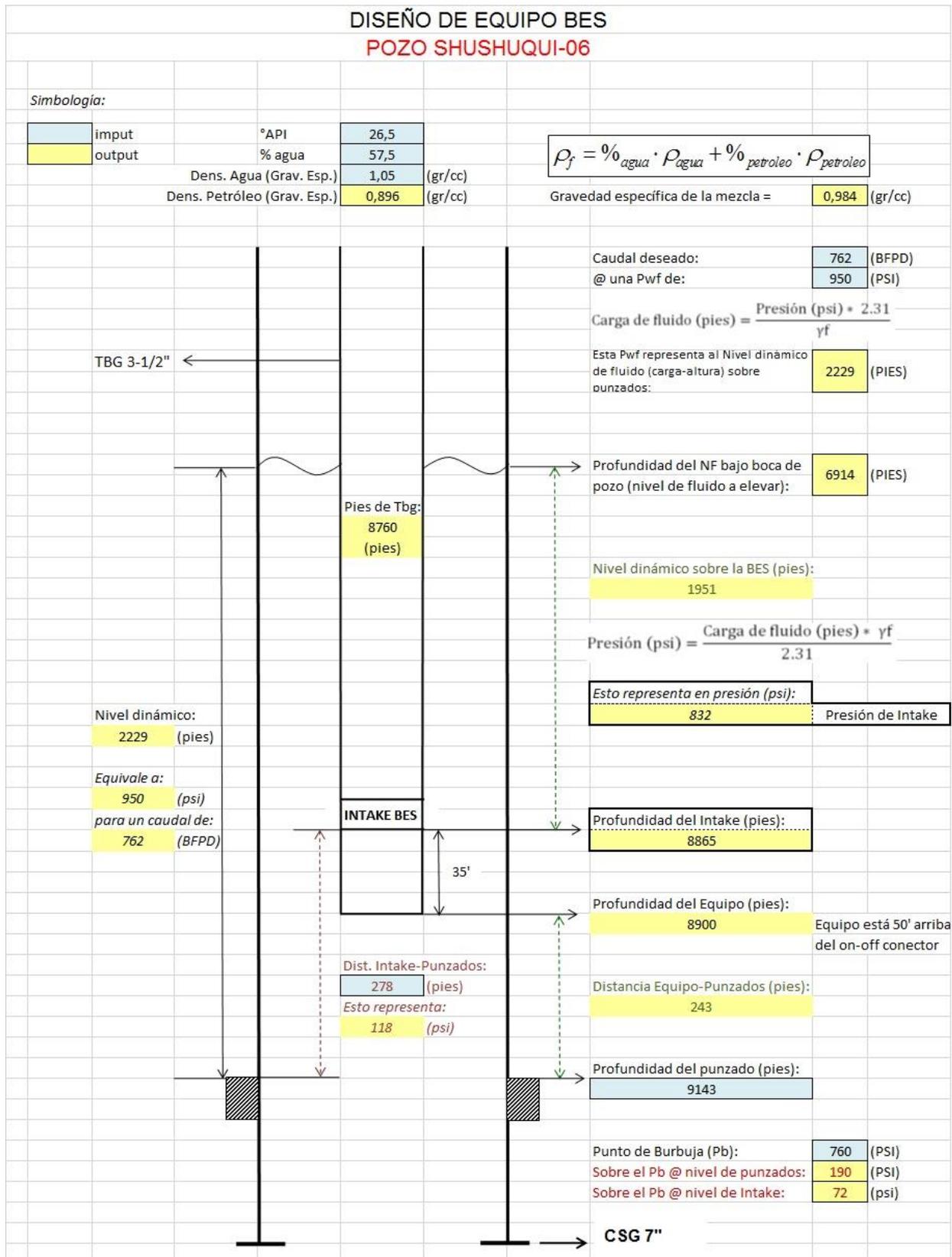


Figura 3.2 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-06

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

<b>Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-06</b>	
<b>Carga Dinámica Total (TDH)</b>	7214,8 pies
<b>Selección del tipo de bomba</b>	FC-925 - Serie 400 - Bomba tipo compresora - Etapas de flujo mixto - Un capilar para inyección de anti escala
<b>Dimensiones de la bomba</b>	262 etapas, 2 cuerpos de bombas de 131 etapas cada uno
<b>Selección del Motor ES</b>	Motor 75 hp - 1150 volt - 30 amp - serie 450
<b>Selección de cable eléctrico de potencia</b>	Cable AWG No. 5
<b>Selección del transformador y tablero</b>	Transformador de 70 KVA
<b>Presión límite del Housing</b>	3521 psi. Housing tipo Estándar
<b>Potencia límite el eje.</b>	FC-925 - Serie 400. Soporta un máximo de 410 etapas a 60 HZ y una máxima potencia de 110 HP
<b>Carga sobre el cojinete del protector</b>	603 Kg. Cojinetes de alta carga

Tabla 3.23 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-06

3.4.2 Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-10.

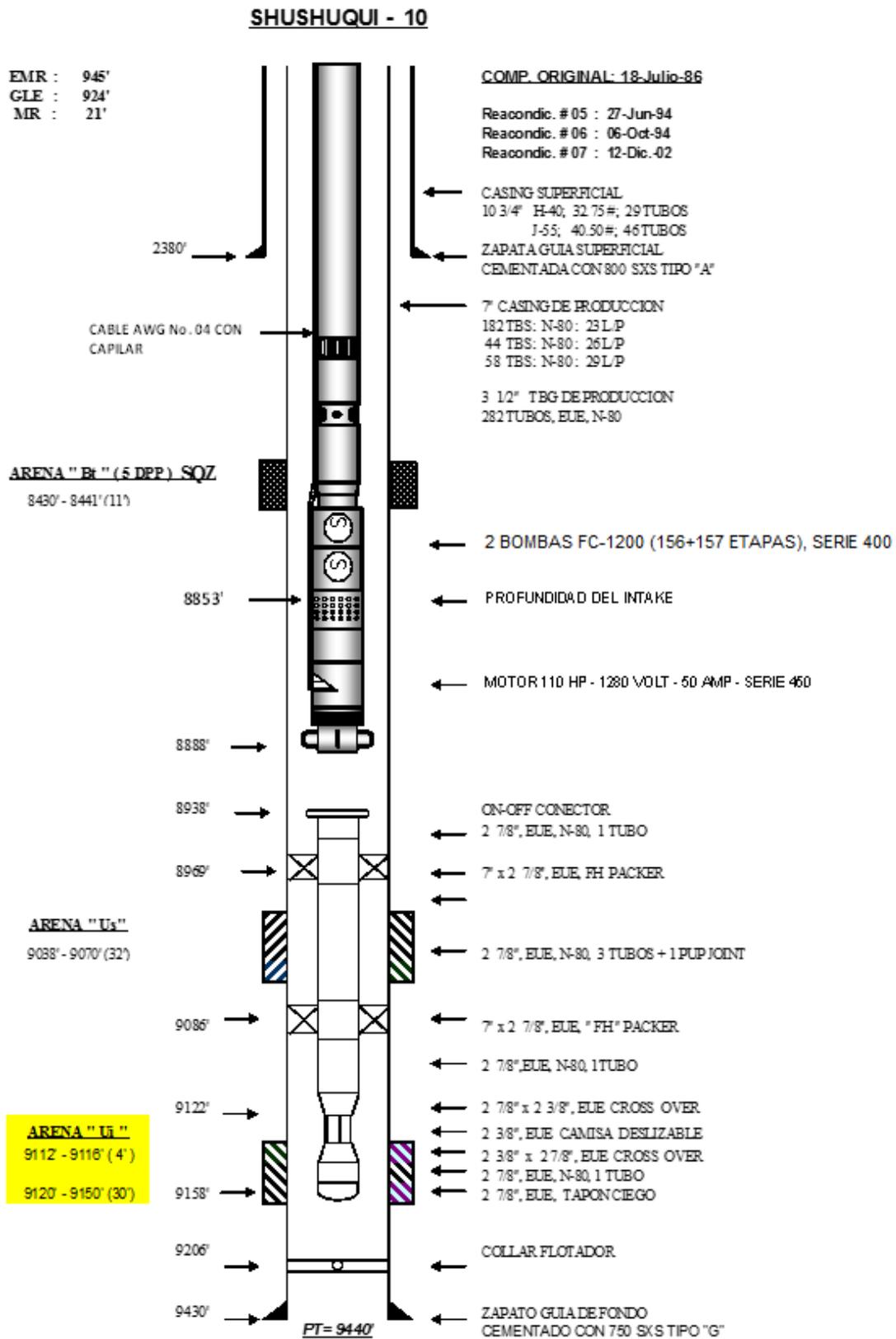


Figura 3.3 Diagrama Equipo BES SSQ-10

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

3.4.2.1 **Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-10.**

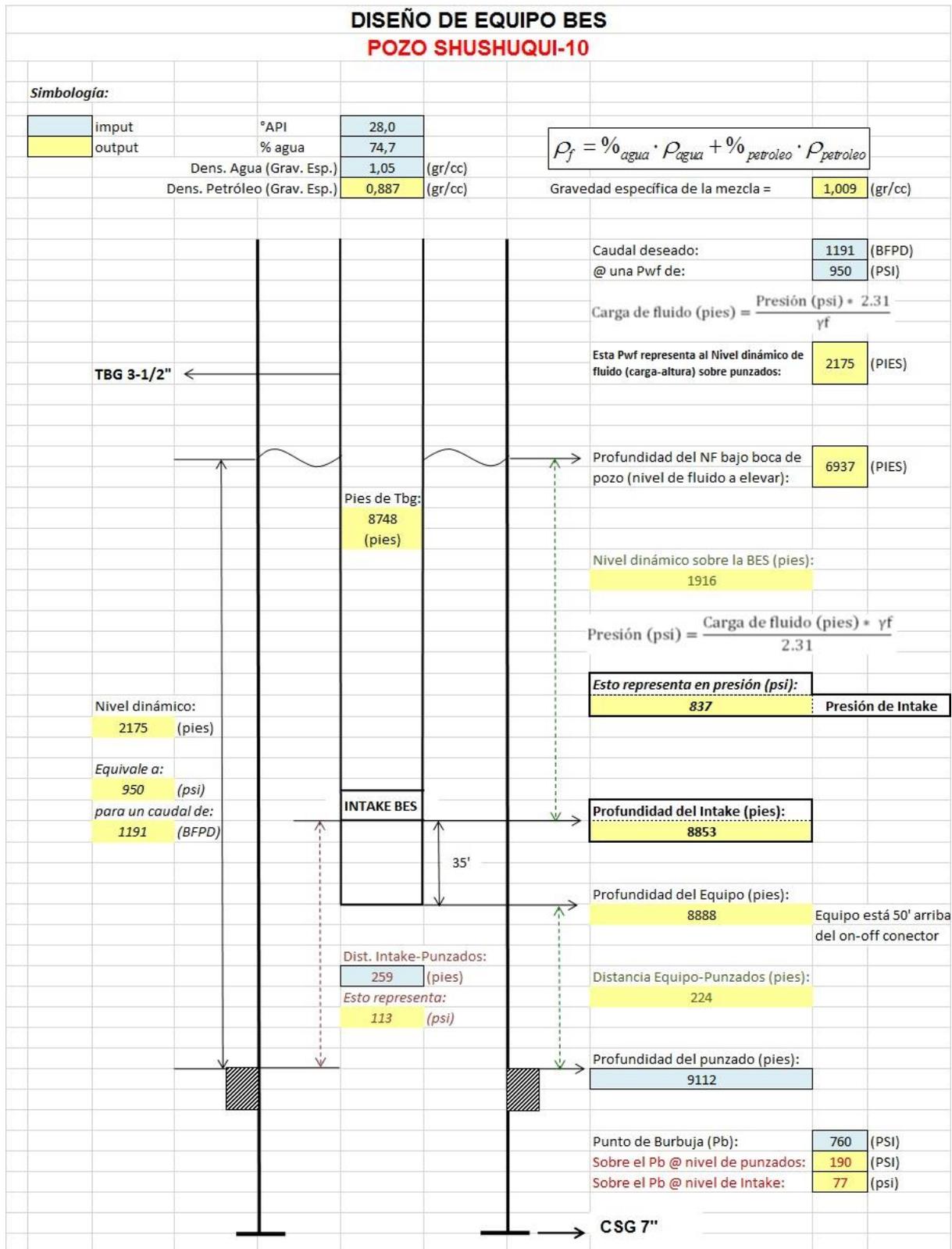


Figura 3.4 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-10

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

<b>Diseño de equipo BES Pozo SSQ-10</b>	
<b>Carga Dinámica Total (TDH)</b>	7553,8 pies
<b>Selección del tipo de bomba</b>	FC-1200 - Serie 400 - Bomba tipo flotante - Etapas de flujo radial - Un capilar para inyección de anticorrosivo
<b>Dimensiones de la bomba</b>	315 etapas, 2 cuerpos de bombas de 157 y 158 etapas cada uno
<b>Selección del Motor ES</b>	Motor 110 hp - 1280 volt - 50 amp - serie 450
<b>Selección de cable eléctrico de potencia</b>	Cable AWG No. 4
<b>Selección del transformador y tablero</b>	Transformador de 135 KVA
<b>Presión límite del Housing</b>	4442 psi. Housing tipo High Pressure
<b>Potencia límite el eje.</b>	FC-1200 - Serie 400. Soporta un máximo de 430 etapas a 60 HZ y una máxima potencia de 120 HP
<b>Carga sobre el cojinete del protector.</b>	743 Kg. Cojinetes de alta carga

Tabla 3.24 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-10

3.4.3 Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-18.

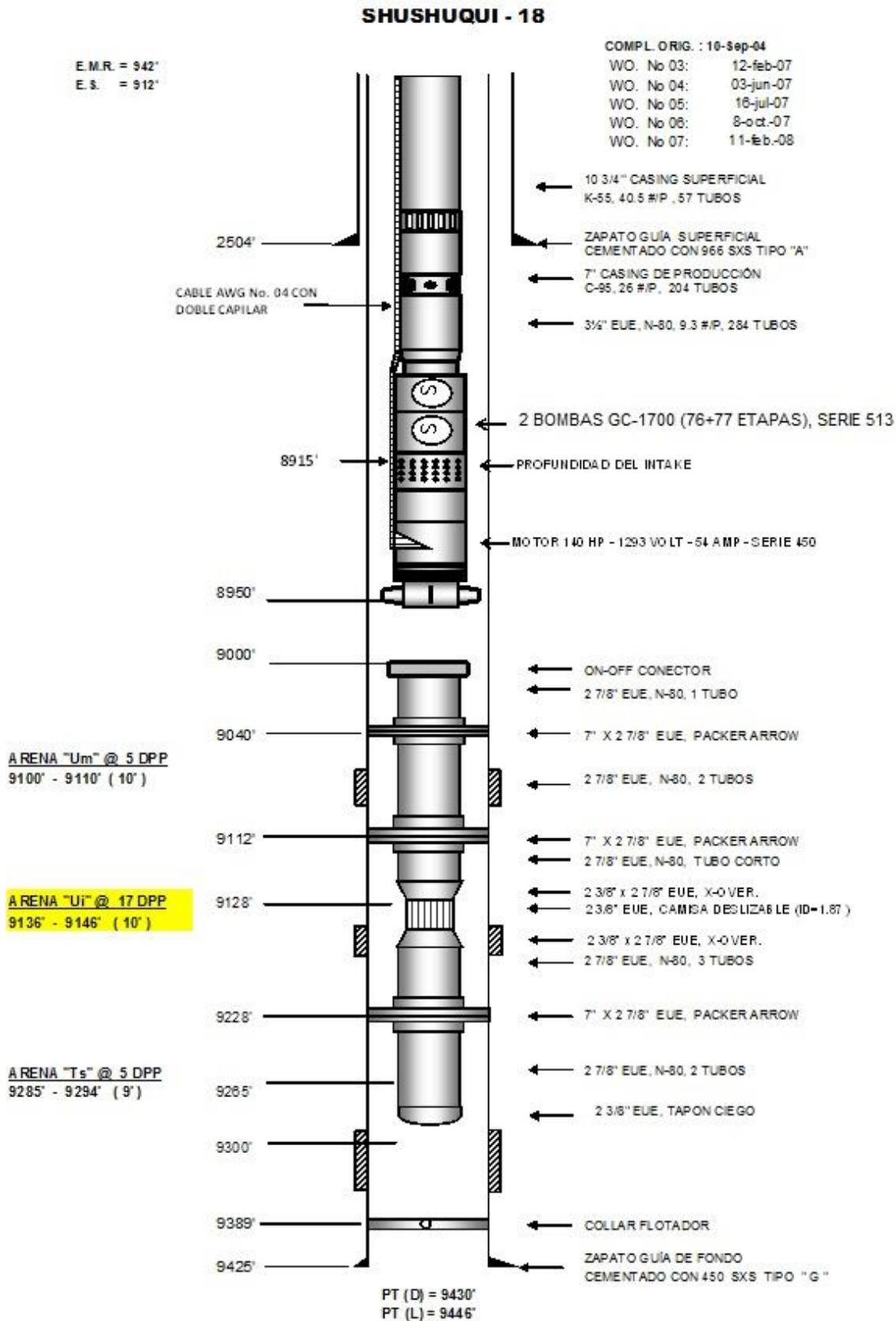


Figura 3.5 Diagrama Equipo BES SSQ-18  
(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

3.4.3.1 **Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-18.**

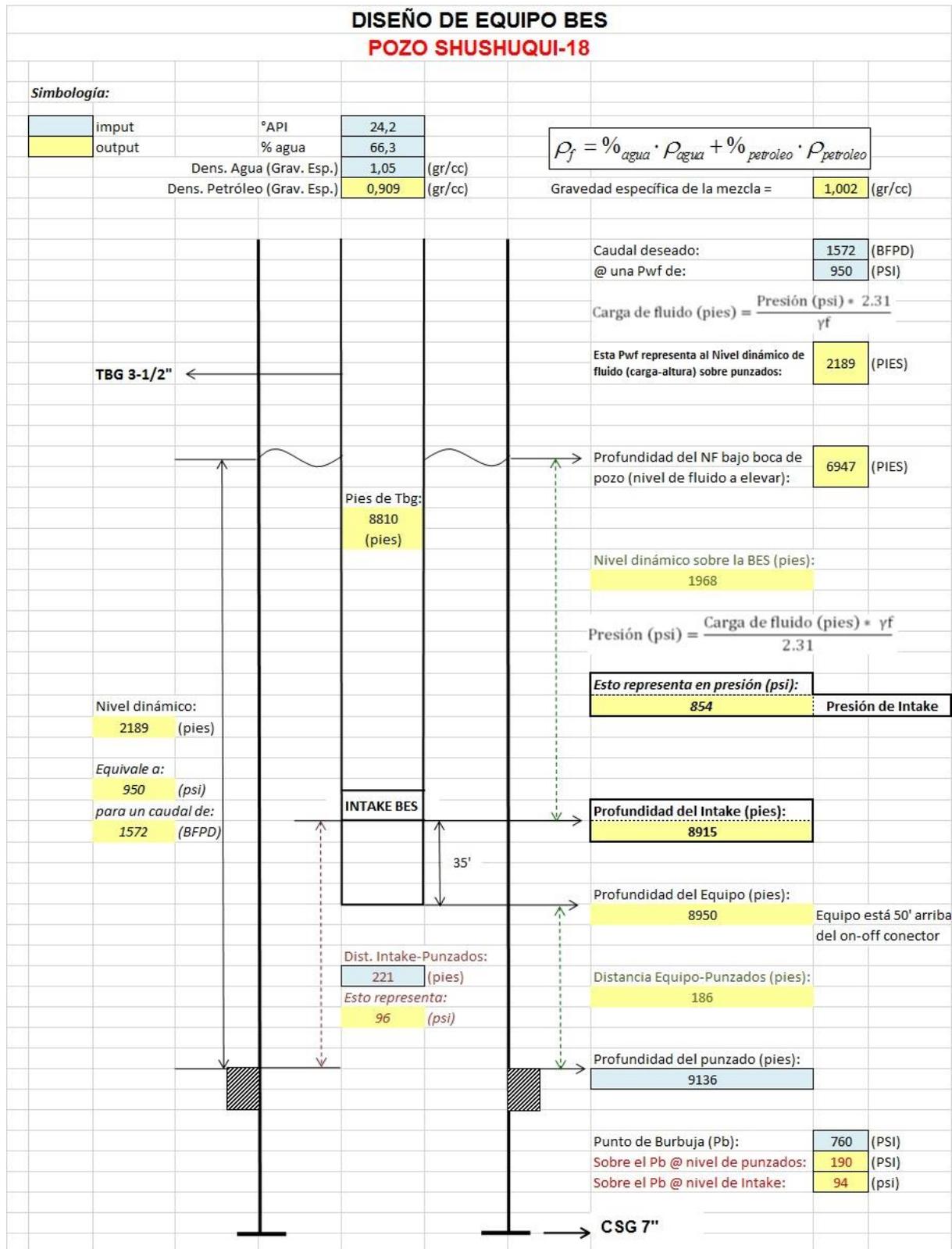


Figura 3.6 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-18

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

<b>Diseño de equipo BES Pozo SSQ-18</b>	
<b>Carga Dinámica Total (TDH)</b>	7747,6 pies
<b>Selección del tipo de bomba</b>	GC-1700 - Serie 513 - Bomba tipo flotante - Etapas de flujo radial - Doble capilar para inyección de anti escala y anti parafínico
<b>Dimensiones de la bomba</b>	153 etapas, 2 cuerpos de bombas de 76 y 77 etapas cada uno
<b>Selección del Motor ES</b>	Motor 140 hp - 1293 volt - 54 amp - serie 450
<b>Selección de cable eléctrico de potencia</b>	Cable AWG No. 4
<b>Selección del transformador y tablero</b>	Transformador de 150 KVA
<b>Presión límite del Housing</b>	3988 psi. Housing tipo Estándar
<b>Potencia límite el eje.</b>	GC-1700 - Serie 513. Soporta un máximo de 470 etapas a 60 HZ y una máxima potencia de 150 HP
<b>Carga sobre el cojinete del protector.</b>	671 Kg. Cojinetes de alta carga

Tabla 3.25 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-18

3.4.4 Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-20.

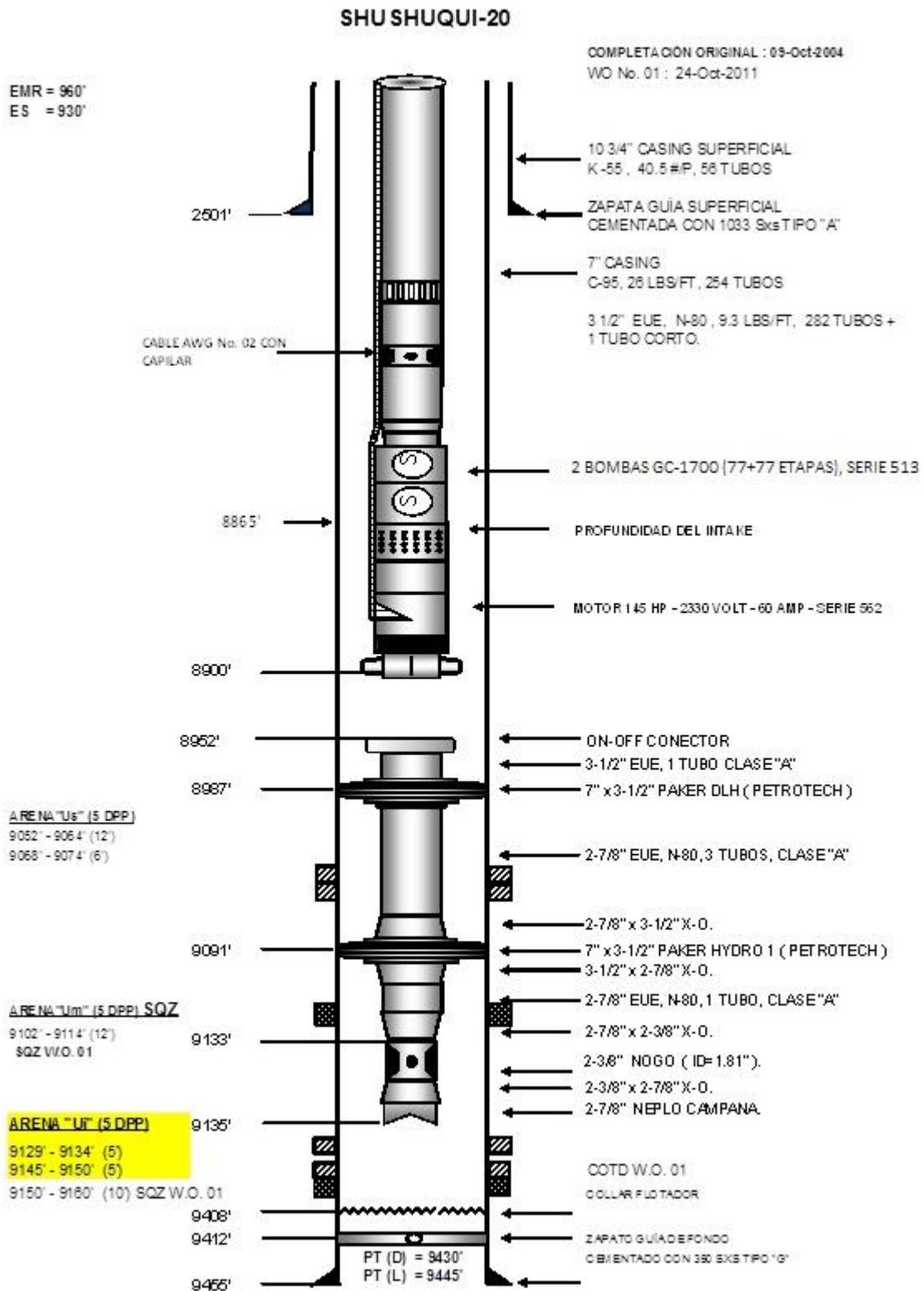


Figura 3.7 Diagrama Equipo BES SSQ-20  
(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

3.4.4.1 **Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-20.**

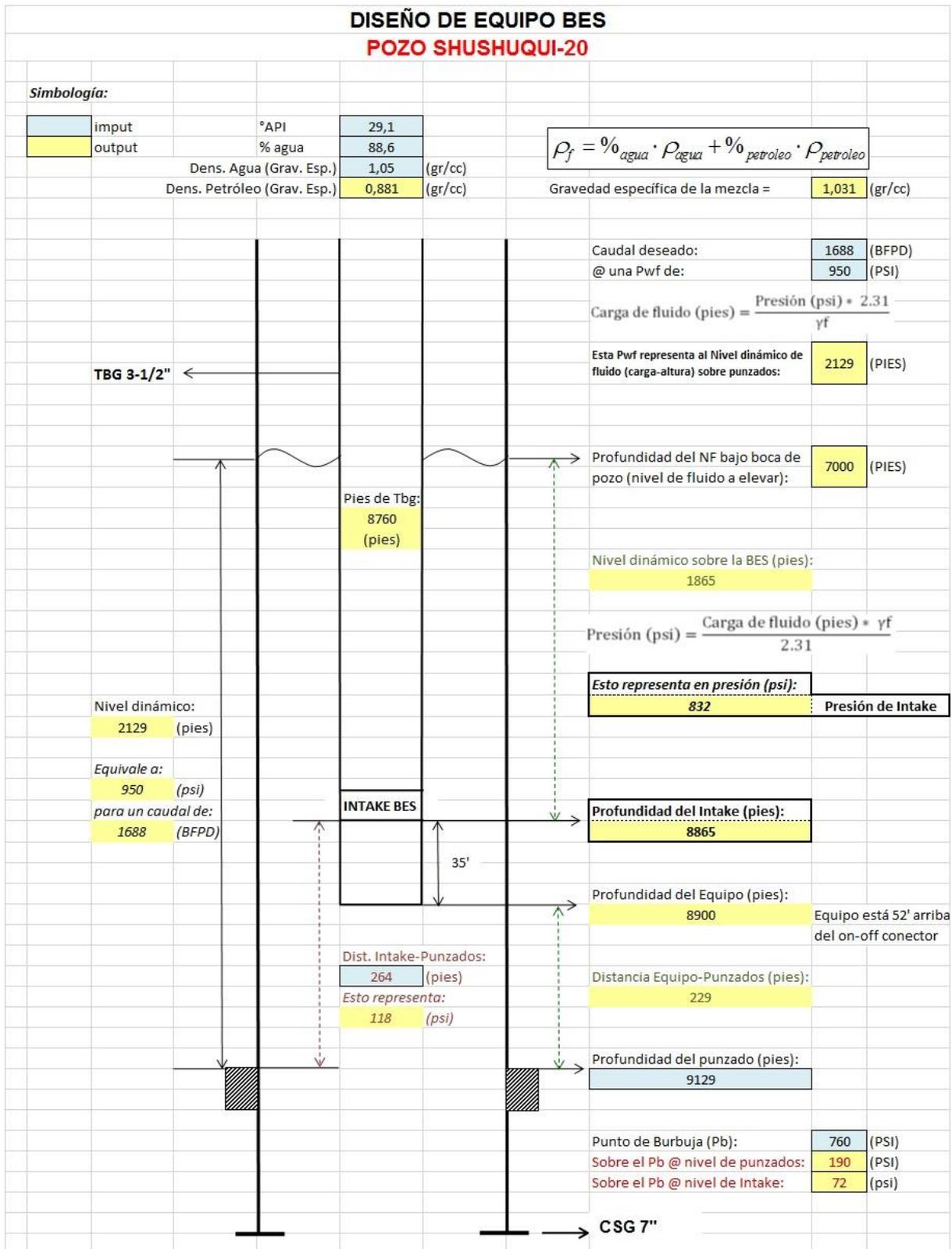


Figura 3.8 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-20

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

<b>Diseño de equipo BES Pozo SSQ-20</b>	
<b>Carga Dinámica Total (TDH)</b>	7376,3 pies
<b>Selección del tipo de bomba</b>	GC-1700 - Serie 513 - Bomba tipo compresora - Etapas de flujo radial - Un capilar para inyección de anti escala
<b>Dimensiones de la bomba</b>	154 etapas, 2 cuerpos de bombas de 77 etapas cada uno
<b>Selección del Motor ES</b>	Motor 145 hp - 2330 volt - 60 amp - serie 562
<b>Selección de cable eléctrico de potencia</b>	Cable AWG No. 2
<b>Selección del transformador y tablero</b>	Transformador de 265 KVA
<b>Presión límite del Housing</b>	4242 psi. Housing tipo Estándar
<b>Potencia límite el eje.</b>	GC-1700 - Serie 513. Soporta un máximo de 470 etapas a 60 HZ y una máxima potencia de 150 HP
<b>Carga sobre el cojinete del protector.</b>	694 Kg. Cojinetes de alta carga

Tabla 3.26 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-20

3.4.5 Diagrama del Equipo BES Pozo SSQ-21.

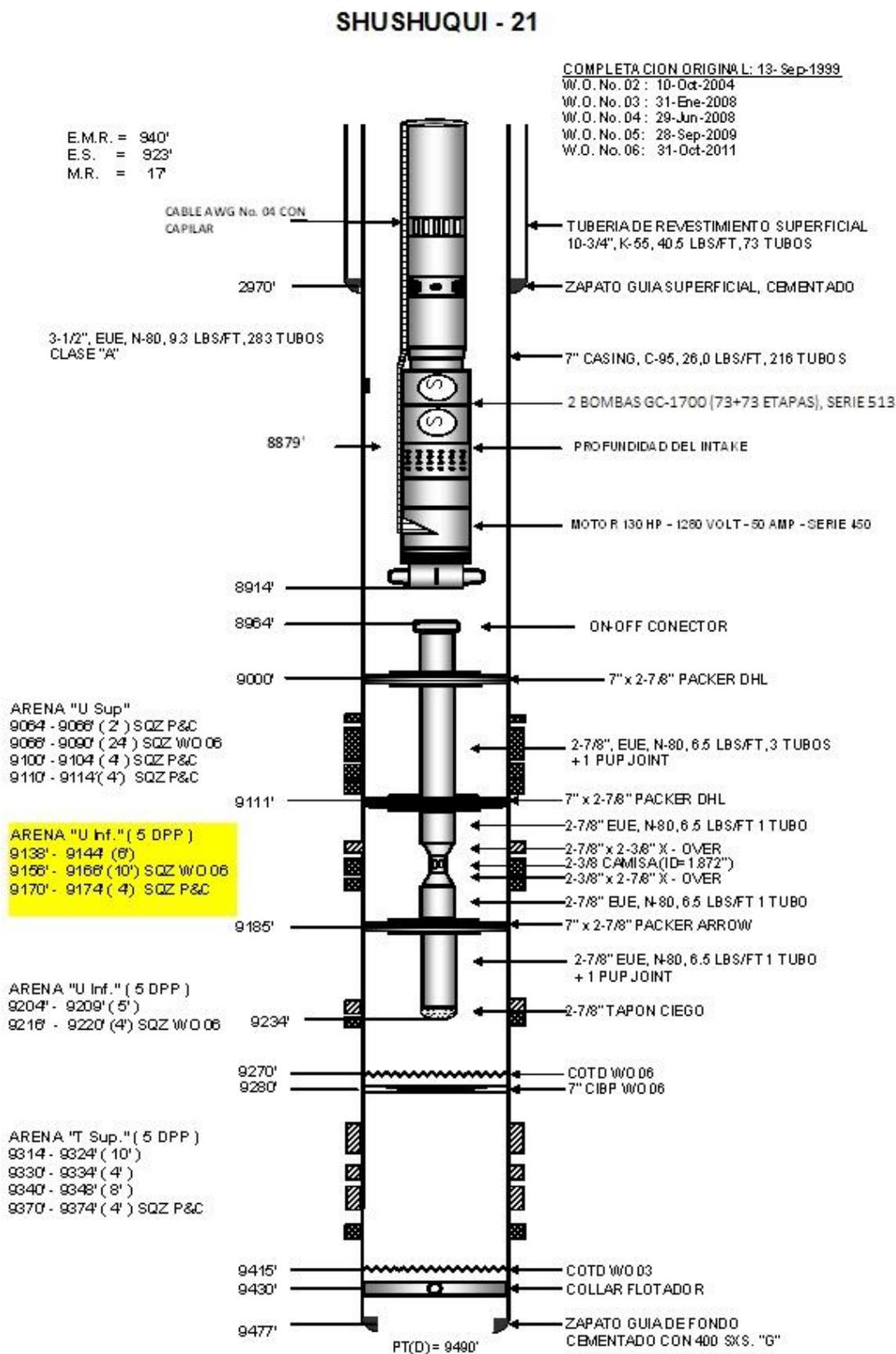


Figura 3.9 Diagrama Equipo BES SSQ-21

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

3.4.5.1 **Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-21.**

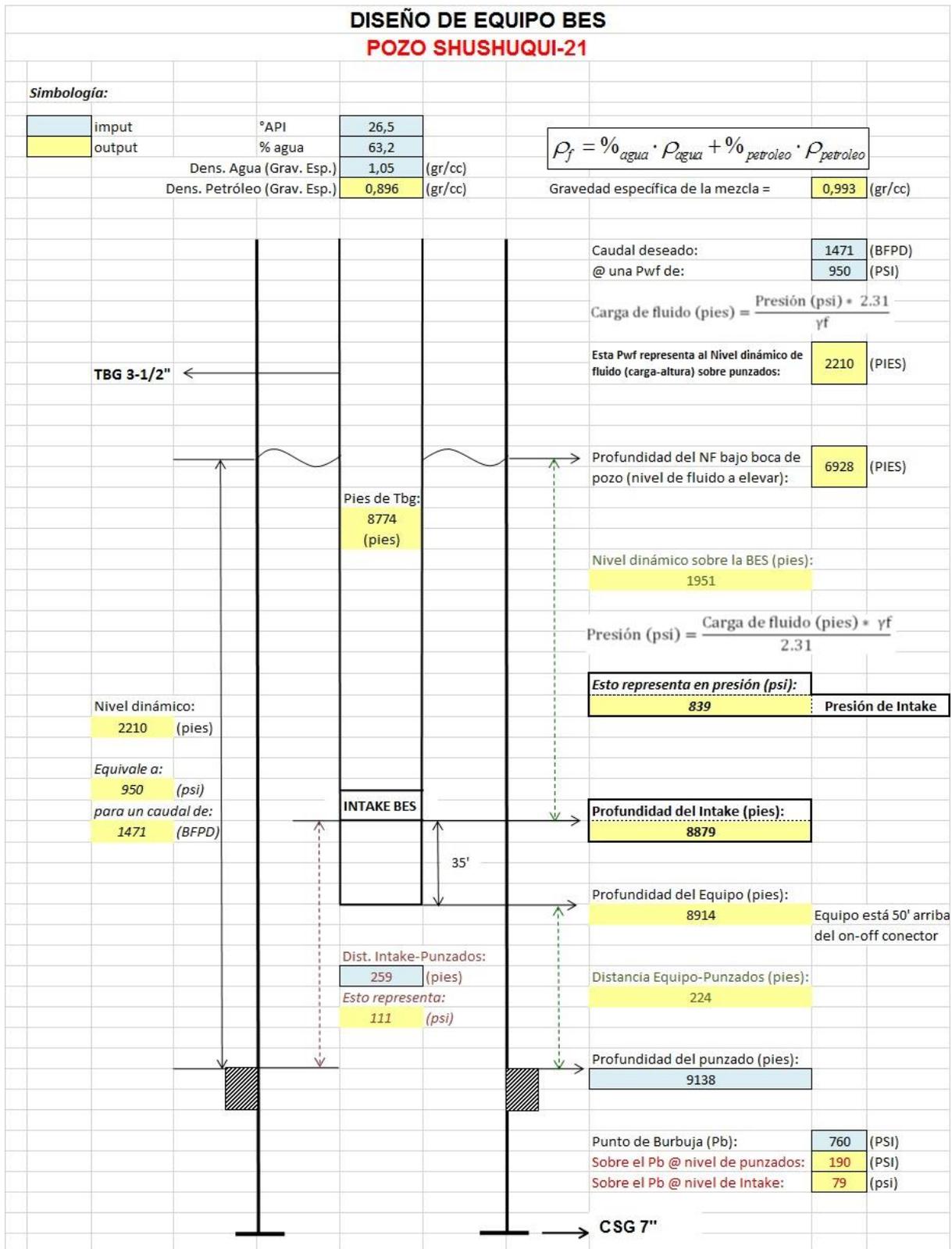


Figura 3.10 Diseño alturas de Equipo BES SSQ-21

(Gerencia de Activo Libertador, 2014)

<b>Diseño de equipo BES Pozo SSQ-21</b>	
<b>Carga Dinámica Total (TDH)</b>	7703,8 pies
<b>Selección del tipo de bomba</b>	GC-1700 - Serie 513 - Bomba tipo compresora - Etapas de flujo radial - Un capilar para inyección de anti escala
<b>Dimensiones de la bomba</b>	146 etapas, 2 cuerpos de bombas de 73 etapas cada uno
<b>Selección del Motor ES</b>	Motor 130 hp - 1280 volt - 50 amp - serie 450
<b>Selección de cable eléctrico de potencia</b>	Cable AWG No. 4
<b>Selección del transformador y tablero</b>	Transformador de 135 KVA
<b>Presión límite del Housing</b>	3749 psi. Housing tipo Estándar
<b>Potencia límite el eje.</b>	GC-1700 - Serie 513. Soporta un máximo de 470 etapas a 60 HZ y una máxima potencia de 150 HP
<b>Carga sobre el cojinete del protector.</b>	637 Kg. Cojinetes de alta carga

Tabla 3.27 Diseño de Equipo BES Pozo SSQ-21

### **3.5 Análisis Técnico - Económico en la propuesta de los cambios de Sistema de Levantamiento**

Se realiza el análisis técnico - económico de esta propuesta con el propósito de ver la factibilidad de aplicar un cambio de sistema de levantamiento artificial en los pozos seleccionados de la estación Shushuqui. Para este análisis se debe desglosar los costos e ingresos que implican el cambio de sistema.

El análisis económico se basa en el análisis de todas las inversiones, ingresos y costos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), relación costo/beneficio (B/C), período de retorno de una inversión (pay-back).

Una vez analizado estos resultados se puede determinar si el proyecto resulta rentable, siguiendo los siguientes parámetros:

- El VAN es mayor que cero.

- La TIR es mayor a la tasa de actualización.
- Si la relación B/C es mayor a 1 muestra que se tiene un proyecto rentable.
- El pay-back de la inversión debe darse en el menor tiempo posible. (En la industria petrolera el payback de un proyecto se da por lo general antes del año).

Para realizar este análisis económico se tomaron los 2 escenarios expuestos en mi tesis (antes y después del cambio del sistema de levantamiento BH a BES), se los compara entre sí con el propósito de ver su rentabilidad.

No se tomará en cuenta los costos de perforación y serán únicamente considerados los costos del sistema de levantamiento artificial juntamente con la producción que le corresponde.

Al comparar los 2 escenarios la mayor rentabilidad se da cuando:

- El VAN de un escenario es mayor que el otro (para una misma tasa de descuento).
- La TIR de un escenario es mayor que la otra.
- La relación B/C es mayor que la otra.
- El payback de un escenario es menor que el otro.
- Lifting Cost

Este análisis económico se lo hará para un tiempo de 5 años, tiempo en el cual se puede determinar de forma de manera acierta la rentabilidad de un proyecto petrolero.

### **3.5.1 Ingresos y Costos.**

Se entiende como Ingreso a todo lo que produce una entrada económica por la actividad realizada, un ingreso es la corriente real de las operaciones de producción. (Aptiva Soluciones, 2015).

En esta tesis se consideró como ingresos a la producción de cada pozo, precio de barril, ingresos por venta y el valor de salvamento.

Se entiende como Costos al valor de los recursos económicos utilizados para su producción. (contabilidad.com.py, 2006).

Como costos se consideraron los siguientes:

- Costos de Operación y Mantenimiento,
- Costos de Reparación con Torre de Reacondicionamiento,
- Costos de Reparación sin Torre,
- Costos por tiempo de espera,

#### **3.5.1.1 Costos de Operación y Mantenimiento.**

Los costos de operación y mantenimiento son aquellos costos de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos, así como también los costos por seguimiento, control y monitoreo de los mismos.

#### **3.5.1.2 Costos de Reparación con Torre de Reacondicionamiento (Workover).**

Los costos de reparación con torre son los costos de workover. Para hacer reparación de equipos de superficie o equipos de fondo es necesario utilizar la torre. Se considera en

estos costos “El tiempo medio de vida entre fallas” (MTBF Mean Time Between Failure) de los equipos que permite determinar los costos por consecuencia a fallas anuales de los equipos. (Cruz, 2015).

### **3.5.1.3 Costos de Reparación sin Torre de Reacondicionamiento.**

Los costos de reparación sin torre son los costos que implican el cambio de equipos durante su vida útil sin necesidad del uso de la torre. (Ventiladores, displays, cables, válvulas, turbinas, etc.) (Cruz, 2015).

### **3.5.1.4 Costos por tiempo de espera.**

Un pozo que necesita mantenimiento en equipos de superficie o de fondo por cualquier circunstancia requiere un tiempo de espera hasta que pueda ser intervenido con una torre de reacondicionamiento. Este tiempo genera costos el cual debe ser determinado y cuantificado a través de los barriles de producción perdidos en el tiempo de espera hasta que pueda ser funcional y operativo nuevamente. Este tiempo de espera depende de la producción del pozo y la disponibilidad de equipos de workover. (Cruz, 2015).

También se consideró como costos a la inversión inicial en equipos de fondo, equipos de superficie y a la instalación inicial (obra civil y servicios) de los equipos. A esta inversión se la colocó como costo en el año 0.

## **3.5.2 Valor Actual Neto (VAN).**

El valor actual neto es un procedimiento en el cual permite ver si un proyecto es viable o no en el tiempo. Permite conocer el valor presente de un determinado número de flujos de caja (Ingresos menos egresos) en el futuro originados por una inversión, una vez conocido ese valor, se puede ver la capacidad de recuperar la inversión y comparar con el

valor que pagan las instituciones financieras a una tasa de interés pasiva en el mismo tiempo.

El método para calcular el VAN es descontando todos los flujos de caja futuros, mediante una tasa, al valor presente. A este valor se debe restar la inversión inicial.

La tasa de interés que se usa se denomina tasa de descuento, tasa que fija el dueño del proyecto de inversión, en este caso se usara la tasa de interés del banco central.

El VAN se lo analizara en un periodo de 5 años, la fórmula para calcular el VAN se lo puede apreciar en la Ecuación 3.2:

$$VAN = \frac{f_1}{(1+i)^{n_1}} + \frac{f_2}{(1+i)^{n_2}} + \frac{f_3}{(1+i)^{n_3}} + \frac{f_4}{(1+i)^{n_4}} + \frac{f_5}{(1+i)^{n_5}} - I_0 \quad (3.2)$$

Donde:

f= Flujo de caja en un periodo determinado de tiempo, n: periodo de tiempo, i: Tasa de descuento. (Charco, 2014)

Para cualquier valor de n, la Ecuación 3.3 es:

$$VAN = \sum_{n=1}^t \frac{f_n}{(1+i)^n} - I_0 \quad (3.3)$$

Donde:

f<sub>n</sub>= Flujos de caja en cada periodo n de tiempo, I<sub>0</sub>= Valor inicial de inversión, n= periodo de tiempo, t= periodo final de tiempo, i= Tasa de descuento. (Charco, 2014)

Si el VAN es igual a 0, i pasa a llamarse tasa interna de retorno (TIR). La TIR es un método de estimación de inversiones, que evalúa la rentabilidad de los ingresos y los egresos en el valor presente, generados por una inversión.

Se debe medir diferentes alternativas para comprobar si un proyecto conviene o no. Generalmente la alternativa con el VAN más alto suele ser la mejor.

- Si el VAN es positivo, el proyecto es viable. La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida. El proyecto puede aceptarse.
- Si el VAN es negativo, el proyecto no es viable. La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida. El proyecto debería rechazarse.
- Si el VAN toma como valor 0, se debe discutir la ejecución del proyecto. La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas. El proyecto no agrega valor económico por encima de la rentabilidad exigida. (Sanchez, 2014).

### **3.5.3 Tasa Interna de Retorno (TIR).**

La tasa interna de retorno es la tasa cuando el VAN es igual a 0. La TIR también es conocida como la tasa de rentabilidad, la cual es producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación.

La TIR se calcula entre las inversiones, valoradas en el presente, a una tasa del inversionista y los flujos positivos, valorados a tiempo futuro, a la tasa del inversionista.

La metodología para calcular el TIR consiste en calcular el valor presente (VP) de las inversiones a la tasa de descuento del inversionista. Se debe calcular el valor futuro (VF) en el tiempo deseado (5 años) a la tasa de descuento del inversionista. Posterior se debe calcular la TIR entre el VP (inversiones) y VF (beneficios netos). (Aguilera, 2001)

Al evaluar proyectos de inversión con la TIR, de debe tomar como referencia la tasa de descuento bajo las siguientes condiciones:

- $TIR > i$ , el proyecto es viable. Se estima un rendimiento mayor a mínimo requerido.
- $TIR < i$ , el proyecto no es viable. Se estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

Al analizar 2 proyectos entre sí, el proyecto que debe ser aceptado será aquel que tenga la mayor TIR. Esta tasa es de gran ayuda ya que complementa al VAN en la toma de decisiones.

La Ecuación 3.4 permite calcular la TIR para un periodo de 5 años.

$$VAN = \frac{f_1}{(1+TIR)^{n1}} + \frac{f_2}{(1+TIR)^{n2}} + \frac{f_3}{(1+TIR)^{n3}} + \frac{f_4}{(1+TIR)^{n4}} + \frac{f_5}{(1+TIR)^{n5}} - I_0 = 0 \quad (3.4)$$

Donde:

$f$ = Flujos de caja en un tiempo determinado,  $n$ = periodo de tiempo, TIR= Tasa interna de retorno. (Aguilera, 2001)

Para cualquier valor de  $n$ , la Ecuación 3.5 es:

$$VAN = \sum_{n=1}^t \frac{f_n}{(1+i)^n} - I_0 = 0 \quad (3.5)$$

Donde:

$f_n$ : Flujos de caja en cada periodo  $n$  de tiempo,  $I_0$ = Valor del desembolso inicial de la inversión,  $n$ = periodo de tiempo,  $t$ = periodo final de tiempo,  $i$ = TIR. (Aguilera, 2001)

### **3.5.4 Relación Costo Beneficio (B/C).**

La relación costo beneficio compara directamente los beneficios y los costes dentro de un proyecto. Se debe hallar la suma de todos los beneficios o ingresos actualizados, este valor se lo hace a un VP y se debe finalmente dividir para la suma de todos los costes actualizados. Esta relación es un indicador que mide el grado de mejora y bienestar y rentabilidad que un proyecto puede generar. (Blank & Tarquin, 2006)

Condiciones:

- $B/C > 1$ , los beneficios superan los costes, por consiguiente el proyecto es rentable.
- $B/C < 1$ , los costes superan los beneficios, por consiguiente el proyecto no es rentable.
- $B/C = 1$ , no existen ganancias, los beneficios son iguales a los costes, por consiguiente el proyecto es indiferente.

### **3.5.5 Pay-back.**

El payback conocido también como período de retorno de una inversión o el periodo medio de maduración es el período o tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. (Váquiro, 2010)

Según información recibida en la Gerencia de Activos del Área Libertador, en los proyectos de implementación de sistemas de levantamiento artificial en Libertador (sin considerar la perforación y terminación inicial del pozo), la inversión inicial es recuperada generalmente antes del cuarto mes de flujo de caja. Esto se explica porque las producciones

de cada pozo van desde los 300 BPPD hasta los 700 BPPD, con un precio actual promedio de 45 dólares/barril, lo cual genera flujos de caja acumulados que superan medianamente la inversión inicial antes del quinto mes. De hecho, en algunos proyectos la recuperación total se da en el segundo mes de producción del pozo. En este proyecto no se considera al pay-back como un parámetro adecuado para la comparación de proyectos de levantamiento artificial en pozos de la Estación Shushuqui del Área Libertador, porque el ingreso de flujo de caja no da margen a tener un criterio fehaciente para determinar la rentabilidad de dos proyectos mediante este parámetro de análisis. (Cruz, 2015).

### **3.5.6 Lifting Cost.**

El lifting cost es el costo necesario para implementar un sistema de levantamiento. Este parámetro permite establecer cuan rentable es un sistema en específico al determinar el costo de levantamiento de 1 barril de petróleo. (Beamer & Franchise, 1977).

Para determinar el lifting cost de un sistema en particular se divide el costo total promedio diario del sistema (costo por operación, mantenimiento, reparación, consumo de energía y por tiempo de espera hasta intervenirlo con torre), para la producción promedio diaria levantada por el equipo (eléctrico, mecánico o hidráulico).

Para este proyecto entonces se debe dividir el costo total promedio diario del sistema, con los parámetros señalados en el párrafo superior para la producción promedio diaria levantada por el equipo BES.

Al comparar dos proyectos de sistemas de levantamiento, el proyecto con menor lifting cost será el proyecto más interesante. Este resultado obtenido significa un menor gasto e inversión inicial por cada barril producido, es decir, un menor lifting cost se da por

una mayor producción de petróleo (más ingresos) y/o un menor gasto por inversión inicial y costos operativos, traducido en mayor rentabilidad. (Cruz, 2015).

### **3.6 Análisis Económico**

El análisis económico consiste en analizar cuan rentable es el migrar de sistema de levantamiento actual (BH) por el sistema de levantamiento propuesto (BES) en los pozos de la estación Shushuqui. Se analizará:

- Ingresos por pozo y por año, considerando las producciones y los precios del barril actual.
- Costos por operación y mantenimiento.
- Costos de reparación con torre de reacondicionamiento.
- Costos de reparación sin torre de reacondicionamiento.
- Costo por tiempo de espera (por barriles perdidos).
- Costo por consumo de energía.
- Instalación inicial: obra civil y servicios.
- Inversión inicial de equipos de fondo y superficie.
- Valor de rescate o salvamento.

Con este flujo de ingresos y egresos mencionados, se determina y presenta en el Capítulo 3.5 los resultados del Flujo de Efectivo Neto y los Ingresos y Egresos Actualizados

para cada año y por el sistema de levantamiento BH y BES, datos con los cuales se determinaron la TIR, el VAN y la relación B/C para el proyecto (Tabla 3.28 y Tabla 3.29)

Finalmente, se presentan en estos capítulos las tablas con los cálculos de los Lifting Cost para el sistema de levantamiento BH (

Tabla 3.30) y BES (

Tabla 3.31) con el fin de comparar la rentabilidad y eficiencia del sistema propuesto.

				i = 10%		
Año	Flujo de Ingresos	Flujo de Egresos	Flujo de Efectivo Neto	Tasa de Actualización	Ingresos Actualizados	Egresos Actualizados
	USD	USD	USD	$(1+i)^{-n}$	USD	USD
0	\$0,00	\$2.133.380,00	\$-2.133.380,00	1,00	\$0,00	\$2.133.380,00
1	\$17.356.067,55	\$1.884.364,30	\$15.471.703,25	0,91	\$15.778.243,23	\$1.713.058,45
2	\$15.759.246,49	\$1.818.451,64	\$13.940.794,85	0,83	\$13.024.170,65	\$1.502.852,60
3	\$14.574.926,30	\$1.841.243,84	\$12.733.682,46	0,75	\$10.950.357,85	\$1.383.353,75
4	\$13.937.915,43	\$1.837.112,04	\$12.100.803,39	0,68	\$9.519.783,78	\$1.254.772,24
5	\$13.438.590,80	\$1.830.744,55	\$11.607.846,25	0,62	\$8.344.307,58	\$1.136.748,33
<b>TOTAL</b>	<b>\$75.066.746,57</b>	<b>\$11.345.296,37</b>	<b>\$63.721.450,20</b>		<b>\$57.616.863,09</b>	<b>\$9.124.165,37</b>
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO:</b>					<b>VAN</b>	<b>\$48.492.697,72</b>
(ANTES DE APLICAR EL CAMBIO DE SISTEMA)					<b>TIR</b>	<b>715,5%</b>
					<b>B/C</b>	<b>6,3</b>

Tabla 3.28 Análisis Económico antes del cambio de sistema (BH)

				i = 10%		
Año	Flujo de Ingresos	Flujo de Egresos	Flujo de Efectivo Neto	Tasa de Actualización	Ingresos Actualizados	Egresos Actualizados
	USD	USD	USD	$(1+i)^{-n}$	USD	USD
0	\$0,00	\$3.884.880,00	\$-3.884.880,00	1,00	\$0,00	\$3.884.880,00
1	\$31.016.989,76	\$2.496.769,54	\$28.520.220,22	0,91	\$28.197.263,42	\$2.269.790,49
2	\$28.163.314,39	\$2.464.518,86	\$25.698.795,54	0,83	\$23.275.466,44	\$2.036.792,44
3	\$26.046.818,41	\$2.445.075,08	\$23.601.743,33	0,75	\$19.569.360,19	\$1.837.021,09
4	\$24.908.417,70	\$2.442.623,59	\$22.465.794,11	0,68	\$17.012.784,44	\$1.668.344,78
5	\$23.947.914,24	\$2.437.616,51	\$21.510.297,73	0,62	\$14.869.770,60	\$1.513.568,07
<b>TOTAL</b>	<b>\$134.083.454,50</b>	<b>\$16.171.483,57</b>	<b>\$117.911.970,93</b>		<b>\$102.924.645,08</b>	<b>\$13.210.396,88</b>
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO:</b>					<b>VAN</b>	<b>\$89.714.248,20</b>
(DESPUÉS DE APLICAR EL CAMBIO DE SISTEMA)					<b>TIR</b>	<b>724,5%</b>
					<b>B/C</b>	<b>7,8</b>

Tabla 3.29 Análisis Económico después del cambio de sistema (BES)

Año	Costo Anual	Costo Diario	Producción promedia Anual	Lifting Cost
	USD /año	USD /día	BPPD	costo / barril
0	\$2.133.380,00	\$5.844,88	0	Inversión inicial
1	\$1.884.364,30	\$5.162,64	1.057	<b>\$4,89</b>
2	\$1.818.451,64	\$4.982,06	919	<b>\$5,42</b>
3	\$1.841.243,84	\$5.044,50	799	<b>\$6,32</b>
4	\$1.837.112,04	\$5.033,18	694	<b>\$7,25</b>
5	\$1.830.744,55	\$5.015,74	604	<b>\$8,31</b>
<b>TOTAL</b>	<b>\$11.345.296,37</b>	<b>\$31.083,00</b>	<b>4.072</b>	<b>\$7,63</b>

Tabla 3.30 Lifting Cost Antes del cambio de sistema (BH)

Año	Costo Anual	Costo Diario	Producción promedia Anual	Lifting Cost
	USD /año	USD /día	BPPD	costo / barril
0	\$3.884.880,00	\$10.643,51	0	Inversión inicial
1	\$2.496.769,54	\$6.840,46	1.888	<b>\$3,62</b>
2	\$2.464.518,86	\$6.752,11	1.642	<b>\$4,11</b>
3	\$2.445.075,08	\$6.698,84	1.427	<b>\$4,69</b>
4	\$2.442.623,59	\$6.692,12	1.241	<b>\$5,39</b>
5	\$2.437.616,51	\$6.678,40	1.079	<b>\$6,19</b>
<b>TOTAL</b>	<b>\$16.171.483,57</b>	<b>\$44.305,43</b>	<b>7.277</b>	<b>\$6,09</b>

Tabla 3.31 Lifting Cost Después del cambio de sistema (BES)

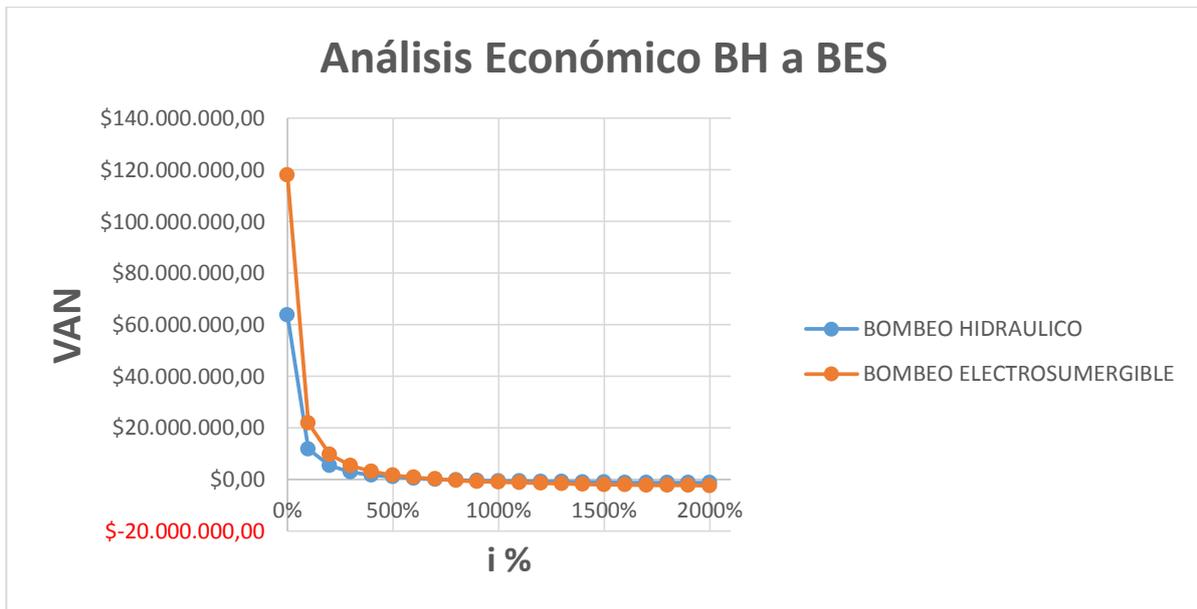


Figura 3.11 Análisis Económico (VAN) BH vs BES

## 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el Capítulo 4 se describirán las conclusiones y recomendaciones una vez diseñado y analizado económicamente la migración de los pozos candidatos para el cambio del sistema de levantamiento hidráulico por el eléctrico de la estación Shushuqui ubicada en el Área Libertador.

De igual forma, se analizara el cumplimiento de los objetivos propuestos a inicios de este proyecto, concluyendo si aumentó o no la producción con el cambio de sistema propuesto, si este posible cambio es viable y finalmente, comparar los 2 sistemas de levantamiento artificial, para un mismo tiempo de 5 años para cada escenario, analizando si es económicamente atractivo utilizando indicadores como el VAN, TIR y B/C que justifiquen la migración o no del sistema de levantamiento actual (Bombeo Eléctrico) por el propuesto (Bombeo Electrosumergible) para un posible incremento en la producción de barriles de petróleo por día.

### **4.1.1 Cambio de Sistema hacia Bombeo Electrosumergible.**

- ✓ Con los datos de caudal y Pwf deseados, calculados a partir de la construcción de las curvas del Índice de Producción, se diseñó de forma manual los equipos electrosumergibles.
- ✓ Se manejaron presiones de 950 psi, 25% sobre presión sobre la presión del Pb con la finalidad de tener fluido monofásico en la succión de la bomba todo el tiempo.

#### **4.1.2 Estabilización del Sistema Power Oil en la Estación Shushuqui.**

Shushuqui maneja una producción promedio de 1768 BPPD perteneciente a 11 pozos productores por bombeo hidráulico, todos ellos pertenecientes a un sistema power oil centralizado en la misma estación. Este sistema bombea diariamente 20 mil barriles de fluido motriz (crudo de 30 °API) a través de 4 bombas de desplazamiento positivo. La inestabilidad de presiones en el sistema power oil hizo necesario la migración de 5 de los 11 pozos a BES, y al proponer el cambio de 2 pozos a BM, las presiones del sistema en general se estabilizaron provocando que la producción de BPPD se incrementara en un 40%. (Cruz, 2015)

#### **4.1.3 Remoción de Daño en los Pozos SSQ-18 y SSQ-21.**

Las bajas presiones de fondo fueron consideradas como producto del daño de la formación productora. Una forma de determinar el daño de formación, fue mediante pruebas de restauración de presión. Una fuerte caída de presión entre la Presión del Reservorio y la Presión de Fondo Fluyente (generalmente mayor a 1000 psi).

Del historial y del análisis gráfico del comportamiento de los pozos de la estación Shushuqui, se pudo concluir que los pozos Shushuqui 18 y 21 presentaron bajos índices de productividad debido a daño de formación. Las propuestas hechas por parte de los Ingenieros de PAM para remover daños de formación y mejorar su producción son: tratamiento químico a los punzados, estimulaciones ácidas matriciales, fracturamientos hidráulicos en el caso de permeabilidades bajas, y finalmente repunzonamiento de la capa productora. (Cruz, 2015)

- ✓ La producción del pozo SSQ-18 se incrementó en un 240% gracias a la remoción del daño en el pozo, incrementando su índice de productividad en el mismo porcentaje.
- ✓ La producción del pozo SSQ-21 se incrementó en un 160% gracias a la remoción del daño en el pozo, incrementando su índice de productividad en un 180%.

#### **4.1.4 Incremento de Producción en la Estación Shushuqui.**

- ✓ La producción de la estación Shushuqui se incrementó en un 47 % gracias al cambio de 5 pozos de sistema hidráulico a sistema eléctrico.

#### **4.1.5 Análisis Económico.**

Para el análisis económico se consideraron los dos escenarios, estos son: antes y después del cambio de sistema de levantamiento. Se consideraron en cada cálculo lo siguiente:

- Para el cálculo de ingresos se consideró la producción de cada pozo, su declinación por cada año en su producción, precio del barril, ingreso por venta, y el valor de salvamento.
- Para el cálculo de los costos, se consideró los costos por operación y mantenimiento, los costos de reparación con torre, los costos de reparación sin torre, los costos por tiempo de espera de torre de workover y los costos por consumo de energía.

- Para la inversión inicial se consideró los costos de equipos de fondo y superficie, también se consideró la instalación inicial de: obras civiles, servicios y movilización.

Para un lapso de 5 años, se analizaron los 2 escenarios antes mencionados, donde se concluye que:

- ✓ El VAN del sistema BES es mayor al BH en un 85%.
- ✓ La TIR del sistema BES es mayor al BH en un 1%
- ✓ El B/C del sistema BES es mayor al BH en un 23%
- ✓ En el costo de producción por cada barril de petróleo tiene un ahorro con el BES de 1,55 USD con respecto al BH, es decir, resulta el 20% más barato producir 1 BPPD con el sistema BES.
- ✓ **En conclusión, este proyecto es altamente rentable y recomendable.**

## 5 GLOSARIO

<b>BFPD</b>	(Barriles de fluido por día)
<b>BPPD</b>	(Barriles de petróleo por día)
<b>BSW</b>	(Porcentaje de agua y sedimentos)
<b>BES</b>	(Bomba eléctrica sumergible)
<b>ESP</b>	(Electrical System Pump)
<b>BH</b>	(Bombeo Hidráulico)
<b>BM</b>	(Bombeo Mecánico)
<b>PPF</b>	(Producción por Flujo Natural)
<b>PPS</b>	(Producción por Bombeo Eléctrico)
<b>PPH</b>	(Producción por Bombeo Hidráulico)
<b>PPM</b>	(Producción por Bombeo Mecánico)
<b>PPG</b>	(Producción por Bombeo Gas Lift)
<b>GOR</b>	(Relación Gas/Petróleo)
<b>GIP</b>	(Porcentaje de ingestión de gas)
<b>TDH</b>	(Total Dynamic Head)
<b>J real</b>	(Índice de productividad real)
<b>J ideal</b>	(Índice de productividad ideal)
<b>MTU</b>	(Unidad móvil de prueba (mobile test unit))
<b>Pb</b>	(Punto de burbuja)
<b>PWF</b>	(Presión de Fondo Fluyente)
<b>PWS</b>	(Presión Estática de Reservorio)
<b>Qo</b>	(Caudal de Petróleo)
<b>Sf</b>	(Daño de formación)
<b>W.O.</b>	(Trabajo de reacondicionamiento (Work Over))
<b>Manifolds</b>	(Juego de válvula)
<b>LACT</b>	(Lease Automatic Custody Transit) Transferencia Automática de Custodio Fiscalizado

## 6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bombeo Electrosumergible. (19 de Diciembre de 2011). Recuperado el 26 de Mayo de 2015, de Bombeo electrosumergible jr poc: <http://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-jr-poc>*
- Aguilera, V. (enero de 2001). TIR Y VAN. Obtenido de Indicadores Económicos para el análisis de Proyectos: [http://es.slideshare.net/bemagualli/tir-y-van?qid=ed3398b9-1bcf-403b-8575-9d2208954194&v=qf1&b=&from\\_search=2](http://es.slideshare.net/bemagualli/tir-y-van?qid=ed3398b9-1bcf-403b-8575-9d2208954194&v=qf1&b=&from_search=2)*
- Andrade, A., & Rivadeneira, D. (2009). Optimización de la Producción mediante la herramienta LOWIS en el Area Libertador.*
- Aptiva Soluciones. (2015). Curso E-Contabilidad Financiera: Nivel I. Obtenido de Modulo 6: Gastos e Ingresos: [http://www.juntadeandalucia.es/empleo/recursos/material\\_didactico/especialidades/materialdidactico\\_econtabilidad\\_financiera/modulos/Modulo6.pdf](http://www.juntadeandalucia.es/empleo/recursos/material_didactico/especialidades/materialdidactico_econtabilidad_financiera/modulos/Modulo6.pdf)*
- (s.f.). Atlas Petrolero.*
- Aviles Aragon, K. (2013 de Octubre de 2013). Clase n°5 bes pp 514. Obtenido de Clase n°5 bes pp 514: <http://es.slideshare.net/kti0n/clase-n5-bes-pp-514>*
- Baker. (2000). Baker Centrilift-ESP Catalog.*
- Baracaldo, G. (20 de Febrero de 2014). Tecnológica de Bombeo Hidráulico Jet Claw y Equipo Móvil de Prueba. Obtenido de Implicaciones técnicas de la prueba tecnológica de BH Jet Claw: <https://prezi.com/jmfjnzffkmf4/tecnologica-de-bombeo-hidraulico-jet-claw-y-equipo-movil-de-prueba/>*
- Beamer, V., & Franchise, T. (1977). Lifting Costs Law & Legal Definition. Obtenido de <http://definitions.uslegal.com/l/lifting-costs/>*
- Bermúdez, G. (10 de Abril de 2009). Ingenieria de Yacimientos. Obtenido de <http://ingenieriadeyacimientos2.blogspot.com/2009/10/introduccion.html>*
- Berrio, V., Oviedo, K., Chaparro, E., Morales, S., Garzón, D., & Larrota, A. (28 de Mayo de 2012). Bombeo Hidráulico tipo Jet. Obtenido de <http://es.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-tipo-jet-gr-1>*
- Bidone, A. (06 de Febrero de 2015). Bombeo Electrosumergible -Protector Separador. Obtenido de <http://es.scribd.com/doc/254971940/Bombeo-Electrosumergible-Protector-Separador#scribd>*
- Bidone, A. (16 de Enero de 2015). Curso de Operaciones con Bombas Electro Sumergibles. Obtenido de <http://es.scribd.com/doc/252851397/Curso-de-Operaciones-con-Bombas-Electrosumergibles#scribd>*
- Blank, L., & Tarquin, A. (2006). Ingeniería económica. Méjico: McGrawHill.*
- Borg Warner Corporation. (01 de Enero de 1960). CentriLift Submersible Pumps Catalog. Oklahoma.*
- Carreño, F. (2006). Bombeo Electro Sumergible Curso Basico.*

- Charco, W. (2014). *Club del Efectivo Domina la Administración y Manejo del Flujo de Efectivo*. Obtenido de El VAN y la Estimación de los Flujos de Efectivo: <https://flujodeefectivo7.wordpress.com/2013/07/10/el-van-y-la-estimacion-de-los-flujos-de-efectivo/>
- contabilidad.com.py. (08 de junio de 2006). *Concepto de Costo*. Obtenido de [http://www.contabilidad.com.py/articulos\\_70\\_concepto-de-costo.html](http://www.contabilidad.com.py/articulos_70_concepto-de-costo.html)
- Cordova, B., Erazo, P., & Herrera, C. (2005). *Bombeo Electro Sumergible Curso Basico Schlumberger Public*.
- Cruz, S. (12 de Marzo de 2015). *Optimización en producción petrolera Área Libertador*. (S. Ortega, Entrevistador)
- Czekaj, D. (1988). *Aplicaciones de la ingeniería: 3. Maquinaria hidráulica en embarcaciones pesqueras pequeñas*. Roma: FAO Doc.Tec.Pesca.
- Elcybernavegante. (20 de Diciembre de 2011). *Características, funcionamiento y partes del bombeo electrosumergible*. Obtenido de <http://es.scribd.com/doc/76108432/BOMBEO-ELECTROSUMERGIBLE#scribd>
- Escobar Macualo, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva - Huila - Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Essenfeld, M., & Barberii, E. (28 de Septiembre de 2015). *Viscosidad del petróleo*. Obtenido de <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/viscosidad-del-petrleo.html>
- Freire, C., & Miranda, B. (2011). *Aplicación de Pruebas de Presion para monitoreo de los yacimientos del campo Napo II del Oriente Ecuatoriano*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16184/1/APLICACI%C3%93N%20DE%20PRUEBAS%20DE%20PRESION%20PARA%20MONITOREO%20DE.pdf>
- Garcés, C. D., & Tatés, V. A. (2012). *Optimización de la Producción en pozos del Campo Shushufinfi en base al índice de Productividad obtenio del análisis de Pruebas de Presión*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Gerencia de Activo Libertador. (2009). *Mapa Vial Libertador*.
- Gerencia de Activo Libertador. (2014). *Produccion Campo Libertador*.
- González, L. (17 de Enero de 2009). *La Comunidad Petrolera*. Obtenido de Ingeniería de Yacimientos: Bombas Electrosumergibles en Pozos Inteligentes: <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/bombas-electrosumergibles-en-pozos.html>
- Hirschfeldt, M. (2008). *Diseño, Selección y Optimización del Sistema de Bombeo Electrosumergible - ESP*. Bogota.
- Intendencia Libertador. (2014). *Departamento de Ingeniería de Petróleos*.
- Madrid, M. (28 de Julio de 2012). *Portal del Petróleo*. Obtenido de Bombeo Electrosumergible - Diseño ~ Portal del Petróleo: <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bombeo-electrosumergible-diseno.html>
- Melo, V. (2010). *Levantamiento Artificial I*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

- Mott, R. (2006). *Mecánica de Fluidos. Sexta Edición*. Mexico: Pearson Educación.
- PETROAMAZONAS EP. (30 de Junio de 2014). *La Institución*. Obtenido de <http://www.petroamazonas.gob.ec/la-institucion/>
- Rashid, M. H. (2004). *Electrónica de potencia (Tercera ed.)*. México, Mexico: Pearson Educación.
- Reda-Schlumberger. (2000). *ESP Training Course*.
- Sanchez, C. C. (27 de mayo de 2014). *VAN y TIR*. Obtenido de *Evaluación de Proyectos y Decisiones de Inversión*: <http://es.slideshare.net/CarlosCastaonSanchez/van-y-tir-35165241?related=1>
- Schlumberger. (2015). *Oilfield Glossary*. Obtenido de *sensores de fondo de pozo*: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/downhole\\_sensors.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/downhole_sensors.aspx)
- Sertecpet. (2006). *Bomba Jet Convencional*. Obtenido de *Bomba Jet Convencional*: [http://www.sertecpet.com.ec/public\\_html/esp/producto.php](http://www.sertecpet.com.ec/public_html/esp/producto.php)
- Tonelli, C., Muñoz, H., Bruni, M., & Teves, R. (23 y 24 de Agosto de 2012). *Pan American ENERGY*. Obtenido de *Variador de Frecuencia y Sensor de Fondo en Bombeo Electrosumergible*: <http://www.iapg.org.ar/seccionalsur/NUEVA/Jornadas2012/Trabajos/22-Uso%20de%20variador%20de%20frecuencia%20y%20sensor%20en%20BES.pdf>
- Ushiña, A. (2007). *Tesis. Diseño de una solución para la reducción de la distorsión armónica producida por los variadores de frecuencia instalados en los pozos de producción de petróleo en el campo Libertador de Petroproducción*. Quito.
- Váquiro, J. D. (23 de Febrero de 2010). *PYMES FUTURO*. Obtenido de *Periodo de recuperación de la inmersión - PRI*: <http://www.pymesfuturo.com/pri.htm>
- Weisbrot, M. A. (2002). *Ingeniería de Producción de Petróleo. Manual ESP, 2*.
- Wood Group-ESP Catalog. (2004). *Electric Submersible Pumps for the Petroleum Industry*. Recuperado el 21 de Mayo de 2015, de <http://www.oilproduction.net/files/ESP-WoodGroup.pdf>

## **7 ANEXOS**