

CARACTERIZACIÓN Y GUÍA DE ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE  
BOMBEO MECANICO Y ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS DE  
CRUDO PESADO.

DAVIAN AUGUSTO MONCADA DELGADO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2015

CARACTERIZACIÓN Y GUÍA DE ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE  
BOMBEO MECANICO Y ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS DE  
CRUDO PESADO.

DAVIAN AUGUSTO MONCADA DELGADO

Ingeniero Mecánico

Trabajo de grado para optar el título de  
Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director:

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2015

## **AGRADECIMIENTOS**

**La Culminación de esta meta tan importante en mi vida es dedicada con todo mi amor y gratitud:**

**A dios por darme la oportunidad de vivir, trabajar y estudiar.**

**A mi hija Mariana Sofía por ser el motor que impulsa mi vida.**

**A Ivonne Zulay por su comprensión, amor y apoyo.**

**A mis padres Agustín y Maria Nelly por todo su amor y fe en la superación de sus hijos,**

**A mis hermanas Solangel, Ingrid Carolina y Yeris Natalia por su cariño y apoyo en todos los momentos de mi vida.**

**A mis abuelos, tíos y primos por su amistad y cariño.**

**Davian Augusto Moncada Delgado,**

# CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	16
<b>1 PETRÓLEOS PESADOS</b> .....	20
<b>1.1 CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO PESADO COMO FLUIDO</b> .....	20
1.1.1 Generalidades del petróleo pesado .....	21
1.1.2 Caracterización de los petróleos pesados en el pozo .....	23
1.1.3 Muestreo de fluidos pesados de alta viscosidad .....	24
1.1.4 Análisis de petróleo pesado en laboratorio .....	25
<b>1.2 VISCOSIDAD Y ESTRUCTURA DE LOS CRUDOS PESADOS</b> .....	25
<b>1.3VARIABLES OPERACIONALES EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PESADOS</b> .....	28
1.3.1 Temperatura de fluidez del petróleo pesado. ....	28
1.3.2 Viscosidad, temperatura, presión y velocidad de deformación. ....	28
<b>1.4 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN LAS PROPIEDADES REOLOGICAS DEL PETROLEO PESADO</b> .....	29
<b>2 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO</b> .....	33
<b>2.1 YACIMIENTOS DE PETROLEO PESADO EN COLOMBIA</b> .....	33
2.1.1 Ecopetrol y los yacimientos de petróleos pesados.....	34
2.1.2 Potencial de nuevas reservas.....	34
<b>2.2 ALTERNATIVAS PARA LA RECUPERACION DE PETROLEO PESADO</b> .....	35
2.2.1 Alternativas para la recuperación de petróleo pesado en frio.....	35
2.2.2 Alternativas de recuperación de petróleo pesado asistidas termalmente .....	38
<b>2.3 NUEVAS TECNOLOGIAS PARA YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO</b> .....	44
2.3.1 SAGD tecnología para la recuperación de petróleo pesado en yacimientos profundos.....	44
2.3.2 Combustión en sitio método de inyección thai .....	46
2.3.3 Tecnología de inyección de aire Ecopetrol.....	48

2.4	<b>CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS DE CRUDO PESADO SUSCEPTIBLES AL USO DE BOMBEO MECÁNICO.....</b>	49
2.5	<b>CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS DE CRUDO PESADO SUSCEPTIBLES AL USO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.....</b>	50
3	<b>CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DE CRUDO PESADO.....</b>	55
3.1	<b>BOMBAS DE SUBSUELO.....</b>	56
3.1.1	<b>Tipos de bombas api.....</b>	56
3.1.2	<b>Bombas especiales.....</b>	58
3.2	<b>ANCLAS DE TUBERIA.....</b>	61
3.3	<b>SARTA DE VARILLAS.....</b>	62
3.3.1	<b>Varillas convencionales.....</b>	63
3.3.2	<b>Varillas de acero macizo.....</b>	66
3.3.3	<b>Varillas no convencionales.....</b>	66
3.4	<b>EQUIPO DE SUPERFICIE.....</b>	72
3.4.1	<b>Unidades de bombeo.....</b>	73
3.4.2	<b>Caja reductora de velocidad.....</b>	74
3.4.3	<b>Motores.....</b>	74
3.5	<b>DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.....</b>	76
3.6	<b>PARAMETROS GENERALES DE OPTIMIZACIÓN, DIAGNOSTICO Y OPERACIÓN EN EL BOMBEO MECANICO.....</b>	79
3.6.1	<b>Tolerancia entre el pistón y el barril.....</b>	79
3.6.2	<b>Bombas y accesorios especiales (no api).....</b>	80
3.7	<b>CALCULOS DE PRODUCCIÓN.....</b>	81
3.8	<b>CALCULOS DE TORQUE.....</b>	82
3.9	<b>REQUERIMIENTO DE ENERGIA PARA EL BOMBEO.....</b>	82
3.10	<b>OPTIMIZACION, DIAGNOSTICO Y OPERACIÓN DEL BOMBEO MECANICO ..</b>	84
3.10.1	<b>Tolerancia entre el pistón y el barril.....</b>	84
3.10.2	<b>Espaciado del pistón (SE).....</b>	85
3.10.3	<b>Tipos de pistones.....</b>	86
3.10.4	<b>Estadística para análisis de tiempo entre fallas.....</b>	86

3.10.5 Segregadores o anclas de gas .....	86
<b>4 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE .....</b>	<b>89</b>
4.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	89
4.1.1 Generador de potencia eléctrica.....	89
4.1.2 Transformador reductor (sdt).....	90
4.1.3 Variador o controlador de frecuencia (VSD).....	91
4.1.4 Transformador elevador (sut).....	91
4.1.5 Caja de conexiones .....	92
4.2 EQUIPO DE FONDO .....	92
4.2.1 Sensor de fondo .....	92
4.2.2 Motor.....	93
4.2.3 Cable de potencia .....	97
4.2.4 Válvula cheque.....	100
4.2.5 Válvula de drenaje.....	100
4.2.6 Protector.....	100
4.2.7 Sección de entrada a la bomba o intake.....	104
4.2.8 Bomba .....	105
4.2.9 Diseño básico y selección de una ESP.....	109
<b>5 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO Y ELECTRO-SUMERGIBLE ..</b>	<b>111</b>
5.1 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ .....	111
5.2 METODOLOGÍA RCA EN SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DE CRUDO PESADO .....	116
5.2.1 Ejemplo del RCA: falla en el sistema de bombeo de un pozo en el campo Nare el pozo deja de fluir .....	116
5.2.2 Fase 1: análisis del problema .....	116
5.2.3 Fase 2: consideración de todas las causas posibles de la falla .....	117
5.2.4 Fase 3. Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz....	118
5.2.5 Fase 4: consideraciones de todas las posibles soluciones a la causa raíz..	121
5.2.6 Fase 5. Selección de la mejor solución.....	122

5.2.7	Fase 6: implementación de la solución y seguimiento.....	123
5.3	EFFECTOS DE FALLA – CAUSAS Y SOLUCIONES DE MAYOR RELEVANCIA EN EL BOMBEO MECÁNICO.....	123
5.4	METODOLOGÍA RCA EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE EN POZOS DE CRUDO PESADO.....	125
5.4.1	Ejemplo de RCA: falla en el tablero conmutador no funciona, el equipo ESO no enciende.....	125
5.4.2	Fase 1: análisis del problema.....	126
5.4.3	Fase 2: consideraciones de todas las causas posibles de falla.....	126
5.4.4	Fase 3. Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz....	126
5.4.5	Fase 4: consideraciones de todas las posibles soluciones a la causa raíz..	129
5.4.6	Fase 5. Selección de la mejor solución.....	130
5.4.7	Fase 6: implementación de la solución y seguimiento.....	130
5.5	EFFECTOS DE FALLA – CAUSAS Y SOLUCIONES DE MAYOR RELEVANCIA EN EL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	131
6	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DE CRUDO PESADO.....	138
7	RECOMENDACIONES DE DISEÑO EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DE CRUDO PESADO.....	141
7.1	LUZ ENTRE EL PISTÓN Y BARRIL – DIMENSIONES DE LOS PISTONES.....	141
7.2	VALVUAL SEMIESFÉRICA CON VÁSTAGO Y GUÍA.....	141
7.3	RECOMENDACIONES Y ALTERNATIVAS EN PETRÓLEO PESADO.....	142
8	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN POZOS DE CRUDO PESADO.....	143
9	NUEVOS DESARROLLOS EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS DE CRUDO PESADO.....	145
10	CONCLUSIONES.....	152
	BIBLIOGRAFIA.....	155

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1 Propiedades y composición de diferentes hidrocarburos.</b> .....	26
<b>Tabla 2 Análisis de crudos pesados C.G.S.J (Cuenca del golfo de san Jorge. Argentina)</b> .....	27
<b>Tabla 3 Ecuaciones de Beggs y Robinson.</b> .....	31
<b>Tabla 4 Comparación de los sistemas de levantamiento artificial Bombeo mecánico y Electrosumergible.</b> .....	52
<b>Tabla 5 Composición Química de las Varillas de Acero.</b> .....	63
<b>Tabla 6 Propiedades Mecánicas de Fuerza de las Varillas de Acero.</b> .....	64
<b>Tabla 7 Composición de Varillas para cada Fabricante.</b> .....	64
<b>Tabla 8 Tipos y Propiedades de Varillas Continuas del Mercado</b> .....	67
<b>Tabla 9 Diámetros y Torque Máximo para cada Tipo de Varilla Continua</b> .....	68
<b>Tabla 10 Nomenclatura de varillas continuas CORD</b> .....	69
<b>Tabla 11 Propiedades Químicas y Mecánicas de los materiales de una varilla de succión API de acuerdo con la especificación API 11B.</b> .....	69
<b>Tabla 12 Otros accesorios en el Bombeo Mecánico</b> .....	70
<b>Tabla 13 Clasificación de las Unidades de Bombeo</b> .....	74
<b>Tabla 14 Tipo de Motor NEMA y características</b> .....	75
<b>Tabla 15 Tipos de motores a gas.</b> .....	76
<b>Tabla 16 Tabla de diseño de cálculos para sistemas de bombeo mecánico convencional</b> .....	78
<b>Tabla 17 Cálculos de producción sistema de bombeo mecánico.</b> .....	81
<b>Tabla 18 Tipos de Torques</b> .....	82
<b>Tabla 19 Pérdidas de energía</b> .....	83
<b>Tabla 20 Diseño de un ancla Tipo Poorman para crudos pesados</b> .....	88
<b>Tabla 21 Materiales componentes del cable de potencia</b> .....	98
<b>Tabla 22 Tipos de Cable REDA</b> .....	99
<b>Tabla 23 Tipos básicos de construcción de ESP.</b> .....	107
<b>Tabla 24 Parámetros para especificar la Bomba ESP.</b> .....	108
<b>Tabla 25 Pasos básicos para calcular y analizar las ESP.</b> .....	109
<b>Tabla 26 Datos en análisis de falla</b> .....	111
<b>Tabla 27 Pasos para la caracterización del problema</b> .....	114
<b>Tabla 28 Efectos de falla, causas y soluciones en el Bombeo Mecánico</b> .....	123
<b>Tabla 29 Efectos de Falla, causas y soluciones en el bombeo electrosumergible.</b> ..	131
<b>Tabla 30 Recomendaciones y alternativas en sistemas de bombeo mecánico en pozos de crudo pesado.</b> .....	142
<b>Tabla 31 Nuevos Desarrollos del ESP</b> .....	145

## LITA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	<b>Potencial de reservas de crudo pesado en Colombia</b> .....	<b>34</b>
<b>Figura 2</b>	<b>Transporte de petróleo pesado por dilución y recuperación del diluyente</b> .....	<b>36</b>
<b>Figura 3</b>	<b>Estimulación cíclica de Vapor (CSS)</b> .....	<b>38</b>
<b>Figura 4</b>	<b>Combustión en sitio ISC</b> .....	<b>40</b>
<b>Figura 5</b>	<b>Método de inyección de petróleo THAI</b> .....	<b>40</b>
<b>Figura 6</b>	<b>Cámara de Vapor en su etapa de crecimiento</b> .....	<b>43</b>
<b>Figura 7</b>	<b>Método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)</b> .....	<b>43</b>
<b>Figura 8</b>	<b>Proceso THAI</b> .....	<b>47</b>
<b>Figura 9</b>	<b>Inyección de aire.</b> .....	<b>48</b>
<b>Figura 10</b>	<b>Unidad de Bombeo Mecánico Convencional</b> .....	<b>55</b>
<b>Figura 11</b>	<b>Esquema típico bomba de Subsuelo (5 partes principales)</b> .....	<b>56</b>
<b>Figura 12</b>	<b>División API de bombas de subsuelo</b> .....	<b>57</b>
<b>Figura 13</b>	<b>Nomenclatura API de las bombas de Subsuelo</b> .....	<b>57</b>
<b>Figura 14</b>	<b>Sección transversal de bomba de tubería</b> .....	<b>58</b>
<b>Figura 15</b>	<b>Esquema con Bomba con válvula Dartt</b> .....	<b>59</b>
<b>Figura 16</b>	<b>Varillas de Acero.</b> .....	<b>66</b>
<b>Figura 17</b>	<b>Carrete de Transporte y Almacenamiento de Varilla Continua.</b> .....	<b>68</b>
<b>Figura 18</b>	<b>Terminaciones Típicas de las varillas</b> .....	<b>71</b>
<b>Figura 19</b>	<b>Acople tipo Hembra – Hembra para Varillas</b> .....	<b>71</b>
<b>Figura 20</b>	<b>Corte Transversal de un Subcoupling</b> .....	<b>71</b>
<b>Figura 21</b>	<b>Parámetros operacionales básicos en el diseño de sistemas de bombeo mecánico</b> .....	<b>77</b>
<b>Figura 22</b>	<b>Estimación de la eficiencia Mecánica</b> .....	<b>83</b>
<b>Figura 23</b>	<b>Ancla de gas Tipo POORMAN</b> .....	<b>87</b>
<b>Figura 24</b>	<b>Configuración típica de una bomba electrosumergible.</b> .....	<b>90</b>
<b>Figura 25</b>	<b>Transformador</b> .....	<b>90</b>
<b>Figura 26</b>	<b>Variador de frecuencia</b> .....	<b>91</b>
<b>Figura 27</b>	<b>Caja de Conexión</b> .....	<b>92</b>
<b>Figura 28</b>	<b>Instalación típica ESP. Equipo de fondo.</b> .....	<b>93</b>
<b>Figura 29</b>	<b>Sensor</b> .....	<b>93</b>
<b>Figura 30</b>	<b>Motor eléctrico</b> .....	<b>94</b>
<b>Figura 31</b>	<b>Componentes del motor</b> .....	<b>95</b>
<b>Figura 32</b>	<b>Cojinete de empuje</b> .....	<b>95</b>
<b>Figura 33</b>	<b>Partes del motor</b> .....	<b>96</b>
<b>Figura 34</b>	<b>Cable de potencia</b> .....	<b>97</b>
<b>Figura 35</b>	<b>Protector</b> .....	<b>101</b>
<b>Figura 36</b>	<b>Protector de Cámara laberíntica</b> .....	<b>101</b>

<b>Figura 37 Cojinetes de carga en los protectores .....</b>	<b>102</b>
<b>Figura 38 Configuraciones en los protectores.....</b>	<b>103</b>
<b>Figura 39 Intake .....</b>	<b>104</b>
<b>Figura 40 Bomba .....</b>	<b>105</b>
<b>Figura 41 Cortes de una Etapa .....</b>	<b>106</b>
<b>Figura 42 Tipos de construcciones para las bombas .....</b>	<b>108</b>
<b>Figura 43 Diagrama para la aplicación de un Análisis Causa Raíz. ....</b>	<b>112</b>
<b>Figura 44 Árbol lógico de fallas .....</b>	<b>115</b>
<b>Figura 45 Carta Dinamométrica mostrando, varilla rota .....</b>	<b>116</b>
<b>Figura 46 Modos o causas posibles de Fallas .....</b>	<b>117</b>
<b>Figura 47 Descripción del modo de falla verificado .....</b>	<b>118</b>
<b>Figura 48 Causas probables de falla .....</b>	<b>118</b>
<b>Figura 49 Causas raíz física del modo de falla 1 .....</b>	<b>119</b>
<b>Figura 50 Determinación de la causa raíz humana.....</b>	<b>119</b>
<b>Figura 51 Causa Raíz humana.....</b>	<b>120</b>
<b>Figura 52 Causas posibles de falla .....</b>	<b>120</b>
<b>Figura 53 Verificación de las Causas posibles de falla .....</b>	<b>121</b>
<b>Figura 54 Selección de la mejor solución. ....</b>	<b>122</b>
<b>Figura 55 Modos o causas posibles de falla .....</b>	<b>126</b>
<b>Figura 56 Descripción del modo de falla verificado .....</b>	<b>127</b>
<b>Figura 57 Causas probables de falla .....</b>	<b>127</b>
<b>Figura 58 Causas raíz física del modo de falla 1 .....</b>	<b>127</b>
<b>Figura 59 Causa Raíz humana.....</b>	<b>128</b>
<b>Figura 60 Causas posibles de falla .....</b>	<b>128</b>
<b>Figura 61 Verificación de las Causas posibles de falla .....</b>	<b>129</b>
<b>Figura 62 Factores a tener en cuenta. ....</b>	<b>130</b>
<b>Figura 63 Diagrama de flujo para la optimización del bombeo mecánico en pozos de crudo pesado. ....</b>	<b>138</b>
<b>Figura 64 Válvula Semiesférica con vástago guía .....</b>	<b>142</b>
<b>Figura 65 Proceso de optimización del bombeo electrosumergible.....</b>	<b>143</b>

## LISTA DE GRAFICAS

<b>Grafica 1 Reservas de petróleo pesado por región, en miles de millones de barriles.</b>	
.....	20
<b>Grafica 2 Total de reservas de petróleo del mundo.....</b>	22
<b>Grafica 3 Tendencia de la Viscosidad con la temperatura. ....</b>	22
<b>Grafica 4 Viscosidad vs Temperatura de crudos de diferentes características químicas .....</b>	26
<b>Grafica 5 Variación de la densidad con la Temperatura (Petróleo: 8.5°API).....</b>	30
<b>Grafica 6 Viscosidad como una función de la temperatura (Petróleo 10.3°API).....</b>	31
<b>Grafica 7 Dependencia ente el gradiente de velocidad y el esfuerzo de corte. ....</b>	32
<b>Grafica 8 Dependencia entre el gradiente de velocidad y la viscosidad aparente, (Petróleo 15°API).....</b>	32
<b>Grafica 9 Rango típico de aplicaciones del Bombeo Mecánico .....</b>	50
<b>Grafica 10 Rango típico de aplicación del Bombeo Electrosumergible.....</b>	51

## RESUMEN

**TÍTULO:** CARACTERIZACION Y GUIA DE ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO MECANICO Y ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS DE CRUDO PESADO

**AUTHOR:** ING. DAVIAN AUGUSTO MONCADA DELGADO

**KEYWORDS:** Heavy oil, Flow Assurance, Viscosity Reduction, Apparent Viscosity.

Este trabajo tiene como objetivo presentar una nueva tecnología para el aseguramiento de flujo en un campo de crudo extra pesado. En él se muestra un piloto exitoso realizado en un campo de los llanos orientales colombianos en donde se expone el efecto del producto químico (mejorador de flujo) sobre la producción de fluidos del pozo piloto y sobre la reducción de nafta inyectada en cabeza de pozo (diluyente utilizado para la movilidad en superficie del crudo).

Como principio fundamental se tiene la modificación de las propiedades reológicas del crudo mediante el cambio de la viscosidad aparente del crudo por efecto de cargas y de la tensión interfacial de las moléculas equivalentes dentro del fluido, permitiendo una mejor movilidad de los fluidos desde el reservorio hasta las facilidades de producción por medio de resinas surfactantes que interactúan con las partículas coloidales en el crudo reduciendo su viscosidad.

Finalmente se menciona como una de las conclusiones más contundentes que con el mejorador de flujo sí es posible reducir la inyección de nafta para dilución en valores cercanos al -30% aumentando la producción del pozo cerca al 40%.

---

\* Trabajo de Investigación.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Erik Giovany Montes Paez

## ABSTRACT

**TITLE:** CHARACTERIZATION AND STUDY GUIDE SYSTEMS PUMPING electrosumergible MECHANICAL AND HEAVY OIL WELL

**AUTHORS:** ENG. ANDRES JAVIER CHAUSTRE RUIZ, RAFAEL EDUARDO PEREZ HERNANDEZ\*\*

**KEYWORDS:** Heavy oil, Flow Assurance, Viscosity Reduction, Apparent Viscosity.

This work aims to present a new technology for flow assurance in a field of extra-heavy oil. It is presented a successful pilot study in a field of Colombian eastern plains where the effect of the chemical (flow improver) on the production of fluids from the pilot is exposed and displayed on reducing wellhead naphtha injection (naphtha is a diluent used for surface mobility of oil).

The fundamental principle is the modification of rheological properties of oil by changing the apparent viscosity as a consequence of the effect of electric charges and the effect of interfacial tension of the equivalent molecules within the fluid, allowing a greater mobility of fluids from the reservoir to the production facilities through resins surfactants that interact with the colloidal particles in the crude reducing its viscosity.

The pilot is divided into two phases, the first phase is to determine which of the two proposed flow improvers has better performance and behavior, and the second phase consists in carrying out the reduction of naphtha used for dilution with the application of the flow improver selected in the first phase.

---

\* Research Work.

\*\*Faculty of Engineering Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director: Ing. Erik Giovany Montes Paez

## INTRODUCCIÓN

La mayor parte de los recursos<sup>1</sup> de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y costosos de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más desgastes en los elementos que componen los sistemas de levantamiento artificial, horas hombre en la intervención de los pozos y gastos para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos, por lo anterior se hace necesario conocer el comportamiento y propiedades de los crudos pesados con el fin de aprovechar esta fuente de energía.

La necesidad de restituir las reservas<sup>2</sup>, está incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con nuevas tecnologías<sup>3</sup> y recomendaciones de diseño<sup>4</sup> en los sistemas de levantamiento artificial.

temperatura. Los petróleos pesados son de baja densidad API<sup>5</sup> y con la disminución de la densidad API aumenta el contenido de resinas y asfáltenos.

---

<sup>1</sup> El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a  $13 \times 10^{12}$  (trillones de barriles) (1,4 a 2,1 trillones de m<sup>3</sup>). El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extra pesado y bitumen. Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010.

<sup>2</sup> En el informe del "World Energy Outlook 2008", publicado por la Agencia Internacional de Energía, esta calcula que, como consecuencia del declive de la producción global de crudos convencionales de 70 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007, a 51 Mbd en 2015, y a 27 Mbd en 2030. Es decir una caída de 43 Mbd para el 2030 (excluyendo los aumentos de producción obtenidos a partir de la aplicación de técnicas mejoradas de recuperación del petróleo). Eso significa que entre 2007 y 2030, para mantener la capacidad de producción a los niveles de 2007 y cubrir las necesidades surgidas del incremento de la demanda prevista, cifrada en torno a los 21 Mbd, la industria petrolera tendrá que desarrollar una nueva capacidad productiva cercana a los 64 Mbd, volumen que equivale a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2008-1994/weo2008>

<sup>3</sup> Ver página 91 Efectos de falla, causas y soluciones para el Bombeo Mecánico. Ver página 113 Recomendaciones y alternativas en el petróleo pesado. Ver página 117 Nuevos desarrollos en los sistemas de bombeo electrosumergibles para pozos de crudo pesado.

<sup>4</sup> Ver página 112 recomendaciones de diseño en los sistemas de bombeo mecánico en pozos de crudo pesado. Ver página 99 Efectos, causas y soluciones de mayor relevancia en el bombeo electrosumergible.

<sup>5</sup> Densidad API: Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo,

Las características que debe tener un petróleo pesado para ser transportado por tubería desde el yacimiento hasta la superficie son:

- Temperatura por encima del punto de fluidez.
- Viscosidad lo suficientemente baja, con el objetivo de disminuir costos y los requerimientos de bombeo.

El mayor reto del transporte de petróleos pesados desde el yacimiento a la superficie radica en el manejo de la alta viscosidad. Por lo anterior son necesarios altos diferenciales de presión para bombear el crudo lo que crea requerimientos de alta energía en las bombas. Por lo anterior se hace necesario encontrar la manera más eficiente y económica de extraer los petróleos pesados del yacimiento.

Las alternativas que han tenido mayor aplicación en la industria del petróleo para obtener condiciones reológicas óptimas<sup>6</sup> de extraer crudos pesados se dividen en dos tipos principales según la temperatura:

- Alternativas de recuperación de petróleo pesado en frío:
  - Dilución
  - Inyección de agua
  - Extracción de petróleo asistida por vapor (VAPEX)
  - Tecnología de inyección de aire
- Alternativas de recuperación de petróleo pesado asistidos termalmente:
  - Estimulación cíclica por vapor de agua (CSS)
  - Desplazamiento por vapor de agua
  - Combustión en sitio.
  - Combustión en sitio método de inyección THAI
  - Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)

---

expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedarán entre 10° y 70° de gravedad API. La fórmula arbitraria utilizada para obtener este efecto es: Gravedad API =  $(141,5/GE \text{ a } 60 \text{ } ^\circ\text{F}) - 131,5$ ; donde GE es la gravedad específica del fluido. [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api\\_gravity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api_gravity.aspx)

<sup>6</sup> Las condiciones reológicas óptimas son las condiciones de temperatura y presión en las que: la viscosidad aparente (relación entre esfuerzo de corte y deformación), coeficientes de esfuerzos normales, viscosidad compleja (respuesta ante esfuerzos de corte oscilatorio), Módulo de almacenamiento y módulo de pérdidas (comportamiento viscoelástico lineal) y funciones complejas de visco-elasticidad no lineal hacen que sea económicamente viable la recuperación del petróleo pesado. Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010.

- SAGD Tecnología para la recuperación de petróleo pesado en yacimientos profundos.

La producción de hidrocarburos pesados requiere de alta energía para hacer fluir el petróleo desde el yacimiento hasta la superficie debido a esto se emplean métodos de levantamiento artificial tales como el Bombeo mecánico y electrosumergible ampliamente utilizados en la industria. A estos sistemas de levantamiento se les exige alta resistencia mecánica, alta eficiencia y bajo tiempo medio entre fallas para que hagan rentable la explotación de pozos de hidrocarburos pesados.

El bombeo mecánico es un sistema en el cual el movimiento de la bomba en el pozo se origina en la superficie y se transmite a la bomba de subsuelo por medio de una sarta de varillas. Las unidades de bombeo mecánico son un mecanismo que permite transformar el movimiento armónico simple del motor en un movimiento armónico a nivel de la varilla pulida.

El bombeo electrosumergible (ESP) es un sistema de levantamiento artificial de fluidos de producción donde una bomba centrífuga de múltiples etapas convierte la energía provista por un motor eléctrico en energía de presión, que es la energía contenida en el fluido permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento salga a superficie.

En general, el diseño de los sistemas de bombeo mecánico y electrosumergible es relativamente simple pero requiere de una producción alta, así como de una excelente operación y nuevas tecnologías para alargar su vida útil, configuraciones que permitan que las reparaciones sean rápidas y de bajo costo, sistemas de bombeo con componentes que manejan fluidos muy viscosos y las consideraciones de ambientes extremos (altas presiones y temperaturas).

Con el fin de mejorar los diseños y detectar las fallas en los sistemas de bombeo en la industria del petróleo se utilizan metodologías de análisis de fallas las cuales permiten determinar las causas origen de los problemas en los sistemas de producción, facilitando la elaboración de propuestas de mejora que reduzcan sustancialmente o eliminen la frecuencia y el impacto de las fallas.

Cuando se aplica RCA<sup>7</sup> (Análisis Causa Raíz) se debe tener una definición clara del sistema de bombeo a analizar, para comprender las interrelación existente entre las diversas etapas y componentes del sistema de producción de crudo, lo que permite al momento de realizar un estudio considerar todos los factores, aspectos y circunstancias que están presentes en un evento ya que cualquiera de ellas puede generar una falla.

El análisis del funcionamiento del sistema de bombeo es importante para aumentar la eficiencia, dando como consecuencia un aumento en la producción y una disminución en los costos de levantamiento.

La industria de los hidrocarburos se ha interesado en la optimización de los sistemas de levantamiento artificial en pozos de crudo pesado aun cuando presentan mayores costos e inversiones operacionales constituyen el presente y futuro de la industria del petróleo. Por lo cual se ha intentado mejorar los sistemas de producción para maximizar la eficiencia de flujo mediante la implementación de una técnica efectiva y confiable que incluyen la recolección de datos confiables, el análisis cuantitativo y cualitativo de la información.

Finalmente en el proceso de optimización de los sistemas de bombeo en pozos de petróleo pesado se deben tener en cuenta las recomendaciones de diseño en las válvulas del sistema de bombeo mecánico, los nuevos materiales de las varillas y sus configuraciones, las tolerancias entre el pistón y el barril, materiales más resistentes a la corrosión y a la abrasión en los impulsores de las bombas electrosumergibles, los motores eléctricos con mayores tolerancias a las altas temperaturas y los cables de potencia resistentes a la corrosión con el fin de hacer más rentable la producción y entendiendo que cada sistema de levantamiento artificial es un caso particular y se debe tratar como tal.

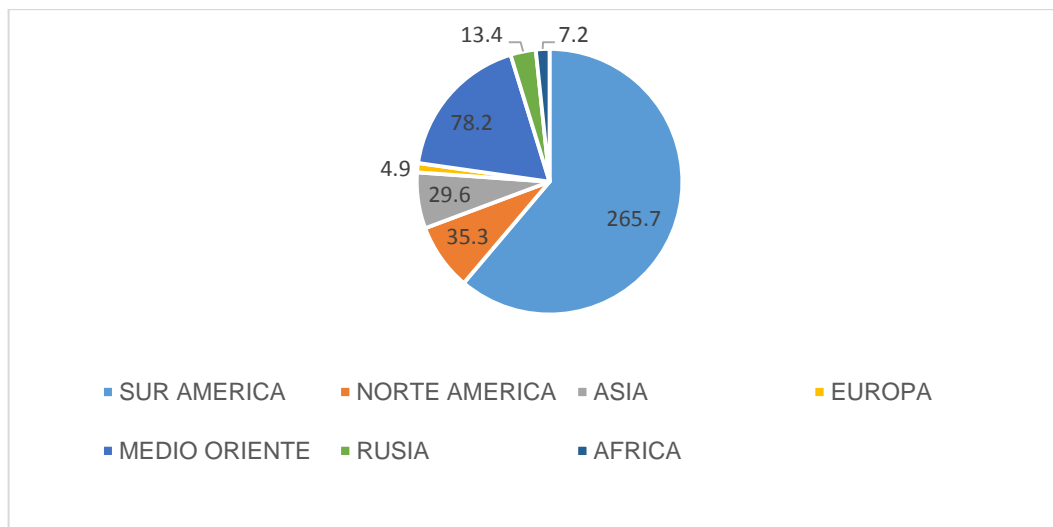
---

<sup>7</sup> El Análisis Causa Raíz (RCA): Es un método de análisis de fallas que utiliza la lógica sistemática para identificar las causas responsables de las fallas. También permite identificar la mejor solución para corregir la causa identificada y como realizar su seguimiento. MONCADA DELGADO, Davian Augusto, RODRÍGUEZ ARENAS, Edder, QUIÑONEZ VELÁSQUEZ, Jelder, SARMIENTO GONZALEZ, Juan Alexander, SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE FALLAS, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

# 1 PETRÓLEOS PESADOS

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponden a hidrocarburos viscosos y pesados, los cuales demandan más recursos que los petróleos convencionales para ser producidos. El avance tecnológico en los sistemas de levantamiento artificial y métodos de extracción han hecho rentable la recuperación del petróleo pesado en muchas partes del mundo. En la gráfica 1. se presentan las reservas de petróleo pesado por región en miles de millones de barriles.

**Gráfica 1 Reservas de petróleo pesado por región, en miles de millones de barriles.**



Fuente: Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010. Pág. 6.

## 1.1 CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO PESADO COMO FLUIDO

La propiedad más importante de los petróleos pesados y que determina en las empresas productoras de petróleo el método y la tecnología a usar para la recuperación del crudo es la viscosidad.

### 1.1.1 Generalidades del petróleo pesado

El petróleo pesado se produce típicamente en formaciones geológicamente jóvenes: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Los yacimientos de petróleo pesado tienden a ser someros. La biodegradación de hidrocarburos livianos es la causa principal de la formación de petróleo pesado.<sup>8</sup> Otros mecanismos, tales como el lavado con agua y el fraccionamiento de fases, contribuyen a la formación de petróleo pesado, separando las fracciones livianas del petróleo pesado.

El petróleo pesado tiende a poseer altas concentraciones de metales (particularmente níquel y vanadio) y altas viscosidades<sup>9</sup> lo que exige más esfuerzos y recursos para la extracción. El petróleo pesado se define como petróleo con una densidad API entre 10° API y 23.3°API<sup>10</sup> y con una viscosidad muy elevada; contiene una elevada concentración de asfáltenos, resinas y parafinas. Se usan para obtener asfaltos, combustibles pesados (bunker) y cantidades significativas de azufre, níquel y vanadio. Con la disminución de la densidad API del petróleo pesado aumenta el contenido de resinas y asfáltenos. En los petróleos pesados son más abundantes las macromoléculas.

El petróleo pesado tiene un menor precio en el mercado de crudos es más difícil producir y de refinar que los petróleos convencionales.

El petróleo pesado como recurso es abundante en el mundo (ver **Grafica 2. Total de reservas de petróleo del mundo**), El petróleo pesado, el petróleo extra pesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles)<sup>11</sup>.

---

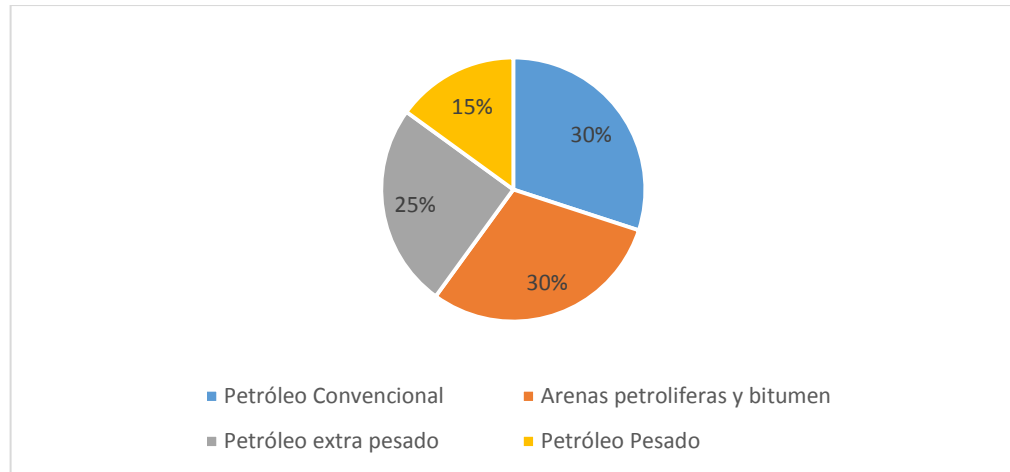
<sup>8</sup> La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y otros metales. Head IM, Jones DM y Larter SR: "Biological Activity in the Deep Subsurface and the Origin of Heavy OIL, Nature 426, No. 6964, 20 de November de 2003), Pag 344 – 352.

<sup>9</sup> La viscosidad de los petróleos pesados y extra pesados puede fluctuar entre menos de 20 cP y más de 1.000.000 cP (1.000 Pa.s).

<sup>10</sup> Para el cálculo de la densidad API se utiliza la medición superficial de la gravedad específica del petróleo desgasificado. La fórmula que relaciona la gravedad específica (S.G.) a 60°F con la densidad del petróleo API es Densidad API = (141.5/S.G.)-131.5.

<sup>11</sup> [http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review/sp/2006/or2006\\_sp\\_aut.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2006/or2006_sp_aut.aspx). La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review Autumn 2006 in Spanish. Pag 40.

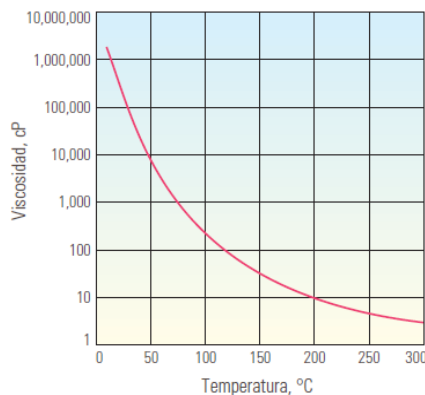
## Grafica 2 Total de reservas de petróleo del mundo



Fuente: [http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review/sp/2006/or2006\\_sp\\_aut.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2006/or2006_sp_aut.aspx). La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review Autumn 2006 in Spanish.

La viscosidad es la propiedad clave de los petróleos pesados, y esta depende significativamente de la temperatura, los petróleos pesados cuando se calientan se vuelven menos viscosos. En la **gráfica 3. Tendencia de la Viscosidad con la temperatura**. Se muestra la tendencia que siguen todos los petróleos pesados y extra pesados (la viscosidad se reduce al aumentar la temperatura).<sup>12</sup>

## Grafica 3 Tendencia de la Viscosidad con la temperatura.



Fuente: [http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review/sp/2006/or2006\\_sp\\_aut.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2006/or2006_sp_aut.aspx). La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review Autumn 2006 in Spanish.

<sup>12</sup> [http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review/sp/2006/or2006\\_sp\\_aut.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2006/or2006_sp_aut.aspx). La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review Autumn 2006 in Spanish. Pag 40.

Propiedades físicas y químicas del petróleo pesado:

- Alta viscosidad
- Baja gravedad API.
- Alto punto de fluidez: 80°F – 100°F.
- Alto contenido de metales pesados como Níquel y Vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alta relación gas aceite (GOR).
- Salinidad del crudo.
- Producción de arena.

### 1.1.2 Caracterización de los petróleos pesados en el pozo

El conocimiento de la viscosidad en todo el yacimiento es vital para el modelado de la producción y la predicción de la recuperación de las reservas. La construcción de un mapa de viscosidad requiere el muestreo adecuado y la información de la viscosidad en sitio, derivada de los registros. (La viscosidad del petróleo pesado puede presentar grandes variaciones incluso dentro de la misma formación).

Cuando la viscosidad es de más de 100.000 cP (100 Pa.s) aproximadamente, los registros de resonancia magnética nuclear (NMR) visualizan la mayor parte del petróleo pesado como parte de la matriz de roca, no obstante, el incremento de la viscosidad hace que el índice de hidrogeno relativo (RHI)<sup>13</sup> en disminución se vuelva más sensible al cambio en la viscosidad con viscosidades altas. En base a esto se desarrollan nuevas relaciones empíricas entre los parámetros NMR y la viscosidad del fluido, la conversión de estas relaciones de viscosidad NMR de laboratorio en una relación que funcione para las herramientas de adquisición de registros NMR no es directa.

Los petróleos pesados contenidos en las rocas se mezclan con otros fluidos y exhiben comportamientos que difieren de los fluidos volumétricos del laboratorio. La combinación correcta de mediciones de laboratorio y mediciones obtenidas a

---

<sup>13</sup> El índice de hidrógeno relativo (RHI) es definido como una relación de los índices de amplitud (AI):  $RHI = AI_{oil} / AI_{water}$ , donde AI= amplitud de la señal del fluido/masa del fluido.

partir de la adquisición de registros puede proveer la información necesaria para ajustar la relación de viscosidad y producir un registro de viscosidad continuo.<sup>14</sup>

La capacidad de estimar la viscosidad del petróleo pesado ayuda a las compañías a mapear los cambios producidos en la viscosidad a lo largo de todos sus yacimientos de petróleo pesado y, en última instancia, asistirá en la determinación de la estrategia de terminación y recuperación apropiada.

### **1.1.3 Muestreo de fluidos pesados de alta viscosidad**

Debido a que la alta viscosidad y las formaciones no consolidadas en los pozos de petróleo pesado dificultan la adquisición de muestras de fluidos representativas (calidad PVT<sup>15</sup>) y las pruebas de la dinámica de los yacimientos, se han desarrollado técnicas de muestreo para el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT las cuales permiten una mejor caracterización de los yacimientos de petróleo pesado.

Para desarrollar las técnicas de muestreo en pozos de crudo pesado se requiere:

- Una Probeta de diámetro extra grande.
- Una probeta enfocada
- Empacadores duales con filtros (cedazos) de empaques de grava diseñados a medida.
- Bomba de desplazamiento de presión extra alta para tasas de flujo bajas.
- Análisis avanzado de fluidos de fondo de pozo.
- Metodología de muestreo especializada.

Una metodología que ha recolectado con éxito muestras de petróleo de alta viscosidad comienza con la simulación del flujo multifásico alrededor del pozo para modelar la reducción de contaminación con fluido de perforación con el transcurso del tiempo, a medida que se bombea fluido en el pozo. Variando la viscosidad del petróleo, la anisotropía de la permeabilidad, la invasión del fluido de perforación, la

---

<sup>14</sup> Ejemplo de obtención de registro de viscosidad continuo de petróleo pesado en Western Canadá. [http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review/sp/2006/or2006\\_sp\\_aut.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2006/or2006_sp_aut.aspx). La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review Autumn 2006 in Spanish. Pag 47.

<sup>15</sup> Se denomina muestra de calidad PVT a aquellas que poseen un nivel de contaminación suficientemente bajo como para que las propiedades PVT medidas en el laboratorio se correspondan con las de una muestra no contaminada. El nivel de contaminación máximo permitido varía según la compañía y el laboratorio. Un estándar común es 7% de contaminación.

tasa de flujo y la posición del probador MDT, es posible estimar el tiempo de bombeo requerido para recolectar una muestra con un nivel de contaminación suficientemente bajo.

#### 1.1.4 Análisis de petróleo pesado en laboratorio

Para caracterizar las muestras de los petróleos pesados (determinar el comportamiento en lo que respecta a fase y viscosidad) se requiere:

1. El análisis GC<sup>16</sup> (cromatografía gaseosa) estándar el cual determina la composición química de un petróleo convencional hasta C<sub>36+</sub><sup>17</sup>.
2. El análisis de las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos (SARA), el cual fracciona el petróleo en condiciones de tanque en saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, expresados como porcentaje en peso, por solubilidad y cromatografía.
3. La destilación simulada es una técnica GC que identifica los componentes de los hidrocarburos en el orden de sus puntos de ebullición (se lleva a cabo a temperaturas que oscilan entre 36 y 750°C), esta técnica puede resolver los componentes hasta el C<sub>120</sub>.<sup>18</sup>
4. Comportamiento de fase PVT, esta medición describe cómo las propiedades de un petróleo son afectadas por los cambios de presión, temperatura o composición, que tienen lugar durante un proceso de producción.

Solo un detallado conocimiento de la composición del petróleo permite relacionar composición – estructura y viscosidad.

## 1.2 VISCOSIDAD Y ESTRUCTURA DE LOS CRUDOS PESADOS

En la Grafica 4. Se puede apreciar el cambio de viscosidades con la temperatura de dos crudos de diferente característica química:

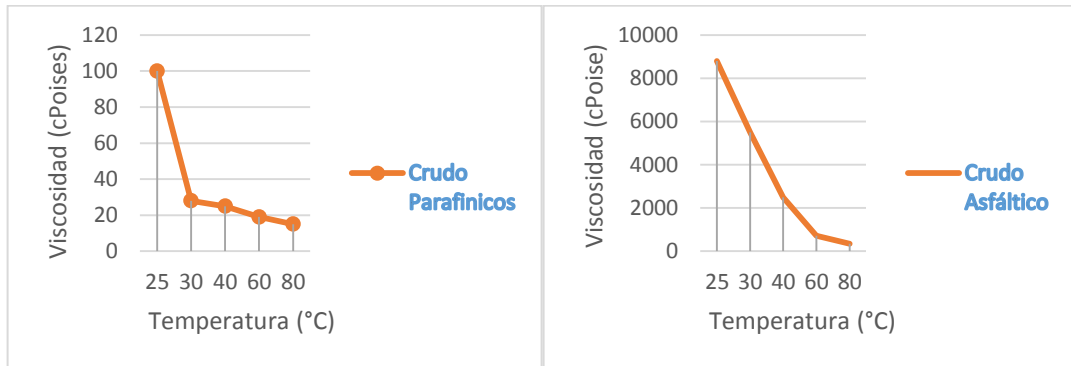
---

<sup>16</sup> En el método GC, una muestra es vaporizada y luego transportada por un gas inerte a través de una columna que separa los componentes. Cada componente produce un pico separado en la salida del detector.

<sup>17</sup> La composición C<sub>36+</sub> indica que los compuestos de hasta 35 átomos de carbono se discriminan por separado, combinándose el resto en una fracción indicada como C<sub>36+</sub>.

<sup>18</sup> En los petróleos pesados la destilación simulada tiene una aplicación limitada, ya que los componentes más grandes que conforman una porción significativa del petróleo pesado experimentan degradación química a temperaturas elevadas; el craqueo empieza a ocurrir a temperaturas superiores a 350°C.

#### Grafica 4 Viscosidad vs Temperatura de crudos de diferentes características químicas



Fuente: Nota Técnica GPA 75 – Viscosidad y estructura en crudos pesados de la C.G.S.J.

El cambio brusco de la viscosidad entre 25 y 30°C del crudo parafinico se debe a la disolución de los cristales de parafinas. En la curva de crudo parafinico (Ver Grafica 3.) a partir de 30°C la viscosidad varía muy poco con la temperatura, un cambio en 50°C solo reduce la viscosidad a la mitad. El crudo asfáltico (Los crudos pesados lo son en naturaleza) muestra un cambio permanente en la viscosidad con la temperatura (una reducción de 50% cada 10°C).

En los petróleos pesados la polaridad se debe a la presencia (y abundancia) de los asfáltenos y en segundo lugar de las resinas. Vemos en la Tabla 1. Como varían asfáltenos y resinas en los diferentes hidrocarburos.

**Tabla 1 Propiedades y composición de diferentes hidrocarburos.**

HIDROCARBURO	DENSIDAD @ 15,0 °C (gr/cm3)	Viscosidad cPois	Resinas %	Asfaltenos %	Saturados + aromáticos %
Condensado	0,660 - 0,609	0,6 @ 20°C	0	0	100
Kerosen	0,790 - 0,810	1,7 @ 20°C	0	0	100
Gas Oil	0,8312	3,4 @ 40°C	0,4	0	99,6
Petróleo Liviano	0,798	8,5 @ 40°C	10	0,5	89,5
<b>Petróleo Pesado</b>	<b>0,9312</b>	<b>1500 @ 80°C</b>	<b>30,8</b>	<b>5,8</b>	<b>63,4</b>

Fuente: Nota Técnica GPA 75 – Viscosidad y estructura en crudos pesados de la C.G.S.J.

Los asfáltenos son químicamente estructuras poliaromáticas constituidas por anillos aromáticos y naftenicos (cicloparafinicos) vinculados entre sí mediante uniones electrónicas. En su estructura concentran heterocompuestos.

Los asfáltenos tienden a asociarse aún en soluciones diluidas. Asfáltenos y resinas están asociados en los petróleos por medio de uniones hidrogeno intermoleculares. Si la concentración de los asfáltenos es superior al 4% estos forman un sistema coloidal que determina la viscosidad del producto. El origen de las altas viscosidades en los petróleos proviene del “enredado” de asfáltenos solvatados y estabilizados por las moléculas de resinas. Por efectos estéricos las resinas rodean a los asfáltenos y previenen su superposición (overlapping). Este fenómeno baja el efecto de los asfáltenos sobre la viscosidad.

Los crudos pesados tienen una fracción abundante de macromoléculas y esta se compone de:

- Asfáltenos
- Resinas
- Hidrocarburos Saturados (n, iso y ciclo parafinas) superiores a C<sub>20</sub><sup>+</sup>
- Hidrocarburos Aromáticos superiores a C<sub>20</sub><sup>+</sup>

En la tabla 2. Se puede ver la contribución de las macromoléculas a cuatro crudos pesados.

**Tabla 2 Análisis de crudos pesados C.G.S.J (Cuenca del golfo de san Jorge. Argentina)**

Tipo de Crudo	Densidad @ 15,0 °C (gr/cm3)	(*)C20+ (% Peso)
C.G.S.J.-D	0,9445	40,8
C.G.S.J.-F	0,9675	47,8
C.G.S.J.-C	0,949	43,8
C.G.S.J.-E	0,964	45,3

Fuente: Nota Técnica GPA 75 – Viscosidad y estructura en crudos pesados de la C.G.S.J.

Los asfáltenos interactúan con las parafinas dentro del petróleo inhibiendo ciertos cristales (n-parafinas) y en consecuencia el desarrollo de la viscosidad en cierto rango de temperatura.

### **1.3 VARIABLES OPERACIONALES EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PESADOS**

Las características que debe tener un petróleo pesado para ser transportado por tubería desde el yacimiento hasta la superficie son:

- Temperatura por encima del punto de fluidez
- Viscosidad lo suficientemente baja, con el objetivo de disminuir costos y los requerimientos de bombeo.

#### **1.3.1 Temperatura de fluidez del petróleo pesado.**

La temperatura de fluidez del petróleo pesado<sup>19</sup>, es la temperatura más baja, a la cual una muestra de petróleo pesado fluye cuando es enfriada y examinada bajo condiciones específicas.

#### **1.3.2 Viscosidad<sup>20</sup>, temperatura, presión y velocidad de deformación.**

Si bien factores como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se va a comportar un yacimiento de petróleo pesado, la Viscosidad y la densidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomara una compañía petrolera.

La viscosidad a la temperatura de yacimiento es la medida más importante para un productor de petróleos pesados porque determina cuán fácilmente fluirá el petróleo. La densidad es más importante para el refinador de petróleo porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación. En los hidrocarburos pesados la viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura mientras que la densidad varía muy poco.

---

<sup>19</sup> La temperatura de fluidez del petróleo pesado es la temperatura a la cual se cristalizan las partículas de cera en el petróleo pesado e impiden su flujo. A la temperatura del punto de fluidez el petróleo se comporta como un material sólido.

<sup>20</sup> La viscosidad indica la facilidad con que un fluido fluye cuando se le aplica una fuerza

La viscosidad depende de:

- Temperatura: A medida que la temperatura aumenta la viscosidad disminuye. Este comportamiento se predice por medio de la ecuación de Andrade (Ver ecuación 1):

$$\mu = Ae^{B/T} \quad (1)$$

Dónde: A: Viscosidad infinita.

B: Coeficiente que depende del tipo de fluido.

T: Temperatura en °C.

- Presión: Los efectos de la presión sobre la viscosidad son muy pequeños.
- Velocidad de deformación: Afecta la viscosidad según el tipo de fluido.<sup>21</sup>

#### 1.4 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN LAS PROPIEDADES REOLOGICAS DEL PETROLEO PESADO

En general, en los petróleos pesados se observa una disminución de la viscosidad, la viscosidad aparente<sup>22</sup>, el índice de consistencia<sup>23</sup> y la densidad con el incremento de temperatura. La disminución de estas propiedades se debe al debilitamiento de las estructuras moleculares<sup>24</sup> formadas por los asfáltenos, resinas y parafinas que conforman el petróleo pesado.

---

<sup>21</sup> Los fluidos Newtonianos son aquellos en los que la viscosidad se afecta por los cambios de temperatura y presión, por lo tanto cuando estas propiedades permanecen constantes la viscosidad también, a cualquier gradiente de velocidad que se encuentre sometido el fluido. Los fluidos no – Newtonianos son aquellos en los que la viscosidad varía con la velocidad de deformación.

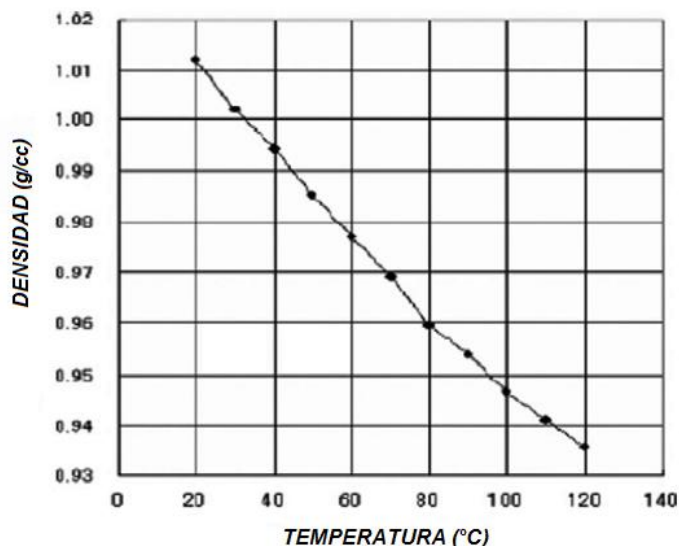
<sup>22</sup> La viscosidad aparente es la viscosidad real o viscosidad verdadera observada (cP).

<sup>23</sup> El índice de consistencia (K) es el factor de consistencia del petróleo pesado en flujo laminar, el aumento de K indica un aumento en la concentración de sólidos, si el valor de K es alto el fluido es más “viscoso” y viceversa.

<sup>24</sup> En los petróleos pesados las altas temperaturas aumentan la agitación molecular, que en ausencia de presión de confinamiento aumentan el volumen y las distancias intermoleculares, reduciendo la atracción entre las macromoléculas.

La densidad esta correlacionada con muchas otras propiedades del petróleo<sup>25</sup>. Sin embargo, la densidad no es constante con el de la temperatura. La Grafica 5. muestra la variación de la densidad con la temperatura para un petróleo pesado de 8.5°API. La densidad disminuye desde 1.01 g/cm<sup>3</sup> a 0.935 g/cm<sup>3</sup>.

**Grafica 5 Variación de la densidad con la Temperatura (Petróleo: 8.5°API)**



Fuente: Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010. Pag 15.

La viscosidad es la propiedad que define a los petróleos pesados. Generalmente aumenta con la disminución de la temperatura. A medida que disminuye la temperatura, el petróleo pesado cambia su fase de la fase líquida de baja viscosidad a una fase cuasi-sólido de alta viscosidad y, finalmente a la glass phase<sup>26</sup> donde la viscosidad está por encima del glass point<sup>27</sup>.

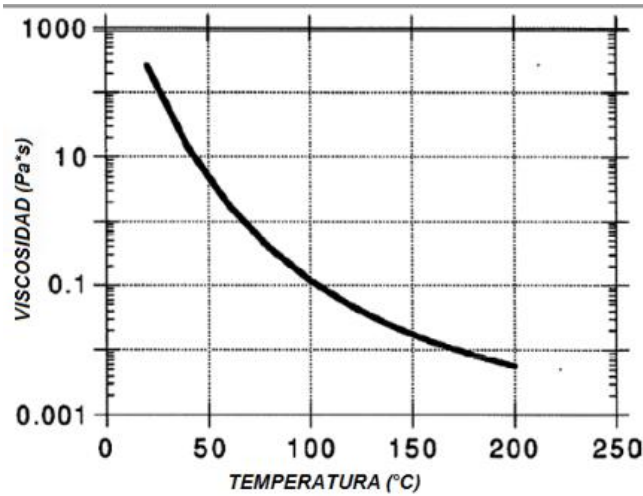
En la gráfica 6. Se muestra la variación de la viscosidad con la temperatura para un crudo de 10.3°API.

<sup>25</sup> En condiciones estándar la densidad se usa para definir la gravedad API del petróleo.

<sup>26</sup> Glass Phase: Es una disposición molecular del petróleo pesado donde las macromoléculas están desordenadas pero rígidamente unidas.

<sup>27</sup> Glass point: se define como la temperatura a la cual la viscosidad es igual a 10<sup>13</sup> poises.

**Grafica 6 Viscosidad como una función de la temperatura (Petróleo 10.3°API)**



Fuente: Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010. Pag 15.

Beggs y Robinson (1975) desarrollaron las siguientes ecuaciones (ver tabla 3) que relacionan la temperatura y la viscosidad (ver ecuación 2), y la densidad (ver ecuación 3).

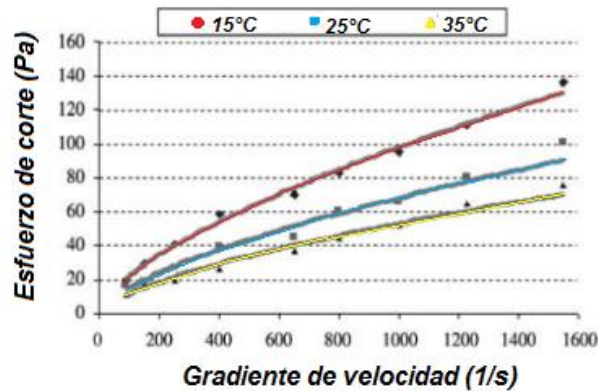
**Tabla 3 Ecuaciones de Beggs y Robinson.**

Ecuaciones	Donde
$\text{Log}_{10}(\eta^T + 1) = 0.505_y(17.8 + T)^{-1.163} \quad (2)$	$\eta$ = es la viscosidad en (cp) $T$ = es la temperatura en °C
$\text{Log}_{10}(y) = 0.5693 - \frac{2.863}{\rho_0} \quad (3)$	$\rho_0$ = es la densidad a condiciones estandar de Temperatura y presion.

Fuente: Autor

El índice de consistencia disminuye con el aumento de la temperatura, En la gráfica 7, se muestra la dependencia entre el gradiente de velocidad y el esfuerzo de corte, para tres valores de temperatura diferentes en una muestra de petróleo pesado de 15 °API:

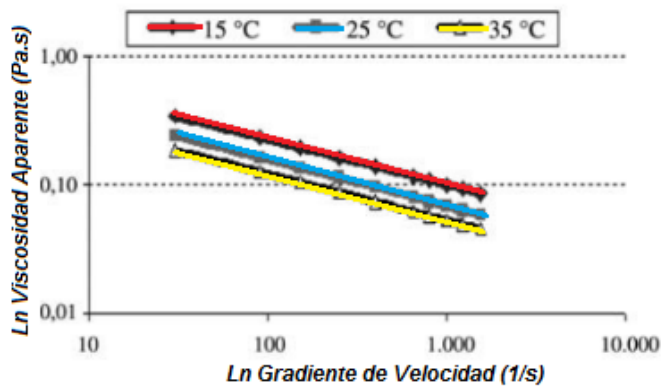
**Grafica 7 Dependencia entre el gradiente de velocidad y el esfuerzo de corte.**



Fuente: Ingeniare. Revista Chilena de ingeniería, vol 16 N°1, 2008, Pag 5.

Se puede notar en la Grafica 7, que para valores dados del gradiente de velocidad el esfuerzo de corte disminuye cuando aumenta la temperatura. La viscosidad aparente disminuye al aumentar la temperatura, en la gráfica 8, se observa la dependencia entre la viscosidad aparente y el gradiente de velocidad en escala logarítmica de un petróleo pesado de 15°API.

**Grafica 8 Dependencia entre el gradiente de velocidad y la viscosidad aparente, (Petróleo 15°API)**



Fuente: Ingeniare. Revista Chilena de ingeniería, vol 16 N°1, 2008, Pag 5.

Se puede ver en la gráfica 8, que los valores de viscosidad aparente en el caso de las tres temperaturas (15, 25, 35°C) disminuyen con el aumento del gradiente de velocidad.

## 2 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO

Los yacimientos de petróleo pesado son formaciones típicamente jóvenes: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Los yacimientos de petróleo pesado tienden a ser someros.

La recuperación de crudo en los yacimientos de petróleo pesado enfrenta retos de producción importantes. Sin embargo, las nuevas técnicas de perforación, terminación, estimulación y monitoreo de pozos contribuyen para que los yacimientos de petróleo pesado se conviertan en activos rentables.

### 2.1 YACIMIENTOS DE PETROLEO PESADO EN COLOMBIA

En Colombia el 47% de la producción<sup>28</sup> proviene de los crudos pesados<sup>29</sup>. Muchos de los yacimientos de petróleo pesado explotados hoy fueron descubiertos hace más de dos décadas. Las nuevas tecnologías para extracción permitieron explotar estos yacimiento y mejora el factor de recobro.

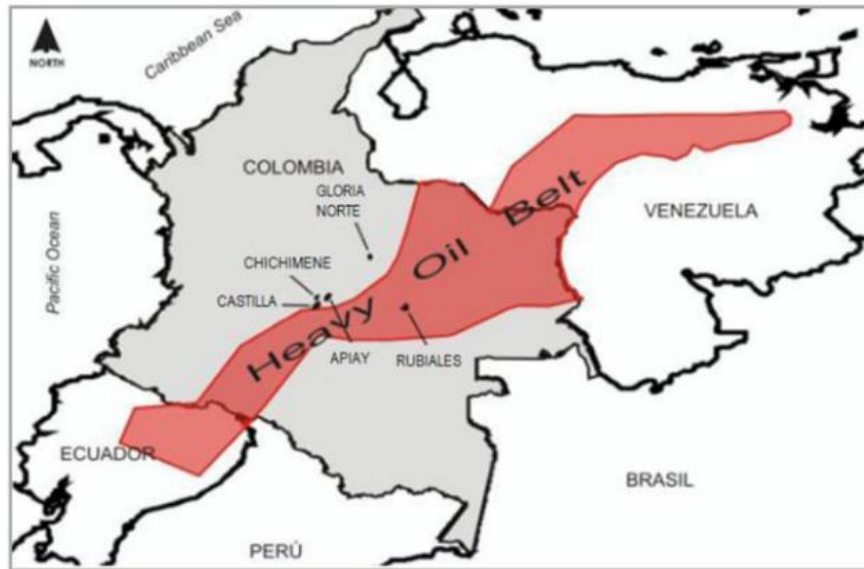
En Colombia el potencial de nuevas reservas de petróleo pesado están en la zona sur de la cuenca de los Llanos que tiene condiciones que favorecieron la acumulación de crudos pesados y extra pesados en ciertas rocas del subsuelo. La otra zona con mayor cantidad de estos hidrocarburos no convencionales es el Magdalena Medio. En la figura 1 la zona resaltada en rojo representa la zona con potencial de reservas de petróleos pesados del país.

---

<sup>28</sup> [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/revista-emas01/AGOSTO\\_2013\\_ecopetrol/contenido\\_14.html](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/revista-emas01/AGOSTO_2013_ecopetrol/contenido_14.html)

<sup>29</sup> Actualmente en el país se producen alrededor de 465 mil barriles de crudo pesado y se espera que la explotación siga creciendo porque muchos de los yacimientos descubiertos tienen estas características.

**Figura 1 Potencial de reservas de crudo pesado en Colombia**



Fuente: ZAMORA A. “Heavy Oil Latin America Congress – Markets and Investment Comercial potential of heavy oil reserves in Colombia”. Bogotá – Colombia. Agosto 2011.

### **2.1.1 Ecopetrol y los yacimientos de petróleos pesados**

En el caso de Ecopetrol, la producción de crudos pesados gana cada vez más terreno, durante el primer semestre de 2011 los crudos pesados representaron 47.2% de su producción que proviene principalmente de los campos Castilla y Chichimene<sup>30</sup>, los cuales alcanzaron una producción semestral promedio de 110.700 barriles por día (bpd) y 24500 (bpd) respectivamente. Así mismo, la firma en operación asociada tiene activos importantes de este tipo de yacimientos con Pacific Rubiales en los campos Rubiales y Quifa. Y con Masarovar tiene el campo Nare.

### **2.1.2 Potencial de nuevas reservas**

El potencial de las reservas de Colombia está más orientado hacia los crudos pesados, ya que la mayoría de las cuencas donde se ha encontrado petróleo en los últimos años son de crudo pesado.

<sup>30</sup> Los yacimientos de Castilla y Chichimene tienen mucha energía (justo debajo del yacimiento hay gran cantidad de agua, que se recarga y convierte en energía, lo que facilita el proceso de extracción) y se desarrollan como si fueran yacimientos convencionales.

## 2.2 ALTERNATIVAS PARA LA RECUPERACION DE PETROLEO PESADO

Uno de los mayores retos del transporte de petróleos pesados desde el yacimiento a la superficie radica fundamentalmente en las altas viscosidades de estos. Debido a esto son necesarios altos diferenciales de presión para bombear el crudo, lo que acarrea alta energía de las bombas. Esto nos da la necesidad de encontrar la manera más eficiente y económica para poder obtener unas condiciones reológicas óptimas<sup>31</sup> de extraer estos crudos.

Las alternativas que han tenido mayor aplicación en la industria de hidrocarburos se dividen en dos tipos principales según la temperatura<sup>32</sup>:

- Alternativas de recuperación de petróleo pesado en frío<sup>33</sup>:
  - Dilución
  - Inyección de agua
  - Extracción de petróleo asistida por vapor (VAPEX)
- Alternativas de recuperación de petróleo pesado asistidos termalmente:
  - Estimulación cíclica por vapor de agua (CSS)
  - Desplazamiento por vapor de agua
  - Combustión en sitio.
  - Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)

### 2.2.1 Alternativas para la recuperación de petróleo pesado en frío

Los métodos de producción en frío son aquellos que no requieren agregar calor y pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos.

---

<sup>31</sup> Las condiciones reológicas óptimas son las condiciones de temperatura y presión en las que: la viscosidad aparente (relación entre esfuerzo de corte y deformación), coeficientes de esfuerzos normales, viscosidad compleja (respuesta ante esfuerzos de corte oscilatorio), Módulo de almacenamiento y módulo de pérdidas (comportamiento viscoelástico lineal) y funciones complejas de visco-elasticidad no lineal hacen que sea económicamente viable la recuperación del petróleo pesado. Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010.

<sup>32</sup> Las alternativas de recuperación de petróleo pesado se dividen en dos tipos según la temperatura, debido a que la propiedad clave del petróleo pesado es la viscosidad y esta depende significativamente de la temperatura. Cuando se calientan, los petróleos pesados se vuelven menos viscosos y fluyen con mayor facilidad.

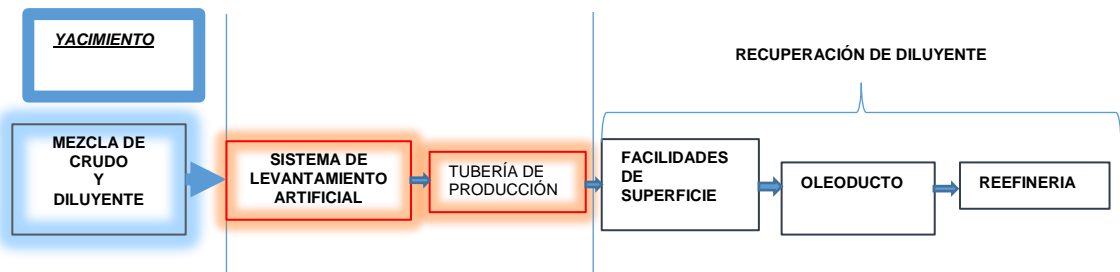
<sup>33</sup> Son normalmente usados en petróleos pesados de viscosidades menores o iguales a 200 cp. (aceites moderadamente viscosos).

### 2.2.1.1 Dilución

La dilución consiste en mezclar un crudo pesado con uno de mayor °API (crudos ligeros, gasolina natural, nafta, kerosene o condensados); generando una disminución de la viscosidad y la densidad del crudo original. La proporción de solvente usada normalmente para evitar caídas de presión o la necesidad de altas temperaturas es del 20 al 30%.

Esta alternativa de recuperación de petróleo pesado tiene algunos retos<sup>34</sup>: (1) La relación crudo/solvente se ve afectada, cuando el petróleo presenta cambios en su composición. (2) Es importante controlar la proporción de solvente y (3) Verificar los parámetros de medición de petróleo, viscosidad de mezcla y compatibilidad entre los fluidos.<sup>35</sup> En la figura 2. Se detalla la recuperación de petróleo pesado por dilución.

**Figura 2 Transporte de petróleo pesado por dilución y recuperación del diluyente**



Fuente: Autor

El método de Dilución es usado para recuperar gran parte del petróleo pesado de la faja petrolífera del Orinoco, en Venezuela. Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible.<sup>36</sup> Se inyectan diluyentes, para reducir la viscosidad del fluido y, mediante el empleo de bombas

<sup>34</sup> Los solventes (crudos ligeros, gasolina natural, nafta, kerosene o condensados) son una alternativa muy buena en la recuperación de petróleos pesados debido a su alta gravedad API y eficiencia en la dilución de petróleos pesados. No obstante, la mezcla puede alterar la estabilidad de los asfáltenos provocando su floculación y precipitación, por ende también la obstrucción en las tuberías.

<sup>35</sup> Martínez, R.; Mosquera, M.; Juárez, E.; Huicochea, C.; Clavel, J. and Arburto, J. "Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review". Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 75 (2011); p 274-282.

<sup>36</sup> Satalder JL, York GD, Kooper RJ, Curtis CM, Cole TL y Copley JH: "Multilateral-Horizontal Wells Increase Ratea and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela," artículo SPE 69700, presentado en el simposio internacional de operaciones termales y Petróleo Pesado de la SPE, Porlamar, Isla Margarita, Venezuela, 12 al 14 de marzo de 2001.

electrosomergibles (ESP<sup>37</sup>), se llevan los hidrocarburos a la superficie. Una de las ventajas del método es su menor inversión de capital con respecto a las alternativas de recuperación de petróleo pesado en caliente, pero el factor de recuperación también es bajo entre 6 y 12%.

### **2.2.1.2 Inyección de agua**

La inyección de agua es un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en frío, que ha resultado exitoso en algunos campos de petróleo pesado. Por ejemplo, los campos marinos situados en la plataforma continental del Reino Unido utilizan el método de inyección de agua para producir petróleo de 10 a 100 cP, desde pozos horizontales largos, soportados por cedazos, hasta un sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga.<sup>38</sup>

El método está siendo considerado para los campos cercanos que contienen fluidos más viscosos, pero el factor de recuperación disminuye al aumentar la viscosidad del petróleo. Los petróleos de alta viscosidad causan digitación viscosa en los frentes de inyección de agua, lo que traduce en una eficiencia de barrido pobre.

### **2.2.1.3 Extracción de petróleo asistida por vapor (vapex)**

La extracción de petróleo asistida por vapor (VAPEX) consiste en la inyección de un solvente miscible, que reduce la viscosidad del petróleo pesado. El método puede ser aplicado en un pozo por vez o en pares de pozos. En el enfoque que utiliza un solo pozo, se inyecta solvente desde el extremo de un pozo horizontal. En el caso que implica dos pozos, se inyecta solvente en el pozo superior de un par de pozos horizontales paralelos. Los gases valiosos son barridos después del proceso mediante la inyección de gas inerte.

---

37 Sistema de Bombeo Electrosomergible (ESP- Electric Submersible Pump): es un método de levantamiento artificial.

38 Etebar S: "Captain Innovative Development Approach", artículo SPE 30369, presentado en la Conferencia del Área Marina de Europa de la SPE, Aberdeen, 5 al 8 de septiembre de 1995.

Rae G, Hampson J, Hiscox I, Rennie M, Morrison A y Ramsay D: "A Case Study in the Design and Execution of Subsea production Development Wells in the Captain Field," artículo SPE 88837, SPE Drilling & Completion 19, no. 2 (Junio de 2004): 82-93.

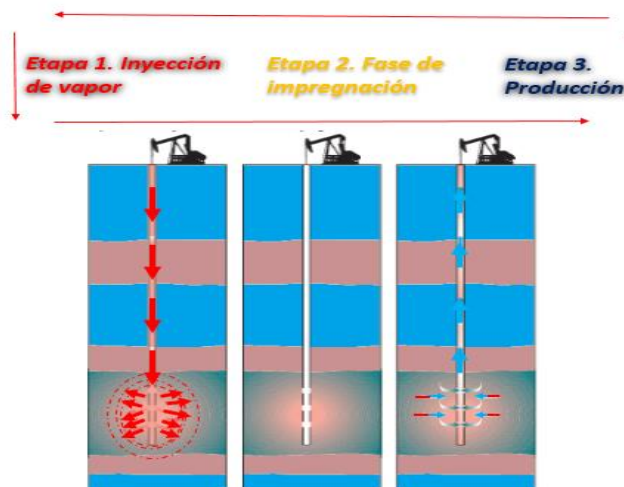
## 2.2.2 Alternativas de recuperación de petróleo pesado asistidas termalmente

Los métodos de recuperación de petróleo pesado asistido termalmente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir. Los métodos termales, como sus contrapartes en frío, poseen ventajas y limitaciones. Los factores de recuperación son más elevados que en el caso de los métodos de producción en frío, con excepción del método de minería, pero también son más elevados los costos asociados con la generación de calor y el tratamiento del agua.

### 2.2.2.1 Estimulación cíclica de vapor de agua (css)

La estimulación cíclica de vapor de agua (CSS), es un método de un solo pozo al cual se le aplica vapor de agua en etapas. Primero se inyecta vapor. Luego en el periodo de impregnación o espera, el petróleo se calienta. Por último, se producen y separan el petróleo y el agua calentados y el proceso se reitera. El método permite obtener factores de recuperación hasta 30%. Posee regímenes de producción iniciales altos y funciona bien en yacimientos apilados o estratificados. En la figura 3. Se muestra el proceso de estimulación cíclica de vapor de agua (CSS), Primero se inyecta vapor. Luego, el vapor y el agua condensada calientan el petróleo viscoso. Por último el petróleo y el agua calentados son bombeados a la superficie, después le proceso se repite.

Figura 3 Estimulación cíclica de Vapor (CSS)



Fuente: Autor

### 2.2.2.2 Desplazamiento por vapor de agua

El desplazamiento por vapor de agua es un proceso de pozos múltiples. El vapor es inyectado en los pozos inyectoros, en una diversidad de esquemas de espaciamiento y localización, y el petróleo es producido desde los pozos productores. El desplazamiento por vapor de agua permite lograr un factor de recuperación de hasta un 40% pero requiere buena movilidad entre los pozos para inyectar vapor a regímenes efectivos. Los desafíos que plantea este método son el sobrecontrol del vapor de baja densidad por la gravedad, las heterogeneidades de los yacimientos y el monitoreo del frente de vapor. El campo Duri situado en Indonesia, el Campo Kern River en California, y el Campo Pikes Peak en Lloydminster, Canadá, son algunos ejemplos. En Colombia se inyecta vapor en los campos del tren Nare, localizado en el Magdalena Medio, entre los cuales principalmente se encuentran los campos Teca, Cocorná, Jazmín, Nare, Moriche y Girasol, a una profundidad aproximada de 2.500 a 3.000 pies.

### 2.2.2.3 Combustión en sitio ISC

Es un método de movilización de petróleos de alta viscosidad. Se trata de un proceso de pozos múltiples en el que un frente de combustión iniciado en un pozo de inyección de aire se propaga hasta un pozo de producción. La combustión en sitio quema parte del petróleo y el calor reduce suficientemente la viscosidad del resto como para posibilitar la producción. El petróleo quemado, o residuo de la combustión, se deja atrás. La combustión mejora el petróleo crudo mediante el craqueo, o separación, de las moléculas pequeñas respecto de las grandes. En la mayor parte de los procesos de aplicación en campo se ha observado que el proceso es inestable.<sup>39</sup> En la combustión en sitio ISC se forma un frente de fuego como se observa en la sección transversal de la **Figura 4**. La temperatura a lo largo de la formación oscila entre 600°F y 1500°F.

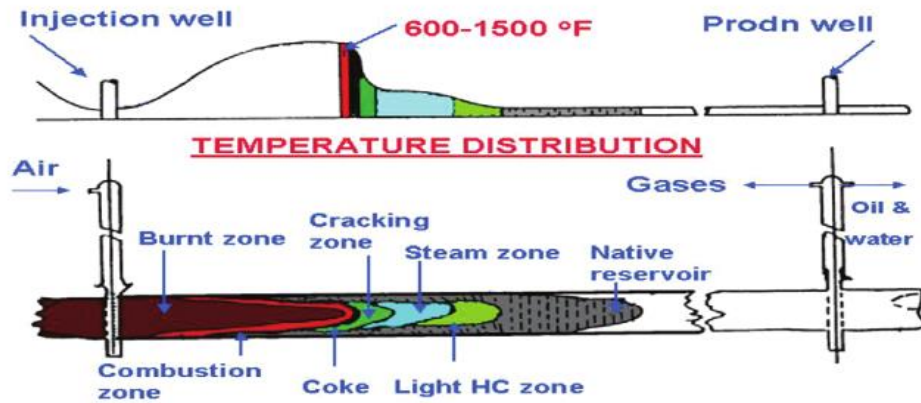
Se están desarrollando nuevas tecnologías para estabilizar el frente de combustión, en el proceso de combustión en sitio. Por ejemplo, el método de inyección Toe-to-Heel (THAI), una marca registrada de Archon Technologies Ltda., utiliza una combinación de inyector vertical y productor horizontal. En la figura 5. Se muestra una figura donde se esquematiza el uso del método de inyección THAI para producir petróleos pesados.

---

<sup>39</sup> Panait-Patica A, Serban Dellie N: "Suplacu de Barcau Field-A Case History of a Successful In-Situ Combustion Exploitation," artículo de la SPE 100346, presentado en la Conferencia y Exhibición Anual de las Europec/EAGE de la SPE, Viena, Austria, 12 al 15 de junio de 2006.

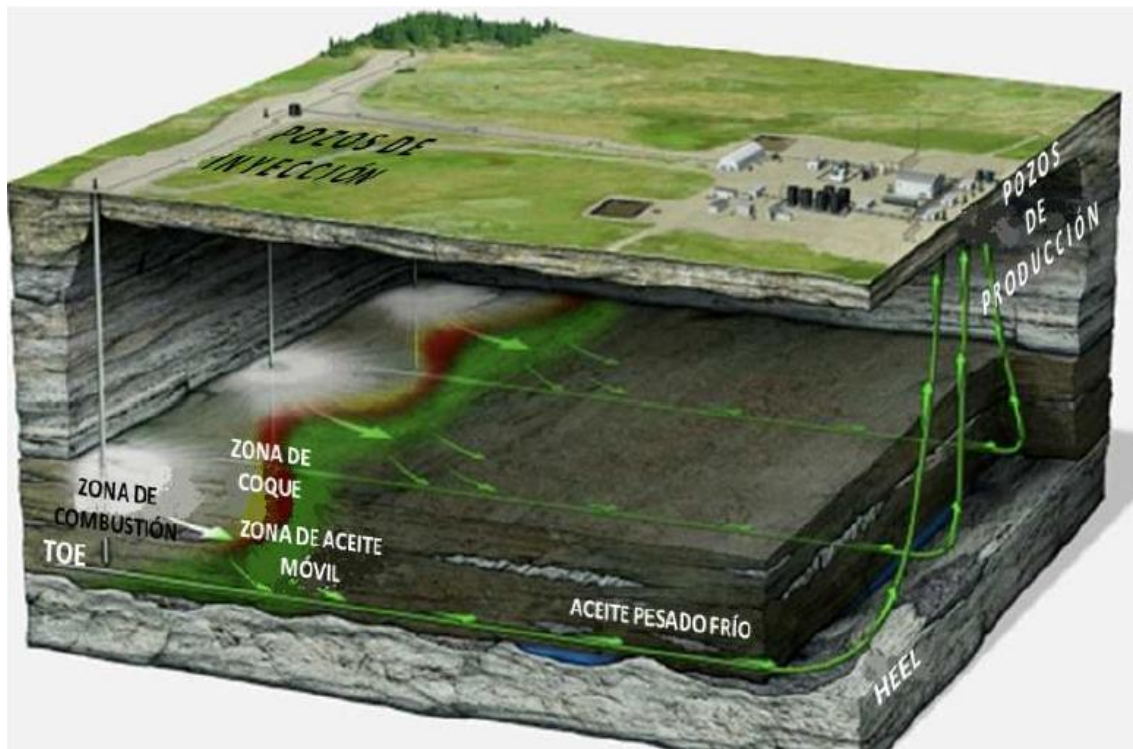
Paduraru R y Pantazi I: "IOR-EOR-Over Six Decades of Romanian Experience", artículo de la SPE 65169, presentado en la Conferencia Europea del Petróleo de la SPE, París, 24 al 25 de octubre de 2000.

**Figura 4 Combustión en sitio ISC**



Fuente: Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010. Pag 28.

**Figura 5 Método de inyección de petróleo THAI**



Fuente: Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010. Pag 30. Cortesia de Petrobank Energy.

#### 2.2.2.4 Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)

En el método de drenaje gravitacional asistido por vapor, se perforan un par de pozos horizontales paralelos, situándose un pozo unos 5 a 7 metros por encima del otro. El vapor inyectado en el pozo superior calienta el petróleo pesado, reduciendo su viscosidad. La gravedad hace que el petróleo movilizado fluya en sentido descendente, hacia el productor horizontal inferior. La comunicación inicial se establece entre el inyector y el productor mediante inyección de vapor, vapor cíclico o inyección de solvente. El factor de recuperación estimado para este método oscila entre 50 y 70%.<sup>40</sup> No obstante, la estratificación de la formación puede incidir significativamente en la recuperación SAGD.<sup>41</sup>

Para obtener buenos resultados durante el desarrollo de un proceso de segregación gravitacional<sup>42</sup> asistida por vapor en petróleos pesados, se requiere de la implementación de dos fases:

- Fase inicial o “start-up”, en la que se realiza un precalentamiento de la formación
- Fase de crecimiento, donde el proceso propiamente dicho ocurre.

##### 2.2.2.4.1 Fase inicial

Cuando se va a iniciar un proceso SAGD, es necesario realizar un precalentamiento que permita establecer una conexión de flujo entre los dos pozos, con el propósito de facilitar el posterior funcionamiento del sistema. Esta fase inicial del SAGD consta de tres etapas bien definidas:

1. Inyección de vapor en ambos pozos: Una vez que se han perforado y completado los dos pozos horizontales, debe iniciarse un proceso de circulación de vapor en ambos pozos. Usualmente los pozos se completan con una sarta de tubería, la cual se utiliza para la inyección del vapor y la producción de fluidos en los pozos superior e inferior, respectivamente. El objetivo de esta etapa es lograr un calentamiento uniforme del crudo que se

---

<sup>40</sup> Notas de curso del profesor Maurice Dusseault de la Universidad de Waterloo, en Ontario, Canadá.

<sup>41</sup> Contreras C, Gamero H, Drinkwater N, Geel CR, Luthi S, Hodgetts D, Hu YG, Johannessen E, Johansson M, Mizobe A, Montaggioni P, Pestman P, Ray S, Shang R y Salmarsh A: “Investigación de la sedimentología en yacimientos clásicos”, Oilfield Review 15, No 1 (Verano de 2003): 58-81.

<sup>42</sup> Segregación Gravitacional: Tendencia de los fluidos a estratificarse en capas diferentes debido a las fuerzas gravitacionales. En la segregación gravitacional, el fluido más pesado se asienta cerca del fondo y el fluido más liviano se eleva a la superficie. La segregación gravitacional se produce en los yacimientos al igual que en las estaciones separadoras. [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gravity\\_segregation.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gravity_segregation.aspx)

encuentra en las vecindades de los pozos. Para generar movilidad de los hidrocarburos en esta zona.

2. Generación del diferencial de presión entre los pozos: Una vez que se ha conseguido una temperatura uniforme en los pozos del sistema SAGD, debe generarse un diferencial de presión que permita el flujo de fluidos hacia el pozo inferior, reduciendo la presión a la cual se está inyectando vapor en el pozo inferior. El diferencial de presión debe ser pequeño<sup>43</sup>, de lo contrario se genera un canal preferencial de flujo que implicaría la producción de vapor vivo y pérdidas en la eficiencia del proceso.
  
3. Inicio de la Fase de Crecimiento del SAGD: Una vez que se ha precalentado la zona, y que se ha establecido el diferencial de presiones entre las parejas de pozos del sistema, puede utilizarse la conversión al SAGD propiamente dicho. Desde el punto de vista operacional, debe suspenderse la inyección de vapor en el pozo inferior, chocarse ese pozo para mantener la presión que se logró en la etapa anterior, e iniciarse la producción, bien sea por flujo natural o con la ayuda de un sistema de levantamiento artificial.

#### **2.2.2.4.2 Fase de crecimiento**

Una vez que se ha establecido una comunicación entre los dos pozos horizontales es cuando se inicia el proceso SAGD, en esta etapa es donde la cámara de vapor aumenta de volumen, logrando la máxima producción cuando alcanza el tope de la formación productora. A partir de ese momento, el crecimiento de la cámara comienza a ocurrir lateralmente, lo cual lleva a la obtención de la forma final de la cámara, que corresponde a la mostrada en la figura 6.

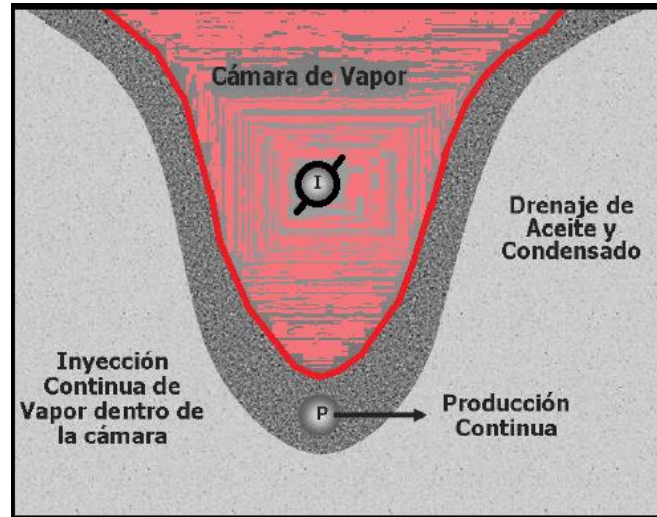
Para que esta parte del proceso sea eficiente es fundamental monitorear constantemente la tasa de producción con el fin de que el desarrollo de la cámara de vapor ocurra de forma óptima a lo largo de la vida del proyecto, lo cual se obtiene evitando que ocurra la ruptura del vapor ocurra de forma óptima a lo largo de la vida del proyecto, lo cual se obtiene evitando que ocurra la ruptura del vapor,

---

<sup>43</sup> [http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review/sp/2002/or2002\\_sp\\_win.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2002/or2002_sp_win.aspx), Carl Curtis Robert Kopper, Eric Decoster, Angel Guzman-García, Cybthia Huggins, Larry Knauer Mike Minner, Nathan Kupsch, Linares Luz Marina, Rough Howard, Waite Mike, "Yacimientos de petróleo pesado", Oilfield Review, Invierno de 2002/2003, Pag 53 – 56.

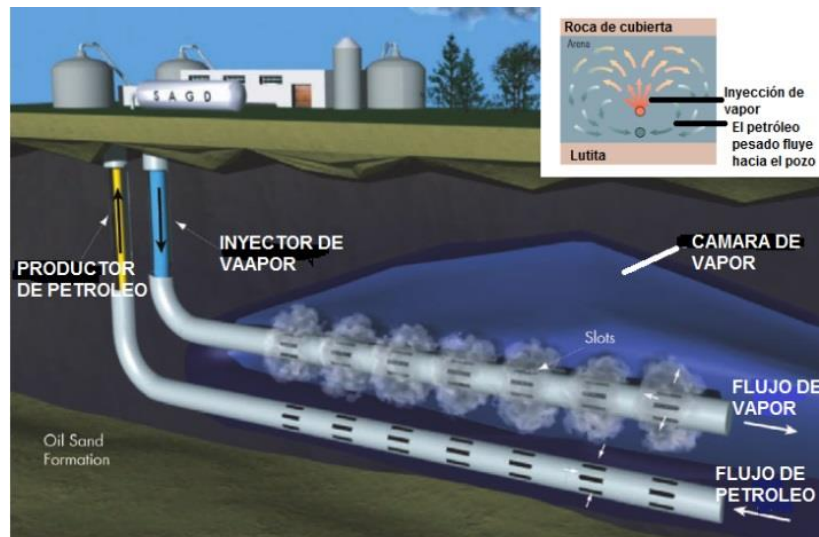
ya que luego de que esta se produce, se genera un canal preferencial de flujo y una parte del vapor que se inyecta fluye directamente hacia el pozo productor, lo cual implica un uso ineficiente de la energía. Por esta razón debe procurarse que la tasa de producción no sea muy alta, pues esto conlleva a una rápida ruptura del vapor (ver figura 7).

**Figura 6 Cámara de Vapor en su etapa de crecimiento**



Fuente: Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos, Revista de la Facultad de ingenierías Fisicomecánicas, UIS, 2009.

**Figura 7 Método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)**



Fuente: Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010. Pag 29.

## **2.3 NUEVAS TECNOLOGIAS PARA YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO**

En Colombia la mayor parte de las reservas de crudo y los nuevos descubrimientos han sido en yacimientos de petróleo pesado, lo cual ha llevado a la industria nacional a investigar y probar nuevos métodos de recobro mejorado que permitan extraer los hidrocarburos que existen en los campos de petróleo pesado del país.

### **2.3.1 SAGD tecnología para la recuperación de petróleo pesado en yacimientos profundos.**

El SAGD es una técnica que emplea como único mecanismo de producción de petróleo el drenaje gravitacional, mientras aprovecha de manera combinada los mecanismos de conducción y convección del calor proporcionado por una cantidad de vapor que se inyecta a una formación que contiene petróleo pesado. Debido a la diferencia de densidades, el vapor tendera a ascender hasta el tope de la formación, mientras que el crudo y el condensado se movilizaran en sentido contrario.<sup>44</sup>

La inyección de vapor ha sido el proceso más utilizado para recuperar el petróleo pesado, pero su aplicación ha sido limitada a yacimientos someros, debido a que se presentan grandes pérdidas de energía durante el flujo de vapor, desde el generador en superficie hasta la formación de interés, por lo que llevar vapor a un yacimiento profundo implicaría que al fondo del pozo llegara agua caliente. Para solucionar esta dificultad se han desarrollado generadores de vapor en fondo, los cuales generan el vapor en el fondo del pozo, evitando las pérdidas de energía que se presentan en los pozos con generadores de vapor en superficie. Los generadores de vapor en fondo se dividen en dos tipos:

- Generadores de vapor tipo eléctrico
- Generadores de vapor de combustión.

---

<sup>44</sup> Montez Paez Erik Giovany, Pacheco Rodriguez Héctor David, Delgadillo Aya Caludia Lorena, Muñoz Navarro Samuel Fernando, Barrios Ortiz Wilson. "Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos, Revista de la Facultad de ingenierías Fisicomecánicas, UIS, 2009. Pag 42 – 53.

### **2.3.1.1 Generadores de combustión**

Son aquellos que utilizan combustión para generar el vapor, razón por la cual poseen una gran complejidad en cuanto a su instalación y funcionamiento. La complejidad se debe a que requieren varias tuberías de alimentación (para el agua, el combustible y para el aire) así como del manejo de gases de combustión. Los generadores que utilizan combustión presentan como puntos a favor: la disminución de las pérdidas de calor, una posible reducción de la contaminación del aire y el uso potencial de zonas más profundas. Sin embargo existen aspectos en contra de ésta tecnología como son: el incremento del riesgo de perder el pozo y la dificultad para su mantenimiento.

Existen dos tipos de generadores de vapor en fondo que utilizan combustión:

- Generadores de Vapor de contacto directo: En los cuales los gases de combustión se mezclan con el vapor que es inyectado a la formación.
- Generadores de Vapor de contacto indirecto: En los que existe una tubería para retomar los gases de combustión a superficie evitando que se mezcle con el vapor.

### **2.3.1.2 Generadores de vapor eléctricos**

Un generador de vapor eléctrico en fondo está constituido principalmente por una carcasa (cuya longitud depende directamente de la cantidad de vapor que puede ser generado), un cable, dos electrodos y dos tuberías.

En el generador de vapor eléctrico el agua es bombeada a través de una tubería hasta la carcasa en la cual se encuentran los electrodos, que generan el calor necesario para que se produzca la evaporación del agua; finalmente, el vapor sale del equipo por medio de una tubería que lo conduce hasta la formación de interés.

Los generadores de vapor de fondo, están en una etapa inicial de desarrollo y es necesario mejorar la tecnología usada para que estos produzcan vapor a tasas más altas, con el fin de poder ser usados en procesos como el SAGD.

### 2.3.2 Combustión en sitio método de inyección THAI

A pesar de los beneficios obtenidos de los procesos de Combustión en sitio (ISC), los problemas para generar un frente de calor estable de combustión y las deficiencias en el barrido de los fluidos del yacimiento, se traduce en un éxito limitado de estos procesos. La segregación gravitacional entre los gases calientes por la combustión y el aceite frío, reduce aún más la eficiencia del barrido en los yacimientos. La eficiencia de barrido esperada al utilizar el método de ISC es alrededor del 30%.

La inyección de aire (THAI), es un proceso que propone solucionar los problemas asociados con los métodos convencionales de Combustión en sitio<sup>45</sup>, debido a la estabilización de los frentes de combustión. El objetivo principal de Teo-to-Hell, es prevenir la segregación gravitacional de los líquidos inyectados y desplazados in-situ y generar un mejor frente de barrido para desplazar los fluidos en el yacimiento. El método de recobro mejorado de petróleo THAI, es un proceso de combustión para la recuperación de petróleos pesados, el cual combina una producción con pozos horizontales y un pozo vertical de inyección de aire.

En el proceso THAI (Ver Figura 8) se pueden distinguir 4 zonas:

1. Zona de Combustión
2. Zona de coque
3. Zona de petróleo movible
4. Zona de petróleo frío.

El proceso THAI consiste en 3 etapas:

Etapa 1. Fase inicial o precalentamiento, es una fase en la que se inyecta aire a través del pozo vertical y opcionalmente se puede inyectar a través del pozo horizontal, para calentar el yacimiento y favorecer la movilidad del aceite.

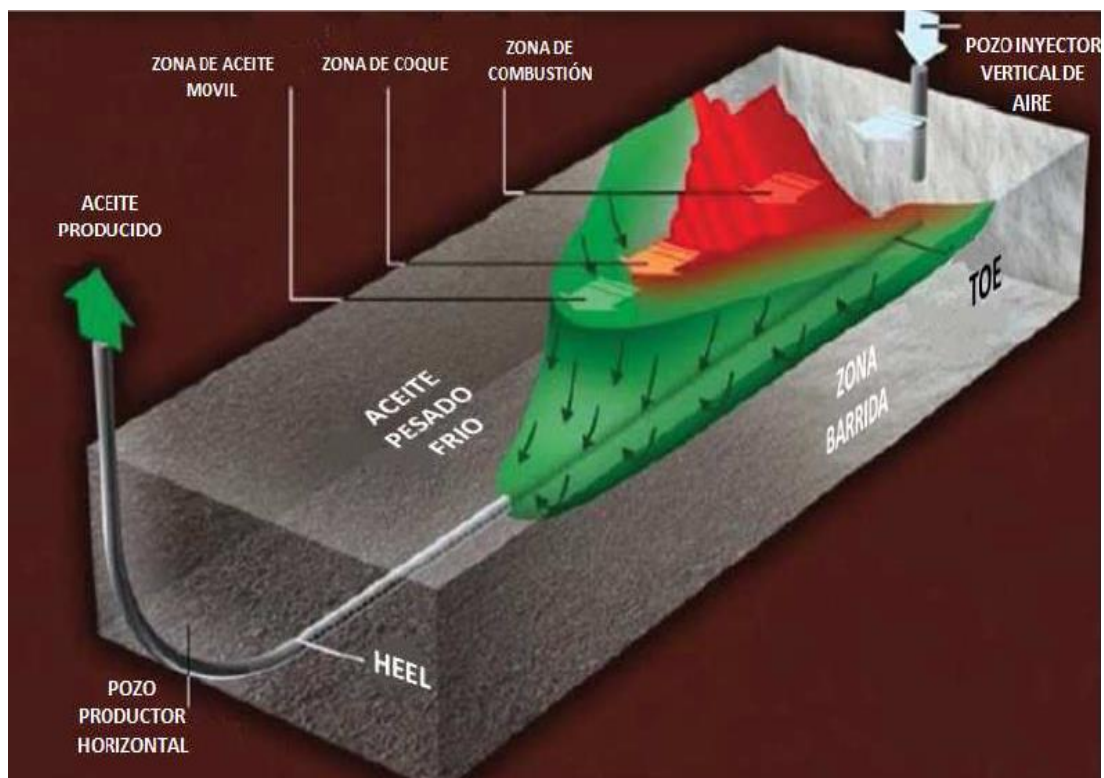
---

<sup>45</sup> Este proceso surge de estudios realizados en 1993 por Ostapovich y Pebdani, quienes demostraron experimentalmente que al realizar una inyección de aire a alta presión (mayor a 1600 psi) en el yacimiento a través de un pozo vertical y combinándola con la producción de un pozo horizontal, disminuía el frente de combustión debido a la baja presión generada por la producción del pozo horizontal.

Etapa 2. Estado estacionario, se forma el frente de combustión, se estabiliza y regulariza el ritmo de producción de hidrocarburos.

Etapa 3. El frente de combustión llega al pozo horizontal y se desplaza hasta el talón, momento en el cual se inicia la producción del aceite.

**Figura 8 Proceso THAI**



Fuente: Satinder Chopra, Laurence R. Lines, Douglas R Schmitt, Michael L Batzle, Heavy Oils Reservoir Characterization and production Monitoring, Tulsa, OK U.S.A, 2010. Pag 30. Cortesía de Petrobank Energy.

La estabilización del proceso THAI depende de dos factores clave

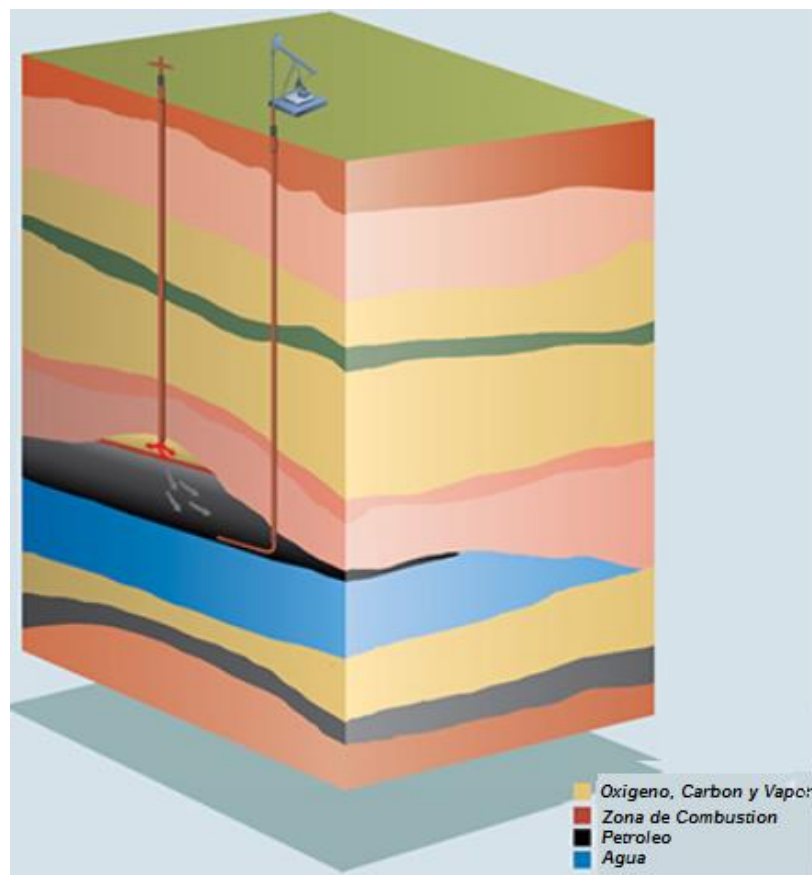
1. Una zona de quemado de alta temperatura (405 – 650°C).
2. Un sello en el pozo productor horizontal, que prevenga que el gas se canalice desde atrás del frente de combustión al pozo productor horizontal.

El efecto de sello dinámico se crea cuando la temperatura cerca del pozo horizontal comienza a incrementarse.

### 2.3.3 Tecnología de inyección de aire Ecopetrol

Es un proceso mediante el cual se introduce oxígeno al yacimiento, lo cual permite eliminar las partes más pesadas del petróleo, justo antes de ser extraído. Esto mejora la calidad del crudo e incrementa su extracción, hasta alcanzar niveles de recobro superiores al 35%. (ver Figura 9). Desde finales de 2013 en el campo Chichimene en los llanos, se están llevando a cabo pruebas piloto para probar la tecnología y analizar resultados.

**Figura 9 Inyección de aire.**



Fuente: [www.ecopetrol.com](http://www.ecopetrol.com)

## 2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS DE CRUDO PESADO SUSCEPTIBLES AL USO DE BOMBEO MECÁNICO.

La explotación de un yacimiento de hidrocarburos a través de un pozo depende de varios factores, tales como: Las características físicas de la roca almacenadora, características de los fluidos, de la energía propia del yacimiento, del diseño de las tuberías de producción, la producción de gas libre, la cantidad y el tipo de sólidos producidos, el ambiente de producción, la desviación del pozo, la geometría de terminación del pozo, su localización, el suministro de energía disponible y los factores económicos.

El bombeo mecánico puede operar eficientemente sobre un amplio rango de características de producción de pozos (ver Grafica 9. Rango típico de aplicación del Bombeo Mecánico), se considera para levantar volúmenes moderados desde profundidades someras, y volúmenes pequeños en profundidades intermedias. Si los fluidos del pozo no contienen ácido sulfúrico ( $H_2S$ ), o si usan varillas de succión especiales, es posible levantar 1000 bpd desde aproximadamente 14000 pies. Si los fluidos del pozo, en cambio, llegan a contener ácido sulfúrico, el bombeo mecánico puede levantar 1000 bpd desde 4000 pies y 200 bpd desde 10000 pies.

El sistema de bombeo mecánico es adaptable a pozos que presentan una desviación moderada, permite producir con niveles de fluidos bajos, se adapta a pozos que presentan problemas de corrosión. Los pozos susceptibles al uso de bombeo mecánico no deben tener problemas de arenas<sup>46</sup> ni de parafinas e incrustaciones ya que estas interfieren con la operación del sistema.<sup>47</sup>

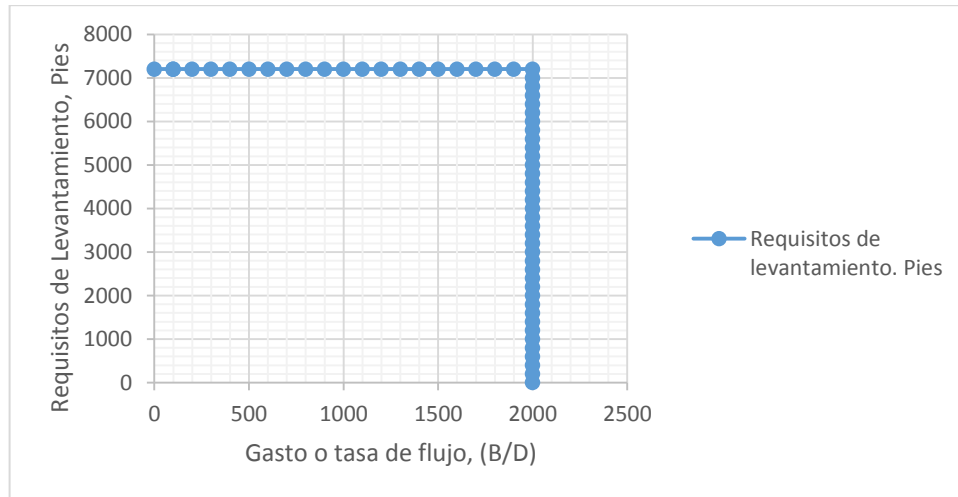
El bombeo mecánico es una buena opción para instalar en pozos de crudo pesado donde se manejen viscosidades  $<200$  cP y bajos volúmenes de fluido (400 bpd), para mayores volúmenes de fluido se requieren diluyentes para manejar la viscosidad.

---

<sup>46</sup> El manejo de arena se encuentra alrededor del 5% (V/V), esto depende del tamaño y dureza del grano adicionalmente al valor de la concentración.

<sup>47</sup> BARRÓN, Osvaldo, SÁNCHEZ, Gerardo, SOLUCIONES PARA PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN EL BOMBEO MECÁNICO, Tesis de pregrado Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, D.F. Ciudad Universitaria. 2009. Pag 6.

**Grafica 9 Rango típico de aplicaciones del Bombeo Mecánico**



Fuente: [http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review/sp.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx). Oilfield Review Otoño de 2004, Pag 19

## **2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS DE CRUDO PESADO SUSCEPTIBLES AL USO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE**

El sistema de Bombeo Electrosumergible es adaptable a una gran variedad de configuraciones de pozos (ver Grafica 10), Los sistemas ESP pueden funcionar en pozos con volúmenes de fluidos de 60000 bpd, y también pueden funcionar en pozos con producciones muy bajas de 200 bpd en profundidades de 15000 pies con altas viscosidades y el manejo simultáneo de aceite, gas y agua. Este tipo de sistemas de levantamiento artificial cuenta con bombas electrosumergibles para pozos con tuberías de 4.5" y producción de 100 bpd<sup>48</sup> hasta tuberías de 13 3/8" y volúmenes de fluido de 100000 bpd. En pozos donde el volumen de gas libre presente en el fluido bombeado desde el pozo a la superficie se aproxima al 10% de volumen puede producirse obturación por gas por tanto no es una situación donde se recomiende usar ESP.<sup>49</sup> Los sistemas ESP son aplicables a pozos de crudo pesado con agentes corrosivos y son adaptables a pozos muy desviados por arriba de los 80°.

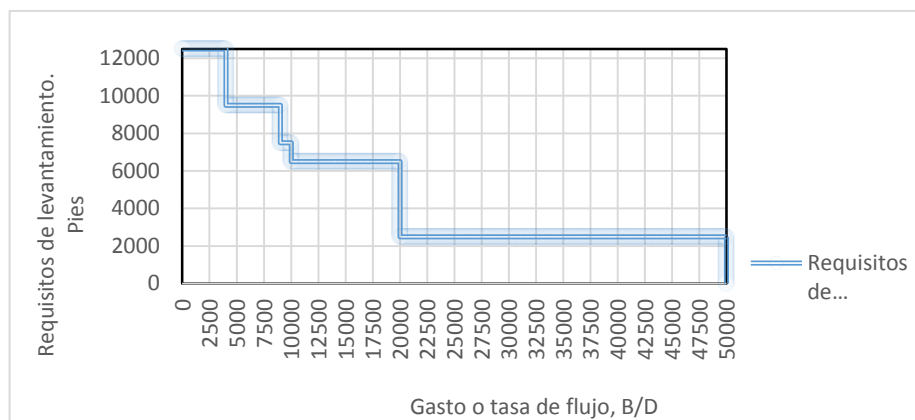
Los sistemas ESP pueden trabajar en pozos de crudo pesado con:

<sup>48</sup> No se recomienda su instalación en pozos que producen por debajo de 150 bpd, el costo del cable es elevado, éste puede fallar debido a las altas temperaturas, corrosión y a un mal manejo del mismo.

<sup>49</sup> DONG, Liu, ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP) EN EL CAMPO BARE, FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO, UNIVERSIDAD SIMON BOLIVAR, SARTANEJAS, MAYO DEL 2007.

Temperaturas de 10°C (50°F) hasta 288°C (550°F). Fluidos con cantidades considerables de sólidos (sistemas resistentes a la abrasión). Ambientes muy severos (metalurgia especial).<sup>50</sup> Los sistemas ESP no funcionan en pozos con operación cíclica de encendido y apagado, eso representa un enorme esfuerzo sobre el sistema ESP, acortando su vida operativa y produciendo finalmente su falla. En pozos de crudo pesado con viscosidades mayores a 200 cP, se incrementa la potencia requerida del sistema ESP y se reduce la presión de salida de la bomba. La solución potencial es usar un diluyente para disminuir la viscosidad.

**Grafica 10 Rango típico de aplicación del Bombeo Electrosumergible**



Fuente: [http://www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review/sp.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx). Oilfield Review Otoño de 2004, Pag 19

La decisión acerca del tipo de sistema de levantamiento artificial a desplegar implica la evaluación de las características del yacimiento, tales como temperatura, presión, regímenes de producción óptimos y propiedades de los fluidos, y de las particularidades del pozo; profundidad, inclinación, configuración de la terminación, instalaciones de superficie y tipo de energía para producir el levantamiento. Cada sistema de levantamiento artificial posee ciertas ventajas y desventajas que los distinguen de los otros sistemas. A continuación se mostrara la Tabla 4. **Comparación de los sistemas de levantamiento artificial Bombeo mecánico y Electrosumergible.** En donde se puede observar de manera

<sup>50</sup> En los pozos de crudo pesado generalmente se busca trabajar a altas temperaturas con el fin de reducir la viscosidad del petróleo y hacer que este fluya más fácilmente. Los ambientes operativos de alta temperatura aceleran la corrosión producidos por los fluidos de fondo de pozo. A presiones y temperaturas elevadas, el ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>S), el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y ciertos productos químicos utilizados en el tratamiento de pozos pueden dañar los sellos del motor, permitiendo el ingreso de fluidos dañinos que atacan los componentes críticos del motor.

esquemática las principales diferencias que se tienen entre los dos sistemas de levantamiento artificial.

**Tabla 4 Comparación de los sistemas de levantamiento artificial Bombeo mecánico y Electrosumergible.**

		BOMBEO MECANICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y COMPARACIÓN GENERAL	COSTO	Bajo a moderado. Incrementa con la profundidad y unidades largas	Relativamente bajo si hay disponibilidad de energía eléctrica
	EQUIPO SUB-SUPERFICIAL	Buen diseño y prácticas de operación son necesarios. Buena selección, operación, prácticas necesarias para varillas y bombas.	Requiere cables, motor, bombas, sellos, etc. Diseño y prácticas buenas esenciales.
	EFICIENCIA (HP hid. SALIDA/HP hid. entrada)	Excelente eficiencia total del sistema. Eficiencia de 50-60% con la bomba llena; si el pozo no bombea de más.	Excelente 50%-70%. Se necesitan más datos de operación.
	FLEXIBILIDAD	Excelente: Puede cambiar la velocidad de carrera y la longitud, el émbolo y el tiempo de corrida para controlar la producción.	Pobre: las bombas trabajan a una velocidad fija. Requiere cuidado en la medición.
	PROBLEMAS DIVERSOS	Las fugas pueden ser un problema y un riesgo.	Requiere un sistema eléctrico muy confiable
	COSTOS OPERATIVOS	Muy bajos para profundidades <7500 pies en tierra con producción < 400 bpd	Varía: Alto si requiere alta potencia y por reparación. Altos costos para sacarlo por la vida corta de operación.
	CONFIABILIDAD	Excelente: eficiencia tiempo funcionando > 95% con buenas operaciones y se controlan las impurezas.	Excelente en casos ideales; pobre por problemas de arenas. Sensible a la temperatura.
	VALORES DE RESCATE	Excelente: Buen mercado para equipo usado	Regular: algún valor de cambio. Pobre mercado.
	SISTEMA TOTAL	Diseño sencillo y básico. Se instala y opera bajo procedimientos API. Cada pozo es un sistema individual.	Diseño simple pero requiere datos de gasto. Requiere excelente operación. Sigue recomendaciones API. Cada pozo es un sistema.
	USO / PERESPECTIVA	Excelente pozos en E.U.A con SAP.	Excelente para gastos altos (>1000BPD)

		BOMBEO MECANICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN NORMAL	LÍMITES EN EL DIÁMETRO	Problemas sólo en pozos con altos gastos con bombas grandes. TR pequeños (4,5 in - 5,5 in) limitan separación de gas.	Diámetros de TR limitan el uso de motores y bombas grandes. Evitar TR de 4,5 in y menores. Bajo rendimiento dentro de TR de 5,5 in., dependiendo del gasto y la profundidad.
	LÍMITES DE PROFUNDIDAD	Bueno: varillas o la estructura pueden limitar el gasto y la profundidad. Efectivo a 500 bpd a 7500 ft y 150 bpd a 15000 ft.	Limitado por la potencia del motor o la temperatura. Aproximadamente 10000 ft.
	PRESIÓN DE ENTRADA	Excelente: 50 - 100 psig	Regular:>250 psi. Pobre si la bomba debe manejar > 5% de gas libre.
	NIVEL DE RUIDO	Regular: Moderadamente alto para áreas urbanas.	Excelente: bajo ruido. Preferido en áreas urbanas para altos gastos.
	VISIBILIDAD	El tamaño y la operación son inconvenientes en áreas habitadas y de agricultura	Bueno: bajo perfil pero requiere un banco de transformadores, que pueden causar problemas en áreas urbanas.
	FLEXIBILIDAD FUENTE DE PODER	Bueno: uso fácil de motores.	Regular: requiere una buena fuente de poder sin interrupciones. Altos voltajes pueden reducir perdidas I2R.
	SEGUIMIENTO	Excelente: puede ser fácilmente analizado con pruebas de pozo, niveles de fluido, etc. Se mejora el análisis con el uso de dinamómetros y computadores.	Regular: revisiones eléctricas.
	PRUEBAS	Bueno: pruebas de pozo fáciles con pocos problemas.	Bueno: simples con pocos problemas. Alto corte de agua y alto gasto del pozo puede requerir un eliminador de agua.
	TIEMPO DEL CICLO Y CONTROLADORES DE LA BOMBA POCO SUMERGIDA	Excelente si el pozo puede ser bombeado con la bomba poco sumergida.	Pobre: Comienzo suave y sellos / protectores mejorados son recomendados.

		BOMBEO MECANICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
CONSIDERACIONES DEL SISTEMA ARTIFICIAL	CORROSIÓN / ESCALAS DE MANEJO	Buena a excelente: uso de inhibidor de corrosión en el espacio anular.	Regular: inhibidor usado en la entrada a menos que una camisa sea usada.
	POZOS DESVIADOS	Regular: incrementa la carga. Se tienen pozos desviados y horizontales.	Bueno: algunos problemas porque requieren radios largos.
	APLICACIÓN DUAL	Regular: bajos gastos en tubería de 7 in. El gas es un problema para zonas bajas.	No se conocen instalaciones TR más grandes serían necesarias. Posibles problemas al accionarlos y sacarlos.
	CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS	Bueno si se puede ventilar y usar el gas natural	Pobre para el gas libre. Separadores de gas ayudan mucho si no se tiene producción de sólidos.
	APLICACIÓN COSTA AFUERA	Pobre: la mayoría de pozos están desviados y producen arena.	Bueno: se debe proveer energía eléctrica.
	MANEJO DE PARAFINAS	Regular / Bueno: posible uso de agua / aceite caliente.	Regular: Se puede usar agua / aceite caliente.
	MANEJO DE SÓLIDOS / ARENAS	Pobre / regular: para baja viscosidad (< 10 cP). Rendimiento mejorado para alta viscosidad (> 200 cP)	Pobre: requiere < 200 ppm de sólidos. Hay materiales mejorados resistentes disponibles a un precio mayor.
	LIMITACIÓN DE TEMPERATURA	Excelente: usualmente usado en operaciones termales (550 °F)	Limitado a <250°F para motores normales y <325°F para motores especiales y cable.
	MANEJO DE FLUIDOS DE ALTA VISCOSIDAD	Bueno para fluidos de <200 cP y bajo volumen de flujo (400 bpd). Varillas pueden fallar para altos volúmenes de flujo. Altos volúmenes de flujo requieren diluyentes para disminuir la $\mu$	Regular: limitado a unos 200 cP. Se incrementa la potencia requerida y reduce la presión de salida de la bomba. La solución potencial es usar algún diluyente para disminuir la $\mu$
	CAPACIDAD DE ALTOS VOLUMENTES	Regular: restringido a profundidades someras usando un émbolo grande. 4000 bpd - 1000 ft. 1000 bpd - 5000 ft.	Excelente: limitado por el requerimiento de potencia (HP) y puede ser restringido por el tamaño de la TR. En TR de 5,5 in., 4000 bpd a 4000 ft con 240 HP.
CAPACIDAD DE BAJOS VOLÚMENES	Excelente: más comúnmente usado para pozos produciendo <100 bpd.	Generalmente pobre: bajas eficiencias y altos precios operativos para <400 bpd.	

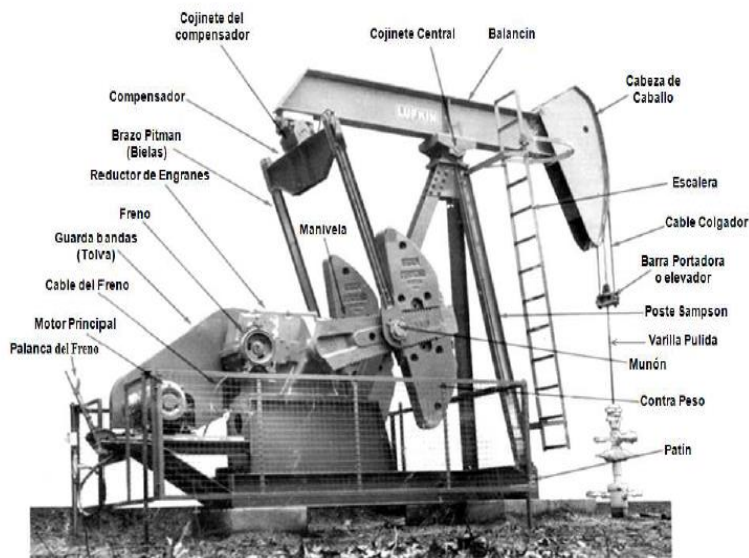
Fuente: JUÁREZ TOQUERO Fiedel, CAMPOS CERVERA Mario Alberto, "NUEVOS DESARROLLOS DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SUMERGIDO EN INSTALACIONES COSTA AFUERA". Tesis de grado, Facultad de ingenierías, Universidad Nacional Autónoma de México, 2012. Pag 58-66.

### 3 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DE CRUDO PESADO

El bombeo mecánico es un sistema de levantamiento artificial en el cual el movimiento de bombeo en el pozo se origina en la superficie y se transmite a la bomba de subsuelo por medio de una sarta de varillas. Las unidades de bombeo mecánico (ver figura 10. Unidad de Bombeo Mecánico Convencional) son un mecanismo que nos permiten transformar el movimiento giratorio simple del motor en un movimiento armónico simple a nivel de la varilla pulida.

La mayoría de las unidades de bombeo son del tipo balancín, con sistemas biela-manivela, la manivela rotatoria provee el contra-balance para reducir la carga de torque y la demanda de energía. El uso de la caja de engranes es común para reducir la velocidad de la fuente primaria hasta la velocidad de bombeo e incrementar el torque disponible.

**Figura 10 Unidad de Bombeo Mecánico Convencional**



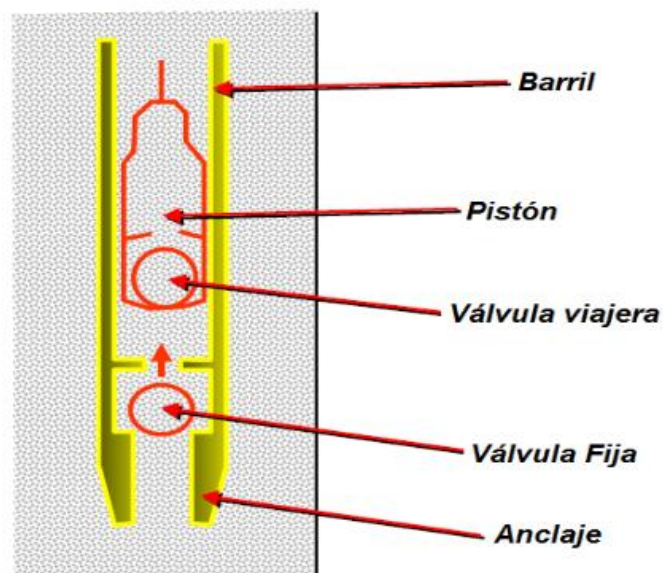
Fuente: BARRÓN, Osvaldo, SÁNCHEZ, Gerardo, SOLUCIONES PARA PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN EL BOMBEO MECÁNICO, Tesis de pregrado Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F. Ciudad Universitaria. 2009.

Generalmente las unidades de bombeo mecánico se clasifican según la capacidad de torque de la caja reductora y de acuerdo a la forma como realizan el balance de las fuerzas y sus sistemas de accionamiento.

### 3.1 BOMBAS DE SUBSUELO

Las bombas de subsuelo pertenecen a la familia de bombas de desplazamiento positivo del tipo reciprocante (Ver Figura 11. Esquema típico bomba de Subsuelo, 5 partes principales), lo que le permite trabajar con fluidos de alta viscosidad sin reducir su eficiencia, además que pueden soportar altas presiones de descarga sin variar el flujo de bombeo. La función de la bomba de subsuelo es levantar fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección.

Figura 11 Esquema típico bomba de Subsuelo (5 partes principales).

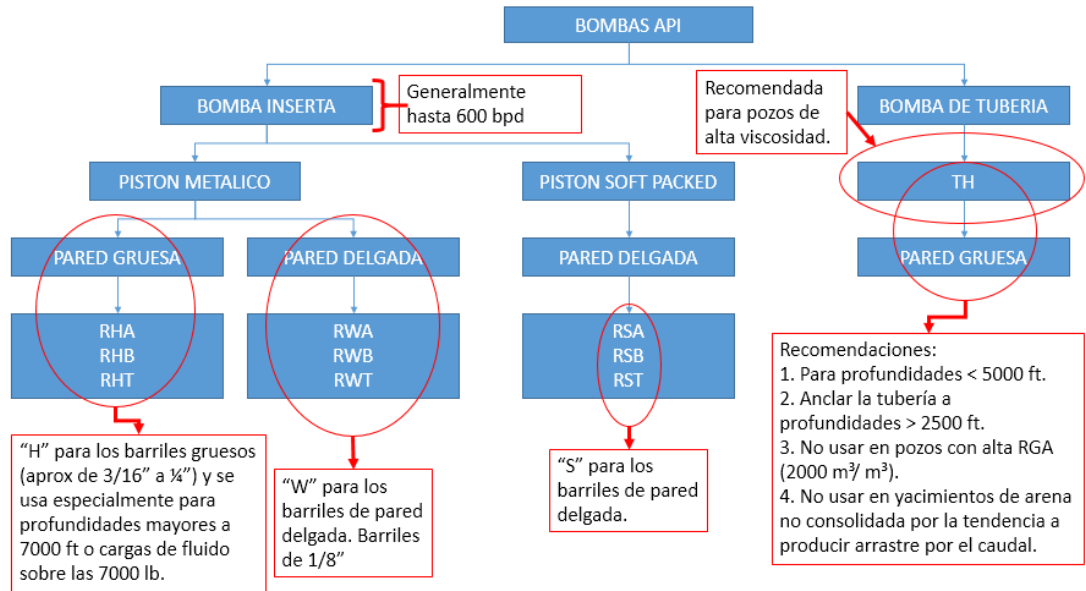


Fuente: Autor.

#### 3.1.1 Tipos de bombas api

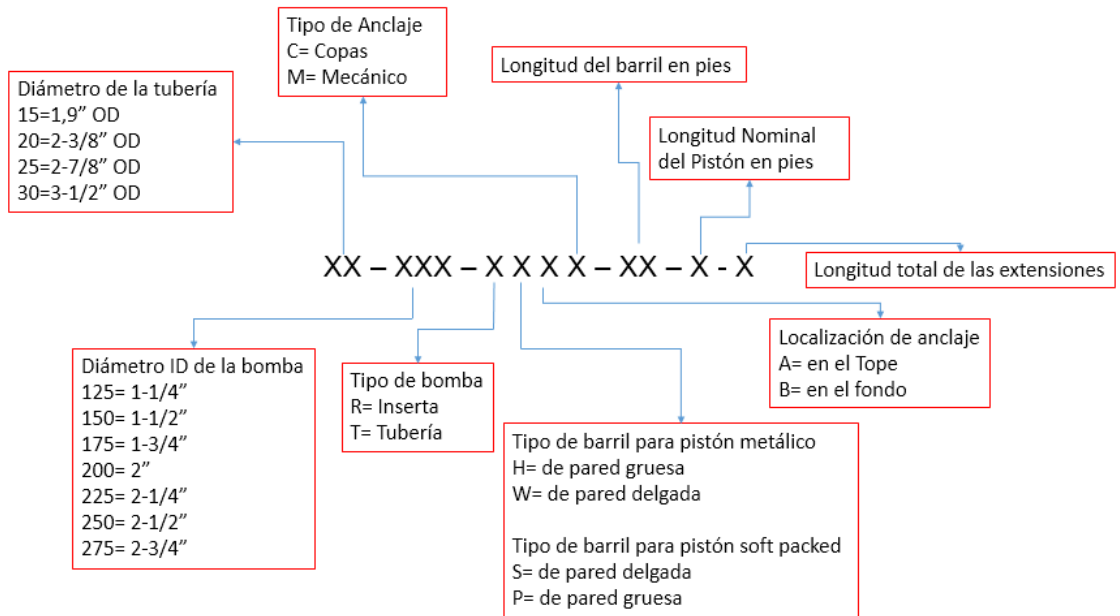
En la figura 12. *División API de bombas de subsuelo*. Se muestra la división de las bombas de subsuelo según API. En la figura 13. *Nomenclatura API de las Bombas de Subsuelo*. Se muestra la nomenclatura de las bombas de subsuelo según API.

**Figura 12 División API de bombas de subsuelo.**



Fuente: Autor.

**Figura 13 Nomenclatura API de las bombas de Subsuelo**

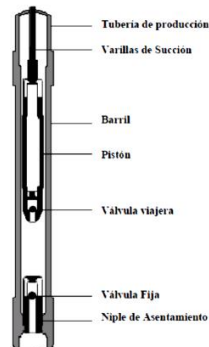


Fuente: Autor

## BOMBAS DE TUBERIA TH

En este tipo de bombas, el barril y el sistema de anclaje forman parte de la sarta de producción. Para su instalación en campo el pistón es bajado con la sarta de varillas y puede o no llevar la válvula fija dependiendo de la práctica que se tenga en el campo. Su ventaja sobre los otros tipos de bombas para el manejo de petróleos viscosos, radica en su relativamente mayor capacidad de bombeo ya que tiene un barril más grande. Una representación esquemática de una bomba de tubería se aprecia en la Figura 14. La figura presenta una bomba con un pistón metálico diseñado por el API con el código TH.

**Figura 14 Sección transversal de bomba de tubería.**



Fuente: MATEUS, Christian. ROJAS, Daniel. Tesis de grado: ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE SUBSUELO DE UNIDADES DE BOMBEO MECANICO UTILIZANDO REDES NEURONALES, Universidad Industrial de Santander, 2007.

### 3.1.2 Bombas especiales

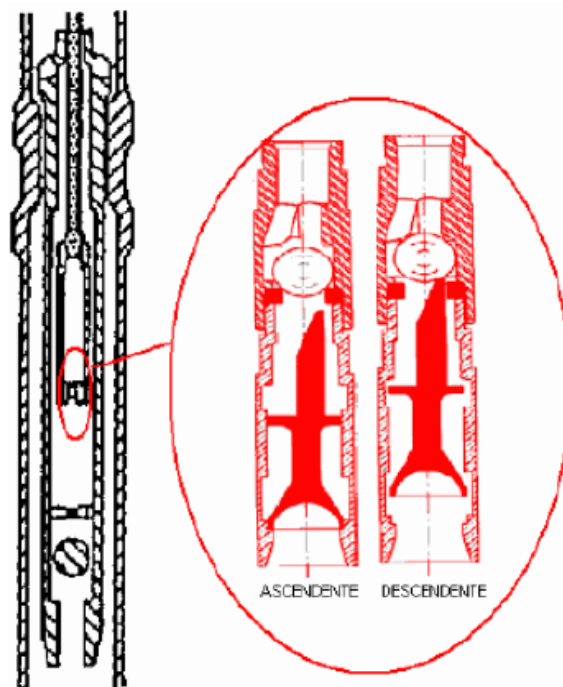
Además de las bombas API estándar, existen otros tipos de bombas de varillas (bombas no estándar API). Algunas de estas bombas son las más adecuadas para pozos que tienen fluidos altamente viscosos.

#### 3.1.2.1 Bomba con válvula Dartt

Al inicio de la carrera ascendente, como lo muestra la figura 15, la válvula viajera Dartt proporciona un conjunto de tres sellos: un sello circunferencial, un sello de cara en el fondo de la Dartt y un sello de borde (bola-asiento). Esta característica incrementa fuertemente la vida del asiento y la bola y proveerá cierre positivo de la válvula viajera cuando se bombeen crudos pesados (donde las válvulas viajeras

estándar tienden a flotar y a no cerrar apropiadamente, reduciendo la eficiencia de la bomba). En el inicio de la carrera descendente, la válvula abre mecánicamente y la bola se sostiene lejos del asiento, eliminando el juego de la bola y el daño prematuro del asiento. Todo el gas presente en la cámara de la bomba, es libre de pasar a través del pistón hasta la tubería de producción (ver figura 13). Todo bloqueo de gas es eliminado, ya que la válvula Dartt permite a la bomba bombear eficientemente el gas. Esto elimina también el golpe del fluido, el cual reduce el desgaste de las varillas y de la unidad de bombeo.

**Figura 15 Esquema con Bomba con válvula Dartt**



Fuente: MATEUS, Christian. ROJAS, Daniel. Tesis de grado: ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE SUBSUELO DE UNIDADES DE BOMBEO MECANICO UTILIZANDO REDES NEURONALES, Universidad Industrial de Santander, 2007.

### **3.1.2.2 Bombas con varillas de válvulas huecas**

En los pozos profundos, la varilla de la válvula con barril estacionario tiende a pandearse con el recorrido descendente. El pandeo es muy severo bajo condiciones de golpeteo del fluido, cuando las altas cargas de compresión actúan sobre los dos extremos de la varilla de la válvula y producen desgaste excesivo de la varilla sobre la guía y dentro de la tubería de producción. Para estos casos se

recomienda el empleo de un tubo de arrastre estándar. La varilla de válvula hueca es mucho más fuerte que una sólida y reduce casi por completo los problemas de pandeo.

Otro tipo de bomba es la de varillas de dos etapas con válvula hueca y fue desarrollada para bombear pozos con altas presiones de gas/aceite. Además, la bomba también puede poner a producir un pozo por debajo de un empaque, cuando todos los fluidos sean sacados con la bomba.

Las características básicas de la bomba son: el empleo de una segunda válvula viajera, un puerto para la varilla de la válvula hueca y una cámara por encima del pistón. En cuanto a la secuencia de operación, al comenzar el recorrido ascendente, la válvula viajera por debajo del pistón se cierra y transporta la carga del fluido.

La válvula fija se abre y los fluidos ingresan al barril, por debajo del pistón ascendente. Durante este recorrido el pistón desplaza los fluidos contenidos en la cámara y los empuja a través de los orificios de la varilla de la válvula hueca y los sube hasta la válvula viajera superior. Durante este proceso de mezcla gas/liquido queda comprimida porque el volumen desplazado desde la cámara es considerablemente mayor que el volumen interno de la varilla de la válvula hueca.

La elevada presión evita la liberación adicional de gas en la fase líquida y abre la válvula viajera superior. En el punto máximo del recorrido ascendente, el fluido que pasa a través de la válvula viajera superior se detiene y la bola de la válvula regresa a su asiento.

Tan pronto como el pistón comienza a bajar, el espacio de la cámara se incrementa originando una pérdida de presión, la cual contribuye a que la válvula viajera superior se cierre y abra la válvula viajera inferior. La válvula fija se cierra y desplaza los fluidos del barril dentro de la cámara y la varilla de la válvula hueca.

Esta bomba proporciona buena operación en aquellos pozos con problemas tanto de gas como de arena. La ruta del fluido dentro de la bomba asegura una remoción continua de las partículas de arena durante el bombeo, pero la arena se puede asentar por encima del ancla de fondo y puede ocasionar el pegue de la bomba.

La acción de bombeo en dos etapas es ideal para producir fluidos gasíferos y puede utilizarse para altas relaciones gas/aceite. La experiencia en el campo indica que esta bomba puede manejar grandes cantidades y no sufrir atascamiento por el mismo.

### **3.2 ANCLAS DE TUBERIA**

La sarta de tubería de producción está sometida a una variación en las cargas durante el ciclo de bombeo. Sobre el recorrido ascendente no hay cargas, ya que el pistón lleva el peso del líquido dentro de la tubería de producción. Sin embargo, esta carga es transferida a la tubería de producción cuando comienza el recorrido descendente. Debido a esta variación en las cargas una tubería de producción suspendida libremente, periódicamente se va a estirar y encoger (Pandeo), durante el ciclo de bombeo. Es común que el estiramiento de la tubería de producción reduzca la longitud de recorrido del pistón disponible para el levantamiento de fluidos, resultando en una reducción del desplazamiento de la bomba.

El movimiento variable de la sarta de tubería de producción causa varios problemas operacionales, los cuales resultan en fricción excesiva entre las varillas y la tubería de producción. La fricción es más pronunciada si en el pozo fluyen partículas abrasivas que incrementan el desgaste sobre la superficie del metal. Los principales efectos del Pandeo de la tubería de metal son:

- El desgaste de las varillas dentro de la tubería de producción, puede inducir a fallas tanto de las varillas como de la tubería de producción. La sarta del revestimiento puede también sufrir un desgaste mecánico.
- Las cargas sobre la unidad de bombeo se incrementan por el aumento en las fuerzas debido a la fricción entre las varillas y la tubería de producción.
- Se requiere más Potencia y más Torque en superficie para la operación de la unidad de bombeo.

Anteriormente, un simple empaque “hook-wall” ó “gancho de pared” se empleaba para anclar la tubería de producción. El empaque “hook-wall” puede

ser considerado como un anclaje de compresión, que recurre a las fuerzas compresivas para sostenerse apropiadamente; previniendo el movimiento de la tubería de producción hacia abajo, pero permitiéndolo hacia arriba.

La mejor manera de anclar la sarta de tubería de producción es usando un anclaje tipo "Tensión". Este puede ser fijado a cualquier profundidad en el Revestimiento y no permite ningún movimiento hacia arriba. Su capacidad de sostenimiento es producto de la fuerza de tensión ejercida sobre la tubería de producción. Este tipo de anclaje reduce completamente el pandeo de la tubería de producción y adicionalmente los problemas asociados con esto.

### **3.3 SARTA DE VARILLAS**

La sarta de Varillas es la parte más importante del sistema de Bombeo Mecánico ya que proporciona el vínculo entre la unidad de bombeo en la superficie y la bomba de subsuelo. El comportamiento de la sarta de varillas puede tener un impacto fundamental sobre la eficiencia del levantamiento del fluido y su eventual falla origina una pérdida total de la producción. Por consiguiente, una sarta de varillas diseñada apropiadamente no solo asegura buenas condiciones de operación, sino que también puede reducir considerablemente los costos totales de producción.

La sarta de varillas está compuesta de varillas de succión individuales, conectadas unas con otras, hasta alcanzar la profundidad requerida de bombeo. Los avances más importantes en los métodos de la fabricación de la varilla de succión durante los últimos años son la aplicación de un tratamiento al calor para mejorar la resistencia a la corrosión, mejores construcciones en el pin y el empleo de rodillos en lugar de cortes para hacer precisas las roscas. Los tipos de varillas disponibles son: varillas de acero, varillas de succión hueca o tubo de varilla, la varilla continua y la varilla flexible.

Las varillas generalmente son fabricadas 100% acero. Existen sartas parcialmente en acero y fibra de vidrio, las cuales son utilizadas en locaciones con problemas de corrosión, para reducir las cargas en la unidad de bombeo, para evitar comprar unidades excesivamente grandes o para incrementar la tasa de producción.

Las varillas se pueden clasificar en dos grupos, varillas convencionales y varillas no convencionales, sin embargo hay también otros componentes que hacen parte de la sarta de varillas como lo son Pony Rods, las Barras de peso o Sinker Bars, los Acoples o Couplings y los Centralizadores.

La longitud de varillas más común en acero es 25-30 pies y en fibra de vidrio es 37.5 pies, por lo cual las segundas reduce el número de acoples y hace que la sarta sea más larga. La varilla de acero sólido es el tipo de varilla más utilizado y ha sido estandarizada por el American Petroleum Institute desde 1926 como será descrito en la siguiente sección. De acuerdo con la última especificación API 11B, las varillas de succión vienen en presentaciones de 25 o 30 pies (7.6 o 9.1 metros) de largo. Los diámetros de la varilla van desde 1/2 in a 1 1/8 in con incrementos de 1/8 in.

### 3.3.1 Varillas convencionales

Las varillas convencionales son aquellas que son diseñadas y construidas de acuerdo con las especificaciones para las dimensiones, propiedades mecánicas y materiales que aparecen en la norma API SPEC 11B ver tablas 5 y 6.

**Tabla 5 Composición Química de las Varillas de Acero.**

Grado API	K	C		D Carbón		D Aleación	D Especial
Composición Química	AISI 46XX Serie Acero	AISI 10XX Serie Acero	AISI 15XX Serie Acero	AISI 10XX Serie Acero	AISI 15XX Serie Acero	AISI 41XX Serie Acero	Especial*

FUENTE: API, Spec 11B; Specification for Sucker Rods, Edición 26, Enero 1998

**Tabla 6 Propiedades Mecánicas de Fuerza de las Varillas de Acero.**

Grado API	Cedencia Mínima 0,2% Offset Psi (Mpa)	Tensión Mínima Psi (Mpa)	Tensión Máxima Psi (Mpa)
K	60.000 (414)	90.000 (620)	115.000 (793)
C	60.000 (414)	90.000 (620)	115.000 (793)
D	85.000 (586)	115.000 (793)	140.000 (965)

FUENTE: API, Spec 11B; Specification for Sucker Rods, Edición 26, Enero 1998

Algunas comparaciones de composiciones para diferentes grados de varillas dependiendo del fabricante, se muestran en la Tabla 7.

**Tabla 7 Composición de Varillas para cada Fabricante.**

Grado API		WEATHERFORD	NORRIS	TENARIS	ALBERTA OIL TOOLS
K	<b>Cargas</b>	Ligeras a Medias			-
	<b>Aplicación</b>	Pozos corrosivos	Pozos con buen tratamiento de inhibición.	Pozos corrosivos (se recomienda inhibición).	-
	<b>Acero</b>	AISI 4623 Aleación de Ni-Mo	AISI 4621 Aleación de Ni-Cr-Mo	AISI 4621 Aleación de Ni-Cr-Mo	-
C	<b>Cargas</b>	Ligeras a Medias			-
	<b>Aplicación</b>	Pozos no Corrosivos	Pozos no Corrosivos o con buen tratamiento de inhibición	Pozos no Corrosivos o con buen tratamiento de Inhibición	-
	<b>Acero</b>	AISI 1536 Aleación de C-Mn	AISI 1541 de C-Mn	AISI 1530 de C-Mn	-

Grado API		WEATHERFORD	NORRIS	TENARIS	ALBERTA OIL TOOLS
<b>D</b> Carbón	<b>Cargas</b>	Medias a Altas			
	<b>Aplicación</b>	Pozos no Corrosivos	Pozos no Corrosivos o con buen tratamiento de inhibición	Pozos no corrosivos o con buen tratamiento de Inhibición	Pozos no Corrosivos
	<b>Acero</b>	AISI 1541 Aleación de C-Mn	AISI 1541 Aleación de C-Mn	AISI 1530 Micro Aleación de C-Mn	AISI 1541 Aleación de C- Mn
<b>D</b> Aleación	<b>Cargas</b>	Altas			
	<b>Aplicación</b>	Pozos no Corrosivos o con buen tratamiento de Inhibición	Pozos no Corrosivos o con buen tratamiento de Inhibición.	Pozos no Corrosivos o con buen tratamiento de Inhibición	Pozos con buen tratamiento de Inhibición
	<b>Acero</b>	AISI 4142 Aleación de Cr-Mo	AISI 4142 Aleación de Cr-Mo	AISI 4142 Aleación de Cr-Mo	AISI 4142 Aleación de Cr- Mo
<b>D</b> Especial	<b>Cargas</b>	Altas			
	<b>Aplicación</b>	Pozos con buen tratamiento de Inhibición	Pozos con buen tratamiento de Inhibición	Pozos Corrosivos (se recomienda Inhibición)	Pozos con buen tratamiento de Inhibición
	<b>Acero</b>	AISI 4720 Aleación de Ni-Cr-Mo	AISI 4330 y 4320 Aleaciones de Ni-Cr- Mo	AISI 4330 y 4320 Aleaciones de Ni-Cr- Mo	AISI 4330 Aleación de Ni- Cr-Mo

Fuente: MONTES Páez, Erik Giovany, Notas de Clase: BOMBEO MECANICO, Universidad Industrial de Santander 2013.

Todas las varillas convencionales tienen una longitud de 25 ft y los diámetros varían entre  $\frac{3}{4}$ " y 1  $\frac{1}{4}$ " aumentando en  $\frac{1}{8}$ " cada rango.

### 3.3.2 Varillas de acero macizo

El material de las varillas de Succión en acero normalmente tiene un contenido de Hierro de más del 90%. Los elementos de aleación son agregados para incrementar la resistencia, dureza y mejorar los efectos de los tratamientos metalúrgicos y combatir la corrosión (ver figura 14). Los aceros utilizados para la fabricación de las varillas son aceros al carbón y aceros de aleación. Los aceros al Carbón contienen Carbono, Magnesio, silicio, Fosforo y Azufre.

Algunas características de las Varillas de acero:

- Menor resistencia a la corrosión.
- Diámetros de 1-1/8", 1", 7/8", 3/4", 5/8".
- Elaboradas en longitudes de 25 ft y 30 ft.
- Fáciles de pescar que las de fibra de vidrio.
- Menos elongables que las de fibra de vidrio.

**Figura 16 Varillas de Acero.**



FUENTE: WEATHERFORD, PRO/KC Sucker-Rod Connection and Makeup Services, 2009

### 3.3.3 Varillas no convencionales

Se Utilizan las varillas no convencionales en aplicaciones especiales de producción de crudo como se muestra a continuación:

#### 3.3.3.1 Varillas continuas

Es una sarta continua de varillas que no usan acoples. Estas varillas son almacenadas y transportadas en grandes carretes (ver figura 17), además, requieren de un equipo especial de instalación/desinstalación y de soldadura para operaciones de conexión/desconexión. En la Tabla 8 se presentan algunos de los tipos de varillas continuas y algunas de sus propiedades.

**Tabla 8 Tipos y Propiedades de Varillas Continuas del Mercado**

TIPO DE VARILLA	Material	Tensión Mínima Psi	Cedencia Mínima Psi	Dureza Máxima Promedio (Rc)
COROD DR	AISI 1536 Aleación de Ni-Cr	115.000	85.000	28
COROD DER	AISI 4120 Aleación de Ni-Cr-Mo	115.000	90.000	26
COROD DWR	AISI 4320 Aleación de Ni-Cr-Mo	115.000	90.000	28
COROD SER	AISI 4120 Aleación de Ni-Cr-Mo	130.000	110.000	32
COROD SWR	AISI 4320 Aleación de Ni-Cr-Mo	145.000	120.000	38
PROROD 620C	AISI 1536 Aleación de Ni-Cr	120.000	95.000	22
PROROD 620C	AISI 4120 Aleación de Ni-Cr-Mo	120.000	95.000	22
PROROD 750N	AISI 4320 Aleación de Ni-Cr-Mo	120.000	100.000	22
PROROD 960M	AISI 4120 Aleación de Ni-Cr-Mo	140.000	115.000	28
PROROD 970N	AISI 4330 Aleación de Ni-Cr-Mo	140.000	120.000	28

Fuente: MONTES Páez, Erik Giovany, Notas de Clase: BOMBEO MECANICO, Universidad Industrial de Santander 2013.

Estas varillas están disponibles en los diámetros que se muestran en la Tabla 9 con sus respectivos torque máximos.

**Tabla 9 Diámetros y Torque Máximo para cada Tipo de Varilla Continua.**

TIPO DE VARILLA	13/16"	7/8"	1"	1 1/8"
COROD DR	500	640	955	1.490
COROD DER	-	640	955	1.490
COROD DWR	-	-	955	1.490
COROD SER	700	900	1.300	2.000
COROD SWR	700	900	1.300	2.000
PROROD 620C	540	680	1.015	1.445
PROROD 780M	565	735	1.100	1.535
PROROD 750N	580	750	1.110	1.550
PROROD 960M	725	900	1.350	1.900
PROROD 970N	725	900	1.350	1.900

Fuente: MONTES Páez, Erik Giovany, Notas de Clase: BOMBEO MECANICO, Universidad Industrial de Santander 2013.

**Figura 17 Carrete de Transporte y Almacenamiento de Varilla Continua.**



FUENTE: <http://www.weatherford.com/doc/wft191758>

Las varillas CORD dependiendo de su diámetro tienen una nomenclatura especial como se muestra en la tabla 10:

**Tabla 10 Nomenclatura de varillas continuas CORD**

Diámetro	Nomenclatura
13/16"	3
7/8"	4
1"	6
1 1/8"	8.5

Fuente: Autor

Las varillas CORD son fabricadas por Weatherford y las varillas PROROD por Norris. En la figura 17 podemos ver un carrete de transporte y almacenamiento.

### 3.3.3.2 Varillas de aleaciones de acero

Los diversos fabricantes ofrecen distintas composiciones bajo numerosos nombres comerciales. El API, en su especificación 11B, presenta la composición química base de los aceros recomendados para la fabricación de las varillas de bombeo (Ver tabla 11).

**Tabla 11 Propiedades Químicas y Mecánicas de los materiales de una varilla de succión API de acuerdo con la especificación API 11B.**

Grado de Varilla	Composición	Fuerza de Tensión, psi	
		Mínima	Máxima
K	AISI 46	85000	115000
C	AISI 1536	90000	115000
D	Carbono o Aleaciones	115000	140000

Fuente: Ecopetrol S.A.

### 3.3.3.3 Varillas de fibra de vidrio

Las varillas de fibra de vidrio están disponibles en resinas de poliéster y en resinas de ésteres vinílicos con vidrio y se fabrican mediante un proceso conocido como

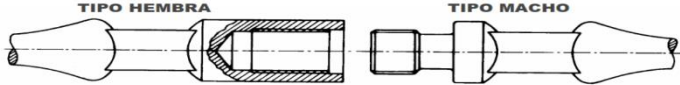
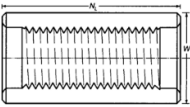
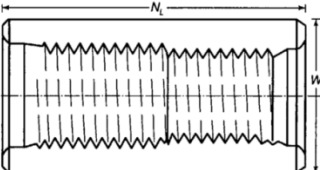
extrusión por estirado. El éxito de su rendimiento está en la conexión. Su carga máxima en el rango de 35000 a 38000 PSI de trabajo. Los diámetros externos de las varillas de fibra de vidrio se fabrican en diámetros externos de 7/8" a 1 1/4".

### 3.3.3.4 Otros accesorios

En la tabla 12 se presentan otros accesorios usados en el bombeo mecánico.

**Tabla 12 Otros accesorios en el Bombeo Mecánico**

ACCESORIO	DESCRIPCIÓN
PONY RODS	Los Pony Rods hacen parte también de la sarta de varillas y son fabricados con las mismas propiedades, diámetros, dimensiones y tolerancias que las varillas convencionales. Se usan normalmente para espaciar la sarta en el pozo a la longitud deseada. Vienen en longitudes estándar de 2' (0.61 m), 4' (1.22 m), 6' (1.83 m) y 8' (2.44 m), u otras longitudes solo por pedido especial.
BARRAS DE PESO SINKER BARS	<p>Las Barras de peso son varillas de mayor diámetro diseñadas para añadir peso al final de la sarta. Lo que diferencia a las barras de peso de las varillas convencionales es que están diseñadas para usarlas al fondo de la sarta. Los pines son más pequeños que el diámetro de su cuerpo para permitirles entrar en la sarta. El tamaño del pin no suele ser un problema ya que las cargas en las varillas al fondo de la sarta son pequeñas comparadas con las cargas cerca de la superficie. Esto se debe a que las varillas cercanas a la superficie tienen que soportar su propio peso, el peso de las varillas debajo de ellas y la carga del fluido. Por otro lado, las barras de peso al estar al fondo de la sarta solo soportan su propio peso y la carga de fluido. Los diámetros de las barras de peso van desde 1 ¼" a 2".</p> <p>Las barras de peso se utilizan:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Para ayudar a bajar las varillas durante la carrera descendente</li> <li>2. Para evitar problemas de pandeo de varillas al final de la sarta</li> <li>3. Para mantener tensionadas las varillas de fibra de vidrio</li> </ol> <p>Otra razón para usar barras de peso es para ayudar a balancear la unidad de bombeo. En algunos pozos la unidad puede ser demasiado grande para la aplicación y puede tener mucho contrabalanceo aun sin contrapesas en las manivelas. Al añadir barras de peso se obtiene mayor carga en la barra pulida y así poder balancear la unidad. Sin embargo, esta aplicación para las barras de peso solo se recomienda si es la única forma de reducir el torque en la caja de engranaje. Este problema se puede prevenir seleccionando el tamaño correcto de unidad para el pozo.</p>

ACCESORIO	DESCRIPCIÓN
<p data-bbox="297 268 496 327">ACOPLES O COUPLINGS</p>	<p data-bbox="516 268 1472 531">Las varillas que se fabrican comúnmente es una varilla de una sola pieza que tiene un extremo de salida con las conexiones necesarias tratadas. Hay otras varillas que tienen sus conectores de los extremos aparte, los cuales se enroscan en los dos extremos del cuerpo de la varilla, y pueden ser usados hasta cierta profundidad de pozo. A estos se les llama Acoples o Couplings. Estos acoples son forjados a altas temperaturas y luego tratados. Se pueden usar conexiones de tipo Pin (tipo Macho) o Box (tipo Hembra), como se observa en la figura 18.</p> <p data-bbox="516 569 1175 600"><b>Figura 18 Terminaciones Típicas de las varillas</b></p>  <p data-bbox="516 726 1472 789">Fuentes: TAKACS, Tabor; Sucker-Rod Pumping Manual, PennWell Books; Tulsa, Oklahoma, 1993</p> <p data-bbox="516 831 1472 957">Usualmente se fabrican varillas con dos terminaciones tipo macho y se usa un acople hembra para unirlos. Podemos observar en la Figura 19 la sección transversal de un acople Hembra-Hembra (Siendo <math>N_L</math> la longitud del acople y <math>W</math> su diámetro externo).</p> <p data-bbox="516 999 1268 1031"><b>Figura 19 Acople tipo Hembra – Hembra para Varillas.</b></p>  <p data-bbox="516 1167 1472 1230">Fuente: API, SPEC 11B; Specification for Sucker Rods, Edición 26, Enero 1998</p> <p data-bbox="516 1272 1472 1461">Los acoples para un servicio regular son diseñados “Full Size”, y aquellos con un diámetro exterior reducido son llamados acoples “Smile Hole”. También existen conexiones con entradas de diferentes diámetros con el fin de conectar diferentes tipos de varillas y estos son llamados Subcouplings. En la Figura 20 se puede observar el corte transversal de uno de ellos (Siendo <math>N_L</math> la longitud del acople y <math>W</math> su diámetro externo).</p> <p data-bbox="516 1503 1175 1535"><b>Figura 20 Corte Transversal de un Subcoupling</b></p>  <p data-bbox="516 1734 1472 1797">FUENTE: API, Spec 11B; Specification for Sucker Rods, Edición 26, Enero 1998</p>

ACCESORIO	DESCRIPCIÓN
CENTRALIZADORES	Los centralizadores o guías no son obligatorios en la sarta de varillas y se usan para pozos desviados mayormente, ya que su función es mantener la varilla en el centro de la tubería evitando así, el rozamiento entre estos dos componentes durante los ciclos de producción.

### 3.4 EQUIPO DE SUPERFICIE

Es el encargado de convertir el movimiento rotacional de motor disminuido mediante el reductor de velocidades, en un movimiento recíprocante lineal vertical y soporta las cargas presentadas durante el ciclo de bombeo. El movimiento se transmite a la sarta de varillas la que a su vez hace trabajar a la bomba de subsuelo. El equipo de superficie consta de:

- Motor: Puede ser eléctrico o de combustión interna, su función es imprimir movimiento a la unidad de bombeo. Su requerimiento de potencia dependerá de la profundidad y de otras características propias del pozo.
- Estructura: Comprende la Base de la Unidad, el Poste Maestro y el Balancín.
- Caja Reductora: Su función es reducir la alta velocidad y bajo torque del motor a las revoluciones de trabajo y alto torque de la Unidad de Bombeo.
- Guaya: Sirve para unir el Cabezal con la Barra Lisa.
- Contrapesas: Sirven para balancear o contrarrestar el peso de las varillas más la columna de líquido.
- Crank: Recibe el movimiento rotatorio del eje de baja velocidad de la Caja Reductora.
- Brazos o Bielas: Transmiten el movimiento del Crank hacia la Barra Ecuilibradora.

- **Cojinetes:** (Central y Lateral), el primero transmite el movimiento entre el Poste Maestro y el Balancín y el segundo transmite el movimiento entre el Balancín y las Bielas a través de la Barra Ecuilibradora.
- **Cabezal:** Ubicado en uno de los extremos del balancín y mantiene la barra lisa verticalmente por medio de su curvatura que es un segmento de un círculo.
- **Águila:** Es un bloque de hierro que va unido a la guaya y de donde cuelga la barra lisa.
- **Freno:** Sirve para posicionar el balancín en un punto deseado después de quitar el movimiento que le imprime el motor a la unidad de bombeo.
- **Barra Lisa:** Se conecta siempre con la parte superior de sarta de varillas y consiste en una barra pulida, la cual hace sello con los empaques de la caja de empaques para que no ocurran escapes de crudo.
- **Caja de Empaques:** Es una conexión que se emboca en la T de producción y sirve para evitar escapes de crudo por el movimiento ascendente y descendente de la Barra Lisa.
- **T de producción:** Une la sarta del Tubing, la caja de empaques y la Línea de Flujo por donde viaja el crudo hacia la batería de producción.

### **3.4.1 Unidades de bombeo**

La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotacional del motor en un movimiento recíprocante ascendente y descendente de la barra pulida. Una unidad de bombeo apropiadamente diseñada tiene el tamaño exacto de caja de engranaje y estructura. También tiene suficiente capacidad de carrera para producir el fluido que se desea.

Las unidades de bombeo mecánico se clasifican según su punto de apoyo y el mecanismo de contrabalance como se muestra en la Tabla 13.

**Tabla 13 Clasificación de las Unidades de Bombeo**

<b>Tipo de unidad</b>	<b>Clase</b>	<b>Punto de Apoyo</b>	<b>Mecanismo de contra-balance</b>
Convencional	I	Punto medio del balancín	Por contrapeso
neumáticas	II	extremo delantero del balancín	por cilindro de aire
Mark II	III	extremo trasero del balancín	Por contrapeso

Fuente: Autor

### **3.4.2 Caja reductora de velocidad**

Convierte la elevada velocidad de rotación del motor a la velocidad requerida de bombeo, el API 11E da la clasificación relacionada con el torque máximo requerido y permitido sobre la caja, hay cajas reductoras de cadena o engranajes, debe tener una lubricación apropiada de las partes móviles, una inspección continua y un cambio regular del aceite es vital para operar adecuadamente la caja reductora. Los reductores de velocidad se utilizan para convertir un movimiento rotatorio de alta velocidad (altos RPM) y bajo torque proveniente del motor en un movimiento rotatorio de baja velocidad (bajo RPM) y torque alto, ya que son bajos RPM para accionar la unidad de bombeo.

La relación de una caja reductora es generalmente 30:1, esto permite que la caja reductora reduzca los RPM de entrada en 30 tiempos mientras incrementa el torque de entrada en 30 tiempos aproximadamente.

### **3.4.3 Motores**

El motor principal es normalmente un motor eléctrico o un motor a gas. La mayoría son motores eléctricos. Los motores a gas son usados en localizaciones donde no se dispone de electricidad. La función del motor principal es proporcionar la potencia necesaria al sistema de bombeo.

El motor principal afecta el consumo de energía y las cargas en la caja reductora. La potencia del motor depende de la profundidad de la bomba, del nivel de fluido, la velocidad de bombeo y el balanceo de la unidad. El tamaño del motor principal está incluido dentro del diseño del sistema. Sin embargo, es importante señalar que el tamaño del motor principal tiene significativa importancia dentro de la eficiencia del sistema. En muchos campos los motores son de tamaños sobredimensionados. Esto garantiza potencia disponible suficiente para el sistema, a costa de una baja eficiencia. Los motores eléctricos son de bajo torque y altas rpm.

La variación de la velocidad del motor principal afecta la caja reductora, las cargas de las varillas y también la velocidad de bombeo. Altas variaciones de velocidad del motor principal reducen generalmente el torque neto en la caja reductora.

### 3.4.3.1 Motores electricos

Los motores eléctricos de un sistema de bombeo con varillas son principalmente motores de inducción de tres fases. NEMA (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos) clasifican los motores de acuerdo a su deslizamiento y características de torque de inicio (ver tabla 14).

**Tabla 14 Tipo de Motor NEMA y características**

NEMA TIPO	CARACTERISTICA
NEMA D	Es el más usado como motor de unidades de bombeo. Su rango de deslizamiento va desde 5% hasta 13%.
NEMA C	Con un máximo de deslizamiento de 5%
NEMA B	Con un máximo de deslizamiento de 3%

Fuente: Autor

### 3.4.3.2 Motores de alto deslizamiento

Los motores eléctricos especiales con altos deslizamientos alrededor del 13% son llamados motores de ultra deslizamiento (UHS). Son diseñados para variaciones altas de velocidad y pueden ayudar a reducir el torque máximo en la caja reductora y las cargas en las varillas.

### 3.4.3.3 Motores a gas

En la tabla 15 se presentan los tipos de motores a gas.

**Tabla 15 Tipos de motores a gas.**

TIPO DE MOTOR A GAS	CARACTERISTICAS
MOTORES DE BAJA VELOCIDAD	Con uno o dos cilindros, manejan velocidades de 700 rpm o menos y altos torques.
MOTORES DE ALTA VELOCIDAD CON MULTIPLES CILINDROS	Manejan variaciones de velocidad altas (más del 35%).

Fuente: Autor

Los motores a gas funcionan generalmente con gas producido en el mismo campo lo que hace que su operación sea más barata comparado con los eléctricos. Sin embargo, los costos de almacenaje y mantenimiento son más altos que los de los motores eléctricos. Este tipo de motor es usado en localizaciones donde no se dispone de electricidad.

## 3.5 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

Los parámetros operacionales básicos en el diseño de sistemas de bombeo mecánico se muestran en la figura 21.

El procedimiento de diseño recomendado por el API para unidades de Bombeo Mecánico convencionales es el método del API RP 11L. El método está basado en correlaciones, resultado de la información de pruebas de investigación, y éstos a su vez son presentados en términos de parámetros adimensionales que pueden ser determinados por una serie de curvas.

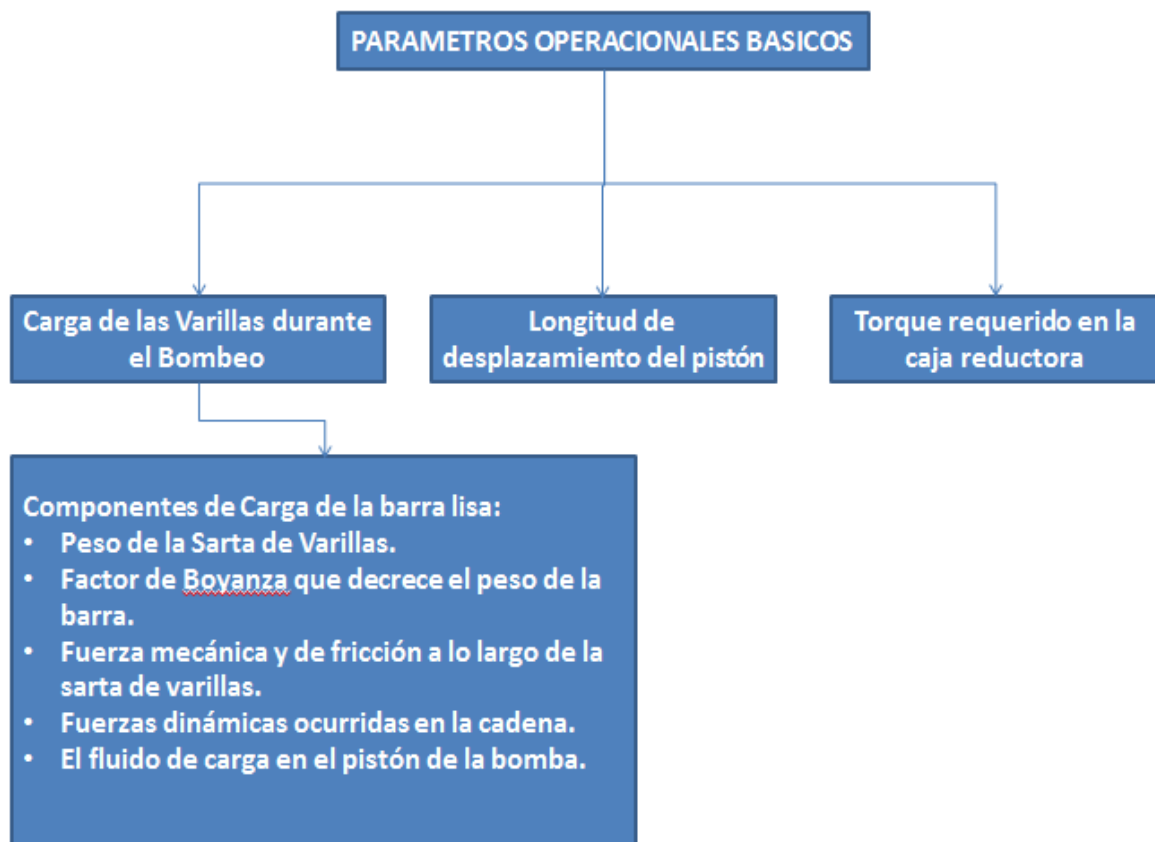
El procedimiento de diseño es un método de prueba y error. Generalmente se requiere tres pasos en el procedimiento:

- Hacer una selección preliminar de los componentes de la instalación.
- Las características de operación de la selección preliminar son calculadas mediante el uso de fórmulas, tablas y figuras incluidas en el API 11 RL.
- Los cálculos de desplazamiento y carga en la bomba son comparadas con los volúmenes, tasa de carga, esfuerzo y otras limitaciones de la selección preliminar.

La cantidad mínima de información la cual es necesaria conocer con antelación o suponer a través de algún método estadístico se presenta a continuación:

1. Nivel de fluido – D, el levantamiento neto en pies.
2. Profundidad de la Bomba – L, pies.
3. Velocidad de Bombeo – N, recorrido por minuto.
4. Diámetro del pistón – Dp, pulgadas.
5. Gravedad específica del fluido – G.
6. Diámetro nominal de la tubería de producción y si se encuentra anclada o no.
7. Diseño y tamaño de la sarta de varillas.

**Figura 21 Parámetros operacionales básicos en el diseño de sistemas de bombeo mecánico**



Fuente: Autor

El procedimiento a seguir para el cálculo de parámetros operacionales a partir del procedimiento API RP 11L se encuentra simplificado en la Tabla 16.

**Tabla 16 Tabla de diseño de cálculos para sistemas de bombeo mecánico convencional**

<b>DATOS ASUMIDOS O CONOCIDOS</b>	
<p>Nivel fluido, H: _____ft.                      Prof. bomba, L: _____ft.                      Tamaño tubería: _____in                      Vel. Bomba, N: _____SPM Longitud golpe, S: _____in                      Longitud Varillas: _____in.                      Diámetro pistón, D: _____in                      Gravedad específica fluido, G: _____</p>	<p>Determinación de parámetros a-dimensionales                      15. <math>W=WrxL= \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                       16. <math>Wrf=W(1-(0.128G))= \_\_\_\_\_ \times (1-(0.128 \times \_\_\_\_\_))= \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math></p>
<p>Factores encontrados a partir de tablas 4.1 y 4.2                      1. <math>W_r= \_\_\_\_\_ \text{ (tabla 4.1 col 3)}</math>                      2. <math>E_r= \_\_\_\_\_ \text{ (tabla 4.1 col 4)}</math>                      3. <math>F_e= \_\_\_\_\_ \text{ (tabla 4.1 col 5)}</math>                      4. <math>E_c= \_\_\_\_\_ \text{ (tabla 4.2 col 5)}</math></p>	<p>Determinación de parámetros a-dimensionales                      15. <math>W=WrxL= \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                       16. <math>Wrf=W(1-(0.128G))= \_\_\_\_\_ (1-(0.128 \times \_\_\_\_\_))= \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                       17. <math>Wrf/Skr= \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math></p>
<p>Calculo de Variables a-dimensionales                      5. <math>F_o=0.340 \times G \times D^2 \times H= \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>  <math>0.34 \times \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                      6. <math>1/Kr= EtxL= \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ in/lb}</math>                      7. <math>Skr=S/(1/KR)= \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                      8. <math>F_o/Skr=S/(1/Kr)= \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                      9. <math>N/No=NL/245000= \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ / 245000= \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                       10. <math>N/N'o=(N/No)/F_e= \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                      11. <math>1/Kt=EtxL= \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ in/lb}</math></p>	<p>Resolviendo los factores adimensionales desde la figura 4.2 hasta 4.6                      18. <math>F_1/Skr= \_\_\_\_\_ \text{ (figura 4.2)}</math>                      19. <math>F_2/Skr= \_\_\_\_\_ \text{ (figura 4.3)}</math>                      20. <math>2T/S^2K_r= \_\_\_\_\_ \text{ (figura 4.4)}</math>                      21. <math>F_a/Skr= \_\_\_\_\_ \text{ (figura 4.5)}</math>                      22. <math>T_a= \_\_\_\_\_ \text{ (figura 4.6)}</math></p>
<p>Resolviendo para Sp y PD                      12. <math>Sp/S= \_\_\_\_\_ \text{ (figura 4.1)}</math>                       13. <math>Sp=((SpxS) \times S) - (F_o \times 1/Kt)= \_\_\_\_\_ \text{ in}</math>  <math>((\_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_) \times \_\_\_\_\_) - (\_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_) = \_\_\_\_\_ \text{ in}</math>                       14. <math>PD=0.1166 \times Sp \times N \times D^2 = \_\_\_\_\_ \text{ barriles por día}</math>  <math>0.1166 \times \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ barriles por día}</math></p>	<p>Resolviendo para características operacionales                      23. <math>PPRL=Wrf+((F_1/Skr) \times Skr)= \_\_\_\_\_ + (\_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_)= \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                      24. <math>MPRL=Wrf-((F_2/Skr) \times Skr)= \_\_\_\_\_ - (\_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_)= \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>                      25. <math>PT=(2T/S^2K_r) \times Skr \times S/2 \times T_a= \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ \text{ lb in}</math>                      26. <math>PRHP=(F_a/Skr) \times Skr \times S \times N \times 2.53 \times 10^{-6} = \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ \times \_\_\_\_\_ \times 2.53 \times 10^{-6} = \_\_\_\_\_ \text{ hp}</math></p>
<p>Si el desplazamiento de la bomba calcula deja de satisfacer los requisitos conocidos o esperados, los ajustes apropiados deben realizarse en los datos asumidos y los pasos 1 a 14 repetido. Cuando la bomba de desplazamiento calculado es aceptable. Proceder con el cálculo del diseño.</p>	<p>27. <math>CBE=1.06(Wrf+1/2F_o)= \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math>  <math>1.06 \times (\_\_\_\_\_ + \_\_\_\_\_) = \_\_\_\_\_ \text{ lbs}</math></p>

Fuente: MONTES Páez, Erik Giovany, Notas de Clase: BOMBEO MECANICO, Universidad Industrial de Santander 2013.

A continuación se listan las consideraciones básicas que se deben tener en cuenta cuando se usa el método API RP 11L:

- El llenado de la bomba es 100% de líquido.
- Varillas de Acero.
- La geometría de la unidad es generalmente Convencional.
- El motor principal es de bajo deslizamiento.
- La unidad se encuentra perfectamente balanceada.
- Los efectos de fricción en fondo del pozo son despreciables.
- No hay efectos de aceleración debido al fluido desplazado.
- La tubería de producción se encuentra anclada.

### **3.6 PARAMETROS GENERALES DE OPTIMIZACIÓN, DIAGNOSTICO Y OPERACIÓN EN EL BOMBEO MECANICO**

A continuación se tratan parámetros generales de optimización de los sistemas de bombeo mecánico.

#### **3.6.1 Tolerancia entre el pistón y el barril**

La eficiencia volumétrica de la bomba es afectada en buena parte por la tolerancia entre el pistón y el barril, llamada normalmente fit y expresada en milésimas de pulgada con el signo (-) antepuesto.

El diámetro real del pistón es el ID del barril menos el fit.

La escogencia del fit para un pistón depende de varios factores pero los más importantes son:

- La viscosidad de crudo
- Longitud del pistón
- Fricción esperada en la bomba
- Temperatura en la admisión de la bomba

Al tomar en cuenta las superficies metal-metal entre pistón y barril, se debe dejar un espacio entre ambos para asegurar una adecuada lubricación.

Por otra parte, mientras más largo sea el pistón, mayor será el fit que se necesita. Generalmente no se recomienda pistones con longitudes mayores a los 6 pies. Sobre los 100°F se deben aumentar el FIT en 0,001" / 1000°F.

### **3.6.2 Bombas y accesorios especiales (no api)**

Para el manejo de arena existen accesorios tales como el pistón FARR y bombas como la Pampa. Últimamente se ha venido usando un tipo de bomba de doble etapa con la barra hueca para operar en pozos con problemas de arena las principales características de la bomba son: una segunda válvula viajera (reemplaza a la válvula anular), la barra es hueca con orificios inferiores y una cámara sobre el pistón. El resto de las partes es igual al de una bomba R con anclaje inferior. Al inicio de la carrera ascendente la válvula viajera (VV) inferior está cerrada y soporta la carga de fluido. La válvula fija (VF) se abre y los fluidos del pozo entran al barril. A medida que progresa la carrera ascendente, el pistón desplaza los fluidos de la cámara y los obliga a pasar por los orificios de la barra hueca hacia la VV superior.

La principal razón por la que son capaces de operar en pozos con problemas de arena se debe a que la válvula viajera superior impide el retorno de arena hacia el cuerpo de la bomba cuando hay interrupción en la operación.

### 3.7 CALCULOS DE PRODUCCIÓN

Hay varios parámetros operacionales que deben tenerse en cuenta para un seguimiento rápido del sistema de bombeo mecánico, los cuales se presentan (ver tabla 17) a continuación:

**Tabla 17 Cálculos de producción sistema de bombeo mecánico.**

<b>CALCULO DE PRODUCCIÓN</b>	
Desplazamiento de la bomba	<p>PD= volumen de líquido desplazado por la bomba, bpd.  <math>S_p</math>= longitud de la carrera del pistón, in.  <math>N</math>= velocidad de bombeo, golpes/minuto.  <math>D</math>= tamaño del embolo, in.                      La fórmula para tener en cuenta la compresión del aceite a las condiciones de fondo de pozo para el tanque de almacenamiento es :  <math>Q_{sc}=(PD)/(B_o)</math> (5)  <math>Q_{sc}</math> = volumen del stock tank, STB/d  <math>PD</math> = desplazamiento de la bomba, bpd  <math>B_o</math> = factor volumétrico del aceite a condiciones de bombeo.</p>
Perdidas por fugas	<p>Formula aproximada sirve para calcular las fugas del pistón, considera que las fugas normalmente se produce durante la carrera ascendente:</p> $q_s = \frac{1.006 \cdot 10^6 \cdot d \cdot \Delta p \cdot \Delta d^3}{\mu \cdot l} \quad (6)$ <p>Dónde:  <math>q_s</math> = derrame del piston, bpd  <math>D</math> = diámetro del pistón, in  <math>\Delta p</math> = diferencial de presion alrededor del piston, psi  <math>\Delta d</math> = ajuste del pistón, in  <math>\mu</math> = viscosidad del liquido, cp  <math>l</math> = longitud del pistón, in</p>
Eficiencia volumétrica del bombeo	<p>En adicción a la perdida de fluido, muchas otras condiciones influncian la eficiencia volumétrica de bombeo. El más importante de estos es la presencia de gas libre o disuelto en la succión de la bomba, pero la insuficiencia del flujo de líquido desde la formación o restricción en la bomba puede también tener un rol en la reducción de eficiencia.                      La eficiencia volumétrica puede variar comúnmente entre un rango del 70% y el 80% en condiciones normales de bombeo, siendo afectada por el escurrimiento y el factor de encogimiento de la bomba, cargas friccionales y las propiedades del fluido como el contenido de gas y espuma.</p>

Fuente: Autor

### 3.8 CALCULOS DE TORQUE

Los torques instantáneos sobre el cigüeñal se calculan con el fin de encontrar los requisitos de energía instantánea y promedios, así como otros parámetros de operación (ver tabla 18 Tipos de Torques).

**Tabla 18 Tipos de Torques**

TIPOS DE TORQUES	
1. La barra de torsión es el resultado de cargas de varillas lisas y se puede calcular sobre la base de parámetros cinemáticos de la unidad.	La suma de los torques de: torsión, contrapesos e inercial se llama torque neto de carga el cual debe ser superado por el torque del motor primario.
2. El torque de contrapeso es un torque sinusoidal vs ángulo del cigüeñal y se requiere para mover los contrapesos a una velocidad angular constante.	
3. El torque inercial el cual almacena y entrega energía en aceleración a la unidad de la bomba y es usualmente despreciable.	

Fuente: Autor

### 3.9 REQUERIMIENTO DE ENERGIA PARA EL BOMBEO

La mayoría de las instalaciones de sistemas de bombeo mecánico están accionadas por un motor eléctrico, es vital la correcta selección de uno de ellos. Con el fin de reducir los costos de levantamiento, es importante reducir las pérdidas de energía tanto en el fondo del pozo como en la superficie. Además, la elección correcta del tipo de accionamiento inicial y el tamaño y la selección adecuada de los parámetros de bombeo son factores importantes cuando se quiere un sistema de bombeo eficiente. En la tabla 19 se presentan las pérdidas de energía y el cálculo de la eficiencia en el sistema de bombeo mecánico.

El requisito fundamental para alcanzar una alta eficiencia general de bombeo es aumentar la eficiencia de elevación. Por lo tanto, es vital la adecuada selección del modo de bombeo.

**Tabla 19 Pérdidas de energía**

<b>Pérdidas de energía</b>	
<p>Pérdidas en el fondo</p>	<p>Un trabajo útil del sistema de bombeo es realizado por la bomba de fondo cuando se eleva la cantidad dada de líquido desde el fondo del pozo a la superficie. Este trabajo hidráulico o de energía se calcula fácilmente basándose en la profundidad de la elevación efectiva y el volumen del líquido producido.</p> $Phydr = 7,36 \times 10^{-6} Q S_p Gr L_{dym} \quad (7)$ <p>Dónde:</p> <p>Phydr = Potencia hidráulica necesaria para el levantamiento de los líquidos, HP.            Q=tasa de producción de líquido, bpd            SpGr= Gravedad específica del líquido producido.            Ld=nivel de líquido dinámico en el pozo, ft.</p> <p>La eficiencia energética de los componentes de fondo de pozo del sistema de bombeo se caracteriza generalmente por la cantidad relativa de las pérdidas de energía en el pozo. Este parámetro se denomina la eficiencia de elevación y es el cociente de la potencia útil hidráulico y la potencia necesaria a la barra lisa:</p> $Eficiencia\ del\ levantamiento = \frac{Phydr}{PRHP} \quad (8)$ <p>Dónde:</p> <p>PHydr = Potencial hidráulico usado para levantar los fluidos, HP.            PRHP = Potencial requerido en la barra lisa en superficie, HP</p>
<p>Pérdidas de superficie</p>	<p>En la superficie, las pérdidas de energía mecánica se producen desde la barra lisa a la máquina motriz. Estas pérdidas se presentan por fricción en el prensaestopas, en los soportes estructurales de la unidad de bombeo y en el reductor de velocidad, así como perdidas en la unidad V-belt. Es habitual incluir todas las pérdidas de energía en una sola eficiencia mecánica, "Nlift" que presenta todos los efectos anteriores. Gipson y Swaim presentan una correlación mostrada en la Figura 22 para la estimación de la eficiencia mecánica global de la unidad de bombeo.</p> <p style="text-align: center;"><b>Figura 22 Estimación de la eficiencia Mecánica</b></p> <div style="text-align: center;"> </div>

<b>Perdidas de energía</b>	
Las pérdidas en el motor	<p>El motor primario de la unidad de bombeo convierte la energía eléctrica de entrada a sus terminales de salida en trabajo mecánico por medio del eje del motor. Esta conversión implica ciertas pérdidas inevitables de energía, por lo tanto la entrada de potencia eléctrica al motor es siempre mayor que la potencia mecánica calculada. Las pérdidas de energía en un motor eléctrico se clasifican como mecánicas y eléctricas.</p> $P_e = \frac{P_{mot}}{N_{mot}} \quad (9)$ <p>Dónde:            Pe=potencial eléctrico requerido, HP            Pmot=potencial mecánico requerido en el eje del motor, HP            Nmot=eficiencia total de motor eléctrico.</p>
Eficiencia del sistema de Bombeo	<p>Puesto que el trabajo útil del sistema se representa por la potencia hidráulica utilizada para la elevación del fluido y la entrada total de energía es proporcional a la potencia eléctrica requerida, la eficiencia energética se encuentra a partir de:</p> $N_{system} = \frac{P_{hydr}}{P_e} \quad (10)$ <p>Dónde:  <i>N<sub>system</sub></i> = eficiencia general del sistema de bombeo            Pe= entrada de energía eléctrica en terminales del motor, HP            Phydr = energía hidráulica utilizada para la elevación del líquido, HP</p>

Fuente: Autor

### **3.10 OPTIMIZACION, DIAGNOSTICO Y OPERACIÓN DEL BOMBEO MECANICO**

A continuación se presentan recomendación de optimización, diagnóstico y operación del sistema de levantamiento artificial Bombeo Mecánico.

#### **3.10.1 Tolerancia entre el pistón y el barril**

La eficiencia volumétrica de la bomba es afectada en buena parte por la tolerancia entre el pistón y el barril, llamada normalmente fit y expresada en milésimas de pulgada con el signo (-) antepuesto. El diámetro real del pistón es el ID del barril menos el fit pero normalmente este último es despreciado en los cálculos.

La escogencia del fit para un pistón depende de varios factores pero los más importantes son:

- Viscosidad del crudo
- Longitud del pistón
- Fricción esperada en la bomba
- Temperatura en la admisión de la bomba

Al tomar en cuenta las superficies metal-metal entre pistón y barril, se debe dejar un espacio entre ambos para asegurar una adecuada lubricación. Por otra parte, mientras más largo sea el pistón, mayor será el fit que se necesita.

Generalmente no se recomiendan pistones con longitudes mayores a los 6 pies. Sobre los 100°F se debe aumentar el FIT en 0.001"/100°F.

### **3.10.2 Espaciado del pistón (SE)**

El espaciado que se le da a la bomba de sub-suelo antes de arrancar el pozo tiene como objetivo neutralizar el efecto de elongación del tren de varillas. Este efecto tiene dos causas principales: la carga estática y la dinámica. De las dos, la única que puede ser cuantificada y corregida antes de arrancar el pozo es la elongación por carga estática. El de la carga dinámica puede ser simulado con los programas de diseño.

La elongación por carga estática tiene dos componentes:

1. La carga de fluidos sobre el pistón ( $F_o$ ).
2. El peso de la sarta de varillas en el fluido del tubing ( $W_{rf}$ ).

La carga sobre el pistón es proporcional a su diámetro mientras que el peso de la sarta se mantiene constante en el fluido. En pozos con niple perforado se deberá llenar tubing y casing.

### **3.10.3 Tipos de pistones**

En pozos de crudos altamente viscosos, se debe tener en cuenta que mientras mayor sea la longitud del pistón, mayor será la fricción generada en la bomba y por tanto, las posibilidades de flotación de la sarta de varillas son mayores. La longitud del pistón normalmente se calcula entre 6" y 12" por cada 1000 ft.

#### **3.10.3.1 Bolas y asientos**

- Fluidos abrasivos:
  - Bolas y asientos de cerámica o Carbide
- Abrasión severa:
  - Bolas de cerámica en asientos de carbide
  - Doble bolas y asientos

#### **3.10.3.2 Longitud del barril**

La longitud del barril debe ser calculada sumando la carrera máxima del balancín, la longitud del pistón, el espaciado de la bomba y la longitud de las jaulas de las válvulas fija y viajera normalmente tomada como 12".

### **3.10.4 Estadística para análisis de tiempo entre fallas**

Es importante mantener estadísticas validas sobre el comportamiento de las bombas en el campo para tener mejores herramientas en la toma de decisiones sobre las mejor alternativas para producir un determinado campo. Estas estadísticas deben incluir parámetros operacionales tales como velocidad, carreras, profundidades, caudal de producción y tipo de tratamiento térmico de materiales.

### **3.10.5 Segregadores o anclas de gas**

En la mayoría de los pozos de levantamiento artificial, la presión fluyente está por debajo de la de burbujeo ( $P_b$ ) lo cual indica la presencia de gas libre a condiciones de presión y temperatura de pozo.

El bloqueo de la válvula en la bomba de subsuelo por gas (gas lock) resulta cuando la válvula viajera no abre en la carrera descendente debido a que la presión en la cámara es mucho menor que la de descarga debido al gas presente. Para evitar el bloqueo por gas se instalan anclas de gas, en la mayoría de la literatura sobre el diseño de las anclas de gas se ha tomado como velocidad terminal de las burbujas de gas un valor de 0,5 pies por segundo para crudos de gravedad API > 30°.

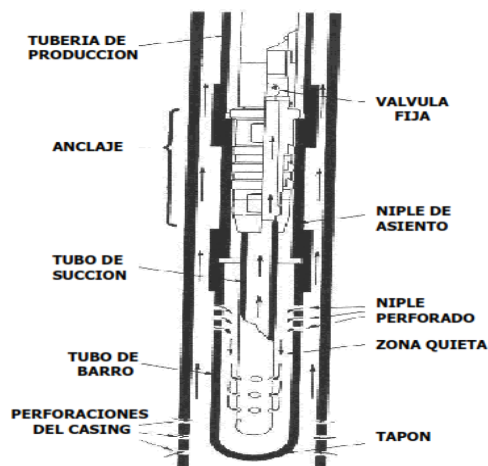
De acuerdo a pruebas realizadas por Campbell y Brimhall, en un crudo con gravedad API de 11° la velocidad terminal puede tener un valor de unos 0,25 pies por segundo con tamaños de burbuja de unos 0,004 pies de radio. Usando estos valores el diseño se puede aproximar más a la gran mayoría de los pozos por bombeo con crudos pesados y extra-pesados. El éxito del diseño depende en gran parte de que la velocidad con la cual el líquido baja sea menor que la velocidad terminal de las burbujas de gas. La velocidad descendente del líquido va a depender de la rata de producción y del área de paso (área quieta) del ancla de gas.

- **DISEÑO DE UN ANCLA TIPO POORMAN PARA CRUDOS PESADOS:**

Se presenta el método de Campbell y Brimhall ligeramente modificado tomando en cuenta los factores volumétricos del crudo y agua a condiciones de admisión y adecuando los tamaños del tubo de succión para crudos pesados (ver tabla 20).

En la figura 23 se presenta un ancla de gas tipo Poorman.

**Figura 23 Ancla de gas Tipo POORMAN**



Fuente: Notas de Curso, Bombeo Mecánico, Optimización, Diagnostico y operación, Hector Partidas.

**Tabla 20 Diseño de un ancla Tipo Poorman para crudos pesados**

<p>1. Calcular el área quiera mínima teórica</p>	<p><math>AMAT = 0,00935 * (qoBo + qwBw)/(0,0359 * API^{0,8065}</math> (11)</p> <p>qo y qw son los caudales de petróleo y agua, bpd Bo y Bw son los factores volumétricos del petróleo y agua, API es la gravedad API del petróleo</p> <p>El diámetro del tubo de succión (Dip) depende del caudal:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hasta 100 bpd, usar diámetro de 1,66" OD</li> <li>• Entre 100 y 200 bpd, usar diámetro de 1,90" OD</li> <li>• Mayor de 200 bpd, usar diámetro de 2,375" OD</li> </ul>
<p>2. Calcular el área ranurada del tubo de barro</p>	<p><math>Af = 4 * AMAt</math> (12)</p>
<p>3. Calcular el número de ranuras de ½" x 4"</p>	<p><math>NRan = 0,5 * Af</math> (13)</p>
<p>4. Calcular el área del tubo de barro</p>	<p><math>TuB = AreaODip + AMAt</math> (14)</p> <p>Con esta área se busca en la tabla de tuberías estándar la que sea igual o inmediatamente mayor (TuBf).</p>
<p>5. Calcular el área quieta final</p>	<p><math>AMAf = TuBf - AreaODip</math> (15)</p>
<p>6. Calcular el volumen del área quieta</p>	<p><math>Vaq = 1,6 * Dp^2 * Sp * FR</math> (16)</p>
<p>7. Calcular la longitud del tubo de succión</p>	<p><math>LDip = Vaq / (12 * AMAf)</math> (17)</p>

Fuente: Autor

## **4 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE**

El sistema bombeo electrosumergible (ESP) es un sistema de levantamiento artificial de fluidos de producción donde una bomba centrífuga de múltiples etapas convierte la energía provista por un motor eléctrico en energía de presión, que es la energía contenida en el fluido permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento salga a superficie. Los sistemas ESP básicos comprenden un motor eléctrico, un protector, un separador de gas, una sección de bomba centrífuga de etapas múltiples, un cable de alimentación de energía, un controlador de motor, transformadores y una fuente de energía. Los componentes de superficie incluyen el equipo de control de la bomba, tales como los variadores de velocidad (VSDs por sus siglas en inglés), los compartimientos de transmisión de datos y un suministro de energía eléctrica.<sup>51</sup> Ver figura 22. Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible se pueden combinar de diferentes formas para satisfacer las necesidades específicas en ciertas aplicaciones especiales, lo que hace que este tipo de levantamiento sea muy flexible. El esquema general del equipo electrosumergible puede ser dividido en dos grandes grupos:

1. Equipo de superficie
2. Equipo de fondo

### **4.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE**

Lo conforman los equipos que suministran la potencia eléctrica necesaria para operar el equipo de fondo. Entre ellos encontramos:

#### **4.1.1 Generador de potencia eléctrica**

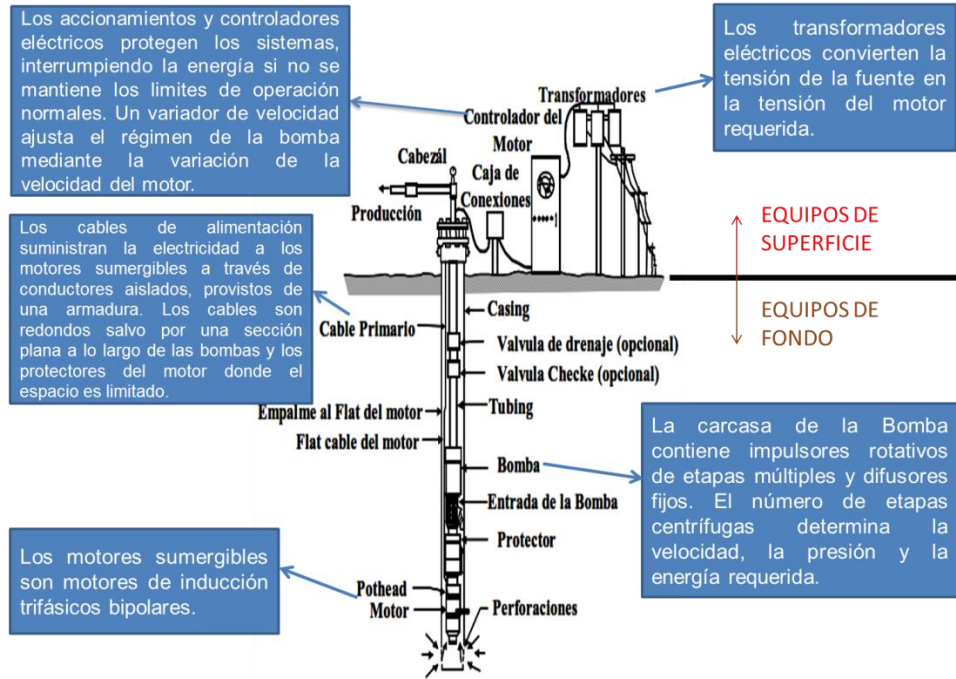
Equipo que genera la potencia eléctrica necesaria para operación del equipo de fondo. Generalmente en los primeros años de operación de los campos se utilizan moto-generadores. Posteriormente se mantiene la mitad de la potencia con generación propia

---

<sup>51</sup> [http://www.slb.com/resources/publication/oilfield\\_review/sp.aspx](http://www.slb.com/resources/publication/oilfield_review/sp.aspx), Examinando los pozos productores supervisión de los sistemas ESP, Oilfield Review Otoño de 2004, pág. 21.

y la otra parte utilizando la producción de energía a nivel nacional “ISA”.

**Figura 24 Configuración típica de una bomba electrosumergible.**



Fuente: Autor

#### 4.1.2 Transformador reductor (sdt)

Se encarga de reducir el voltaje de la línea de alta tensión al voltaje requerido en la entrada del variador de velocidad o del swichboard de voltaje constante (480 V). En el caso que se tenga un generador no es necesario un transformador reductor SDT.(Ver figura 25).

**Figura 25 Transformador**

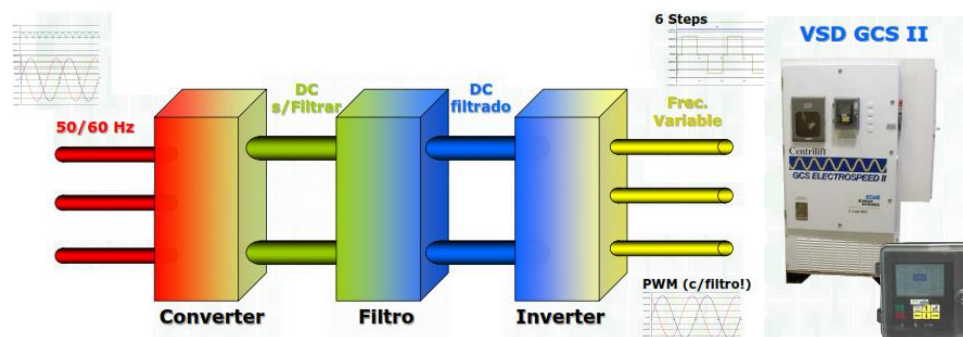


Fuente: Autor

### 4.1.3 Variador o controlador de frecuencia (VSD)

El controlador de frecuencia usa componentes electrónicos para variar la frecuencia de entrada de 60Hz o 50 Hz y convertirla en una frecuencia que pueda oscilar entre 30 – 90 Hz. Esto permite operar la bomba a diferentes velocidades y producciones manteniendo una eficiencia alta en el sistema. La manipulación de la frecuencia de entrada al motor permite modificar la velocidad del equipo de fondo y por ende el rendimiento y rango operacional de la bomba electrosumergible. Los controladores de frecuencia permiten un arranque gradual en las operaciones de sistemas ESP. En la figura 26, se muestra como el controlador de frecuencia variable toma la corriente alterna y la transforma en corriente directa (convertidor). El DC BUS suaviza la onda de esta corriente y la entrega al inversor el cual suministra al motor corriente alterna en la frecuencia requerida.

Figura 26 Variador de frecuencia



Fuente: Autor

De esta manera de acuerdo a las condiciones de operación del pozo y sin necesidad de sacar el equipo de fondo es posible ajustar las mejores condiciones de superficie, (corriente, frecuencia, amperaje) que generen el desempeño óptimo del equipo de subsuelo. La capacidad del controlador de frecuencia viene dada en KVA (Relación KiloVoltio-Amperio), indicando la relación máxima que soporta cada equipo.

### 4.1.4 Transformador elevador (sut)

Se encarga de incrementar el voltaje que sale del controlador de frecuencia (VSD) al voltaje nominal requerido por el motor, para que opere eficientemente.

#### 4.1.5 Caja de conexiones

Es una caja que se instala cerca al cabezal del pozo y en la cual se une el cable de potencia que suministra la energía al motor con el equipo de superficie (Ver figura 27. Caja de Conexión). Proporciona un punto de separación para aislar la causa de falla que ocurra en superficie o fondo y ventea los gases que se escapan a través del aislamiento de cable y la chaqueta a determinadas condiciones de descompresión.

**Figura 27 Caja de Conexión**



Fuente: Autor

## 4.2 EQUIPO DE FONDO

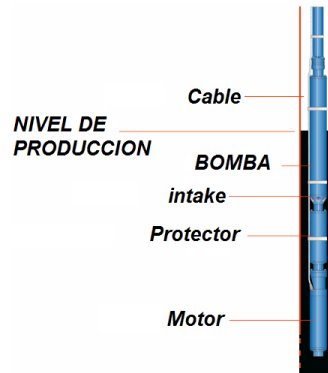
Los componentes básicos de fondo de un sistema de Bombeo electrosumergible son: Motor, protector, sección de entrada a la bomba, bomba, cable de conexión del motor (flat cable extensión) y cable de potencia. Entre los elementos complementarios del sistema están el separador de gas, manejador avanzado de gas AGH y la unidad que registra la presión y temperatura (Surveyor, Phoenix, Pump Watcher). Algunos de los accesorios comúnmente usados son válvulas cheque y bleeder, centralizadores, protectores de cable, herramientas en “Y”, empaquetaduras, conectores eléctricos y sistemas de inyección de químicos. En la figura 28. Se muestra la instalación típica ESP. Equipo de Fondo.

### 4.2.1 Sensor de fondo

Datos importantes del yacimiento y del desempeño de la bomba están disponibles con el uso de sistemas de monitoreo de presión y temperatura. Correlacionando la presión del yacimiento con la rata de flujo, un operador puede determinar cuándo cambiar el diseño de la bomba o considerar un workover en el pozo (ver figura 29). Los sistemas típicos tienen la capacidad de:

- Continuarmente monitorear la presión y temperatura de fondo.
- Proveer la detección de fallas eléctricas.

**Figura 28 Instalación típica ESP. Equipo de fondo.**



Fuente: Autor

**Figura 29 Sensor**



Fuente: Autor

#### **4.2.2 Motor**

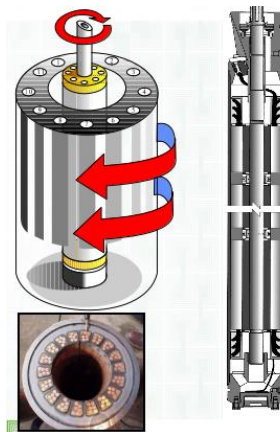
Los principios básicos de diseño y operación de los motores de las bombas electrosumergibles son los mismos que los motores eléctricos de superficie. Son motores de inducción, trifásicos, tipo jaula de ardilla, con dos polos de inducción (ver figura 30). A continuación se presenta información general de los motores en las ESP y el propósito de los mismos:

- Provee giro y torque al eje de la bomba

- Está especificado para una determinada potencia, voltaje, corriente y frecuencia.
- Es del tipo de inducción de dos polos, y corriente alterna trifásica.
- Gira a aproximadamente 3500 RPM a 60 Hz (equivale a 2916 RPM a 50 Hz).
- Constituido por rotores y cojinetes de rotores ensamblados a lo largo de un eje, insertado dentro de un estator bobinado.
- Contiene aceite sintético para garantizar la correcta lubricación de los cojinetes.
- Para su correcta refrigeración, necesita de un flujo circulando a través de su diámetro exterior.

En los motores eléctricos una corriente alterna (AC) de tres fases crea campos magnéticos que giran en el estator. Estos campos magnéticos inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator.

**Figura 30 Motor eléctrico**



Fuente: Autor

Cada rotor es capaz de producir un determinado número de HP a un voltaje dado.

El voltaje, en la superficie, puede ser cambiado para ajustar la capacidad de HP y el rendimiento del motor.

- Componentes (ver figura 31)

El Cojinete de empuje del motor soporta la carga de los rotores y el eje (ver figura 32).

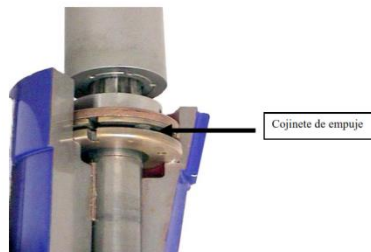
El comportamiento de los motores cambia de acuerdo a la carga a que están sometidos. Cada tipo de motor tiene sus curvas de rendimiento de velocidad, factor de potencia, eficiencia y amperaje de carga.

**Figura 31 Componentes del motor**



Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosumergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

**Figura 32 Cojinete de empuje**



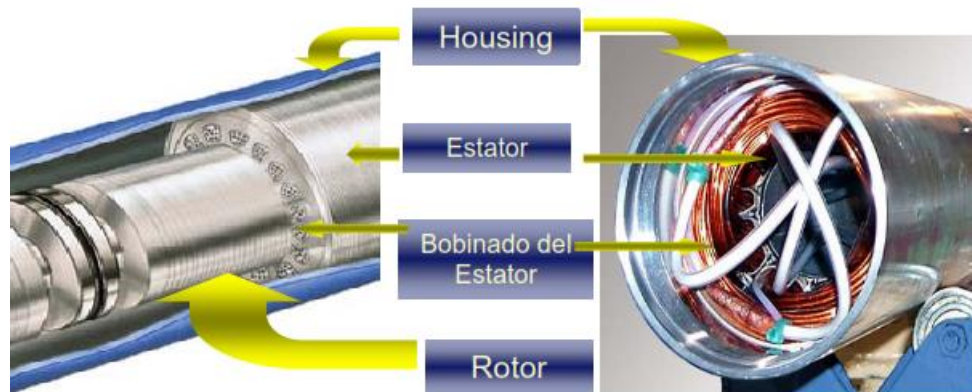
Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosumergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

Normalmente un motor gira entre 3400 y 3500 RPM @ 60 Hz. El sentido del movimiento depende de la dirección de la corriente, permitiendo en un momento dado girar la bomba en sentido contrario con solo invertir el sentido de la corriente eléctrica en superficie.

- Partes del Motor:

En términos generales el motor consta principalmente de tres partes: El Estator, el rotor y los elementos mecánicos (ver figura 33).

**Figura 33 Partes del motor**



Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosumergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

- **Estator:** Es la pieza del motor que genera el campo magnético al hacer circular corriente por su bobinado. Utilizando un tubo metálico (housing), en su interior son colocados unos anillos o láminas perforadas. El material utilizado en las laminaciones es acero de bajo contenido de carbono y últimamente acero inoxidable. Este conjunto forma el cuerpo del estator. Por las láminas perforadas se hacen pasar los alambres que constituyen las bobinas del motor, dejando en el centro un espacio donde se colocará el rotor.
- **Rotor:** Está compuesto por un eje donde se colocan pequeños rotores de 12 pulgadas de largo cada uno. Cada motor está sostenido en sus extremos por una balinera, la cual soporta cualquier movimiento radial que pueda tener el rotor al girar. Por lo general, cada uno de estos rotores puede aportar determinada potencia Hp, (varía de acuerdo al motor). De ésta forma, un motor típico de 200 Hp tiene 16 rotores de 12.5 HP cada uno. El conjunto descrito (eje y rotores) es colocado dentro del estator. Al circular la corriente por el estator, genera un campo magnético entre sus bobinas, el cual es cortado por el metal de los estatores generando un movimiento rotacional de éstos. Este movimiento es transmitido hasta la bomba utilizando conectores (couplings) entre los ejes de los sellos y las bombas.
- **Elementos mecánicos:** Los elementos mecánicos están constituidos por: un cojinete de rodamiento que se soporta el conjunto eje-rotores, balineras de soporte de movimiento radial de cada rotor, bujes en cada una de estas balineras, conectores de cables entre motores y conectores de potencia.

### 4.2.3 Cable de potencia

El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensibles en el Sistema ESP. (Ver figura 32). Su función es transmitir las señales de presión y temperatura registrada por el sensor de fondo a la superficie.

**Figura 34 Cable de potencia**



Fuente: Autor

Todos los cables utilizan conductores de cobre estañado. Las tres fases son aisladas individualmente, el aislamiento es físicamente pegado con adhesivo al conductor. Los conductores pueden tener además una barrera protectora y/o una fibra trenzada sobre el aislamiento. Luego, los conductores son encamisados para proveer protección mecánica y química y finalmente, por lo general, se envuelven los conductores con armadura metálica. El éxito o fracaso de la instalación depende en gran parte de la adecuada selección del cable de potencia para las condiciones de operación. En pozos muy profundos que requieren cables especiales. “El cable puede ser el componente más costoso del sistema.” Los cables están disponibles en configuración redonda y plana y los conductores a su vez pueden ser sólidos, trenzados o compactos.

La tabla 1 muestra las designaciones usadas para los materiales comunes de los componentes del cable.

- Designación de los cables:

La designación de un cable se hace especificando el calibre del cable, el tipo de aislamiento que utiliza, los tipos de barrera y chaqueta que lo están recubriendo, el tipo de armadura que utiliza, el voltaje para el cual está diseñado y la geometría en la que se presenta. Por ejemplo, un cable 2/7 POTB G4F será:

2/7: #2 AWG con 7 conductores trenzados.

P: Aislamiento de polipropileno

O: Chaqueta de nitrilo Oil-resistente.

TB: Cinta y trenza.

G: Armadura de acero galvanizado.

4: Rango de 4KV

F: Cable plano

En la tabla 21 se presentan los materiales componentes de los cables de poder del sistema de bombeo electrosumergible.

**Tabla 21 Materiales componentes del cable de potencia**

Componente	Abreviación	Material
Aislante	PEP, P	Copolimero polipropileno
	E	Goma EPDM (Etileno Propileno Dieno Metileno) goma
	K	Kapton
	T	Cinta Semiconductiva (REDASURFACE)
Barrera	S	PVDF (Fluoro-polivinililcano)
	TB	Cinta Tedlar
	F	Teflon de extrusión FEP
	TB	Cinta de alta temperatura
	L	Plomo
Chaqueta	PE	HDPE (Polietileno de alta densidad)
	O	Compuesto de caucho de nitrilo resistente al aceite
	E	EPDM, compuesto de caucho
Armadura	G	Acero galvanizado
	HG	Acero altamente galvanizado
	DG	Doble galvanizado
	SS	Acero inoxidable
	M	Monel

Fuente: Autor

#### 4.2.3.1 Tipos de cable

Los cables de uso más común de la familia REDA han sido agrupados en familias como REDALENE, REDABLACK, REDAHOT y REDALEAD. Dentro de estas

familias de cables se pueden tener variaciones con diferentes rangos de operación, dependiendo de su construcción. Los más comunes son (ver tabla 22. Tipos de cable REDA):

**Tabla 22 Tipos de Cable REDA**

Tipo de Cable	Descripción
REDALINE	Tienen aislamiento de polipropileno (P o PPE) y forro de nitrilo resistente al aceite, (O). La temperatura máxima de estos conductores es 205°F y la mínima temperatura para su manipulación he instalación es -45°. REDVALU es un tipo de cable alternativo al REDALENE, su costo es menor y puede usarse en pozos con fluidos que no son agresivos y de temperaturas relativamente bajas.
REDAHOT	Tienen aislamiento de EPDM (E) y forro de Nitrilo resistente al petróleo (O). La temperatura máxima de los conductores es 275°F.
REDABLACK	Utilizan aislamiento de EPDM (E) y también forro de EPDM (E). Los rangos de temperatura más comunes son 340 y 400°F, de acuerdo a las opciones seleccionadas.
REDALEAD	tienen aislamiento de EPDM (E) y un forro impenetrable de plomo (L). El rango de temperatura para estos cables es 400°F o 450°F, dependiendo de su configuración.

Fuente: Autor

#### **4.2.3.2 Extensión plana de cable o cable de conexión al motor**

El cable de potencia ocupa espacio considerable dentro del casing, por lo cual es difícil bajar este cable hasta el empalme con el motor. Además, el empalme con el motor que es vital importancia para la correcta operación del equipo, tendría que hacerse manualmente lo que implicaría altos riesgos al momento de operar el equipo por las condiciones extremas donde se encuentra ubicado. Por esta razón se utiliza una sección de cable más delgada que el cable de potencia, y que además trae incorporada la unión al motor llamada extensión plana. La extensión plana es corrida desde la cabeza del motor a lo largo de la secciones del protector, el separador de gas y la bomba, más un mínimo de 6 pies sobre la cabeza de

descarga de la bomba. Normalmente es necesario utilizar construcción plana de cable debido al limitado espacio anular entre el O.D del equipo y el I.D del casing.

#### **4.2.4 Válvula cheque**

La válvula cheque usualmente se localiza 2 a 3 tubos sobre la cabeza de descarga de la bomba. Se emplea para mantener la columna de fluido sobre la bomba. Si la válvula cheque falla en mantenerla o si la válvula cheque no es instalada, el escurrimiento del fluido del tubing a la bomba puede causar una rotación en reversa de la unidad de subsuelo cuando el motor está apagado. La carga aplicada durante la rotación en reversa puede resultar en un motor quemado, cable quemado o un eje roto. En las instalaciones donde la válvula cheque no es puesta, se debe dejar el tiempo suficiente para que el fluido del tubing drene hacia la bomba antes que le motor sea reiniciado. Un tiempo de 30 minutos es típicamente recomendado.

#### **4.2.5 Válvula de drenaje**

Cuando la válvula cheque es usada en el Bottom hole assembly, es recomendable instalar una válvula de drenaje seguidamente sobre la válvula cheque para prevenir que el tubing esté lleno cuando se saque el equipo. La función de esta válvula es la evacuación de todo el fluido que pueda estar en el tubing al momento de sacar el equipo del pozo.

#### **4.2.6 Protector**

El protector está ubicado entre la sección de entrada a la bomba y el motor. El protector es una pieza vital en el ensamblaje y su función es absorber todos los esfuerzos que puedan estar presentándose sobre el sistema (ver figura 35). Si no es seleccionado apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. El protector va lleno de aceite mineral, que se comprime y se expande según los esfuerzos que estén ejerciendo sobre el sistema.

- Tipos de protectores

Hay algunos diseños de protectores que permiten la transferencia de esfuerzos (presión sin que se produzca la mezcla de los dos fluidos (aceite mineral-fluidos del pozo). Uno de estos tipos es el tipo laberinto.

En la cámara de laberinto se utiliza la diferencia entre la gravedad específica del fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, a pesar de que están en contacto directo ya que el protector está abierto a la sección de entrada a la bomba en su parte superior. El fluido del pozo es generalmente inmisible con el aceite del motor, por esta razón aunque haya un contacto directo no hay problema para contaminar el aceite del motor (ver figura 36).

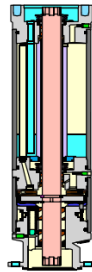
La cámara del laberinto está aislada de la rotación del eje por un tubo exterior al eje, por lo tanto no se mezcla cuando gira la unidad.

**Figura 35 Protector**



Fuente: Autor

**Figura 36 Protector de Cámara laberíntica**



Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosomergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

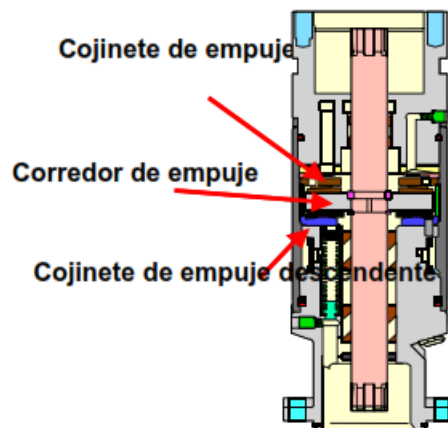
Los protectores de laberinto tampoco deben ser aplicables en pozos horizontales o altamente desviados. El diseño de la separación por gravedad requiere que la unidad esté en posición vertical, o casi vertical. Mientras mayor es el ángulo, menor será la capacidad de expansión de aceite. Cuando se hacen inspecciones en el campo de los equipos recuperados del pozo la inspección del protector tipo laberinto debe hacerse “antes” de que el protector sea acostado. Una vez que el protector ha sido puesto en posición horizontal el fluido del pozo se puede

distribuir en todas las cámaras, lo que ocasionaría la mezcla de los fluidos. Para aplicaciones donde las gravedades específicas del fluido del pozo y del aceite del motor son similares o en pozos demasiado desviados, se utilizan protectores de “sello positivo” o “bolsa” los cuales mantiene separados físicamente los dos fluidos.

El protector de sello positivo ofrece una gran ventaja por su flexibilidad y es útil en una amplia variedad de aplicaciones. Sin embargo, se debe tener cuidado en las aplicaciones de este tipo de protectores en pozos con fluidos que contienen químicos o que son tratados continuamente con químicos. Como con cualquier elastómero que se aplica en el área petrolera, se debe tener en cuenta este efecto para garantizar que el elastómero no sea dañado por el fluido del pozo. Si el sello positivo se rompe, el motor puede ser contaminado fácilmente con el fluido del pozo.

Otra función del protector es absorber el empuje generado por la bomba. El cojinete de empuje del protector posee una superficie relativamente grande sobre la cual se absorbe el empuje. Además, puesto que el cojinete de carga (thrust bearing) opera y absorbe la carga en un entorno de aceite limpio, el tiempo de servicio de la B.E.S. se prolonga (ver figura 37).

**Figura 37 Cojinetes de carga en los protectores**



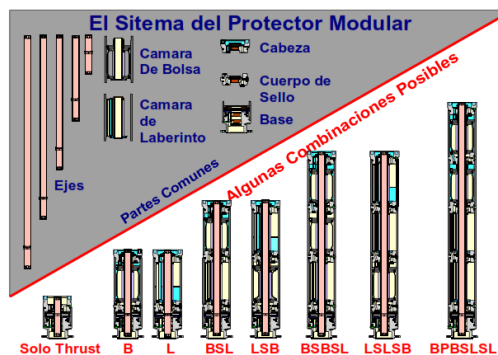
Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosumergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

A través del tiempo se ha venido utilizando los protectores en diferentes configuraciones para cumplir con los requerimientos de las diferentes aplicaciones. Los protectores tipo laberinto 66L y protectores de sello positivo tipo pre-llenados,

de bolas simple (PFSB) y de doble bolsa (PFDB) han sido usados exitosamente alrededor del mundo por décadas. Estos y algunas combinaciones de ellos se usan todavía en muchas partes.

El concepto de la tecnología de protectores modulares permite combinar múltiples secciones o cámaras, tanto de laberinto como de sello positivo, utilizando pocas partes para ensamblar un protector con la combinación requerida para cada aplicación. Aunque los diseños anteriores aún están disponibles, el sistema modular se está volviendo más común. El sistema “modular” consiste en una cabeza, base, eje, sección de sello (tipo laberinto o bolsa) y un cojinete de empuje. Con pocos módulos o partes es posible fabricar muchas configuraciones. En la figura 38 se presentan las configuraciones de los protectores.

**Figura 38 Configuraciones en los protectores**



Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosumergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

- Funciones del protector

El protector tiene tres funciones principales:

- Proveer un sello y equilibrar las presiones interna y externa para evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo, actuando también como un reservorio de aceite para el motor.
- Soportar la carga axial (empuje) desarrollada por la bomba
- Transmitir el Torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través del eje del protector.

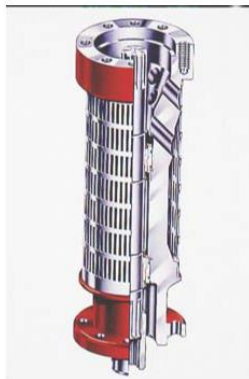
Una de las funciones del protector es evitar el ingreso del fluido del pozo al motor donde podría causar daños irreparables al sistema. Esto se logra a través de equilibrar la presión en el interior del protector con la presión externa del fluido del pozo, independientemente del valor de la presión.

Puesto que la base del protector está abierta al motor, la presión en el interior del motor se equilibra con la presión del ambiente externo del fluido que rodea a la unidad. Manteniendo una presión diferencial mínima se restringe el ingreso de fluidos del pozo hacia el motor. Para lograr esta función, el protector debe permitir de alguna manera que el fluido del pozo se comuniqué con el aceite del interior del protector.

#### 4.2.7 Sección de entrada a la bomba o intake

La mayoría de los diseños de las ESP se hacen con finalidad de producir la máxima cantidad posible de petróleo sin comprometer el rendimiento del equipo. Una de las razones que degradan el rendimiento del sistema es la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba. Dependiendo de la cantidad de gas esperada en la sección de entrada a las condiciones de diseño se determina el uso de una sección de entrada simple-Intake – o un separador de gas (ver figura 39). Aunque todavía están disponibles secciones de entrada con cojinetes metálicos estándar, la recomendación de ingeniería de REDA es usar solamente secciones de entrada tipo ARZ los cuales tienen cojinetes resistentes a la abrasión. Los separadores de gas tipo \*RS, \*RS-ES y Vortex tienen cojinetes resistentes a la abrasión ARZ en su construcción estándar.

**Figura 39 Intake**



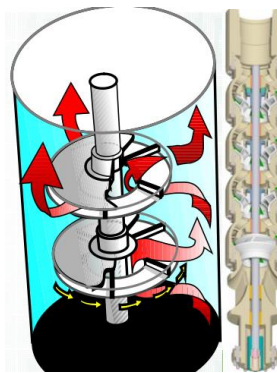
Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosomergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

Debido a la eficiencia y resistencia del sistema de cojinetes resistentes a la abrasión tipo ARZ el rendimiento y tiempo de servicio del sistema ESP se mejora sustancialmente. El beneficio se entiende fácilmente si se considera que la sección de entrada está ubicada inmediatamente por encima del protector en el ensamble del equipo. Los separadores de gas son también secciones de entrada pero tienen algunos componentes adicionales diseñados para evitar el paso de gas libre hacia la bomba.

#### 4.2.8 Bomba

La bomba es de tipo centrifuga, es una bomba multi-etapas, que contiene un número seleccionado de impulsores (según la aplicación) muy bien encajados en difusores, ubicados en serie sobre un eje, movidos por un motor eléctrico (ver figura 40).

**Figura 40 Bomba**



Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosumergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

La bomba centrífuga genera presión por la rotación de una serie de aspas que posee el impulsor. El movimiento del impulsor forma un vacío parcial en la succión final del impulsor. El trabajo del impulsor es transferir energía al fluido que pasa por él, logrando así elevar su energía cinética y el difusor esta energía cinética en energía potencial (presión) elevando la presión de descarga.

Fuerzas externas, tales como, la presión atmosférica y el peso de la columna de fluido empujan el fluido dentro del ojo del impulsor y hacia fuera de la periferia del impulsor. De allí, que la rotación del impulsor de gran velocidad arroja del líquido dentro del impulsor (ver figura 41).

**Figura 41 Cortes de una Etapa**



Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosomergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

Cada etapa consiste de un impulsor y un difusor. Y en conjunto la función principal de las bombas es levantar el fluido de un nivel a otro transformando energía cinética en energía potencial (cabeza). Hay dos tipos de impulsores que determinan la cantidad de fluido disponible para el diseño específico y son los impulsores de tipo flujo radial y los de tipo flujo mixto. La diferencia entre estos dos tipos de diseño se describe por el ángulo que forma el pasaje de fluido con respecto a la vertical. Como su nombre lo indica el de flujo radial mueve el fluido en sentido 100% radial sin producir fuerzas componentes diferentes.

El impulsor de flujo mixto mueve el fluido generándole un cierto ángulo lo cual genera componentes de fuerza hidráulicas. Un impulsor de flujo mixto tiene los ángulos de las aspás cercanos a 45 grados y por tanto normalmente se encuentran para rangos de bombas con mayores tasas de flujo. Su uso depende del caudal y calidad del fluido que se maneja.

Los impulsores de flujo mixto son usados para caudales grandes (más de 4100 BFPD) y donde no se está seguro de tener fluidos limpios. El tipo o geometría de la etapa determina el volumen de fluido que maneja la bomba y el número de etapas el levantamiento total generado (TDH). La bomba se construye en un amplio rango de capacidades para aplicaciones en diferentes tamaños de revestimiento.

- Configuración de la bomba:

Las bombas Schlumberger vienen en diferentes configuraciones, la mayoría de ellas (especialmente las de diámetro menor) vienen como tipo sencillo (S), Tandem

Central (CT). Otros tipos son Tandem Superior “Upper” (UT) y Tandem Inferior “Lower” (LT).

- Tipo de construcción de la bomba para el manejo de empuje

Con respecto a la forma en que se maneja el empuje generado en la bomba, La carga axial desarrollada por un impulsor depende del diseño mecánico e hidráulico de tal impulsor y del punto de operación de la bomba. Si la Bomba opera a una rata mayor que la de diseño, se puede producir excesivo empuje ascendente (Upthrust) o por el contrario cuando la bomba opera a una rata menor que la de diseño se puede presentar excesivo empuje descendente (Downthrust). En la tabla 23 se presentan los tres tipos básicos de construcción de bombas:

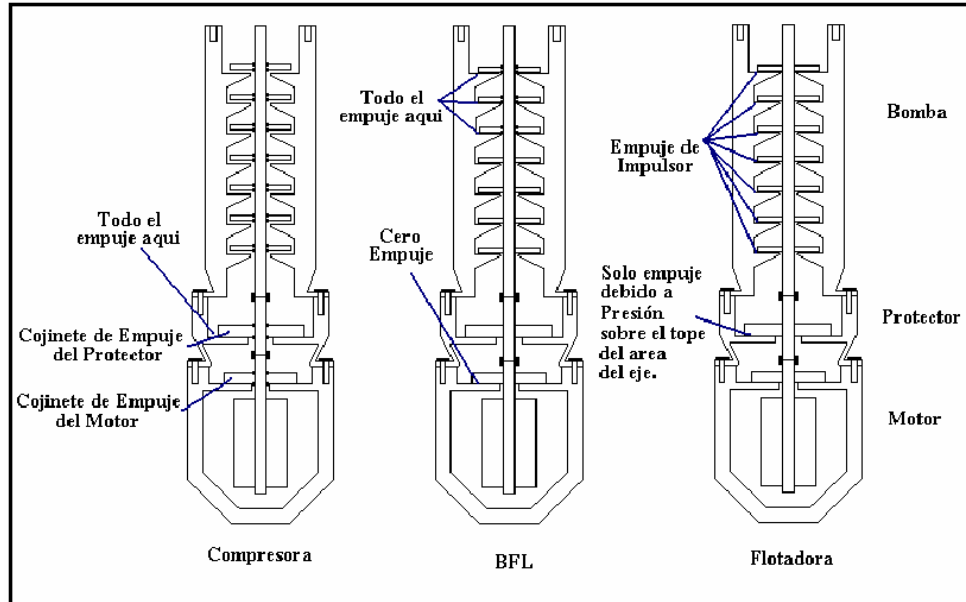
**Tabla 23 Tipos básicos de construcción de ESP.**

TIPO DE CONSTRUCCIÓN DE BOMBA	DESCRIPCIÓN
CONSTRUCCIÓN FLOTANTE	“FL”, Cada impulsor tiene libertad de moverse hacia arriba o hacia abajo a través del eje, se puede decir que “flota” en el eje.
TIPO “BLF”	Construcción con los impulsores del fondo tipo flotante. Los impulsores superiores son del tipo compresión mientras los inferiores son del tipo flotante. Este es un diseño especial para eliminar todo el empuje descendente transmitido al protector.
CONSTRUCCIÓN TIPO COMPRESIÓN “CR”	Cada impulsor está fijo al eje de forma rígida de modo que no puede moverse sin movimiento del eje. Todos los impulsores son comprimidos en conjunto conformando un solo cuerpo rígido, de esta forma si un impulsor trata de moverse hacia arriba o hacia abajo, éste tratará de mover también al eje y al conjunto de todos los impulsores también. El impulsor tipo compresor, evita el movimiento sobre el eje, permaneciendo en un punto fijo en la etapa. De esta manera todos los impulsores se tocan entre sí, transmitiendo los empujes hidráulicos generados al eje, el cual a su vez transmite al cojinete del protector que lo debe soportar. Para un impulsor de tipo compresor o balanceado, debe tenerse mucho cuidado, ya que durante el arranque se puede dañar el eje, debido al empuje axial producido por los impulsores.

Fuente: Autor

En la figura 42 se muestra los tres tipos básicos de construcción para las ESP.

**Figura 42 Tipos de construcciones para las bombas**



Fuente: Notas de Curso, Bombeo Electrosumergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto Rizo.

- Especificaciones de la Bomba

Existen una serie de parámetros que se deben tener en cuenta para especificar la bomba a usar. La especificación incluye códigos que resumen las características de la bomba. Por ejemplo **122-DN 3000 CR (UT-CT) ARZ-RA**.

En la tabla 24 se muestra que significa en su orden:

**Tabla 24 Parámetros para especificar la Bomba ESP.**

No. De etapas	"122" en este caso 61 etapas por bomba
Serie	"D" Serie 400, (OD=4.0")
Material del Impulsor	"N", Ni-resistente
Tipo	"3000", Caudal que maneja
Construcción	"CR", Compresora
Tándem	"UT", Tándem superior y central
Etapas especiales	"RA", Resistente a la corrosión
Etapas especiales	"ARZ", Resistente a la abrasión

Fuente: Autor

#### 4.2.9 Diseño básico y selección de una ESP<sup>52</sup>

A continuación (ver tabla 25) se detallan los pasos básicos a seguir para calcular y analizar las variables de diseño de una instalación de bombeo electrosumergible (ESP):

**Tabla 25 Pasos básicos para calcular y analizar las ESP.**

Descripción de la actividad	Datos Requeridos
1. Datos de producción de pozo e instalación actual.	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Caudal bruto actual</li> <li>b) % agua</li> <li>c) P fluido</li> <li>d) Nivel dinámico</li> <li>e) Nivel Estático</li> <li>f) Presión de boca de pozo</li> <li>g) Punzado/s</li> <li>h) Ø casing</li> <li>i) Ø tubing</li> <li>j) Mbbdp = Metros bajo boca de pozo</li> </ul>
2. Caudal máximo de extracción (potencial de producción)	Se determina el caudal máximo que extraeremos del pozo, considerando un nivel dinámico por sobre el punzado de 200 m (cuando se considera un fluido monofásico) aplicando el concepto de índice de productividad (IP)*.
3. Carga dinámica total (TDH o Total Dynamic Head)	<p>El cálculo del TDH permitirá el N° de etapas requeridas en la bomba. Este valor representa la diferencia de la presión a la que va a estar sometida la bomba expresada en altura de columna de líquido.</p> <p>El mismo está dado por los siguientes términos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Pcf: Pérdida de carga por fricción de los tubings.</li> <li>b) Pbdp: Presión de boca de pozo.</li> <li>c) P. Nivel: Presión debido a la columna de líquido a elevar.</li> <li>d) <math>TDH = Pbdp + Pcf + Nd</math> (18)</li> </ul>

<sup>52</sup> www.oilproduction.net ESP. Diseño básico y selección, Marcelo Hirschfeldt

Descripción de la actividad	Datos Requeridos
4. Selección de bomba	<p>La selección de la bomba está basada en el caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica y según las restricciones del tamaño y del casing. La opción más económica normalmente se da eligiendo equipos de series grande (diámetros grandes) las cuales serán restringidas por el Ø del casing.</p> <p>La bomba seleccionada deberá ser aquella en que el caudal teórico a extraer se encuentre entre los límites óptimos de trabajo de la misma y cerca de la máxima eficiencia. En caso de tener dos o mas bombas cerca de la máxima eficiencia, la selección final se basará en:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Comparación de precios</li> <li>b) Potencia requerida (de la cual depende el consumo y el precio del motor.</li> </ul>
5. Dimensiones de la bomba (cálculo numérico de etapas)	<p>Una vez calculada la capacidad de elevación de un etapa y sabiendo que la bomba deberá vencer una presión (TDH) equivalente a (h) metros de columna de líquido, podemos determinar el N° de etapas que necesitaremos:</p> $N^{\circ} \text{ etapas} = \frac{TDH [m]}{epe [m/etapa]} \quad (19)$ <p>Por catálogo podemos ver cuantos cuerpos de bomba y de cuantas etapas cada cuerpo podemos utilizar.</p>
6. Selección del motor (cálculo de potencia)	<p>Existe una gran variedad de motores en el mercado, y si bien la selección básica se realiza a través de la potencia requerida, intervienen en la misma el rango de voltaje, la frecuencia, la profundidad (temperatura), aplicaciones especiales para ambiente corrosivo, etc. La potencia requerida por el motor se calcula determinando la potencia que consume cada etapa (por curva) y multiplicándola por el número de etapas.</p> $Hp_{requeridos} = N^{\circ} \left[ \frac{Hp}{etapa} \right] * N^{\circ} \text{ etapas} \quad (20)$
7. Determinación del cable de potencia	<p>La selección del cable de potencia se realiza teniendo en cuenta la corriente máxima consumida y que la caída de voltaje sea inferior a aproximadamente 10 volt/100 m.</p>
8. Seleccionar tablero y transformador	<p>Para determinar el voltaje total necesario debemos considerar además la caída de voltaje en el cable (esto se hace viendo la caída de voltaje por longitud de los fabricantes de cable).</p>

Fuente: [www.oilproduction.net](http://www.oilproduction.net) ESP. Diseño básico y selección, Marcelo Hirschfeldt

## 5 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO Y ELECTROSUMERGIBLE

Las metodologías de análisis de fallas son un conjunto de procedimientos para extraer de los datos de una investigación la mayoría y mejor información posible para realizar la más completa y fiel interpretación de su significado. Los datos que se recogen en los análisis de falla son aquellos que se refieren a los fenómenos estudiados o que se piensa estudiar. Ante un determinado problema o cuestión, se plantean hipótesis, se observa, se toman datos, se registran, se ordenan y se someten a un análisis. En análisis de falla un dato es la representación simbólica (numérica, alfabética, alfanumérica) de una falla bajo una forma conveniente para ser usado como base para hacer referencias y tomar decisiones. En la Tabla 26. Se muestra que representa un dato para el análisis de falla<sup>53</sup>.

**Tabla 26 Datos en análisis de falla**

RESPECTO A LA CLASE DE EQUIPO	RESPECTO AL EQUIPO	RESPECTO AL TIEMPO DE APARICIÓN DE LA FALLA	DE LA FALLA
Sistema, Subsistema, componente o ítem mantenible, componente de detalle	Las funciones del equipo	Tasas de Falla y periodos de ocurrencia	Modos, Causas y Efectos.

Fuente: Norma ISO 14224: Petroleum and natural gas industries – Collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment. 2004

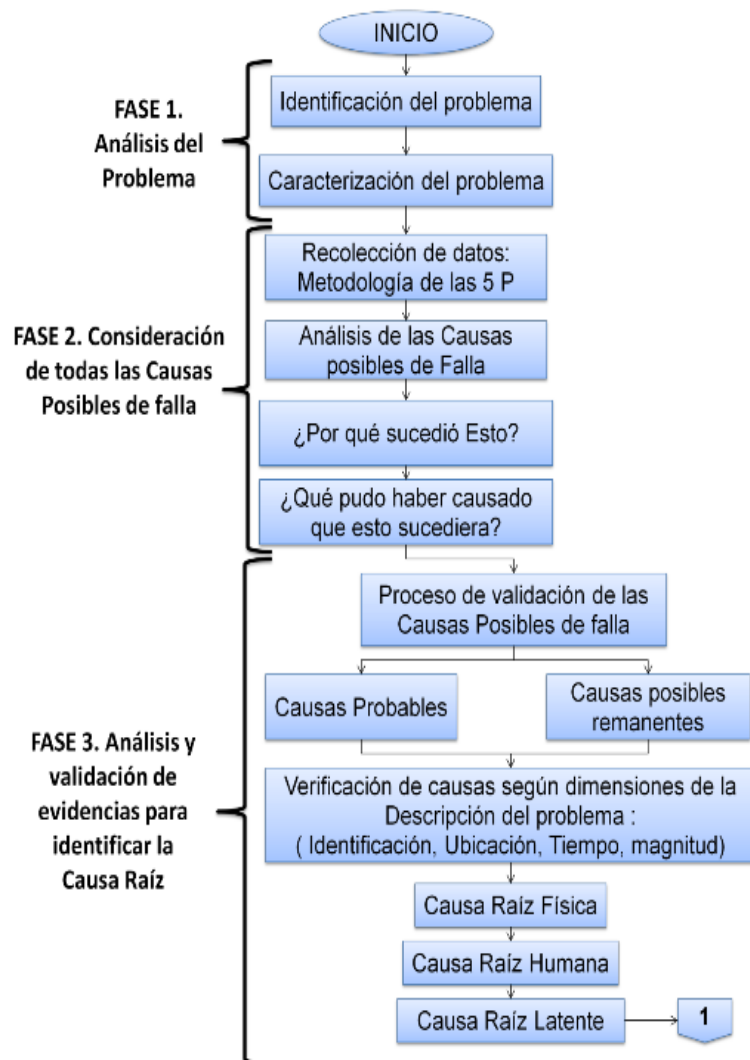
### 5.1 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ

El Análisis Causa Raíz (RCA) es un método de análisis de fallas que utiliza la lógica sistemática para identificar las causas responsables de las fallas. También permite identificar la mejor solución para corregir la causa identificada y como realizar su seguimiento. El RCA se basa en el árbol lógico de fallas, la deducción y verificación de los hechos para encontrar el origen real de una falla. Este método de análisis de fallas permite aprender de las fallas y eliminar las causas, en lugar de corregir los síntomas. El objetivo del RCA es determinar el origen de las causas

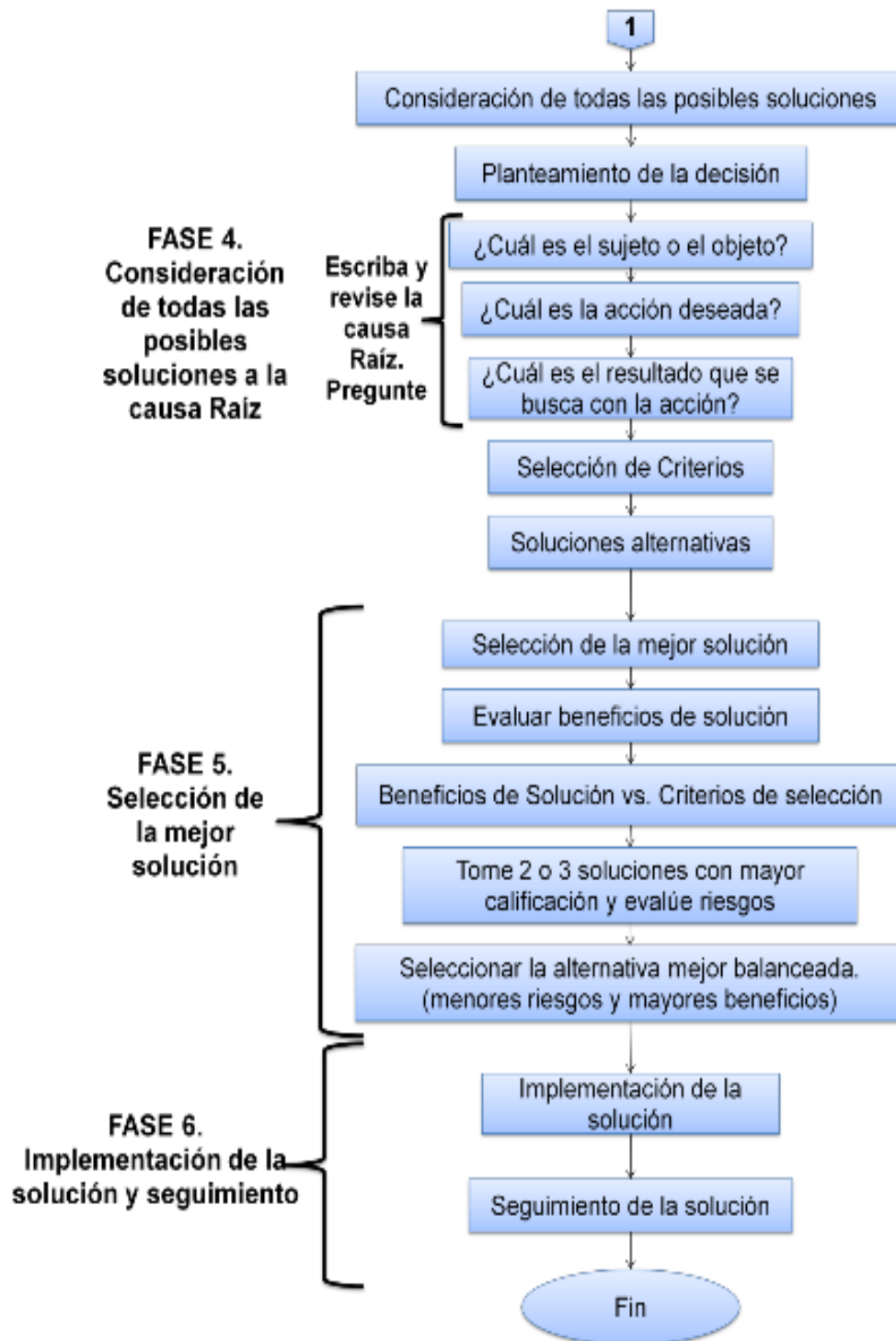
<sup>53</sup> Norma ISO 14224: Petroleum and natural gas industries – Collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment. 2004

físicas, humanas y latentes de una falla, la frecuencia con que aparece y el impacto que genera, por medio de un estudio minucioso de los factores, circunstancias, elementos y afines que podrían mitigarla o eliminarla por completo una vez tomadas las acciones correctivas que sugiera el análisis mejorando la seguridad y la confiabilidad, la mantenibilidad y la disponibilidad de los equipos de la organización<sup>54</sup>. Por lo anteriormente descrito el análisis causa raíz es la metodología de análisis de falla más usado en la Industria del petróleo. En la figura 43. Se muestra la metodología para aplicar RCA la cual está definida por un procedimiento de trabajo de seis fases.

**Figura 43 Diagrama para la aplicación de un Análisis Causa Raíz.**



<sup>54</sup> MONCADA DELGADO, Davian Augusto, RODRÍGUEZ ARENAS, Edder, QUIÑONEZ VELÁSQUEZ, Jelder, SARMIENTO GONZALEZ, Juan Alexander, SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE FALLAS, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.



Fuente: MONCADA DELGADO, Davian Augusto, RODRÍGUEZ ARENAS, Edder, QUIÑONEZ VELÁSQUEZ, Jelder, SARMIENTO GONZALEZ, Juan Alexander, SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE FALLAS, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

En la Tabla 27. se presenta una serie de cuestiones que nos llevan a describir el problema (falla) en el Análisis Causa Raíz.

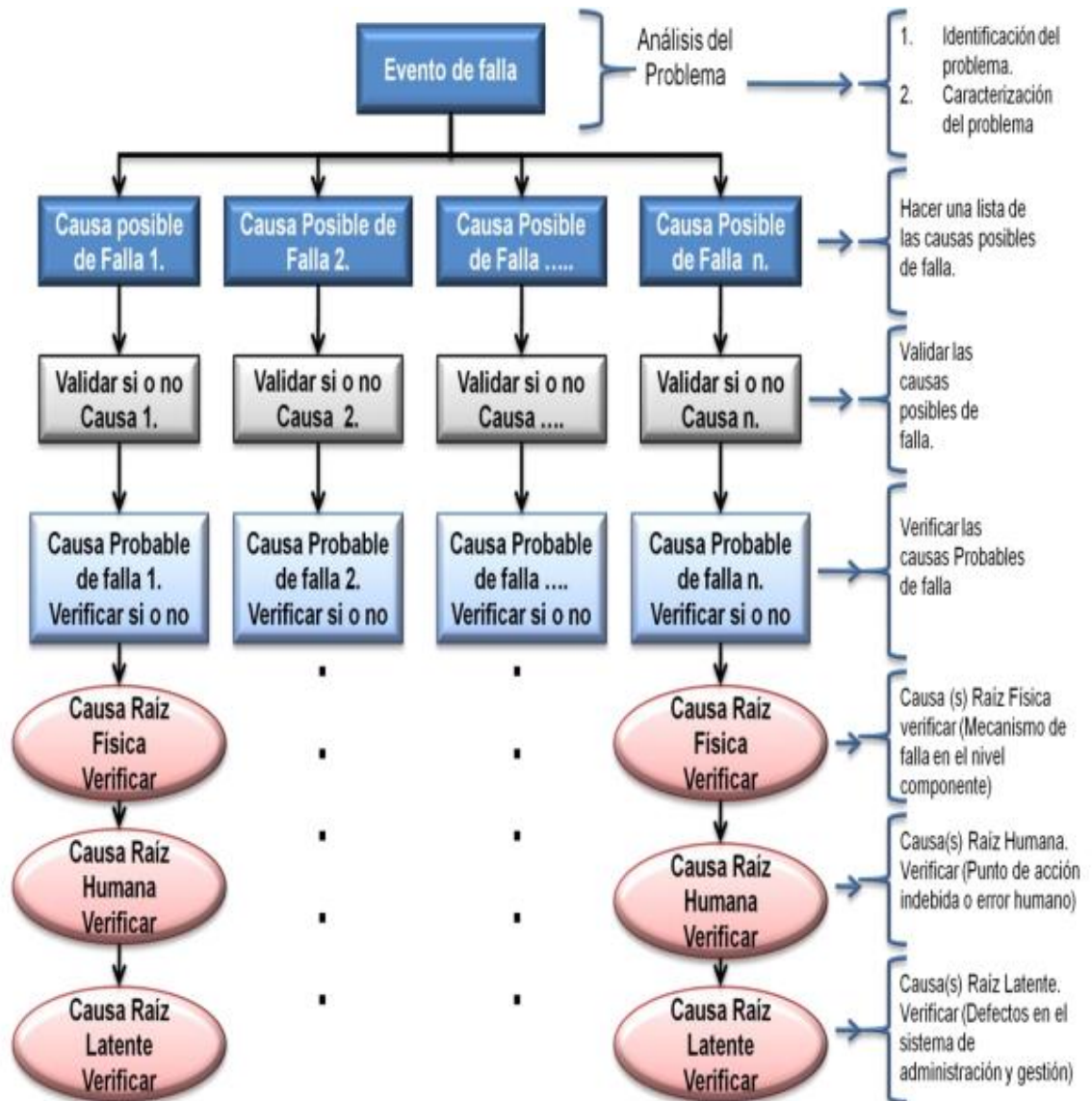
**Tabla 27 Pasos para la caracterización del problema**

PREGUNTA A FORMULAR		COMENTARIO
1.	¿Afecta o afectará a los objetivos estratégicos de la organización?	Si un problema afecta a los objetivos estratégicos de la organización, es relevante que se resuelva. Indique a qué objetivos afecta o afectará. (Localizar el problema con más costos). Inicialmente se Recolecta información (de diversas fuentes), registros históricos de la organización
2.	¿A quién afecta o afectara?	Indique a quién o quienes afecta o afectara el problema. Hablar con la gente de la organización y contarles el problema, dejar registro de lo que estas personas nos dicen sobre el grado de incidencia del problema detectado en su sitio de trabajo u operación, observar y concluir.
3.	¿Cuál es el problema específico?	Después de localizar a que personal de la organización afecta el problema detectado. Pregúnteles cual es el problema en su sitio de trabajo u operación. El equipo RCA debe observar cual es el problema, comparar respuestas y concluir.
4.	¿Cuándo ocurre u ocurrirá?	Pregunte al personal involucrado en qué momento ocurre u ocurrirá el problema, tome registros de esta respuesta. Después el equipo RCA debe observar en qué momento ocurre, comparar sus respuestas con las del personal involucrado y concluir en qué momento se presenta el problema.
5.	¿Dónde ocurre u ocurrirá?	Indique donde ocurre u ocurrirá el problema. Se encuesta al personal involucrado y se les pregunta: ¿Dónde ellos operan se presenta la causa del problema?, o ¿Dónde están es un efecto?, ¿Dónde ocurre el problema?, ¿De dónde viene la falla? Se toma registro de lo que responden, se observa, se da una conclusión a la pregunta y se define de donde viene la falla.
6.	¿Con que frecuencia ocurre u ocurrirá?	Preguntar que tantas veces aparece el problema, concluir si este es esporádico o crónico e identificar su frecuencia de aparición para localizar qué efectos tienen más ocurrencia para atacarlos.
7.	¿Cuál es o será la magnitud del impacto del problema?	Indique cual es o será la magnitud del impacto del problema.
8.	¿La solución del problema está dentro del alcance de influencia y capacidad del grupo?	Indique si la solución del problema está dentro del alcance de influencia del grupo de trabajo, si la respuesta es sí continúe con el análisis, pero si la respuesta es no entonces redefina el grupo de trabajo y vinculé el personal necesario (a juicio del grupo RCA) y continúe con el análisis.

Fuente: MONCADA DELGADO, Davian Augusto, RODRÍGUEZ ARENAS, Edder, QUIÑONEZ VELÁSQUEZ, Jelder, SARMIENTO GONZALEZ, Juan Alexander, SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE FALLAS, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

El análisis para identificar la causa raíz asociada a determinado modo de falla se realiza mediante el árbol lógico de fallas como el que se muestra en la figura 44. La construcción del árbol lógico de falla se subdivide en niveles de causa y efecto. El árbol lógico trata estrictamente con datos reales y utiliza la lógica deductiva para trabajar sistemáticamente a través del problema, para llegar a la causa raíz real.

**Figura 44** Árbol lógico de fallas



Fuente: MONCADA DELGADO, Davian Augusto, RODRÍGUEZ ARENAS, Edder, QUIÑONEZ VELÁSQUEZ, Jelder, SARMIENTO GONZALEZ, Juan Alexander, SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE FALLAS, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

## 5.2 METODOLOGÍA RCA EN SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DE CRUDO PESADO

Cuando se aplica RCA se debe tener una definición clara del sistema de bombeo mecánico a analizar, para comprender la interrelación existente entre las diversas etapas y componentes del sistema de producción de crudo, lo que permite al momento de realizar un estudio, considerar todos los factores, aspectos y circunstancias que están presentes en un evento, ya que cualquiera de ellos puede generar una falla. A continuación se presenta un ejemplo análisis de falla en sistemas de bombeo mecánico:

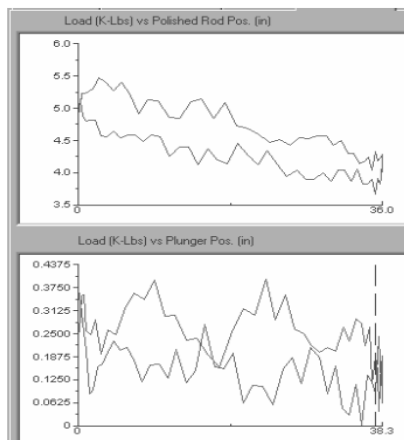
### 5.2.1 Ejemplo del RCA: falla en el sistema de bombeo de un pozo en el campo Nare: el pozo deja de fluir

El objetivo del análisis de falla es detectar las fallas más críticas y las causas de las mismas en los sistemas de bombeo mecánico de pozos de campo Nare operado por MANSAROVAR.

### 5.2.2 Fase 1: análisis del problema

La información inicial es que el operador reporta que el pozo no fluye, él informa que la inspección visual y los instrumentos de presión y caudal así lo reportan. Esto ya sucedió una vez hace 2 meses en este año según reporte de operaciones. El efecto que se presenta se muestra en la carta dinamométrica de la figura 45.

**Figura 45 Carta Dinamométrica mostrando, varilla rota**



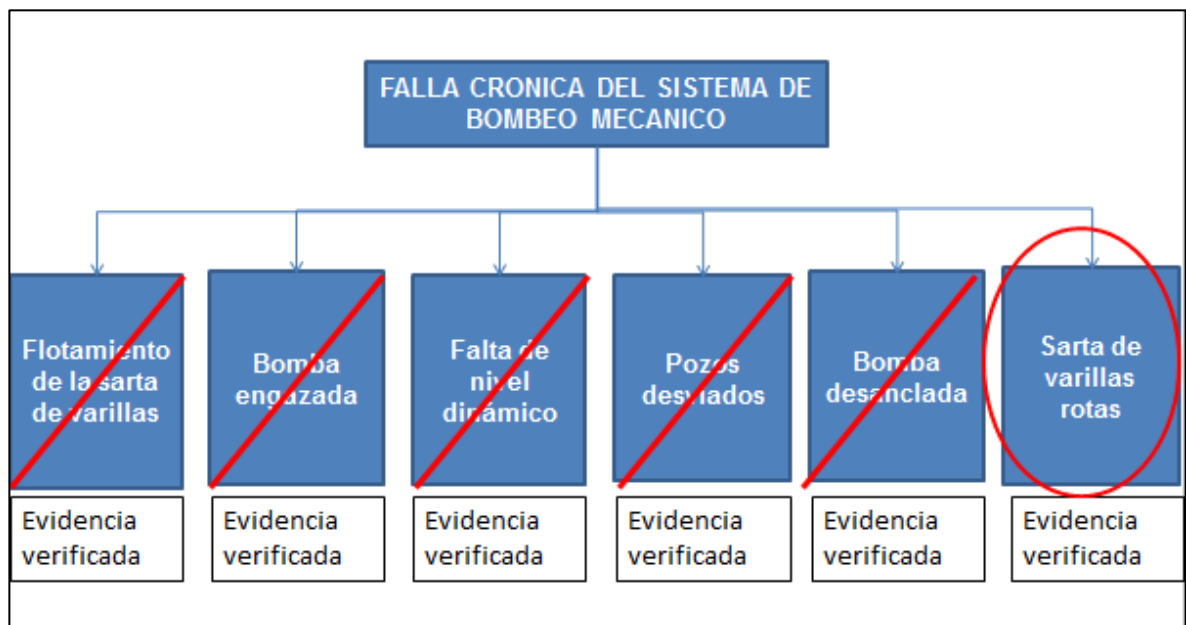
### 5.2.3 Fase 2: consideración de todas las causas posibles de la falla

En la Figura 46. Se muestra como mediante una lluvia de ideas, el equipo determina los aspectos fundamentales que pueden presentarse para que el sistema de bombeo mecánico falle y el pozo deje de fluir.

Evidencias verificadas:

1. Se alcanza a dar vueltas a la sarta de varillas con mucha facilidad (manualmente) y el motor tiene un forzamiento cuando los conceptos van hacia arriba.
2. También se logra observar que al parar el motor de la Unidad de bombeo mecánico esta da varias emboladas y al final presenta mucha oscilación que tarda en parar totalmente quedando la unidad de bombeo mecánico en su punto muerto superior.

Figura 46 Modos o causas posibles de Fallas



### 5.2.4 Fase 3. Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz

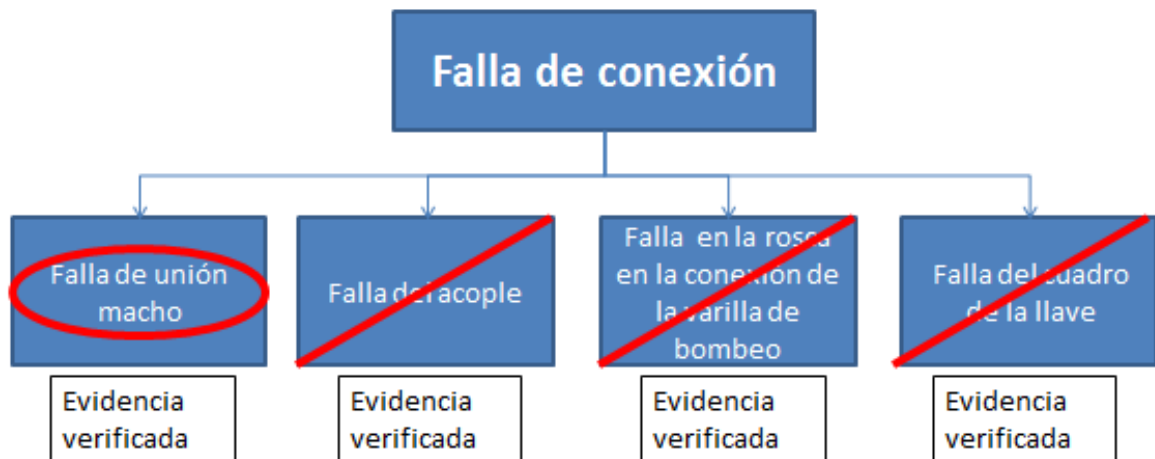
En la figura 47. Se presenta la descripción de las causas verificadas

Figura 47 Descripción del modo de falla verificado



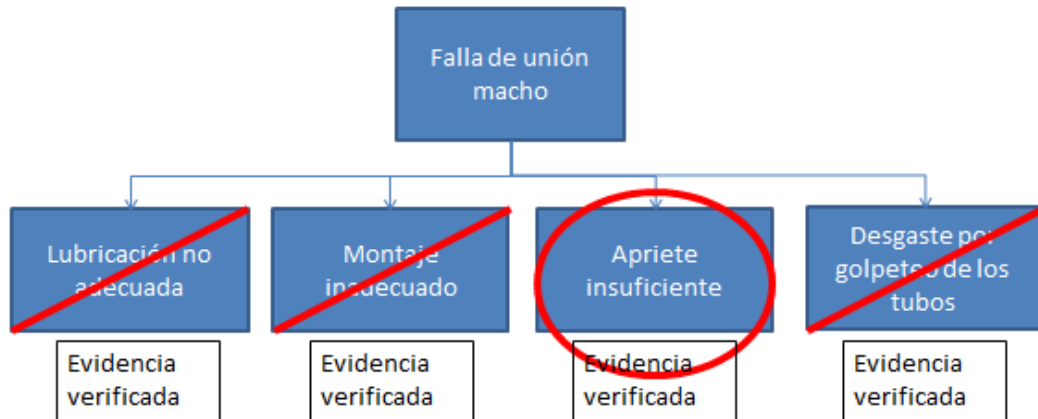
En la figura 48. Se listan las causas probables de falla de la causa verificada

Figura 48 Causas probables de falla



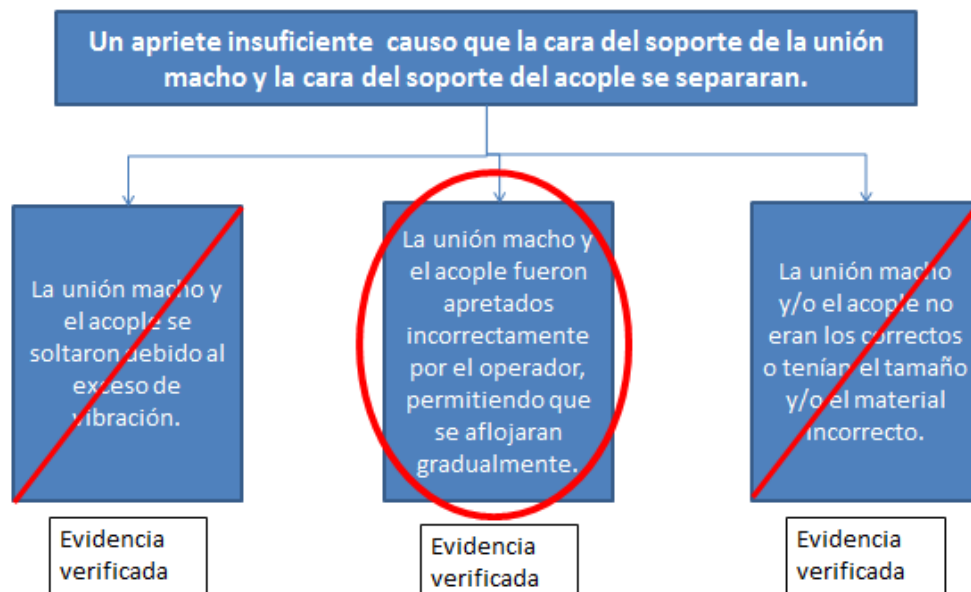
En la figura 49 Se listan y verifican las causas de falla de las causas probables verificadas.

**Figura 49 Causas raíz física del modo de falla 1**



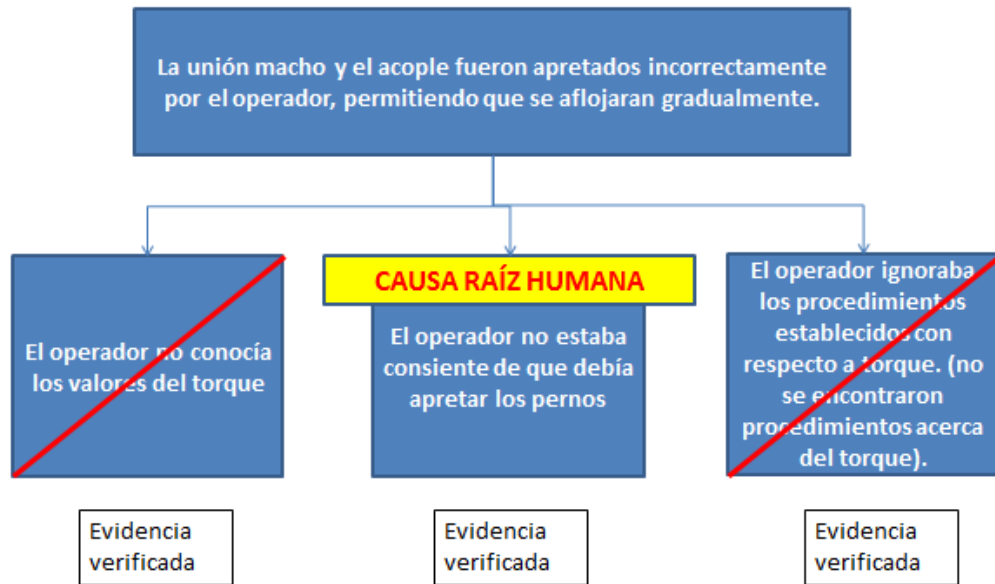
Después de hallar la causa raíz física del modo de falla verificado se busca la causa raíz humana. En la figura 50. Se hace una descripción de la causa raíz física y se listan las causas posibles de falla con el fin de encontrar la causa raíz humana.

**Figura 50 Determinación de la causa raíz humana.**



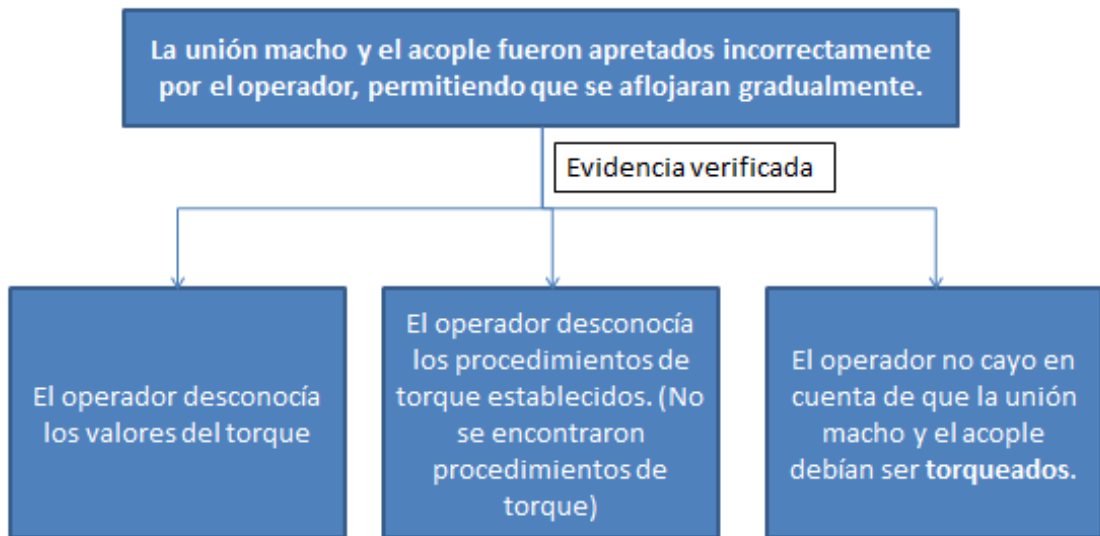
En la figura 51. Se listan las causas probables de falla de la causa posible verificada

**Figura 51 Causa Raíz humana**



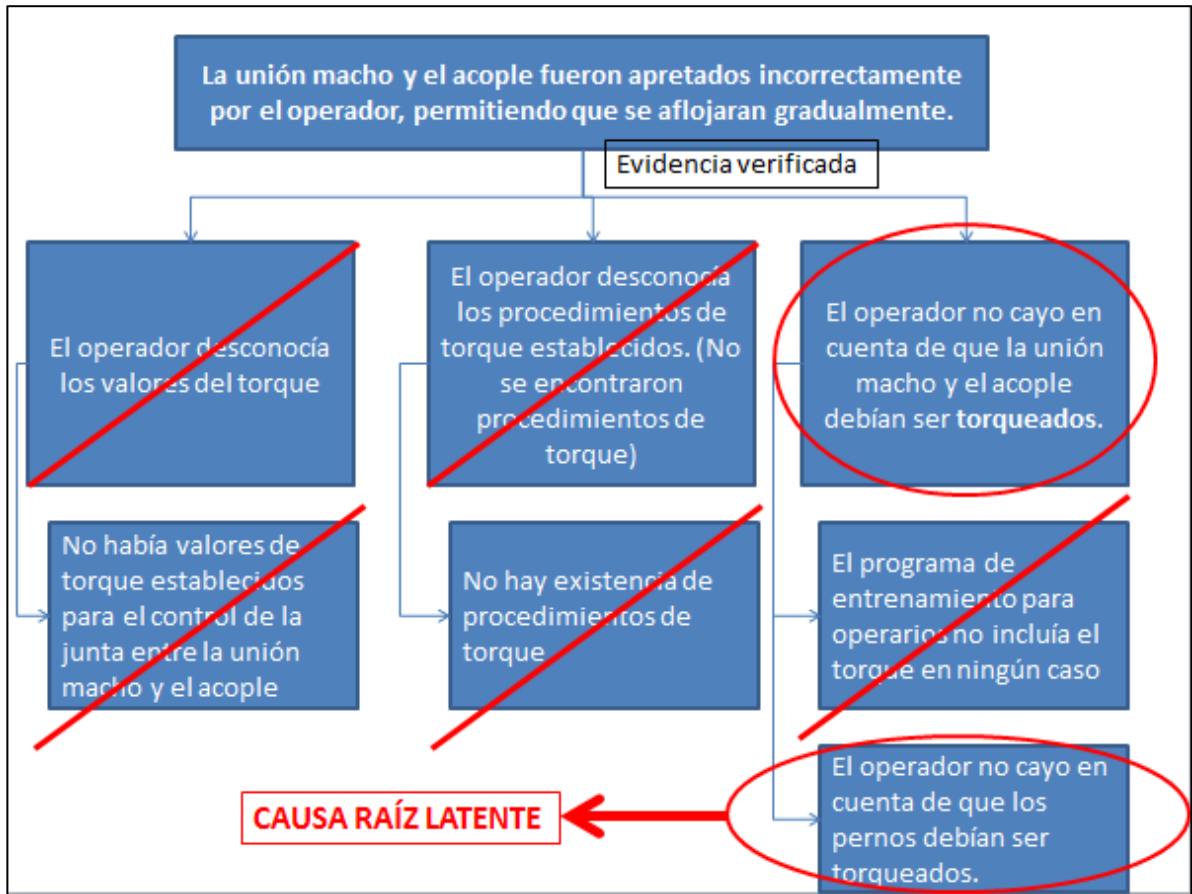
Después de encontrar la causa raíz humana del efecto de falla, se procede a buscar la causa raíz latente que origino el efecto de falla. En la figura 52 Se listan las causas posibles de falla de la causa verificada.

**Figura 52 Causas posibles de falla**



En la figura 53. Se muestra la verificación de las causas posibles

**Figura 53 Verificación de las Causas posibles de falla**



#### 5.2.5 Fase 4: consideraciones de todas las posibles soluciones a la causa raíz.

##### Objetivo de la solución:

- El funcionamiento del sistema de bombeo mecánico dentro de los parámetros establecidos como óptimos.
- La eliminación del efecto de falla establecido como crónico en el sistema hidráulico.
- La preparación del personal de la organización para reducir la probabilidad de repetición de la falla producto de un error de procedimiento por parte del personal de operaciones y mantenimiento.

##### Acciones a llevar a cabo:

- Realizar el cambio de la sarta de sarta de varillas
- Mostrar al personal de mantenimiento y operación la importancia del ajuste correcto de todas las piezas de un dispositivo mecánico.
- Establecer un protocolo con los valores de torque para ajuste de pernos.

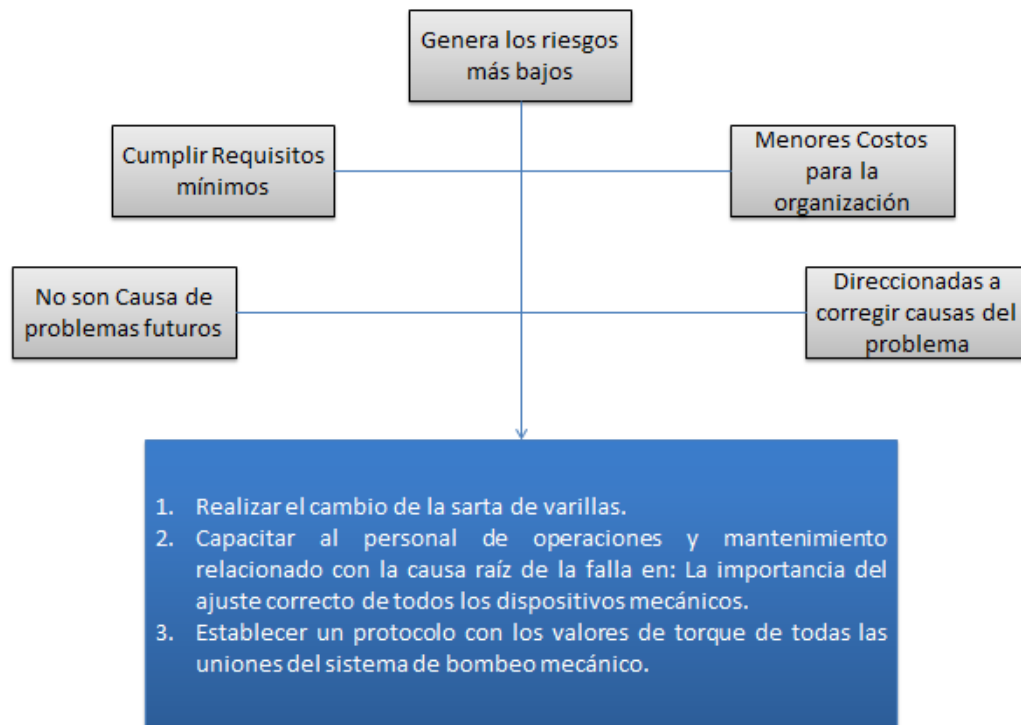
**Requerimientos:**

- La solución a implantar debe mantener el funcionamiento óptimo del sistema de bombeo mecánico.
- La solución debe disminuir la probabilidad de descuido por parte del personal de mantenimiento y operación.
- Lo que se busca con la solución es eliminar la falla crónica del sistema de levantamiento artificial.

**5.2.6 Fase 5. Selección de la mejor solución**

En la Figura 54. Se listan los factores que hay que tener en cuenta para la selección de la mejor solución y la solución que se tomó para las causas raíz física, humana y latente.

**Figura 54 Selección de la mejor solución.**



### 5.2.7 Fase 6: implementación de la solución y seguimiento

La implementación y seguimiento de la solución se lleva a cabo por parte del equipo RCA, el cual busca cumplir los requisitos y objetivos de la solución, además de la correcta implementación de la misma.

## 5.3 EFECTOS DE FALLA – CAUSAS Y SOLUCIONES DE MAYOR RELEVANCIA EN EL BOMBEO MECÁNICO

A continuación se presenta la tabla 28. Con los efectos de falla, las causas y las soluciones de mayor relevancia en el sistema de bombeo mecánico<sup>55</sup>:

**Tabla 28 Efectos de falla, causas y soluciones en el Bombeo Mecánico**

Efecto de falla	Causa	Solución
Bomba desanclada	Este problema se puede presentar debido a un mal manejo del equipo o a la extracción de la sarta de varillas.	Para esta anomalía el equipo de terminación y reparación de pozos (T.R.P) deberá efectuar una prueba de re-anclaje.
Bomba engasada	El gas que entra a la bomba junto con el aceite, causa serias pérdidas de eficiencia y puede a veces evitar la operación de las válvulas	Cuando se tienen altas relaciones gas-aceite, para mejorar el bombeo, es necesario separar el gas y direccionarlo a la tubería de revestimiento antes de que entre en la bomba.
Bomba subsuperficial colapsada	Esta anomalía se presenta debido a que la bomba subsuperficial se encuentra en mal estado, este daño se origina principalmente al momento de instalar la bomba en el pozo.	Se recomienda la sustitución del equipo, con la finalidad de evitar una abrasión de las demás partes del equipo.
Bomba subsuperficial deformada	Se origina principalmente por los agentes corrosivos, o por la abrasión que se provoca por el roce del émbolo con el cilindro.	Se puede prevenir con la inyección de inhibidores de corrosión, o con la implementación de un equipo extra para evitar la entrada de sedimentos que puedan originar la abrasión.

<sup>55</sup> BARRÓN, Osvaldo, SÁNCHEZ, Gerardo, SOLUCIONES PARA PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN EL BOMBEO MECÁNICO, Tesis de pregrado Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F. Ciudad Universitaria. 2009.

Efecto de falla	Causa	Solución
Deficiencia en el mecanismo de anclaje	Se presenta como resultado de un mal funcionamiento en el equipo de anclaje, cuya función principal es la de sujetar la bomba con la tubería de producción.	Se debe llamar al equipo de TRP para que realice una prueba de re-anclaje.
Falta de nivel Dinámico	Una de las causas que originan esta falla son demasiadas rpm en la unidad de bombeo mecánico.	Esto se corrige ajustando la velocidad para obtener las rpm correctas.
Flotamiento de la sarta de varillas	Se presenta en pozos con aceite viscoso.	Se puede corregir con circulación inversa.
Fuga en las válvulas (de pie y viajera)	Esta situación se origina principalmente por un asentamiento inadecuado de la canica en alguna de las canicas o por un desgaste excesivo del émbolo o barril.	Una solución es aumentar la profundidad de la bomba, hasta que se tenga una buena sumergencia.
Interferencia de gas	Esta anomalía se presenta cuando se tiene gas presente junto con el hidrocarburo, esta falla provoca un decremento en la carrera efectiva del émbolo afectando la producción.	Este problema se puede corregir con la implementación de una válvula anti-candado de gas.
Mal diseño de la bomba Subsuperficial	Esta anomalía se presenta cuando en el diseño no se consideró cuanto hidrocarburo aportaría el yacimiento, por tal motivo resultan demasiadas las rpm y como consecuencia el barril no se llenará por completo, repercutiendo en la producción.	Reducir las revoluciones por minuto, esto con la finalidad de permitirle al yacimiento un mejor aporte de hidrocarburos.
Pozos desviados	Se presenta desgaste entre la varilla y la tubería de producción, además ocurren altas pérdidas de cargas por fricción.	Modificando la operación de las unidades de bombeo, es decir, disminuir lo más posible las revoluciones por minuto.
Sarta de varillas rotas	Esta anomalía se puede detectar con una carta dinamométrica.	Se requiere la intervención del equipo de RTP para recuperar la sarta de varillas y posteriormente para realizar el cambio de dicha sarta.
Tubería de producción rota	Esta anomalía se detecta por que el pozo esta sin fluir y el motor presenta forzamiento en su carrera ascendente.	Es necesaria la intervención del equipo de RTP para que realice el cambio de tubería.

Efecto de falla	Causa	Solución
Varilla pulida	Pueden presentarse problemas de corrosión, deflexión o varilla acinturada.	Para evitar que por estas causas se rompa la varilla pulida o afecte a otras partes del equipo lo más recomendable es el cambio de la varilla.
Problemas en el motor	Se presenta cuando hay una pérdida de fase en las líneas de energía que alimentan al motor.	Cuando esto ocurre la principal consecuencia es que el motor se puede quemar, y lo único que se puede hacer es el cambio de motor.
Unidad de bombeo desbalanceada.	El desbalance se puede percibir con el sonido que produce el motor en la carrera ascendente y descendente, así como la velocidad de la manivela en cada bomba.	Se debe realizar una corrección (estabilizar) del equipo pues de no hacerlo se reduciría la eficiencia del sistema.
Fugas del empaque	Cuando un pozo tiene problemas para fluir por sí mismo al inicio o durante la operación, la varilla pulida queda sin lubricación y en movimiento.	La solución es el cambio de estos empaques para evitar fugas.

Fuente: BARRÓN, Osvaldo, SÁNCHEZ, Gerardo, SOLUCIONES PARA PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN EL BOMBEO MECÁNICO, Tesis de pregrado Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F. Ciudad Universitaria. 2009.

## 5.4 METODOLOGÍA RCA EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN POZOS DE CRUDO PESADO.

La metodología RCA en los sistemas de bombeo electrosumergible se utiliza para detectar las causas de fallas de los componentes de superficie y/o de subsuelo que hacen que el sistema de bombeo electrosumergible deje de operar dentro de los parámetros operacionales óptimos. A continuación se presenta un ejemplo de RCA en un sistema de bombeo electrosumergible de un pozo de crudo pesado.

### 5.4.1 Ejemplo de RCA: falla en el tablero conmutador no funciona, el equipo ESP no enciende.

A continuación se muestra cómo se desarrollan las fases en la metodología RCA para encontrar la causa raíz.

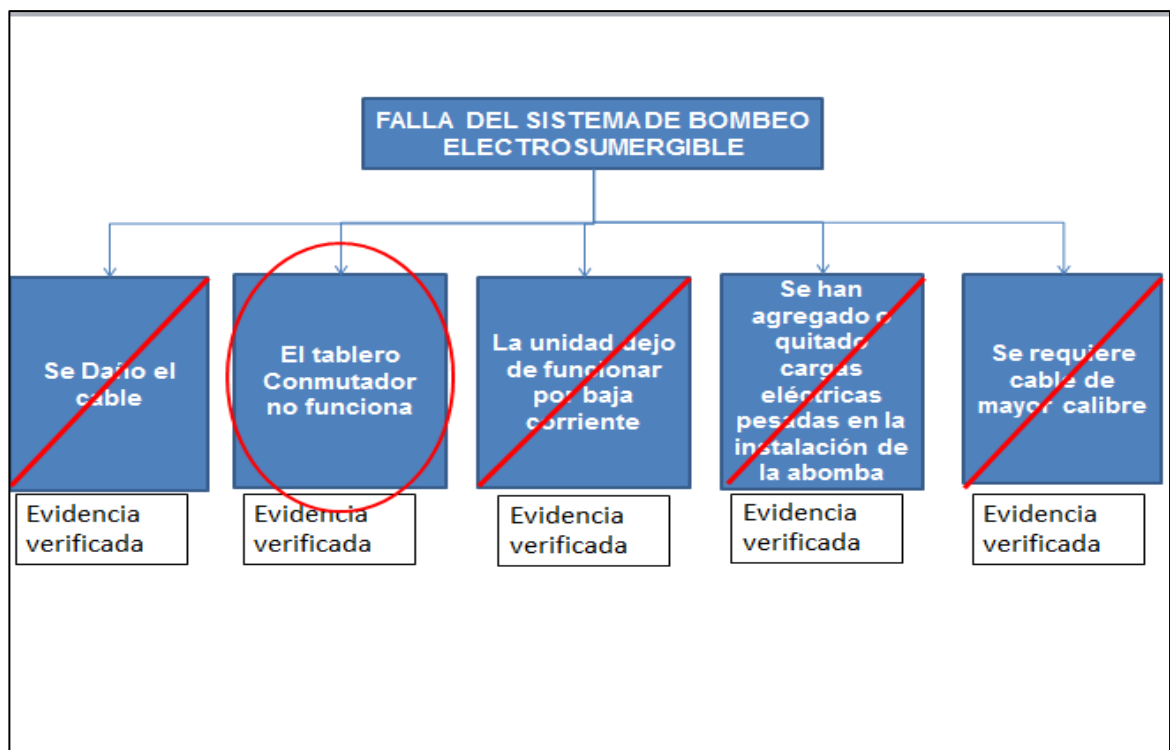
### 5.4.2 Fase 1: análisis del problema

La información inicial es que el operador del pozo, se queja de que el tablero Conmutador del sistema ESP no funciona. Además, esto ya ocurrió una vez hace 4 meses en este año según reportes de mantenimiento.

### 5.4.3 Fase 2: consideraciones de todas las causas posibles de falla

En la figura 55. Se muestra como Mediante una lluvia de ideas, el equipo determina los aspectos fundamentales que pueden presentarse para que el tablero conmutador no funcione.

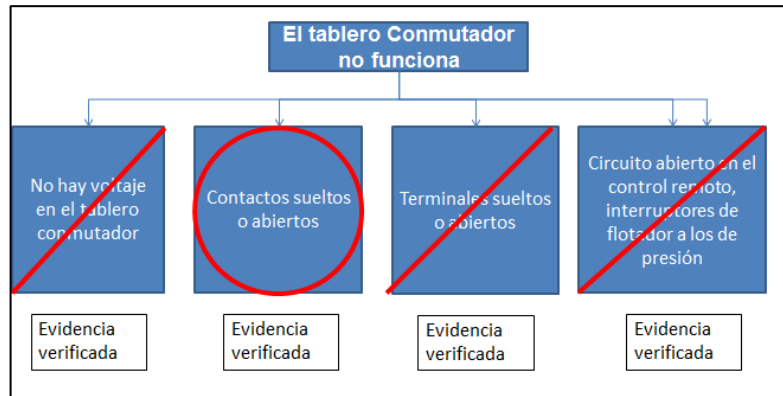
Figura 55 Modos o causas posibles de falla



### 5.4.4 Fase 3. Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz

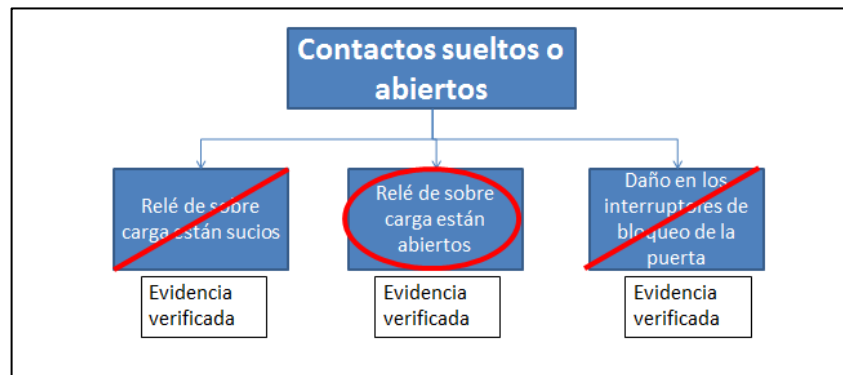
En la figura 56. se presenta la descripción de las causas verificadas

**Figura 56 Descripción del modo de falla verificado**



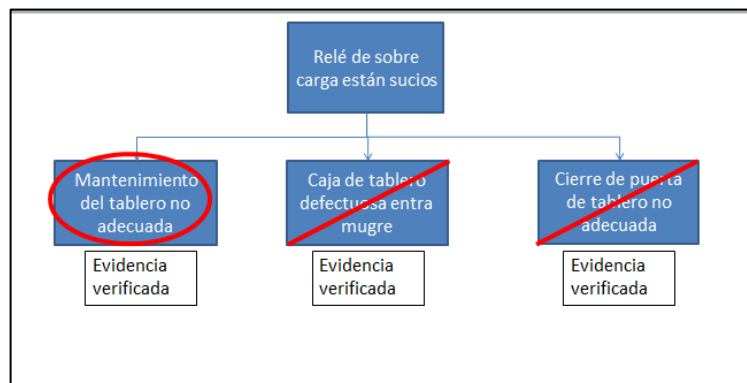
En la figura 57. Se listan las causas probables de falla de la causa verificada.

**Figura 57 Causas probables de falla**



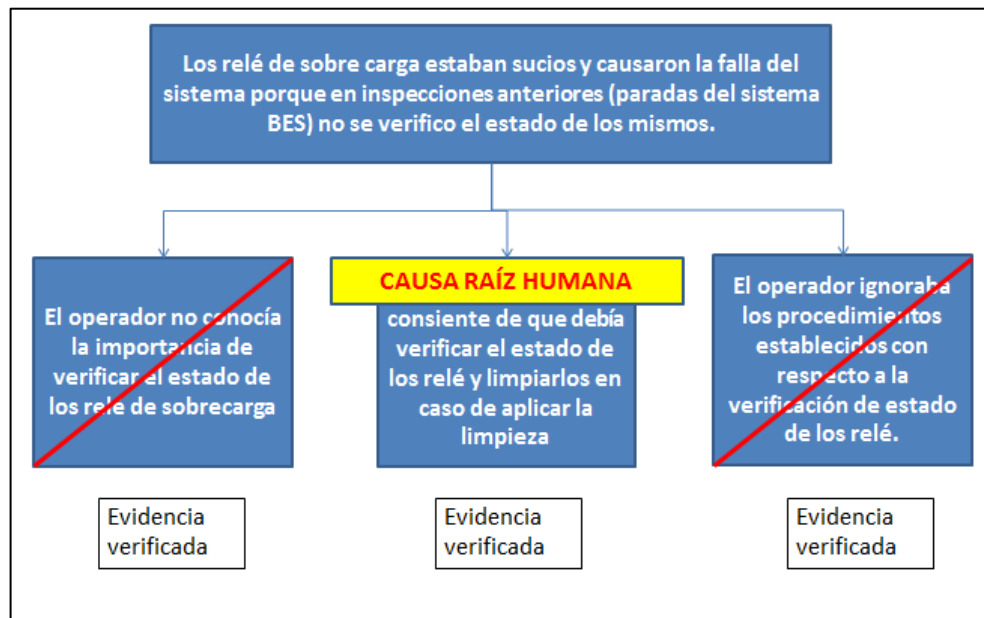
En la figura 58. Se listan y verifican las causas de falla de las causas probables verificadas.

**Figura 58 Causas raíz física del modo de falla 1**



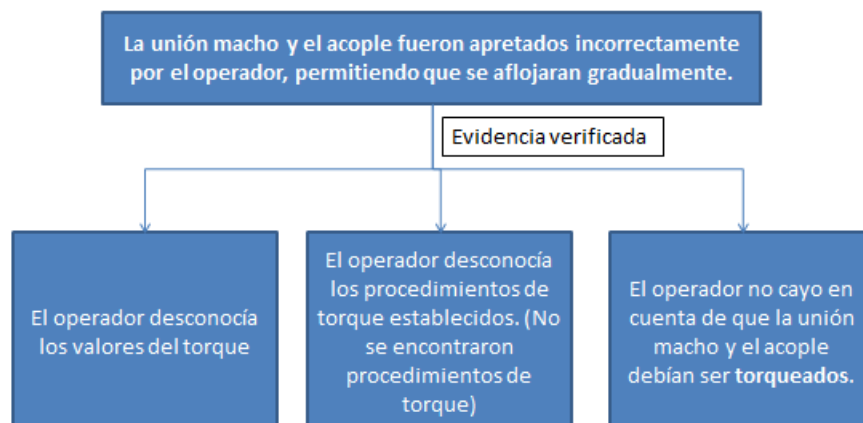
Después de hallar la causa raíz física del modo de falla verificado se busca la causa raíz humana. En la figura 59. se hace una descripción de la causa raíz física y se listan las causas posibles de falla con el fin de encontrar la causa raíz humana.

**Figura 59 Causa Raíz humana**



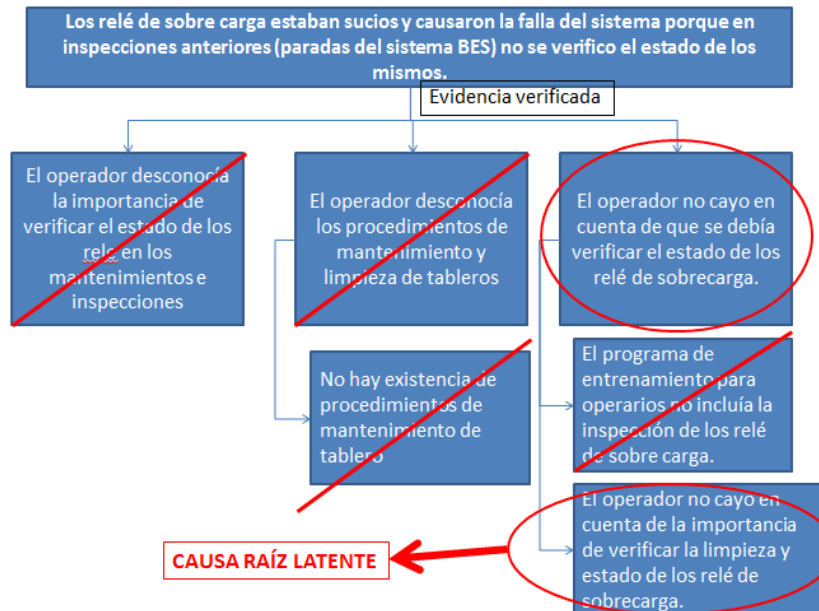
Después de encontrar la causa raíz humana del efecto de falla, se procede a buscar la causa raíz latente que origino el efecto de falla. En la figura 60 Se listan las causas posibles de falla de la causa verificada.

**Figura 60 Causas posibles de falla**



En la figura 61. Se muestra la verificación de las causas posibles.

**Figura 61 Verificación de las Causas posibles de falla**



#### 5.4.5 Fase 4: consideraciones de todas las posibles soluciones a la causa raíz.

##### Objetivo de la solución:

- El funcionamiento del sistema de bombeo electro sumergible dentro de los parámetros establecidos como óptimos.
- La eliminación del efecto de falla establecido como crónico en el sistema eléctrico.
- La preparación del personal de la organización para reducir la probabilidad de repetición de la falla producto de un error de procedimiento por parte del personal de operaciones y mantenimiento.

##### Acciones a llevar a cabo:

- Realizar limpieza de los Relé de sobrecarga.
- Mostrar al personal de mantenimiento y operación la importancia de verificar el estado de los relés de sobrecarga.
- Establecer un protocolo de inspección del tablero.

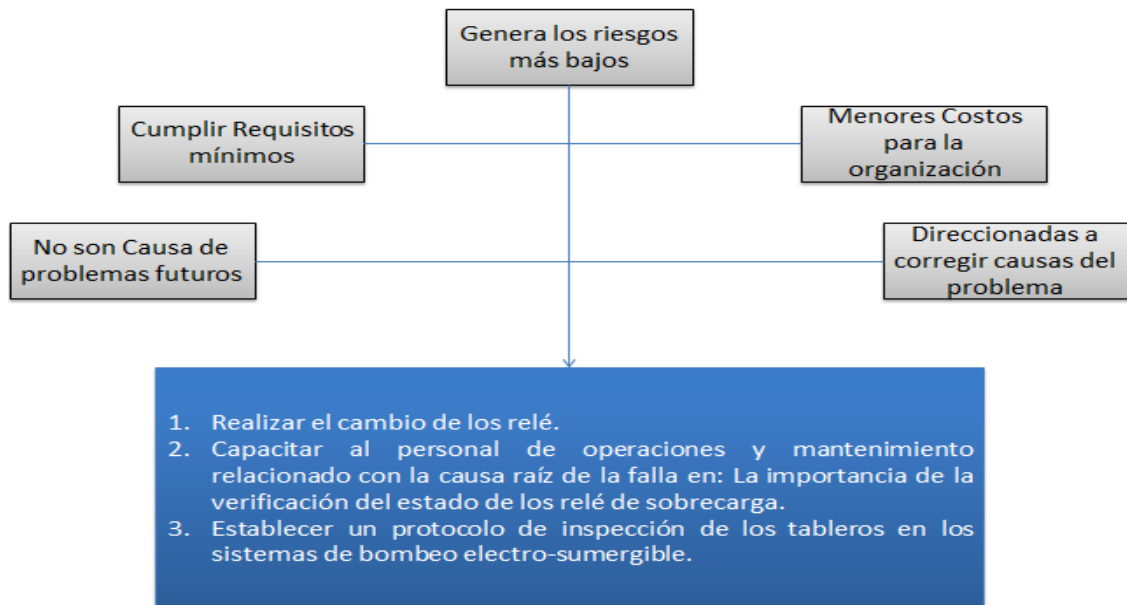
### Requerimientos:

- La solución a implantar debe mantener el funcionamiento óptimo del sistema de bombeo electro-sumergible.
- La solución debe disminuir la probabilidad de descuido por parte del personal de mantenimiento y operación.
- Lo que se busca con la solución es eliminar la falla crónica del sistema de levantamiento artificial.

### 5.4.6 Fase 5. Selección de la mejor solución

En la Figura 62. Se listan los factores que hay que tener en cuenta para la selección de la mejor solución y la solución que se tomó para las causas raíz física, humana y latente.

Figura 62 Factores a tener en cuenta.



### 5.4.7 Fase 6: implementación de la solución y seguimiento

La implementación y seguimiento de la solución se lleva a cabo por parte del equipo RCA, el cual busca cumplir los requisitos y objetivos de la solución, además de la correcta implementación de la misma.

## 5.5 EFECTOS DE FALLA – CAUSAS Y SOLUCIONES DE MAYOR RELEVANCIA EN EL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

A continuación se presenta la tabla 29. Con los efectos de falla, las causas y las soluciones de mayor relevancia en el sistema de bombeo electrosumergible<sup>56</sup>:

**Tabla 29 Efectos de Falla, causas y soluciones en el bombeo electrosumergible.**

EFFECTOS DE FALLA	CAUSA POSIBLE	SOLUCIÓN
1. El tablero Conmutador no funciona	No hay voltaje en el tablero conmutador	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar los fusibles en el sistema primario, transformador e interruptor principal.</li> <li>• Comprobar el voltaje en el transformador de potencia.</li> <li>• Revisar el fusible del tablero conmutador.</li> </ul>
	Contactos Suelos o abiertos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ver que los contactos del relé de sobrecarga estén limpios y cerrados – pueden comprobarse con un ohmímetro para determinar si los contactos están bien cerrados.</li> <li>• Comprobar todos los otros contactos de relé y los interruptores de la puerta para determinar si están dañados.</li> </ul>
	Terminales sueltos o abiertos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Con un destornillador, revisar los tornillos de los relés, interruptores de la puerta y regletas terminales. A menudo los tornillos se sueltan durante el embarque del equipo.</li> </ul>
	Circuito abierto en el control remoto, interruptores de flotador a los de presión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comprobar si hay continuidad en todos estos circuitos.</li> <li>• Si se ha usado este control remoto, y más tarde se desconectó asegúrese de que el puente en el interruptor de flotador este en su lugar en el tablero conmutador.</li> </ul>

<sup>56</sup> Barros, García, Jennyfer Lizseth, Estudio de las causas de falla en el sistema bombeo electrosumergible en los pozos Lago 25 y Lago 33 en el campo Lago Agrio de PETROPRODUCCION, Universidad Tecnológica de Equinoccial, Quito, Ecuador, 2009, Pag 77.

EFECTOS DE FALLA	CAUSA POSIBLE	SOLUCIÓN
<p>2. Se hace funcionar el tablero pero quema los fusibles o abre los relés de sobrecarga – alta corriente.</p>	<p>Se dañó el cable durante la instalación o el embarque.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interruptor principal abierto. <b>PRECAUCIÓN:</b> Siempre inspeccionar visualmente, asegurándose que los tres contactos estén abiertos.</li> <li>• Si se tienen dudas, revisar con megóhmetro en la escala apropiada, comprobar cada conductor, que va al pozo, leyendo del conductor a una tierra probable, una lectura de cero o muy baja indica que el cable está a tierra.</li> <li>• Leer también de conductor a conductor 1-2, 2-3 y 1-3.</li> <li>• Calcular cuál debería ser la resistencia del motor y del cable. Estas tres lecturas deben ser cerca de cero. En las escalas más bajas indicaran 1 a 6 ohmios, dependiendo del tamaño del conductor a conductor indicaran un circuito abierto. Esto podría ser en el cable o motor.</li> </ul> <p><b>PRECAUCION:</b> Antes de sacar la unidad del pozo, repetir esta prueba en el extremo abierto más cercano del cable que va al pozo, caja de conexiones, empalme abierto, panel de fusibles extra, etc. Asegúrese bien de que el problema no está en la superficie antes de sacar la unidad del pozo.</p>

EFECTOS DE FALLA	CAUSA POSIBLE	SOLUCIÓN
	<p>Los fusibles demasiado pequeños o los relés de sobrecarga ajustados muy altos en la escala (demasiado bajo el amperaje). Las sobrecargas del amortiguador pueden tener el tipo incorrecto de líquido o las lumbreras de retardo muy abiertas.</p>	<p>Comprobar la regulación de los relés y el tamaño de los fusibles, reemplazarlos o ajustarlos según sea necesario – considerando el tipo de fusible (superlang, fusetron u otro) y la corriente del arranque del motor.</p>
	<p>Alta tensión, baja tensión, corriente monofásica, voltaje desequilibrado</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Con un voltímetro, comprobar el voltaje en los controles del tablero conmutador y multiplicar por la relación del transformador de potencial.</li> <li>• Si es necesario ajustar las tomas del transformador de potencia, debe hacerlo el personal que aplique dependiendo del lugar y la propiedad.</li> </ul>
<p>3. Se hace funcionar el tablero conmutador pero quema los fusibles o abre los relés de sobrecarga – alta corriente (cont.)</p>	<p>La bomba está pegada</p>	<p>Si las medidas anteriores indican que el voltaje, cable y motor están correctos, es posible que la bomba esté pegada debido a arena y depósitos. Esto puede a menudo remediarse:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Invertiendo dos (2) conductores cualesquiera en el tablero conmutador.</li> <li>• Y golpeando la bomba en rotación inversa dos o tres veces.</li> </ul> <p>Si esto falla, hay que sacar la unidad para determinar y corregir la falla, se puede verter ácido en la bomba si no hay válvulas de retención.</p>
	<p>La unidad se atasca debido a un lugar torcido en el sondeo. (Esto es muy poco común.)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generalmente, si se baja o sube la unidad dos o tres juntas en el pozo se alivia esta condición.</li> </ul>

EFECTOS DE FALLA	CAUSA POSIBLE	SOLUCIÓN
	Pérdidas en la válvula de retención	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si la válvula tiene pérdidas en el momento que se intenta arrancar la unidad, y el pozo no está estabilizado la bomba funcionara al revés. Esto se puede determinar con un voltímetro u ohmímetro triple en la escala 3 a 12 voltios CA.</li> <li>• Aquí una lectura de voltaje indicará que la bomba está girando en reversa.</li> <li>• PRECAUCIÓN: Si se intenta arrancar en esta condición se produce una corriente muy alta y se puede dañar el motor y la bomba.</li> <li>• Esperar que el pozo se estabilice. En la operación automática asegúrese que el relé temporizador está regulado para una demora suficiente que permita la estabilización del pozo.</li> <li>• Anotar en el informe de instalación que se deberá revisar la válvula de retención cuando se saque nuevamente la unidad.</li> </ul>
4. La bomba está funcionando de forma normal pero se apaga o no re arranca debido a la alta corriente.	Condiciones climáticas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinar si ha habido tempestad eléctrica o vientos fuertes en el lugar donde está ubicado el sistema eléctrico.</li> <li>• Si es así revisar si hay fusibles quemados.</li> <li>• Hacer todas las comprobaciones dadas en los párrafos anteriores. (Esta sección)</li> </ul>

EFECTOS DE FALLA	CAUSA POSIBLE	SOLUCIÓN
	<p>Sobre voltaje en el sistema eléctrico o baja capacidad de potencia y bajo voltaje.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Buscar si se han agregado o quitado cargas eléctricas demasiado pesadas del sistema eléctrico que podrían afectar el voltaje en la instalación de la bomba TRW Reda.</li> <li>• Quizás se necesitan cable, transformadores o capacitores de sobre voltaje más grandes. Obtener toda la información posible y discutirla con el departamento de Ventas o Técnico.</li> </ul>
	<p>Condiciones del pozo</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comprobar la línea de flujo o sistema de recolección para determinar si hay cantidades poco comunes de arena o barro. Posiblemente sea necesario limpiar el pozo.</li> </ul>
	<p>Condiciones de la bomba</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tomar en consideración el tiempo pasado de funcionamiento de la bomba.</li> <li>• Y la historia del pozo, arena barro, etc. Quizás las arandelas de empuje y los cojinetes desgastados están causando una fricción indebida.</li> <li>• Hay que sacar la unidad y cambiarla para evitar que se quemel motor.</li> </ul>

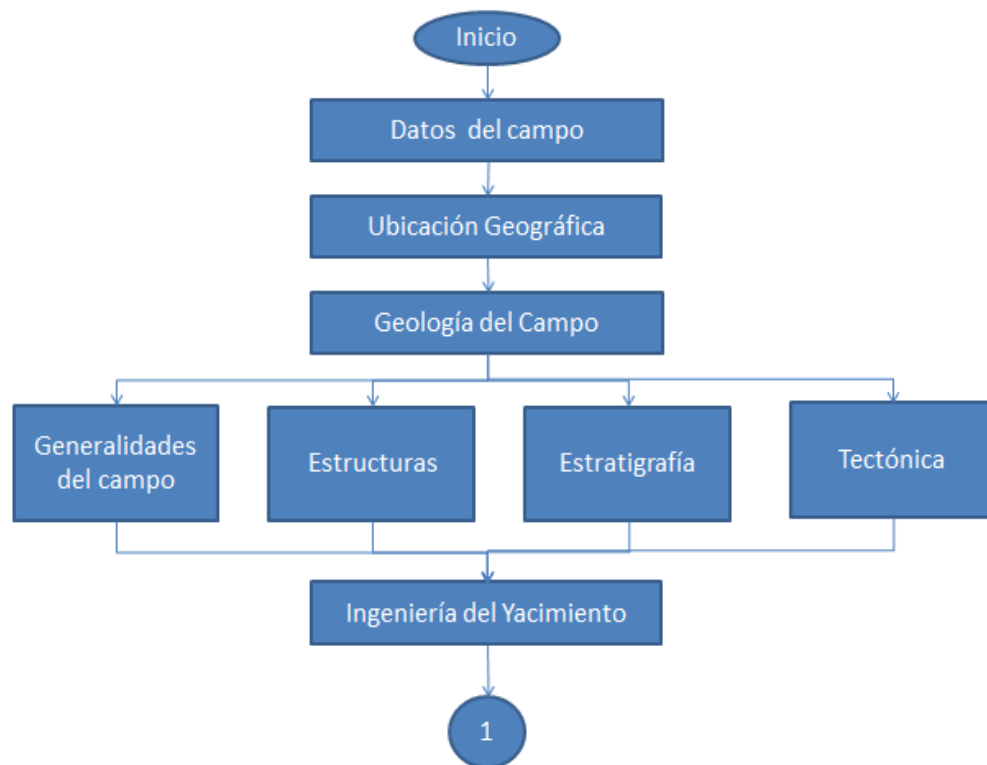
EFECTOS DE FALLA	CAUSA POSIBLE	SOLUCIÓN
5. La unidad deja de funcionar – baja corriente	Pozo agotado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puede ser necesario acidificar o fracturar el pozo o lijar la bomba para limpiar las perforaciones o abrir el orificio.</li> <li>• Si el pozo produce bastante por encima de la gama mínima de la bomba, se puede cebar de vuelta el líquido produciendo para una operación continua.</li> <li>• Consultar el grafico de datos de la bomba para determinar la gama máxima-mínima de bombeo recomendada.</li> <li>• Consultar también el gráfico del amperímetro para análisis.</li> </ul>
	Es necesario ajustar el relé de hipocorriente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En los casos que hay cargas de líquido liviano pero suficiente líquido para cumplir con los requisitos mínimos de bombeo, se puede ajustar el relé de hipocorriente para que funcione a una corriente más baja.</li> <li>• En este caso, la taza de producción debe observarse detenidamente durante varios días.</li> </ul>
	Cuando se usa un generador en vez del sistema de corriente establecido. Disminución de velocidad del generador	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuando un generador reduce su velocidad, la frecuencia (ciclos), voltaje, corriente y consumo de corriente también disminuye correspondientemente.</li> </ul>

EFFECTOS DE FALLA	CAUSA POSIBLE	SOLUCIÓN
6. La bomba funciona pero produce muy poco o nada de líquido.	Perdidas en la tubería	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hacer una prueba de presión en la cabeza de la tubería y quitar las juntas o junta defectuosa.</li> <li>• En ocasiones, se puede notar alta o baja corriente, dependiendo de la ubicación de la pérdida, del nivel de trabajo del líquido, tamaño de la unidad, etc.</li> <li>• Sin embargo, la alta o baja corriente no indica una pérdida en la tubería.</li> </ul>
	Admisión obturada de la bomba	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es necesario sacarla y limpiarla.</li> <li>• Algunas veces puede limpiarse invirtiendo su rotación.</li> </ul>
	Obstrucción en la línea de flujo -Tapada con arena, válvula cerrada, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comprobar la presión de la línea de flujo en la cabeza del pozo.</li> <li>• Si está anormalmente alta, tomar las medidas apropiadas para destapar la línea.</li> </ul>
	La carga total en la bomba no es suficiente para la aplicación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comprobar el diseño de la bomba en conexión con el nivel de operación del líquido según la sección "aplicación".</li> </ul>
	Eje de la bomba, eje del protector o eje del motor roto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Será necesario sacar la unidad y reemplazar la pieza defectuosa del equipo.</li> <li>• Donde se usa un relé de hipocorriente, está y las últimas dos condiciones pararan la bomba cuando hay hipocorriente.</li> </ul>
	Rotación Inversa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Invertir dos de cualquiera de los tres conductores en las conexiones del cable del pozo y tratar la dirección opuesta.</li> </ul>
	El pozo se está agotando o el nivel de trabajo del líquido está muy bajo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinar el nivel de trabajo del líquido y consultar "Bomba trabada por gas" y "Pozo agotado" en la sección "5. La unidad deja de funcionar –baja corriente".</li> </ul>

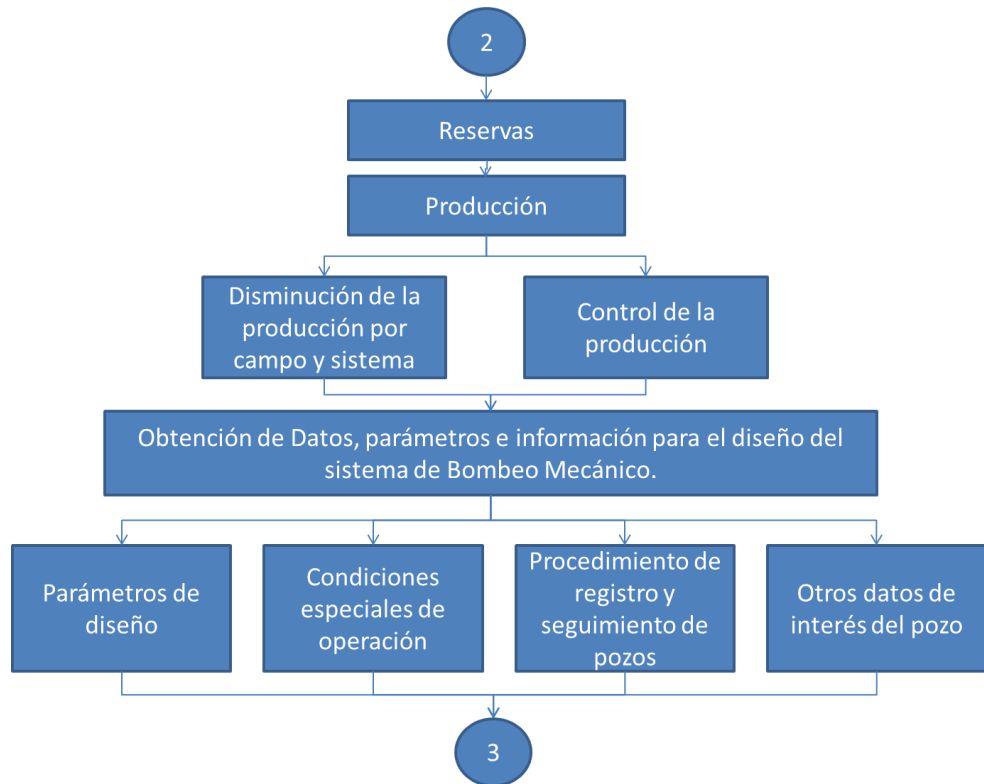
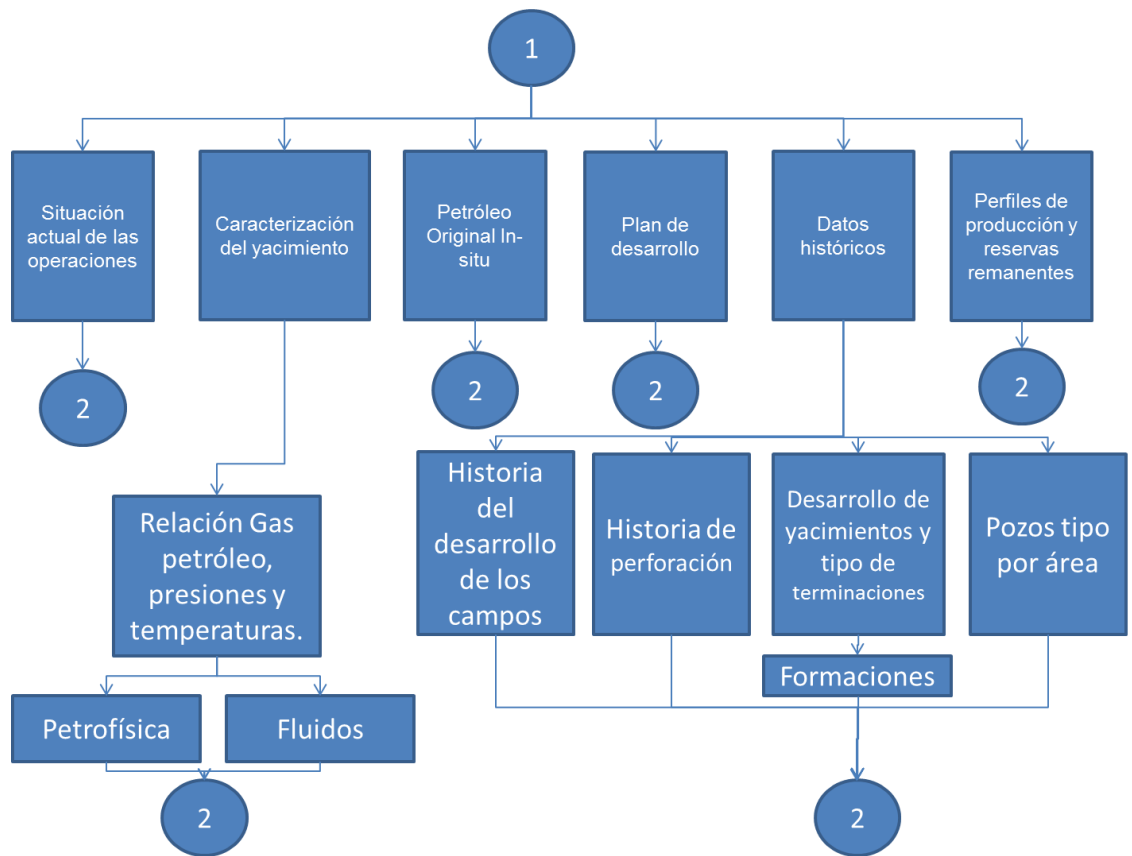
## 6 OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DE CRUDO PESADO

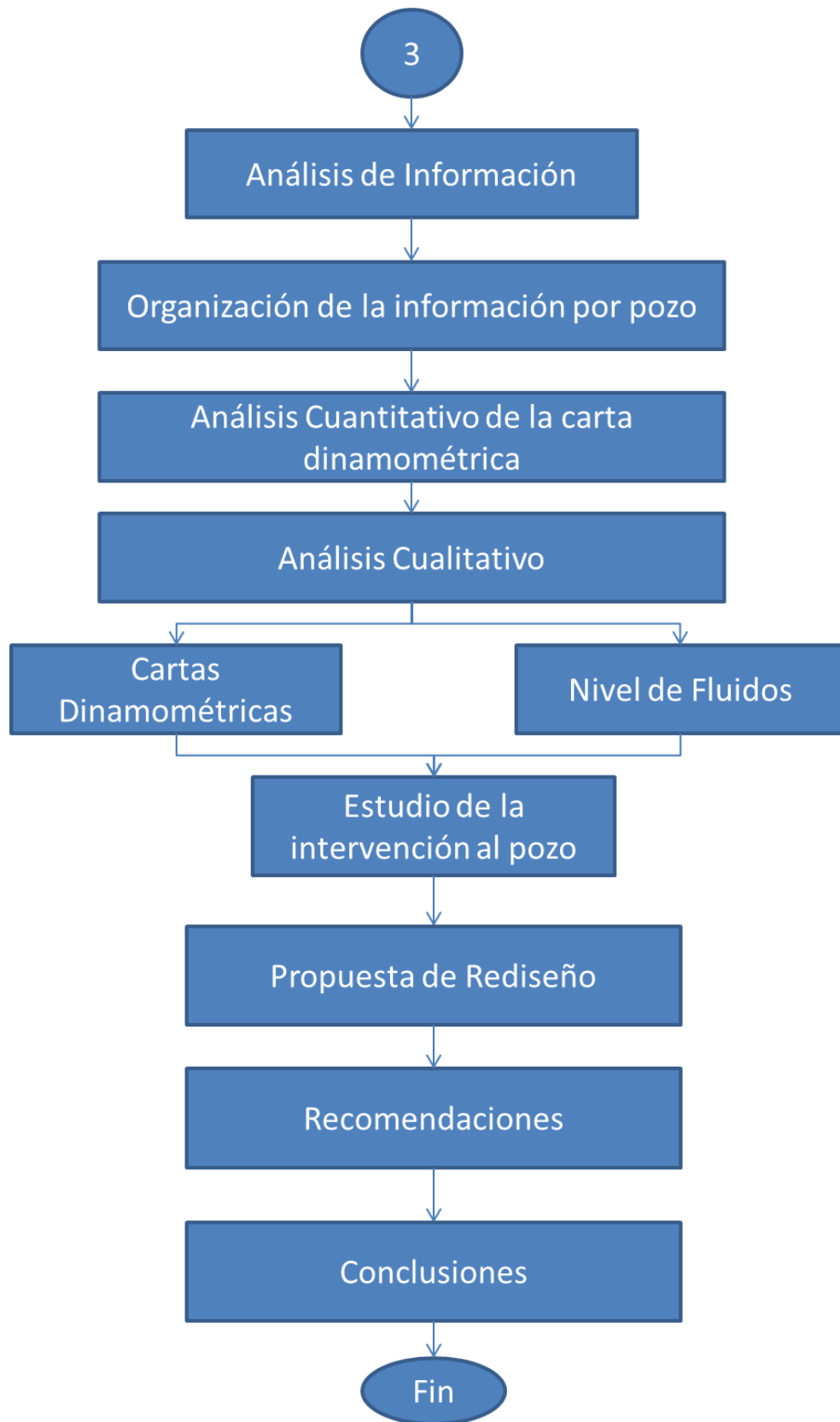
El análisis del funcionamiento del bombeo Mecánico es importante para aumentar la eficiencia, dando como consecuencia un aumento en la producción y una disminución en los costos de levantamiento. Los aspectos a tener en cuenta en la optimización del sistema son: Las pruebas de campo – las mediciones acústicas – El dinagrama.<sup>57</sup> En la Figura 63. Se presenta el diagrama de flujo a seguir en el proceso de optimización del sistema de bombeo mecánico.

Figura 63 Diagrama de flujo para la optimización del bombeo mecánico en pozos de crudo pesado.



<sup>57</sup> REY BOTTO, Blas Octavio, OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DE LA SECCIÓN 67 DE LOS CAMPOS PETROLEROS "ING GUSTAVO GALINDO VELASCO", Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petroleos, Bucaramanga, 2004.





## **7 RECOMENDACIONES DE DISEÑO EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DE CRUDO PESADO**

Los efectos de la viscosidad del petróleo pesado o de la emulsión (agua-petróleo) a producir, sobre el funcionamiento de la bomba se puede manifestar de las siguientes formas:

- a) Deficiente llenado de la bomba: altas pérdidas de carga del fluido al entrar por la válvula fija (baja capacidad de flujo).
- b) Falta de hermeticidad en las válvulas: no se logra un buen cierre entre asiento y bola (conjunto de la válvula).
- c) Una gran fricción entre pistón y barril: aumento de las cargas en las varillas de bombeo y las instalaciones de superficie.

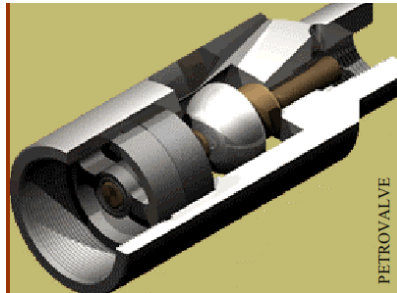
### **7.1 LUZ ENTRE EL PISTÓN Y BARRIL – DIMENSIONES DE LOS PISTONES**

En sistemas de bombeo mecánico para reducir la fricción entre el pistón y barril se considera la utilización de bombas cuya luz entre pistón y barril (luz) fuera entre 0,006” y 0.008”. Otra consideración es la utilización de pistones lisos de longitudes entre 3” y 4”.

### **7.2 VALVUAL SEMIESFÉRICA CON VÁSTAGO Y GUÍA**

La válvula semiesférica con vástago y guía está compuesta de una válvula semiesférica penetrada por un vástago el cual se proyecta verticalmente hacia arriba y hacia abajo (Ver figura 64). La guía del vástago en la parte superior e inferior de la semiesfera es fabricada sobre una placa conteniendo una abertura para guiar el vástago. Esto crea un sistema de guía el cual controla estrictamente el movimiento de la válvula de tal manera que esta se centra automáticamente al abrir y cerrar. Con respecto a su utilidad para producir petróleo pesado, esta válvula posee un área transversal de hasta el doble incrementando la capacidad de flujo a través de ella.

**Figura 64 Válvula Semiesférica con vástago guía**



### 7.3 RECOMENDACIONES Y ALTERNATIVAS EN PETRÓLEO PESADO

En la Tabla 30 se presentan recomendaciones y alternativas en los sistemas de bombeo mecánico en pozos de crudo pesado.<sup>58</sup>

**Tabla 30 Recomendaciones y alternativas en sistemas de bombeo mecánico en pozos de crudo pesado.**

	ARENA	PETRÓLEO PESADO
RECOMENDACIONES	Minimizar la LUZ o utilizar pistones ranurados con anillos para evitar que la arena se aloje en ese espacio	Maximizar el área de pasaje de fluido en la válvula de pie.
		Minimizar la longitud del pistón y aumentar la LUZ para disminuir los efectos de la fricción.
ALTERNATIVAS	Luz entre pistón liso y barril = 0,001" - 0,003"	Luz entre pistón y barril = 0,006" - 0,008"
	Luz entre pistón rasurado y barril 0,005"	Válvulas con mayor área de pasaje de fluidos
	Pistón rasurado con anillos (entre 10 y 20 anillos)	Válvulas con Bola de Carburo de Titanio
	Anclaje inferior a copas y packer superior para arena	
	Pistón Lubricado	
	Válvulas con bola de Carburo de Tungsteno o Titanio	

<sup>58</sup> OUTTULICH, Mario, GARCIA, Federico, GRANDE, Roberto, PRODUCCIÓN EN YACIMIENTO NO CONVENCIONALES, PAN AMERICAN ENERGY LLC, Noviembre 2009.

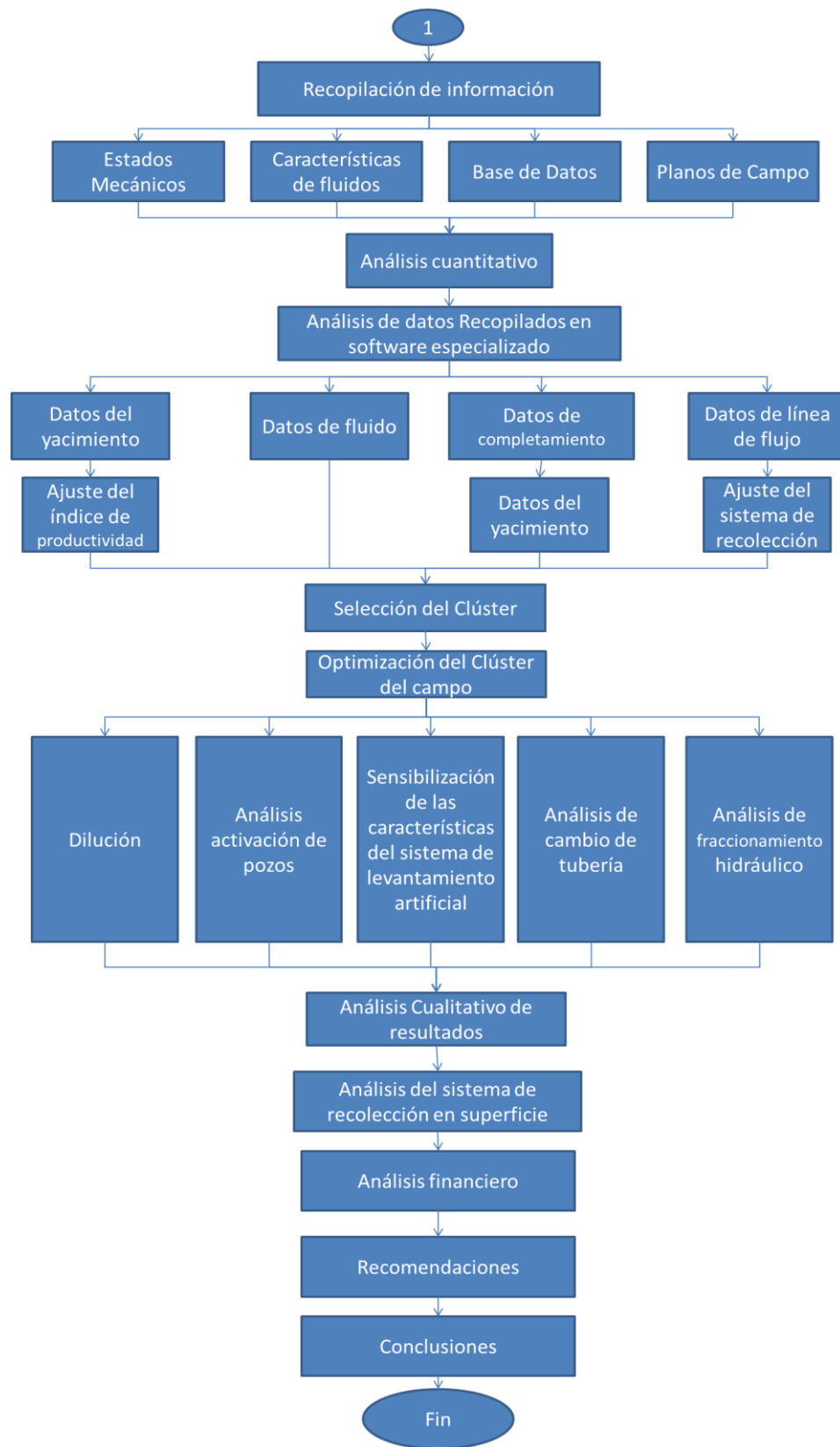
## 8 OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN POZOS DE CRUDO PESADO

La industria de los hidrocarburos se ha interesado en la optimización de los sistemas de levantamiento artificial en pozos de crudo pesado aun cuando presentan mayores costos e inversiones operacionales constituyen el presente y futuro de la industria de los hidrocarburos. Por lo cual se ha intentado mejorar los sistemas de producción para maximizar la eficiencia de flujo mediante la implementación de una técnica efectiva y confiable, como la utilización de software especializado el cual permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor. En la figura 65 se presenta un diagrama de flujo con el proceso de optimización del sistema de bombeo electrosumergible.<sup>59</sup>

**Figura 65 Proceso de optimización del bombeo electrosumergible**



<sup>59</sup> ORTIZ, Arenas, Jenifer Tatiana, Jiménez, Hernandez, Edith Yohana, OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN CLUSTER DE CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO CHICHIMENE UTILIZANDO LAS TECNICAS DE ANALISIS NODAL, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2011.



## 9 NUEVOS DESARROLLOS EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS DE CRUDO PESADO

En general, el diseño del sistema de bombeo electrosumergible es relativamente simple pero requiere de una producción alta, así como de una excelente operación y nuevas tecnologías para alargar su vida útil, configuraciones que permitan que las reparaciones sean rápidas y de bajo costo, sistemas de bombeo electrosumergible con componentes que manejan fluidos muy viscosos y las consideraciones de ambientes extremos (altas presiones y temperaturas).<sup>60</sup>A continuación se muestra en la Tabla 31. Algunos desarrollos del ESP en campos de crudo pesado señalando como funciona cada desarrollo y los efectos de falla que soluciona.

**Tabla 31 Nuevos Desarrollos del ESP**

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	Efecto de falla que soluciona	BENEFICIOS
-ESP dual -Herramienta Y	2004	Un sistema de ESP dual usa dos bombas, trabajando una en servicio y otras en modo espera, respectivamente. Los sistemas de las bombas son completamente independientes, y cuentan con todos los componentes del ESP cada una, es decir, hay 2 motores, 2 secciones sello, dos bombas, etc.	-Costos, frecuencias y tiempos de reparaciones. -Vida útil del sistema ESP. -Control de los gastos del pozo desde la superficie. -Accionamiento de la bomba secundaria.	Con esta tecnología es posible reducir la frecuencia de las reparaciones, así como reducir los costos y alargar la vida útil del sistema. Con los sistemas de control aplicados en este sistema es posible que se cambie fácilmente el funcionamiento de una bomba por otra. Los sistemas son independientes ya que cuentan con la herramienta Y, la cual forma un By-pass a la salida de cada bomba (Primaria y secundaria).

<sup>60</sup> TOQUERO, Fidel Juárez, CAMPOS CERVERA, Mario Alberto, NUEVOS DESARROLLOS DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SUMERGIDO EN INSTALACIONES COSTA AFUERA, Universidad Nacional Autónoma de México, México DF, 2012.

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	Efecto de falla que soluciona	BENEFICIOS
ESP en un módulo de Bombeo en el lecho marino	2007	Consta de un sistema ESP montado dentro de un sistema de bombeo, instalado verticalmente en un agujero de 30" de diámetro por 40m de longitud. El sistema de bombeo está compuesto por un PAB (base) y un módulo de bombeo recuperable instalado a 200m de distancia del pozo productor.	<ul style="list-style-type: none"> <li>-No es rentable instalación de equipos ESP de diámetros grandes en pozos costa afuera.</li> <li>-Gran cantidad de gas.</li> <li>-Costos y tiempo de las intervenciones.</li> <li>-Inversión grande en pozos productores con ESP que requieren altos gastos (bombas grandes).</li> </ul>	Es posible utilizar bombas de mayor diámetro (mayor gasto), debido a la gran amplitud del pozo somero. Será posible manejar grandes porcentajes de gas debido al tamaño de las bombas. No es necesario una gran inversión en el pozo productor ya que no se requerirán TP'S o TR'S de grandes diámetros. El pozo podrá seguir produciendo en caso de que el sistema ESP tenga que ser apagado o reemplazado (operará con un SAP de respaldo de BN).
TTC (Thru-Tubing Conveyed) ó a través de la TP	2008	El BEC TTC permite a las bombas electrosumergibles ser cambiadas en pozos vivos sin necesidad de matar el pozo mientras se efectúan las reparaciones necesarias. La Bomba es jalada y reemplazada con TF o línea de acero mientras la TP, sección sello, motor, cable de poder y las válvulas del pozo permanecen en su lugar.	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Falla en la Bomba debido a la presencia de sólidos.</li> <li>-Costo y tiempo de reparaciones.</li> </ul>	Se puede contar con un mayor tiempo de vida útil de todo el sistema ESP ya que los estudios demuestran que las fallas en las bombas se presentan cada año y medio o dos años, cuando se encuentra en presencia de fluidos con contenido de solidos, por lo que el cambio de estas, permite poder seguir usando todos los demás componentes del ESP (Los cuales no presentan fallas tan recurrentes en estos ambientes). Reduce tiempos de reparaciones y costos.

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	Efecto de falla que soluciona	BENEFICIOS
CDESP (BEC bajando con el cable)	2011	El BEC puede ser instalado con un malacate, el cual es mucho más pequeño y fácil de transportar que una plataforma. El sistema proponía que con el cable de poder se bajara el sistema BEC pero se han hecho nuevos desarrollos en donde se observa que es muy difícil que un cable de poder soporte el peso de todo el sistema por lo que se crearon los cables duales para separar la función eléctrica de los cables.	-Disponibilidad y costo de las plataformas de perforación/repación. -Altos costos de cables de poder que soporten el peso del sistema ESP. -Fallas en el cable de poder.	Se vuelve más fácil poder contar con equipo en superficie para efectuar intervenciones en el pozo (ESP). Debido a que los cables que soportan el peso del sistema son muy caros y aun así no se tiene un cable que soporte el peso total del sistema sin que presente fallas, se creó un sistema con cable dual, el cual elimina las fallas en el cable de poder.
CECT (ESP bajando con TF con el cable externo)	2011	Es necesario un ESP convencional y una TF, así como un sistema de inyección a través de la TF (el cable se encuentra por fuera de la TF). El tiempo de intervención con la plataforma es menor al de una instalación convencional (con TP) debido a que no existe la necesidad de parar para unir secciones de tubería, el tiempo de bajada (instalación) y de subida (sacar el equipo) es menor.	-Disponibilidad y costo de las plataformas de perforación/repación. -Altos costos y tiempos en las intervenciones/repaciones del sistema BEC. -Instalaciones BEC en pozos con pocas desviaciones.	Las plataformas con TF tiene mayor disponibilidad en la mayoría de los mercados y son significativamente menos caras que una plataforma de perforación o de reparación. Al eliminar el tiempo requerido para unir secciones de TP mientras se baja el BEC, menos tiempo de plataforma y del personal será requerido. Es posible instalar un BEC con TF a través de grandes desviaciones de pozos y también a distancias horizontales.

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	Efecto de falla que soluciona	BENEFICIOS
CICT (ESP bajando con TF con cable interno)	2011	El cable se encuentra por dentro de la TF, esto simplifica el proceso de instalación ya que elimina la necesidad de asegurar el cable de poder a la TF y de tener varios carretes en el sitio. Es requerido un sistema invertido del ESP (bomba en la parte inferior, motor en la parte superior) y el fluido es producido por el espacio anular entre la TF y TR.	-Iguales problemas presentados en el CET. -Utilización del CET en pozos muertos. -Tiempo de instalación con el CECT.	Iguales beneficios que el CET además de que es una instalación más rápida y se puede utilizar el CICT con el pozo vivo.
Intervención con línea de acero	2011	Este método consiste en que el BEC puede ser instalado o removido de un pozo sin el uso de una plataforma de perforación o de reparación. La tecnología para este método es comúnmente referida a un "conector mojado" del fondo del pozo. Esto es una conexión de poder que puede ser instalada y mantenida en el pozo para proveer energía al ESP.	-Bajar y sacar el ESP convencional con TP es tardado. -Necesidad de una plataforma de perforación/reparación. -Altos costos y tiempos de reparación. -Mucho equipo en instalación superficial para instalación. - El ESP contiene la conexión de poder de manera que cuando el sistema es bajado, los pernos se alinean y la electricidad fluye al ESP.	El ESP tiene un conector para unirse con la conexión del agujero pero ya no se corre ni TP ni cable, sólo la línea de acero es requerida para instalar el ESP. Esto significa que cualquier instalación o retiro del ESP subsecuente puede ser logrado sin necesidad de una plataforma convencional, salvando así costos y tiempos. Se pueden instalar sistemas de control debajo de la bomba, permitiendo la intervención en pozos vivos y ya que no se requiere TP para instalarlo, un BOP puede ser suficiente para el control en superficie.

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	Efecto de falla que soluciona	BENEFICIOS
REDA Hotline para sistemas ESP	2008	Un sistema ESP en el que sus principales componentes (motor, bomba, cable y protectores) están fabricados con materiales resistentes a este tipo de ambientes, y que cuentan con modificaciones en algunas partes de ellos.	Ambientes abrasivos, corrosivos y con altas temperaturas.	<p>Extiende la vida útil del equipo en aplicaciones desarrolladas en ambientes severos, extiende el rango de operación del equipo e incrementa la producción en procesos de recuperación térmicos.</p> <p>Por la resistencia sus componentes, estos sistemas pueden manejar una fracción de gas de hasta un 95% cuando se combina con manejadores avanzados y separadores de gas.</p>
Manejadores Avanzados de Gas (AGH y Poseidon)	2003	El manejador avanzado de gas en un aditamento cuya finalidad es la de reducir las burbujas de gas libre en el fluido para que la bomba pueda operar sin presentar problemas a causa de él.	Interferencia de gas de la bomba.	<p>Incrementa la producción de manera considerable en pozos que se consideraban demasiado gaseosos para el ESP, previene la degradación del comportamiento de la bomba, extiende la vida útil del equipo al eliminar el ciclaje de la bomba ocasionado por los bloqueos de gas y tiene una mayor confiabilidad en ambientes arenosos y abrasivos.</p> <p>Estos sistemas pueden manejar una fracción de gas hasta de 45% y 75% respectivamente.</p>

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	Efecto de falla que soluciona	BENEFICIOS
REDA Maximus para sistemas ESP	2005 y 2011	Un sistema ESP en el que sus componentes, además de estar integrados, cuentan con la tecnología "plug-and-play" que permite la reducción de tiempos de operación. Compatibles con las herramientas de monitoreo de presión y temperatura Phoenix de fácil instalación cuya utilización previene la mortalidad temprana de los equipos.	Tiempos de operación y Confiabilidad del sistema (Monitoreo en tiempo Real).	Operaciones realizadas con el cable de corriente, lo cual reduce el tiempo no productivo, instalación simplificada, maximiza la producción basándose en los datos de desempeño del sistema ESP, operación y monitoreo confiables que reducen la mortalidad del sistema BEC y por consiguiente extienden su vida útil, curvas de comportamiento de la bomba no degradada a causa de las operaciones en ambientes gaseosos.
Sistema de Conexión de Alto Voltaje Mejorado (Horizontal)	2005	Remoción de los accesorios de alineación y conexión del conector y la utilización de componentes mecánicos específicos y partes del colgador de la tubería para proveer funcionalidad, la alineación del conector y la operación del mismo son provistas por un mecanismo de conexión mecánico construido de manera externa al cuerpo del árbol de válvulas, expansión de la recámara para	Tiempos y problemas operativos debido a la posición y arreglo de la conexión de alto voltaje en el árbol de válvulas para ESP.	Un sistema de conexión de alto voltaje horizontal facilita y provee ahorros económicos importantes en ambientes submarinos con presiones extremadamente altas mediante la utilización de técnicas de terminación convencional mediante la utilización de herramientas estándares y comunes, además de que el monitoreo del pozo es mandado directamente el barco de perforación, no es necesaria la remoción de los preventores (BOP) para realizar operaciones de mantenimiento o de terminación.

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	Efecto de falla que soluciona	BENEFICIOS
		los contactos incorporados, punto de entrada horizontal que permite incorporar un colgador de la tubería y una capa interna del árbol estándares.		
Métodos fríos y calientes en la explotación de crudos pesados con ESP.		<p>Los métodos fríos consisten en inyectar algún fluido (ligero) que combinado con el fluido de la formación (pesado), reduzca la viscosidad de este, para que el levantamiento a superficie sea más fácil.</p> <p>Los métodos calientes consisten en aumentar la temperatura del fluido de la formación para que de esta manera se reduzca la viscosidad de este, actualmente es posible combinar una inyección de vapor con los nuevos componentes del ESP resistentes a altas temperaturas.</p>	<p>-Fallas de componentes del ESP en producción de fluidos viscosos.</p> <p>-Baja producción de fluidos viscosos.</p> <p>-Más energía y potencia del equipo ESP.</p>	<p>Al reducir la viscosidad del fluido de la formación, se requiere menos energía y potencia para producir volúmenes más grandes de hidrocarburos.</p> <p>Los componentes del ESP no se encontrarán tan "Exigidos" debido a que los problemas de bombear un fluido muy viscoso se verán reducidos.</p>

## 10. CONCLUSIONES

En Colombia más del 47% de la producción nacional proviene de crudos pesados (los cuales contienen altas concentraciones de metales, asfáltenos, resinas y alta viscosidad lo que los hace más costosos de producir y refinar) y el potencial de nuevas reservas están en zona sur de la cuenca de los llanos orientales y el Magdalena Medio las cuales tienen condiciones que favorecen la acumulación de crudos pesados y extra pesados lo que hace a los petróleos pesados una fuente importante de energía.

La propiedad más importante de los petróleos pesados y que determina en las empresas productoras de petróleo el método y la tecnología a usar para la recuperación del petróleo pesado es la viscosidad (los crudos pesados son de naturaleza asfaltenica y muestran un cambio permanente de la viscosidad con la temperatura (una reducción de 50% cada 10°C)) y esta depende significativamente de la temperatura. Cuando la temperatura aumenta disminuye la viscosidad aparente, densidad y esfuerzos de corte en el transporte de petróleo pesado.

Establecer un método adecuado para la toma de muestras, la recopilación de la información de la viscosidad en sitio (registros) y un análisis de laboratorio que incluya (destilación simulada, análisis SARA, comportamiento de fases PVT) son vitales para definir el modelo de producción y la predicción de recuperación de reservas.

En la producción de petróleos pesados se utilizan alternativas de recuperación de petróleo pesado en frío (dilución, inyección de agua y extracción de petróleo asistida por vapor VAPEX) las cuales son normalmente usados en petróleos pesados de viscosidades menores o iguales a 200 cP (aceites moderadamente viscosos). Y alternativas de producción de petróleo asistidas termalmente (Estimulación cíclica de vapor de agua, combustión en sitio y drenaje gravitacional asistida por vapor (SAGD)) los cuales se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir. Las alternativas en frío y asistidas termalmente se utilizan para disminuir la viscosidad, los requerimientos de potencia y aumentar la producción y factor de recobro de los yacimientos con crudos pesados.

Los sistemas de bombeo mecánico se utilizan en los pozos de petróleo pesado gracias a: la baja presión requerida en la entrada de la bomba de subsuelo, se adapta a pozos que presentan problemas de arena (el manejo de arenas se encuentra alrededor del 5% (V/V), esto depende del tamaño y dureza del grano de arena, adicional al valor de la aceleración), parafinas e incrustaciones ya que

pueden ser usados con aplicaciones de producción de petróleo asistidas termalmente ya que las bombas de subsuelo de metalurgias especiales pueden operar a altas temperaturas y baja producción (<100 bpd) en presencia de agentes corrosivos. Dentro de las modificaciones para pozos de petróleo pesado se usan sartas de varillas de aleaciones especiales y varillas continuas debido a las altas cargas que se presentan por la alta fricción de la bomba de subsuelo y las modificaciones recomendadas en casos exitosos tales como: los cambios de las bombas de subsuelo (bombas de válvulas de tubería tipo TH, para aumentar el área de bombeo, bombas de válvula Darrt (válvulas huecas), para corregir los problemas de pandeo debido a que la alta viscosidad del petróleo pesado genera altas cargas de compresión en los extremos de la varillas).

Las recomendaciones generales que se tienen en el Bombeo mecánico en pozos de petróleo pesado son:

- Pistones ranurados (con longitudes entre 3" y 4" preferiblemente se debe minimizar la longitud del pistón y anillos (entre 10 y 20 anillos) para disminuir la fricción y barrer las paredes del barril y disminuir la fricción). Gap entre pistón y barril entre 0.006" y 0.008" para garantizar la lubricación entre pistón y barril debido a la alta viscosidad del petróleo pesado.
- Válvulas con bolas cerámicas y asientos de carbide (materiales más resistentes a la abrasión y a la corrosión).
- Anclas de tubería tipo tensión: debido a la alta viscosidad de los petróleos pesados hacen que en el sistema de bombeo mecánico se presenten altas variaciones de cargas y esto induce en las sartas de tubería de producción inducen un movimiento variable lo cual resulta en fricción excesiva entre la sarta de varilla y la tubería de producción razón por la cual son necesarias las anclas de tubería.
- Barras de peso o SINKER BARS para ayudar a bajar las varillas durante la carrera descendente, para evitar problemas de pandeo de varillas al final de la sarta, para mantener tensionadas las varillas de fibra de vidrio (en las sartas con varillas de fibra de vidrio).

Los aspectos a tener en cuenta en la optimización del sistema de bombeo mecánico son: Las pruebas de campo, las mediciones acústicas y el dinagrama.

Los sistemas de bombeo electrosumergible ESP utilizados en pozos de crudo pesado requieren de un sistema eléctrico muy confiable. Normalmente se utilizan en aplicaciones de explotación de petróleo en frío (no se usan con alternativas de recuperación de petróleo asistidas termalmente con temperaturas mayores a 170°C debido a las limitaciones de temperatura del motor de subsuelo) como la

dilución (para disminuir la viscosidad del petróleo) e inyección de agua ya que son excelentes para manejo de altos volúmenes de producción.

La aplicación de los sistemas ESP en pozos de petróleo pesado se deben al desarrollo de impulsores y difusores resistentes a la corrosión y a la abrasión (materiales resistentes a ambientes extremos), cables con aislamientos de EPDM y forros de nitrilo, EPDM o plomo con rangos de operación de 275°F a 450°F dependiendo de la configuración.

Además de las mojaras en los materiales para la fabricación de los cables y bombas de subsuelo los sistemas ESP deben utilizar herramientas de monitoreo de presión y temperatura para generar curvas de comportamiento que permitan ajustar las variables operacionales y reducir la mortalidad del sistema ESP.

Los análisis de falla que se efectúan en los sistemas de bombeo reflejan las condiciones que se tienen de operación, con estos se logra detectar las causas de falla y permiten tomar medidas correctivas para lograr una operación más eficiente.

Las necesidad de mayor aprovechamiento de reservas, condiciones extremas de operación (temperatura y presión altas, presencia de sólidos y agentes corrosivos) han dado pie a nuevas tecnologías en los sistemas de levantamiento artificial las cuales representan una constante oportunidad para la investigación y desarrollo de negocios en y con los productores de petróleos pesados.

## BIBLIOGRAFIA

ALVAREZ LACAYO, Francisco Antonio, VGA CASTRO, José Manuel, Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2008.

ARÉVALO GUERRA, Heider Alonso, APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANALISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR) PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO EN LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE MARES DE ECOPEPETROL S.A., Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

BARRÓN, Osvaldo, SÁNCHEZ, Gerardo, SOLUCIONES PARA PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN EL BOMBEO MECÁNICO, Tesis de pregrado Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F. Ciudad Universitaria. 2009.

BOMBEO MECÁNICO OPTIMIZACIÓN, DIAGNOSTICO Y OPERACIÓN, ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP, PARTIDAS Héctor, Instalaciones de PDVSA, SAN TOME Edo. ANZOÁTEGUI - VENEZUELA.

CARDOZO RODRIGUEZ, Néstor Armando, PABON ROJAS, Luis Miguel, ANALISIS DE FALLA DE POZOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO CANTAGALLO, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga 2009.

CHARRY, Carolina, REINA, John, NUEVAS PRÁCTICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE APLICACIÓN DEL ARBOLES DE DECISIÓN, Tesis de pregrado de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2012.

CUBIDES, Laura, PEÑA, Paula. "SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES OPERACIONALES EN EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO". Tesis de pregrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

DIAZ HERNANDEZ, Jaime Alberto, TASCO QUINTERO, Jhon Alexander, APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANALISIS CAUSA RAÍZ (ACR) PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS CRÍTICOS DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2007.

DÍAZ MUÑOZ, Eduardo José, SANABRIA CALDERÓN, Karol Francisco, METODOLOGÍA PARA LA ESPECIFICACIÓN DEL MOTOR EMPLEADO EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DE CRUDO, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2010.

DONG, Liu, ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES) EN EL CAMPO BARE, FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO, UNIVERSIDAD SIMON BOLIVAR, SARTANEJAS, MAYO DEL 2007.

GARCIA, Fabian, VLEUGELS, Alejandro, SANCHEZ, Juan, HIRSCHFELDT, Marcelo, Criterios de selección de bombas mecánicas de profundidad no convencionales, PAN AMERICAN ENERGY (PAE), 2010.

GONZÁLEZ FUENTES, Pilar, VARGAS REYES, Diana Beatriz, OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECANICO DEL SECTOR M-14 DEL CAMPO TIBÚ USANDO HERRAMIENTAS ECHOMETER, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2012.

MALAVERA CASTRO, Nora Joselyn, RAMIREZ TRUJILLO, Russdel, METODOLOGÍA PARA LA ESPECIFICACIÓN DEL MOTOR EMPLEADO EN EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CRUDO, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2011.

MALDONADO PEREZ, Lelis Aylim, ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO Y VIDA ÚTIL DE LAS VARILLAS EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO PCP Y BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Facultada de Ingenierías Fisicoquímicas, Bucaramanga, 2012.

MONTES PÁEZ, Erik Giovanni, PACHECO RODRIGUEZ, Héctor David, APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN YACIMIENTOS PROFUNDOS, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2006.

OSPINA ALVAREZ, Jonathan, BELTRAN RIVERA, Leonardo, METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE BAYES EN EL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE FALLA DE LOS EQUIPOS DE FONDO, ASOCIADOS A LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO: BOMBEO MECÁNICO Y ELECTROSUMERGIBLE COMO HERRAMIENTA DINÁMICA PARA ASEGURAR LA GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO ECOPEPETROL S.A., Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2012.

OUTTULICH, Mario, GARCIA, Federico, GRANDE, Roberto, PRODUCCIÓN EN YACIMIENTO NO CONVENCIONALES, PAN AMERICAN ENERGY LLC, Noviembre 2009.

PEÑA SUESCUN, Fredy Alonso, PROYECTO DE GRADO EN LA MODALIDAD DE PRACTICA EMPRESARIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, DESCRIPCIÓN, DISEÑO Y MONITOREO. SCHLUMBERGER-WCP-ARTIFICIAL LIFT, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2011.

REY BOTTO, Blas Octavio, OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DE LA SECCIÓN 67 DE LOS CAMPOS PETROLEROS "ING GUSTAVO GALINDO VELASCO", Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2004.

RODRIGUEZ CARVAJAL, Milton José, Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de Bombeo mecánico en el campo Casabe, Escuela de

ingeniería de petróleos, Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

TOQUERI JUAREZ, Fidel, CAMPOS CEVERA, Mario Alberto, NUEVOS DESARROLLOS DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SUMERGIDO EN INSTALACIONES COSTA AFUERA, Facultad de Ingeniería, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO, México D.F. Ciudad Universitaria, Agosto 2012.

TORRADO SOTO, Diego Alberto, DÍAZ GÓMEZ, Fernando, VILLAMIZAR LÓPEZ, Jefferson Giovanni, BUITRAGO ROZO, Jorge Humberto, AGUILAR GÓMEZ, Luis Andrés, Escuela de Ingeniería Mecánica, Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2011.

W.A. MARTINEZ - ECOPETROL; J.M. GALINDO - ECOPETROL; J.A. ARCHILA - ECOPETROL; R.A. GUZMAN - CENTRILIFT NUEVA TECNOLOGÍA DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES PARA AUMENTO DE EXTRACCIÓN EN POZOS LIMITADOS POR ALTA CARGA EN EJES CONVENCIONALES EN CAMPO TELLO. ARTICULO TECNICO, 2009 ACIPET