

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL ESPCP EN UN CAMPO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA  
A PARTIR DE UN ANÁLISIS DE FALLAS**

**PAULA ANDREA CASALLAS CORTÉS  
JACOBO ALBERTO CUY LARIOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL ESPCP EN UN CAMPO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA  
A PARTIR DE UN ANÁLISIS DE FALLAS**

**PAULA ANDREA CASALLAS CORTÉS  
JACOBO ALBERTO CUY LARIOS**

**Proyecto Integral de Grado para optar título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
CAMILO GONZÁLEZ ARTUNDUAGA  
Ingeniero Mecánico**

**Orientador:  
ADRIANGELA CHIQUINQUIRA ROMERO SANCHEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero  
Docente Orientador

---

Ing. Claudia Angélica Rubio Arvilla  
Jurado 1

---

Ing. Jorge Luís Ramos Ramos  
Jurado 2

Bogotá D.C., Febrero de 2019

## DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

*Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios o ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.*

## **DEDICATORIA**

*Dedico este logro a mis padres, John William Casallas y Sandra Lucia Cortés, por ser el motor de mi vida, por su amor y apoyo incondicional, por haberme guiado y escuchado a lo largo de este camino, sin ustedes nada de esto hubiera sido posible, son el mejor ejemplo de vida que tengo. Todo esto es de y para ustedes.*

*A mis hermanas, Erika Paola Casallas y Laura Camila Casallas, por ser la mejor compañía y las mejores amigas del mundo entero, por escucharme y aconsejarme siempre, sin ustedes nada sería lo mismo.*

*A mi familia y a Dios, por apoyarme y guiarme en todo momento y por siempre creer en mí.*

*A mi compañero Jacobo Cuy, por su dedicación y esfuerzo para llevar a cabo este proyecto.*

**Paula Andrea Casallas Cortés**

## **DEDICATORIA**

*A Dios por permitirme cumplir este objetivo, brindándome salud y conocimiento.*

*A mis padres Betty Larios y Jairo Cuy, por su amor, dedicación, apoyo y ejemplo necesarios para mi formación como profesional y persona, todo se los debo a ustedes.*

*A mis hermanos Rebecca y Jeremías por ser una motivación para llevar a cabo mis objetivos.*

*A Rubén Pinto y Yuleima Torres por acompañarme y aportarme en diferentes aspectos positivos a lo largo de mi vida.*

*A mi abuela Ángela Martínez por su amor y confianza durante todo este tiempo.*

*A mi compañera Paula Casallas, por su dedicación y esfuerzo para llevar a cabo este proyecto.*

**Jacobo Cuy Larios**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos principalmente a nuestro director, el ingeniero Camilo González por haber aportado su experiencia, conocimiento, paciencia y tiempo para la realización de este proyecto.

A la empresa Baker Hughes, a GE company de Colombia por brindarnos la oportunidad de realizar este trabajo de grado y por suministrar toda la información necesaria para el desarrollo del mismo.

Al ingeniero Duvan Pinto por habernos orientado y colaborado tanto en el aspecto técnico como financiero.

A toda la línea de Artificial Lift de la compañía y al área de monitoreo por su disposición, apoyo y conocimiento brindado.

A la ingeniera Daniela Parada (QEPD) por habernos motivado a llevar este proyecto a cabo.

A nuestra orientadora Adriangela Romero quien siempre estuvo a disposición de brindarnos su conocimiento y guiarnos hacia la elaboración adecuada del proyecto.

A la ingeniería geóloga Rosa Amelia Parra, por su conocimiento y orientación en los aspectos geológicos del proyecto.

Al asesor Vicente Calad, por su conocimiento y orientación en los aspectos financieros del proyecto.

A todos los docentes de la universidad que aportaron en nuestro desarrollo profesional y personal como ingenieros de petróleos a lo largo de estos años.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>28</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>29</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO VMM</b>	<b>30</b>
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	30
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	32
1.3.1 Columna estratigráfica	32
1.3.2 Estratigrafía	34
1.3.3 Geología estructural	37
1.3.4 Geología del petróleo	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	40
1.4.1 Métodos de Producción	40
1.4.2 Tiempo de Producción	42
1.4.3 Número de Pozos	43
1.4.4 Características del Yacimiento	43
<b>2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESPCP Y CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN EN EL CAMPO</b>	<b>44</b>
2.1 SISTEMA ESPCP	44
2.1.1 Principio de funcionamiento	46
2.1.2 Equipos	47
2.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA	53
2.2.1 Información básica	53
2.2.2 Evaluación de materiales	54
2.2.3 Capacidad de producción	55
2.2.4 Cálculos de gas	58
2.2.5 Selección de la bomba	62
2.2.6 Potencia Requerida	64
2.2.7 GRU, FSA y Selección de los sellos	65
2.2.8 Selección del Cable	66
2.2.9 Variador de frecuencia (VSD)	67
2.3 APLICACIONES DEL SISTEMA	69
2.4 CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN	74
2.5 ANTECEDENTES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESPCP EN EL CAMPO VMM	78
<b>3. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES CRÍTICAS QUE AFECTAN EL SISTEMA ESPCP EN EL CAMPO</b>	<b>79</b>
3.1. PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE FALLAS EN LOS EQUIPOS ESPCP DEL CAMPO	79

3.1.1 Sacada del equipo del pozo	79
3.1.2 Recolección de información	79
3.1.3 Inspección y desarme del equipo	79
3.1.4 Análisis de falla y determinación de la causa raíz	79
3.1.5 Identificación y ejecución de acciones eficientes para prevenir fallas	80
3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS FALLAS	81
3.2.1 Definición de las categorías establecidas.	81
3.2.1 Posibles causas de falla de los componentes del equipo ESPCP	83
3.2.2 Posibles causas de fallas no asociadas al sistema de levantamiento	84
3.3 FALLAS PRESENTADAS EN LOS EQUIPOS ESPCP DEL CAMPO	86
3.3.1 Clasificación de los pozos según componente fallado.	87
3.3.2 Incidencia y razón de falla en cada uno de los componentes del sistema ESPCP	95
3.4 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES CRITICAS	98
<b>4. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL RUN LIFE DE LOS EQUIPOS ESPCP A PARTIR DE TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE SUPERVIVENCIA CONSIDERANDO LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE FALLAS</b>	100
4.1 ANÁLISIS DE SUPERVIVENCIA	100
4.2 COMPORTAMIENTO DEL RUN LIFE MEDIANTE UN ANÁLISIS DE SUPERVIVENCIA	102
4.2.1 Supervivencia de los equipos ESPCP del Campo VMM.	102
4.3 ANÁLISIS DE SUPERVIVENCIA PARA CADA VARIABLE CRÍTICA	103
4.3.1 Torque	103
4.3.2 Gas into Pump	107
4.3.3 Frecuencia	108
4.3.5 Pump Intake Pressure (PIP)	113
4.3.7 Presión de descarga	116
4.3.8 Voltaje Motor	116
4.3.9 Corriente del moto.	118
4.3.10 Temperatura del motor	119
4.3.11 Carga del eje del motor	119
4.3.12 Carga en el eje del sello	120
4.3.13 Carga del motor	124
4.3.14 Contenido de sólidos	124
<b>5. EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESPCP MEDIANTE EL SOFTWARE AUTOGRAPH PC PARA LOS POZOS DEL CAMPO QUE PRESENTARON MAYOR CANTIDAD DE FALLAS</b>	126
5.1 POZO VMM 61	127
5.1.1 Condiciones diseño	127
5.1.2 Condiciones de operación al momento de la falla	131
5.1.3 Diseño propuesto pozo VMM 61	136
5.2 Pozo VMM 37	143

5.2.1 Condiciones de diseño	143
5.2.2 Condiciones de operación al momento de la falla	147
5.2.3 Diseño propuesto pozo VMM 37	151
5.2.4 Estimación Run Life diseño propuesto.	158
<b>6. EVALUACIÓN MEDIANTE LA METODOLOGÍA DEL VALOR PRESENTE NETO (VPN) LA POSIBLE DISMINUCIÓN DE LOS RECURSOS ACTUALES DESTINADOS A CUBRIR GARANTÍAS POR PARTE DE LA COMPAÑÍA</b>	<b>159</b>
6.1 INGRESOS DE LA COMPAÑÍA	159
6.1.2 Valores de referencia	159
6.2 COSTO DE MERCANCIA VENDIDA Y EGRESOS DE LA COMPAÑÍA POR CONCEPTO DE GARANTIAS	160
6.2.1 Costos asociados a la detección de una falla	161
6.2.2 Egresos de la compañía por falla prematura de los equipos	162
6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	164
6.3.1 Valor Presente Neto (VPN)	164
6.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	164
6.3.3 Flujo de caja	164
6.4 FLUJO DE CAJA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS	166
6.5 ANÁLISIS Y CONCLUSIONES DE LOS INDICADORES FINANCIEROS	170
<b>7. CONCLUSIONES</b>	<b>171</b>
<b>8. RECOMENDACIONES</b>	<b>173</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>174</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Características Petrofísicas Campo VMM	43
<b>Tabla 2.</b> Tipos de elastómero y parámetros para su elección.	55
<b>Tabla 3.</b> Características generales bajo las cuales opera el sistema ESPCP en el campo VMM	74
<b>Tabla 4.</b> Características de yacimiento bajo las cuales opera el sistema ESPCP en el Campo VMM	75
<b>Tabla 5.</b> Condiciones Actuales de Operación de los equipos ESPCP actualmente en operación	76
<b>Tabla 6.</b> Condiciones Actuales de Operación del Yacimiento	77
<b>Tabla 7.</b> Valores de torque recomendados para diferentes frecuencias	106
<b>Tabla 8.</b> Valores de BHP recomendados para diferentes frecuencias	110
<b>Tabla 9.</b> Torque máximo en el eje del sello	123
<b>Tabla 10.</b> Tabla resumen parámetros Pozo VMM 61	140
<b>Tabla 11.</b> Tabla resumen parametros Pozo VMM 37	156
<b>Tabla 12.</b> Ingresos de la compañía	160
<b>Tabla 13.</b> Ingresos por ventas anuales por venta equipo ESPCP	160
<b>Tabla 14.</b> Costos por equipo	161
<b>Tabla 15.</b> Pozos VMM que presentaron falla directa	162
<b>Tabla 16.</b> Egresos de la compañía por concepto de garantías.	163
<b>Tabla 17.</b> Gastos de venta y gastos administrativos	165
<b>Tabla 18.</b> Flujo de caja año 2012 al 2017	165
<b>Tabla 19.</b> Gastos venta y gastos administrativos	168
<b>Tabla 20.</b> Flujo de caja año 2018 al 2022	169

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Histórica producción de crudo e inyección de agua 2005-2015.	42
<b>Gráfica 2.</b> Inflow performance reference curve.	58
<b>Gráfica 3.</b> Incidencia y razón de falla en la caja reductora (GRU).	96
<b>Gráfica 4.</b> Incidencia y razón de falla en la bomba PCP.	96
<b>Gráfica 5.</b> Incidencia y razón de falla en los sellos.	96
<b>Gráfica 6.</b> Incidencia y razón de falla en el cable.	97
<b>Gráfica 7.</b> Incidencia y razón de falla en el Flex Shaft (FSA).	97
<b>Gráfica 8.</b> Incidencia y razón de falla en el Motor ESP.	97
<b>Gráfica 9.</b> No Falla.	98
<b>Gráfica 10.</b> Curva de supervivencia del equipo ESPCP en el Campo VMM.	102
<b>Gráfica 11.</b> Torque vs Run life.	104
<b>Gráfica 12.</b> Curva de supervivencia torque.	105
<b>Gráfica 13.</b> Torque normalizado con frecuencia.	105
<b>Gráfica 14.</b> Relación Torque/Frecuencia.	107
<b>Gráfica 15.</b> Gas into pump vs Run life.	107
<b>Gráfica 16.</b> Frecuencia vs Run life.	108
<b>Gráfica 17.</b> Curva de supervivencia Frecuencia.	109
<b>Gráfica 18.</b> Frecuencia normalizada con BHP.	109
<b>Gráfica 19.</b> Frecuencia normalizada con Shaft HP.	111
<b>Gráfica 20.</b> Frecuencia normalizada con Caudal.	111
<b>Gráfica 21.</b> RPM vs Run life.	112
<b>Gráfica 22.</b> Curva de supervivencia RPM.	113
<b>Gráfica 23.</b> Curva de supervivencia PIP.	113
<b>Gráfica 24.</b> TDH vs Run life.	114
<b>Gráfica 25.</b> Curva de supervivencia TDH.	115
<b>Gráfica 26.</b> TDH normalizado con presión máxima bomba.	115
<b>Gráfica 27.</b> Curva de supervivencia presión de descarga.	116
<b>Gráfica 28.</b> Voltaje Motor vs Run life.	117
<b>Gráfica 29.</b> Voltaje normalizado con frecuencia.	117
<b>Gráfica 30.</b> Curva de supervivencia corriente motor.	118
<b>Gráfica 31.</b> Temperatura del motor vs Run Life.	119
<b>Gráfica 32.</b> Carga eje del motor vs Run Life.	120
<b>Gráfica 33.</b> Carga eje sello vs Run Life.	121
<b>Gráfica 34.</b> Supervivencia carga en el eje del sello.	122
<b>Gráfica 35.</b> Torque en el eje del sello.	123
<b>Gráfica 36.</b> Carga del motor vs Run life.	124
<b>Gráfica 37.</b> Contenido de sólidos vs Run Life.	125

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación del Campo VMM, Valle Medio del Magdalena, Colombia	31
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica de la cuenca del VMM	33
<b>Figura 3.</b> Mapa estructural tope Zona C Campo VMM. Sección esquemática	38
<b>Figura 4.</b> Esquema estructural Campo VMM de una línea sísmica arbitraria.	39
<b>Figura 5.</b> Componentes de un Sistema ESPCP	44
<b>Figura 6.</b> Proceso de formaciones de cavidades en la bomba	47
<b>Figura 7.</b> Componentes de superficie y subsuelo de un Sistema ESPCP	48
<b>Figura 8.</b> Variador de Frecuencia	49
<b>Figura 9.</b> Motor Electrosumergibe	50
<b>Figura 10.</b> Cable de potencia	50
<b>Figura 11.</b> Caja Reductora	51
<b>Figura 12.</b> Eje Flexible	51
<b>Figura 13.</b> Bomba Cavidades Progresivas	52
<b>Figura 14.</b> Sistemas PCP, ESP Y ESPCP	53
<b>Figura 15.</b> Clasificación de las fallas que pueden ocurrir en el sistema ESPCP y posible componente fallado.	82
<b>Figura 16.</b> Curva de Analisis de Supervencia	101
<b>Figura 17.</b> Sistemas de producción "Autograph PC"	126
<b>Figura 18.</b> Pestaña de Well a condiciones de diseño "Autograph PC"	127
<b>Figura 19.</b> Pestaña de Bomba a condiciones de diseño "Autograph PC"	128
<b>Figura 20.</b> Pestaña de Motor a condiciones de diseño "Autograph PC"	129
<b>Figura 21.</b> Pestaña de Sello a condiciones de diseño "Autograph PC"	130
<b>Figura 22.</b> Curva IPR Pozo VMM 61 a las condiciones iniciales	131
<b>Figura 23.</b> Pestaña Well al momento de la falla "Autograph PC"	132
<b>Figura 24.</b> Pestaña de bomba al momento de la falla "Autograph PC"	133
<b>Figura 25.</b> Pestaña motor al momento de la falla	134
<b>Figura 26.</b> Pestaña sello al momento de la falla VMM 61	135
<b>Figura 27.</b> Curva IPR Pozo VMM 61 al momento de la falla	135
<b>Figura 28.</b> Pestaña well diseño propuesto "Autograph PC"	136
<b>Figura 29.</b> Pestaña bomba diseño propuesto "Autograph PC"	137
<b>Figura 30.</b> Pestaña motor diseño propuesto "Autograph PC".	138
<b>Figura 31.</b> Pestaña sello diseño propuesto "Autograph PC"	139
<b>Figura 32.</b> Curva IPR Pozo VMM 61 del diseño propuesto	139
<b>Figura 33.</b> Ejemplo para la estimacion del Run life del nuevo diseño.	142
<b>Figura 34.</b> Pestaña de Well a condiciones de diseño "Autograph PC"	143
<b>Figura 35.</b> Pestaña de bomba a condiciones de diseño "Autograph PC"	144
<b>Figura 36.</b> Pestaña de motor a condiciones de diseño "Autograph PC"	145
<b>Figura 37.</b> Pestaña de sello a condiciones de diseño "Atugraph PC"	146
<b>Figura 38.</b> Curva IPR Pozo VMM 37 a las condiciones iniciales	147
<b>Figura 39.</b> Pestaña Well al momento de la falla " Autograph PC"	147
<b>Figura 40.</b> Pestaña de bomba al momento de la falla "Autograph PC"	148

<b>Figura 41.</b> Pestaña de motor al momento de la falla "Autograph PC"	149
<b>Figura 42.</b> Pestaña de sello al momento de la falla "Autograph PC"	150
<b>Figura 43.</b> Curva IPR Pozo VMM 37 al momento de la falla	151
<b>Figura 44.</b> Pestaña Well diseño propuesto "Autograph PC"	151
<b>Figura 45.</b> Pestaña de bomba diseño propuesto "Autograph PC"	152
<b>Figura 46.</b> Pestaña de Motor diseño propuesto "Autograph PC"	153
<b>Figura 47.</b> Pestaña de sello diseño propuesto "Autograph PC"	154
<b>Figura 48.</b> Curva IPR Pozo VMM 27 con el diseño propuesto	155

## LISTA DE DIAGRAMAS

	<b>pág.</b>
<b>Diagrama 1.</b> Clasificación de las fallas presentadas.	87
<b>Diagrama 2.</b> Diagrama esquemático del pozo VMM 61.	141
<b>Diagrama 3.</b> Diagrama esquemático pozo VMM 37.	157

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Índice de productividad.	55
<b>Ecuación 2.</b> Pwf a la tasa de producción deseada.	56
<b>Ecuación 3.</b> Tasa máxima de producción para yacimientos saturados.	56
<b>Ecuación 4.</b> Tasa de producción a diferentes valores de Pwf.	57
<b>Ecuación 5.</b> Pwf a diferentes tasas de producción.	57
<b>Ecuación 6.</b> Relación Gas-Petróleo.	59
<b>Ecuación 7.</b> Factor volumétrico del gas.	59
<b>Ecuación 8.</b> Factor volumétrico del petróleo.	60
<b>Ecuación 9.</b> Gas total.	60
<b>Ecuación 10.</b> Gas en solución.	60
<b>Ecuación 11.</b> Gas libre.	61
<b>Ecuación 12.</b> Volumen total.	61
<b>Ecuación 13.</b> % de gas libre.	61
<b>Ecuación 14.</b> Presión del Intake.	62
<b>Ecuación 15.</b> Presión de Descarga.	62
<b>Ecuación 16.</b> Velocidad Requerida de operación (RPM).	63
<b>Ecuación 17.</b> Potencia del Agua (WHP).	64
<b>Ecuación 18.</b> Caballos de fuerza del freno viscoso (BHPV).	64
<b>Ecuación 19.</b> Caballos de fuerza hidráulicos.	64
<b>Ecuación 20.</b> Torque.	65
<b>Ecuación 21.</b> kVA requeridos.	67
<b>Ecuación 22.</b> Caballos de fuerza (HP).	68
<b>Ecuación 23.</b> Amperajes (I).	68
<b>Ecuación 24.</b> Probabilidad de falla.	103
<b>Ecuación 25.</b> Probabilidad de supervivencia.	103
<b>Ecuación 26.</b> Torque en el eje del sello.	122

## LISTA DE CUADROS

	pág
<b>Cuadro 1.</b> Ventajas y limitaciones del Sistema ESPCP	45
<b>Cuadro 2.</b> Aplicabilidad de los Sistemas de Levantamiento presentes en el Campo de estudio.	70
<b>Cuadro 3.</b> Razones generales de pulling de equipo ESPCP	80
<b>Cuadro 4.</b> Subcomponentes Fallados equipo ESPCP	83
<b>Cuadro 5.</b> Razones por las que puede fallar los componentes de subsuelo del equipo ESPCP	84
<b>Cuadro 6.</b> Razones de fallas en los equipos ESPCP de Baker Hughes	86
<b>Cuadro 7.</b> Fallas en el GRU	88
<b>Cuadro 8.</b> Fallas en la bomba.	90
<b>Cuadro 9.</b> Fallas en el sello	92
<b>Cuadro 10.</b> Fallas No ESPCP	93
<b>Cuadro 11.</b> Fallas en el cable	93
<b>Cuadro 12.</b> Fallas en el Flex Shaft	94
<b>Cuadro 13.</b> Fallas Motor	95
<b>Cuadro 14.</b> Variables críticas identificadas	98

## LISTA DE ABREVIATURAS

**%:** Porcentaje  
**API:** American Petroleum Institute  
**ALS:** Sistema de Levantamiento Artificial  
**BP:** British Petroleum  
**BFPD:** Barriles de fluido por día  
**BN:** Barriles normales  
**BM:** Bombeo Mecánico  
**BOPD:** Barriles de Petróleo Producidos por Día  
**BWPD:** Barriles de Agua Producidos por Día  
**BWIPD:** Barriles de Agua Inyectada por Día  
**Bo:** Factor Volumétrico del Petróleo  
**Bw:** Factor Volumétrico del Agua  
**Bg:** Factor Volumétrico del Gas  
**BHPV:** Caballos de Fuerza del freno viscoso  
**ESP:** Bombeo Electrosumergible  
**ESPCP:** Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas  
**Ft:** Pies  
**F:** Grados Fahrenheit  
**FHP:** Fractional Horse Power  
**FSA:** Eje Flexible  
**GOR:** Gas-Oil Relationship  
**GRU:** Gear Reductor Unit (Caja Reductora)  
**HP:** Caballos de Fuerza  
**Kva:** Potencia Aparente  
**NEMA:** Asociación nacional de la fabricación eléctrica  
**PC:** Pies cúbicos  
**PSI:** Libras por Pulgada Cuadrada  
**Pwf:** Presión de Fondo Fluyente  
**RB/STB:** Barriles de Yacimiento/Barriles de Superficie  
**RPM:** Revoluciones por Minuto  
**SCF/STB:** Pies Cúbicos Normales/ Barriles de Superficie  
**TIO:** Tasa interna de oportunidad  
**TOC:** Total Organic Content  
**K:** Permeabilidad  
**OXY:** Occidental de Colombia  
**PCP:** Bombeo por Cavidades Progresivas  
**mD:** Milidarcies  
**VPN:** Valor presente neto  
**VMM:** Valle Medio del Magdalena  
**VSD:** Variador de Frecuencia  
**WHP:** Water Horse Power

## GLOSARIO

**ARENA:** fragmentos de rocas de dimensiones comprendidas entre 1/16 y 2 mm. Están compuestas mayormente de cuarzo y feldespatos, conteniendo además otros minerales, tomando el nombre del mineral de predominio o de importancia económica.<sup>1</sup>

**ARENISCA:** roca sedimentaria clástica, resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena. De acuerdo con el contenido de sus elementos o de su cementante, la arenisca puede denominarse: Arcosa (predominio de partículas de cuarzo), grauvaca (predominio de feldespatos), arenisca arcillosa (cementante arcilla), arenisca limosa (cementante limo), arenisca calcárea (cementante carbonatos), etc.<sup>2</sup>

**ARCILLA:** partículas finas, generalmente de silicatos, de dimensiones menores de 1/256 mm. Provenientes de la alteración física y química de las rocas y minerales. Los principales tipos de arcilla son: el caolín, la bentonita, la montmorillonita. El valor de las arcillas depende de las propiedades físicas y químicas, de su composición, etc. Las propiedades más importantes son la plasticidad, cohesión, resistencia a la tensión, poder de secado, poder de aglutinación, etc. Casi todas las arcillas son silicatos aluminicos complejos hidratados, contienen potasio, sodio, calcio, magnesio, hierro, etc.<sup>3</sup>

**ARCILLOLITA:** roca sedimentaria de origen detrítico, compacta y sin fisilidad formada por partículas del tamaño de la arcilla.

**ANTICLINAL:** plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen) a partir de un plano denominado axial<sup>4</sup>.

**BASALTO:** roca ígnea volcánica básica. Contiene esencialmente minerales ferromagnesianos (augita, hornblenda), feldespatos, plagioclasas y olivino. Se solidifica presentando prismas hexagonales "basalto columnar". Se erosiona dando la impresión de tener la morfología tipo carst. Su alteración da lugar a la formación de suelos calco-sódicos o magnesianos.<sup>5</sup>

**CABALGAMIENTO:** término usado para referirse a un plegamiento fallado (falla inversa) en el cual el bloque inferior o cabalgante se encuentra encima del bloque superior o cabalgado (bloque techo), dando lugar a que rocas más antiguas se encuentren sobreyaciendo a rocas más modernas.<sup>6</sup>

---

<sup>1</sup> JORDE DÁVILA BURGA. "Diccionario *geológico*". 2011. Pág 66

<sup>2</sup> Ibid., pág 69

<sup>3</sup> Ibid., pág 67

<sup>4</sup> Ibid., pág 69

<sup>5</sup> Ibid., pág 96

<sup>6</sup> Ibid., pág 132

**CAMPO:** es aquella área en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una o más reservas probadas. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.<sup>7</sup>

**CALIZA:** roca sedimentaria formada por la precipitación del carbonato de calcio, en las regiones batiales y abisales de los fondos marinos. Compuesta esencialmente de carbonato de calcio - calcita (CaCO<sub>3</sub>). Existen unidades estratigráficas de gran extensión y de gran potencia, formadas en los fondos marinos durante tiempos geológicos prolongados y que hoy se encuentran en áreas continentales, constituidas casi exclusivamente de calizas, intercaladas con margas y lutitas.<sup>8</sup>

**CLÁSTICA:** denominación dada a las rocas sedimentarias compuestas por fragmentos o partículas de materiales rocosos, que pueden ser: bloques, cantos, gravas, arenas, limos, lodo, arcilla, etc. Las rocas de acuerdo al tamaño de los fragmentos son: conglomerados, aglomerados, pudingas, areniscas, limolitas, argilitas, etc. Las rocas clásticas constituidas por fragmentos mayores se denominan psefitas y las constituidas por fragmentos menores se les denominan pelitas.<sup>9</sup>

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** es la representación gráfica utilizada en la geología para especificar y describir la secuencia de rocas de una localización determinada.

**CONCORDANCIA:** es un tipo de formación representada por una serie de depósitos que vienen seguidos unos a otros sin interrupción ni cambios relevantes en la naturaleza de la roca.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria compuesta de cantos rodados, cementados en una matriz fina (arena, limo, arcilla), algunas veces la matriz puede ser calcárea o silicosa y en ocasiones que el conglomerado ha sido sometido a fuertes presiones y temperaturas la matriz puede hallarse fundida.<sup>10</sup>

**CONGLOMERADO INTERFORMACIONAL:** conglomerado que ocurre dentro de una formación debido a causas geológicas extrañas.<sup>11</sup>

**CUARZO:** óxido silicio (SiO<sub>2</sub>). Se presenta en cristales prismáticos tabulares del sistema hexagonal, a veces amorfo. Presenta fractura conoidal, brillo vítreo, incoloro. Dureza 7 en la escala de Mohs, es uno de los minerales más comunes de

---

<sup>7</sup> SUBSECRETARIA DE HIDROCARBUROS. "Glosario de términos petroleros".PDF.2015

<sup>8</sup> JORDE DÁVILA BURGA. "Diccionario geológico". 2011. Pág 141

<sup>9</sup> Ibid., pág 184

<sup>10</sup> Ibid., pág 202

<sup>11</sup> Ibid., pág201

la corteza terrestre. Cristaliza directamente del magma (rocas ígneas)<sup>12</sup>.

**CUENCA:** estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la tierra donde se realiza la sedimentación.<sup>13</sup>

**DETRÍTICA:** roca formada por fragmentos o detritus provenientes de la erosión de rocas pre-existentes.<sup>14</sup>

**DELTAICO:** relativo a un área de depositación formada por un flujo de corriente cargada con sedimentos de origen aluvial formada cuando una corriente de agua entra al mar. Sus formas variables dependen de la interacción entre el río, las olas y la marea.<sup>15</sup>

**DISCORDANCIA:** es una superficie de erosión o de deposición de sedimentos, señalada en la secuencia estratigráfica por la falta de estratos. En una discordancia los depósitos jóvenes yacen sobre los depósitos antiguos sin solución de continuidad. Existen discordancias horizontales y angulares, éstas últimas son más definidas para el observador.<sup>16</sup>

**DOLOMITAS:** es una roca calcárea más resistente al proceso cárstico, dado a que está constituido por dolomía que es un carbonato doble de calcio y magnesio.<sup>17</sup>

**EROSIÓN:** destrucción de los materiales de la corteza terrestre por acción de los procesos geológicos. La erosión implica los siguientes procesos: fracturamiento, fisuramiento, alteración física y/o química hasta el momento de arranque de los materiales, sin considerar el transporte. Los agentes erosivos son: el agua, el viento, el hielo, la acción del sol dilatando las rocas durante el día y contrayéndolas durante la noche, la humedad, etc.<sup>18</sup>

**ESTRATIGRAFÍA:** es la ciencia que estudia la secuencia o sucesión de las capas o estratos que se han formado a través del tiempo geológico.<sup>19</sup>

**EVENTO ANÓXICO:** corresponde a breves periodos en los que predominan las condiciones empobrecidas en oxígeno disuelto en el océano global como resultado de profundas transformaciones en el ciclo del carbono. Estos eventos favorecieron el depósito de sedimentos ricos en carbono orgánico y la subsiguiente formación de

---

<sup>12</sup> Ibid., pág 226

<sup>13</sup> Ibid., pág 226

<sup>14</sup> Ibid., pág 250

<sup>15</sup> Ministerio de minas y energía. "Glosario Técnico Minero". PDF.2015

<sup>16</sup> JORGE DÁVILA BURGA. "Diccionario geológico". 2011. Pág 141

<sup>17</sup> Ibid., pág 267

<sup>18</sup> Ibid., pág 297

<sup>19</sup> Ibid., pág 315

rocas generadoras de hidrocarburos.

**FALLA:** desplazamiento de un bloque rocoso con respecto a otro colindante a éste o de ambos bloques, a través de un plano denominado "plano de falla". Las fallas son producto de esfuerzos tectónicos, producto de la epirogénesis, orogenia, diastrofismo, tectónica de placas o cualquier otro tipo de desplazamiento de parte de la corteza. Una falla ocasiona discontinuidad de las estructuras geológicas.<sup>20</sup>

**FALLA INVERSA:** es cuando el piso baja con respecto al techo o el techo sube con respecto al piso, o ambos bloques se desplazan en el sentido indicado. Las fallas inversas, generalmente son producto de los esfuerzos de compresión.<sup>21</sup>

**FALLA DE RUMBO:** en estas fallas predomina el desplazamiento horizontal, paralelo a la dirección de la falla.

**FELDESPATO:** familia de minerales silico-aluminosos potásicos, sódicos y/o cálcicos. Los feldespatos potásicos se denominan ortoclasas (ortosa y microclina). Los feldespatos son muy importantes en la determinación de la acidez o basicidad de las rocas ígneas, pues son constituyentes principales de casi todas ellas. Los feldespatos son los minerales más comunes en la corteza terrestre aparte del cuarzo. Los feldespatos se alteran fácilmente por efecto de la alteración química dando como resultado las arcillas de colores variados de acuerdo a los óxidos que contenga y al clima de la región.<sup>22</sup>

**FISIBILIDAD:** la fisibilidad es una propiedad que poseen algunas rocas de dividirse en capas, más o menos planas.

**FORMACIÓN:** es una secuencia de rocas, generalmente de características semejantes, en cuanto a litología, fósiles y edad. Por lo tanto, poseen una facies semejante, cuencas de deposición semejantes y cercanas, y fuentes de aportes de materiales también semejantes. Algunas formaciones tienen gran extensión territorial.<sup>23</sup>

**FLUJO NATURAL:** es la capacidad que tienen los pozos de desplazar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie con la energía interna que aporta el yacimiento.

**GEOLOGÍA:** es la ciencia que estudia la tierra, en todos sus aspectos y alcances, su origen, constitución, evolución, los procesos que se realizan en ella tanto interna

---

<sup>20</sup> Ibid., pág 329

<sup>21</sup> Ibid., pág 330

<sup>22</sup> Ibid., pág 333

<sup>23</sup> Ibid., Pág 349

como externamente a través del tiempo geológico.<sup>24</sup>

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** ciencia que se ocupa del estudio de los yacimientos de petróleo. Estudia su origen, época de formación, rocas favorables, condiciones geológicas favorables para su entrapamiento, su evaluación, etc.<sup>25</sup>

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** es la ciencia que estudia las deformaciones de la corteza terrestre relacionadas con el tiempo geológico. Estudia las deformaciones orogénicas, diastróficas, epirogénicas, etc. Las deformaciones pueden ser pliegues (homoclinales, anticlinales, sinclinales, domos, etc.), fallas (normales, inversas, etc.), intrusiones (vetas, diques, lacolitos, batolitos, etc.)<sup>26</sup>

**HIDROCARBURO:** son todos los productos naturales derivados de la putrefacción de la materia orgánica. Los hidrocarburos se presentan en la naturaleza como gases, líquidos, grasas y a veces sólidos, tales como los de la serie de los metanos, los hidrocarburos nafténicos y la serie benzénica y la brea. El hidrocarburo más importante que existe en el globo terrestre es el petróleo.<sup>27</sup>

**INTERFORMACIONAL:** materiales rocosos extraños depositados entre una secuencia estratigráfica.<sup>28</sup>

**KERÓGENO:** materia orgánica contenida en sedimentos bituminosos y que por destilación produce aceites minerales.<sup>29</sup>

**KERÓGENO TIPO I:** es de alto contenido de C/H y de bajo contenido de Oxígeno. Es procreador del Aceite

**KERÓGENO TIPO II:** es de contenido de C/H regular al igual que el oxígeno. Es procesador del Gas.

**INFRAYACE:** estrato o roca que reposa por debajo de otro superior.<sup>30</sup>

**LIMOLITA:** es una roca compuesta por fragmentos de limo, consolidados y diagenizados. La limolita es de origen sedimentario, clástico.<sup>31</sup>

**LITIFICACIÓN:** proceso mediante el cual los sedimentos son consolidados ((cementación y/o compactación) para formar una roca sedimentaria.

---

<sup>24</sup> Ibid., pág 369

<sup>25</sup> Ibid., pág 370

<sup>26</sup> Ibid., pág 371

<sup>27</sup> Ibid., pág 412

<sup>28</sup> Ibid., pág 442

<sup>29</sup> Ibid., pág 680

<sup>30</sup> Ibid., pág 439

<sup>31</sup> Ibid., Pág 500

**LITOLOGÍA:** es la parte de la geología que estudia las características de las rocas y los diferentes tipos de rocas existentes.

**LITOESTRATIGRAFÍA:** estudio, organización y clasificación de las rocas estratificadas en base a sus características litológicas.<sup>32</sup>

**LODOLITA:** roca formada por la consolidación de partículas finas, arcillas de color gris oscuro, a veces verdosa. En su origen tiene olor fétido por el ácido sulfídrico que contiene (H<sub>2</sub>S).<sup>33</sup>

**LUTITA:** roca formada por la consolidación de partículas muy finas, arcillas. Presenta estructura laminar, muy fina, friable. El tamaño de las partículas puede ser superior o inferior a 1/256 mm<sup>34</sup>

**MARCO GEOLÓGICO:** resumen de la geología en una localización específica en la cual se incluye la historia de producción, geología estructural y geología del petróleo.

**ROCA:** conjunto de minerales consolidados, provenientes de la solidificación del magma, consolidación y diagénesis de los materiales producto de la erosión de las rocas pre-existentes y recristalización de las rocas pre-existentes.<sup>35</sup>

**ROCA GENERADORA:** es una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Normalmente son lutitas o calizas.

**ROCA RESERVORIO:** roca que contiene un depósito mineral, petróleo o agua. Sus principales características son la permeabilidad y la porosidad.<sup>36</sup>

**ROCA SELLO:** es una roca relativamente impermeable (lutita) que forma una barrera alrededor de la roca la cual impide el paso de fluidos.

**SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:** son los mecanismos externos a la formación productora encargada de levantar crudo desde la formación a la superficie de la tierra.

**SEDIMENTACIÓN:** es el proceso geológico mediante el cual los materiales detríticos erosionados de las rocas preexistentes se acumulan en un determinado lugar, que pueden ser los fondos marinos, los fondos lacustres, las depresiones

---

<sup>32</sup> Ibid., pág 504

<sup>33</sup> Ibid., pág 508

<sup>34</sup> Ibid., pág 513

<sup>35</sup> Ibid., pág 707

<sup>36</sup> Ibid., pág 708

continentales, etc.<sup>37</sup>

**SUBYACENTE:** material (estrato o roca) sobre el cual reposa otro material.<sup>38</sup>

**SUPRAYACE:** hace referencia a que está por encima de algo en específico.

**TRAMPA:** es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración de petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable.

---

<sup>37</sup> Ibid., Pág 733

<sup>38</sup> Ibid., pág 767

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESPCP EN UN CAMPO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA A PARTIR DE UN ANÁLISIS DE FALLAS.

**DESCRIPCIÓN:** El siguiente proyecto es realizado en un Campo en el Valle Medio del Magdalena. Se realizó inicialmente una descripción de la generalidades del campo, el contenido del proyecto corresponde a la descripción de las características del sistema de levantamiento artificial ESPCP y sus condiciones actuales de operación. Se realizó una identificación de las variables críticas que afectaban el sistema ESPCP a partir de un análisis de fallas el cual consistió en clasificar las fallas y mediante esta clasificación se agruparon los pozos según el tipo de falla que presentaron. Una vez identificadas las variables críticas (Torque, Frecuencia, Carga del motor, Carga en el eje de los sellos, Total dynamic Head (TDH), PIP y presión de descarga) se realizó una evaluación del comportamiento del Run life de los sistemas ESPCP a partir de un análisis de supervivencia mediante gráficas para observar el comportamiento de las variables críticas y ver de que manera estas afectan al sistema con el fin de dar recomendaciones a la empresa sobre la operación de este y así disminuir las fallas en el sistema, principalmente las fallas presentadas en la caja reductora (GRU) y sellos. Seguido de esto se evaluó el rendimiento del sistema de levantamiento ESPCP mediante un software de simulación llamado Autograph PC en los pozos que presentaron mayores inconvenientes de operación. Finalmente se realizó una evaluación financiera del proyecto en el cual se estimó la disminución de los recursos actuales destinados a cubrir garantía por parte de la empresa prestadora de servicios.

### **PALABRAS CLAVE:**

- Sistema de levantamiento artificial ESPCP
- Análisis de fallas
- Variables críticas
- Análisis de supervivencia
- Valle Medio del Magdalena

## INTRODUCCIÓN

El campo de estudio ha pasado por diferentes etapas de producción desde el momento en que fue declarado comercial, estas etapas han comprendido los diferentes tipos de recobro, los cuales comprenden tanto el recobro primario a través de un empuje hidráulico que han sido tanto en flujo natural como asistido mediante sistemas de levantamiento artificial hasta recobro secundario como métodos de inyección de agua, todo esto con el fin de incrementar su producción o mantenerla.

Cuando un pozo queda sin la suficiente energía para producir el fluido del yacimiento por sí solo, los sistemas de levantamiento artificial se convierten en una opción atractiva para las operadoras, existen diferentes sistemas de levantamiento artificial como lo son el Bombeo mecánico (BM), Bombeo electrosumergible (ESP), Bombeo por cavidades progresivas (PCP), Gas Lift, etc. Actualmente (2018) el campo de estudio tiene instalados diferentes sistemas de levantamiento artificial, uno de estos es el Bombeo electrosumergible con cavidades progresivas el cual es una combinación de Bombeo electrosumergible y Bombeo con cavidades progresivas. Este tipo de sistema no ha funcionado de una manera adecuada en el campo de estudio por problemas de manufactura y operación, según los reportes de fallas de la compañía.

Debido a los inconvenientes en el funcionamiento del equipo Electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP), tanto la compañía operadora como la prestadora se han visto afectadas en aspectos técnicos y económicos y es por esas razones que en el campo de estudio se requiere evaluar técnica y financieramente el sistema de levantamiento artificial ESPCP a partir de un análisis de fallas. El análisis de fallas en este proyecto se realiza con el fin de predecir los parámetros de operación adecuados del sistema ESPCP para mitigar las fallas que se presentan principalmente en los sellos y la caja reductora del equipo. El análisis no está enfocado a evaluar el diseño del equipo o sus materiales, adicionalmente los parámetros recomendados en este proyecto solo serán válidos para los equipos ESPCP del Campo VMM.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico-financieramente el sistema de levantamiento artificial ESPCP en un Campo en el Valle Medio del Magdalena a partir de un análisis de fallas.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- 1.Describir las generalidades del Campo seleccionado en el Valle Medio del Magdalena.
- 2.Describir el sistema de levantamiento ESPCP y sus condiciones actuales de operación en el Campo.
- 3.Identificar las variables críticas que afectan el sistema de levantamiento artificial ESPCP en los pozos del Campo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena a partir de un análisis de fallas.
- 4.Evaluar el comportamiento del Run Life de los equipos ESPCP a partir de técnicas de análisis de supervivencia considerando los resultados del análisis de fallas.
- 5.Evaluar el rendimiento del sistema de levantamiento ESPCP mediante el software Autograph PC para los pozos del Campo que presentaron mayor cantidad de fallas.
- 6.Evaluar mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN) la posible disminución de los recursos actuales destinados a cubrir garantías por parte de la compañía.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO VMM**

En este capítulo se describirá el campo de estudio denominado Campo VMM en aspectos como: Métodos de producción que ha tenido a través del tiempo, la localización, Marco Geológico, Geología Estructural y Geología del Petróleo. En este capítulo se va a referenciar al campo seleccionado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena como Campo VMM para facilitar la comprensión de los lectores.

### **1.1 HISTORIA DEL CAMPO**

En 1905, el gobierno colombiano firma los primeros contratos de concesión para la explotación y producción de hidrocarburos en un terreno ubicado en el Departamento de Santander de aproximadamente 1.000 hectáreas, bajo ese contrato nace dicho Campo VMM que pasaría a ser operado inicialmente por la compañía Tropical Oil Company.

Más de una década después se inicia la perforación de los primeros pozos exploratorios a profundidades que no superaban los 2.500 pies y con una producción media de 900 BOPD, a partir de estos descubrimientos el campo es declarado comercial e inicia su producción en el año de 1918. Para el año 1940 el campo producía 65.000 BOPD. A principios de la década de los 50 el Campo VMM pasa a ser operado por Ecopetrol y en el año 2005 se asocia con la empresa Occidental de Colombia con el fin de aumentar el factor de recobro en el campo.

Inicialmente la mayoría de los pozos producían mediante flujo natural. Luego, los sistemas de levantamiento artificial fueron implementados, empezando con Gas Lift y Bombeo Mecánico. Actualmente (Año 2018) el Campo VMM continua en operaciones con alrededor de 1.900 pozos y sigue siendo operado en conjunto con Ecopetrol y Oxy con una producción de 39.000 BOPD gracias a la perforación de nuevos pozos tanto inyectoros como productores y a los trabajos de reacondicionamiento de pozos.

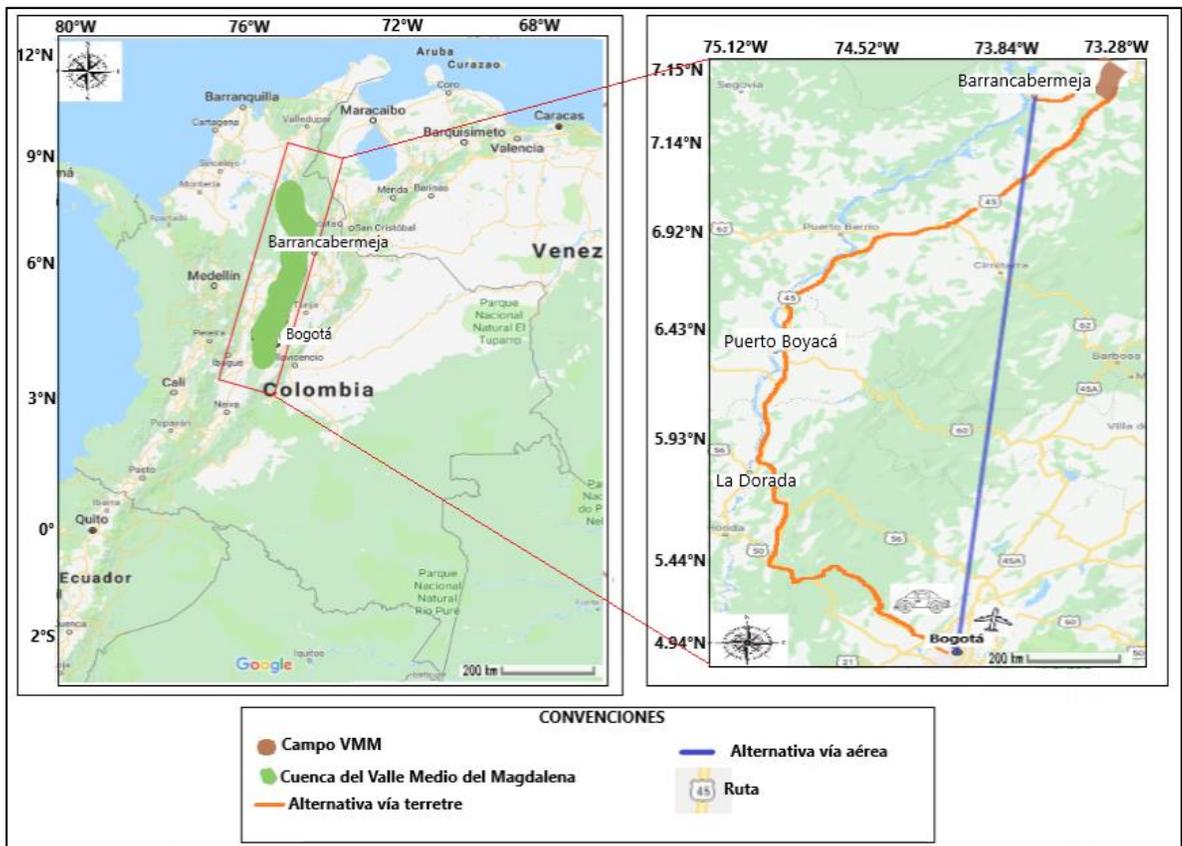
Los sistemas de levantamiento artificial actualmente (Año 2018) usados en la mayoría de los pozos son Bombeo Mecánico (BM), Cavidades Progresivas (PCP) y Bombeo Electrosumergible (ESP). Sin embargo, actualmente se está instalando el sistema Bombeo Electrosumergible con Cavidades progresivas (ESPCP) ya que se considera que este sistema al ser la Combinación del ESP Y PCP disminuye problemas y aumenta la vida útil del pozo.

## 1.2 LOCALIZACIÓN

El campo se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Colombia) en el departamento de Santander a 24 km de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 km de la capital Bogotá y tiene un área aproximada de 160 km cuadrados.

Existen diferentes alternativas de acceso al Campo VMM, una de ellas es la vía aérea tomando un avión desde la ciudad de Bogotá (Aeropuerto Internacional El Dorado) hasta el municipio de Barrancabermeja (Departamento de Santander) y se continúa el trayecto por vía terrestre tomando la vía Barrancabermeja- Troncal Magdalena o ruta 45, recorrido de aproximadamente 24 km y que toma unos 30 minutos. (Ver Figura 1)

**Figura 1.** Ubicación del Campo VMM, Valle Medio del Magdalena, Colombia



**Fuente:** LÓPEZ LINA, MUÑOS JOSÉ. "Diseño de una matriz de decisión para la ejecución de operaciones de pesca en pozos inyectos del Campo La Cira Infantas" Tesis. 2017. Modificado por autores.

La segunda alternativa es por vía terrestre desde la ciudad de Bogotá por un tramo de 415 km saliendo por el Occidente de Bogotá y tomando la Calle 80 hasta la Ruta 50 y posteriormente se toma la Ruta 56 y se pasa por los municipios de La Dorada y Puerto Boyacá hasta llegar al Campo como se puede observar en la **Figura 1** donde se encuentra la ubicación del campo y la ruta por vía terrestre.

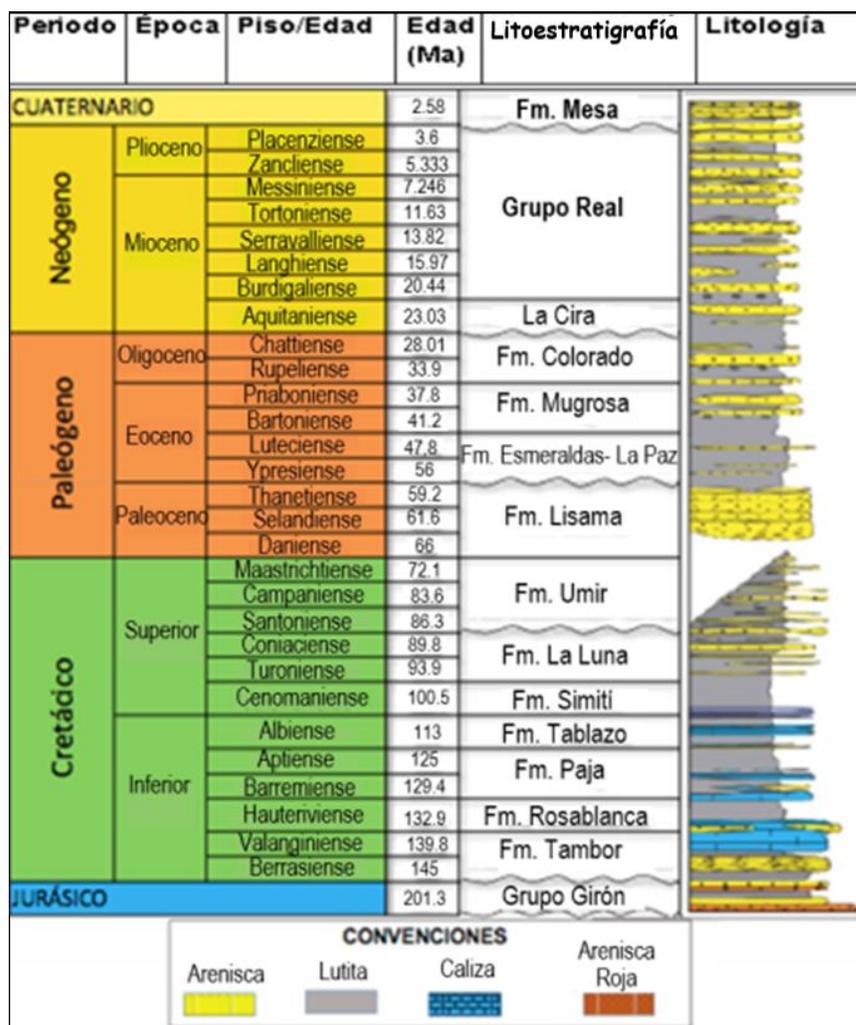
### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

En este segmento se muestra la columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena y se describe la estratigrafía, geología estructural y la geología del petróleo asociadas al campo.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** A continuación, se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en donde se muestra la depositación de los sedimentos desde el Mesozoico hasta el Cenozoico.

En la **Figura 2** se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca del VMM



**Fuente:** SERRANO JUAN, MOROS LUIS. “Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectores del Campo la Cira Infantas”. Tesis. 2016. Modificado por autores

**1.3.2 Estratigrafía.** La siguiente sección describirá en orden de la más antigua a la más reciente las unidades geológicas presentes en el campo ubicado en la cuenca del VMM.

**1.3.2.1 Formación Girón.** Según M. Julivert<sup>39</sup> esta formación es de edad Jurásico, se compone de areniscas rojas y limolitas y tiene un espesor que varía desde 490 pies hasta 4920 pies. El ambiente de depositación es continental y de tipo marino y el basamento que la infrayace es discordante al igual que su contacto con la formación Tambor que la suprayace.

**1.3.2.2 Formación Tambor.** Según M. Julivert<sup>40</sup> esta formación es de edad Cretáceo Inferior (Valanginiano-Hauteriviano) y es conformada por diferentes niveles que comprenden areniscas blancas, areniscas cuarcitas con presencia de arcillas rojas, conglomerados rojizos y cantos de cuarzo. El espesor es de 2100 pies, aunque varía por regiones y fue depositada en ambientes meandros, llanuras deltaicas e intramareales. La formación que la suprayace es Rosablanca con la cual tiene un contacto concordante y tiene un contacto discordante con la Formación Girón que la infrayace.

**1.3.2.3 Formación Rosablanca.** Según M. Julivert<sup>41</sup> esta formación es de edad Cretáceo inferior (Hauteriviano-Barremiano) y se compone de cuatro niveles, el inferior contiene calizas y dolomitas, el nivel intermedio contiene arcillolitas e intercalaciones de calizas, un nivel margoso superior y por último un nivel de areniscas. El espesor varía entre 490 pies y 1394 pies. El ambiente de depositación es marino somero y tiene contactos concordantes con las formaciones que la infrayacen y suprayacen que son Tambor y Paja respectivamente.

**1.3.2.4 Formación Paja.** Según M. Julivert<sup>42</sup> la Formación Paja es del Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano) y está constituida por shales arcillosos y limosos, también contiene areniscas y arcillolitas grises en la parte inferior, el espesor varía entre 410 pies y 2050 pies y el ambiente de depositación fue marino de aguas profundas. La formación tiene contacto concordante con la Formación Tablazo que la suprayace y contacto neto con Rosablanca que la infrayace.

**1.3.2.5 Formación Tablazo.** Según M. Julivert<sup>43</sup> esta formación es del cretáceo inferior (Aptiano-Albiano) y tiene una secuencia de calizas arcillosas de color negro

---

<sup>39</sup> JULIVERT, Manuel. "Léxico estratigráfico de Colombia. Centre National de la Reserche Scientifique, 1968, p.562. Disponible en: <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-m-julivert.pdf>

<sup>40</sup> Ibid., p. 568

<sup>41</sup> Ibid., p. 566

<sup>42</sup> Ibid., p 565

<sup>43</sup> Ibid., p 568

intercaladas con arcillolitas grises, el espesor varía entre 490 pies y 1060 pies y el ambiente de depositación es marino. Adicionalmente la formación tiene un contacto concordante con las formaciones que la infrayacen y suprayacen que son Paja y Simití respectivamente.

**1.3.2.6 Formación Simití.** Según M. Julivert<sup>44</sup> esta formación es de edad Cretáceo Inferior (Albiano) y está constituida por shales grises y negros con areniscas y calizas grises. Adicionalmente contienen petróleo en las zonas de los fosfolíferos y hacia la superficie de la formación se encuentran capas de conglomerados. El espesor varía entre 820 pies y 2130 pies. El ambiente de depositación es marino y el contacto es concordante con las formaciones que la infrayacen y suprayacen que son Tablazo y La Luna respectivamente.

**1.3.2.7 Formación La Luna.** Según M. Julivert<sup>45</sup> esta formación es del Cretáceo Superior (Turoniano-Coniaciano y Santoniano) y está conformada por calizas y lutitas calcáreas, esta formación permitió una buena generación de hidrocarburos gracias a eventos anóxicos que permitieron la acumulación de algas en este sitio, el espesor de la formación varía entre 260 pies y 2300 pies y el ambiente de depositación es marino. Adicionalmente tiene un contacto discordante con la Formación Umir que la suprayace y un contacto concordante con la Formación Simití que la infrayace.

**1.3.2.8 Formación Umir.** Según M. Julivert<sup>46</sup> la edad de esta formación corresponde al Cretáceo Superior (Campaniano-Maestrichtiano) cuenta con shales en gris y negro, lutitas carbonosas con intercalaciones de areniscas y limolitas tiene un espesor promedio de 3280 pies. El ambiente de depositación es transicional y tiene contacto concordante con la Formación La Lisama que la suprayace y un contacto discordante con la Formación La Luna que la infrayace.

**1.3.2.9 Formación Lisama.** Esta formación es de edad Paleoceno Inferior y está compuesta por limolitas con intercalaciones de areniscas, en la base cuenta con areniscas, arcillolitas y limolitas y en el tope cuenta con areniscas y lodolitas. El espesor es de aproximadamente 3500 pies y el ambiente de depositación es de carácter continental fluviaico a transicional deltaico. Adicionalmente el contacto con la Formación Umir que la infrayace es concordante y discordante con la que la Formación que la suprayace y corresponde a Esmeralda -La Paz.

---

<sup>44</sup> Ibid., p 567

<sup>45</sup> Ibid., p.563

<sup>46</sup> Ibid., p.568

**1.3.2.10 Formación Esmeralda-La Paz.** Según J. De Porta<sup>47</sup> esta formación es del Paleoceno- Eoceno y cuenta con diferentes tipos de rocas como areniscas, conglomerados, lutitas y arcillolitas. Tiene un espesor de 3280 pies, el ambiente de depositación es continental fluvial y la Formación que la infrayace es Lisama con la que tiene un contacto discordante y la Formación que la suprayace es Mugrosa con la que tiene un contacto concordante.

**1.3.2.11 Formación Mugrosa.** Según J. De Porta<sup>48</sup> esta formación es de edad Eoceno Superior-Oligoceno y está compuesta por diferentes tipos de litologías en los diferentes niveles: areniscas grises con lodolitas en la base, en la parte media está compuesta por shales con intercalaciones de areniscas y en la parte superior con lodolitas. Las zonas productoras son la Zona C y la Zona B en la parte superior e inferior y el ambiente de depositación es continental fluvial, la formación tiene un espesor que varía entre 1640 pies y 2297 pies. Adicionalmente se encuentra en contacto concordante con las Formaciones La Paz y Colorado que la suprayacen e infrayacen respectivamente.

**1.3.2.12 Formación Colorado.** Según J. De Porta<sup>49</sup> esta formación es de edad Oligoceno y en la parte inferior está conformada por areniscas marrones y lodolitas, en los otros niveles tiene presencia de arcillolitas rojas, areniscas y lutitas. La formación tiene un espesor que varía entre 330 y 4920 pies y el ambiente de depositación es fluvial. Adicionalmente tiene un contacto discordante con la Formación La Cira que la suprayace y concordante con La Formación Mugrosa que la infrayace.

**1.3.2.13 Formación La Cira.** Según J. De Porta<sup>50</sup> esta formación es de edad Oligoceno-Mioceno Inferior y es conformada por areniscas con alteraciones de arcillolitas, también cuenta con calizas de baja pureza. La formación tiene aproximadamente 850 pies de espesor y el ambiente de depositación es fluvial. Adicionalmente la Formación que la infrayace es Colorado con la cual está en contacto discordante y el Grupo que la suprayace es Real con la cual tiene el mismo tipo de contacto.

**1.3.2.14 Grupo Real.** Según L. Moros y J. Serrano<sup>51</sup> la edad de la Formación es Mioceno y está compuesta por lodolitas arenosas abigarradas con intercalaciones

---

<sup>47</sup> DE PORTA, J. "Léxico estratigráfico de Colombia" 1974. p. 305- Disponible en <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-j-de-porta.pdf>

<sup>48</sup> *Ibid.*, p.373

<sup>49</sup> *Ibid.*, p.373

<sup>50</sup> *Ibid.*, p.229

<sup>51</sup> MOROS LUIS A, SERRANO J.NICOLAS."Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectores del campo la Cira Infantas". Tesis 2016..

de cuarzoarenitas arcillosas de grado fino a medio y litoarenitas arcillosas friables. El ambiente de depositación es continental-fluvial. La infrayace y suprayace de forma discordante la Formación La Cira y la Formación La Mesa respectivamente. Este grupo está ausente en el área de influencia del campo.

**1.3.2.15 Formación Mesa.** Según J. De Porta<sup>52</sup> la edad de la formación es Plioceno y está compuesta por conglomerados líticos, areniscas y arcillas negras. Tiene un espesor de 820 pies y el ambiente de depositación es de tipo continental. Tiene un contacto discordante con el Grupo Real que la infrayace.

**1.3.3 Geología estructural.** En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) los pliegues y fallas presentan rangos de orientación predominante NNE-SSW, y el origen es asociado con la evolución tectónica de los caracteres que limitan regionalmente la cuenca, es decir, las Cordilleras Central y Oriental. Estos rasgos son principalmente caracterizados por la vergencia EW de los cabalgamientos y la transpresión a lo largo de las principales zonas de fallas de rumbo de Palestina y Bucaramanga-Santa Marta. Para el caso del campo, las estructuras más relevantes corresponden a dos anticlinales<sup>53</sup>

El primer anticlinal (Estructura 1, **ver Figura 4**) está localizado al Sur del campo y tiene aproximadamente 12 km de longitud por 2 km de ancho, este es un anticlinal asimétrico de carácter regional y presenta cabeceo hacia el Norte y Sur, está cortado a lo largo por un sistema de fallas de cabalgamiento. Adicionalmente se encuentra afectado por fallas normales perpendiculares al sistema de fallas principales.

El segundo anticlinal (Estructura 2) está localizado en la parte Noroccidental del campo y tiene aproximadamente 5 Km de longitud por 3 Km de ancho con cabeceo hacia el Norte y Sur. Está constituido por un anticlinal en forma de domo alargado y está cortada por una falla de dirección Norte-Sur de carácter inverso con buzamiento de muy alto ángulo. Esta falla tiene un carácter sellante por lo cual las zonas en donde se encuentra esta falla se consideran como áreas productoras de hidrocarburos.

Las **Figuras 3 y 4** corresponden a un anticlinal afectado tectónicamente por fallas de rumbo tipo "Wrenching". Según Cesar Augusto Rojas<sup>54</sup> la falla tiene un carácter inverso y en esta estructura tanto el bloque yacente como el bloque colgante son

---

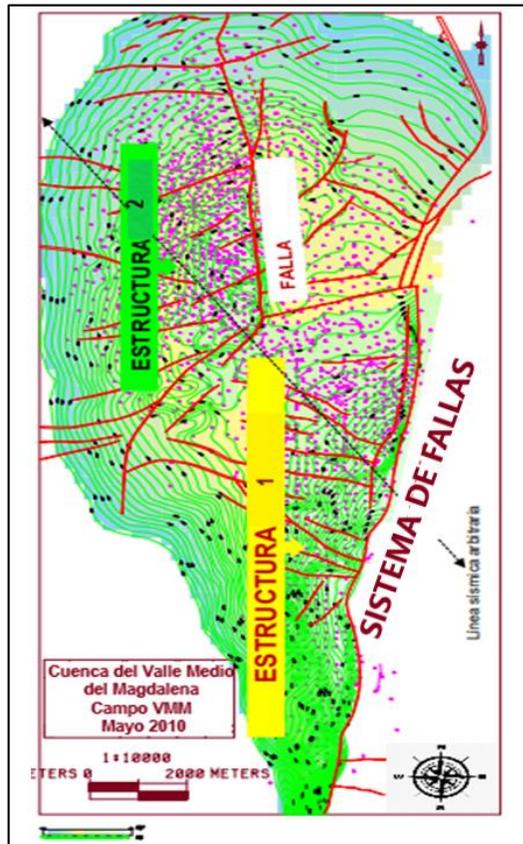
<sup>52</sup> Ibid., p.356

<sup>53</sup> FLÓREZ CHAVEZ MARTHA, GARCÍA CUBIDES FERNANDO. "Diseño de matriz para la selección de un método de aislamiento de zonas para pozos productores de Campo la Cira Infantas" Tesis. 2017

<sup>54</sup> ROJAS SUAREZ CÉSAR AUGUSTO. "Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C- Formación Mugrosa en el área la Cira-Este". Universidad Nacional. 2011

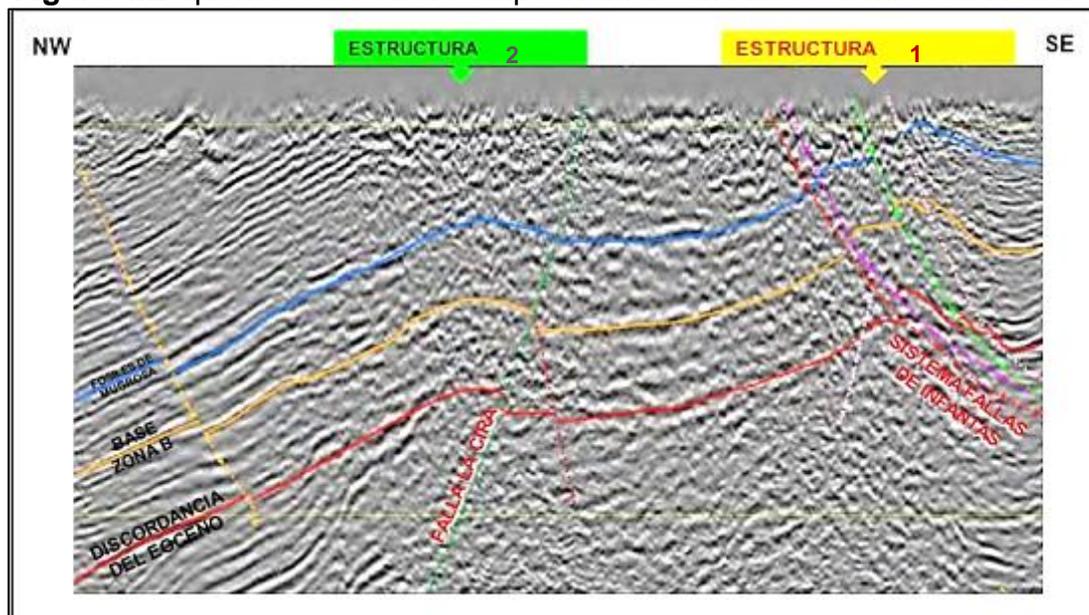
productores de hidrocarburos debido a que la falla tiene carácter sellante y los dos bloques esta cubiertos por sedimentos de lodolitas y lutitas de la parte superior de la Formación Colorado que actúan como rocas sello, permitiendo el entrapamiento de los hidrocarburos de las areniscas de la parte basal de la Formación Colorado (Zona A), reservorios de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y delgados niveles de areniscas de la Formación Esmeraldas (Zona D)

**Figura 3.** Mapa estructural tope Zona C  
Campo VMM. Sección esquemática



**Fuente:** ROJAS SUAREZ CÉSAR AUGUSTO. “Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C- Formación Mugrosa en el área la Cira-Este”. Universidad Nacional de Colombia. 2011. Modificado por los autores

**Figura 4.**Esquema estructural Campo VMM de una línea sísmica arbitraria.



**Fuente:** ROJAS SUAREZ CÉSAR AUGUSTO. “Modelamiento geostatístico de los depósitos fluviales de la Zona C- Formación Mugrosa en el área la Cira-Este”. Universidad Nacional de Colombia. 2011. Modificado por los autores

**1.3.4 Geología del petróleo.** En esta sección se describen los parámetros que se encuentran asociados con el sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena tales como roca generadora, roca reservorio, roca sello, migración y trampa que se encuentran en la Cuenca VMM.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** La ANH menciona que dos secciones condensadas del Albiano medio y Turoniano, depositadas durante eventos anóxicos son consideradas la principal roca fuente, entre ellas se encuentran las Formaciones Simití y La Luna; otras rocas generadoras menos importantes están presentes en el Cretácico Inferior y Superior y en segundo lugar se encuentra el intervalo correspondiente a las Formaciones Tablazo-Paja, de la secuencia cretácica, con presencia de lutitas y calizas. Las principales rocas fuente de hidrocarburos contienen valores de TOC entre 1,0 y 3,0% y kerógeno tipo I y II.

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** La ANH menciona que<sup>55</sup> las rocas almacenadoras potenciales son Rosablanca, Tablazo y La Luna (calizas fracturadas). Estas rocas presentan un amplio rango de propiedades petrofísicas: porosidades promedio entre 5 y 10% y permeabilidades en el orden de 4 a 100 md.

<sup>55</sup> Ibid., p.1

**1.3.4.3 Roca Sello.** Según la ANH<sup>56</sup> es roca sello los niveles arcillosos intra formacionales de las unidades terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas las más efectivas dado el espesor y extensión regional. Fallas inversas y normales actúan como sello cuando ponen en contacto rocas almacén con rocas sello. Dentro de la secuencia cretácea los shales de las Formaciones Paja y Simití pueden constituir el sello de los intervalos de calizas fracturados.

**1.3.4.4 Migración.** La ANH menciona que<sup>57</sup> el primer pulso de generación ocurrió durante el Cretácico tardío, pero gran parte del petróleo generado parece haberse perdido por la carencia de trampas durante ese tiempo. Un segundo pulso ocurrió del Mioceno al reciente. El aceite migró y fue atrapado en reservorios clásticos paleógenos continentales y transicionales; y en reservorios clásticos y de carbonatos del Cretácico.

**1.3.4.5 Trampa.** La ANH menciona que<sup>58</sup> las principales trampas estructurales son fallas inversas que involucran el basamento, como resultado de la inversión de fallas normales pre-existentes.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En esta sección se describirán el método de producción, tiempo de producción, número de pozos y características del yacimiento correspondientes al Campo VMM de la Cuenca de Valle Medio del Magdalena.

**1.4.1 Métodos de Producción.** La producción inicial del Campo VMM se realizó por flujo natural. Durante este tiempo debido al gas producido se realizó una reinyección desde el año 1929 hasta el año de 1972, pero estos volúmenes no medidos tuvieron poco impacto en las reservas y tasas de petróleo. La inyección de agua inició en la mitad Norte del Campo VMM en el año 1957, mostrando resultados favorables, y siendo ampliado con éxito en otras áreas del Campo<sup>59</sup>.

Luego se implementaron los sistemas de levantamiento artificial (ALS, por sus siglas en inglés) siendo el primero el sistema Gas Lift, el cual se cambió en 1935 implementando el bombeo mecánico, convirtiéndose este en el sistema de levantamiento que predomina en el Campo VMM. Debido al aumento de producción de sólidos, el Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas fue probado e implementado en 2006, y estos sistemas se incrementaron rápidamente a casi 100

---

<sup>56</sup> Ibid., p.1

<sup>57</sup> Ibid., p.1

<sup>58</sup> Ibid., p.1

<sup>59</sup> PRIETO, María Elizabeth, et. al. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. Paper: Society of Petroleum Engineers. 120794-MS SPE. 2009.

pozos en tres años. Regulaciones sociales y ambientales limitaron la disponibilidad de nuevas plataformas de pozos, reduciendo la opción de perforar pozos verticales, como consecuencia de esto. La tortuosidad de los pozos generó un incremento de número de fallas debido al desgaste en varillas y tuberías por la fricción combinado con la corrosión. En el año 2009, el sistema de Bombeo Electrosumergible fue instalado en pozos con altas tasas de flujo (1.500 BFPD) como una solución a estos problemas. En el año 2011, el sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidades Progresivas fue evaluado e implementado en pozos que tienen estas fallas asociadas.<sup>60</sup>

Como se muestra en la **Figura 5**, el Campo VMM contaba con cuatro sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), Bombeo Electrosumergible (ESP) y Bombeo Electrosumergible con Cavidades progresivas (ESPCP), sin embargo, el número de sistemas de levantamiento presentes en el campo corresponde al año 2015, actualmente esa cifra puede cambiar (2018).

**Figura 5.** Distribución de los sistemas ALS en el Campo VMM (2015)

<b>Sistemas</b>	<b>Pozos</b>	<b>%</b>
<b>BP</b>	760	76%
<b>PCP</b>	135	14%
<b>ESP</b>	99	10%
<b>ESPCP</b>	6	1%

**Fuente:** E. RUBIANO, J.L. MARTIN, J. PARADA, M. MONROY, L. LABRADOR, J. CELIS, J. GUTIERREZ, M. BOHORQUEZ “Run Life improvement by implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root cause Failure Classification”. SPE-173913-MS. 2015

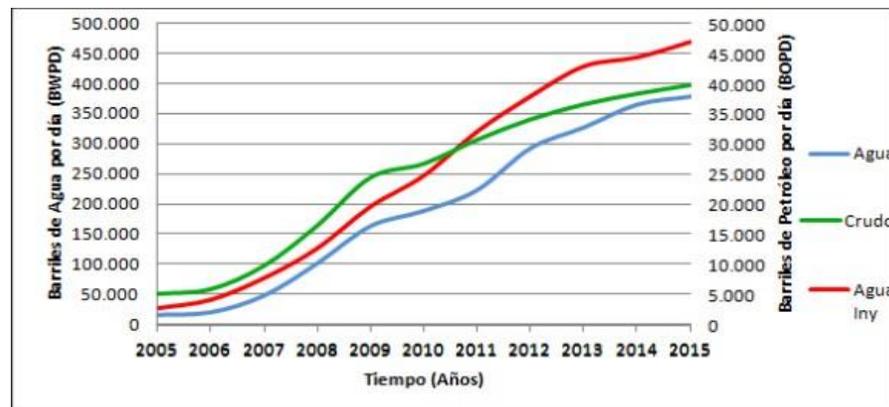
<sup>60</sup> MANUEL MONROY, JAHIR GUTIERREZ, JESUS PRADA, JOSE LUIS MARTIN, EDWARD RUBIANO, SORAYA LABRADOR, JONATHAN CELIS, PAOLA DE SALES. “Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field”. “Latin American and Caribbean held in Salvador, Bahia, Brazil”. SPE-173950-MS. 2015.

**1.4.2 Tiempo de Producción.** Para el año 2017 el Campo VMM tuvo una producción aproximada de 40.000 BOPD y 362.000 BWPD, con una producción promedio por pozo de 40 BOPD, 370 BWPD y 98% de corte de agua. Toda la producción es operada por siete estaciones distribuidas a lo largo del campo que cuentan con una capacidad instalada de 567.000 Barril Fiscalizado por Día (BFPD)<sup>61</sup>

La inyección promedio por pozo es de 1.140 barriles de agua inyectados por día (BWIPD) para un total de 480.000 BWIPD en todo el Campo VMM. El 95% de los pozos inyectoros tienen instaladas sartas selectivas de inyección y los 5% restantes cuentan con sarta simple. Para el tratamiento e inyección de agua existen tres plantas de inyección de agua en el campo, con una capacidad instalada de 700.000 BWIPD<sup>62</sup>

La historia de producción de crudo, agua e inyección de agua hasta el año 2015 se puede observar en la **Gráfica 1**, donde se observa que desde el año 2005 se incrementó la producción gracias a la implementación de una serie de estrategias que permitieron incrementar la producción del campo a más de 34.000 BOPD. También se puede observar que para diciembre de 2015 se produjeron aproximadamente 38.000 BOPD, así como 351.000 BWPD y 470.000 BWIPD.

**Gráfica 1.** Histórica producción de crudo e inyección de agua 2005-2015



**Fuente:** OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Histórico de Producción Campo La Cira.2015. Obtenido de: FLORÉZ MARTHA, GARCIA FERNANDO. “*Diseño de matriz para la selección de un método de aislamiento de zonas para pozos productores de campo La Cira Infantas*”. Tesis. 2017.

<sup>61</sup> FLORÉZ MARTHA, GARCIA FERNANDO. “*Diseño de matriz para la selección de un método de aislamiento de zonas para pozos productores de campo La Cira Infantas*”. Tesis. 2017.

<sup>62</sup> Ibid.,p.41

**1.4.3 Número de Pozos.** En el Campo VMM se encuentran 3.365 pozos productores, donde 1.555 están abandonados, 805 pozos inactivos y 1.005 pozos activos. Los métodos de recuperación secundaria de estos pozos activos corresponden a 713 para BM, 147 para ESP, 145 para PCP y 3 para ESPCP (en operación). En cuanto a los pozos inyectoros que se encuentran en el Campo VMM existen 126 pozos en estado de abandono, 196 inactivos y 494 activos (Año 2017).<sup>63</sup>

**1.4.4 Características del Yacimiento.** Las características petrofísicas más relevantes de Campo VMM se presentan en la **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Características Petrofísicas Campo VMM

Propiedades	Valor
Porosidad ( $\phi$ )	16%
Permeabilidad (K)	300 Md
Espesor Neto Petrolífero (ft)	200
API ( $^{\circ}$ )	21.4
Relación Gas-Petróleo "GOR" (SCF/STB)	150
Salinidad agua de formación (PPM)	50.000
Presión inicial de yacimiento (psi)	1100-1500
Presión actual de yacimiento (psi)	200-700
Presión de Burbuja (Pb) (psi)	150-265.5
Temperatura de yacimiento ( $^{\circ}$ F)	105-130
Relación de movilidad (M)	6-9
Viscosidad ( $\mu$ @ Tyto) (cP)	15-25
Factor volumétrico del petróleo (Bo @ Tyo) (RB/STB)	1.08
Saturación de agua irreducible (Swirr)	30%
Saturación de petróleo residual (Sor)	35%

**Fuente:** LOPEZ LINA, MUÑOZ SEBASTIAN "Diseño de una matriz de decisión para la ejecución de operaciones de pezca en pozos inyectoros del Campo La Cira Infantas", 2017

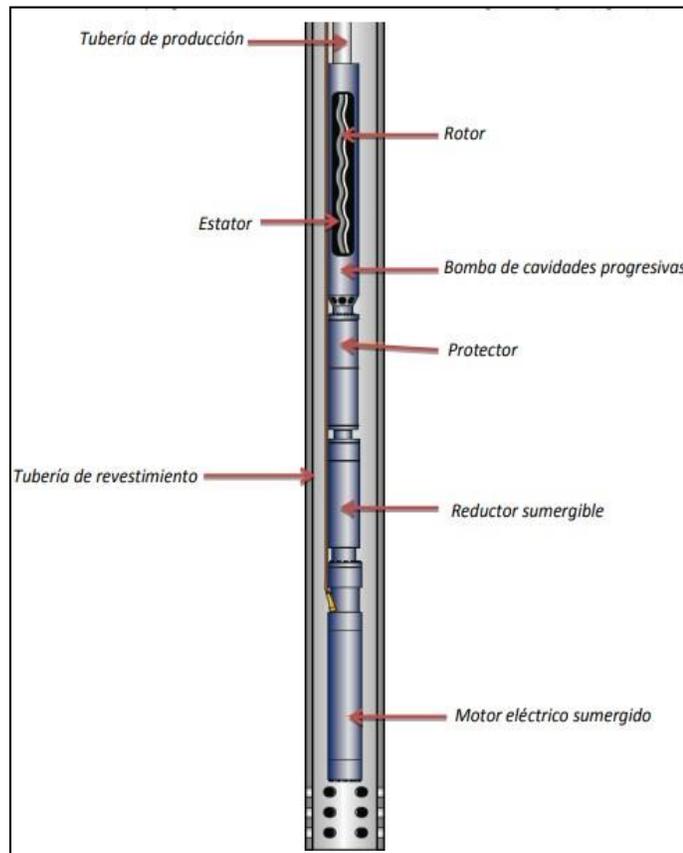
<sup>63</sup> LOPÉZ LINA MARCELA, MUÑOZ JUAN SEBASTIAN. "Diseño de una matriz de decisión para la ejecución de operaciones de pesca en pozos inyectoros del Campo la Cira Infantas". Tesis. 2017

## 2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESPCP Y CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN EN EL CAMPO

### 2.1 SISTEMA ESPCP

El sistema ESPCP es una combinación del sistema de bombeo electrosumergible (BES) con el bombeo de cavidades progresivas (PCP), este sistema híbrido incorpora el motor de fondo de un BES y su sistema de generación eléctrica en superficie con la bomba de cavidades progresivas (**Ver Figura 6**). La integración de estos 2 sistemas incorpora las ventajas de cada uno de ellos y ha permitido reducir problemas operacionales que son recurrentes en estos, lo que ha traído a mejores beneficios a las compañías petroleras en lo económico y operacional.

**Figura 5.** Componentes de un Sistema ESPCP



**Fuente:** GILBERTO SEBASTIÁN BARRERA. "Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido espcp: bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido". Tesis UNAM. 2012

Como se mencionó anteriormente, la integración de estos dos (2) sistemas convencionales se realizó con el fin de disminuir los problemas que se generan durante la operación de estos, las fallas operacionales más comunes de la bomba electrosumergible están relacionadas con el alto contenido de gas en el pozo y las de la bomba de cavidades progresivas con el desgaste de sus varillas. Algunas de estas ventajas son<sup>64</sup>:

- No presenta bloqueos por gas.
- No hay desgaste ni fricción de varillas o tubería de producción en pozos horizontales o desviados.
- Condiciones de operación más seguras en superficie.
- El tamaño de la bomba no está limitado al tamaño de la tubería de producción.

La siguiente tabla muestra algunas de las ventajas y limitaciones del sistema ESPCP.

**Cuadro 1.** Ventajas y limitaciones del Sistema ESPCP

<b>Ventajas</b>	<b>Limitaciones</b>
Apto para ser utilizado en pozos desviados por no usar varillas.	Componentes principales de carga se ven afectados por fricción.
Alta tolerancia a fluidos con presencia de sólidos.	No apto para temperaturas mayores a 300F.
No genera fallas por presencia de gas libre.	Incompatibilidad de elastómero con fluidos de la formación.
Condiciones de operación seguras en superficie.	Limitado por el dog leg (máximo 15/100ft).
Menores costos de operación comparado con los sistemas PCP y ESP.	Limitado por la profundidad del pozo (hasta 7000ft)
Corrige taponamientos en la bomba por drenaje inverso	Altos costos de algunos equipos de subsuelo. (gru y motor electrosumergible).
Recomendable para la extracción de crudos pesados y viscosos.	Limitado por tamaño de la tubería de revestimiento.
Alta eficiencia operacional.	Para fluidos con % de ácido sulfúrico menor al 8%.

**Fuente:** CORONADO CESAR. “Evaluación técnico financiera del sistema de levantamiento artificial aplicable según las características y condiciones actuales de producción, en los pozos lcn-a, lcn-b y lcn-c del campo la cañada norte”. Tesis FUA. 2015.

<sup>64</sup> GILBERTO SEBASTIÁN BARRERA. “: Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido espcp : bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido”. Tesis UNAM. 2012

**2.1.1 Principio de funcionamiento.** Como menciona el autor Barrera (2012) en su trabajo de investigación, la integración de los sistemas ESP y PCP integran las ventajas de cada uno de estos y también resulta ser la combinación más adecuada para ciertas propiedades de los fluidos de producción o condiciones del pozo como porcentaje de sólidos, producción de gas, pozos desviados y altas viscosidades de crudo. También menciona que el sistema ESPCP abarca componentes en superficie y en subsuelo y por lo tanto sus procedimientos pueden ser expresados por procedimientos de trabajos simples del sistema de suministro de energía y el sistema encargado de llevar los fluidos de producción a superficie.

La energía suministrada al sistema va desde superficie hasta el fondo del pozo, esta se recibe de una línea de alimentación eléctrica y avanza por los equipos de superficie encargados de modificar el voltaje y su frecuencia para la velocidad de rotación del motor según sea necesaria. Este trabajo es llevado a cabo por el transformador eléctrico y el variador de frecuencia (VSD).

La energía suministrada al motor se da a través del cable de potencia, al igual que en el ESP, este cable se une con el cable en superficie por medio de la caja de venteo que tiene como función liberar volúmenes de gas que pueden llegar a superficie por medio de los cables. La energía llevada a fondo por el cable de potencia accionará un eje que transmite movimiento o torque necesario por la bomba de cavidades progresivas ubicada en la parte superior del motor.

Según Barrera (2012) en su trabajo de investigación menciona que el motor es accionado por la energía eléctrica que suministra el cable, en la parte superior del motor se encuentran los sellos que son los encargados de evitar la entrada de fluidos del pozo hacia el interior de este, evitando daños o que falle. Adicionalmente los sellos generan equilibrio hidrostático entre el anular y la tubería de producción.

La bomba de cavidades progresivas (PCP) es de desplazamiento positivo y se compone de un rotor en continuo movimiento y del estator fijo, entre la bomba y el motor se encuentra la caja reductora encargada de ajustar la velocidad del motor ESP a una más adecuada para la bomba PCP ya que a 60 hz el motor de la ESP llega a 3600 rpm y la bomba PCP trabaja en un rango de 150 a 300 rpm.<sup>65</sup>

En el trabajo de Coronado (2015), se describe el paso de fluidos a través de la bomba por unas cavidades que se forman entre el rotor en movimiento y el estator fijo, estas cavidades levantan el fluido acumulado en ellas hasta superficie gracias a la expansión de fluido generada por la zona de mayor y menor presión creadas

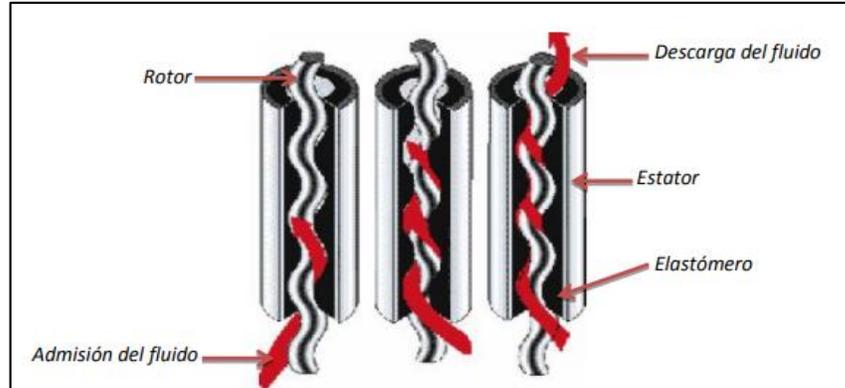
---

<sup>65</sup> CORONADO CESAR. "Evaluación técnico financiera del sistema de levantamiento artificial aplicable según las características y condiciones actuales de producción, en los pozos lcn-a, lcn-b y lcn-c del campo la cañada norte". Tesis FUA. 2015

por el movimiento del rotor, ese diferencial de presión hace que el fluido se desplace hacia las cavidades superiores como se puede ver en la siguiente **figura 7**.

El estator va recubierto por un elastómero que permiten el paso de fluidos a través de este y disminuyen los esfuerzos de fricción y se diseña con base a los fluidos de la formación.

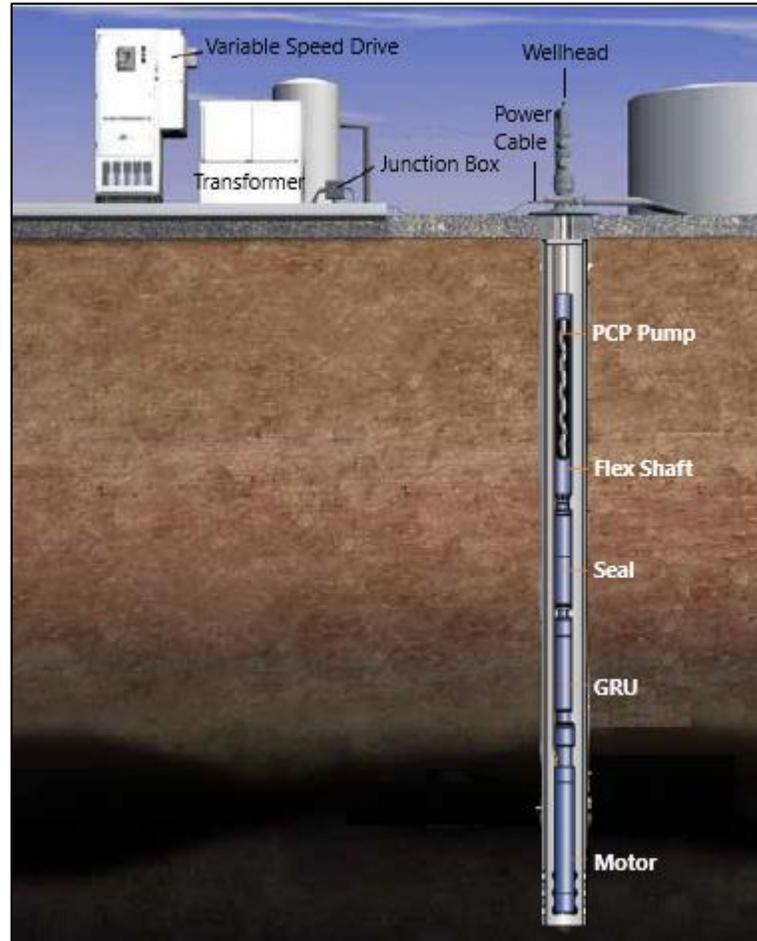
**Figura 6.** Proceso de formaciones de cavidades en la bomba



**Fuente:** GILBERTO SEBASTIÁN BARRERA. “Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido espccp: bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido”. Tesis UNAM. 2012.

**2.1.2 Equipos.** Los equipos que componen el sistema de levantamiento artificial electrosumergible de cavidades progresivas pueden dividirse en 2 categorías como: los equipos de subsuelo y los equipos de superficie.

**Figura 7.** Componentes de superficie y subsuelo de un Sistema ESPCP



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY.2009.  
Modificado por autores. 2019

#### 2.1.2.1 Equipos de superficie.

- **Línea de suministro de energía.** Suministra la fuente de energía eléctrica al sistema. (Coronado 2015)
- **Transformador reductor.** La energía eléctrica promedio que llega a los campos petroleros es de 6000 voltios y el equipo ESP topera en un rango de 250 a 4000 voltios, el transformador reductor es el encargado de reducir el voltaje de la línea de suministro de energía a uno necesario para el funcionamiento del equipo. (Handbook Baker Hughes, 2009)

- **Variador de frecuencia.** Es un tablero de control que permite al operador controlar la velocidad del motor para mejorar la operación del equipo. Controlar la velocidad a la cual trabaja el motor de fondo evita el incremento de la temperatura en él, además de mejorar la capacidad de manejo de gas y ajustar el sistema de acuerdo a los cambios en las condiciones de pozo (Handbook Baker Hughes, 2009)

**Figura 8.** Variador de Frecuencia



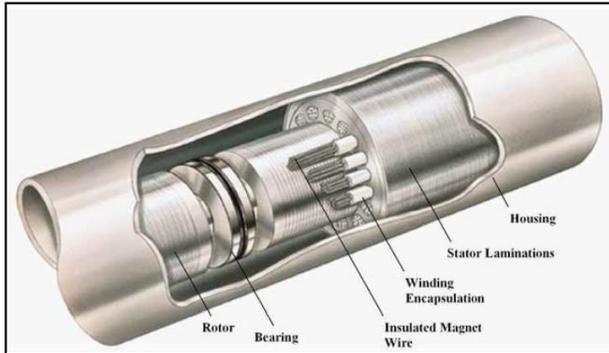
**Fuente:** Centrilift  
Submersible Pump  
Handbook Ninth Edition.  
2009

- **Caja de venteo.** Cumple 3 funciones principales. La primera es ser un punto de conexión entre el cable del controlador y el cable del motor. La segunda función es ventear al ambiente gas proveniente del pozo que puede llegar a superficie por medio de los cables evitando riesgo de explosión. Por último, permite hacer pruebas eléctricas a los equipos de fondo fácilmente. (Handbook Baker Hughes, 2009)

#### 2.1.2.2 Equipos de subsuelo.

- **Motor electrosumergible.** Es el mismo motor utilizado en el sistema ESP, estos motores son dipolares, trifásicos, tipo jaula y de inducción. El rango de su voltaje de operación es de 230 hasta 7000 voltios y su rango de amperaje de 12 a 343 amperios, los caballos de fuerza necesarios se obtienen con el incremento del diámetro o longitud del motor. (Handbook Baker Hughes, 2009)

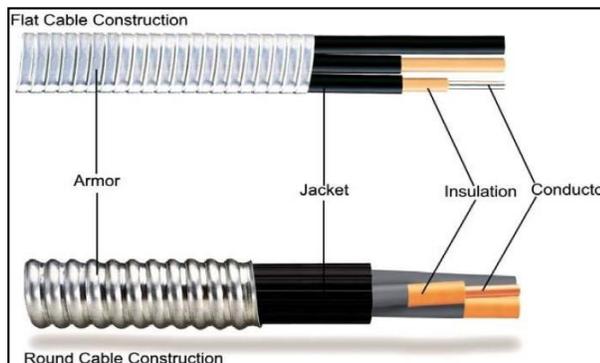
**Figura 9.** Motor Electrosumergibe



**Fuente:** Submersible Pump Handbook  
.Ninth Edition. 2009

- **Cable de potencia.** Es un cable trifásico que transmite la potencia al motor desde la fuente de alimentación, es decir que es el punto crítico de conexión entre el equipo de fondo y el suministro de energía. La construcción de este cable debe ser diseñada para prevenir daños mecánicos y mantener sus propiedades físicas y eléctricas al ser expuesto a las condiciones y fluidos del pozo. (Handbook Baker Hughes, 2009)

**Figura 10.** Cable de potencia



**Fuente:** Submersible Pump Handbook  
.Ninth Edition. 2009

- **Sellos.** Conectan el eje del motor con la toma de la bomba y cumple funciones vitales para el funcionamiento del equipo. Evita la entrada de fluidos del pozo al motor, proveer un área de expansión para el combustible del motor y equalizar la presión de la unidad con la presión anular del pozo. (Handbook Baker Hughes, 2009)
- **Caja reductora (GRU).** Los motores eléctricos trabajan a velocidades diferentes a las bombas de cavidades progresivas, los motores eléctricos trabajan a 3600 rpm

a 60 Hz y las bombas PCP en un rango de 100 a 500 rpm a 60 Hz. La caja reductora se encuentra en la parte superior del motor y reduce la velocidad de este a una velocidad manejable para la bomba. Además, utiliza un aceite dieléctrico de alta resistencia y posee sistema de doble planetario, el cual puede reducir la velocidad de 9 a 11 veces los rpm originales. Este diseño permite tener más del 98% de la eficiencia del motor.

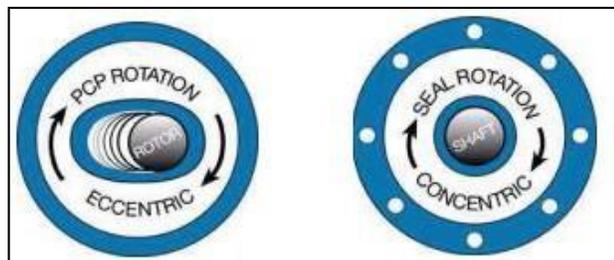
**Figura 11. Caja Reductora**

- Reducción 9:1	
▪ (60 Hz) 3500 RPM Entrada = 389 RPM Salida	
▪ (50 Hz) 2917 RPM Entrada = 324 RPM Salida	
- Reducción 11.5:1	
▪ (60 Hz) 3500 RPM Entrada = 304 RPM Salida	
▪ (50 Hz) 2917 RPM Entrada = 254 RPM Salida	

**Fuente:** MALLIN BILL. *“Ingeniería de Aplicaciones Baker Hughes Colombia”*.2009

• **Eje Flexible.** Componente encargado de conectar el sello al motor de la bomba ya que estos tienen movimientos diferentes (concéntrico y excéntrico respectivamente) por lo que es imposible conectarlos directamente. El eje convierte la rotación excéntrica de la bomba a concéntrica y evita comprometer la vida del sello. (Paula verano, 2014).

**Figura 12. Eje Flexible**



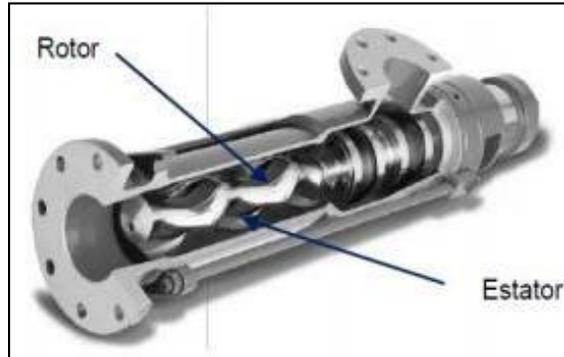
**Fuente:** MALLIN BILL. *“Ingeniería de Aplicaciones Baker Hughes Colombia”*.2009

• **Bomba de cavidades progresivas.** Es una bomba de desplazamiento positivo que usa cavidades selladas para mover los fluidos a superficie, consta de un rotor de acero instalado al final de la sarta de varillas y un estator instalado al fondo de la tubería de producción. La sarta rota desde superficie permitiendo el movimiento del rotor dentro del estator haciendo que el fluido se desplace hacia superficie. (Paula

verano, 2014).

La sarta de varillas no es tenida en cuenta en la configuración del sistema ESPCP eliminando problemas operacionales en pozos altamente desviados, a su vez, no tener la sarta de varillas aumenta el área de flujo y reduce pérdidas. (Handbook Baker Hughes, 2009)

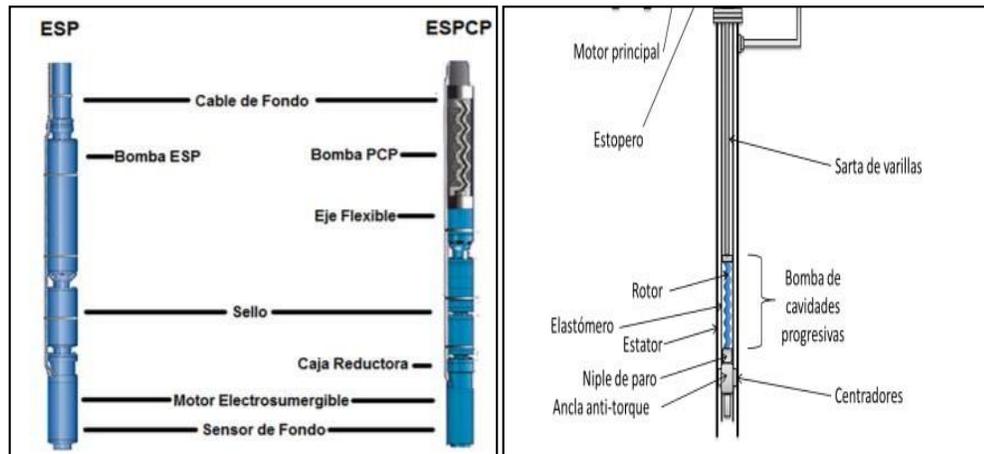
**Figura 13.** Bomba Cavidades Progresivas



**Fuente:** GILBERTO SEBASTIÁN BARRERA. “: *Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido espcp: bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido*”. Tesis UNAM. 2012.

En la siguiente figura se puede observar la diferencia de cada uno de los Equipos, ESP, PCP Y ESPCP y la configuración que estos tienen.

**Figura 14.** Sistemas PCP, ESP Y ESPCP



**Fuente:** Baker Hughes. “*BHI external customer overview*” y GILBERTO SEBASTIÁN BARRERA. “*Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido espcp: bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido*”. Tesis UNAM. 2012

## 2.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA

En esta sección se describirán unos pasos que hay que tener en cuenta para escoger el diseño del sistema ESPCP más adecuado según sean las condiciones del pozo, la presencia de gas, la capacidad de producción, la energía disponible, entre otras.

Un sistema de levantamiento artificial es diseñado teniendo en cuenta la información que es suministrada a las personas encargadas del diseño, si la información suministrada es adecuada, el sistema deberá operar en condiciones óptimas brindándole al operador el desempeño adecuado. (Baker Hughes, PCP systems).

**2.2.1 Información básica.** A continuación, se presenta la lista de la información del pozo requerida:

1. Información del pozo
  - a. Diámetro y peso del casing o liner.
  - b. Tamaño y peso de la tubería.
  - c. Intervalo perforado o hueco abierto.
  - d. Profundidad de instalación de la bomba (TVD, MD)
2. Información de producción
  - a. Presión en cabeza de la tubería
  - b. Presión en cabeza del casing.
  - c. Rata actual de producción

- d. Presión de entrada a la bomba o nivel de fluido
  - e. Presión estática de fondo de pozo.
  - f. Temperatura de fondo de pozo.
  - g. Rata de producción deseada.
  - h. Relación gas-líquido.
  - i. Corte de agua.
- 
- 3. Condiciones del fluido del pozo.
    - a. Gravedad específica del agua.
    - b. API crudo
    - c. Gravedad específica del gas
    - d. Presión punto de burbuja
    - e. Viscosidad del crudo
- 
- 4. Fuentes de energía
    - a. Voltaje primario disponible
    - b. Frecuencia.
    - c. Capacidad fuente de poder.
- 
- 5. Posibles problemas
    - a. Arena.
    - b. Depositaciones.
    - c. Corrosión.
    - d. Parafinas.
    - e. Emulsiones.
    - f. H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>.
    - g. Temperatura.

**2.2.2 Evaluación de materiales.** Uno de los componentes más importantes del sistema ESPCP es el elastómero, el cual es el componente interno del rotor y reduce los esfuerzos de fricción del líquido al subir a superficie. A continuación, se presentan las consideraciones de *Baker Hughes. Centrilift "ESPCP 9 step". PDF* para escoger un elastómero según el fluido.

**Tabla 2.**Tipos de elastómero y parámetros para su elección.

LT2000	LT3000	LT4000
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 25° API</li> <li>- 200° F</li> <li>- 40% libre de gas en la entrada de la bomba</li> <li>- 300 ppm H<sub>2</sub>S</li> <li>- 150000 ppm CO<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 35° API</li> <li>- 250 °F</li> <li>- 50 SCF/STB GOR</li> <li>- 10000 ppm H<sub>2</sub>S</li> <li>- 20000 ppm CO<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 40° API</li> <li>- 300° F</li> <li>- 40% libre de gas a la entrada de la bomba</li> <li>- 10000 ppm H<sub>2</sub>S</li> <li>- 150000 ppm CO<sub>2</sub></li> </ul>

**Fuente:** BAKER HUGHES. "Centrilift". ESPCP 9 step. PDF

Es recomendable comprar estos parámetros con la información del pozo suministrada, sin embargo, aunque las características del fluido del pozo estén dentro de esos rangos, el elastómero puede reaccionar con el fluido disminuyendo la capacidad del sistema para llevar los hidrocarburos a superficie. La manera más eficiente de saber si un elastómero es adecuado para cierto fluido, es con una prueba de compatibilidad de fluido y elastómero en laboratorio, en estas pruebas se monitorean ciertas características importantes como el cambio en la masa, cambio en el volumen, cambio de dureza, cambio de fuerza de tensión y cambios de elongación.

### 2.2.3 Capacidad de producción.

- **Índice de productividad.** Este representa la capacidad del yacimiento para entregar los fluidos a superficie, es definido como la relación entre el flujo en comparación con la presión estática y la fluyente. El índice de productividad puede ser calculado con la siguiente ecuación:

**Ecuación 1.** Índice de productividad

$$PI = \frac{Q_{test}}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

Q<sub>test</sub> = Tasa de producción de prueba de fluidos (BPD)

P<sub>wf</sub> = Presión fondo fluyente @tasa Q<sub>test</sub> (Psi)

P<sub>r</sub> = Presión estática de pozo (Psi)

Después de haber calculado el índice de productividad (IP), se debe calcular el nuevo valor de Pwf a la tasa de producción que se desea con la siguiente ecuación:

**Ecuación 2.** Pwf a la tasa de producción deseada.

$$P_{wf} = \bar{P}_r - \left( \frac{Q_d}{PI} \right)$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

Qd = Tasa de producción deseada (BPD)

Pwf = Presión de fondo fluyente @tasa Qd (Psi)

Pr = Presión estática de pozo (Psi)

PI= Índice de productividad (BPD/Psi)

El índice de productividad será una medida correcta del comportamiento del pozo siempre y cuando la nueva Pwf calculada sea aún mayor que el punto de burbuja (Pb), si este valor está por debajo del valor de Pb, tendremos un fluido multifásico y el IP es solo valido para fluidos monofásicos, en ese caso, debe utilizarse la curva de comportamiento de pozo (IPR).

• **Curva de Comportamiento de Pozo.** Las curvas IPR son utilizadas para predecir el comportamiento y capacidad de aporte del pozo cuando el fluido es monofásico ó multifásico, este método fue desarrollado por J.V. Vogel y la siguiente ecuación permite calcular la tasa máxima de producción:

**Ecuación 3.**Tasa máxima de producción para yacimientos saturados.

$$Q_{o\ max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

Qomáx= Tasa máxima de producción (BPD)

Qo= Tasa de producción (BPD)

Pwf= Presión de fondo fluyente (Psi)

Pr= Presión estática (Psi)

Si se asumen constantes las condiciones del pozo, es posible calcular diferentes caudales basados en cambios de la Pwf reorganizando la **ecuación 3**.

**Ecuación 4.** Tasa de producción a diferentes valores de Pwf.

$$Q_A = Q_{o\ max} \left\{ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wfA}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wfA}}{P_r} \right)^2 \right\}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

$Q_A$ =Tasa de producción a diferentes valores (BPD)

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

$P_r$ = Presión estática (Psi)

Así mismo, la **ecuación 3** puede ser reorganizada para predecir la Pwf a diferentes tasas de producción.

**Ecuación 5.** Pwf a diferentes tasas de producción

$$P_{wfA} = 0.125 \left\{ P_r \left[ -1 + \sqrt{81 - 80 \left( \frac{Q_A}{Q_{o\ max}} \right)} \right] \right\}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

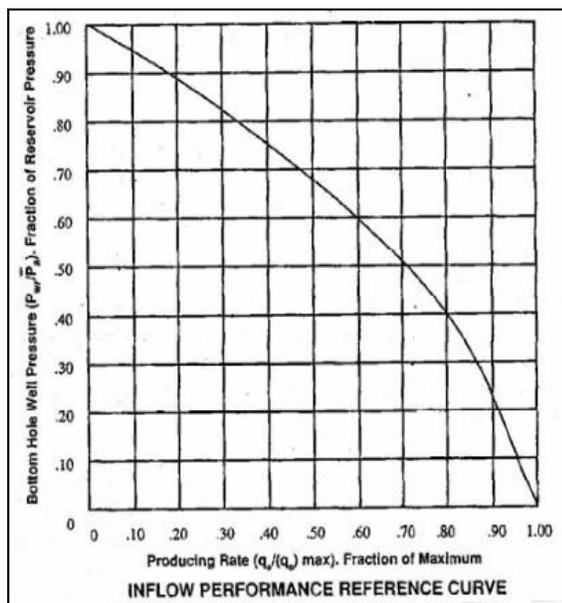
$P_{wfA}$ =Presión de fondo fluyente a diferentes tasas de producción (Psi)

$Q_A$ = Tasa de producción a diferentes valores (BPD)

$Q_{omáx}$ = Tasa máxima de producción (BPD)

Además, Vogel desarrollo la siguiente curva adimensional para representar gráficamente las condiciones cambiantes del pozo. Mediante esta curva es posible estimar la tasa máxima de producción de crudo en diferentes tiempos de la vida del pozo.

**Gráfica 2.**Inflow performance reference



**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

La relación de la  $P_{wf}$  con la presión estática se encuentra en el eje Y de la gráfica, desde allí se traza una línea recta horizontal hasta intersectar la curva, en ese punto se traza una línea perpendicular hasta el eje X, el punto de intersección entre estas 2 líneas puede ser utilizado en una ecuación para encontrar la tasa máxima de producción.

**2.2.4 Cálculos de gas.** Cantidades significativas de gas pueden representar un riesgo a la confiabilidad de las bombas PCP, ya que, a diferencia de las bombas centrifugas, las bombas PCP son de desplazamiento positivo y por lo tanto no presentan bloqueo por gas, sin embargo, grandes cantidades de gas libre pueden presentar problemas en el elastómero.

Cuando no es posible producir el pozo con una presión mayor a la del punto de burbuja, la regla general es asegurarse de que el gas libre sea menor al 40%, el gas al no tener las propiedades de enfriamiento y lubricación del crudo, aumentaría la fricción en la bomba y esta empezaría a operar en seco, lo que ocasionaría un sobrecalentamiento del elastómero hasta el punto de quemarlo. Si hay más de un 40% de gas libre, existen algunas opciones para reducir esta cantidad a la entrada de la bomba.

La primera opción es ajustar la profundidad de asentamiento de la bomba por debajo de las perforaciones para permitir una separación natural, sin embargo, para las

aplicaciones del sistema ESPCP, se debe asegurar que haya una velocidad adecuada del fluido que permita un correcto enfriamiento. La velocidad del fluido puede aumentarse adicionando un sudario, pero esto limitaría el tamaño del sistema. Otra opción es la instalación de un separador de gas cuando la profanidad de asentamiento de la bomba está por encima de las perforaciones, este separador utiliza la diferencia de gravedades específicas de gas y crudo para separarlos.

Si se ha determinado que el porcentaje de gas libre es menor al 40%, es necesario calcular los efectos de ese gas en el volumen de líquido para seleccionar la bomba adecuada. La relación gas-líquido (RGL), el factor volumétrico del petróleo (Bo) y el del gas (Bg) deben ser calculados mediante las siguientes correlaciones.

**Ecuación 6. Relación Gas-Petróleo.**

<p><b>Field Units:</b></p> $R_s = Y_g \left( \frac{P_b}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API^\circ}}{10^{0.00091 \times F}} \right)^{1.2048}$ <p><b>SI Units:</b></p> $R_s = 0.1342 \times Y_g \left( P_b \times \frac{10^{0.0125 \times API^\circ}}{10^{0.00091 \times (1.8 \times C + 32)}} \right)^{1.2048}$
---

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

Rs = Relación gas- petróleo (SCF/STB)

Pb = Punto de burbuja en Psi ó Kg/cm<sup>2</sup>

Yg = Gravedad específica del gas

**Ecuación 7. Factor volumétrico del gas.**

<p><b>SI Units:</b></p> $B_g = 5.04 \left( \frac{ZT}{P} \right)$ <p><b>Field Units:</b></p> $B_g = 5.04 \left( \frac{ZT}{P} \right)$
--

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Bg = Factor volumétrico del gas (Bls/PCN) ó m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

Z = Factor de compresibilidad del gas (0.81-0.91)

T = Temperatura de fondo en Rankine o Kelvin

P = Presión de sugerencia (psi) ó kg/cm<sup>2</sup>

**Ecuación 8.**Factor volumétrico del petróleo.

$$B_o = 0.972 + 0.000147 \times F^{1.175}$$

**Field Units:**

$$F = R_s \left( \frac{Y_g}{Y_o} \right)^{0.5} + (1.25 \times ^\circ F)$$

**SI Units:**

$$F = 5.61 R_s \left( \frac{Y_g}{Y_o} \right)^{0.5} + 1.25 [(1.8 \times ^\circ C) + 32]$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

Bo=Factor volumétrico del petróleo (RB/STB)

Yg = Gravedad específica del gas

Yo = Gravedad específica del petróleo

P= Todas las presiones son de fondo (Psi)

Rs= Relación Gas-Petróleo (SCF/STB)

Volumen total de fluidos. Después de ser calculadas las variables mencionadas anteriormente, los volúmenes de crudo, agua y gas libre pueden ser calculados. La cantidad total de gas en miles de pies cúbicos puede ser calculada mediante la siguiente ecuación.

**Ecuación 9.**Gas total.

$$Total\ Gas = \frac{Producing\ GOR \times BOPD}{1,000}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

Gas total= Miles de pies cúbicos (KPC)

BOPD= Barriles de petróleo por día (BN)

**Ecuación 10.**Gas en solución

$$Solution\ Gas = \frac{R_s \times BOPD}{1,000}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

Gas en solución= Miles de pies cúbicos (KPC)

Rs= Relación Gas-Petróleo (PC/BN)  
BOPD= Barriles de petróleo por día (BN)

Calculando las 2 variables anteriores, es posible determinar la cantidad de gas libre utilizando la siguiente ecuación.

**Ecuación 11.**Gas libre

$$\textit{Free Gas} = \textit{Total Gas} - \textit{Solution Gas}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Para determinar el volumen total de fluido, deben sumarse los volúmenes de agua, crudo y gas libre.

**Ecuación 12.**Volumen total

$$\begin{aligned} V_o &= \textit{Stock Tank Barrels} \times B_o \\ V_g &= \textit{Free Gas} \times B_g \\ V_w &= \textit{Stock Tank Barrels} \\ V_{total} &= V_o + V_g + V_w \end{aligned}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

Bo=Factor Volumétrico del petróleo (RB/STB)

Bg= Factor Volumétrico del agua (RCF/SCF)

Una vez es calculado el volumen total de fluidos, podemos calcular el porcentaje de gas libre con el que operaría la bomba PCP.

**Ecuación 13.** % de gas libre

$$\% \textit{ Free Gas} = \frac{V_g}{V_{total}} \times 100$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Como se mencionó anteriormente, si el porcentaje de gas libre es menor al 40%, se puede esperar que la operación de la bomba PCP sea confiable

**2.2.5 Selección de la bomba.** El primer paso para seleccionar el modelo correcto de la bomba es identificar la presión requerida de la bomba. Normalmente el valor de la carga dinámica total (TDH) es calculada, pero para las PCP se calcula una presión diferencial. La presión del intake ( $P_{intake}$ ) es la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) del flujo dado, menos la diferencia entre la profundidad de perforados ( $D_{perfs}$ ) y la profundidad del intake ( $D_{intake}$ ) multiplicado por 2.31 y la gravedad específica del fluido.

**Ecuación 14. Presión del Intake**

$$P_{intake} = P_{wf} - (D_{perfs} - D_{intake}) \times S.G \div 2.31$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

$P_{intake}$ = Presión de intake (Psi)

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

$D_{perfs}$ = Profundidad de los perforados (Ft)

$D_{intake}$ = Profundidad del intake (Ft)

SG= Gravedad específica.

La presión de descarga ( $P_{discharge}$ ) está hecha del peso específico (S.G) del fluido más las pérdidas de fricción ( $P_f$ ), más la presión en cabeza ( $P_{wellhead}$ )

**Ecuación 15. Presión de Descarga**

$$P_{discharge} = D_{intake} \times S.G \div 2.31 + P_f + P_{wellhead}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

$P_{discharge}$ = Presión de descarga (Psi)

$P_{wellhead}$ = Presión en cabeza (Psi)

$P_f$ = Pérdidas por fricción (Psi)

$D_{intake}$ = Profundidad del intake (Ft)

SG= Gravedad específica.

La  $P_f$  es hallada usando la tabla del apéndice A de la guía de "ESPCP 9 Step", teniendo cierto tamaño de tubería y profundidad. La  $P_{wellhead}$  será dada por el vendedor.

Después de haber calculado los dos valores se restan y así se obtendrá la presión nominal requerida. La presión nominal de la bomba deberá dar para ser escogida por lo menos 20% mayor que el diferencial de presión, ya que por ser las bombas PCP de desplazamiento positivo no requieren de una presión nominal exacta.

Las PCP pueden operar en cualquier diferencial de presión igual o menor que la los valores que aparecen en la placa o etiqueta de estas sin tener efectos adversos. Si hay gran cantidad de arena en el pozo (>5%) se deberá seleccionar una presión nominal más o menos 75% mayor que el diferencial de presión requerido.

El segundo paso para seleccionar el modelo de la bomba es determinar la tasa de flujo requerida. Debido a que la placa o etiqueta del Centrilift está en BPD/100 rpm y una PCP corre eficientemente a 300 rpm, se toma el total del volumen del fluido requerido y se divide por 3. Escoger la placa o etiqueta que tenga la capacidad de flujo de la PCP más cerca a este número.

La curva de rendimiento permitirá encontrar la velocidad de la bomba a una presión de 0 ( $RPM_0$ ) y la velocidad de la bomba a la presión de operación ( $RPM_p$ ). Con estos dos valores se calcula la velocidad de operación requerida ( $RPM_{oper}$ ) usando la siguiente ecuación:

**Ecuación 16.** Velocidad Requerida de operación (RPM)

$$RPM_{oper} = RPM_p - f \times (RPM_p - RPM_0)$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

$RPM_0$ = velocidad de la bomba a una presión de 0

$RPM_p$ = velocidad de la bomba a la presión de operación

$RPM_{oper}$ = velocidad de operación requerida

Donde  $f$  es el factor de corrección de deslizamiento proveniente de la curva de corrección de la viscosidad en el Apéndice B de la guía de “ESPCC 9 Step”. Esta ecuación toma en cuenta como la viscosidad de un fluido puede impedir la cantidad de escurrimiento del fluido en la bomba.

El tamaño del rotor también tendrá un impacto en la cantidad de fluido que se desliza por la bomba, pero este será escogido para que la bomba pueda operar alrededor del 80% de la eficiencia volumétrica y la presión nominal. Esto es requerido para lubricar el rotor/estator y mantener el elastómero a la temperatura adecuada y evitar un recalentamiento de este. Escoger el tamaño del rotor está basado en el hinchamiento o expansión del elastómero debido a una expansión térmica e interacción con el fluido.

Para ambientes abrasivos, es recomendado sobredimensionar la bomba en donde la velocidad de operación este por debajo de las 250 RPM para reducir el desgaste.

**2.2.6 Potencia Requerida.** Para seleccionar el motor adecuado para la bomba de fondo, la potencia consumida (BHP) debe ser lo primero en determinarse, esta se sacará de la curva de rendimiento de la bomba. El primer paso es localizar la entrada de energía a la presión diferencial calculada y a la velocidad calculada, luego se encontrará la entrada de energía a una presión de 0 a la misma velocidad de la curva de rendimiento, esto se denomina caballos de fuerza fraccionales (FHP). Para determinar la potencia del agua (WHP) se despejará de la siguiente ecuación:

**Ecuación 17.** Potencia del Agua (WHP)

$$BHP = WHP + FHP$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

De la corrección de la viscosidad del Apéndice B de la guía de “ESPCP 9 Step”, se determinará el factor de corrección del aditivo de poder ( $f_{FHP}$ ) para la viscosidad dada. Se multiplicará el FHP por el  $f_{FHP}$  para obtener la viscosidad de los caballos de fuerza fraccionales ( $FHP_v$ ). De esta manera podrán ser hallados los caballos de fuerza del freno viscoso ( $BHP_v$ ) mediante las siguientes ecuaciones:

**Ecuación 18.** Caballos de fuerza del freno viscoso ( $BHP_v$ )

$$\begin{aligned} FHP_v &= FHP \times f_{FHP} \\ BHP_v &= WHP + FHP_v \end{aligned}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Se puede comprobar la validez de estos valores mediante una comparación con la ecuación de los caballos de fuerza hidráulicos.

**Ecuación 19.** Caballos de fuerza hidráulicos.

$$HHP = \frac{Q \times P \times 2.31}{136.000 \times n}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

En donde HHP son los caballos de fuerza hidráulicos, Q es el caudal en BPD, P es el diferencial de presión calculado en psi y  $n$  es la eficiencia de la bomba como decimal. El HHP calculado debe ser menor al de  $BHP_v$  para una implementación viscosa, si el HHP es mayor se deberá usar la BHP para la implementación.

Posteriormente se debe escoger un motor de por lo menos 35% mayor al del BHP<sub>v</sub> para la implementación. Usualmente los caballos de fuerza requeridos son menores que una típica ESP, incluso en pozos profundos, entonces se escogerá la mayor tasa de voltaje para absorber el voltaje perdido en el cable.

El aceite del PCP será requerido en el motor, pero no es común entre los motores ESP. Sin embargo, es una buena idea agregar aceite PCP en orden para llenar el motor y de paso el sello. Existen dos tipos de aceites PCP que se ofrecen en la empresa: PC-92 y PC-401. PC-92 es para aplicaciones normales de 310°F y el PC-401 tiene una mayor viscosidad clasificada en 370°F.

## 2.2.7 GRU, FSA y Selección de los sellos

**2.2.7.1 Caja Reductora (GRU).** Se selecciona los caballos de fuerza calculados en el paso 6 para determinar el torque resultante usando la siguiente ecuación:

### Ecuación 20. Torque

$$\text{Torque} = \frac{HP \times 5252}{RPM_{pump}}$$

Fuente: BAKER HUGHES. ESPCP 9 step.  
PDF

Donde:  
Torque= Ft-Lbs

Se selecciona el GRU que tenga las mismas series que el motor y que pueda manejar 1.5 veces el torque calculado. Esto es requerido porque las PCP necesitan un torque de mayor fuerza debido a que el torque de arranque es más alto que el torque de operación. La bomba llega a la ubicación con el rotor dentro del estator y esto causa una compresión situada en el estator. Entonces, se requiere un torque más alto para separar el rotor del estator.

Asegurarse de que el GRU tenga el tamaño de acople correcto para que este se conecte con el motor y sello seleccionado. Referirse al apéndice C de la guía de "ESPCP 9 Step" para diferentes ensambles del GRU y sus acoples.

**2.2.7.2 Selección de los sellos.** Para seleccionar los sellos, se recomienda usar una cámara de tres, un doble sistema de bolsas con sellos Premium que provean una extra protección al GRU. Cualquier contaminación dentro del GRU puede dañar la caja. Debido a que las PCP operan a una menor velocidad, la carga intermedia del cojinete tiene el mejor diseño de acomodación para el empuje. El cojinete de

empuje puede manejar 150% de su capacidad de carga, el cual es comúnmente requerido en las aplicaciones de la PCP.

El eje del sello también necesita ser capaz de manejar 1.5 veces el torque de operación, además es recomendado seleccionar un eje con un ranurado envuelto más fuerte. Esto le dará un 35% más de fuerza. Asegúrese que el aceite en el GRU y sello sea el mismo que el del motor.

**2.7.1.3 Asamblea de Eje Flexible (FSA).** Seleccionar un FSA que tenga las mismas series que el sello. Las principales consideraciones para el FSA son los acoples y los collares. El acople del intake necesita encajar perfectamente con el eje del sello seleccionado. Los collares de FSA tienen que encajar con las roscas de la bomba seleccionada en el paso 5, además debe alinearse con la tubería usada en la aplicación. Refiérase a la matriz del FSA en el apéndice D de la guía de “ESPCP 9 Step” mostrando todos los partes números y los componentes que forman la asamblea.

**2.2.8 Selección del Cable.** Los tamaños de cables disponibles son de 2/0 a 6, en las configuraciones planas como en las redondas. Existen diferentes tipos de armaduras y aislamientos disponibles para la protección contra la corrosión de fluidos y ambientes severos. La selección del cable toma en cuenta la determinación de varios factores: Tamaño del cable, tipo de cable, largo del cable y la extensión del cable del motor (MLE).

**2.2.8.1 Tamaño del cable.** El tamaño adecuado del cable es dependiente de la combinación de los factores de voltaje, amperaje y el espacio disponible entre los collares de la tubería y el casing.

La curva de caída de voltaje del cable en el apéndice E de la guía de “ESPCP 9 Step” cae en el cable dado. En el amperaje del motor seleccionado y la temperatura dada en el fondo del pozo es recomendado seleccionar un tamaño de cable que de una caída de voltaje de menos de 30 voltios por 1000 pies (305 metros) o menos del 15% de lo que indique el motor en la placa. Esta curva también permite determinar el voltaje en superficie necesario que se requiere para operar el motor. Si la pérdida de energía es un problema, referirse a la curva de Kwatt-pérdida por hora en el apéndice E de la guía “ESPCP 9 Step” para que ayude a justificar el cable seleccionado. Aunque las tasas de energía varíen, esta tabla es indispensable para determinar la economía del tamaño de estos cables.

**2.2.8.2 Tipo de Cable.** Seleccionar el tipo de cable basándose en las condiciones del fluido, temperatura de fondo, gas y limitaciones de espacio dentro del casing. Si no hay suficiente espacio para un cable redondo, use la configuración del cable plano (fluido, temperatura de fondo, gas y limitación de espacio dentro del casing)

**2.2.8.3 Largo del Cable.** El largo total debe ser de al menos 100 pies (30 metros) más largo que la profundidad de asentamiento de la bomba en orden para verificar o asegurar que las conexiones estén a una distancia segura de la cabeza del pozo.

**2.2.8.4 Extensión del cable del motor (MLE).** Para el MLE, seleccionar el modelo que encaje mejor a las series del motor. Por lo que el GRU es más largo que el sello, verificar el espacio libre entre el MLE y el casing usando la tabla del apéndice F de la guía “ESPCP 9 Step”.

**2.2.9 Variador de frecuencia (VSD).** El VSD y el transformador deben manejar los kVA requeridos por el sistema, el cual es igual al voltaje de superficie multiplicado por el amperaje del motor y la raíz cuadrada de 2 dividido todo por mil

**Ecuación 21.**kVA requeridos

$$kVA = \frac{V_{surface} \times A_{np} \times \sqrt{2}}{1000}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step.  
PDF

Donde:

Vsurface= Voltaje de superficie (V)

Amp= Amperios

El voltaje de superficie está formado por el voltaje del motor más la pérdida de voltaje en el cable. La pérdida de voltaje en el cable puede encontrarse en el apéndice G de la guía “ESPCP 9 Step”.

El torque de la PCP va a determinar los límites de carga permitidos en superficie. La clasificación del torque para el eje del sello será determinada por el factor límite. Entonces se calcula el límite de torque en el motor dividiendo el torque máximo del eje del sello por el radio del GRU. Los caballos de fuerza calculados a este torque son:

**Ecuación 22.** Caballos de fuerza (HP)

$$HP = \frac{Torque(ft. lbs) \times RPM}{RPM}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Si este valor es mayor a los caballos de fuerza en la placa del motor, utilice la carga de superficie estándar. Si necesita los amperajes para preparar el límite de superficie en la unidad, este puede ser calculado con los HP calculados anteriormente mediante la siguiente ecuación:

**Ecuación 23.** Amperajes (I)

$$I = \frac{HP \times 746}{V_{supply} \times Efficiency}$$

**Fuente:** BAKER HUGHES. ESPCP 9 step. PDF

Donde:

I= Amperaje

Vsupply= Voltaje requerido (V)

El sistema ESPCP siempre requerirá un fuerte arranque por la fricción generada entre el rotor y el estator. La unidad es entregada en el campo con el rotor dentro del estator, el cual causa una compresión. Los Hz de arranque y el voltaje será necesario aumentarlos para romper el rotor flojo. Algunas veces balancear o disminuir el tiempo de aceleración es necesario. Para este proceso, unos límites de subcarga/sobrecarga deberán ser removidos.

Existen diferentes opciones que pueden ser añadidas a la unidad para el monitoreo del pozo, los sensores de fondo y el control del monitoreo. El cliente deberá dar las preferencias de cuantos puertos de entrada y salida quiere y si quiere puertos en serie o paralelos.

Para la ubicación de las unidades es importante tener en cuenta los diferentes ambientes de operación. Existen 2 cosas que se deben considerar para las unidades, el NEMA (Asociación nacional de la fabricación eléctrica) y el Índice de producción (IP). Estos manejan unos rangos para las aplicaciones en interior, climas desiertos y plataformas marinas. Lo más común para aplicaciones en el exterior se basa en el NEMA 3 y el NEMA 4, que se correlacionan con el IP56/IP66.

La temperatura también se tendrá en cuenta debido a la cantidad de calor generada por los variadores. Deberá existir un rango de temperatura para las unidades, las cuales están basadas en la propiedad de disipación de calor por el lugar y la temperatura del ambiente. Algunas veces se necesitará un equipo auxiliar para climas especiales, estos equipos pueden ser por ejemplo calentadores o controladores de humedad.

### 2.3 APLICACIONES DEL SISTEMA

Existen diversas aplicaciones del sistema ESPCP debido a que se mezclan las ventajas del sistema ESP y el PCP. El sistema ESPCP puede ser utilizado tanto en pozos horizontales y desviados, se eliminan problemas con las varillas pues este nuevo equipo al tener motor en fondo, no necesita de un sistema de varillas. Adicionalmente se eliminan los problemas por manejo de gas y por sólidos, comunes en los equipos ESP. Por estas razones se disminuyen los costos de operación, los costos de inversión y los tiempos no productivos.

Debido a las diversas aplicaciones del sistema ESPCP, en la **Tabla 3** se compara de manera general la aplicabilidad de este equipo con los demás sistemas de levantamiento artificial instalados en el Campo VMM para poder realizar una breve comparación y evidenciar la variedad de beneficios que tiene el sistema ESPCP.

Para la realización del **Cuadro 2** se tomó información proveniente de diferentes tesis de la Universidad de América como la de Jorge Blanco Corredor y Sebastian Vidal Redondo<sup>66</sup>, Juan Felipe Peña Martínez<sup>67</sup>, Kevin Peña Sereviche y José Serna Velásquez<sup>68</sup> e información brindada por la profesora Claudia Rubio en la clase de Producción 2 en el año 2018.

---

<sup>66</sup> BLANCO CORREDOR JOSE, REDONDO VIDAL SEBASTIAN. “*Módulo de información computacional que permita seleccionar los sistemas de levantamiento artificial integrando últimas tecnologías para el módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A.*”. Tesis. 2016

<sup>67</sup> PEÑA MARTINEZ JUAN. “*Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque buenavista.*”. Tesis. 2016

<sup>68</sup> PEÑA KEVIN ANDRES, SERNA JOSE FERNANDO. “*Diseño del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para el manual general de completamiento de Ecopetrol S.A.*”. Tesis. 2017

**Cuadro 2.** Aplicabilidad de los Sistemas de Levantamiento presentes en el Campo de estudio.

 Excelente 
  Bueno 
  Regular 
  Malo

Categorías	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	Bombeo Electrosumergible (ESP)	Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP)
<b>Caudales de Operación típicos</b>	 Se puede Utilizar para tasas de producción de 5-1500 BFPD	 Se puede utilizar para tasas de producción de 5-3000 BFPD	 Se puede utilizar para tasas de producción de 100-30000 Buen Manejo de Altos caudales.	 Se puede utilizar para tasas de producción de 25-5000 BFPD
<b>Gravedad API del petróleo (°)</b>	 Maneja fluidos con un API >8. Tolerancia a fluidos viscosos	 Maneja fluidos con API <35.No existen problemas entre el estator y el rotor.	 Maneja fluidos con API >8.	 Maneja fluidos con API <40.
<b>Limitaciones de temperatura</b>	 Soporta altas temperatura(5 50°F),	 Limitado a temperaturas superiores a 300°F	 Limitado por motores y cables especiales. Maneja temperaturas hasta 400°F.	 Limitado a temperaturas superiores a 300°F debido al motor, cable y elastómero de la bomba.
<b>Manejo de sólidos/ Arena</b>	 Poco manejo de Sólidos y arena.	 Buen manejo de sólidos	 Puede presentar problemas con los Sólidos en la bomba y capaz de controlar Arena con accesorios adicionales. Tolerancia limitada a la arena	 Buen manejo de sólidos.

**Cuadro 2. (Continuación)**

Categorías	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	Bombeo Electrosumergible (ESP)	Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP)
<b>Corrosión</b>	 <p>Susceptible a la corrosión. Poca resistencia al contenido de H<sub>2</sub>S</p>	 <p>Susceptible a la corrosión, sin embargo se pueden utilizar tratamientos en el anular. Limitado a compatibilidad del elastómero.</p>	 <p>Puede presentarse problemas en el cable debido a los fluidos presentes en el yacimiento. Sin embargo permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión</p>	 <p>Susceptible a la corrosión. Sin embargo se pueden utilizar tratamientos en el anular. Limitado a compatibilidad del elastómero</p>
<b>Corte de Agua</b>	 <p>No posee limitaciones y puede ser utilizado para altos cortes de agua.</p>	 <p>No posee Limitaciones y puede ser utilizado para altos cortes de agua.</p>	 <p>Es el sistema más recomendado para altos cortes de agua.</p>	 <p>No posee limitaciones y puede ser utilizado para altos cortes de agua</p>
<b>Profundidad (TVD) ft</b>	 <p>Eficiente para pozos profundos, Sin embargo, la profundidad puede estar limitada debido a las varillas. Máx profundidad 16000 ft</p>	 <p>Limitado para yacimientos poco profundos. Máx Profundidad 8.000 ft</p>	 <p>Eficiente en pozos profundos pero usualmente está limitado a los HP del motor. Máx profundidad 15.000 f</p>	 <p>Limitado para profundidades superiores a los 7000 ft.</p>

**Cuadro 4. (Continuación)**

Categorías	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	Bombeo Electrosumergible (ESP)	Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP)
<b>Eficiencia general del sistema</b>	● Eficiencia entre 45-60%.	● Excelente eficiencia hidráulica, eficiencias reportadas del 50-70%.	● Eficiencia entre 35-60%	● Puede llegar hasta eficiencias del 70% superando los sistemas PCP y ESP.
<b>Manejo de Gas</b>	● Se puede ventear el gas y usar separadores de gas o anclas de gas natural según las necesidades de la bomba.	● Producción de gas puede generar daños en la bomba. No posee válvulas internas ni trampas de gas.	● Se pueden generar bloqueos por gas, sin embargo, existe la posibilidad de manejar moderadas cantidades de gas con un separador antes de bomba.	● Producción de gas puede generar daños en la bomba
<b>Pozos Desviados</b>	● Limitado para pozos desviados debido a problemas con el partimiento de las varillas.	● Se incrementan los problemas de desgaste cuando se aplica en pozos desviados. Se mejora la aplicación con el uso de varillas continuas.	● Pocos problemas. Limitación en pozos horizontales.	● La adaptación del sistema ESP-PCP disminuye los esfuerzos de fricción de la bomba PCP debido a que no tiene varillas.

**Cuadro 2.** (Continuación)

Categorías	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	Bombeo Electrosumergible (ESP)	Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP)
<b>Equipos de superficie</b>	 <p>Se requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en localizaciones urbanas.</p>	 <p>No se requiere de gran espacio en superficie. Se requiere fuente de energía.</p>	 <p>No ocupa grandes espacios en superficie. Se puede aplicar costa afuera. Disponibilidad de unidades en diversos tamaños.</p>	 <p>Se requiere de una fuente eléctrica. No posee grandes restricciones para su uso.</p>

**Fuente:** Elaboración propia.

Una vez conocidas las diferentes aplicabilidades de los diferentes sistemas de levantamiento artificial instalados en el Campo VMM y comparar su aplicabilidad contra la del sistema ESPCP, se puede evidenciar que el ESPCP no presenta gran cantidad de restricciones para ser operado bajo diferentes condiciones. A continuación, se describirán un rango de parámetros bajo los cuales operan los sistemas ESPCP en el campo VMM. En el **cuadro 2** quedó demostrado la importancia de estos parámetros a la hora de escoger un sistema de levantamiento y por eso se hace necesaria la descripción general de los parámetros actuales, además que podrían ayudar a entender las posibles causas de falla en alguno de los sistemas.

Las condiciones de operación del Campo se describirán a continuación en la **tabla 3**.

## 2.4 CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN

**Tabla 3.** Características generales bajo las cuales opera el sistema ESPCP en el campo VMM

Características	Rango Aproximado
Rangos perforados(ft)	(2900-4900)
Tubería de producción (ft)	(2700-4000)
Tubería de producción OD (in)	(2.875 y 3.5)
Asentamiento bomba (ft) FONDO md	(2800-4000)
Diámetro Bomba "OD" (pulg)	(3,75 y 4)
Profundidad Intake bomba (ft)	(2800-4000)
Longitud bomba (ft)	(35-51)
Profundidad motor (ft)	(2900-4000)
Diámetro motor (pulg)	5.62
Sello superior profundidad (Ft)	(2900-4000)
Diámetro Sello superior OD (in)	5.13
Sello inferior profundidad (Ft)	(2900-4000)
Diámetro Sello inferior "OD" (in)	5.13
Sensor profundidad (ft)	(2800-4000)
Diámetro Sensor "OD" in	(4 y 4.5)
Flex shaft profundidad (ft)	(2800-3900)
Diámetro Flex shaft "OD" (in)	5.13in
GRU profundidad (Ft)	(2800-3900)
GRU OD (in)	5.38in
Cable de potencia longitud (ft)	(2700-5000)
Tipo de cable	Plano (#4 y #6)
Tipo de pozo	Desviado tipo S

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 4.** Características de yacimiento bajo las cuales opera el sistema ESPCP en el Campo VMM

<b>Característica</b>	<b>Rango aproximado</b>
<b>Presión estática psi</b>	(305-780)
<b>Profundidad máxima "MD" (ft)</b>	(2800-5100)
<b>BHT (F°)</b>	(114-120)
<b>Inclinación máxima grados (°)</b>	(2-40)
<b>Dogleg Severity máx (°)</b>	(2.6-5.5)
<b>Inclinación promedio (°)</b>	(2-20)
<b>Dogleg promedio (°)</b>	(0.6-1.8)
<b>PIP (psi)</b>	(85-230)
<b>Frecuencia de operación (Hz)</b>	(23-62)
<b>Indice de productividad (BPD/psi)</b>	(2.45-4.99)
<b>Caudal (BPD)</b>	(250-1400)
<b>API (°)</b>	(22 y 24)
<b>BSW %</b>	(85-98)
<b>Punto de Burbuja (psia)</b>	(150-265.5)
<b>GOR (SCF/STB)</b>	(25-150)
<b>Bo</b>	(1.03-1.06)
<b>Bw</b>	(1.008-1,01)
<b>Bg</b>	(1.3-1.75)
<b>N<sub>2</sub> %</b>	(0-2.2)%
<b>CO<sub>2</sub>%</b>	(0-2.2)%
<b>H<sub>2</sub>S%</b>	(0-2.2)%

**Fuente:** Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, el campo VMM cuenta con 22 sistemas ESPCP instalados en diferentes pozos, pero a la fecha de hoy (septiembre de 2018), solo 3 de estos sistemas están actualmente en operación, la **tabla 5** muestra los 3 pozos que actualmente están en operación, el número de la corrida y las condiciones bajo las cuales están operando.

**Tabla 5.** Condiciones Actuales de Operación de los equipos ESPCP actualmente en operación

<b>Característica</b>	<b>VMM 56 (19)</b>	<b>VMM 73 (3)</b>	<b>VMM 60 (6)</b>
<b>Rangos perforados(ft)</b>	4228-4810	3054-3578	3496-4189
<b>Tubería de producción (ft)</b>	3825.11	3267.16	3398.16
<b>Tubería de producción OD (in)</b>	2 7/8	3.5	3.5
<b>Asentamiento bomba (ft) FONDO md</b>	3869.61	3306.61	3437.61
<b>Diámetro Bomba "OD" (pulg)</b>	4	4	4
<b>Profundidad Intake bomba (ft)</b>	3440	3236	3382
<b>Longitud bomba (ft)</b>	34	39	39
<b>Profundidad motor (ft)</b>	3894.31	3341.31	3472.31
<b>Diámetro motor (pulg)</b>	5.62	5.62	5.62
<b>Sello superior profundidad (Ft)</b>	3875.89	3322.89	3453.89
<b>Diámetro Sello superior OD (in)</b>	4	5.13	5.13
<b>Sello inferior profundidad (Ft)</b>	3882.78	3329.78	3460.78
<b>Diámetro Sello inferior "OD" (in)</b>	4	5.13	5.13
<b>Sensor profundidad (Ft)</b>	3894.31	3345.41	3476.41
<b>Diámetro Sensor "OD" in</b>	4.5	4.5	4.5
<b>Flex shaft profundidad (Ft)</b>	3869	3316	3447
<b>Diámetro Flex shaft "OD" (in)</b>	4	5.13	5.13
<b>GRU profundidad (Ft)</b>	3884.61	3331.61	3462.61
<b>GRU OD (in)</b>	4	5.62	5.38
<b>Cable de potencia longitud (ft)</b>	3825.11	3267.16	3398.16
<b>Tipo de cable</b>	plano #4	plano #4	plano #4
<b>Tipo de pozo</b>	Desviado	desviado	Desviado

Fuente: "BAKER HUGHES, A GE COMPANY". Modificado por autores.2018

**Tabla 6.** Condiciones Actuales de Operación del Yacimiento

<b>Característica</b>	<b>VMM 56 (19)</b>	<b>VMM 73 (3)</b>	<b>VMM 60 (6)</b>
<b>Presión estática (psia)</b>	755	342	727
<b>Profundidad máxima "MD" (ft)</b>	5094	4000	4487
<b>BHT (F°)</b>	120	115	120
<b>Inclinación máxima grados (°)</b>	36.24	19.60	17.41
<b>Dogleg Severity máx (°)</b>	5.42	5.25	3.15
<b>Inclinación promedio (°)</b>	25.52	8.87	7.73
<b>Dogleg promedio (°)</b>	1.42	1.24	1.16
<b>PIP (psia)</b>	98.63	78.29	149.5
<b>Frecuencia de operación (Hz)</b>	38	52.9	36.9
<b>Indice de productividad (BPD/psi)</b>	2.49	4.99	3.32
<b>Caudal (BPD)</b>	250	800	900
<b>API (°)</b>	22	22	24
<b>Corte de Agua (%)</b>	92	92	86
<b>Punto de Burbuja (psia)</b>	164.5	150	264.5
<b>GOR (SCF/STB)</b>	72.51	95	150
<b>Bo (BR/BN)</b>	1.042	1.046	1.051
<b>Bw (RC/BN)</b>	1.008	1.009	1.009
<b>Bg (RC/BN)</b>	1.486	1.597	1.608

Fuente: "BAKER HUGHES, A GE COMPANY". Modificado por autores.2018

## **2.5 ANTECEDENTES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESPCP EN EL CAMPO VMM**

Los sistemas de levantamiento predominantes en el campo de estudio como el PCP y el bombeo mecánico presentaban buenos tiempos de Run Life, sin embargo, su expectativa de vida no fue la mejor cuando fueron implementados en pozos de mediana y alta desviación. Para solucionar estos inconvenientes, se decidió implementar el sistema ESPCP en pozos con una producción entre 300 y 1200 BFPD, donde la IPR hubiese sido estable al menos los últimos 2 años y donde se hubiesen presentado al menos 2 intervenciones al año por ruptura de varilla y con problemas por presencia de sólidos.

Inicialmente se escogieron 4 pozos candidatos para la implementación del sistema ESPCP, para los cuales se esperaba una expectativa de vida de al menos 180 días. El equipo instalado en el pozo A salió de operación luego de 252 días y todos sus componentes se encontraron en buenas condiciones mecánicas y eléctricas, después fue instalado otro equipo el cual supero por mucho el Run Life de la corrida anterior. En el pozo B, el equipo instalado presentó una falla en la caja reductora (GRU) después de 15 días de operación, la falla fue clasificada como falla por manufactura y se reemplazó el equipo por un sistema ESP, lo cual obligo a escoger otro pozo candidato. El equipo instalado en el pozo C superó en gran medida la expectativa de vida. El equipo ESPCP en el pozo D tuvo un Run Life de 393 días y presentó falla en el coupling del Flex Shaft, se instaló un nuevo equipo que también supero la expectativa de vida de 180 días. Finalmente, el equipo instalado en el pozo E, falló luego de 79 días de operación debido a problemas con un pozo inyector, lo cual provocó un daño en la bomba PCP.

Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas con este nuevo sistema de levantamiento concluyeron que se superó el Run Life de los equipos previamente instalados y por eso se decide seguir implementando esta tecnología en pozos altamente desviados y con presencia de sólidos.

### 3. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES CRÍTICAS QUE AFECTAN EL SISTEMA ESPCP EN EL CAMPO

En el siguiente capítulo se clasificarán y describirán las fallas que presentaron los sistemas ESPCP instalados en el campo, para así poder identificar cuáles son las variables que más afectan el funcionamiento del sistema.

#### 3.1 PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE FALLAS EN LOS EQUIPOS ESPCP DEL CAMPO

Cuando los equipos ESPCP del campo dejan de producir lo deseado o simplemente dejan de llevar el fluido a superficie, se realizan ciertos procedimientos específicos con el fin de reestablecer la producción del pozo donde se encuentra instalado el equipo, si no se logra reestablecer la producción, se confirma que hubo una falla en el equipo y se realizan una serie de procedimientos para determinar la falla e identificar su causa. Estos pasos son:<sup>33</sup>

**3.1.1 Sacada del equipo del pozo.** Se realizan pruebas mecánicas y eléctricas para determinar las condiciones tanto de los equipos como de las tuberías. Cada parte del equipo de levantamiento artificial es inspeccionada con el fin de encontrar fugas en la tubería, corrosión, erosión, sobrecalentamientos, solidos, escamas y se inspeccionan otras condiciones del cuerpo del equipo.

**3.1.2 Recolección de información.** Se recolecta información necesaria para el análisis como las condiciones mecánicas del pozo, tamaño de los equipos, asentamientos y otras condiciones de instalación. También se reúne otro tipo de información como la data histórica de fallas, trabajos de workover y parámetros de producción y operación como el caudal, el BSW, las presiones de entrada y descarga, entre otros.

**3.1.3 Inspección y desarme del equipo.** Esto se hace con el fin de buscar, recolectar y analizar en un laboratorio, las evidencias de corrosión, escamas, sobrecalentamientos y otros inconvenientes en los componentes internos del sistema. Antes de desarmar el equipo, se hacen mediciones por desgaste abrasivo y erosivo en áreas específicas y se hacen pruebas eléctricas y de aislamiento al motor y cable.

**3.1.4 Análisis de falla y determinación de la causa raíz.** Luego de recolectar la evidencia, discutir todas las posibles causas de la falla y analizar la secuencia de

---

<sup>33</sup> E.Rubiano, J. Martin, J. Prada, M.Monroy, L. Labrador,J. Celis, J.Guitierrez, M. Bohorquez.Run Life improvement by implementation of artificial lift Systems Failure classification and Root cause Failure classification. SPE-173913-MS. 2015

eventos que encaminaron a la falla, se selecciona la posible causa raíz.

### 3.1.5 Identificación y ejecución de acciones eficientes para prevenir fallas.

Se discuten e identifican las soluciones para prevenir que el sistema falle de nuevo, luego de esto, estas posibles soluciones se implementan y son evaluadas continuamente para verificar que el sistema ha aumentado su Run Life y su rendimiento.

En la siguiente tabla se pueden apreciar las principales razones por las cuales se saca el equipo del pozo:

**Cuadro 3.** Razones generales de pulling de equipo ESPCP

Razón general de sacada	Razón específica de sacada	Descripción
Detección de parámetros por fuera del rango de operación.	Alta temperatura del bobinado del motor	Posibles fallas debido a las medidas anormales de los instrumentos de fondo
	Altas vibraciones	
	Baja capacitancia dieléctrica del aceite del motor	
	Presión de descarga anormal	
	Desconocida	
Eléctrica	Alta corriente	Posibles fallas por eventos eléctricos
	Alto voltaje	
	Baja corriente	
	Baja resistencia	
	Bajo voltaje	
	Fase desbalanceada	
	Corto circuito	
	Desconocida	
Caudal	Bajo caudal en superficie	Posibles fallas por medidas anormales en la tasa de flujo (caudal)
	No caudal en superficie	
	Desconocida	
Mantenimiento/Reparación	Reparación del casing	Equipo sacado para el mantenimiento o reparación en el pozo o en algún equipo de fondo
	Reparación del tubing	
	Reparación para el control de arena	
	Reparación de algún equipo de fondo	
	Cambio de componente ESPCP	
	Limpieza	
Recompletación	Cambio de SLA	Equipo sacado para la recompletación del pozo
	Cambio o modificación de los perforados	
	Estimulación	
	Inyección	
	Otros	
Abandono	Abandono permanente	Equipo retirado mientras el pozo se encuentra sin funcionamiento
	Abandono temporal	
	Razones económicas	

**Fuente:** C-FER technologies, ESP Failure Nomenclature, 2013.

## 3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS FALLAS

A continuación, se establecerán tres (3) diferentes categorías para las fallas con el fin de facilitar el proceso de identificación de cada una de ellas, las tres categorías son:

- Falla del sistema de levantamiento artificial
- Falla no asociada al sistema de levantamiento artificial
- Sin falla

### 3.2.1 Definición de las categorías establecidas.

**3.2.1.1 Falla del sistema de levantamiento artificial.** El sistema no realiza la función requerida debido a una falla mecánica o eléctrica de sus componentes.

**3.2.1.2 Falla mecánica.** Se considera falla mecánica cuando es por el resultado de presiones, fuerzas y torque y está asociada a la bomba, el motor, el eje flexible, el sello o la caja reductora.

**3.2.1.3 Falla del Material.** Dentro de las fallas mecánicas se pueden encontrar las fallas de material, estas están relacionadas a cambios en las características físicas del equipo tales como quemaduras, corrosión, sobrecalentamientos, desgaste, erosión, dureza, acabado, etc.

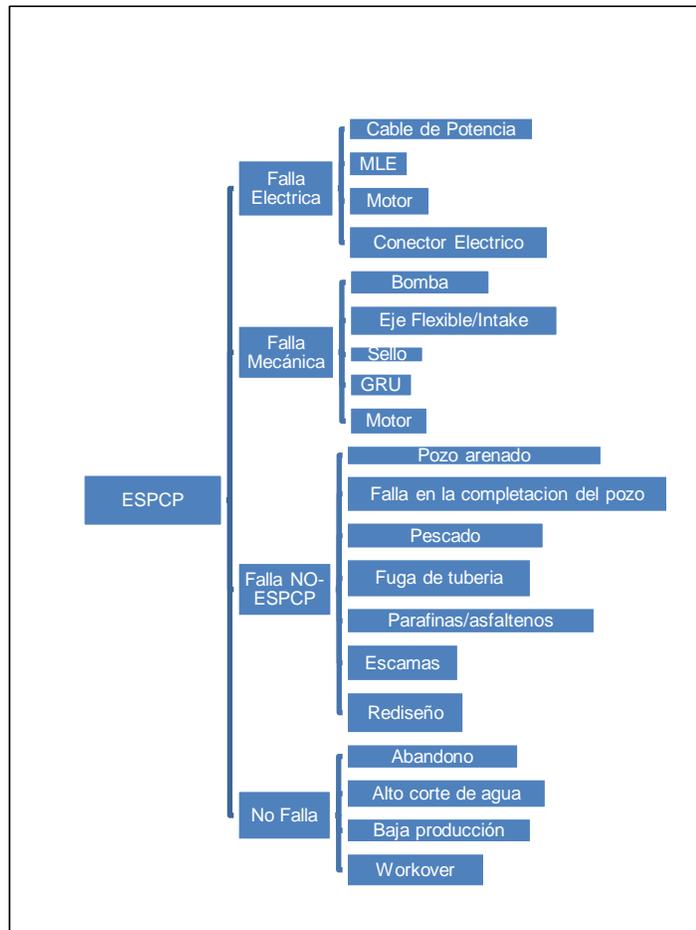
**3.2.1.4 Falla eléctrica.** Se considera falla eléctrica cuando hay un problema en el suministro y en la transmisión de la energía y está asociada al cable de potencia, el motor o la extensión del cable del motor (MLE).

**3.2.1.5 Falla no asociada al sistema de levantamiento artificial.** El sistema no realiza la función requerida debido a problemas asociados con alta producción de arena, incrustaciones, parafinas y asfaltenos y rediseños del sistema de levantamiento (es una falla en el proceso de validación de información para el diseño y errores de completamiento).

**3.2.1.6 Sin falla.** El equipo es retirado del pozo por diferentes causas como abandono de pozo, altos cortes de agua, baja productividad del pozo, trabajos de workover y cierres temporales de pozo.

A continuación, en la **figura 15**. Se observan de forma resumida las categorías establecidas para las fallas presentadas en el sistema de levantamiento artificial ESPCP.

**Figura 15.** Clasificación de las fallas que pueden ocurrir en el sistema ESPCP y posible componente fallado.



**Fuente:** E.Rubiano, J. Martín, J. Prada, M.Monroy, L. Labrador, J. Celis, J.Guitierrez, M. Bohorquez. Run Life improvement by implementation of artificial lift Systems Failure classification and Root cause Failure classification. SPE-173913-MS. 2015

Sin embargo, además de los componentes mostrados en la figura 17 también se pueden encontrar fallas en los subcomponentes de estos tal y como se muestran en el **cuadro 4**.

**Cuadro 4.** Subcomponentes Fallados equipo ESPCP

ESP CP	
Componente	Subcomponente
Cable	MLE (Pigtail) Empalmes Cable principal de potencia - Penetradores (Packer Penetrator) Conectores de Cabeza (Pothead connector) Flejes
Eje Flexible	Cojinetes Carcaza Acoples Eje Otros
GRU	Engranaje Eje Carcaza Otra
Motor	Carcaza Eje Válvula de llenado Aceite del motor Varnish Cojinete de Empuje Anillos O y otros sellos Estator Rotor Cojinete del Rotor Anillos retenedores
Sellos	Sellos mecánicos Cojinete Radial Cojinete de Empuje Eje Válvula de alivio Carcaza Conexiones Cámara de laberinto Cámara de bolsa
Bomba	Conexiones Orificio Intake (Ports Intake) Descarga (Ports Discharge) Carcaza Sección de separación Rotor Estator Elastómero Pin de paro

**Fuente:** C-FER technologies, ESP Failure Nomenclature, 2013.

**3.2.1 Posibles causas de falla de los componentes del equipo ESPCP.** En la **Tabla 10** se mencionarán algunas razones por las cuales los componentes de

subsuelo del equipo ESPCP pueden fallar.

**Cuadro 5.** Razones por las que puede fallar los componentes de subsuelo del equipo ESPCP

COMPONENTE	POSIBLE RAZÓN DE FALLA DEL COMPONENTE
<b>Motor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Excesiva carga de voltaje al motor.</li> <li>-Filtración de fluidos en los sellos, lo cual puede ocasionar cortos circuitos en el motor, estas filtraciones pueden ocasionarse debido a altas vibraciones y errores en la instalación y fabricación.</li> <li>-Desgaste por corrosión.</li> <li>-Fluctuaciones de voltaje por presencia de humedad en el tablero de control lo cual genera operación insuficiente del motor.</li> </ul>
<b>Cable</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Mal manejo durante la instalación o corrida dentro del pozo.</li> <li>-Mala centralización.</li> <li>-Excesiva carga de amperaje.</li> <li>-Mala conexión con el cable plano.</li> <li>-La caída de voltaje no es la adecuada debido a la mala selección del tamaño del cable.</li> </ul>
<b>Sello</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Vibraciones de la bomba por alto torque.</li> <li>-Excesivas paradas y arrancadas del equipo.</li> <li>-Mala selección del eje flexible.</li> <li>- El acople del intake no encaja perfectamente con el eje del sello.</li> </ul>
<b>Bomba PCP</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Inadecuadas presiones de entrada y de descarga.</li> <li>-Excesivas presiones por etapa por alta fricción.</li> <li>-Hinchamiento de elastómero por presencia de fluidos aromáticos.</li> <li>- altas temperaturas de operación.</li> <li>-Desgaste normal (abrasión).</li> <li>-Ruptura del rotor por sobretorque o fatiga.</li> <li>-Desgaste del rotor por presencia de agentes corrosivos y altos contenidos de arena.</li> </ul>
<b>Caja Reductora</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-La caja no maneja 1,5 veces el torque calculado para la operación.</li> <li>- El acoplamiento de la caja no es el mismo del motor ni del sello.</li> </ul>
<b>Eje Flexible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Los collares en el eje flexible no coinciden con el roscado de la bomba.</li> <li>-El acople de entrada no coincide con el eje seleccionado.</li> </ul>

**Fuente:** Elaboración propia.2018

**3.2.2 Posibles causas de fallas no asociadas al sistema de levantamiento artificial.** A continuación, se describirán algunos de los problemas que pueden generar fallas en el sistema y que no están asociados directamente a sus componentes.

**3.2.3.1 Pozo arenado.** El sistema tiene que ser retirado del pozo ya que la cantidad de arena producida bloquea las perforaciones e impide el flujo de fluido, la arena

también afecta el sistema y el primer tubing encima de la descarga de la bomba. El arenamiento de los pozos puede ser causa de las formaciones no consolidadas, altos cortes de agua, altas viscosidades de fluido de pozo, entre otros.

**3.2.3.2 Fuga en la tubería.** Son fisuras en la tubería de producción y generan pérdidas económicas y daños a la formación, estas fisuras pueden ser consecuencia de fluidos corrosivos en la tubería, mala cementación, altas presiones y temperaturas, entre otros.

**3.2.3.3 Parafinas y Asfáltenos.** Son materiales presentes en el petróleo crudo y a pesar de tener propiedades diferentes, su solubilidad en el crudo depende de factores como la presión, temperatura, gases disueltos y ácidos. Cambios en variables como la temperatura y presión o contacto con gases y ácidos pueden generar depositación de estos compuestos en tuberías y equipos.

**3.2.3.4 Incrustaciones.** La depositación de sedimentos minerales puede generar incrustaciones en los cañoneos, en las tuberías de producción, en las bombas y en otros equipos de completamiento de pozos. Estas pueden formarse cuando hay altas tasas de producción de agua o cuando se realizan trabajos de inyección de agua para mejorar el recobro ya que el agua transporta buena cantidad de minerales y a pesar de que es un buen solvente para ellos, puede sobresaturarse. (SLB-lucha contral las incrustaciones.

**3.2.3.5 Rediseños.** Incluye el rediseño o cambio de sistema de levantamiento, así como también cambio o modificación de la zona productora o del pozo para otras funciones como inyección de agua entre otras.

**3.2.3.6 Falla de completamiento del pozo.** Una mala selección del sistema de control de arenas puede generar atascamientos por presencia de arena en la bomba y otros componentes del sistema.

**3.2.3.7 Selección del sistema.** Estas fallas se deben a la Inadecuada selección/ diseño del equipo debido al mal uso de la información y errores de cálculos.

**3.2.3.8 Transporte y almacenamiento.** Daños durante el transporte debido a las malas condiciones de las vías terrestres o mal manejo por parte del personal.

**3.2.3.9 Otras.** Clima, ataques terroristas y problemas con la energía debido apagones repentinos.

### 3.3 FALLAS PRESENTADAS EN LOS EQUIPOS ESPCP DEL CAMPO

Como se mencionó anteriormente, el Campo cuenta con 22 pozos donde se encuentra instalado el sistema de levantamiento ESPCP, de los cuales solo 3 están actualmente en operación, el resto de equipos han presentado diferentes fallas las cuales se clasificaron como fallas mecánicas, eléctricas y no asociadas al sistema de levantamiento. También se encontró en el reporte de fallas de la compañía Baker Hughes que las razones por las cuales ocurrieron ese tipo de fallas son:

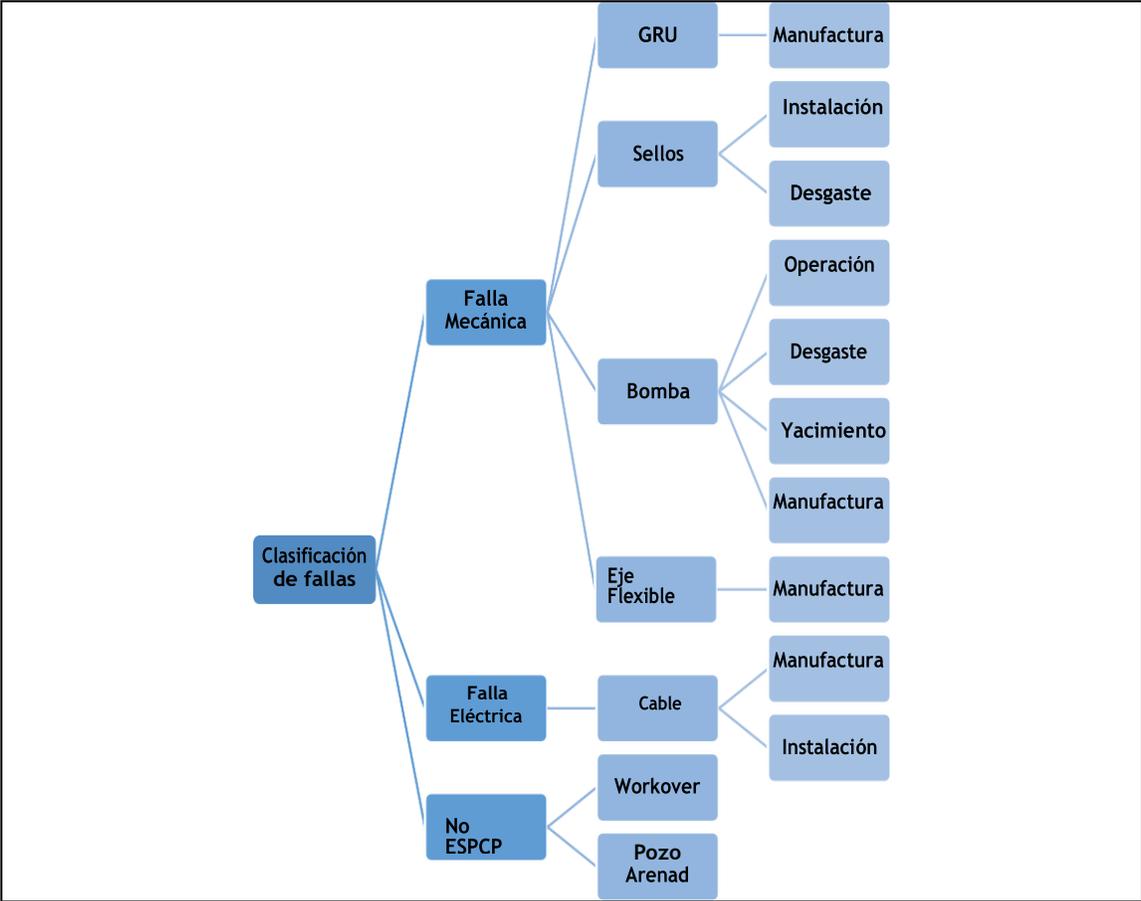
**Cuadro 6.** Razones de fallas en los equipos ESPCP de Baker Hughes

<b>Causa</b>	<b>Comentario</b>
<b>Manufactura</b>	Todo lo relacionado con un inapropiado diseño mecánico de componentes del equipo, así como también de la fabricación, ensamblaje de los componentes e inadecuado control de calidad.
<b>Instalación</b>	Procedimientos inapropiados durante la instalación o preparación del pozo, así como también un mal ensamblaje del equipo, incluyendo los empalmes de los cables y las conexiones de bridas
<b>Desgaste</b>	El equipo cumple o supera las expectativas del Run Life.
<b>Operación</b>	Inapropiados procedimientos de operación o monitoreo del equipo y mala gestión de los servicios en campo
<b>Reservorio y fluidos</b>	Condiciones inesperadas del pozo que llevan a taponamientos por arena, parafinas, asfáltenos, alto GOR, alto corte de agua Y yacimientos fracturados y con hundimientos

**Fuente:** C-FER technologies, ESP Failure Nomenclature, 2013.

Sin embargo, se pueden encontrar más razones de fallas por las cuales puede fallar el sistema de levantamiento ESPCP. En el diagrama 1 se muestra la clasificación de las fallas reportadas del equipo ESPCP en el Campo VMM así como también muestra el componente fallado y la causa general por la cual ocurrió la falla.

**Diagrama 1.** Clasificación de las fallas presentadas



**Fuente:** Elaboración propia

**3.3.1 Clasificación de los pozos según componente fallado.** La siguiente tabla muestra las diferentes corridas por pozos realizadas con el sistema ESPCP, clasificando cada una según el componente fallado. En la tabla también se puede apreciar el tiempo de operación del sistema en cada corrida (Run Life), el subcomponente fallado y la razón por cual el equipo falló y tuvo que ser retirado del pozo.

**Cuadro 7. Fallas en el GRU**

Falla en el GRU					
Pozo	# de corrida	Run life (días)	Subcomponente Fallado	Causa General	Comentarios
VMM 91	10	31	Soporte engranaje planeta	Manufactura	Después de 31 días de operación, el equipo ESPCP de fondo salió de línea por falla mecánica, este ocurrido debido a bloqueos de la GRU. Esto se debió a: Bloqueo entre engranajes planeta y sus respectivos bujes de bronce. El ajuste entre el buje de bronce y el engranaje planeta externo es muy justo Desgaste adhesivo causado por fricción entre la superficie externa del buje y superficie interna del engranaje planeta.
VMM 14	15	21	Engranaje	Manufactura	Después de 21 días de operación, el equipo ESPCP de fondo salió de línea por falla mecánica, se encontró con una rotación restringida en el eje y se encontraron partículas metálicas entre la conexión del motor y GRU. El bolsillo del planeta que no se encontraba debidamente acoplado causó que los engranajes no se alinearan durante la operación.
VMM 16	8	40	Soporte engranaje planeta	Manufactura	Después de 40 días de operación, el equipo ESPCP de fondo salió de línea por falla mecánica, esto ocurrió debido al bloqueo de la GRU causado por: Bloqueo entre engranajes planeta y sus respectivos bujes de bronce. El ajuste entre el buje de bronce y el engranaje planeta externo es muy justo Desgaste adhesivo causado por fricción entre la superficie externa del buje y superficie interna del engranaje planeta.
VMM 61	8	319	Anillos engranaje	Por definir	El equipo de fondo se sacó por pérdida total de producción después de 319 días de operación. Antes de la parada final del equipo, ocurrieron paradas por baja THP. Luego del arranque se observó una caída de corriente del motor 33% por debajo de la corriente de operación indicando un desacople mecánico en el equipo de fondo.
VMM 61	10	46	Anillos engranaje	Manufactura	El equipo de fondo se sacó por pérdida total de producción después de 46 días de operación. El desacople mecánico fue identificado en la GRU, ya que se encontró desgaste total de los dientes del gear ring de salida o de alto torque. Durante la inspección en casa matriz se evidenció el gear ring fuera de especificaciones, lo cual generó el desgaste acelerado de este componente.

**Cuadro 7. (Continuación)**

Pozo	# de corrida	Run life (días)	Subcomponente Fallado	Causa General	Comentarios
VMM 73	2	386	Engranajes GRU	Manufactura	Después de 386 días de operación, el equipo ESPCP de fondo salió de línea por falla mecánica. Durante el Pulling se halló desacople mecánico en la GRU, marcas corrosivas severas en el Housing del motor.
VMM 37	12	797	Engranajes GRU	Operación	Después de 797 días de operación se evidencio un desgaste normal y esperado.
VMM 37	13	398	Engranajes GRU		Después de 398 días de operación se evidencio un desgaste normal y esperado.
VMM 86	15	90	Engranaje soporte planetario	Manufactura	Después de 90 días de operación, el equipo ESPCP de fondo salió de línea por falla mecánica, esto ocurrió debido a bloqueo de la GRU este bloqueo se debió a: <ul style="list-style-type: none"> <li>•Bloqueo entre engranajes planeta y sus respectivos bujes de bronce.</li> <li>•El ajuste entre el buje de bronce y el engranaje planeta externo es muy justo.</li> <li>•Desgaste adhesivo causado por fricción entre la superficie externa del buje y superficie interna del engranaje planeta</li> </ul>
VMM 5	8	247	Por definir	Por definir	Durante el TD se pudo evidenciar que la falla se presentó en la unidad reductora (GRU) donde se evidenció desacople mecánico en la zona de alta velocidad y bajo torque; se encontró pérdida parcial de dientes del engranaje sol de alta velocidad y se halló desgaste severo en los rodamientos de tipo aguja y en el pin de sujeción de los engranajes planetas.
VMM 137	6	1756	Engranaje sol	Operación	Durante el pulling se evidencio un desacople mecánico entre el sello inferior y el motor, todos los componentes del equipo presentaron desgastes normales de operación, la GRU se encontró con desgaste severo de los engranajes
VMM 9	4	310	Engranaje planetario	Manufactura	Ocurrió bloqueo de la GRU este bloqueo se debió a: <ul style="list-style-type: none"> <li>•Bloqueo entre engranajes planeta y sus respectivos bujes de bronce.</li> <li>•El ajuste entre el buje de bronce y el engranaje planeta externo es muy justo.</li> <li>•Desgaste adhesivo causado por fricción entre la superficie externa del buje y superficie interna del engranaje planeta</li> </ul>

**Fuente:** Elaboración propia

**Cuadro 8. Fallas en la bomba.**

Falla en la Bomba					
Pozo	# de corrida	Run life (días)	Subcomponente Fallado	Causa General	Comentarios
VMM 91	11	330	Elastómero	Manufactura	El día del protocolo de falla se obtuvo unos eventos de alto torque, entre estos uno mayor a 2500 Lb-Ft en un arranque en modo de reversa. Durante el TD se halló desprendimiento del elastómero del estator de la bomba PCP marca NETZSCH. Por su parte todos los componentes marca Baker Hughes se encontraron en buenas condiciones.
VMM 61	7	761	Cuerpo Rotor	Yacimiento/ Fluidos	El equipo se sacó después de 759 días de operación por falla mecánica, por alto torque por bloqueo de giro que impedía un arranque normal. Durante el Tear Down se evidenció que la bomba evidencia acumulación de sólidos metálicos de características ferrosas (magnéticas) que obstruía la trayectoria de flujo en la cabeza.
VMM 5	7	404	Elastómero	Por definir	Desprendimiento del elastómero del estator de la bomba PCP marca WEATHERFORD por razones desconocidas, ya que es un producto no suministrado por Baker Hughes. Esto a su vez ocasiono fractura del eje del sello superior a la altura de las estrías del cabezal.
VMM 73	1	227	Estator	Manufactura	Después de 227 días de operación, el equipo ESPCP de fondo salió de línea por falla mecánica. Lo anterior ocurrió debido a desprendimiento del elastómero del estator, que hizo que se bloqueara el giro del rotor, ocasionando un trabamiento de este, teniendo como consecuencia un posterior daño en coupling Bomba-Flexshaft por desprendimiento de la caja de estrías por sobre-torsión.
VMM 95	11	79	Elastómero	Por definir	Equipo ESPCP salió de operación debido a una falla mecánica en el Elastómero. Al realizar el Pulling se observó elastómero de la bomba desprendido dentro del Flex Shaft, los otros equipos y cable se encontraron en buenas condiciones mecánicas y eléctricas

**Cuadro 8. (Continuación)**

Pozo	# de corrida	Run life (días)	Subcomponente Fallado	Causa General	Comentarios
VMM 94	11	98	Cuerpo estator	Manufactura	Después de 98 días de operación, el equipo ESPCP de fondo salió de línea por falla mecánica, esto ocurrió debido a desprendimiento del elastómero del estator y posterior daño en coupling Bomba-Flexshaft
VMM 23	10	127	Por definir	Por definir	Después de 127 días de operación, el equipo ESPCP de fondo salió de línea por falla mecánica. Durante el desensamble de la bomba PCP se evidenció que el rotor no giró, por lo cual fue enviado a PARKO SERVICES para realizar las pruebas pertinentes, las cuales evidenciaron una fractura del rotor lo cual impidió el paso del fluido de pozo hacia las cavidades superiores ya que el fragmento de rotor superior quedó estático.
VMM 53	1	631	Elastómero	Manufactura	Durante el TD se pudo evidenciar que la falla se presentó en la bomba PCP, debido a que ocurrió daño del coupling entre Bomba y Flex-shaft por desprendimiento de su caja de estrías. Lo anterior debido a un alto torque presentado al final de la operación de la bomba PCP ya que el elastómero del estator se halló totalmente por fuera de su alojamiento y desprendido del housing generando una restricción en el giro
VMM 68	10	103	Rotor	Operación	Durante el desensamble del equipo, la bomba PCP marca Netszch se halló con evidencia de fragmentos de elastómeros sueltos en su interior vistos desde la zona superior debajo del pin de paro (rotor stop), el rotor no presentó giro
VMM 80	12	684	Cuerpo estator	Reservorio-fluidos	Durante el pulling del equipo se pudo evidenciar un orificio pasante en la superficie del housing del estator de la bomba.
VMM 35	1	994	Rotor	Manufactura	El equipo se retiró después de 994 días de operación por falla mecánica. El equipo durante el pulling se halló con giro restringido de la bomba PCP acoplado a Flexshaft.

**Fuente:** Elaboración propia.

**Cuadro 9. Fallas en el sello**

Falla en el Sello					
Pozo	# de corrida	Run life (días)	Subcomponente Fallado	Causa General	Comentarios
VMM 60	4	252	Eje	Por definir	Durante el desensamble del equipo se encontró el sello superior con el eje roto a la altura del cabezal, al interior de toda la bomba se encontró alta acumulación de sólidos, La fractura se presentó entre coupling de flex shaft y sello, este coupling se encontró con desgaste severo.
VMM 60	5	98	Eje	Otra	El análisis del desensamble mostró que la fractura del eje por sobre-torsión dúctil del sello superior se produjo por una restricción o trabamiento en el giro de alguno de los ejes del sistema
VMM 68	11	75	Soporte del Eje	Yacimiento/ Fluidos	Durante el desensamble, el sello superior se halló con el eje roto en el extremo superior, en las estrías que acoplan con el Flexshaft, con predominancia de superficie de fractura plana por pulido entre caras, debido a que el equipo siguió operando varios días después de su ruptura, por lo tanto, no fue posible verificar de manera precisa el modo de fractura.
VMM 2	15	623	Cuerpo	Operación	Después de 623 días de operación se evidencio corrosión en el cuerpo de los sellos.
VMM 16	9	46	Por determinar	Por definir	Después de 46 días de operación, el equipo ESPCP de fondo salió de línea por falla mecánica, en el Tear Down se evidencio eje roto del sello superior con fractura por fatiga en la zona de estrías que acopla con el coupling del flex shaft. Esta falla pudo ser provocada por restricción en el giro de la bomba y por altas vibraciones de operación.
VMM 173	8	99	Sello superior	Por definir	El equipo de detuvo después de 99 días de operación debido a fracturamiento en el eje del sello superior a la altura de las estrías del cabezal

**Fuente:** Elaboración propia.

**Cuadro 10.**Fallas No ESPCP

No Falla ESPCP					
Pozo	# de corrida	Run life (días)	Subcomponente Fallado	Causa General	Comentarios
VMM 61	9	332	No falla	No falla	Workover
VMM 95	12	204	No falla	No falla	Pozo arenado
VMM 68	8	1030	No falla	No falla	Workover
VMM 37	14	78	No falla	No falla	Pozo arenado
VMM 37	15	400	No falla	No falla	Pozo arenado
VMM 173	9	336	No falla	No falla	Bajo flujo en fondo de pozo
VMM 33	1	152	No falla	No falla	Pozo arenado
VMM 83	15	448	No falla	No falla	Bajo flujo en fondo

**Fuente:** Elaboración propia.

**Cuadro 11.**Fallas en el cable

Falla en el Cable					
Pozo	# de corrida	Run life (días)	Subcomponente Fallado	Causa General	Comentarios
VMM 80	11	252	MLE	Instalación	Un cortocircuito fue encontrado en el MLE el cual posiblemente fue causado por un daño mecánico a la armadura, que degrado gradualmente el aislamiento del MLE.
VMM 76	11	111	MLE	Yacimiento/Fluidos	Posible falla eléctrica. La causa más probable de este corto circuito estuvo asociada a condiciones eléctricas, las cuales pudieron ser causadas por la pérdida de aislamiento en una de las fases del sistema. Esta pérdida de aislamiento pudo a su vez haber sido ocasionada por daños físicos sobre el MLE (cable).

**Fuente:** Elaboración propia.

**Cuadro 12. Fallas en el Flex Shaft**

Falla en el Flex Shaft					
Pozo	# de corrida	Run life (días)	Subcomponente Fallado	Causa General	Comentarios
VMM 72	12	79	Coupling Rotor-FSA	Manufactura	El equipo de fondo fue sacado debido a que se presentó falla mecánica después de 79 días de operación, esta condición fue causada debido a la fractura del coupling entre bomba y flex shaft, la fractura pudo ser causa de un trabamiento en la bomba al intentar arrancarla con altos niveles de corriente y torque.
VMM 61	12	101	Flex Shaft-Coupling	Manufactura	La conclusión del análisis mostró que el eje falló debido a vibraciones y esfuerzos fluctuantes (excéntricos) causados por la pérdida de estabilización a la altura del cabezal del sello y el coupling del intake el cual perdió el revestimiento de carburo de tungsteno. Esta pérdida de estabilización fue generada por desgastes abrasivos severos a la altura de estos componentes.
VMM 61	14	319	Flex Shaft/coupling	Formación	Se halló desgaste abrasivo severo en zona de estabilización del eje en el cabezal y en el inserto de bronce del cabezal. Desgaste abrasivo severo en recubrimiento de WC del coupling del flexshaft, con pérdida excesiva de OD. Presencia excesiva de arena gruesa en la cámara superior del sello superior.
VMM 86	16	387	Eje	Reservorio, fluidos	Durante la inspección del equipo, se evidenció que el eje del sello superior se fracturó a la altura de las estrías superiores, con desgaste severo en zona de estabilización del eje en el cabezal y guía media. Se halló acumulación de arena en la cámara superior. Según las evidencias el modo de fractura fue por fatiga por flexión/torsión
VMM 76	10	393	Flex Shaft Coupling	Instalación	El sistema no pudo ser arrancado por síntomas de bomba pegada y bajo aislamiento. Lo anterior debido a las siguientes evidencias encontradas durante teardown: 1. Caja de coupling Flex Shaft-PCP desprendida (lado Flex shaft). Fragmentos de pared de este coupling se fracturaron por golpes y rozamientos en superficie externa por excesiva excentricidad por perder estabilización

**Fuente:** Elaboración propia. 2018

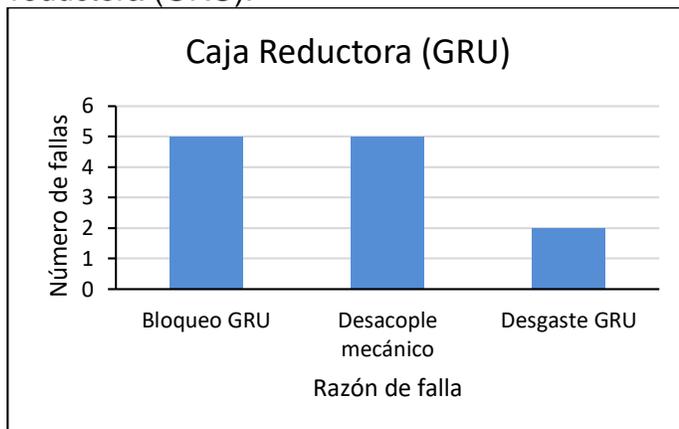
**Cuadro 13.**Fallas Motor

Falla Motor					
Pozo	# de corrida	Run life (días)	Subcomponente Fallado	Causa General	Comentarios
VMM 56	18	27	Motor	Operación	Las situaciones operacionales (bajo aporte y alta corriente del motor) generaron inadecuada refrigeración y sobrecarga del motor por recalentamiento interno del estator que degradó las propiedades de los materiales aislantes por sobrecalentamiento y corto-circuito.

**Fuente:** Elaboración propia.

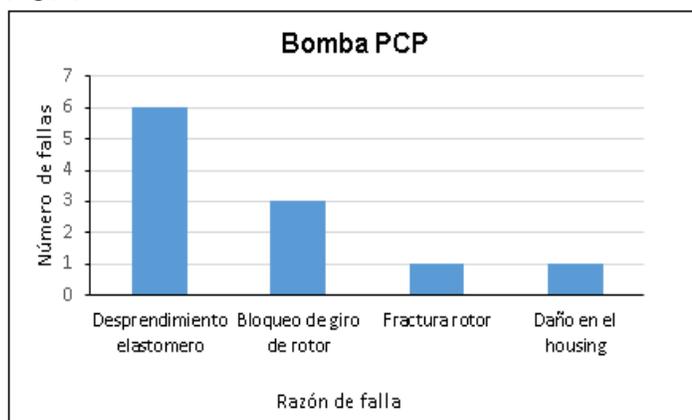
**3.3.2 Incidencia y razón de falla en cada uno de los componentes del sistema ESPCP.** Las siguientes graficas permiten cuantificar cual fue la razón de falla más común en cada uno de los componentes del sistema, esto con el fin de determinar que variables operativas incidieron en la falla de los componentes y en qué medida afectaron el funcionamiento del sistema. Las variables que más se repitan serán consideradas como las variables críticas que afectan el Run Life del equipo.

**Gráfica 3.** Incidencia y razón de falla en la caja reductora (GRU).



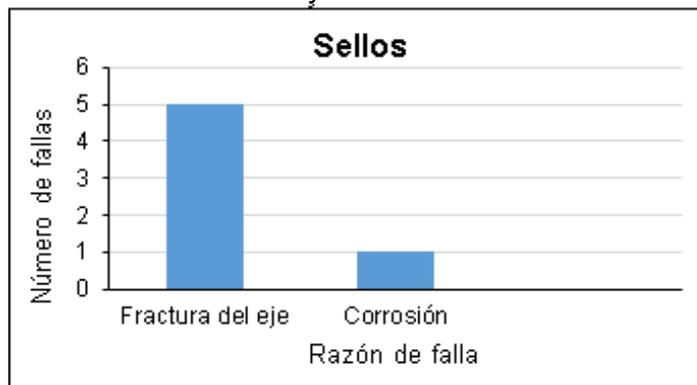
**Fuente:** Elaboración propia.2018

**Gráfica 4.** Incidencia y razón de falla en la bomba PCP.



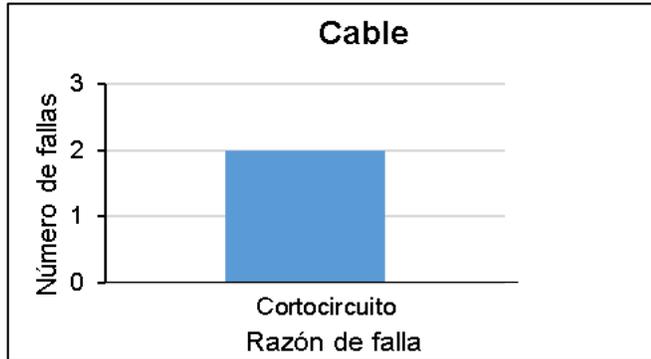
**Fuente:** Elaboración propia.2018

**Gráfica 5.** Incidencia y razón de falla en los sellos.



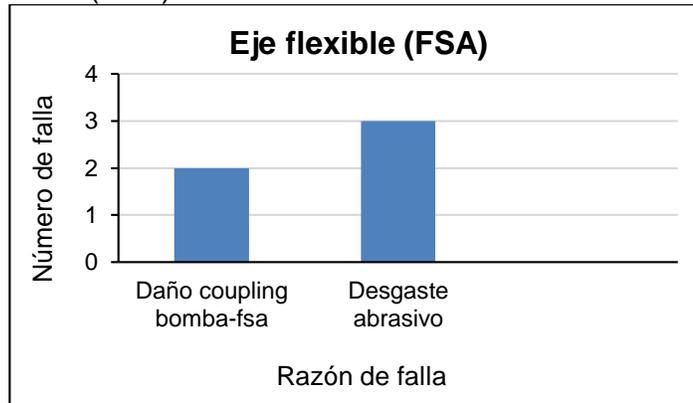
**Fuente:** Realizada por autores.2018

**Gráfica 6.** Incidencia y razón de falla en el cable.



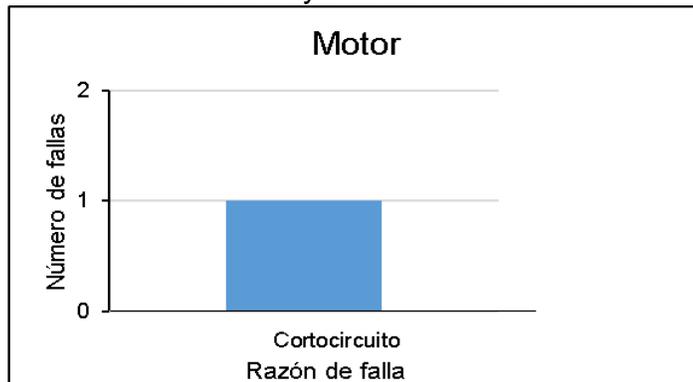
**Fuente:** Realizada por autores.2018

**Gráfica 7.** Incidencia y razón de falla en el Flex Shaft (FSA)



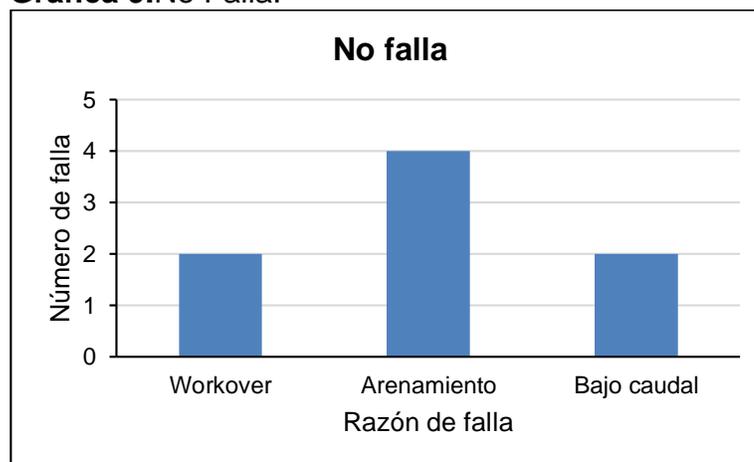
**Fuente:** Realizada por autores.2018

**Gráfica 8.** Incidencia y razón de falla en el Motor ESP.



**Fuente:** Realizada por autores.2018

**Gráfica 9.No Falla.**



**Fuente:** Realizada por autores.20182

### 3.4 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES CRITICAS

Analizando la incidencia y razón de falla en cada uno de los componentes principales del sistema ESPCP con el ingeniero de fallas de la compañía se llegó a la conclusión que las variables críticas identificadas que afectan el sistema Se muestran en el cuadro 14:

**Cuadro 14.**Variables críticas identificadas

Variable Critica	Comentario
Frecuencia	Esta va directamente relacionada con el torque de operación y con la eficiencia de la bomba
Torque	Los altos eventos de torque en el sistema generan daños en los componentes de la GRU entre otros.
Presión de intake de la bomba	Está relacionada directamente con valor de Total Dynamic Head (TDH),la capacidad de caudal de fluido que va a levantar la bomba y con la sumergencia de la misma.
Presión de descarga	Está relacionada directamente con el valor de Total Dynamic Head (TDH)
TDH	Entre más diferencia haya entre la PIP y la Presión de descarga, mayor será el valor de esta variable y por consiguiente la carga en presión de la bomba.
RPM	Es un escalar de la frecuencia y determina la velocidad de la bomba
Caudal	Condiciona la operación de la bomba y la eficiencia volumétrica a manejar.
Temperatura del motor	Altas temperaturas en el motor pueden generar sobrecalentamientos y cortos circuitos
Carga eje del motor	Alto torque en el motor puede resultar en el rompimiento de los ejes.

**Cuadro 14. (Continuación)**

<b>Variable Critica</b>	<b>Comentario</b>
Potencia del motor (HP)	Va directamente relacionado con el torque de operación, por lo que a mayor potencia mayor torque, adicionalmente una mayor potencia genera mayores cargas en el motor.
Corriente del motor	Bajos valores de corriente del motor no permitirán el funcionamiento adecuado del motor y altos valores de corriente pueden generar sobrecarga de este.
Carga de los sellos	Altas cargas en los ejes de los sellos provocaran rompimiento de las conexiones y de los ejes de los sellos
Presencia de gases	Alto contenido de gases afectara el elastómero causando un hinchamiento y posterior desprendimiento y causara daños en el cable.
Contenido de arena	Altos contenidos de arena pueden generar desgaste abrasivo severo en los componentes del sistema

**Fuente:** Elaboración propia.

## **4. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL RUN LIFE DE LOS EQUIPOS ESPCP A PARTIR DE TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE SUPERVIVENCIA CONSIDERANDO LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE FALLAS**

En el siguiente capítulo evaluara el comportamiento de Run life del sistema ESPCP a partir de un análisis de fallas (análisis de supervivencia). A continuación, se hará una breve descripción acerca del análisis de fallas.

### **4.1 ANÁLISIS DE SUPERVIVENCIA**

El análisis de supervivencia se refiere a un procedimiento estadístico que se utiliza para analizar información o datos en donde el resultado de interés es el tiempo para un evento. Los eventos están definidos como “fallas” y el tiempo del evento está definido como “tiempo de supervivencia” porque este establece la cantidad de tiempo en el que un individuo sobrevivió sin la necesidad de que ocurra un evento durante un periodo de tiempo específico. Para los objetos de estudio que no sufren de ningún evento durante el periodo de estudio son definidos como “censurados” sin embargo son incluidos en el análisis ya que estos contribuyen en el estudio. El análisis de supervivencia originalmente se aplicó en Medicina con tablas de mortalidad. Posteriormente se aplicó al estudio de la resistencia de materiales en la ingeniería.

Se utilizan diferentes métodos para obtener la conducta del análisis de supervivencia, dentro de estos se encuentran:

- El cálculo de probabilidades de supervivencia
- Trazando curvas de supervivencia
- Utilizando modelos matemáticos<sup>69</sup>

El objetivo de cualquier análisis de supervivencia es identificar las variables que afectan la supervivencia de un suceso o actividad y predecir las probabilidades de supervivencia, es decir, dada una variable cuyos valores corresponden al tiempo que transcurre hasta que ocurre un determinado suceso final, el objetivo del análisis es estimar, en función del tiempo, la probabilidad de que ocurra dicho suceso.<sup>70</sup> Para poder realizar un análisis de supervivencia es necesario:

1. Tiempo de Inicio (Origen)
  - Entrada del objeto al estudio
  - Instalación del objeto (equipo)
2. Tiempo Final (Determinada por el sujeto)
  - Estimación del tiempo de supervivencia

---

<sup>69</sup> D.G KLEINBAUM, D.L CHRISTENSEN. “*Survival Analysis*”. Emory University, Atlanta, Georgia, USA. PDF

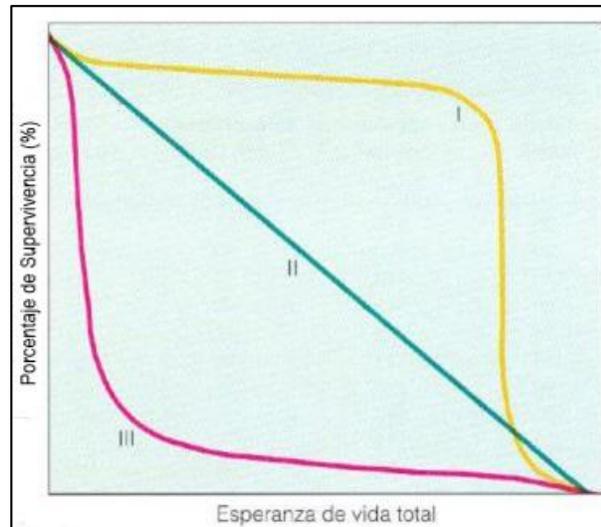
<sup>70</sup> J.SIERRA. “Análisis de Supervivencia” PDF. Obtenido el: 9 de Octubre de 2018

3. Evento de Falla (solo puede ocurrir una vez)

- Falla catastrófica
- No funcionamiento del objeto (equipo)

El análisis de supervivencia como se mencionó anteriormente puede representarse trazando curvas de supervivencia como se muestra en la **figura 16**.

**Figura 16.**Curva de Análisis de supervivencia



**Fuente:** J.SIERRA."Análisis de Supervivencia" PDF.Obtenido el: 9 de Octubre de 2018

Existen 3 tipos de curva:

Tipo I: El objeto de estudio tiene un mayor porcentaje de supervivencia hasta el final de su esperanza de vida. La tasa de supervivencia es alta.

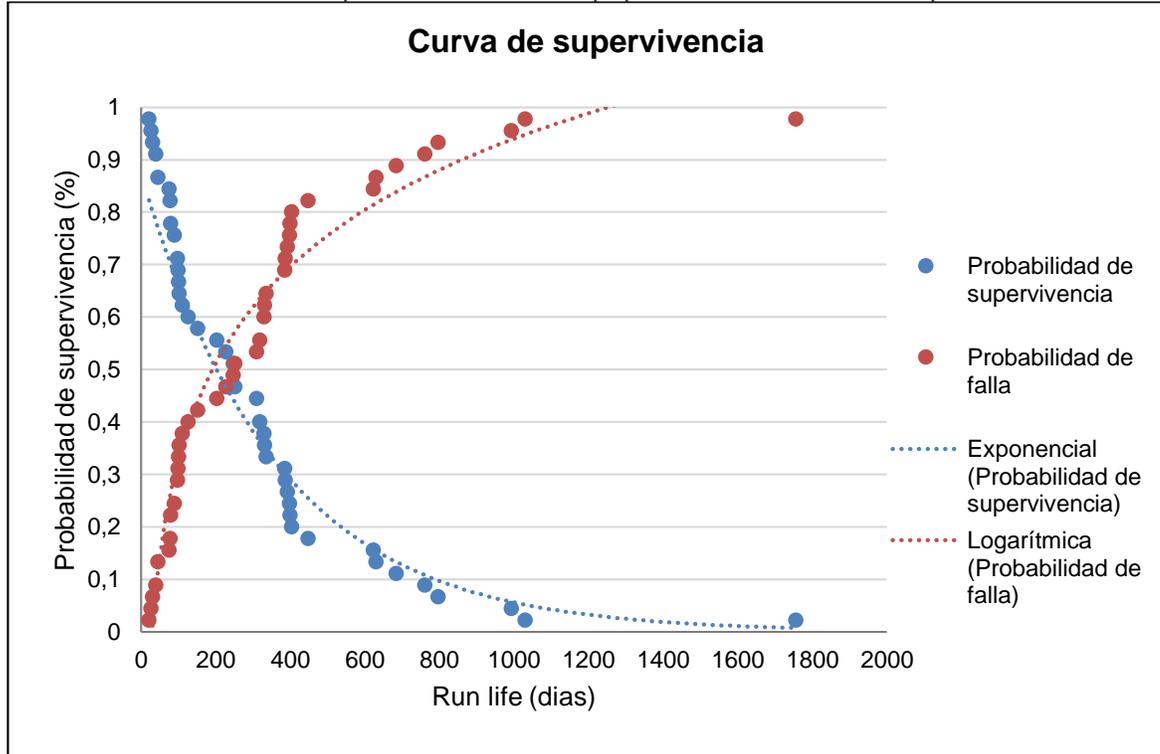
Tipo II: El porcentaje de supervivencia es directamente proporcional a la esperanza de vida total. Entre mayor tiempo mejor porcentaje de supervivencia.

Tipo III: El objeto de estudio tiene un menor porcentaje de supervivencia al inicio de la esperanza de vida. Tasa de mortalidad alta.

## 4.2 COMPORTAMIENTO DEL RUN LIFE MEDIANTE UN ANÁLISIS DE SUPERVIVENCIA

### 4.2.1 Supervivencia de los equipos ESPCP del Campo VMM.

Gráfica 10. Curva de supervivencia del equipo ESPCP en el Campo VMM



Fuente: Elaboración propia.

Para la construcción de la curva de supervivencia, se tuvieron en cuenta todas las fallas presentadas en el campo independiente de que estas fueran por causa directa o indirecta. Posteriormente se organizaron los Run life de menor a mayor, en este caso de 21 días a 1756 días y se iba determinando la cantidad de equipos fallados al pasar los días, es decir que cantidad de equipos se habían dañado en este caso en los primeros 21 días y así sucesivamente, el número de equipos fallados se dividía entre el total de equipos fallados en el campo que en este caso eran 45, así se determinó la probabilidad de falla con el tiempo. Una vez calculada la probabilidad de falla, a esta se le restaba el 100% (1) para obtener la probabilidad de supervivencia, es importante recordar que la probabilidad de falla es acumulativa, es decir que los equipos fallados en un rango anterior también deben ser tenidos en cuenta en el nuevo rango. Las **ecuaciones 24 y 25** representan el procedimiento anterior.

#### **Ecuación 24. Probabilidad de falla**

$$\text{Probabilidad de Falla} = \frac{\# \text{ de equipos fallados en el día de evaluación}}{\# \text{ de equipos totales fallados en el Campo VMM}}$$

**Fuente:** Elaboración propia.

#### **Ecuación 25. Probabilidad de supervivencia.**

$$\text{Probabilidad de supervivencia} = 1 - \text{Probabilidad de falla}$$

**Fuente:** Elaboración propia.

**4.2.1.1 Análisis de la curva de supervivencia.** En la curva se observa que a medida que pasan los días, la probabilidad de supervivencia del equipo ESPCP va disminuyendo, la garantía del equipo es de 1000 días, sin embargo, el 95% de los equipos ha fallado para este tiempo, es decir que solo hay una probabilidad de supervivencia del 5%, por esto se concluye que no se está cumpliendo con la expectativa de vida del equipo. Debido a esto se realizó un análisis de supervivencia para cada una de las variables críticas con el fin de observar el comportamiento de cada una de estas respecto al Run life del equipo. Todas las variables identificadas fueron normalizadas con otras variables con el fin de poner en igualdad de condiciones los equipos que estaban bajo diferentes parámetros operacionales, sin embargo, solo se representan las gráficas que a criterio de los investigadores mostraban un comportamiento claro.

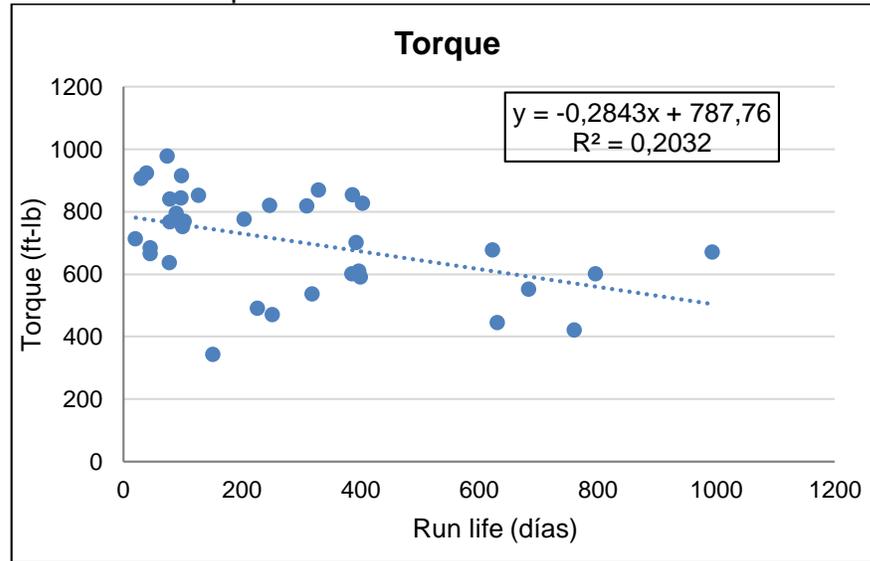
### **4.3 ANÁLISIS DE SUPERVIVENCIA PARA CADA VARIABLE CRÍTICA**

A continuación, se presentan las variables críticas identificadas en el capítulo 3 evaluadas a partir de un análisis de supervivencia en donde se muestra el comportamiento con el Run life, la curva de supervivencia y la normalización de estas variables. Las variables críticas evaluadas son las siguientes:

#### **4.3.1 Torque.**

**4.3.1.1 Torque vs Run life.** Para realizar esta grafica se tuvieron en cuenta las fallas por Bomba, GRU, Sellos, Flex Shaft y arenamiento. Luego de tener los valores de torque y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación.

**Gráfica 11.**Torque vs Run life



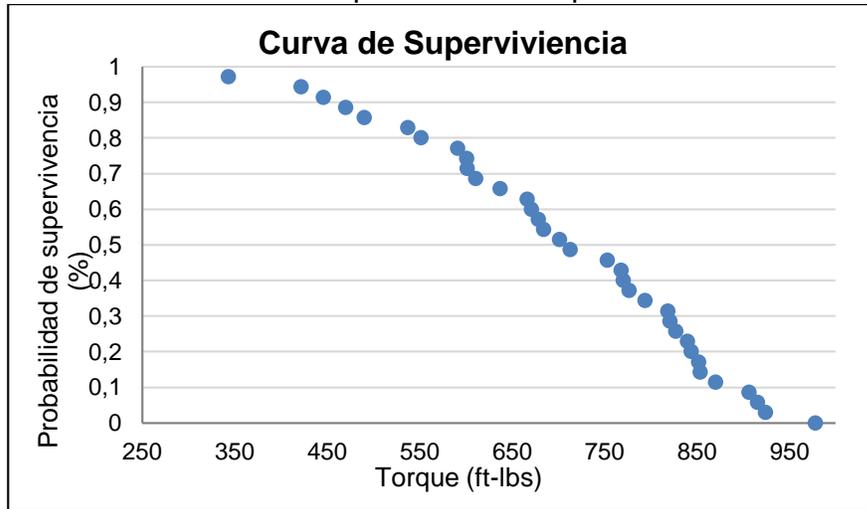
**Fuente:** Elaboración propia.

La **gráfica 11** tiene una tendencia general a disminuir, lo cual induce a pensar que los equipos con valores más altos de torque tienen una menor supervivencia que los equipos que estaban funcionando a un torque más bajo. Por lo general, los equipos fallados antes de los 200 días tienen valores por encima de 800ft-lb mientras los que tienen una mayor supervivencia venían operando entre 500 y 650 ft-lb.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0.2843x + 787.76$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días es decir la variable X, el torque requerido es decir la variable Y es de 503.46 ft-lb.

### 4.3.1.2 Curva de supervivencia Torque.

**Gráfica 12.** Curva de supervivencia torque



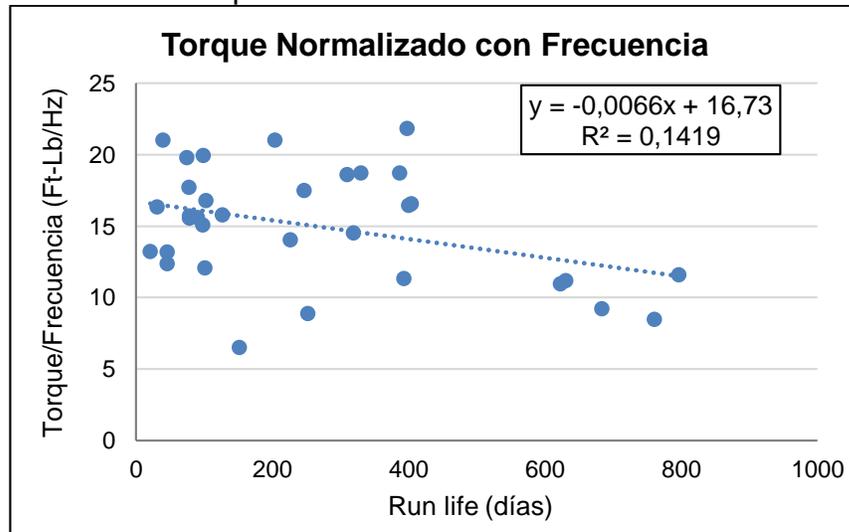
**Fuente:** Elaboración propia.

La curva de supervivencia corrobora la información obtenida de la gráfica 12, en donde la probabilidad de supervivencia disminuye en más de un 50% cuando los equipos operan por encima de valores de 650ft-lb.

### 4.3.1.3 Torque normalizado con otras variables.

#### 1. Torque normalizado con Frecuencia

**Gráfica 13.** Torque normalizado con frecuencia.



**Fuente:** Elaboración propia.

En esta gráfica se observa que para poder tener un mayor Run life se necesita que la relación entre torque y frecuencia sea menor lo cual significa que la frecuencia de operación debe ser mucho más alta respecto al torque de operación. Se recomienda que la relación este aproximadamente entre 10 y 12 ft-lb/Hz.

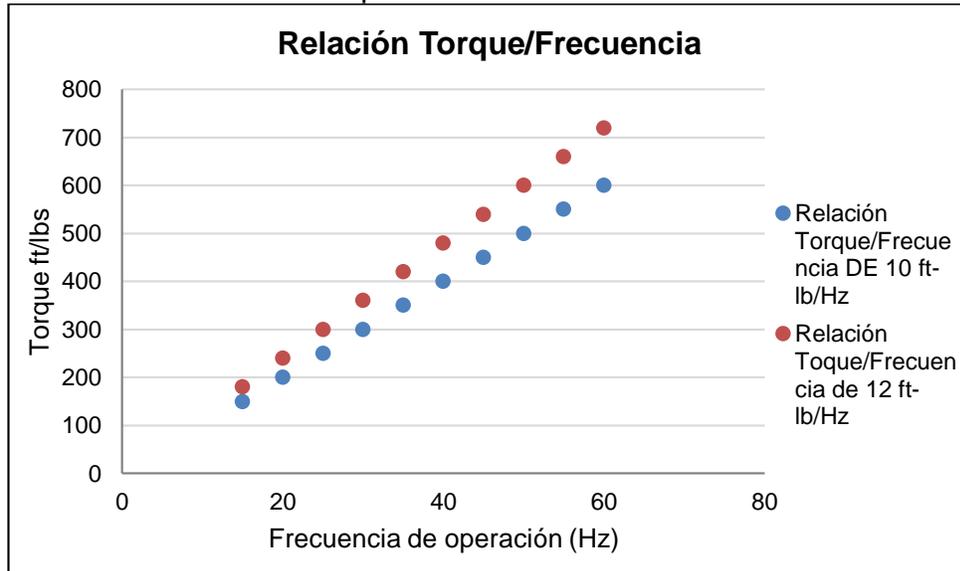
A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0,0066x + 16,73$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días es decir la variable X, la relación torque/frecuencia requerida es decir la variable Y debe ser de 10.13 ft-Lb/Hz.

**Tabla 7.** Valores de torque recomendados para diferentes frecuencias

Frecuencia	Relación torque/frecuencia (ft-lb/Hz)	
	10	12
60	600	720
55	550	660
50	500	600
45	450	540
40	400	480
35	350	420
30	300	360
25	250	300
20	200	240
15	150	180

**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 14.**Relación Torque/Frecuencia



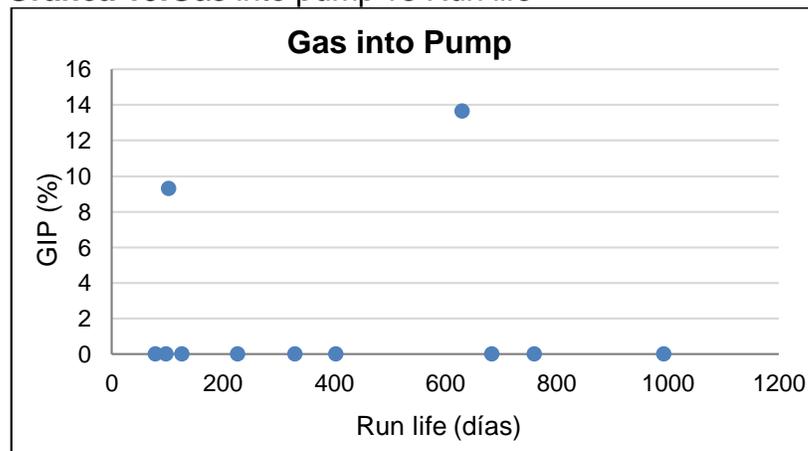
**Fuente:** Elaboración propia.

En la gráfica se observa el torque de operación recomendado dependiendo de la frecuencia a la cual se esté operando el equipo y dependiendo de la relación ft-lb/Hz que se desee usar.

### 4.3.2 Gas into Pump

**4.3.2.1 Gas into Pump vs Run life.** Para el análisis de esta variable se tuvieron en cuenta las fallas en la Bomba. Luego de tener los valores de Gas into Pump y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación.

**Gráfica 15.**Gas into pump vs Run life

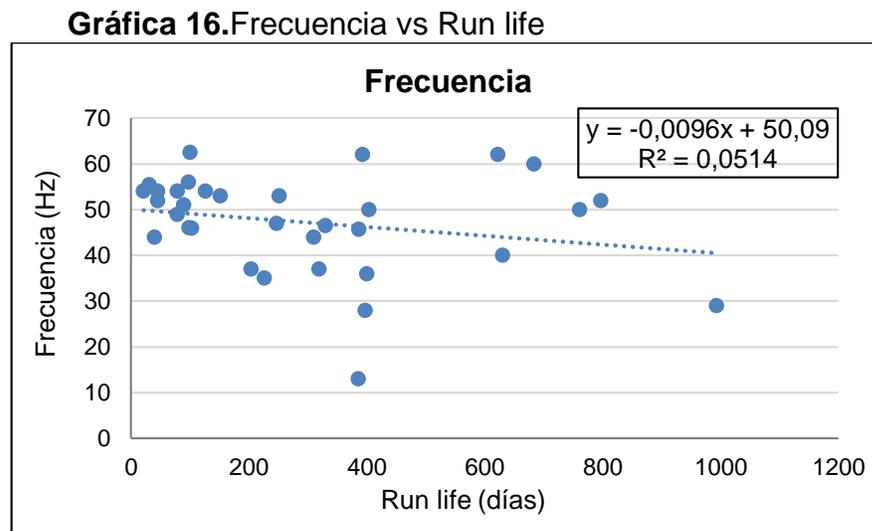


**Fuente:** Elaboración propia.

Se puede observar en la gráfica 15 que para el Campo VMM no existe una relación entre la cantidad de gas y las fallas en la bomba.

### 4.3.3 Frecuencia

**4.3.3.1 Frecuencia vs Run life.** Para realizar esta grafica se tuvieron en cuenta las fallas por GRU, bomba, sellos, Flexshaft y arena. Luego de tener los valores de Frecuencia y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación.



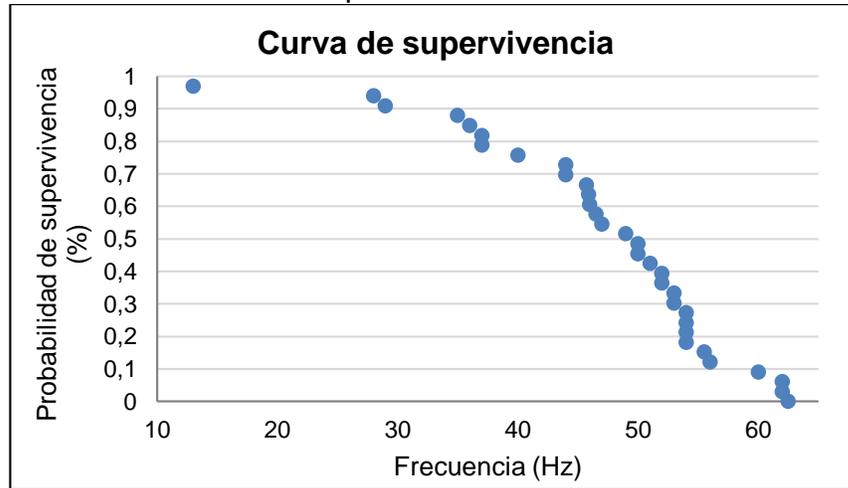
**Fuente:** Elaboración propia.

En la **gráfica 16** se observa que la tendencia general tiende a disminuir, por lo cual se infiere que los equipos con altos valores de frecuencia tienen menor supervivencia que los equipos que estaban funcionando con valores de frecuencia más bajos. Por lo general, los equipos fallados antes de los 200 días tienen valores por encima de 50 Hz mientras los que tienen una mayor supervivencia venían operando entre 40 y 50 Hz.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0,0096x + 50,09$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), la frecuencia requerida (variable Y) debe ser 40.49 Hz.

#### 4.3.3.2 Curva de supervivencia Frecuencia

**Gráfica 17.** Curva de supervivencia Frecuencia



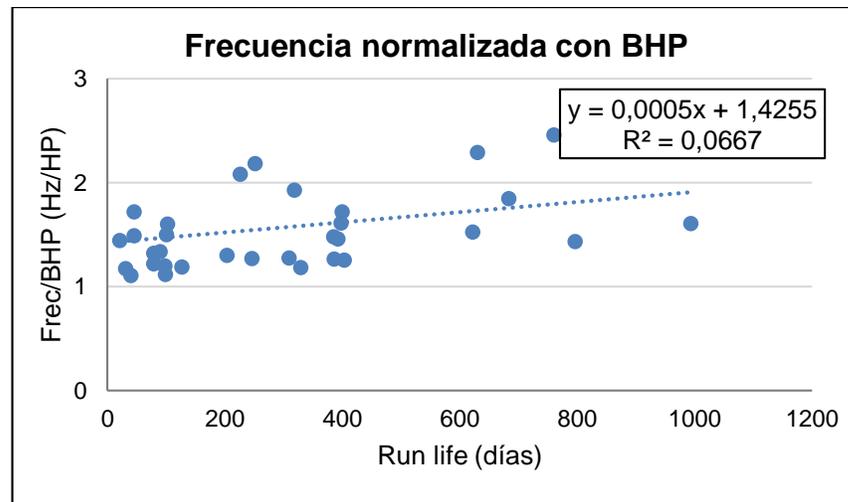
**Fuente:** Elaboración propia.

La curva de supervivencia corrobora la información obtenida de la gráfica 16, la probabilidad de supervivencia disminuye en más de un 50% cuando los equipos operan por encima de valores de 50 Hz.

#### 4.3.3.3 Frecuencia normalizada con otros variables

##### 1. Frecuencia normalizada con BHP

**Gráfica 18.** Frecuencia normalizada con BHP



**Fuente:** Elaboración propia.

La relación de la frecuencia con el BHP debe estar entre 1.6- 1.9 Hz/HP, debido a que la tendencia tiene un comportamiento creciente hace concluir que la bomba no debería de estar tan cargada, es decir debería tener un valor de BHP bajo, como se puede evidenciar en el caso del pozo 2335 en donde este trabaja con una frecuencia de 29 Hz y un BHP de 18.08 y su Run life fue de 994 días. Según la relación de Hz/HP para pozos con frecuencias de 30 Hz las BHP no deberían superar los valores entre 16 y 19, por eso se puede explicar su alto Run Life. A continuación se representan los valores que debería tener la BHP para diferentes frecuencias de operación.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = 0,0005x + 1.4255$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), la relación Frecuencia/ BHP (variable Y) debe ser de 1.9255 Hz/HP.

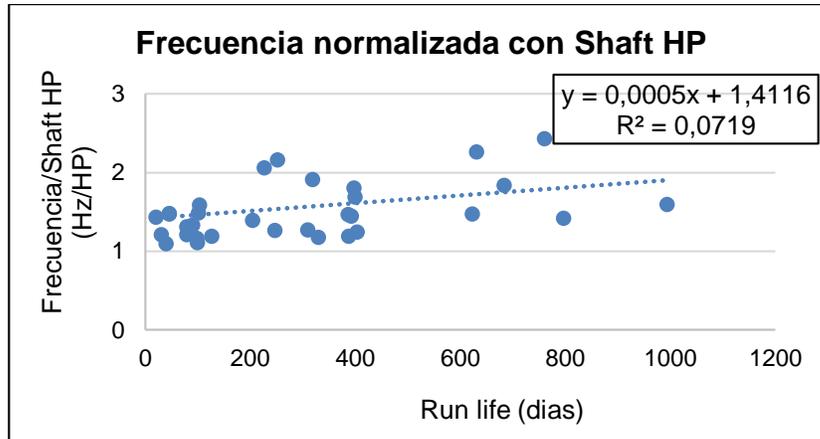
**Tabla 8.** Valores de BHP recomendados para diferentes frecuencias

Frecuencia	BHP	
	1.6 Hz/HP	1.9 Hz/HP
60	38	32
55	34	29
50	31	26
45	28	24
40	25	21
35	22	18
30	19	16
25	16	13
20	13	11
15	9	8
15	24	29

**Fuente:** Elaboración propia.

## 2. Frecuencia normalizada con Shaft HP

**Gráfica 19.** Frecuencia normalizada con Shaft HP



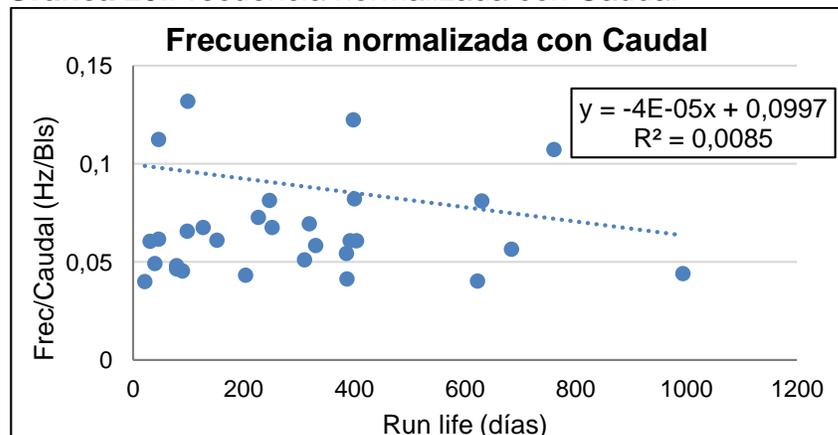
**Fuente:** Elaboración propia.

La gráfica de Frecuencia/ Shaft HP es parecida a la de Frecuencia/BHP debido a que el valor del Shaft HP es aportado por el BHP en más de un 90%, es decir la mayoría de la potencia es aportada por la bomba. Menos del 10% del valor de Shaft HP es aportado por los sellos y otros componentes y por tanto se consideran casi despreciables. Por lo tanto los valores recomendados de BHP para diferentes frecuencias son también válidos para el Shaft HP.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = 0,0005x + 1.4116$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), la relación Frecuencia/ ShaftHP requerida (variable Y) debe ser 1.9116 Hz/HP

## 3. Frecuencia normalizada con Caudal

**Gráfica 20.** Frecuencia normalizada con Caudal



**Fuente:** Elaboración propia.

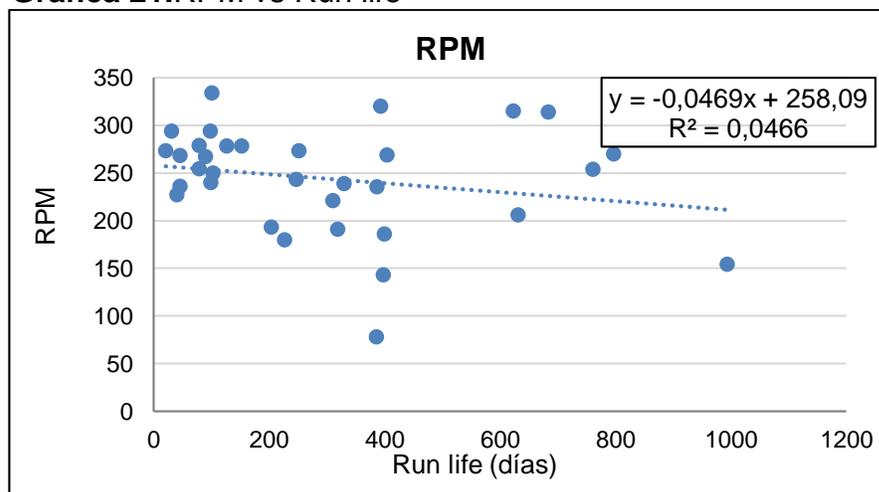
Como se explicó en el análisis anterior, se requieren bajos valores de BHP por lo cual se requieran bajos caudales, pues a menor caudal menor carga en la bomba. Por lo que se puede concluir que las bombas que se están utilizando en el Campo VMM pueden estar siendo muy grandes para las necesidades del campo.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -4E-05x + 0.0997$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), la relación Frecuencia/ Caudal requerida (variable Y) debe ser 0.0597 Hz/Bls.

#### 4.3.4 Revoluciones por minuto (RPM)

**4.3.4.1 RPM vs Run life.** Para realizar la gráfica 21 se tuvieron en cuenta las fallas por Bomba, GRU, Sellos, Flex Shaft y arenamiento. Luego de tener los valores de RPM y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación.

**Gráfica 21.** RPM vs Run life



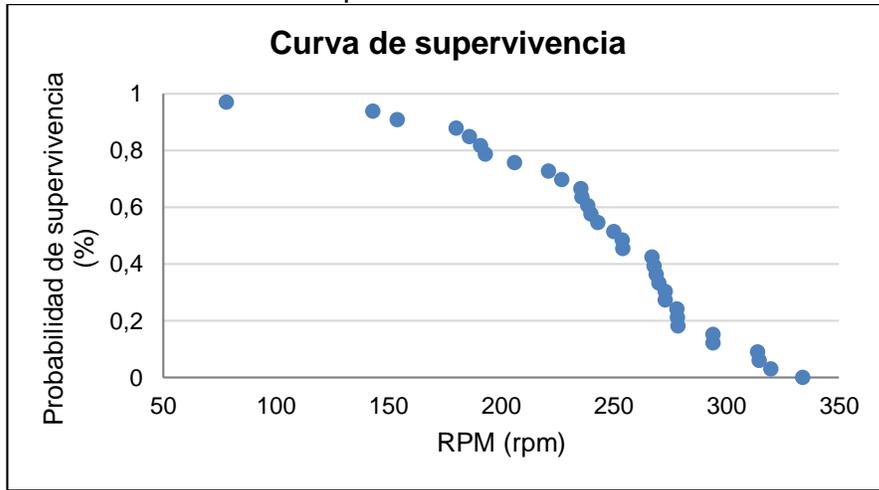
**Fuente:** Elaboración propia.

Como se puede observar la **gráfica 21** es muy similar a la de la frecuencia, esto es debido a que los RPM son una escala de la frecuencia por lo cual se tendrán comportamientos similares en ambas.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0.0469x + 258.09$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días es decir la variable X, los RPM requeridos es decir la variable Y deben ser de 211.19 rpm

### 3.3.4.3 Curva de supervivencia RPM

**Gráfica 22.** Curva de supervivencia RPM



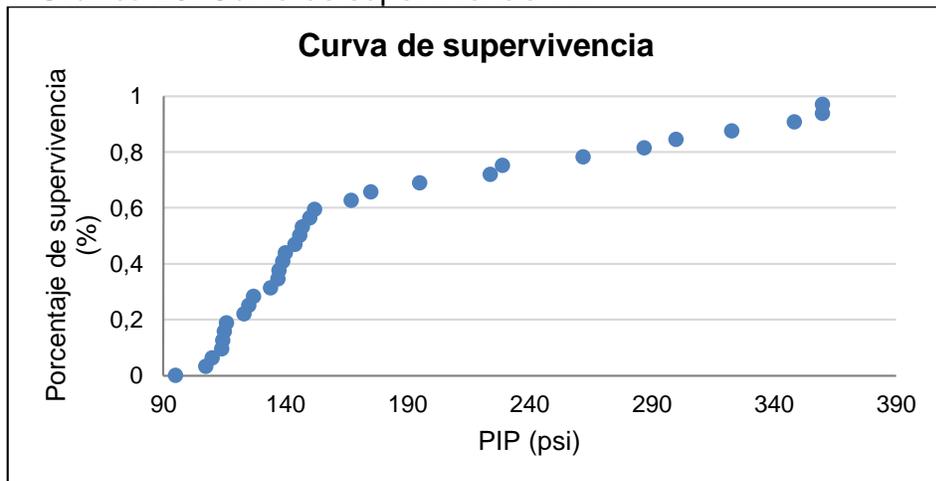
**Fuente:** Elaboración propia.

Como se puede observar la **gráfica 22** es muy similar a la de la frecuencia, esto es debido a que los RPM son una escala de la frecuencia por lo cual se tendrán comportamientos similares en ambas.

### 4.3.5 Pump Intake Pressure (PIP)

**4.3.5.1 Curva de supervivencia PIP.** Para realizar la **gráfica 23** se tuvieron en cuenta las fallas por GRU, sellos, bomba, Flexshaft y bajo caudal. Luego de tener los valores de PIP y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación.

**Gráfica 23.** Curva de supervivencia PIP



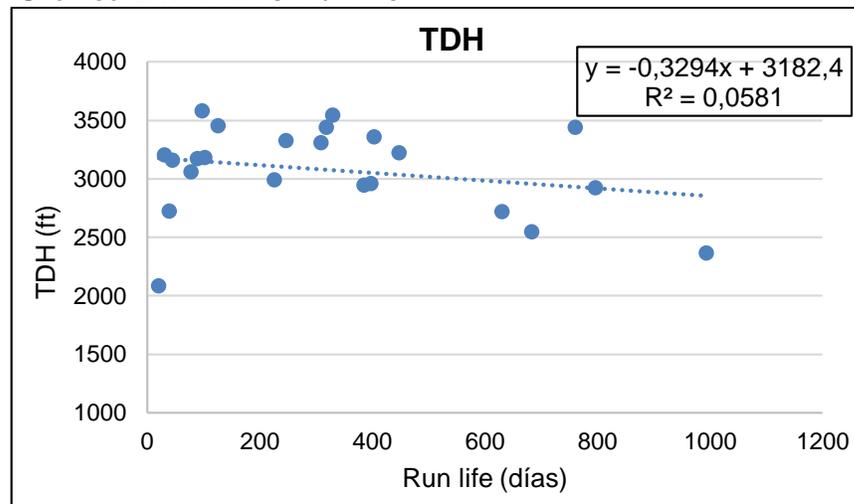
**Fuente:** Elaboración propia.

En la gráfica se puede observar que a diferencia de los comportamientos de las gráficas anteriores se obtiene que con un valor de PIP más alto la probabilidad de supervivencia es mayor, es decir, con valores de PIP por encima 190 psi los equipos tendrán mayor Run life. Tampoco se recomienda que el valor de PIP sea mayor a 600 (psi) para no comprometer la vida útil de la bomba.

#### 4.3.6 Total dynamic Head (TDH)

**4.3.6.1 TDH vs Run life.** Para realizar la **gráfica 24** se tuvieron en cuenta las fallas por GRU, bomba y bajo caudal. Luego de tener los valores de TDH y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación.

**Gráfica 24.** TDH vs Run life



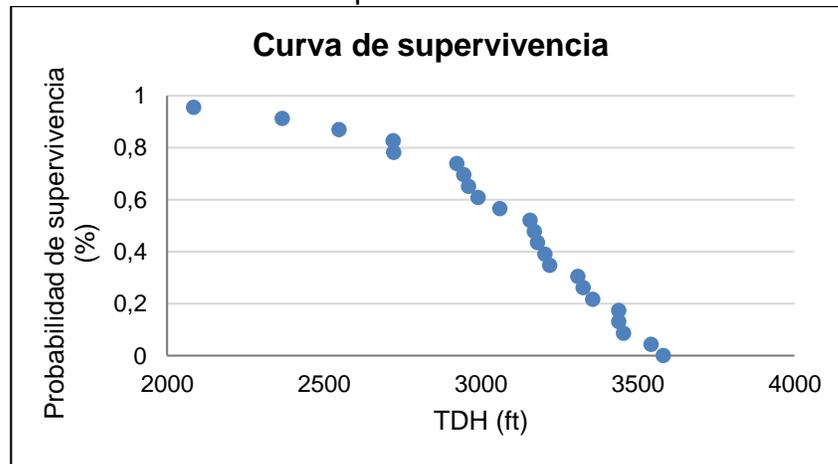
**Fuente:** Elaboración propia.

A partir de la **gráfica 24**, se observa que existe un comportamiento claro en donde se puede señalar que a mayor TDH menor Run life, esto quiere decir que a mayor levantamiento de la bomba (Presión de descarga-PIP), es decir, a mayor esfuerzo de la bomba el equipo durara menos tiempo.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0.3294x + 3182.4$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), la TDH (variable Y) debe ser 2853 ft.

#### 4.3.6.2 Curva de supervivencia TDH

**Gráfica 25.**Curva de supervivencia TDH



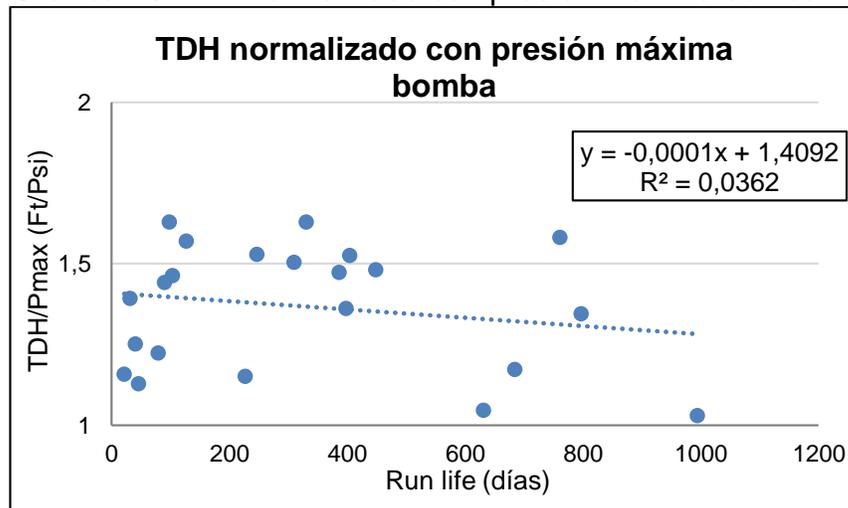
**Fuente:** Elaboración propia.

Observando la **gráfica 25** se corrobora la información obtenida de la gráfica 26, ya que la probabilidad de supervivencia disminuye en más de un 50% cuando los equipos trabajan con una TDH (levantamiento de la bomba) mayor a 3000 ft.

#### 4.3.6.3 TDH normalizada con otras variables

1. TDH normalizada con Presión máxima bomba

**Gráfica 26.**TDH normalizado con presión máxima bomba



**Fuente:** Elaboración propia.

En esta gráfica se observa lo anteriormente mencionado en donde si la relación TDH/Presión máxima es menor se tendrá una mayor presión máxima y menor TDH

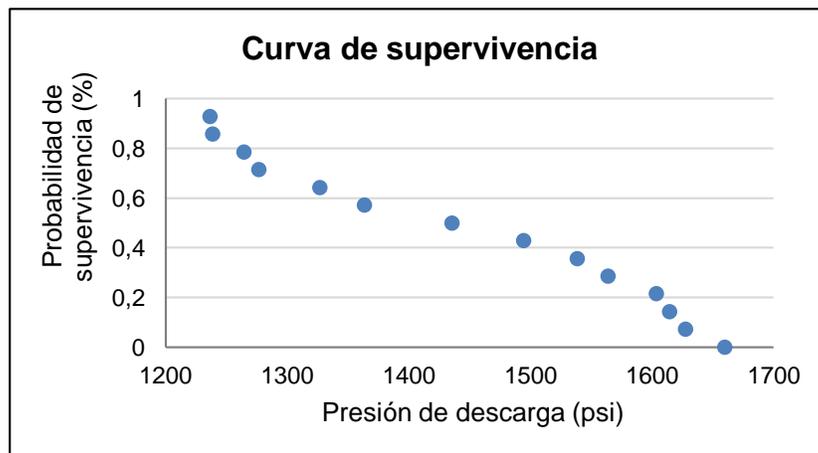
más run life tendrá el equipo, es decir la bomba va tener menos carga.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0.0001x + 1.4092$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), la relación de TDH/ $P_{\text{máx}}$  requerida (variable Y) debe ser 1.3092 Ft/Psi.

#### 4.3.7 Presión de descarga

**4.3.7.1 Supervivencia Presión de descarga.** Para realizar la **gráfica 27** se tuvieron en cuenta las fallas por GRU, bomba, sellos, Flexshaft y bajo caudal. Luego de tener los valores de presión de descarga y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación:

**Gráfica 27.** Curva de supervivencia presión de descarga



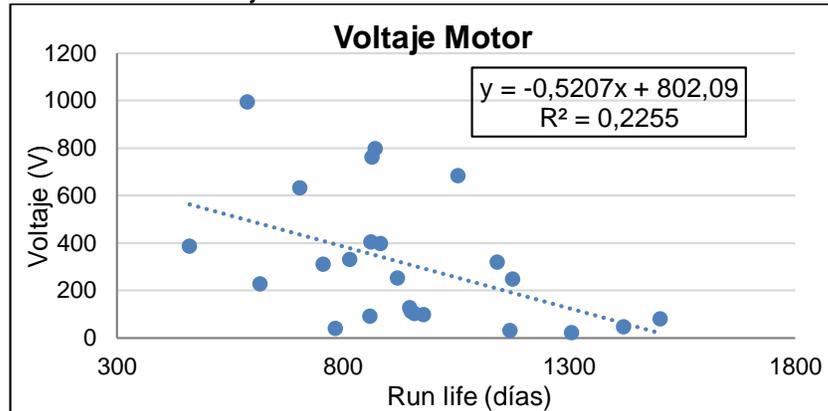
**Fuente:** Elaboración propia.

Cuando los valores de presión de descarga son muy altos respecto a la PIP, la TDH va a ser mayor, ya que como se mencionó anteriormente, la TDH es la diferencia de estas 2 presiones, al ser esta diferencia mayor, también lo será la carga de la bomba, lo cual puede comprometer el Run Life del sistema. Por eso no es recomendado que los valores de Presión de descarga superen los 1450 psi, cuando se opera en presiones por debajo de ese valor, la supervivencia es del 60%.

#### 4.3.8 Voltaje Motor

**4.3.8.1 Voltaje motor vs Run Life.** Para las siguientes graficas se tomaron en cuenta las fallas por bomba, GRU y cable. Luego de tener los valores de voltaje del motor y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación

**Gráfica 28.** Voltaje Motor vs Run life



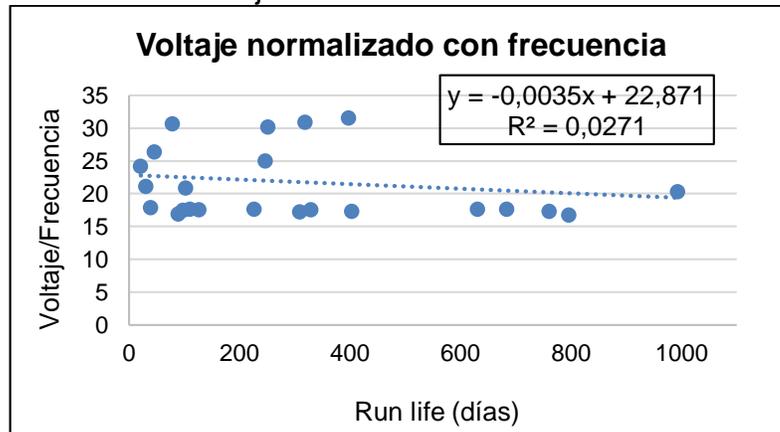
**Fuente:** Elaboración propia.

Es una variable crítica del equipo, pero no se evidencia que las fallas presentadas en el Campo VMM tienen una relación directa con el voltaje del motor, se presentó únicamente una falla en el motor por corto circuito en el pozo VMM 56 debido a una degradación en las propiedades de los materiales aislantes del motor por situaciones operacionales y también por no tener las protecciones adecuadas en el VSD. Sin embargo, en la **gráfica 28** se observa que un valor muy alto de voltaje del motor afecta el Run Life del equipo.

#### 4.3.8.2 Voltaje normalizado con otras variables.

##### 1. Voltaje normalizado con frecuencia

**Gráfica 29.** Voltaje normalizado con frecuencia



**Fuente:** Elaboración propia.

En la **gráfica 29** se corrobora lo anteriormente dicho, ya que la tendencia tiende a ser hacia abajo, es decir va disminuyendo, por lo cual tanto la frecuencia como el voltaje del motor deben ser valores bajos y su relación debe estar aproximadamente

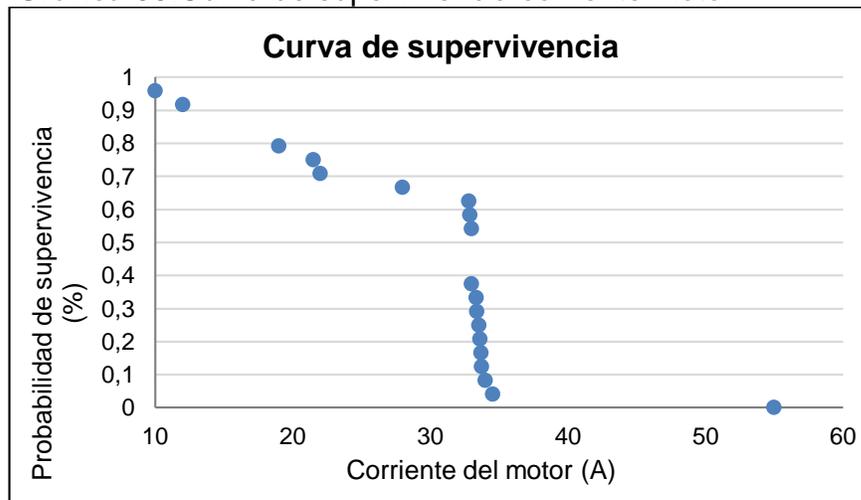
en 19-22 V/Hz

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0.0035x + 22.871$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), la relación de Voltaje/Frecuencia requerida (variable Y) debe ser 19.371 V/Hz.

**4.3.9 Corriente del motor.** Para las siguientes graficas se tomaron en cuenta las fallas por bomba, GRU, cable y motor. Luego de tener los valores de corriente del motor y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación:

#### 4.3.9.1 Curva de supervivencia corriente del motor.

**Gráfica 30.** Curva de supervivencia corriente motor



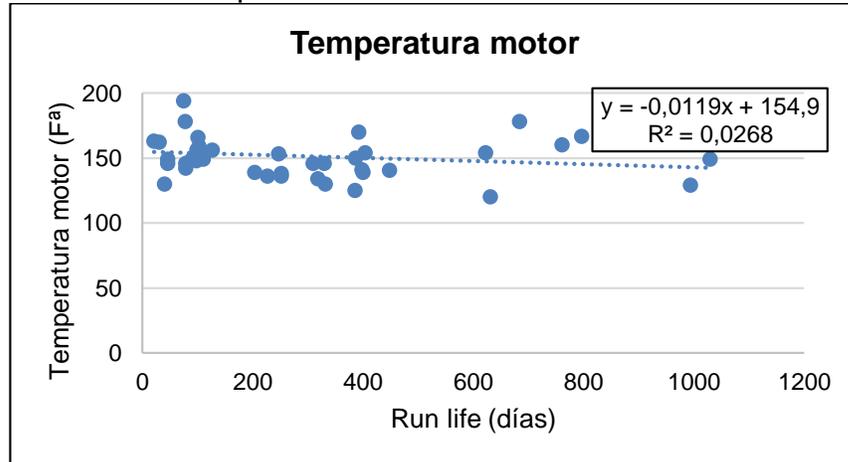
**Fuente:** Elaboración propia.

La corriente del motor se considera una variable crítica del sistema porque está relacionada con la carga del motor, la curva de supervivencia evidencia que no hay una relación entre la corriente y el Run Life del equipo ya que los motores instalados en el Campo VMM no tenían corrientes superiores a 40 A. Puede ocurrir que el porcentaje restante se convierta en torque y este si afecte la vida del equipo. Un ejemplo de esto se vio en un pozo del Campo VMM en donde el motor presentó una carga de más del 100% y fue debido a un sobretorque ocasionado por un bloqueo de la bomba, la corriente de operación luego del sobretorque se incrementó a 55A y el motor estaba diseñado para trabajar máximo a 36A.

**4.3.10 Temperatura del motor.** Para las siguientes graficas se tomaron en cuenta las fallas por arenamiento, sellos, Flex Shaft, bomba, GRU, motor y cable. Luego de tener los valores de temperatura del motor y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación:

#### 4.3.10.1 Temperatura del motor vs Run Life.

**Gráfica 31.**Temperatura del motor vs Run Life.



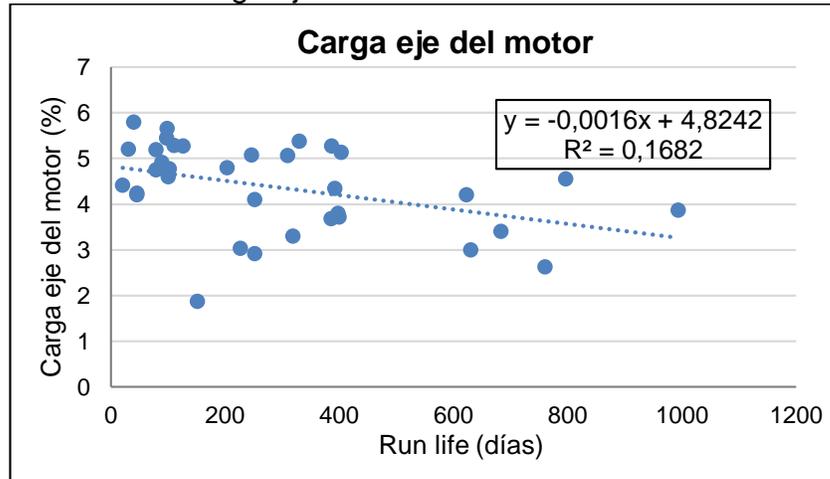
**Fuente:** Realizado por autores.

No se presentaron fallas en los equipos del Camp VMM por sobrecalentamientos o demás problemas asociados con la temperatura del motor, la gráfica 31 evidencia que esta variable no tuvo incidencia con las fallas presentadas, los cortocircuitos ocurridos en el cable y en el motor se debieron a problemas de aislamiento y no de temperatura, sin embargo, no se recomienda que esta temperatura exceda los 300 F ya que en ese caso el motor podría fundirse.

#### 4.3.11 Carga del eje del motor.

**4.3.11.1 Carga eje motor vs Run life.** Para las siguientes gráficas se tomaron en cuenta las fallas por arenamiento, sellos, Flex Shaft, bomba, GRU y motor. Luego de tener los valores de carga en el eje del motor y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación

**Gráfica 32.** Carga eje del motor vs Run Life.



**Fuente:** Elaboración propia.

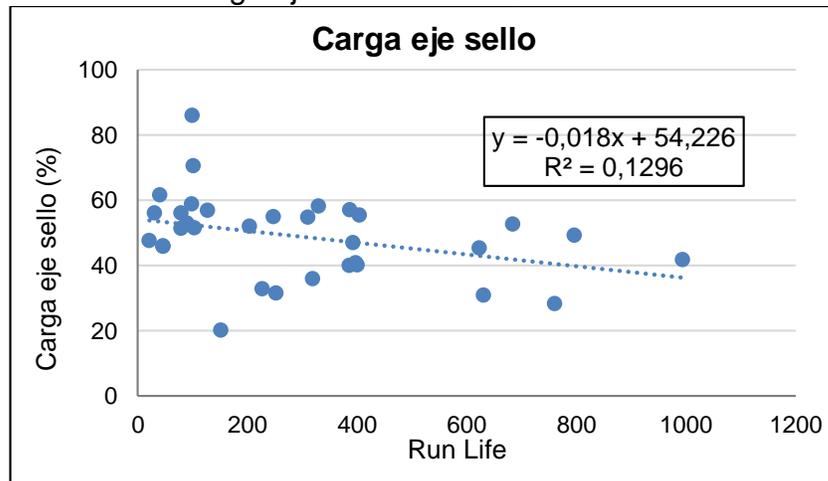
En la gráfica se observa que la tendencia de la línea es a disminuir, lo que quiere decir que a menor carga en el motor más probabilidad de supervivencia del equipo, sin embargo también se aprecia que las cargas en el eje del motor son bajas y por consiguiente se llega a la conclusión que no hay una relación directa entre el número de fallas y las cargas en el eje del motor, aun así se recomienda que este valor no sobrepase el 5% de carga.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0.0016x + 4.8242$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), la carga del eje del motor requerida (variable Y) debe ser 4.8226%.

**4.3.12 Carga en el eje del sello.** Para las siguientes graficas se tomaron en cuenta las fallas por arenamiento, sellos, Flex Shaft, bomba y GRU. Luego de tener los valores de carga en el eje del sello y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación.

#### 4.3.12.1 Carga eje sello vs Run Life.

**Gráfica 33.** Carga eje sello vs Run Life.



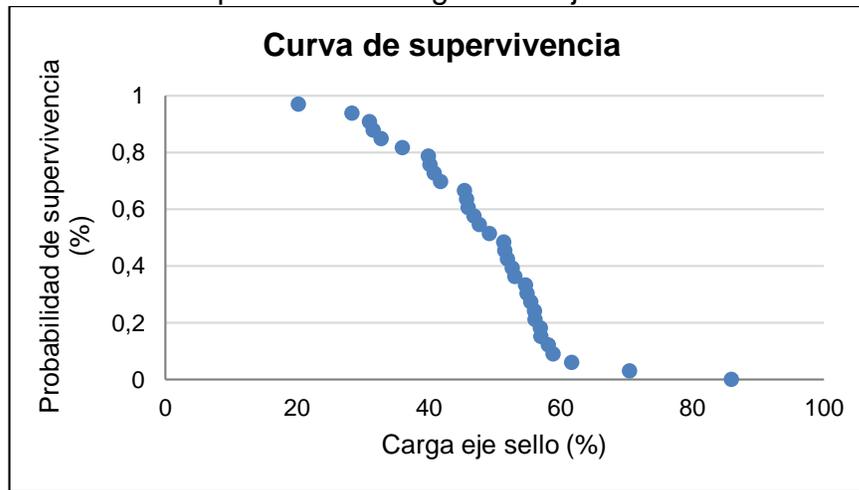
**Fuente:** Elaboración propia.

Se puede observar que la tendencia de la curva es hacia abajo por lo que se puede inferir que cargas bajas en el eje del sello hace que el Run life sea mayor, así como también se puede deducir que las cargas que son mayor al 50% van a tener un Run life menor a 200 días.

A partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0.018x + 54.226$ ), se puede corroborar lo mencionado anteriormente puesto que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), la carga en el eje del sello requerida (variable Y) debe ser 36.226%, sin embargo para no ser tan estrictos no se recomienda que este valor supere el 45%, ya que poniendo como límite ese valor de carga, el torque en el eje del sello está muy por debajo de su valor máximo.

#### 4.3.12.2 Curva de supervivencia carga en el eje del sello.

**Gráfica 34.**Supervivencia carga en el eje del sello.



**Fuente:** Elaboración propia.

Las cargas en el eje de los sellos son una variable crítica del sistema ESPCP, especialmente en los instalados en el Campo VMM ya que la mayoría de los problemas ocurridos en este componente fueron por fractura del eje, la carga en el eje de los sellos es ocasionada principalmente por sobretorque y la **gráfica 34** permite deducir que este valor no debería superar el 50% de carga ya que la supervivencia disminuye un 60% después de este valor.

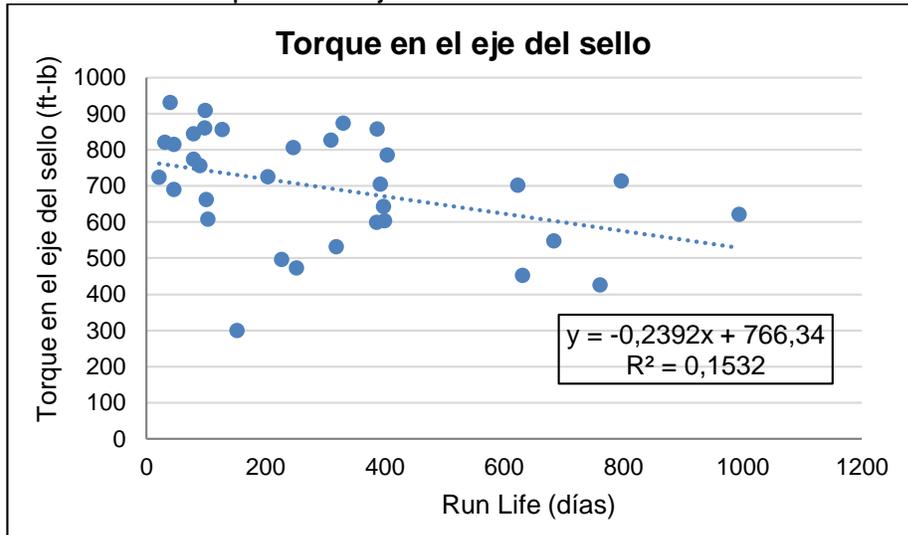
**4.3.12.3 Torque en el eje del sello.** Para calcular el torque en el eje del sello se tenían en cuenta el valor de Shaft HP de cada corrida y las RPM de operación, la siguiente ecuación permite calcular el torque en el eje del sello.

**Ecuación 26.** Torque en el eje del sello

$$\text{Torque en el eje del sello} = \frac{\text{Shaft HP} * 5252}{\text{RPM}}$$

**Fuente:** Baker Hughes a GE Company.

**Gráfica 35.** Torque en el eje del sello.



**Fuente:** Elaboración propia.2018

En la **gráfica 35** se observa que el torque en el eje del sello no debe superar los valores entre 500-600 HP para alcanzar la garantía de 1000 días, como también se puede comprobar a partir de la ecuación obtenida en la curva ( $y = -0.2392x + 766.34$ ), ya que si se desea un Run life de 1000 días (variable X), el torque en el eje del sello requerido (variable Y) debe ser 527.14 ft-lb para que de esta manera se reduzcan las fallas por fractura en el eje del sello.

#### 4.2.12.4 Torque máximo en el eje del sello

**Tabla 9.** Torque máximo en el eje del sello

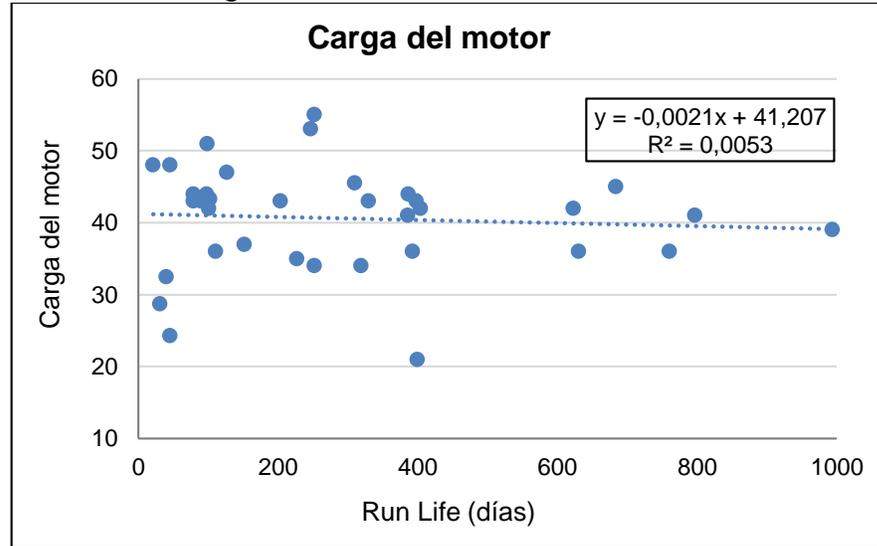
Frecuencia	Shaft Hp	Torque máximo (ft-lb)	Carga en el eje
60	63	1047,77	100%
55	56	1016,02	100%
50	52,5	1047,77	100%
45	47,5	1053,32	100%
40	41	1022,83	100%
35	38	1083,41	100%
30	33	1097,67	100%
25	28	1117,63	100%
20	22,5	1122,62	100%
15	18,5	1230,72	100%

**Fuente:** Elaboración propia.

### 4.3.13 Carga del motor

#### 4.3.13.1 Carga del motor vs Run Life

**Gráfica 36.**Carga del motor vs Run life



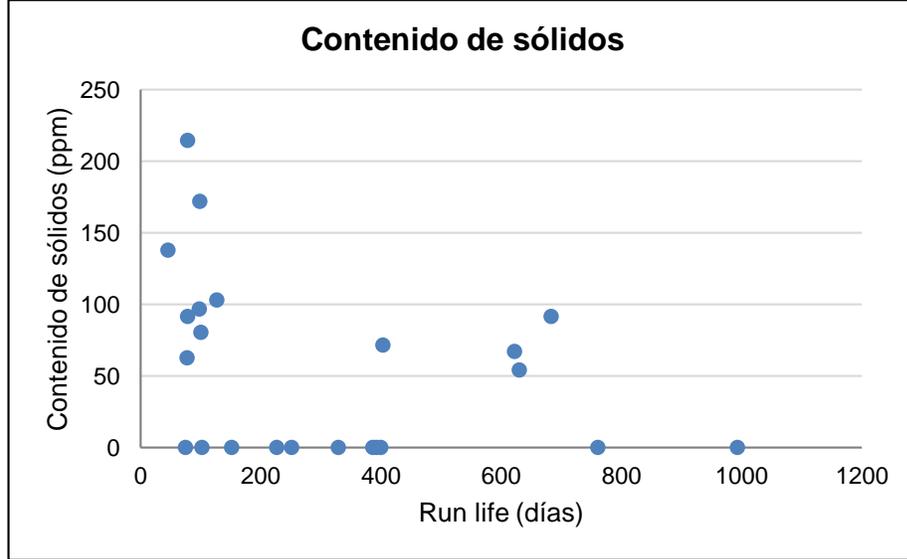
**Fuente:** Elaboración propia.

No se presentaron fallas en el motor por lo cual los datos presentados son muy dispersos, a pesar de que la tendencia de la recta disminuye se observan cargas bajas de motor con bajos valores de Run Life. Según la ecuación de la **gráfica 36** ( $y = -0,0021x + 41,207$ ) para que el equipo llegue a 1000 días, la carga del motor no debe superar el 40%, sin embargo, la gráfica también indica que no es recomendable operar con cargas menores a 30% aproximadamente.

### 4.3.14 Contenido de sólidos

**4.3.14.1 Contenido de sólidos vs Run Life.** Para graficar esta variable se tuvieron en cuenta los equipos que presentaron desgaste abrasivo severo en alguno de sus componentes, las fallas por arenamiento, y los equipos que presentaban bloqueo de la bomba por presencia de sólidos o simplemente evidencias de sólidos en otros componentes. Luego de tener los valores de contenido de sólidos y los Run life requeridos se procedió a realizar la gráfica en Excel, como se muestra a continuación.

**Gráfica 37.**Contenido de sólidos vs Run Life.



**Fuente:** Realizado por autores.

A pesar de que los equipos ESPCP son fabricados con materiales especiales para enfrentar numerosos desafíos operacionales a lo largo de su funcionamiento, el Run Life del equipo puede estar comprometido en ambientes con alto contenido de arena y sólidos. El campo de estudio presenta las condiciones mencionadas anteriormente y a pesar de que la **gráfica 37** parece indicar que no hay una relación directa entre el contenido de sólidos y el tiempo de vida del equipo, algunos equipos ESPCP instalados presentaron desgaste abrasivo severo en componentes tales como los sellos y el eje flexible, este desgaste pudo afectar significativamente el Run Life de los equipos.

Debido a que los datos de contenido de sólidos no están actualizados, la información obtenida en la curva no es muy representativa, sin embargo, se hace necesario actualizar esa información con el fin de determinar la verdadera influencia de esta variable crítica en el rendimiento de los equipos instalados.

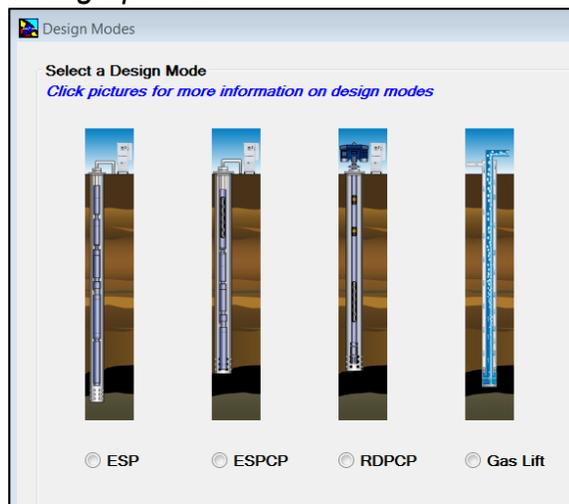
## 5. EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESPCP MEDIANTE EL SOFTWARE AUTOGRAPH PC PARA LOS POZOS DEL CAMPO QUE PRESENTARON MAYOR CANTIDAD DE FALLAS

En este capítulo se evaluará a partir del Software Autograph PC el rendimiento del sistema ESPCP, comparando las condiciones de diseño de los dos pozos con más fallas, las condiciones al momento de la falla y el diseño propuesto por los autores con los rangos de operación recomendados.

El Software Autograph PC de la compañía Baker Hughes, a GE company es una herramienta que permite diseñar sistemas de producción tales como Bombeo Electrosumergible, Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Electrosumergible de Cavidades Progresivas, teniendo en cuenta toda la información de los pozos y del yacimiento tales como las características de producción, las propiedades del fluido y condiciones de pozo, con el fin de obtener el diseño óptimo para cada pozo.

Los pozos del campo que más presentaron fallas fueron el VMM 61 y el VMM 37 con 6 y 4 fallas respectivamente, las causas más comunes de falla directa en estos pozos fueron por alto torque y daño caja reductora y alta carga en el eje del sello y fractura del mismo.

**Figura 17.** Sistemas de producción “Autograph PC”



**Fuente:** Obtenido de: <https://production-technology.org/tag/autograph-pc-baker-hughes>

## 5.1 POZO VMM 61

**5.1.1 Condiciones diseño.** En la **figura 18** se observan las condiciones iniciales de diseño como la sumergencia (512.7 ft), la profundidad del intake (3516 ft), gravedad API (24°), corte de agua (90%), TDH (3248 ft) y otros. De lo anterior se puede decir que la TDH es alta ya que la recomendación es que no supere los 3000 ft.

Adicionalmente se especifica el caudal que desea el cliente que para este caso es 800 BFPD y la profundidad de los perforados. Esta es importante al momento de asentar la bomba pues se recomienda que esta se instale por encima de los perforados para evitar inconvenientes de presencia de sólidos y altas temperaturas en los equipos.

**Figura 18.** Pestaña de Well a condiciones de diseño “Autograph PC”

The screenshot displays the 'Well' tab in the Autograph PC software. The interface is divided into several sections:

- Fluid Properties:** Oil grav 24.0 °API, %H2O 90.0 %, SG H2O 1.0 rel-H2O, SG gas 0.7 rel-Air, ProdGOR 150.0 scf/STB, Pb 164.5 psia, Max Pb (unchecked).
- Temperature Model:** Fluid Surf T 80.0 °F, Earth Surf T 55.0 °F, BHT 120.0 °F. Options for Interpolate and ESP Trise are present.
- Gas Impurities:** N2% 0, H2S% 0, CO2% 0.
- Inflow Performance - Test Data:** DatumVD 4301 ft, Static Press 727.0 psi. Options for Pressure Bomb Test and Fluid Level Test are shown.
- String Description:** A table with columns TVD ft, MD ft, CsgID in, and TbgID in, listing wellbore segments from 333.0 to 4570 ft.
- Target:** Pump Intake VDepth 3516 ft, Flowrate max 800.0 BPD, Minimum Pip 220.6 psi, Gas Sep (None), 50.0 %.
- IPR Method:** Vogel Composite.
- Surface Pressures:** Ptbg 120.0 psi, Pcsbg 20.0 psi, Csg Fluid over pmp (Oil only selected).
- Discharge Conditions:** FlowReg LIQUID\_FLOW, Pdp 1589 psi, Qdp 811.0 BPD, Bg 1.055, Bw 1.516, SGmix 0.979 rel-H2O, ViscLiq 1.893 cp, %H2O 90.0 %, Tbgfric 3.757 psi, TDH 3248 ft, Transit 55.49 min (from Discharge to Wellhead).
- Bottom Section:** Perforados: 3797-4493 pies MD. Prof. Sep. Gas: 3660 pies MD. Fondo del equipo dentro de perforados. Potencial 800 BFPD.

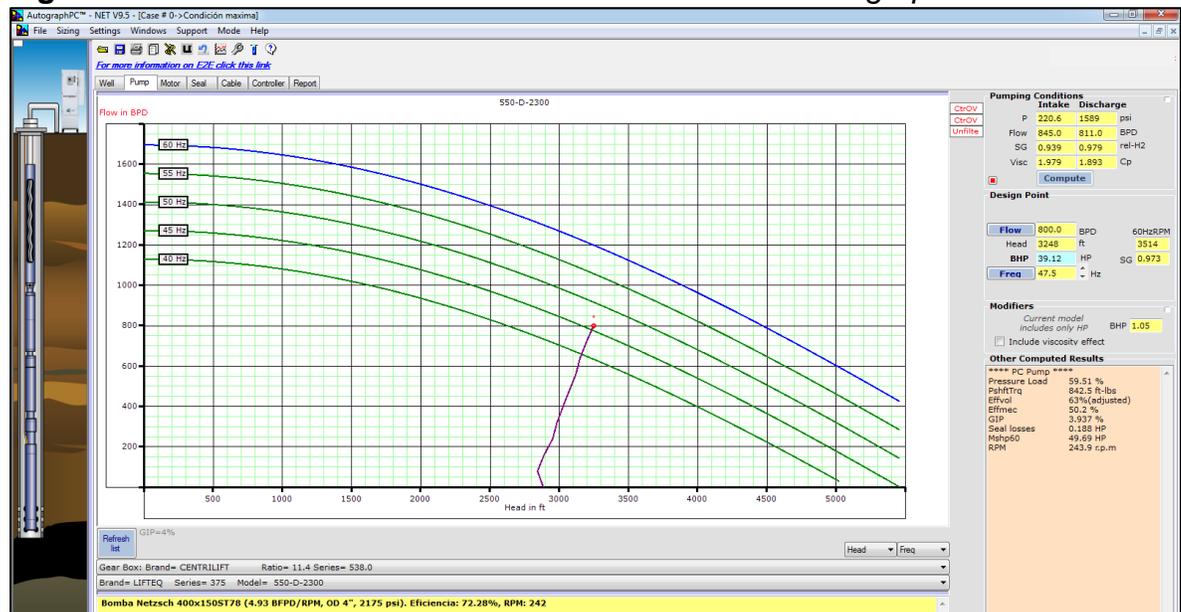
Fuente: BAKER HUGHES, A GE COMPANY. “Autograph PC”

En la **figura 19** se observa que el software Autograph PC únicamente simula bombas marca Baker Hughes, por esta razón la bomba simulada no es la misma instalada, sin embargo, ya está incluido un factor de corrección para acercarse a la situación real.

Se observa la frecuencia a la que se deseaba operar (47.5 Hz), los barriles a levantar (800 BFPD), la eficiencia esperada (63%), el torque de operación esperado (842.5 ft-Lb) y los BHP (39.12 HP). De lo anterior se observa que para esa frecuencia de operación los BHP deberían estar entre 24-31 HP según la **tabla 8** El torque de operación para esa frecuencia debe estar entre 450 ft-lb y máximo 600 ft-lb según la **tabla 7**, por lo cual se considera demasiado alta.

El análisis de supervivencia determinó que la presión de descarga no debería superar los 1400 psi, sin embargo, en la **figura 19** se observa que este valor es de 1589 psi. Al ser un valor más alto que el sugerido, la diferencia con la presión de intake será mayor, por consiguiente, la TDH será mayor.

**Figura 19.** Pestaña de Bomba a condiciones de diseño "Autograph PC"



Fuente: BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 20** se observa el ShaftHP (39.31 HP), las cargas del motor (47.32%), las cargas del eje del motor (5.209 %), la corriente (20.64 A) entre otros. De esto se puede decir que el ShaftHP es alto para esa frecuencia de operación, ya que debería estar en el mismo rango del BHP.

Los parámetros como la temperatura del motor, la velocidad del fluido y cargas del eje del motor están dentro de los rangos normales, mientras que la carga del motor se encuentra por encima del valor sugerido de 40%.

**Figura 20.** Pestaña de Motor a condiciones de diseño "Autograph PC"

The screenshot displays the 'Motor' tab in the Autograph PC software. The interface is divided into several sections:

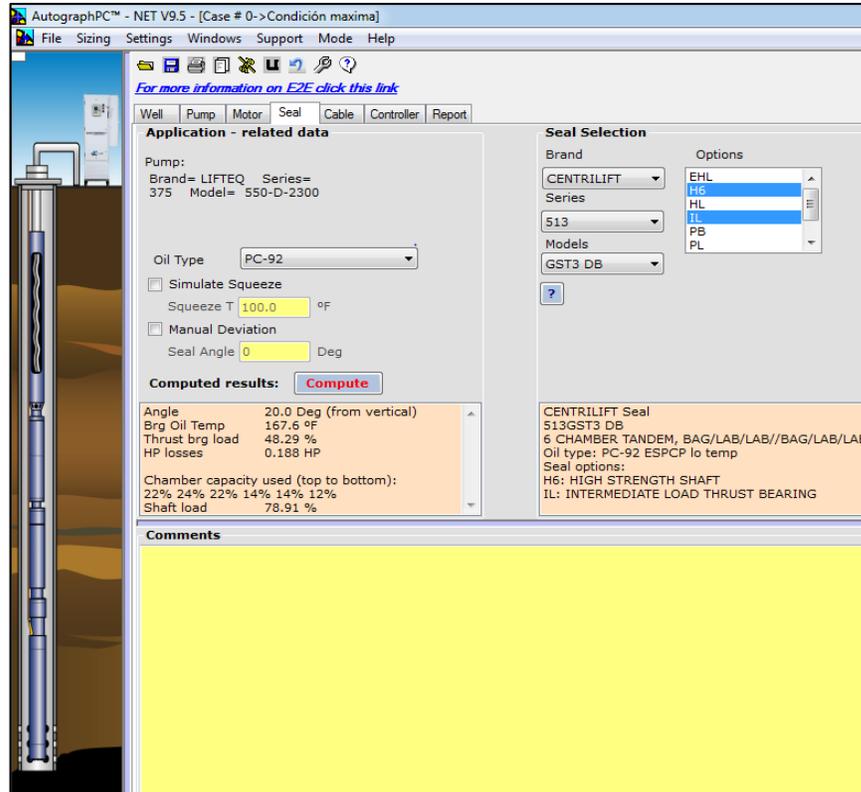
- Input Data:**
  - OPfreq: 47.5 Hz
  - ShaftHP: 39.31 HP
  - Flowrate: 800.0 BPD
  - CsgID: 6.276 in
  - Mshp60=49.7
  - Added HP: 0
- ADR (Annular Discharge Ratio):**
  - BHT: 112.7 °F
  - % wc: 90.0 %
  - Oil API: 24.0 degAPI
  - GIPbs: 7.579 %
  - ViscIn: 1.98 cp
  - VSD:
  - SCALE:
  - MONEL:
  - V imbal: 0.52 %
- Selection (60Hz rating):**
  - Manufacturer: CENTRILIFT
  - Series & Model: 562MSP3\_H
  - Oil type: HP
  - PC-92
- Computed Results:**
  - Motor load: 47.32 %
  - Term Volts: 1212 V
  - Motor Amps: 20.64 A
  - Internal Temp: 164.0 °F
  - Fluid Speed: 1.341 ft/s
  - Efficiency: 87.7 %
  - Power Factor: 79.15 %
  - Shaft speed: 2780 rpm
  - Shaft load: 5.209 %
- Comments:** A large yellow area for user input.

A notice at the bottom of the input data section states: "NOTICE: Computed information like efficiency and power factor for non-Centrilift equipment is modeled after published data and by no means necessarily reflect actual efficiencies or power factor observed in the field."

Fuente: BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

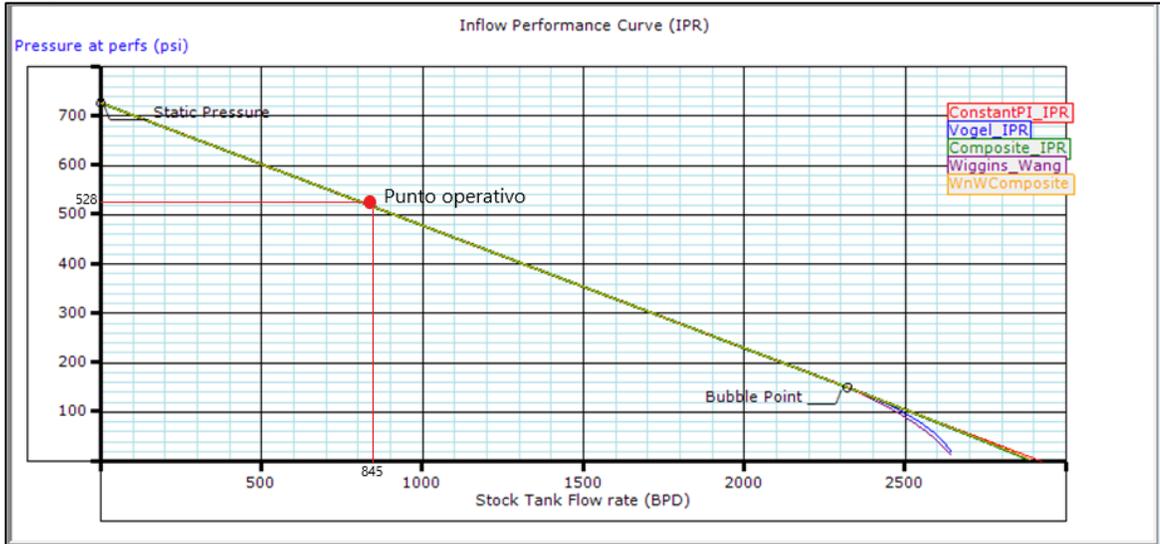
En la **figura 21** se observa la carga del eje del sello (78.91%), el cual es un valor muy alto teniendo en cuenta que no es recomendable que sea superior al 50%. Al no llegar al 100% de carga, no se genera el valor máximo de torque (1047.77 ft-lb) que puede soportar el eje para una frecuencia de 60Hz, sin embargo, se puede concluir que esta carga al ser tan alta, tuvo incidencia en la fractura del eje del sello (razón principal de falla en el pozo VMM 26).

**Figura 21.** Pestaña de Sello a condiciones de diseño "Autograph PC"



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

**Figura 22.** Curva IPR Pozo VMM 61 a las condiciones iniciales

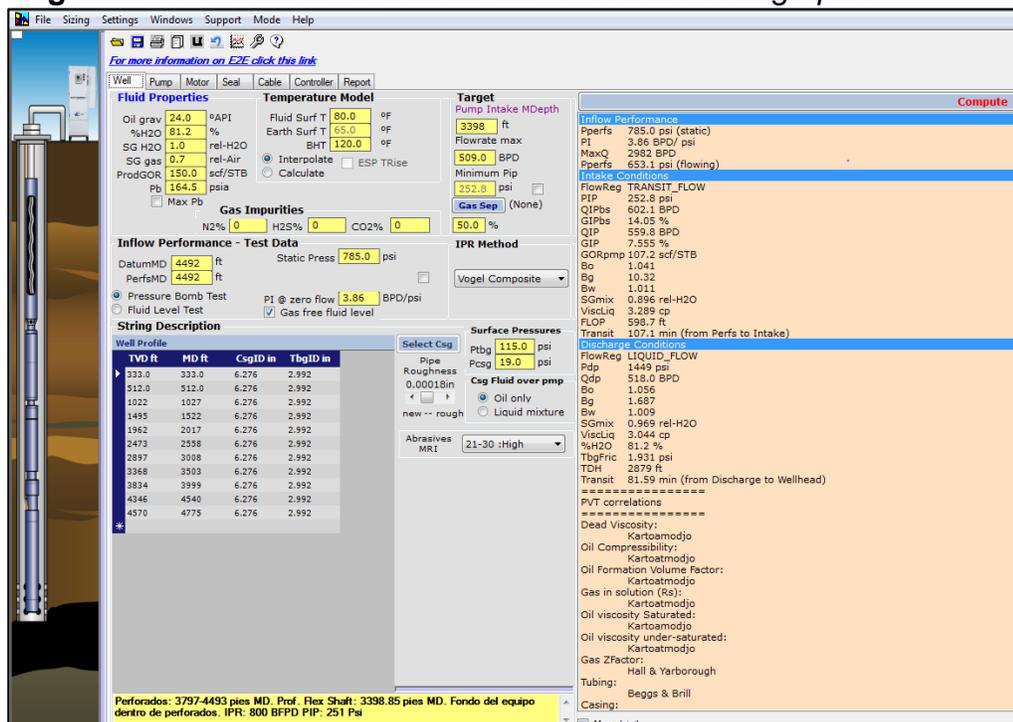


**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC". Modificado por autores.

**5.1.2 Condiciones de operación al momento de la falla.** En la **figura 23** se observan las condiciones de operación al momento de la falla. Comparando estas con las condiciones de la **figura 18** se evidencia un cambio en el corte de agua (81.2%), la profundidad del intake (3398 ft), la sumergencia (598.7 ft) y TDH (2879 ft).

Al calcular la relación de TDH/P<sub>máx</sub> se obtiene un valor de 1.25 ft/psi, es decir por debajo del valor recomendado (1.30 ft/psi), también se evidencia que la bomba tiene más sumergencia y por eso aumenta la PIP. El corte de agua es menor que el de las condiciones de diseño.

**Figura 23.** Pestaña Well al momento de la falla "Autograph PC"



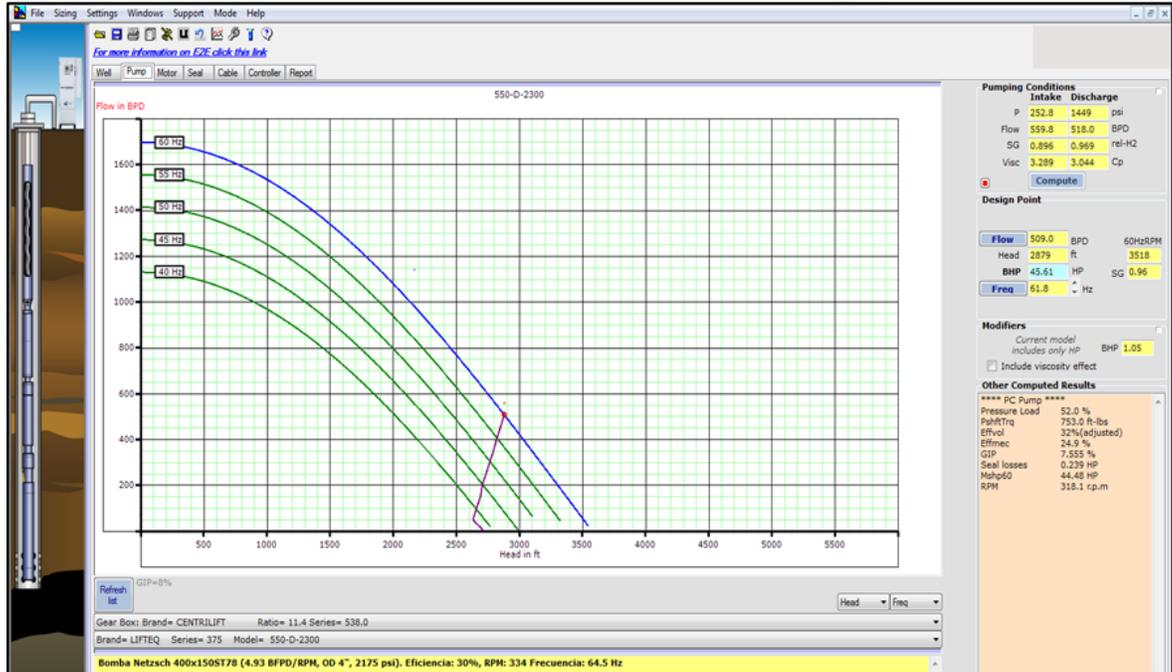
**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 24** se observa que el equipo está operando a más de 60 Hz, lo recomendado es que este no opere a más de 50 Hz, adicionalmente el caudal es más bajo que en las condiciones de diseño y por eso aumenta la sumergencia de la bomba.

El torque de operación debería estar entre 600 ft-lb y 720ft-lb según la **tabla 7**, pero se encuentra en 753lb-ft, es decir, que es más alto. Adicionalmente la bomba en operación manejaba altos caudales (550 barriles por cada 100 RPM a una eficiencia volumétrica del 100%), esta condición obligaba a que la eficiencia volumétrica fuera muy baja (32%) cuando se operaba a más de 60 Hz.

Los valores de la presión de intake y de descarga están dentro de los valores sugeridos. El valor de BHP (45.61hp) está por encima de los rangos sugeridos en la **tabla 8** que están entre 33 y 37 HP, por esa razón, el torque de operación es alto.

**Figura 24.** Pestaña de bomba al momento de la falla "Autograph PC"

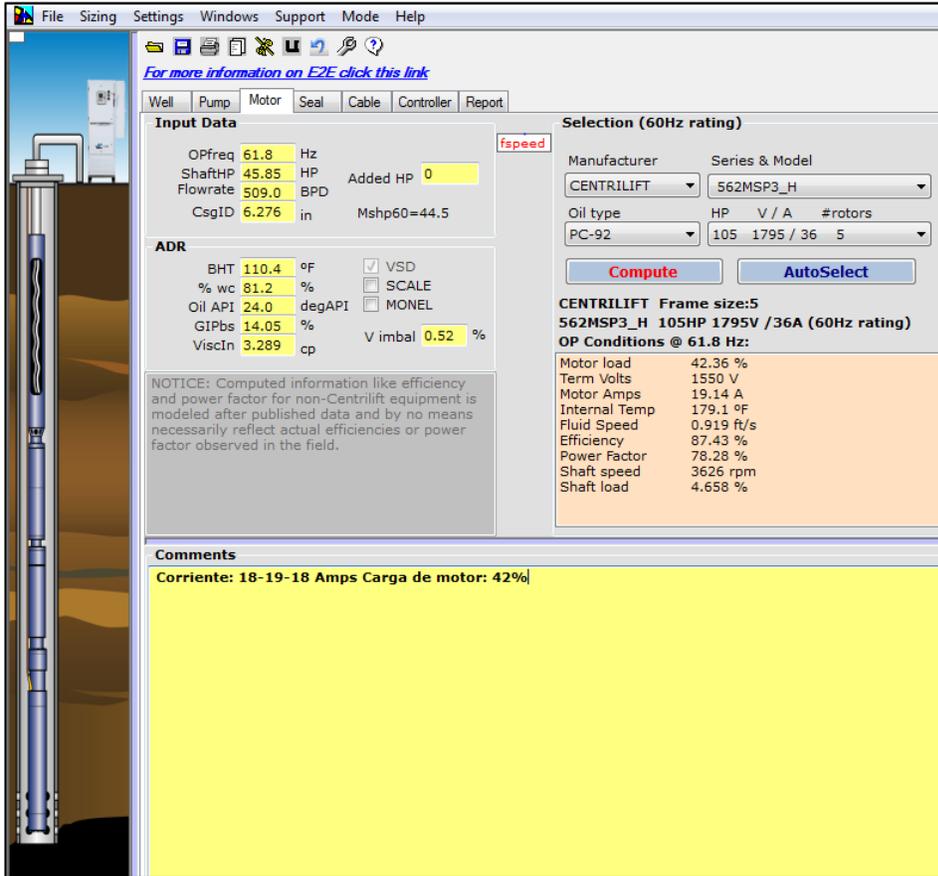


**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 25** el valor de Shaft HP se encuentra fuera del rango sugerido por la **tabla 8**, al igual que la carga del motor, que se encuentra levemente por encima del valor sugerido. La carga del eje del motor no supera el 5%, por lo tanto, se encuentra dentro de los valores normales de operación. A pesar de que la carga del motor y el Shaft HP se encuentran por encima de los valores sugeridos, se observa una disminución en estas variables si se comparan con las condiciones de diseño. Esto se debe a que la frecuencia de operación aumenta y el caudal disminuye.

No se recomienda que la velocidad del fluido esté por debajo de 1ft/s para que no se genere un sobrecalentamiento en el motor, sin embargo, la velocidad está en 0.918ft/s y por esto el simulador advierte con una alarma que dice "fspeed". La temperatura (179.1F) aumenta levemente respecto a las condiciones de diseño, pero este aumento no debería perjudicar la vida del motor ya que se encuentra aún muy por debajo del límite (300F).

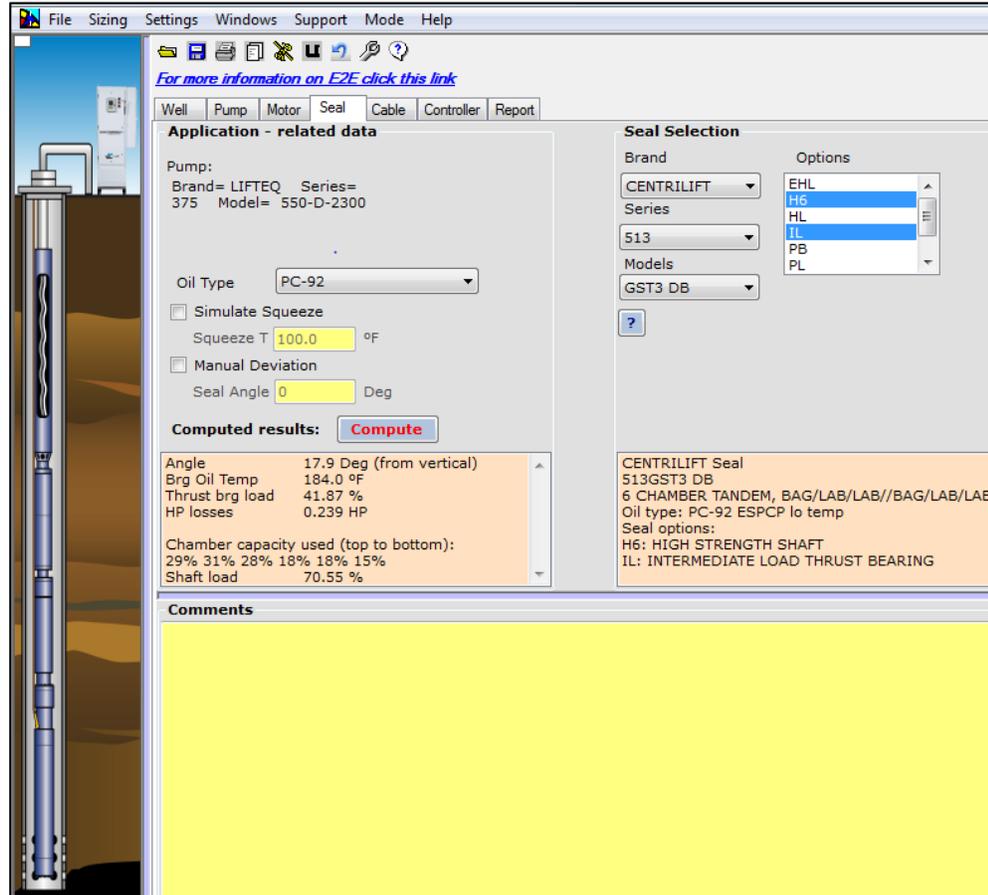
**Figura 25.** Pestaña motor al momento de la falla



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

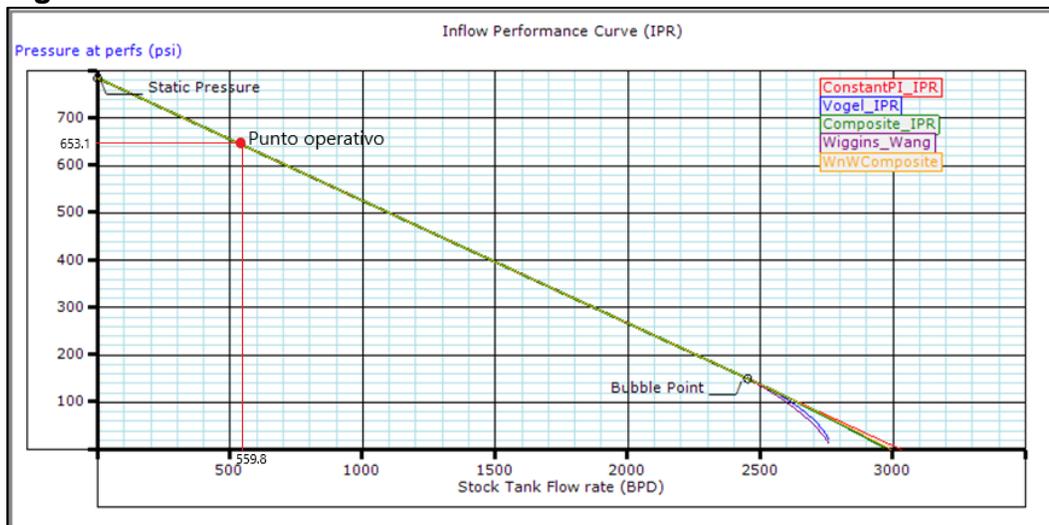
A pesar de que la carga en el eje del sello disminuyó, sigue siendo muy alta y se sigue encontrando fuera de los rangos sugeridos (por debajo del 50%). Este valor tan alto se debe a la alta frecuencia de operación, la selección inadecuada de la bomba, alto torque de operación y las condiciones abrasivas del pozo, todo lo mencionado anteriormente generó un desgaste del sello y por consiguiente la fractura del mismo.

**Figura 26.** Pestaña sello al momento de la falla VMM 61



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

**Figura 27.** Curva IPR Pozo VMM 61 al momento de la falla



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC". Modificado por autores

**5.1.3 Diseño propuesto pozo VMM 61.** En la figura 28 se observa que se profundizó el asentamiento de la bomba, pero aún sigue estando por encima de los perforados, esto se hace con el fin de aumentar la presión de intake teniendo en cuenta que esta iba disminuir considerablemente al aumentar el caudal. La sumergencia disminuye y la TDH aumenta debido a que se incrementa la producción en más de 200 BFPD.

Aunque la PIP y la TDH se encuentran por encima del valor recomendado, se cede un poco en estas variables con el fin de producir un caudal cercano (724.9 BFPD) al de las condiciones iniciales, esta decisión se tomó debido a que se considera que no afecta a la bomba al no superar en gran medida el valor recomendado de 200 psi y 3000 ft.

Con el nuevo valor de TDH se calculó la nueva relación TDH/Pmax y se obtuvo un valor de 1.3069 ft/psi, el cual es muy cercano al calculado para que el equipo llegue a 1000 días.

**Figura 28.** Pestaña well diseño propuesto "Autograph PC"

The screenshot displays the 'Autograph PC' software interface for well design. The main window is divided into several panels:

- Fluid Properties:** Includes fields for Oil grav (24.0), %H2O (81.2), SG gas (0.7), and ProdGOR (150.0).
- Temperature Model:** Shows Fluid Surf T (80.0) and Earth Surf T (55.0).
- Inflow Performance - Test Data:** Lists DatumMD (4492 ft) and PerfMD (4492 ft).
- String Description:** A table with columns TVD ft, MD ft, CsgID in, and TbgID in, listing wellbore segments from 333.0 to 4570 ft.
- Surface Pressures:** Shows Ptbq (115.0 psi) and Pcsq (19.0 psi).
- Discharge Conditions:** Lists parameters like FlowReg (LIQUID\_FLOW), Pdp (1464 psi), and Qdp (737.6 BPD).

A status bar at the bottom indicates: "Perforados: 3797-4493 pies MD. Prof. Flex Shaft: 3398.85 pies MD. Fondo del equipo dentro de perforados. IPR: 800 BFPD PIP: 251 Psi".

**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

Para mantener todas las variables dentro de los parámetros establecidos, se decide cambiar la bomba a una que maneja menor caudal (400 BFPD por cada 100 RPM), este cambio permite levantar el caudal deseado a una frecuencia que se encuentra dentro de los parámetros sugeridos (40Hz- 50Hz) y con una eficiencia de la bomba

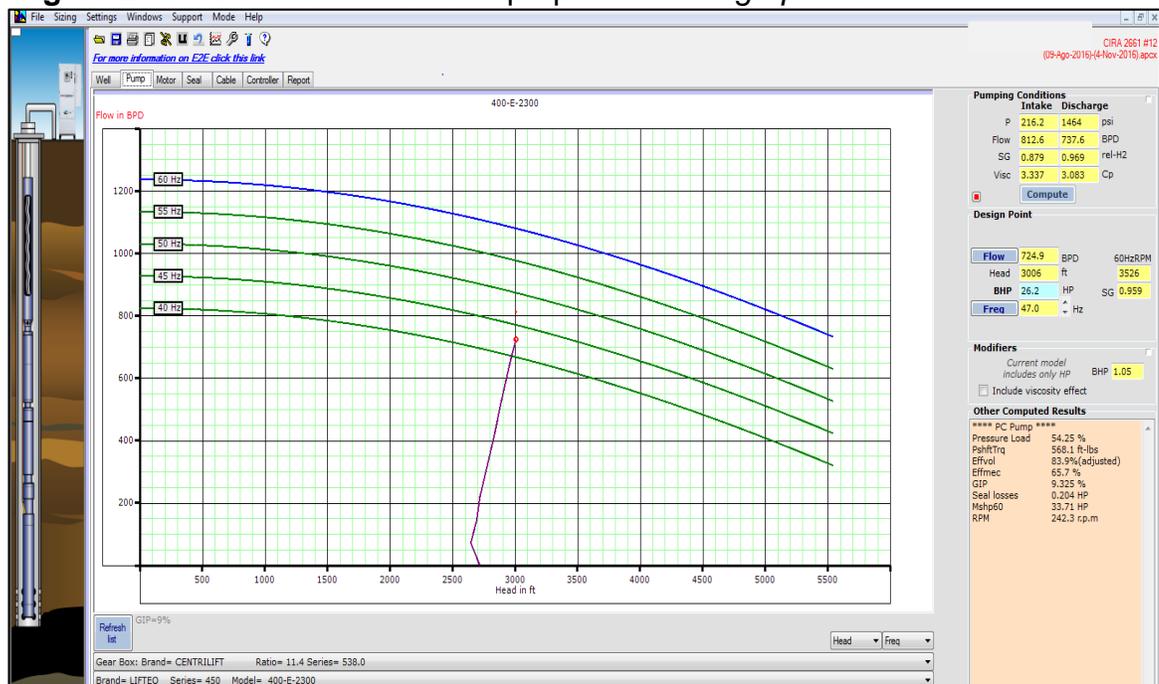
cercana al 84% (los valores recomendados de eficiencia de la bomba están entre 80% y 85%).

Este cambio también permite disminuir el torque a un valor de 568.1 ft-lb el cual se encuentra dentro del rango establecido en la **tabla 7**, ya que las bombas que manejan un menor caudal necesitan más RPM para su operación. Adicionalmente, disminuye el valor de BHP (26.2hp) a uno que se encuentra dentro del rango sugerido en la **tabla 8**, es decir, también disminuye el Shaft HP y por consiguiente se espera que disminuya la carga en el eje del sello.

Con los nuevos valores de torque, BHP, frecuencia y caudal se pueden calcular las relaciones Hz/BI, Hz/HP y Ft-lb/Hz para estimar el Run Life del nuevo diseño.

- Hz/BI = 0.06483 Hz/BI
- Hz/HP= 1.7938 Hz/HP
- Ft-lb/Hz= 12.08 Ft-lb/Hz

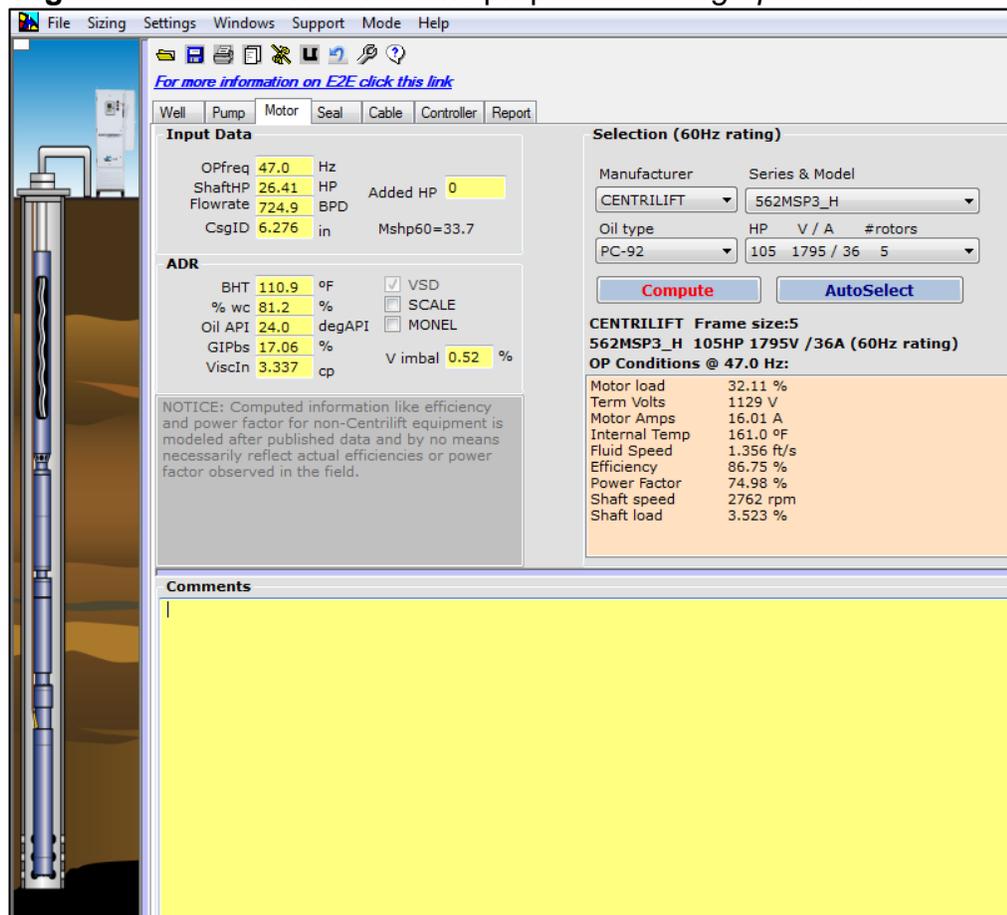
**Figura 29.** Pestaña bomba diseño propuesto "Autograph PC"



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

La **figura 30** permite apreciar una disminución en la carga del motor (32,11%) y la carga del eje del motor (3.523%) respecto a las condiciones de operación al momento de la falla. El valor de Shaft HP se encuentra dentro de los rangos sugeridos para la frecuencia de 47 Hz. La velocidad del fluido es de 1.356 ft/s y por esa razón baja la temperatura del motor a 161 °F.

**Figura 30** Pestaña motor diseño propuesto “Autograph PC”.



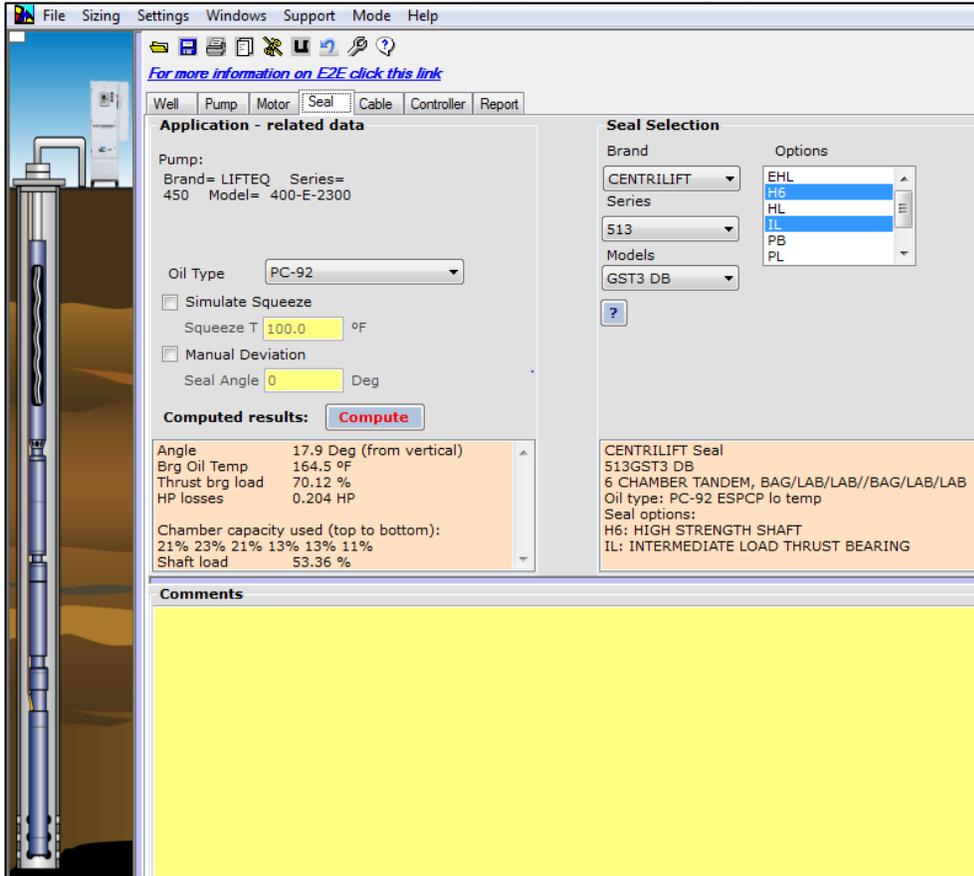
**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. “Autograph PC”

Efectivamente las cargas en el eje del sello disminuyeron respecto al diseño inicial un 30% y respecto al del momento de la falla casi un 20% debido a la disminución del valor de Shaft HP por el cambio de bomba, a pesar de que esta carga no debería superar el 50%, se cede un poco en esta variable con el fin de producir un caudal cercano al deseado por el cliente.

Se espera que el valor de torque en el eje del sello para una frecuencia de 47Hz no supere 1053.32 ft-lb según la **tabla 9** y para este diseño, el torque en el eje del sello es de 572.45 ft-lb, por lo cual no debería presentar ningún inconveniente.

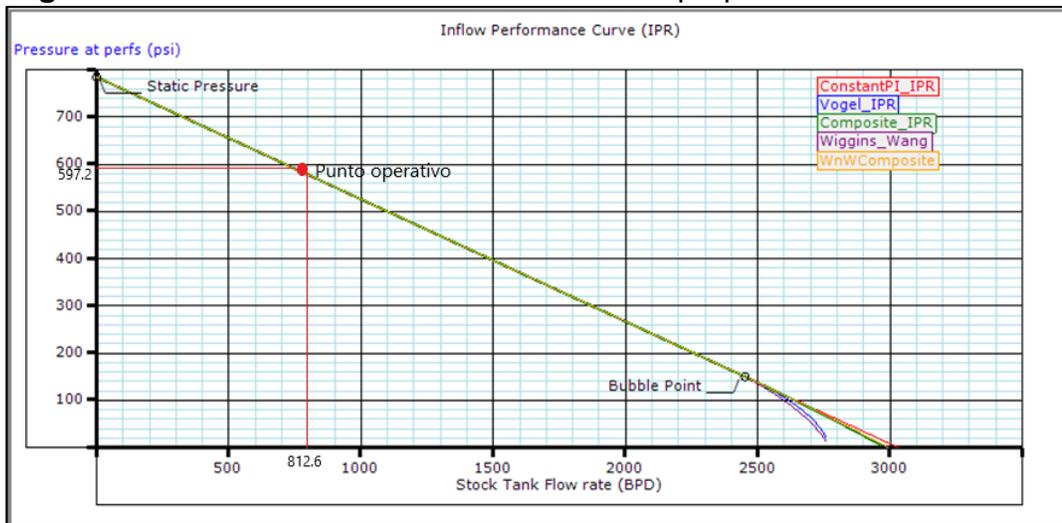
Con los nuevos valores de carga en el eje del sello y torque en el eje del sello, se puede estimar el Run Life a partir de las ecuaciones de las **gráficas 34 y 36**.

**Figura 31. Pestaña sello diseño propuesto "Autograph PC"**



**Fuente: BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"**

**Figura 32. Curva IPR Pozo VMM 61 del diseño propuesto**



**Fuente: BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC". Modificado por autores**

**Tabla 10.** Tabla resumen parámetros Pozo VMM 61

<b>POZO VMM 61</b>			
<b>Parámetros</b>	<b>Condiciones Iniciales</b>	<b>Momento de Falla</b>	<b>Diseño propuesto</b>
Profundidad Intake de la bomba (ft)	3516	3268	3318
Caudal (bls)	800	509	725
FLOP (ft)	512.7	598.7	504.2
TDH (ft)	3248	2879	3006
Presión de Intake (psi)	220.6	252.8	216.2
Presión de descarga (psi)	1589	1449	1464
Frecuencia de operación (Hz)	47.5	61.8	47
BHP (HP)	39.12	45.61	26.2
Torque (ft-lb)	842.5	753	568.1
Carga del motor (%)	47.32	42.36	32.11
Velocidad del fluido (ft/s)	1.341	0.919	1.356
Carga del eje del motor (%)	5.209	4.658	3.523
Carga del ede del sello (%)	78.81	70.55	53.36
Tipo de bomba	S375 Model 550-D-2300	S375 Model 550-D-2300	S450 Model 400-E-2300

**Fuente:** Elaboración propia.

A continuación, se mostrarán los diagramas esquemáticos del pozo VMM 61 en las condiciones iniciales, al momento de la falla y con el diseño propuesto para evidenciar de una manera más didáctica los cambios en el equipo ESPCP

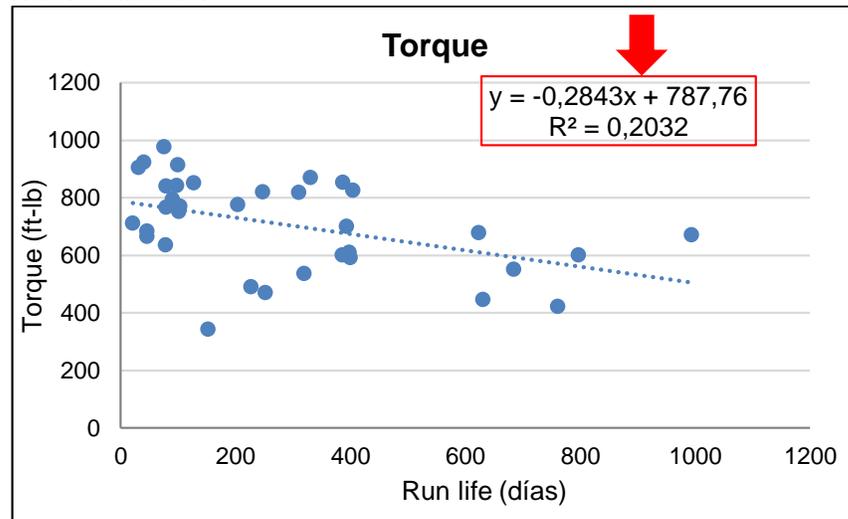
Diagrama 2. Diagrama esquemático del pozo VMM 61

Condiciones Iniciales		Momento de la falla		Diseño propuesto	
DESCRIPCION	PROFUNDIDAD pies (TVD)	OD pulg	DESCRIPCION	PROFUNDIDAD pies (TVD)	OD pulg
Nipplesilla 2 7/8" + Tubería 2 7/8"			Nipplesilla 2 7/8" + Tubería 2 7/8"		
Cable plano #6			Cable plano #6		
Bomba PCP Serie 375 Model 5500-2300	3516.00	3.75	Bomba PCP Serie 375 Model 550-D-2300	3268.00	3.75
Flex Shaft 513 4" NU box	3525.39	5.13	Flex Shaft 513 4" NU box	3277.7	5.13
Sello Superior GSB3GDBLTPC-92LPFSH6-INV	3532.28	5.13	Sello Superior GSB3GDBLTPC-92LPFSH6-INV	3284.59	5.13
Sello Inferior GSB3GDBLTPC-92HTPFS-ILAB INV	3539.17	5.13	Sello Inferior GSB3GDBLTPC-92HTPFS-ILAB INV	3291.48	5.13
GRU GRU 538 11.42:1 Rodamientos de agujas	3541.00	5.38	GRU GRU 538 11.42:1 Rodamientos de agujas	3293.31	5.38
Motor MSP3 105HP-1795V-36A	3550.70	5.62	Motor MSP3 105HP-1795V-36A	3303.01	5.62
Sensor Ceminel 3X	3554.80	4.50	Sensor Ceminel 3X	3307.11	4.50

Fuente: Elaboración Propia.

**5.1.4. Estimación Run Life diseño propuesto.** Para la estimación del Run Life del nuevo diseño propuesto, se despejó la variable x (Run Life) de las ecuaciones de las gráficas 11,13,16,18,24 ,26, 33 y 35. Ej. **Figura 33.** Los valores de Run Life obtenidos se promediaron y el resultado fue 716 días, si se compara este valor con el promedio de las 6 corridas anteriores del sistema ESPCP (313 días) se observa un incremento del 128.75%, sin embargo, no se llega a la expectativa de vida planteada por la empresa.

**Figura 33.** Ejemplo para la estimación del Run life del nuevo diseño.



**Fuente:** Elaboración propia.2018

**Despeje de la variable X:**

$$y = -0.2843x + 787.76$$

$$x = \frac{y - 787.76}{-0.2843}$$

$$x = \frac{568.1 - 787.76}{-0.2843}$$

Se realiza el mismo procedimiento para las otras variables.

## 5.2 Pozo VMM 37

### 5.2.1 Condiciones de diseño

**Figura 34.** Pestaña de Well a condiciones de diseño "Autograph PC"

The screenshot displays the 'Well' tab in the Autograph PC software. The interface is divided into several sections for configuring well parameters:

- Fluid Properties:** Oil grav (24.0 °API), %H2O (92.0 %), SG H2O (1.0 rel-H2O), SG gas (0.7 rel-Air), ProdGOR (25.0 scf/STB), Pb (150.0 psia).
- Temperature Model:** Fluid Surf T (113.0 °F), Earth Surf T (65.0 °F), BHT (120.0 °F). Options for Interpolate and Calculate are available.
- Gas Impurities:** N2% (0), H2S% (0.026), CO2% (0).
- Inflow Performance - Test Data:** DatumVD (3303 ft), PerfsVD (3303 ft), Static Press (684.0 psi), PI @ zero flow (1.38 BPD/psi).
- Target:** Pump Intake VDepth (3023 ft), Flowrate max (645.0 BPD), Minimum Pip (100.0 psi).
- Discharge Conditions:** FlowReg (LIQUID\_FLOW), Pdp (1540 psi), Qdp (652.4 BPD), Bo (1.033), Bg (1.563), Bw (1.01), SGmix (0.982 rel-H2O), ViscLiq (1.901 cp), %H2O (92.0 %), TbgFric (4.989 psi), TDH (3394 ft), Transit (39.74 min).
- Well Profile Table:**

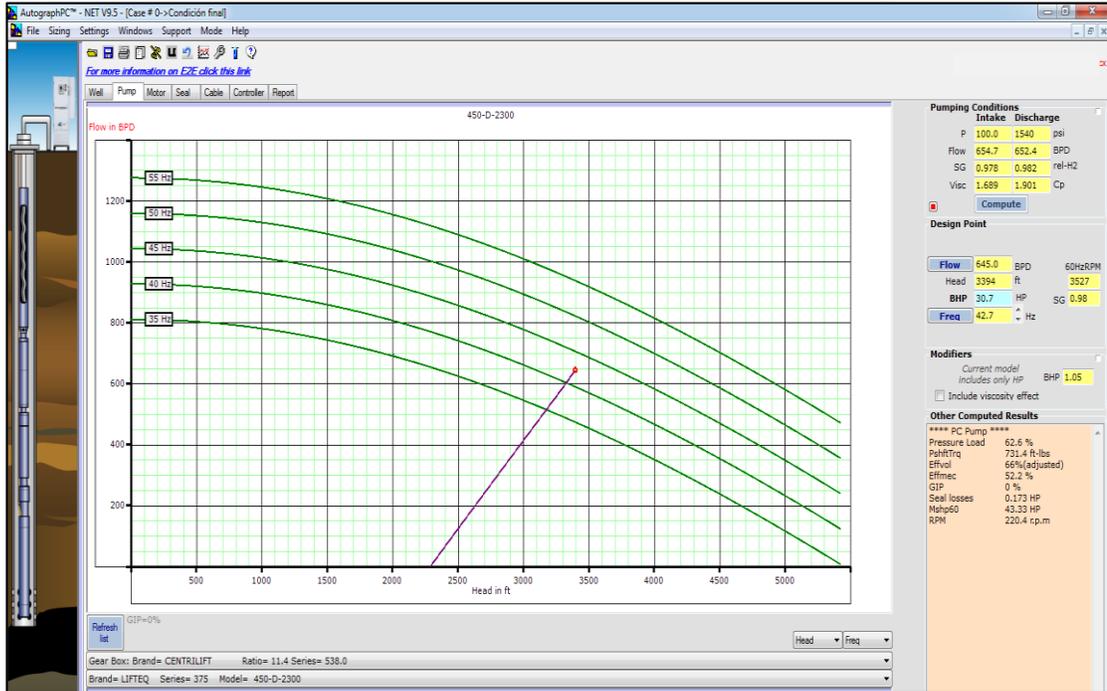
TVD ft	MD ft	CsgID in	TbgID in
355.0	356.0	6.276	2.441
1009	1014	6.276	2.441
1969	2017	6.276	2.441
2965	3052	6.276	2.441
3900	4020	6.276	2.441

**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 34** se observan las condiciones iniciales de diseño como la sumergencia (202 ft), la cual está al límite de lo recomendado, la profundidad del intake (3023ft), gravedad API (24°), corte de agua (92%), TDH (3394 ft) y otros. De lo anterior se puede decir que la TDH se encuentra algo alta pues la recomendación es que no supere los 3000 ft.

Adicionalmente se especificó el caudal que desea el cliente (645 BFPD) y la profundidad de los perforados, como ya se había mencionado, esta es importante al momento de asentar la bomba, ya que se recomienda que esta se instale por encima de los perforados para evitar inconvenientes de presencia de sólidos y altas temperaturas en los equipos.

**Figura 35.** Pestaña de bomba a condiciones de diseño "Autograph PC"

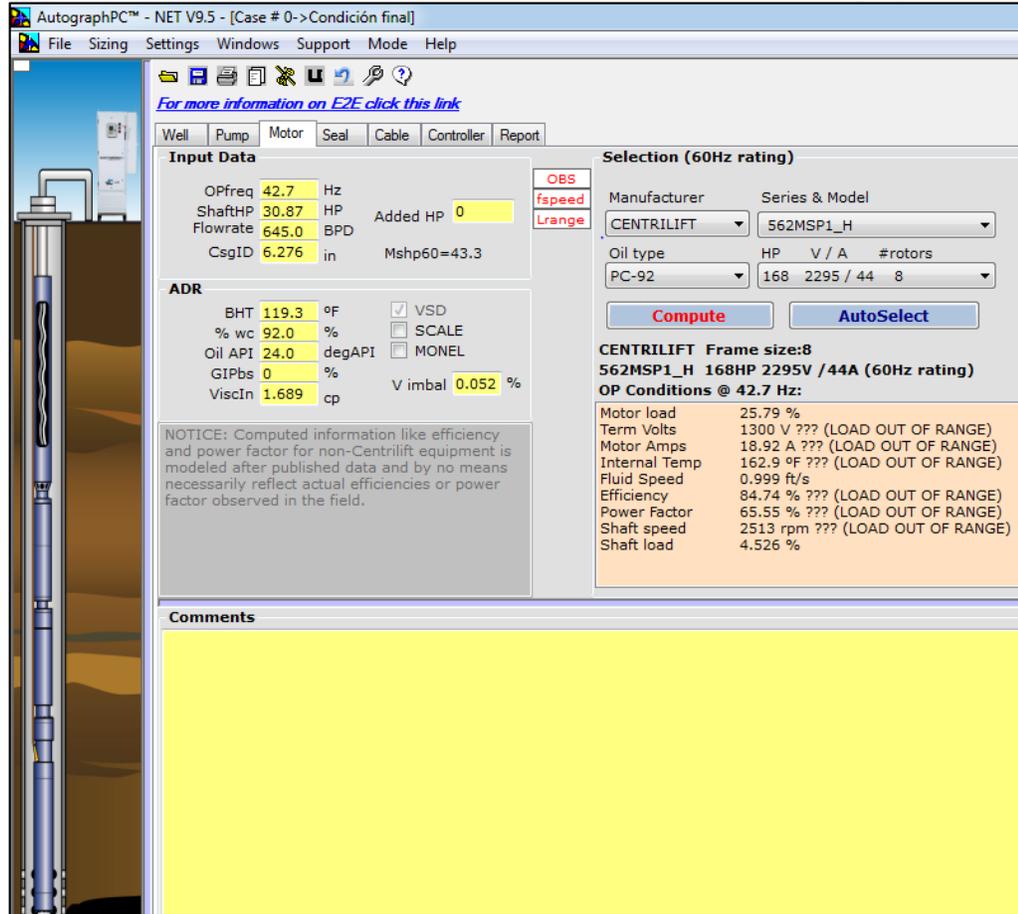


**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 35** se observa la frecuencia a la que se deseaba operar (42.7 Hz), los barriles a levantar (645 BFPD), la eficiencia esperada (62.6%), el torque de operación esperado (731.4 ft-Lb) y los BHP (30.7HP). De lo anterior se observa que para esa frecuencia de operación los BHP son altos pues deberían estar entre 21-28 HP según la **tabla 8**.

El torque de operación en el diseño para esa frecuencia se encuentra por encima de los rangos especificados en la **tabla 7**. El valor de PIP está en 100 psi y se considera muy por debajo del valor sugerido (200 psi), la presión de descarga supera los 1500 psi y por esta razón el valor de TDH es alto y se aumentan las cargas en la bomba.

**Figura 36.** Pestaña de motor a condiciones de diseño "Autograph PC"

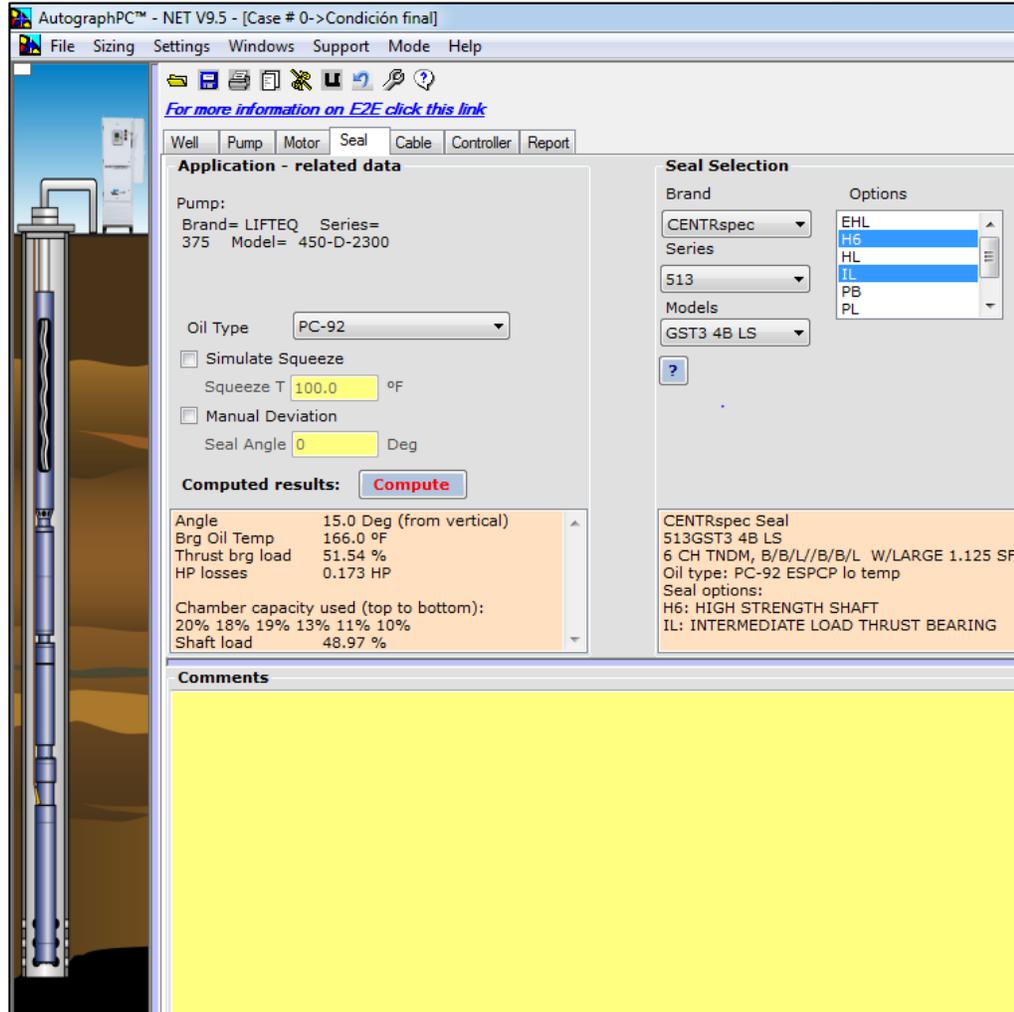


Fuente: BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 36** se observa el ShaftHP (30.87 HP), las cargas del motor (25.79%), las cargas del eje del motor (4.526 %), la corriente (18.92 A) entre otros. De esto se puede decir que el ShaftHP está alto para esa frecuencia de operación ya que debería estar en el mismo rango del BHP. El valor de carga del motor está muy por debajo del recomendado y se pueden observar varias alertas con el mensaje "load out of range" lo que permite deducir que el motor es muy grande para la operación.

Los parámetros como la temperatura del motor y la carga del eje del sello del motor están dentro de los valores normales, la velocidad del fluido es más baja de 1ft/s y por eso se observa la alarma del recuadro "fspeed".

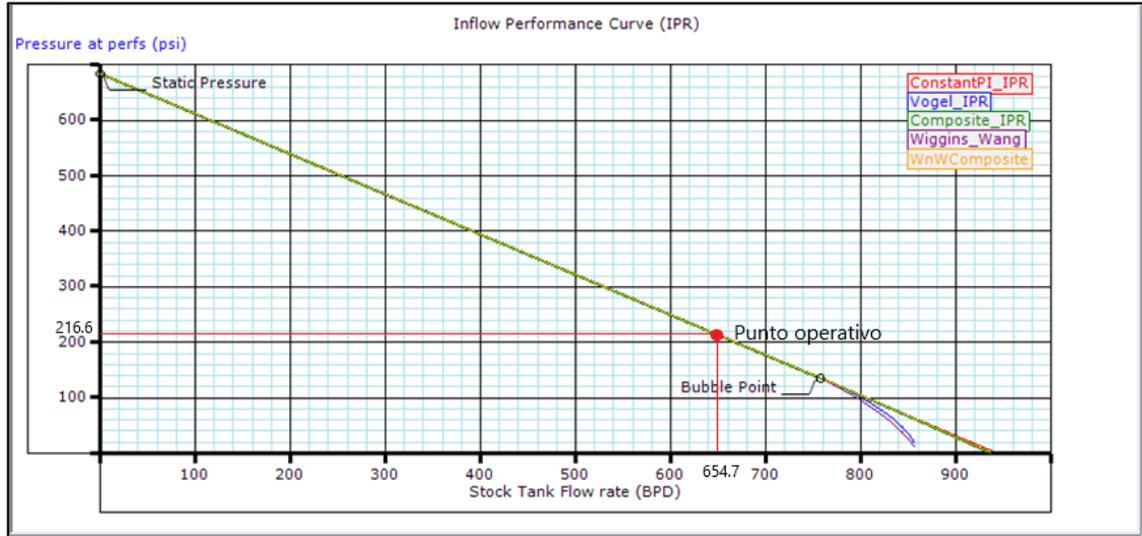
**Figura 37.** Pestaña de sello a condiciones de diseño "Autograph PC"



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 37** se observa la carga del eje del sello (48.97%), la cual se encuentra por debajo del valor sugerido (50%). Al no llegar al 100% de carga no se genera el valor máximo de torque que puede soportar el eje que para una frecuencia de 42.7 Hz es 1022.83 ft-lb según la **tabla 9**.

**Figura 38.** Curva IPR Pozo VMM 37 a las condiciones iniciales



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC". Modificado por autores

### 5.2.2 Condiciones de operación al momento de la falla

**Figura 39.** Pestaña Well al momento de la falla "Autograph PC"

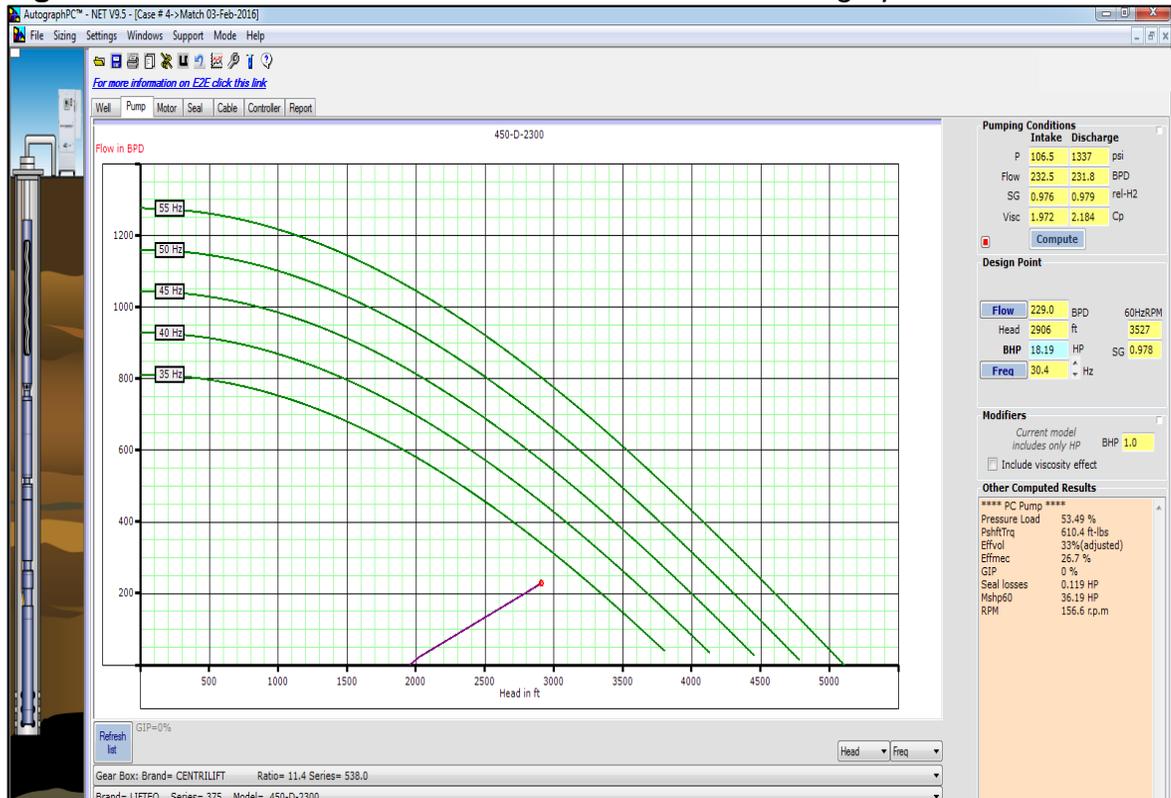
TVD ft	MD ft	CsgID in	TbgID in
335.0	356.0	6.276	2.441
1009	1014	6.276	2.441
1969	2017	6.276	2.441
2965	3052	6.276	2.441
3900	4020	6.276	2.441

**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 39** se observan las condiciones de operación al momento de la falla, comparando estas con las condiciones de la **figura 34** se evidencia un cambio en el corte de agua (90.1%), en la sumergencia que disminuye a 196.5 ft y en la TDH que disminuye a 2906 ft. Al calcular la relación de TDH/P<sub>máx</sub> se obtiene un valor de 1.2634 ft/psi, el cual se encuentra por debajo del valor recomendado (1.30 ft/psi).

El caudal producido (229 BFPD) e índice de productividad (0.549 BPD/psi) son mucho menores a los valores del diseño de la propuesta, esto puede deberse a un taponamiento en los perforados por arena.

**Figura 40.** Pestaña de bomba al momento de la falla "Autograph PC"



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 40** se observa que el equipo estaba operando con una frecuencia de 30.4 Hz, este valor no se encuentra dentro del rango de operación (40-50 Hz) sugerido y no se recomienda operar por fuera de este rango ya que se puede aumentar el torque en la bomba.

El torque de operación para la frecuencia de operación al momento de la falla debía estar entre 300 ft-lb y 360ft-lb según la **tabla 7**, pero se encontraba en 610.4b-ft, es decir, el torque de operación era de casi el doble de lo sugerido y aunque no sobrepasaba el límite de torque de la caja reductora (1080 ft-lb), ocasionó un

desgaste acelerado de este componente, teniendo en cuenta que la falla más frecuente en este pozo fue por desgaste y desacople mecánico de la GRU.

La presión de intake aumenta levemente y la presión de descarga disminuye. El valor de BHP (18.19 HP) se encuentra dentro de los rangos sugeridos en la **tabla 8** (16.66 y 18.75 HP) y debido a esto no afecta la carga en el eje del sello, sin embargo, como se estaba operando a una baja frecuencia el torque de operación aumentó excesivamente.

**Figura 41.** Pestaña de motor al momento de la falla "Autograph PC"

The screenshot displays the 'Motor' tab in the AutographPC software. The interface includes a navigation menu with 'Well', 'Pump', 'Motor', 'Seal', 'Cable', 'Controller', and 'Report'. The 'Motor' tab is active, showing various input data and selection options.

**Input Data:**

- OPfreq: 30.4 Hz
- ShaftHP: 18.31 HP
- Flowrate: 229.0 BPD
- CsgID: 6.276 in
- Mshp60=36.2
- Added HP: 0

**ADR (Automatic Drive Ratio) Settings:**

- BHT: 118.8 °F
- % wc: 90.1 %
- Oil API: 24.0 degAPI
- GIPbs: 0 %
- VisIn: 1.972 cp
- VSD:  (checked)
- SCALE:  (unchecked)
- MONEL:  (unchecked)
- V imbal: 0.052 %

**Selection (60Hz rating):**

- Manufacturer: CENTRILIFT
- Series & Model: 562MSP1\_H
- Oil type: PC-92
- HP: 168, V: 2295, A: 44, #rotors: 8

**OP Conditions @ 30.4 Hz:**

Motor load	21.54 %
Term Volts	923.6 V ??? (LOAD OUT OF RANGE)
Motor Amps	19.07 A ??? (LOAD OUT OF RANGE)
Internal Temp	167.0 °F ??? (LOAD OUT OF RANGE)
Fluid Speed	0.355 ft/s
Efficiency	82.26 % ??? (LOAD OUT OF RANGE)
Power Factor	55.97 % ??? (LOAD OUT OF RANGE)
Shaft speed	1785 rpm ??? (LOAD OUT OF RANGE)
Shaft load	3.78 %

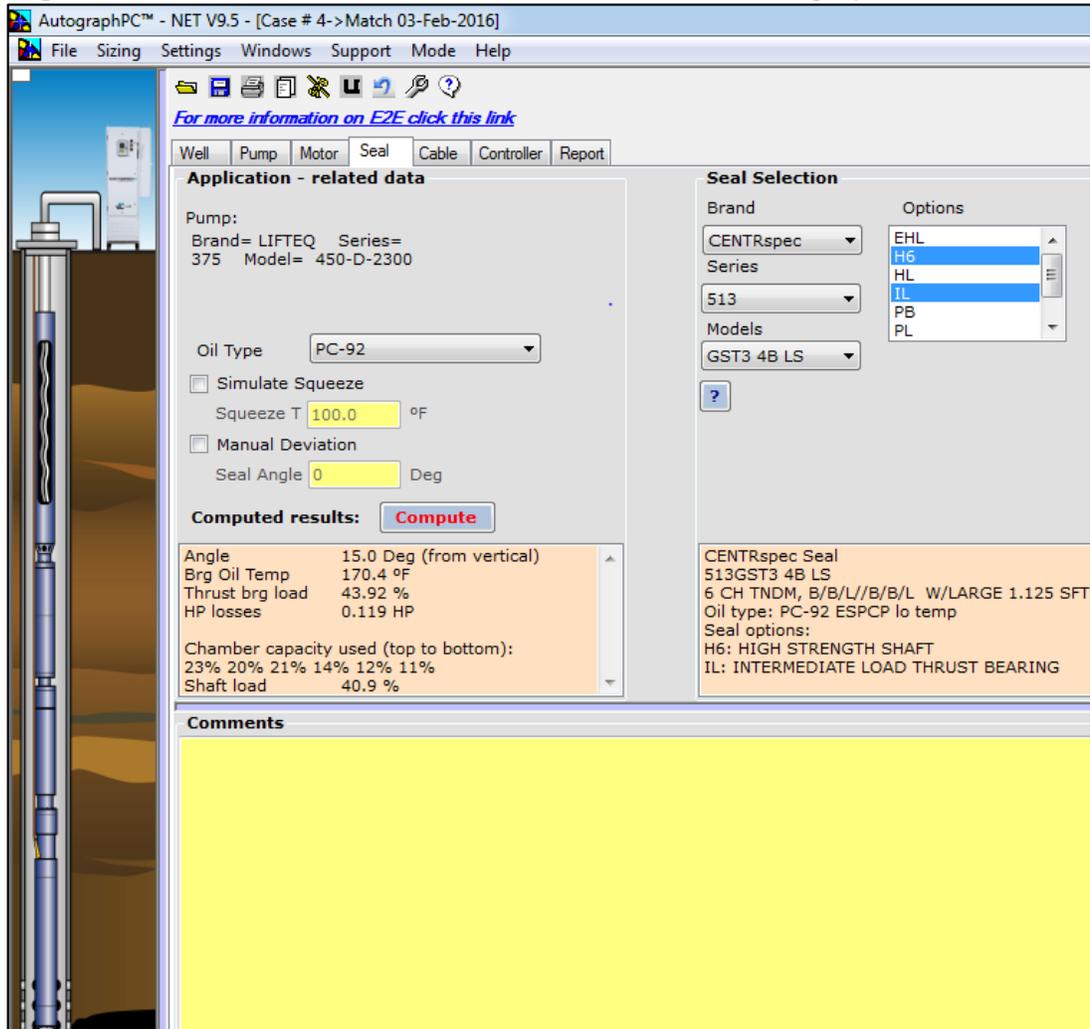
**Comments:** A large yellow area is present at the bottom of the window, likely indicating a warning or error state.

**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 41** se observa que el valor de Shaft HP se encuentra dentro del rango sugerido por la **tabla 8**. La carga del motor sigue estando muy baja y se siguen observando las alarmas de "load out of range" así como también las alarmas que advierten sobre la velocidad del fluido, por lo tanto, se concluye que el motor es muy grande (en términos de potencia) para las condiciones del pozo y debe ser cambiado.

No se recomienda que la velocidad del fluido esté por debajo de 1ft/s para que no se sobrecaliente el motor, la velocidad está en 0.355ft/s y por eso el simulador advierte con una alarma que dice “fspeed”. La temperatura del motor aumenta levemente (167 °F) respecto a las condiciones de diseño, pero este aumento no debería perjudicar la vida del motor ya que se encuentra aún por debajo del límite.

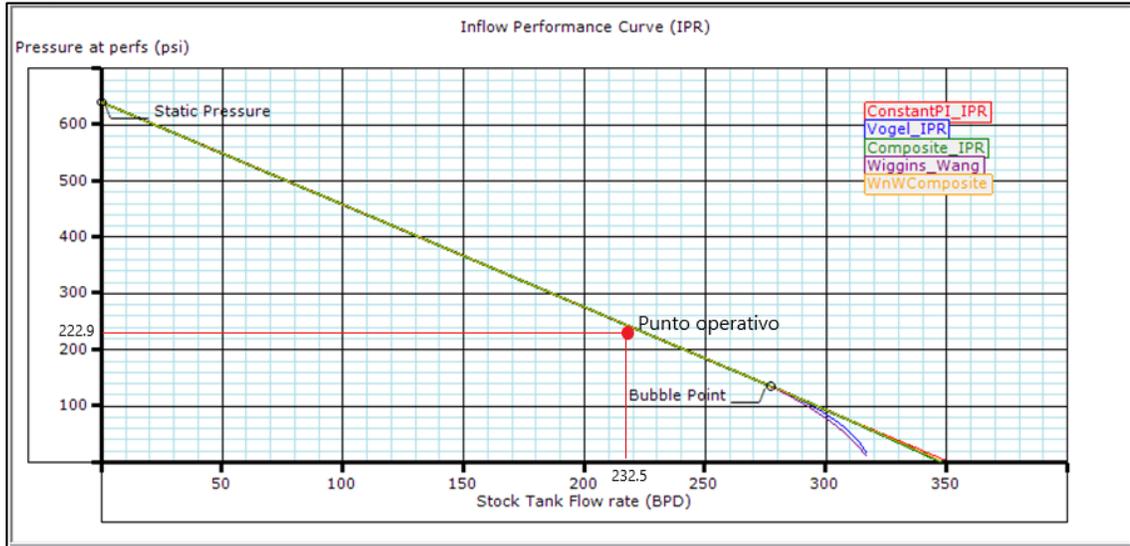
**Figura 42.** Pestaña de sello al momento de la falla "Autograph PC"



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 42** se observa que la carga del eje del sello disminuye (40.9%) respecto a la carga del diseño anterior (48.97%) y se encuentra debajo del valor establecido. El valor de torque en el eje del sello para la frecuencia de operación no supera el máximo establecido en la **tabla 9** y por esta razón el equipo no presentó inconvenientes por fracturas en el eje a lo largo de su vida.

**Figura 43.** Curva IPR Pozo VMM 37 al momento de la falla



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC". Modificado por autores

### 5.2.3 Diseño propuesto pozo VMM 37

**Figura 44.** Pestaña Well diseño propuesto "Autograph PC"

TWD ft	MD ft	Csg ID in	Tbg ID in
355.0	336.0	6.276	2.441
3009	1014	6.276	2.441
1969	2017	6.276	2.441
2985	3052	6.276	2.441
3300	4020	6.276	2.441

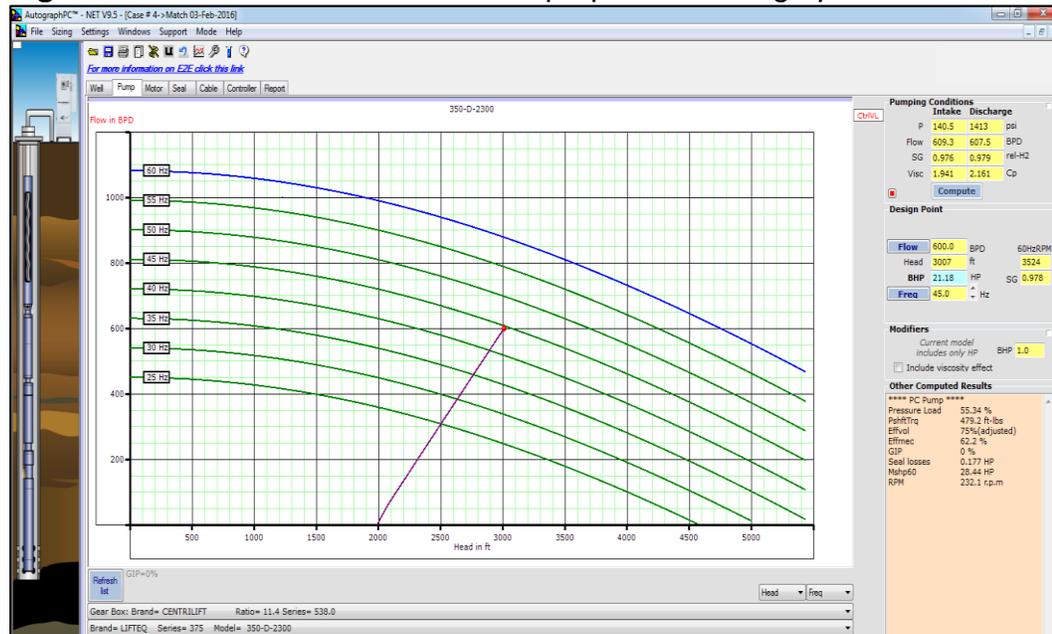
**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 44** se observa que se aumentó el índice de productividad a 1,38 BPD/psi debido a que se realizaron trabajos de estimulación y limpieza. Se profundizó el asentamiento de la bomba, sin embargo, aún sigue estando por encima de los perforados y gracias a esto se aumentó la sumergencia a 284.8 ft.

La TDH aumentó debido a que se incrementó la producción a 600 BFPD, se cede un poco en esta variable con el fin de producir un caudal cercano (645 BFPD) al de las condiciones iniciales (requerido por el cliente) y debido a que no se considera que afecte a la bomba ya que no supera en gran medida el valor recomendado de 3000 ft.

Con el nuevo valor de TDH se calculó la nueva relación TDH/Pmax y se obtuvo un valor de 1.30739 ft/psi, el cual es muy cercano al calculado para que el equipo llegue a 1000 días.

**Figura 45.** Pestaña de bomba diseño propuesto "Autograph PC"



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

Para mantener todas las variables dentro de los parámetros establecidos, se decidió cambiar la bomba a una que manejará menor caudal (350 BPD por cada 100 RPM), este cambio permitió levantar el caudal deseado a una frecuencia que se encuentra dentro de los parámetros sugeridos (40Hz- 50Hz) y con una eficiencia volumétrica de 75% (los valores recomendados de eficiencia de la bomba están entre 80% y 85%), a pesar de que es menor a la eficiencia recomendada se incrementa respecto a las 2 condiciones anteriores.

Este cambio también permite disminuir el torque ya que las bombas que manejan

un menor caudal necesitan más RPM para su operación, el torque disminuye a 479.2 ft-lb y se encuentra dentro del rango establecido en la **tabla 7** El valor de BHP (21.8 HP) aumenta un poco, sin embargo, este valor se encuentra dentro del rango establecido en la **tabla 8** El torque es mucho menor al del límite de la GRU (1080 ft-lb) y ya no va a inducir a fallas por desgaste y desacople mecanico en este componente.

Con los nuevos valores de torque, BHP, frecuencia y caudal se pueden calcular las relaciones Hz/BI, Hz/HP y Ft-lb/Hz para estimar el Run Life del nuevo diseño.

- Hz/BI = 0.075 Hz/BI
- Hz/HP= 2.064 Hz/HP
- Ft-lb/Hz= 10.64 Ft-lb/Hz

**Figura 46.** Pestaña de Motor diseño propuesto "Autograph PC"

The screenshot displays the 'Motor' tab in the Autograph PC software. The interface includes a navigation menu (Well, Pump, Motor, Seal, Cable, Controller, Report) and a main workspace with several data input sections:

- Input Data:** OPfreq 45.0 Hz, ShaftHP 21.36 HP, Flowrate 600.0 BPD, CsgID 6.276 in, Mshp60=28.4.
- ADR:** BHT 119.7 OF, % wc 90.1 %, Oil API 24.0 degAPI, GIPbs 0 %, ViscIn 1.941 cp, VSD, SCALE, MONEL, V imbal 0.052 %.
- Selection (60Hz rating):** Manufacturer: CENTRILIFT, Series & Model: 562MSP2\_H, Oil type: PC-92, HP: 84, V/A: 1340, #rotors: 38, 4.
- OP Conditions @ 45.0 Hz:** Motor load 33.86 %, Term Volts 813.8 V, Motor Amps 17.47 A, Internal Temp 165.8 °F, Fluid Speed 0.93 ft/s, Efficiency 86.88 %, Power Factor 76.81 %, Shaft speed 2646 rpm, Shaft load 2.973 %.

A 'Comments' section is visible at the bottom of the interface.

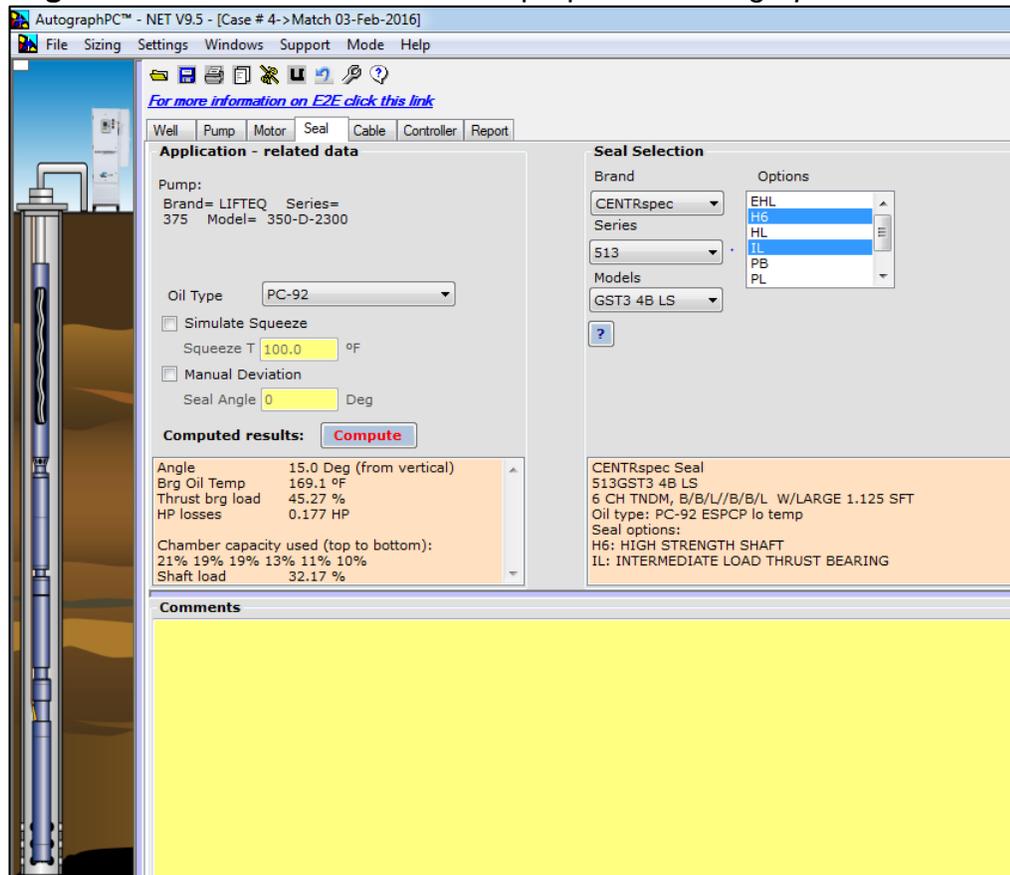
**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

El primer cambio que se puede apreciar en la **figura 46** es el del tipo de motor, al

ser un motor más pequeño (en términos de potencia), la carga en él va a aumentar y va a estar dentro de los rangos sugeridos, así como también se observa que desaparecen las alarmas de “load out of range” en el resto de las variables del recuadro naranja.

La carga del eje del motor es 2.973% y la velocidad del fluido aumenta a 0.93 ft/s y aunque no supera el valor mínimo recomendado de 1ft/s, la temperatura del motor (165.8F) se encuentra muy por debajo del límite (300 F).

**Figura 47.** Pestaña de sello diseño propuesto "Autograph PC"

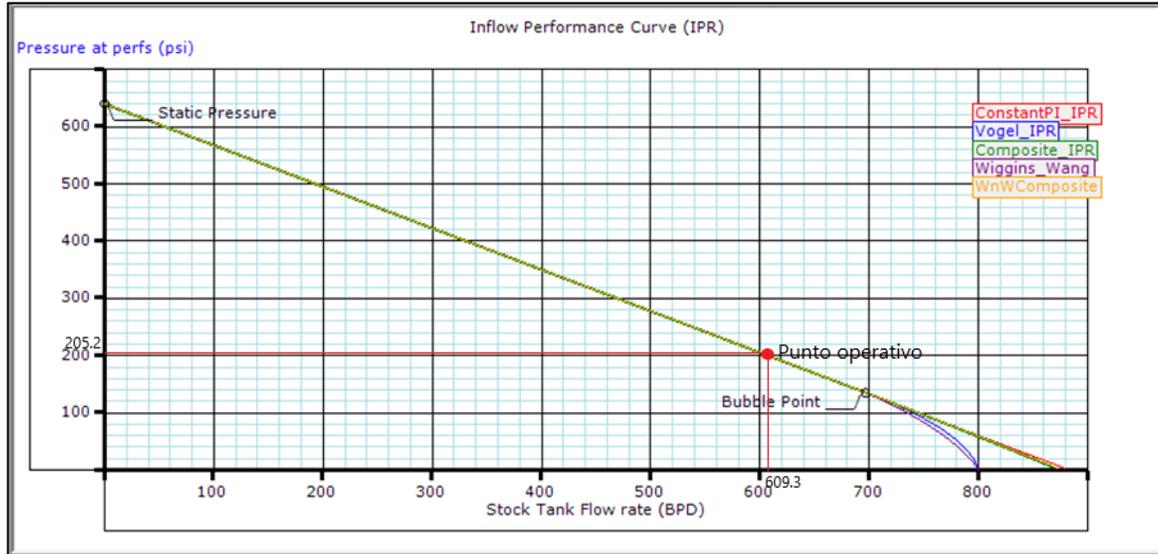


**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC"

En la **figura 47** se observa que el eje del sello disminuye significativamente (32.17%) respecto a las 2 condiciones anteriores y se encuentra dentro del límite sugerido. Esto indica que a lo largo de la vida productiva este sistema ESPCP no tendrá inconvenientes por fractura del eje del sello y no se llegará al torque máximo en el eje del sello para la frecuencia operación actual.

Con los nuevos valores de carga en el eje del sello y torque en el eje del sello, se puede estimar el Run Life a partir de las ecuaciones de las **gráficas 34 y 36**.

**Figura 48.** Curva IPR Pozo VMM 27 con el diseño propuesto



**Fuente:** BAKER HUGHES, A GE COMPANY. "Autograph PC". Modificado por autores

**Tabla 11.** Tabla resumen parámetros Pozo VMM 37

POZO VMM 37			
Parámetros	Condiciones Iniciales	Momento de Falla	Diseño propuesto
Profundidad Intake de la bomba (ft)	3023	3023	3150
Caudal (bls)	645	229	600
FLOP (ft)	202	196.5	284.8
TDH (ft)	3394	2906	3007
Indice de productividad (BPD/psi)	1.38	0.549	1.38
Presión de Intake (psi)	100	106.5	140.5
Presión de descarga (psi)	1540	1337	1413
Frecuencia de operación (Hz)	42.7	30.4	45
BHP (HP)	30.7	18.19	21.18
Torque (ft-lb)	731.4	610.4	479.2
Carga del motor (%)	21.54	25.79	33.06
Velocidad del fluido (ft/s)	0.355	0.999	0.93
Carga del eje del motor (%)	3.78	4.526	2.973
Carga del ede del sello (%)	48.97	40.9	32.17
Tipo de bomba	S375 Model 450-D-2300	S375 Model 450-D-2300	S375 Model 350-D-2300
Tipo de motor	168HP-2295V/44A	168HP-2295V/44A	84HP-1340V/38 <sup>a</sup>

**Fuente:** Realizado por autores. 2019

A continuación, se mostrarán los diagramas esquemáticos del pozo VMM 27 en las condiciones iniciales, al momento de la falla y con el diseño propuesto para evidenciar de una manera más didáctica los cambios en el equipo ESPCP

Diagrama 3. Diagrama esquemático pozo VMM 37

Condiciones Iniciales		Momento de la falla		Diseño propuesto	
DESCRIPCION	PROFUNDIDAD pies (LYD)	OD pulg	DESCRIPCION	PROFUNDIDAD pies (LYD)	OD pulg
Nipplesilla 2 7/8" + Tubería 2 7/8"			Nipplesilla 2 7/8" + Tubería 2 7/8"		
Cable plano #4			Cable plano #4		
Bomba PCP Serie 375 Model 450-D-2300	3023.00	3.75	Bomba PCP Serie 375 Model 450-D-2300	3023.00	3.75
Flex Shaft 513 4" NU box	3032.33	5.13	Flex Shaft 513 4" NU box	3032.33	5.13
Sello Superior GSB3GDBLTPC-92LPFSH6-INV	3039.28	5.13	Sello Superior GSB3GDBLTPC-92LPFSH6-INV	3039.28	5.13
Sello Inferior GSB3GDBLTPC-32HTPFS-LAB INV	3046.17	5.13	Sello Inferior GSB3GDBLTPC-32HTPFS-LAB INV	3046.17	5.13
GRU GRU 538 11.42:1 Rodamientos de agujas	3048.00	5.38	GRU GRU 538 11.42:1 Rodamientos de agujas	3048.00	5.38
Motor MSP1168HP-2295V-44A	3057.70	5.62	Motor MSP1168HP-2295V-44A	3057.70	5.62
Sensor Centinel 3X	3061.80	4.50	Sensor Centinel 3X	3061.80	4.50
Nipplesilla 2 7/8" + Tubería 2 7/8"			Nipplesilla 2 7/8" + Tubería 2 7/8"		
Cable plano #4			Cable plano #4		
Bomba PCP Serie 375 Model 350-D-2300			Bomba PCP Serie 375 Model 350-D-2300		
Flex Shaft 513 4" NU box			Flex Shaft 513 4" NU box		
Sello Superior GSB3GDBLTPC-92LPFSH6-INV			Sello Superior GSB3GDBLTPC-92LPFSH6-INV		
Sello Inferior GSB3GDBLTPC-32HTPFS-LAB INV			Sello Inferior GSB3GDBLTPC-32HTPFS-LAB INV		
GRU GRU 538 11.42:1 Rodamientos de agujas			GRU GRU 538 11.42:1 Rodamientos de agujas		
Motor MSP184HP-1340V-38A			Motor MSP184HP-1340V-38A		
Sensor Centinel 3X			Sensor Centinel 3X		

Fuente: Elaboración propia.

**5.2.4 Estimación Run Life diseño propuesto.** Para la estimación del Run Life del nuevo diseño propuesto, se despejó la variable  $x$  (Run Life) de las ecuaciones de las gráficas 11,13,16,18, 20, 24, 26, 32, 33 y 35. Los valores de Run Life obtenidos se promediaron y el resultado fue 955 días, si se compara este valor con el promedio de las 4 corridas anteriores del sistema ESPCP (341 días) se observa un incremento del 180%, sin embargo, no se llega a la expectativa de vida planteada por la empresa.

## **6. EVALUACIÓN MEDIANTE LA METODOLOGÍA DEL VALOR PRESENTE NETO (VPN) LA POSIBLE DISMINUCIÓN DE LOS RECURSOS ACTUALES DESTINADOS A CUBRIR GARANTÍAS POR PARTE DE LA COMPAÑÍA**

Debido al número de equipos ESPCP fallados de la compañía Baker Hughes en el Campo VMM, se dio la necesidad de realizar un análisis de fallas con el fin de encontrar las causas por las cuales el equipo no cumple su oferta de valor, generando desconfianza entre los clientes y pérdida de mercado frente a otras tecnologías convencionales.

En este capítulo se evaluará financieramente el proyecto desde la perspectiva de la compañía prestadora de servicios, la cual espera una disminución en los recursos destinados a cubrir garantías. Se definirán los costos que se requieren para la detección de una falla como el desarme, pulling y análisis, también otros costos asociados a la instalación del equipo y por último los ingresos que generarían las futuras ventas del equipo.

Los indicadores que se emplearan para el análisis financiero serán el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) y otros parámetros necesarios para la realización de los flujos de caja.

### **6.1 INGRESOS DE LA COMPAÑÍA**

Los ingresos generados por Baker Hughes hacen referencia al dinero obtenido por la venta del sistema de levantamiento ESPCP, la compañía ha vendido a la fecha un total de 49 equipos ESPCP a su cliente operador del campo VMM, cada equipo se vende por un valor de 75 mil USD. Adicionalmente a la venta del equipo, hay otros ingresos para la compañía y hacen referencia al servicio y otros materiales que no están incluidos en el precio de venta, estos ingresos son de aproximadamente 25 mil USD por equipo.

**6.1.2 Valores de referencia.** Para determinar los ingresos de la compañía por concepto de ventas de este sistema de levantamiento, se deben especificar algunos parámetros importantes tales como el precio de venta de cada equipo y la tasa interna de oportunidad para calcular los valores del VPN. Como se mencionó anteriormente, el precio de cada sistema ESPCP es de 75 mil USD, y la tasa interna de oportunidad fijada por la empresa será del 12%. Los precios se utilizarán en USD y son una aproximación de los valores reales por motivos de confidencialidad de la compañía.

En la siguiente tabla se pueden observar los ingresos de la compañía debido a las ventas de este sistema de levantamiento.

**Tabla 12.** Ingresos de la compañía

	# de equipos	Precio de venta por unidad USD	Ingresos totales USD
Equipos totales	49	75 mil USD	3'675.000

**Fuente:** Elaboración propia.

Los servicios y materiales que no vienen incluidos en el precio de venta se refieren al personal y las herramientas necesarias para el transporte y la instalación del equipo y también otros materiales que no están incluidos como el MLE, el guardacables, las superbandas, el aceite, el kit de empalme y el cable de potencia, este último se cobra dependiendo de la profundidad del pozo, pero para efectos prácticos y teniendo en cuenta que los pozos del Campo VMM tienen profundidades similares todo ese paquete tendrá un precio de 25 mil USD.

La tabla 13 muestra de manera más clara los ingresos por ventas anuales por ventas del equipo ESPCP y de los otros servicios no incluidos en el precio de venta desde el año 2012 hasta el año 2017.

**Tabla 13.** Ingresos por ventas anuales por venta equipo ESPCP

AÑO	# de equipos vendidos	Precio venta unidad	# de Servicios y equipos adicionales	Precio venta unidad	Ingreso total
2012	12	75 mil USD	12	25 mil USD	1'200 mil USD
2013	13	75 mil USD	13	25 mil USD	1'300 mil USD
2014	2	75 mil USD	2	25 mil USD	200 mil USD
2015	2	75 mil USD	2	25 mil USD	200 mil USD
2016	9	75 mil USD	9	25 mil USD	900 mil USD
2017	6	75 mil USD	6	25 mil USD	600 mil USD

**Fuente:** Elaboración propia.

## **6.2 COSTO DE MERCANCIA VENDIDA Y EGRESOS DE LA COMPAÑÍA POR CONCEPTO DE GARANTIAS**

Como se mencionó anteriormente, cada equipo nuevo se vende por un valor de 75.000 dólares, pero teniendo en cuenta que también se venden otros servicios y equipos por aparte, el ingreso total por cada sistema ESPCP vendido es de 100.000 USD, sin embargo, el costo de mercancía vendida es de aproximadamente un 50% del valor de venta, es decir 50.000 dólares. Además, por cada equipo nuevo vendido

por la compañía, esta ofrece un funcionamiento óptimo de 1000 días después de iniciar su operación, si el Run Life del equipo no supera esa expectativa de vida y la causa de falla es directa, la empresa se ve obligada a compensar a sus clientes con la instalación de un equipo totalmente nuevo y asumir otros costos que tienen que ver con la detección y el análisis de falla del equipo dañado.

**6.2.1 Costos asociados a la detección de una falla.** Cuando un equipo falla, se deben realizar ciertos procedimientos con el fin de detectar la causa de falla de este y posteriormente encontrar y ejecutar una serie de acciones para que este inconveniente no suceda de nuevo y el pozo comience a producir lo más pronto posible, los procedimientos asociados a la detección de una falla son el pulling, el transporte y el análisis y la reparación por parte del personal especializado en el taller.

En la siguiente tabla se pueden observar los costos por equipo de cada uno de los procedimientos asociados a la detección de fallas.

**Tabla 14.** Costos por equipo

Costos asociados	USD/ pozo
Pulling y transporte	6000
Taller	8000

**Fuente:** Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, el campo VMM tiene 22 pozos con el sistema ESPCP instalado actualmente, sin embargo, cada pozo puede tener más de una corrida con el mismo tipo de sistema de levantamiento, en esos casos se considera cada corrida como un pozo independiente ya que el cliente compra un equipo totalmente nuevo por el mismo precio de venta hasta que se determina el tipo de falla, también se cubre la misma garantía de 1000 días para esos casos. No se cubren garantías en caso de que la falla sea indirecta o el componente principal fallado no sea suministrado por Baker Hughes.

La siguiente tabla muestra los pozos del campo VMM en donde se presentó una falla de tipo directa, adicionalmente muestra el Run Life del equipo con el fin de determinar si la garantía cubre ese pozo o no. Para realizar la tabla, solo se tuvieron en cuenta los equipos vendidos desde 2012 o que fallaron desde ese mismo año.

**Tabla 15.** Pozos VMM que presentaron falla directa

POZO	RUN	FECHA INSTALACION	FECHA FALLA	RL OPERATIVOS	Tipo de Falla
16	8	30-dic-12	08-feb-13	40	Directa
16	9	25-feb-13	12-abr-13	46	Directa
94	11	06-dic-12	14-mar13	98	Directa
35	1	17-ene-13	08-oct-15	994	Directa
56	18	17-ene-17	16-feb-17	30	Directa
86	15	02-nov-12	31-ene-13	90	Directa
86	16	23-feb-13	17-mar14	387	Directa
91	10	02-ene-13	02-feb-13	31	Directa
5	8	17-ene-14	21-sep-14	247	Directa
9	4	10-nov-12	16-sep-13	310	Directa
37	12	09-nov-12	15-ene-15	797	Directa
37	13	04-feb-15	08-mar16	398	Directa
61	8	29-sep-13	14-ago-14	319	Directa
61	10	16-ago-15	01-oct-15	46	Directa
61	12	10-ago-16	19-nov-16	101	Directa
72	12	31-dic-12	20-mar13	79	Directa
73	1	24-ene-13	08-sep-13	227	Directa
73	2	10-oct-13	22-jun-16	986	Directa
53	1	28-ene-13	21-oct-14	631	Directa

**Fuente:** Elaboración propia.

**6.2.2 Egresos de la compañía por falla prematura de los equipos.** Cuando el sistema ESPCP no cumple su expectativa de vida, se instala otro sistema totalmente nuevo en el pozo que también se le cobra al cliente, el equipo fallado es llevado a un taller donde se determina el tipo de falla que tuvo, si es de tipo directa, la compañía compensa al cliente con la instalación de otro sistema nuevo en el pozo. Teniendo en cuenta los costos asociados a la detección de una falla, que también corren por cuenta de la compañía y que se debe compensar al cliente con la instalación de un equipo totalmente nuevo, los egresos totales de la compañía por cada equipo que no cumple la expectativa de vida se pueden observar en la siguiente tabla

**Tabla 16.**Egresos de la compañía por concepto de garantías.

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
No. Equipos fallados	4	9	1	2	1	2	19
Costo equipo	50 mil USD	50 mil USD	50 mil USD	50 mil USD	50 mil USD	50 mil USD	50 mil USD
Costo total	200 mil USD	450 mil USD	50 mil USD	100 mil USD	50 mil USD	100 mil USD	950 mil USD
Costos asociados a análisis de falla y reparación	56 mil USD	126 mil USD	14 mil USD	28 mil USD	14 mil USD	28 mil USD	266 mil USD
Total gasto por garantía	256 mil USD	576 mil USD	64 mil USD	128 mil USD	64 mil USD	128 mil USD	1'216 mil USD

**Fuente:** Elaboración propia.

Se puede observar en esta tabla que de los 12 equipos vendidos en el 2012 fallaron 4 equipos por causa directa antes del tiempo de garantía, es decir fallaron el 30% de los equipos vendidos; de los 13 equipos vendidos en el 2013 fallaron 9 equipos por causa directa antes del tiempo de garantía, es decir fallaron el 70% de los equipos vendidos; de los 2 equipos vendidos en el 2014 falló 1 equipo por causa directa en el tiempo de garantía, es decir falló el 50% de los equipos vendidos; de los 2 equipos vendidos en el 2015 fallaron los 2 equipos por causa directa antes del tiempo de garantía, es decir fallaron el 100% de los equipos vendidos, de los 9 equipos vendidos en el 2016 falló 1 equipo por causa directa antes del tiempo de garantía es decir fallaron el 10% de los equipos vendidos y finalmente de los 6 equipos vendido en el 2017 fallaron 2 equipos por causa directa antes del tiempo de garantía, es decir fallaron el 30% de los equipos vendidos.

### 6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

En esta sección se definirán los parámetros financieros necesarios para evaluar la posible disminución de los recursos destinados a cubrir garantías, así como también el incremental de ventas que se espera del equipo para los próximos 3 años.

**6.3.1 Valor Presente Neto (VPN).** Es una herramienta<sup>71</sup> que sirve como indicador para medir y determinar la viabilidad de una inversión o un proyecto en términos de rentabilidad y ganancia, el cual proporciona a partir de su análisis un marco de referencia para la toma de decisiones. Por ejemplo, si se quiere invertir en un nuevo activo o proyecto, gracias a este indicador se puede analizar si es viable o no o si realmente conviene llevar a cabo dicha inversión.

**6.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).** Es la tasa de rentabilidad que proporciona una inversión, está íntimamente relacionada con el concepto de VPN ya que determina la tasa que se debe utilizar para que el VPN de como resultado cero. Es importante mencionar que para evaluar la TIR se debe tener en cuenta la Tasa Interna de Oportunidad (TIO), si el valor de la TIR es mayor a la TIO se considera que el proyecto es viable, si por el contrario la TIR no es mayor, el proyecto no se considera viable económicamente. Sin embargo, para la evaluación del proyecto solo se tendrá en cuenta el Valor Presente Neto como se especificó en el anteproyecto.

**6.3.3 Flujo de caja.** Para la elaboración del flujo de caja se determinaron los ingresos por ventas del equipo ESPCP desde el año 2012 hasta el año 2017, los egresos por concepto de pago por garantía se pudieron determinar gracias a la información suministrada en la **Tabla 17**, ya que especifica en cuales casos se cubre la garantía. Los costos de mercancía fueron suministrados por la compañía y en la tabla 26 se pueden observar los gastos de venta y distribución, gastos administrativos e impuestos que fueron calculados a partir del EMIS profesional.

---

<sup>71</sup> <https://www.abcfinanzas.com/administracion-financiera/valor-presente-neto>

**Tabla 17. Gastos de venta y gastos administrativos**

<b>Año</b>	<b>Gastos venta</b>	<b>Gastos administrativos</b>
2012	8,8%	8,2%
2013	9,3%	8,7%
2014	4,1%	6,9%
2015	3,8%	7,0%
2016	4,8%	7,9%
2017	5,8%	6,6%
<b>Impuesto</b>	35%	

Fuente: Elaboración propia.

**6.3.3.1 Flujo de Caja por ventas del equipo ESPCP desde el año 2012 hasta el año 2017.**

**Tabla 18. Flujo de caja año 2012 al 2017**

	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b># Equipos vendidos</b>	12	13	2	2	9	6
<b>Ingreso x ventas</b>	\$1200000	\$1300000	\$200000	\$200000	\$900000	\$600000
<b>Costo de equipos vendidos (-)</b>	\$600000	\$650000	\$100000	\$100000	\$450000	\$300000
<b>Utilidad bruta</b>	\$600000	\$650000	\$100000	\$100000	\$450000	\$300000
<b>Gastos de venta y distribución (-)</b>	\$105600	\$121290	\$8260	\$7680	\$43470	\$34500
<b>Gastos administrativos (-)</b>	\$98400	\$113100	\$13720	\$14000	\$71010	\$39660
<b># Equipos dañados</b>	4	9	1	2	1	2
<b>Gastos por garantías (-)</b>	\$256000	\$576000	\$64000	\$128000	\$64000	\$128000

**Tabla 31.** (Continuación)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Ganancia antes de impuesto</b>	\$140000	-\$160390	\$14020	-\$49680	\$271520	\$97840
<b>Impuesto (-)</b>	\$49000	-\$56136	\$4907	\$-17388	\$95032	\$34244
<b>Ganancia Neta</b>	\$91000	-\$104254	\$9113	-\$32292	\$176488	\$63596

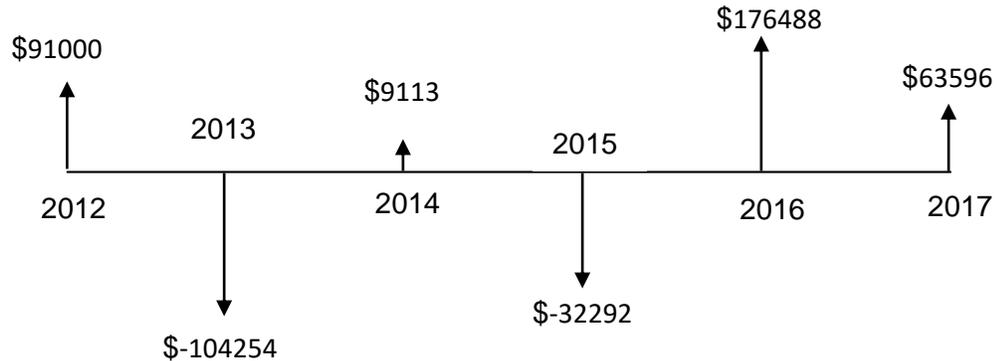
Fuente: Elaboración propia.

Resultados de indicadores financieros.

VPN	\$116467
-----	----------

En el siguiente diagrama se permite apreciar de mejor manera el flujo de caja de los últimos 6 años:

Diagrama de flujo de Caja:

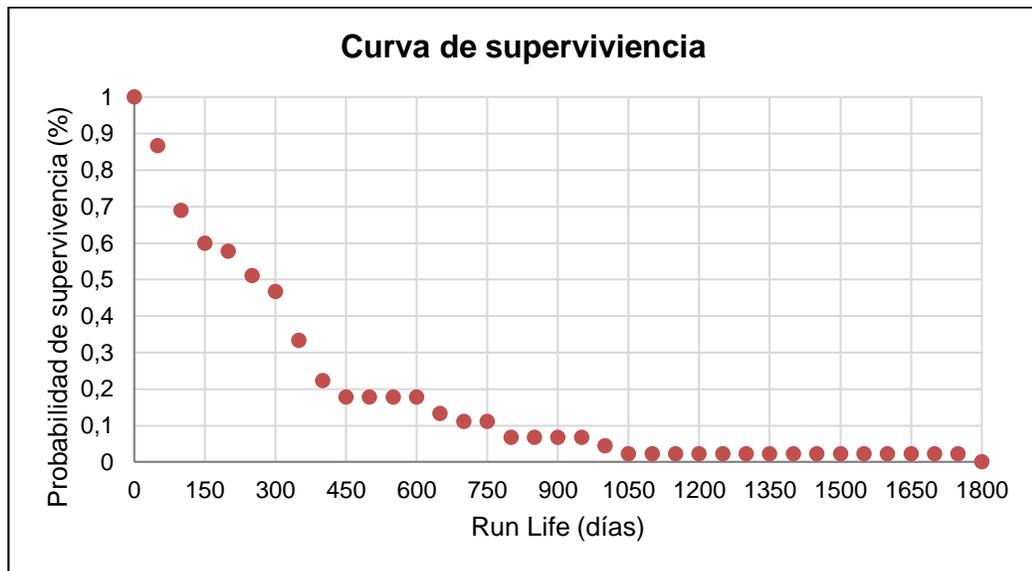


#### 6.4 FLUJO DE CAJA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

Para calcular el flujo de caja desde el año 2018 hasta el año 2022, la empresa calcula que, al finalizar el presente año, se habrán vendido 5 equipos ESPCP, que este número se mantendrá constante para el año 2019, que para 2020 y 2021 se venderán 7 equipos y que para el año 2022 se venderán 9 equipos.

La curva de supervivencia presentada en el capítulo 4 presentó que menos de un 5% de los equipos instalados en el Campo VMM sobrevivían a la garantía dada por la empresa (1000 días), como se muestra a continuación.

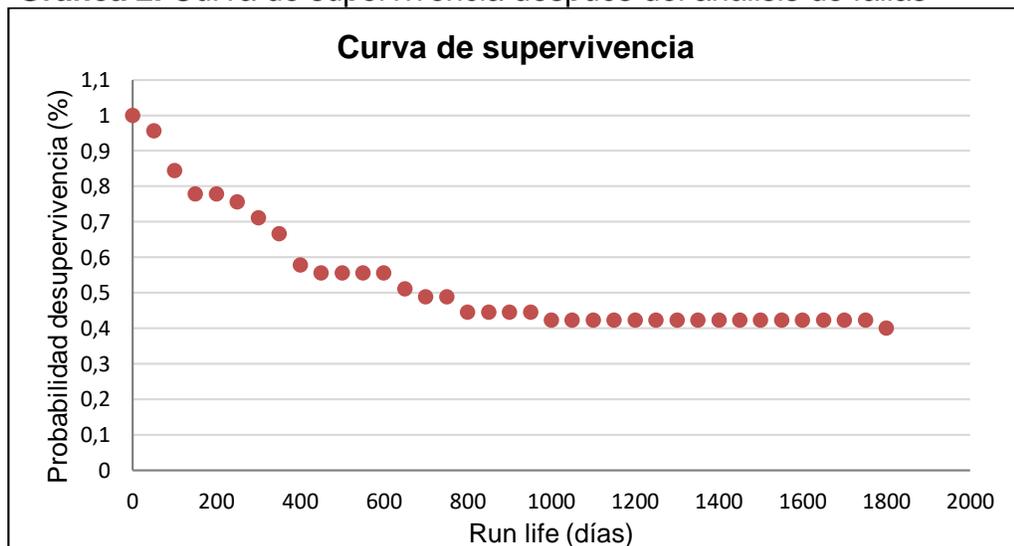
**Gráfica 1.** Curva de supervivencia Equipos ESPCP en el Campo VMM



**Fuente:** Elaboración propia.

Del total de las fallas presentadas en esa curva el 49% de ellas fueron por causas directas y por consiguiente la empresa tuvo que responder a su cliente por la garantía en esos casos. Después del análisis y la determinación de las variables que más afectaron al sistema se estableció una nueva curva de supervivencia en donde se corregían las fallas más comunes en la caja reductora y sellos como se muestra a continuación.

**Gráfica 2.** Curva de supervivencia después del análisis de fallas



**Fuente:** Elaboración propia.

En la gráfica se puede observar que después de 1000 días de instalar los equipos, es decir el tiempo de garantía establecido por la empresa, el 42% de los equipos

instalados en el Campo VMM sobreviven a la garantía. Se puede observar un incremento del 37% de la supervivencia de los equipos respecto a la curva anterior. El 58% restante son los equipos que fallaron, de ese total de equipos fallados, se estima que el 60% sean por causa indirecta y el 40% restante sea por causa directa y por los cuales la empresa deberá asumir los costos por garantía.

Basados en la nueva tendencia de supervivencia de los equipos ESPCP del Campo VMM y los pronósticos de ventas del equipo para los próximos años, se construye el nuevo flujo de caja para el presente año y los próximos 4 años hasta 2022, donde también se tiene en cuenta nuevamente los gastos de venta y distribución los cuales fueron pronosticados y brindados por la compañía.

**Tabla 19.** Gastos venta y gastos administrativos

<b>Año</b>	<b>Gastos venta</b>	<b>Gastos administrativos</b>
2018	6,0%	6,1%
2019	6,2%	6,4%
2020	6,4%	6,8%
2021	6,6%	6,8%
2022	6,8%	7,0%
Impuesto	35%	

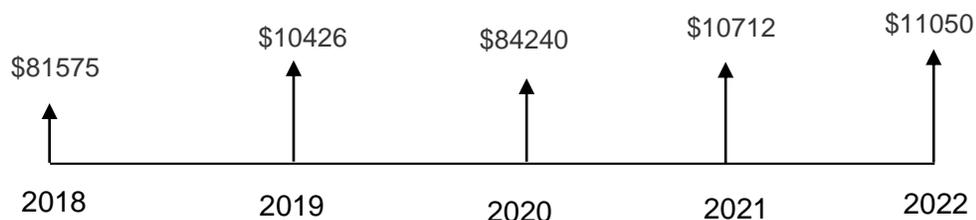
**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 20.** Flujo de caja año 2018 al 2022

	2018	2019	2020	2021	2022
<b>#Equipos vendidos</b>	5	5	7	7	9
<b>Ingreso x ventas</b>	\$500000	\$500000	\$700000	\$700000	\$900000
<b>Costo de equipos vendidos (-)</b>	\$250000	\$250000	\$350000	\$350000	\$450000
<b>Utilidad bruta</b>	\$250000	\$250000	\$350000	\$350000	\$450000
<b>Gastos de venta y distribución (-)</b>	\$31000	\$33500	\$50400	\$53900	\$73800
<b>Gastos administrativos (-)</b>	\$34000	\$36500	\$54600	\$58100	\$79200
<b># Equipos dañados</b>	3	3	4	5	6
<b># Equipos a los que se les pagará la garantía</b>	1	1	2	2	3
<b>Gastos por garantías (-)</b>	\$64000	\$64000	\$128000	\$128000	\$192000
<b>Ganancia antes de impuesto</b>	\$125500	\$160400	\$129600	\$164800	\$170000
<b>Impuesto (-)</b>	\$43925	\$56140	\$45360	\$57680	\$59500
<b>Ganancia Neta</b>	\$81575	\$104260	\$84240	\$107120	\$110500

**Fuente:** Realizado por autores.

Diagrama de flujo de caja:



Resultados de indicadores financieros.

VPN	\$433505.66
-----	-------------

## 6.5 ANÁLISIS Y CONCLUSIONES DE LOS INDICADORES FINANCIEROS

Con los resultados obtenidos del indicador financiero Valor Presente Neto en ambos flujos de caja, se puede observar que el VPN del flujo de caja final con respecto al de los últimos años aumentó 3.7 veces, lo cual indica una mejor rentabilidad, esto debido al comportamiento de la nueva curva de supervivencia.

Es importante tener en cuenta que el flujo de caja que se pronostica hasta el año 2022, tiene una menor venta de equipos ESPCP comparado con el flujo de caja de los años anteriores, sin embargo, el número de ventas aumenta poco a poco año tras año y es debido a que lentamente se va recuperando la credibilidad de ese sistema en el mercado.

Finalmente, a pesar de que se venden en el nuevo flujo de caja 11 equipos menos que en los años anteriores, el resultado del VPN casi se cuadriplica, lo que indica que hay una reducción de los recursos actuales destinados a cubrir garantías, lo cual era el objetivo principal de este capítulo financiero.

## 7. CONCLUSIONES

- El equipo ESPCP es un sistema de levantamiento artificial que integra las ventajas del sistema electrosumergible y el de cavidades progresivas. Este nuevo sistema también busca reducir las fallas más comunes presentadas en la PCP convencional y bombeo mecánico convencional por rotura de varillas, así como también las fallas presentadas por bloqueo por gas en el sistema electrosumergible.
- Más del 90% de los equipos ESPCP instalados en el Campo VMM no superaban la expectativa de vida de 1000 días definida por la empresa, lo cual generaba pérdida de confianza y credibilidad de la empresa y de la nueva tecnología en el sector. Ante ese nuevo escenario se concluyó que debía realizarse un análisis de fallas para determinar las variables que más afectaban al sistema.
- El análisis de fallas arrojó que la mayor cantidad de fallas del sistema ESPCP se presentaban en la caja reductora (GRU), sellos y bomba PCP con 12, 6 y 11 fallas respectivamente. Los principales inconvenientes en estos componentes fueron: rotura de dientes y desacople mecánico en la GRU, fractura del eje del sello superior y desprendimiento del elastómero del estator en la bomba PCP.
- A partir de las fallas presentadas en los sistemas ESPCP del Campo VMM, mediante la identificación de los componentes más afectados y la reincidencia con la que ocurrieron estas fallas, se llega a la conclusión de que las variables que más afectan al sistema son: Torque, Frecuencia, Carga del motor, Carga en el eje de los sellos, Total dynamic Head (TDH), PIP y presión de descarga.
- El análisis de supervivencia se realizó con el fin de determinar los rangos óptimos de operación de las variables críticas con el fin de aumentar la expectativa de vida de los equipos, disminuir los recursos empleados en cubrir garantías y aumentar la credibilidad del sistema y de la empresa en el sector.
- El análisis de supervivencia determinó que el 50% de los equipos instalados fallan cuando se superan frecuencias operativas de 50 Hz, sin embargo, frecuencias de operación muy bajas pueden aumentar el torque de operación, por tal razón se concluye que el rango de operación debe estar entre 40 y 50 Hz
- El torque de operación afecta principalmente a la caja reductora y a los sellos. depende de factores tales como los caballos de fuerza y las revoluciones por minuto. El análisis de supervivencia determinó que es recomendable que este valor esté entre 400 y 650 ft-lb si se opera dentro del rango sugerido de frecuencia (40-50 Hz).

- A partir del análisis de supervivencia se determinó el torque máximo que soportan los sellos a diferentes frecuencias. Estos valores son muy altos y pueden generar un desgaste acelerado de otros componentes y por eso se concluye que la carga en el eje del sello no debe superar el 40%.
- La presión de intake de la bomba (PIP) depende del asentamiento de la bomba, la sumergencia y el caudal a producir. El análisis de supervivencia determinó que la PIP debe ser mayor a 200 psi para aumentar la supervivencia del equipo, sin embargo, si se desea aumentar la PIP profundizando el asentamiento de la bomba, no se recomienda que sobrepase los perforados ya que puede aumentar la temperatura del motor y generar problemas de arenamiento.
- Las dos (2) simulaciones realizadas en el software Autograph PC tuvieron en cuenta los resultados del análisis de supervivencia y se demostró un mejor comportamiento de las variables críticas, aumentando en un 56% el Run Life de los equipos respecto al tiempo de vida promedio de las corridas anteriores.
- La estimación Run Life promedio de los equipos diseñados no supera la expectativa de vida establecida por la compañía utilizando los datos de entrada del cliente, sin embargo, se logró incrementar en más de un 100% respecto al promedio de vida de las corridas anteriores.
- Siguiendo los lineamientos establecidos en el análisis de supervivencia, se reducen las fallas presentadas en la GRU y en los sellos. De esta manera también se aumenta la expectativa de vida del sistema ESPCP y se disminuyen los recursos que actualmente emplea la empresa para cubrir las garantías por fallas directas.
- En el análisis financiero se evidencia un aumento del valor presente neto (VPN) en el flujo de caja proyectado para los próximos años (2012-2022), con menos equipos vendidos que en los 6 años anteriores (2012-2017), lo cual demuestra una disminución de los recursos destinados a cubrir garantías.

## 8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un análisis de supervivencia para los equipos ESPCP de Campos aledaños al Campo VMM objeto de este estudio para validar los parámetros establecidos en este proyecto y determinar las condiciones de operación para que los equipos aumenten su Run life.
- Se recomienda determinar las causas por las cuales hay desprendimiento del elastómero de la bomba PCP, es la falla más frecuente en la bomba y genera un posterior trabamiento del rotor.
- Revisar los completamientos instalados en los pozos ya que muchos componentes de los equipos ESPCP presentan desgaste abrasivo severo.
- Incluir en el software Autograph PC las cargas en el eje del Flexshaft para evaluar cómo estas afectan la operación del equipo ESPCP.
- Se recomienda revisar el Coupling Sello-Flexshaft para determinar cómo afectan la diferencia de diámetros, geometría y forma de las estrías al eje del sello.
- Se recomienda actualizar los datos de contenidos de sólidos para determinar sus efectos en los equipos ESPCP del Campo VMM y posteriormente estudiar que incidencia tiene este variable en el comportamiento del equipo.

## BIBLIOGRAFIA

BAKER HUGHES. "9 step for ESP sizing". PDF

BLANCO CORREDOR JOSE, REDONDO VIDAL SEBASTIAN. "*Módulo de información computacional que permita seleccionar los sistemas de levantamiento artificial integrando últimas tecnologías para el módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A*". Tesis. 2016

Centrilift Submersible Pump Handbook Ninth Edition. 2009

C-FER technologies, ESP Failure Nomenclature, 2013

CORONADO CESAR. "Evaluación técnico financiera del sistema de levantamiento artificial aplicable según las características y condiciones actuales de producción, en los pozos lcn-a,lcn-b y lcn-c del campo la cañada norte". Tesis FUA. 2015. Modificada por autores

DE PORTA, J. "Léxico estratigráfico de Colombia" 1974. p. 305- Disponible en <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-j-de-porta.pdf>

EMIS PROFESSIONAL." *Baker Hughes Financial Statistics*".2018

E. RUBIANO, J.L. MARTIN, J. PARADA, M. MONROY, L. LABRADOR, J. CELIS, J. GUTIERREZ, M. BOHORQUEZ "Run Life improvement by implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root cause Failure Classification". SPE-173913-MS. 2015.

GILBERTO SEBASTIÁN BARRERA. "*Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido espcp: bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido*". Tesis UNAM. 2012

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá DC. El instituo, 2018. ISBN9789588585673 153 p.

JORDE DÁVILA BURGA. "Diccionario *geológico*". 2011

JULIVERT, Manuel. "Léxico estratigráfico de Colombia. Centre National de la Reserche Scientifique, 1968, p.562. Disponible en: <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-m-julivert.pdf>

LÓPEZ LINA, MUÑOS JOSÉ. "*Diseño de una matriz de decisión para la ejecución*

*de operaciones de pesca en pozos inyectos del Campo La Cira Infantas*” Tesis. 2017.

MALLIN BILL.” *Ingeniería de Aplicaciones Baker Hughes Colombia*”.2009

MANUEL MONROY, JAHIR GUTIERREZ, JESUS PRADA, JOSE LUIS MARTIN, EDWARD RUBIANO, SORAYA LABRADOR, JONATHAN CELIS, PAOLA DE SALES. “*Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field*”. “Latin American and Caribbean held in Salvador, Bahia, Brazil”. SPE-173950-MS. 2015

MOROS LUIS A, SERRANO J. NICOLAS.” Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectoros del campo la Cira Infantas”. Tesis 2016.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Histórico de Producción Campo La Cira.2015. Obtenido de: FLORÉZ MARTHA, GARCIA FERNANDO. “*Diseño de matriz para la selección de un método de aislamiento de zonas para pozos productores de campo La Cira Infantas*”. Tesis. 2017.

PEÑA KEVIN ANDRES, SERNA JOSE FERNANDO. “*Diseño del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para el manual general de completamiento de Ecopetrol S.A*”. Tesis. 2017

SERRANO JUAN, MOROS LUIS. “Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectoros del Campo la Cira Infantas”. Tesis. 2016.