

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL POR BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE EN CUATRO POZOS DEL CAMPO LA CIRA
INFANTAS**

**ANDREA GALLO GUTIÉRREZ
CAROL ESTEPHANÍA VÁSQUEZ BALLÉN**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL POR BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE EN CUATRO POZOS DEL CAMPO LA CIRA
INFANTAS**

**ANDREA GALLO GUTIÉRREZ
CAROL ESTEPHANÍA VÁSQUEZ BALLÉN**

**Proyecto integral de grado para optar título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Orientador
NADIM ELÍAS ESCAÑO SUÁREZ
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018**

Nota de aceptación

Ingeniero Nadim Elías Escaño Suárez
PRESIDENTE DEL JURADO

Ingeniera Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez
JURADO 1

Ingeniero Juan David Rengifo Medina
JURADO 2

Bogotá D.C., febrero 2018

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

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General de Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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 trabajo a Dios por darme la salud y bienestar cada día.

A mis papás César y Ma. Cristina, por ser el pilar principal de todo lo que soy y ser el motor de mi vida, mi más grande apoyo y fuente invaluable de valores y consejos. Por su eterno amor, comprensión y lucha. Éste logro es para Ustedes.

A mis hermanos Miguel y Sofía, por los momentos de risas y el apoyo cada semestre.

A mis tías Yamile, Sonia, Laura, Elda y Marlén; y tíos Juancho, Carlos y Sergio, por su apoyo infaltable.

A Jose, por estar siempre ahí en todo este proceso y escucharme todos los días.

A Maja, Diana, Paola , Ángela, JuanDi y David por sus palabras de aliento y su incondicional apoyo.

A los amigos que me dio la vida, Mireya y Mauricio por estar pendientes de mi y apoyarme.

A mi compañera y amiga Carol, por su paciencia y compañía durante toda la Universidad.

Y a todos los que han hecho parte de mi crecimiento tanto personal como académico.

Con todo mi amor, Andrea Gallo.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios y a la virgen, con quienes hablo más día a día y son mi guía en todos los aspectos de mi vida.

A mi mamá quien lo ha dado todo por mí y ha estado a mi lado apoyándome en lo que me proponga, contagiándome siempre de su actitud soñadora y optimista.

A mi Ura, siempre me acuerdo que decías que nací con estrella, pero quiero que sepas que al día de hoy y con todo lo que llega a mi vida, he comprobado que la estrella que tengo y que he tenido siempre eres tú.

A mi papá y mis hermanas Karen y Angélica por estar siempre presentes y pendientes de mí, son mi tesoro.

A Rafael por su apoyo y enseñanza demostrándome siempre que todo tiene una solución.

A Pili quien me demuestra su cariño estando siempre pendiente de mí.

A mi compañera Andrea porque la amistad sobrevivió ya que fuimos un excelente equipo para la realización de este trabajo.

Y a todos los que han hecho parte de mi crecimiento tanto personal como académico.

Con todo mi amor, Estephanía Vásquez

AGRADECIMIENTOS

A la Compañía Operadora por permitirnos realizar este proyecto de grado facilitando personal de apoyo e información durante el tiempo de su realización.

A nuestra Directora del proyecto por aceptar dicho papel, brindando su paciencia, conocimiento, experiencia y disponibilidad de tiempo, guiándonos durante el trabajo.

Al Ingeniero Oscar Anaya, por aceptar el papel de Co Director del proyecto, por estar siempre dispuesto a ayudar, y explicar cada cosa a detalle para la realización de nuestro trabajo.

Al Ingeniero John Álvarez, por su incondicional ayuda e intención para la realización de este trabajo.

Al Ingeniero Nadim Escaño, por orientarnos en la realización de este trabajo y estar dispuesto a ayudarnos en todo momento, en la parte técnica del trabajo.

A la Geóloga María Chamorro, por sus palabras y apoyo en la realización de la parte geológica de este trabajo.

A Oscar González y Pedro Moreno, por su tiempo y ayuda en la parte financiera de este trabajo.

A aquellas personas de la Compañía Operadora que nos colaboraron de una u otra manera en la realización de este trabajo.

A las Directivas, Cuerpo Docente y Personal Administrativo de la Universidad de América, por su apoyo y enseñanza en el proceso de estudio de nuestra carrera.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	34
OBJETIVOS	35
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	36
1.1 DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO	36
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	37
1.3 MARCO GEOLÓGICO	40
1.3.1 Columna estratigráfica.	40
1.3.2 Estratigrafía.	42
1.3.2.1 Grupo Girón.	42
1.3.2.2 Formación Tambor – Los Santos.	42
1.3.2.3 Formación Rosablanca.	43
1.3.2.4 Formación Paja.	43
1.3.2.5 Formación Tablazo.	43
1.3.2.6 Formación Simití.	43
1.3.2.7 Formación La Luna.	44
1.3.2.8 Formación Umir.	44
1.3.2.9 Formación Lisama.	44
1.3.2.10 Formación La Paz.	44
1.3.2.11 Formación Esmeraldas.	45
1.3.2.12 Formación Mugrosa.	45
1.3.2.13 Formación Colorado.	46
1.3.2.14 Lutitas La Cira.	46
1.3.2.15 Grupo Real.	46
1.3.2.16 Formación Mesa.	47
1.3.3 Geología estructural.	47
1.3.3.1 Cira.	47
1.3.3.2 Infantas.	48
1.3.4 Geología del petróleo.	48
1.3.4.1 Roca generadora.	48
1.3.4.2 Roca Sello.	48
1.3.4.3 Roca reservorio.	49
1.3.4.4 Trampa.	49

1.3.4.5 Migración.	49
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	49
1.4.1 Método de producción.	50
1.4.2 Tiempo de producción.	50
1.4.3 Número de pozos.	50
1.4.4 Producción.	51

2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y FALLAS ASOCIADAS

53

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	56
2.1.1 Bombeo mecánico.	56
2.1.1.1 Descripción general del sistema.	56
2.1.1.2 Equipo de subsuelo.	57
2.1.1.3 Equipo de superficie.	59
2.1.1.4 Funcionamiento de la bomba.	61
2.1.1.5 Clasificación de la bomba.	63
2.1.2 Bombeo por cavidades progresivas.	65
2.1.2.1 Descripción general del sistema.	65
2.1.2.2 Equipos de subsuelo.	65
2.1.2.3 Equipos de superficie.	66
2.1.2.4 Funcionamiento de la bomba	68
2.1.2.5 Clasificación de la bomba.	68
2.1.3 Bombeo electrosumergible.	69
2.1.3.1 Descripción general del sistema	69
2.1.3.2 Equipo de subsuelo.	70
2.1.3.3 Equipo de superficie.	74
2.1.3.4 Funcionamiento de la bomba.	75
2.2 FALLAS	77
2.2.1 Fallas en la sarta de varillas.	78
2.2.1.1 Fallas por tensión.	78
2.2.1.2 Fallas por fatiga.	78
2.2.1.3 Fallas de diseño y operación.	79
2.2.1.4 Fallas mecánicas.	80
2.2.1.5 Fallas por corrosión.	82
2.2.2 Fallas en la tubería de producción.	85
2.2.2.1 Falla por fatiga.	85
2.2.2.2 Falla por desgaste.	85
2.2.2.3 Falla por corrosión.	85
2.2.3 Fallas en la bomba.	85
2.2.3.1 Falla por atascamiento.	85

3. MATRIZ DE SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	86
3.1 DESCRIPCIÓN DE LA MATRIZ	86
3.2 VARIABLES DE LA MATRIZ	86
3.2.1 Grupo.	86
3.2.2 Condición.	87
3.2.3 Especificación.	88
3.2.4 BP.	88
3.2.5 ESP.	88
3.2.6 PCP.	88
3.2.7 ESPCP.	89
3.2.8 BH.	89
3.3 VALORES EN LA ESCALA DE DESEMPEÑO PARA CADA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	89
3.4 FUNCIONAMIENTO DE LA MATRIZ	93
3.5 EVALUACIÓN FINAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	93
4. SELECCIÓN DE POZOS CRÍTICOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	95
4.1 ÍNDICE DE PULLING	96
4.2 ÍNDICE DE FALLA	99
4.3 POZOS CRÍTICOS	102
4.3.1 Pozos críticos con SLA bombeo mecánico.	103
4.3.2 Pozos críticos con SLA bombeo por cavidades progresivas.	103
4.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL RECOMENDADO	104
5. ANÁLISIS DE LOS CUATRO POZOS MÁS CRÍTICOS CON BP Y PCP DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS DE LOS CUATRO POZOS MÁS CRÍTICOS	108
5.1 POZO BP1	109
5.1.1 Estado mecánico del Pozo BP1.	109
5.1.2 Condiciones dinámicas del Pozo BP1.	109
5.1.3 Especificación de fallas del Pozo BP1.	109
5.1.4 Resumen de fallas del Pozo BP1.	111
5.2 POZO BP2	112
5.2.1 Estado mecánico del Pozo BP2.	112
5.2.2 Condiciones dinámicas del Pozo BP2.	112
5.2.3 Especificación de fallas Pozo BP2.	113
5.2.4 Resumen de fallas del Pozo BP2.	114
5.3 POZO PCP1	115

5.3.1 Estado mecánico del pozo PCP1.	115
5.3.2 Condiciones dinámicas del Pozo PCP 1.	115
5.3.3 Especificación de fallas Pozo PCP1.	116
5.3.4 Resumen de fallas del Pozo PCP1.	117
5.4 POZO PCP2	118
5.4.1 Estado mecánico del Pozo PCP2.	118
5.4.2 Condiciones dinámicas del Pozo PCP2.	118
5.4.3 Especificación de fallas Pozo PCP2.	119
5.4.4 Resumen de fallas del Pozo PCP2.	121
5.5 CONCLUSIÓN ANÁLISIS DE LOS CUATRO POZOS MÁS CRÍTICOS	121

6. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP PARA LOS CUATRO POZOS MÁS CRÍTICOS

	122
6.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE	122
6.2 DISEÑO DE ESP DEL POZO BP1	123
6.2.1 Metodología del diseño de ESP para el Pozo BP1.	123
6.2.2 Resultados del diseño de ESP para el Pozo BP1.	141
6.2.3 Esquema final del diseño de ESP para el Pozo BP1.	143
6.2.3.1 Bomba Pozo BP1.	143
6.2.3.2 Manejador de gas Pozo BP1.	144
6.2.3.3 Separador de gas Pozo BP1.	144
6.2.3.4 Protector Pozo BP1.	144
6.2.3.5 Motor Pozo BP1.	144
6.2.3.6 Sensor Pozo BP1.	144
6.3 DISEÑO DE ESP DEL POZO BP2	145
6.3.1 Metodología del diseño de ESP para el Pozo BP2.	145
6.3.2 Resultados del diseño de ESP para el Pozo BP2.	146
6.3.3 Esquema final del diseño de ESP para el Pozo BP2.	147
6.3.3.1 Bomba Pozo BP2.	147
6.3.3.2 Manejador de gas Pozo BP2.	148
6.3.3.3 Separador de gas Pozo BP2.	148
6.3.3.4 Protector Pozo BP2.	148
6.3.3.5 Motor Pozo BP2.	148
6.3.3.6 Sensor Pozo BP2.	148
6.4 DISEÑO DE ESP DEL POZO PCP1	148
6.4.1 Metodología del diseño de ESP para el Pozo PCP1.	148
6.4.2 Resultados del diseño de ESP para el Pozo PCP1	149
6.4.3 Esquema final del diseño de ESP para el Pozo PCP1.	151
6.4.3.1 Bomba Pozo PCP1.	151

6.4.3.2	Manejador de gas Pozo PCP1.	151
6.4.3.3	Separador de gas Pozo PCP1.	152
6.4.3.4	Protector Pozo PCP1.	152
6.4.3.5	Motor Pozo PCP1.	152
6.4.3.6	Sensor Pozo PCP1.	152
6.5	DISEÑO DE ESP DEL POZO PCP2	152
6.5.1	Metodología del diseño de ESP para el Pozo PCP2.	152
6.5.2	Resultados del diseño de ESP para el Pozo PCP2.	153
6.5.3	Esquema final del diseño de ESP para el Pozo PCP2.	155
6.5.3.1	Bomba Pozo PCP2.	155
6.5.3.2	Manejador de gas Pozo PCP2.	155
6.5.3.3	Separador de gas Pozo PCP2.	156
6.5.3.4	Protector Pozo PCP2.	156
6.5.3.5	Motor Pozo PCP2.	156
6.5.3.6	Sensor Pozo PCP2.	156
7.	COMPARACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	157
7.1	POZO BP1	157
7.2	POZO BP2	159
7.3	POZO PCP1	161
7.4	POZO PCP2	163
8.	CAPÍTULO FINANCIERO	166
8.1	ANÁLISIS FINANCIERO	166
8.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	167
8.2.1	Escenario uno: sistemas de levantamiento actual.	167
8.2.2	Escenario dos: sistema de levantamiento propuesto.	167
8.3	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	167
8.3.1	Escenario uno, sistema de levantamiento actual.	168
8.3.2	Escenario dos: sistema de levantamiento propuesto.	170
8.4	EVALUACIÓN FINANCIERA	171
8.4.1	Tasa de interés de oportunidad.	172
8.4.2	Flujos de caja.	173
8.4.2.1	Escenario uno: sistemas de levantamiento actual.	173
8.4.2.2	Escenario dos: sistemas de levantamiento bombeo electrosumergible.	173
8.4.3	Resultados de la evaluación financiera.	174
8.4.3.1	Escenario uno, sistema de levantamiento actual.	174

8.4.3.2 Escenario dos, sistema de levantamiento electrosumergible.	bombeo	174
8.4.3.3 Comparación de escenario uno y escenario dos.		174
8.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA		175
9. CONCLUSIONES		176
10. RECOMENDACIONES		177
BIBLIOGRAFÍA		178
ANEXOS		182

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Por ciento
°	Grados
°F	Grados Fahrenheit
amp.	Amperios
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
aprox.	Aproximadamente
BBL	Barriles
bbl	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BH	Bombeo hidráulico
BHA	Arreglo de fondo de pozo
BOPD	Barriles de petróleo por día
BP	Bombeo mecánico
BPD	Barriles por día
BWPD	Barriles de agua por día
cP	CentiPoises
d	Día
ESP	Bombeo electrosumergible
ESPCP	Bombeo electrosumergible con cavidades progresivas
F	Fondo
Fm.	Formación
ft	Pies
GLR	Relación Gas Líquido
hp	Caballos de fuerza (Horse Power)
Hz.	Hertz
ID	Diámetro interno
in	Pulgadas
IPR	Curva de producción
km	Kilómetros
km²	Kilómetros cuadrados
kW	Kilovatios
kWH	Kilovatios hora
Lb	Libras
m	Metros

Ma.	Millones de años
MD	Profundidad medida
md	Milidarcys

LISTA DE ABREVIATURAS

mm	Milímetros
MPY	Milésima de pulgada anual
No.	Número
OD	Diámetro externo
PCP	Bombeo por cavidades progresivas
pH	Potencial del ion hidrógeno
PI	Índice de productividad
p.	Página (s)
p.m	Partes por millón
psi	Unidad de presión (Lb/in ²)
PVT	Presión, Volumen, Temperatura
RG	Roca Generadora
RPM	Revoluciones por minuto
RR	Roca Reservorio
RS	Roca Sello
S	Superficie
scf	Pies cúbicos (Standard cubic foot)
SLA	Sistemas de levantamiento artificial
SSU	Viscosidad Universal Saybolt
STB	Barriles en superficie (Stock Tank Barrel)
TOC	Contenido total de carbono
TVD	Profundidad vertical verdadera
VMM	Valle Medio del Magdalena
Vol	Volumen
Volts	Voltios
VPN	Valor Presente Neto

LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Resultado de la evaluación de un Pozo cualquiera en la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial.	94
Cuadro 2. Resultado arrojado por la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial.	106
Cuadro 3. Descripción de fallas y procedimiento de mitigación Pozo BP1.	110
Cuadro 4. Descripción de fallas y procedimiento de mitigación Pozo BP2.	113
Cuadro 5. Descripción de fallas y procedimiento de mitigación Pozo PCP1.	116
Cuadro 6. Descripción de fallas y procedimiento de mitigación Pozo PCP1.	120
Cuadro 7. Secciones y pestañas del Software Design Rite.	122
Cuadro 8. Cronograma de invenciones de pozos del primer escenario.	169
Cuadro 9. Costos incurridos para cada escenario evaluado.	175

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Índice de pulling.	96
Ecuación 2. Índice de falla.	99
Ecuación 3. Valor Presente Neto.	171
Ecuación 4. Equivalencia tasa efectiva.	172

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Localización en el mapa de Colombia de la Cuenca Valle Medio del Magdalena y el Campo La Cira-Infantas.	39
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y el Campo La Cira-Infantas con sistema petrolífero asociado.	41
Figura 3. Sistemas de levantamiento artificial más comunes.	54
Figura 4. Rango típico de aplicaciones de los sistemas de levantamiento artificial.	55
Figura 5. Componentes básicos del sistema de levantamiento bombeo mecánico.	57
Figura 6. Unidad de bombeo mecánico Pozo BP1.	59
Figura 7. Unidad de bombeo mecánico Pozo BP2.	60
Figura 8. Ciclo del bombeo mecánico.	62
Figura 9. Modelo de clasificación de las bombas de subsuelo.	64
Figura 10. Componentes básicos del sistema de levantamiento bombeo por cavidades progresivas.	67
Figura 11. Componentes de subsuelo del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible.	70
Figura 12. Motor electrosumergible.	72
Figura 13. Separador de gas.	73
Figura 14. Componentes de superficie del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible.	74
Figura 15. Bomba electrosumergible.	75
Figura 16. Curva de desempeño de una bomba electrosumergible.	77
Figura 17. Daño en varillas por tensión.	78
Figura 18. Daño en varillas por fatiga.	79
Figura 19. Daño en varillas por desgaste abrasivo.	80

Figura 20. Daño en varillas por flexión.	81
Figura 21. Daño en varillas por daños superficiales.	81
Figura 22. Daño en varillas por conexión.	82
Figura 23. Daño en varillas por corrosión dada por CO ₂ .	83
Figura 24. Daño en varillas por corrosión dada por cloruros.	84
Figura 25. Daño en varillas por corrosión dada por H ₂ S.	84
Figura 26. Interfaz del programa DesignRite.	124
Figura 27. Sección “Options” del software DesignRite.	125
Figura 28. Sección “Options” del software DesignRite.	126
Figura 29. Sección “Correlations” pestaña “Fluid Correlations” del software DesignRite.	127
Figura 30. Sección “Correlations” pestaña “Fluid Correlations” del software DesignRite.	128
Figura 31. Sección “Advanced” pestaña “Fluid Correlations” del software DesignRite.	129
Figura 32. Sección “Fluids” pestaña “Fluid” del software DesignRite.	130
Figura 33. Sección “Fluids” pestaña “Lab Data” del software DesignRite.	131
Figura 34. Sección “Fluids” pestaña “Viscosity Data” del software DesignRite.	131
Figura 35. Sección “Wellbore” pestaña “Well Data” del software DesignRite.	132
Figura 36. Sección “Well Data” pestaña “Directional Survey” del software DesignRite.	133
Figura 37. Sección “Inflow” del software DesignRite.	134
Figura 38. Sección “Design Criteria” del software DesignRite.	135
Figura 39. Sección “Separator” del software DesignRite.	136
Figura 40. Sección “Pump” pestaña “Pump Selection” del software DesignRite.	137
Figura 41. Sección “Pump” pestaña “Housing/Intake” del software DesignRite.	138
Figura 42. Sección “Pump” pestaña “Advanced/Options2 del software DesignRite.	139
Figura 43. Sección “Motor” pestaña “Motor Selection” del software DesignRite.	140
Figura 44. Sección “Motor” pestaña “Heat Rise” del software DesignRite.	140
Figura 45. Sección “Motor” pestaña “Sensor Gauge” del software DesignRite.	141
Figura 46. Flujo de caja primer escenario.	173
Figura 47. Flujo de caja segundo escenario.	173

LISTA DE GRÁFICAS

pág.

Gráfica 1. Producción acumulada vs Tiempo del Campo La Cira-Infantas.	51
Gráfica 2. Caudal de petróleo vs Tiempo (años) del Campo La Cira-Infantas.	52
Gráfica 3. Distribución de sistemas de levantamiento artificial Campo La Cira Infantas.	95
Gráfica 4. Índice de pulling VS año. BP, PCP y ESP.	97
Gráfica 5. Principales causas de falla BP y PCP en el Campo La Cira Infantas.	99
Gráfica 6. Índice de falla VS año, en pozos con SLA BP, PCP y ESP del Campo La Cira Infantas.	100
Gráfica 7. Fallas mecánicas bombeo mecánico en el Campo La Cira Infantas.	101
Gráfica 8. Fallas mecánicas bombeo por cavidades progresivas en el Campo La Cira Infantas.	102
Gráfica 9. Producción diaria BP1 – ESP1.	158
Gráfica 10. Runlife del Pozo BP1.	159
Gráfica 11. Producción diaria BP2 – ESP2	160
Gráfica 12. Runlife del Pozo BP2	161
Gráfica 13. Producción diaria PCP1 - ESP1.	162
Gráfica 14. Runlife del Pozo PCP1.	163
Gráfica 15. Producción diaria PCP2 – ESP2.	164
Gráfica 16. Runlife del Pozo PCP2.	165

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Valor en la escala de desempeño del grupo yacimiento, campo producción y pozo.	90
Tabla 2. Valores en la escala de desempeño del grupo propiedades de los fluidos.	91
Tabla 3. Valores en la escala de desempeño del grupo superficie.	92
Tabla 4. Valores en la escala de desempeño del grupo sistema.	92
Tabla 5. Valores en la escala de desempeño del grupo inversión y costos.	92
Tabla 6. Índice de pulling en pozos con BP, PCP y ESP en el Campo La Cira Infantas desde el 2012 hasta el 2017.	97
Tabla 7. Número de intervenciones del 2016 a abril del 2017.	98
Tabla 8. Número de fallas por pozo con SLA bombeo mecánico en 2015, 1016 y 2017.	103
Tabla 9. Número de fallas por pozo con SLA bombeo por cavidades progresivas en 2015, 1016 y 2017.	104
Tabla 10. Tabla de datos suministrados en la matriz de selección de sistema de levantamiento artificial.	105
Tabla 11. Sistemas de levantamiento propuestos por la matriz.	106
Tabla 12. Condiciones del Pozo BP1.	109
Tabla 13. Especificación de fallas Pozo BP1.	110
Tabla 14. Resumen de fallas del Pozo BP1.	111
Tabla 15. Condiciones del pozo BP2	112
Tabla 16. Especificación de fallas Pozo BP2.	113
Tabla 17. Resumen de fallas del Pozo BP2.	114
Tabla 18. Condiciones del pozo PCP1.	115
Tabla 19. Especificación de fallas Pozo PCP1.	116
Tabla 20. Resumen de fallas del Pozo PCP1.	118
Tabla 21. Condiciones del pozo PCP2.	119
Tabla 22. Especificación de fallas Pozo PCP2.	119
Tabla 23. Resumen de fallas del Pozo PCP2.	121
Tabla 24. Parámetros requeridos por el software DesignRite para el Pozo BP1.	123
Tabla 25. Resultados diseño de ESP para el Pozo BP1 en el software DesignRite	142

Tabla 26. Parámetros requeridos por el software DesignRite para el Pozo BP2.	145
Tabla 27. Resultados diseño de ESP para el Pozo BP1 en el software DesignRite.	146
Tabla 28. Parámetros requeridos por el software DesignRite para el Pozo PCP1.	149
Tabla 29. Resultados diseño de ESP para el Pozo PCP1 en el software DesignRite.	150
Tabla 30. Parámetros requeridos por el software DesignRite para el Pozo PCP2.	153
Tabla 31. Resultados diseño de ESP para el Pozo PCP1 en el software DesignRite.	154
Tabla 32. Características Pozo BP1.	157
Tabla 33. Características Pozo BP2.	159
Tabla 34. Características del Pozo PCP1.	161
Tabla 35. Características del Pozo PCP2.	163
Tabla 36. Costos de inversión.	167
Tabla 37. Costos de operación de los sistemas de levantamiento artificial.	168
Tabla 38. Vida útil SLA por pozo.	168
Tabla 39. Costos de operación del primer escenario.	169
Tabla 40. Costos de operación por cada pozo en el segundo escenario.	170
Tabla 41. Costos de operación de los cuatro pozos para el segundo escenario.	170

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: área y condiciones físicas bajo las cuales se depositan los sedimentos incluida la fuente de los sedimentos.

AMBIENTE DELTÁICO: área de depositación o depósito formado por un flujo de corriente cargada de sedimentos a medida que ingresa un cuerpo de agua libre o estancada, por ejemplo un río al verter sus aguas en un golfo.

AMBIENTE FLUVIAL: área de depositación resultante de la acción de un río o de agua viva.

AMBIENTE INTRAMAREAL: área que está encima del nivel del agua de marea baja y debajo del nivel de agua de marea alta.

AMBIENTE MARINO: área de depositación situada en los mares o en aguas oceánicas, entre una profundidad somera o bajamar y el fondo oceánico.

AMBIENTE MEANDRO: área de depositación situada en las curvas pronunciadas que forma un río en su curso,

AMBIENTE TRANSICIONAL: área de depositación circundante a la línea de costa, entre el contacto del mar y el continente.

ANDESITA: es una roca ígnea extrusiva compuesta por hornblenda, piroxeno y biotita.

ANTICLINAL: es un pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas.

ARCILLA: partícula mineral de origen clástico, cuyo tamaño de grano es menor que 0,0039 mm. Dicho mineral es producto del desgaste de los minerales de feldespato.

ARCILLOLITA: es una roca sedimentaria de bajo grado de consolidación. El tamaño de grano es menor a 0,0039 mm. Compuesta por hidróxido de hierro, aluminio y partículas de arcilla.

ARCOSAS: es un tipo de arenisca que contiene al menos 25% de feldespato. Se reconoce porque los granos de feldespato son típicamente rosados y de forma angular.

ARENA: es un sedimento originado por la meteorización de las rocas. Compuesto por minerales con un tamaño de grano entre 0,062 mm y 2 mm.

ARENISCAS: es una roca sedimentaria de origen detrítico compuesta por partículas de arena. Su textura es friable. El tamaño de arena varía entre 0,0625 mm y 2 mm. Está compuesta por cuarzo y en pequeñas cantidades feldespatos y otros minerales.

BARRIL: unidad común de medida para el volumen de petróleo crudo producido

BASAMENTO: es la capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos.

BLOQUE: es una gran extensión de tierra, es decir un cuadrante limitado en longitud y latitud, por lo general con un diámetro establecido, que el Estado otorga para la exploración y/o explotación de petróleo a compañías petroleras interesadas en la exploración del área de un país.

BLOQUE COLGANTE: fragmento de roca que se encuentra en la parte superior de la superficie de una falla.

BLOQUE YACENTE: fragmento de roca que se encuentra en la parte inferior de la superficie de una falla.

BUZAMIENTO: es la inclinación de una capa del terreno o subsuelo.

CALCÁREA: que procede de la roca sedimentaria cuyos componentes esenciales son los carbonatos de calcio y magnesio.

CALIZA: es una roca sedimentaria carbonatada de origen orgánico, químico o detrítico. Su textura es compacta y rugosa. El tamaño de grano es variable. Está compuesta por calcita y minerales silicatos, piritas y sideritas.

CAMPO: es una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos.

CARBONÁCEA: sustancia rica en carbono.

CASING: hace referencia a la tubería de revestimiento.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación vertical de las unidades litológicas en un área específica.

COMPLETACIÓN: serie de trabajos que se cumplen en un pozo luego de la perforación o durante la intervención del mismo con objetivo de proporcionar al pozo los equipos de subsuelo necesarios y adecuados para su producción segura y rentable.

CONCESIÓN: autorización extendida por el gobierno para permitir que una empresa explore en busca de petróleo y produzca petróleo, gas o recursos minerales dentro de un área geográfica estrictamente definida, en general, por

debajo de tierras que son propiedad del gobierno o tierras sobre las que el gobierno tiene derechos de producir petróleo, gas o minerales.

CONCORDANCIA: es una relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en la que existe paralelismo en la estratificación de los materiales infrayacentes y suprayacentes.

CONCRECION: acumulación de materia alrededor de un núcleo o sobre una superficie

CONGLOMERADO: es una roca sedimentaria de origen detrítico formada en su mayoría por clastos redondeados tamaño grava o mayor. El tamaño de grano es mayor a 2 mm.

CUARZO: es un mineral compuesto de sílice. Seguido del feldespato, es el más común en la corteza terrestre y se encuentra presente en rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias.

CUENCA SEDIMENTARIA: es una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos.

DECLINACIÓN NATURAL: pérdida de presión de un reservorio al producir fluidos del mismo durante determinado tiempo.

DEPÓSITOS: son los sedimentos que se han acumulado, generalmente después de haber sido desplazados por el viento, el agua o el hielo.

DISCORDANCIA: es una relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en la que no se guarda paralelismo en la estratificación de los materiales infrayacentes y suprayacentes.

DOLOMÍA: es una roca sedimentaria de origen químico. Su textura es terrosa. El tamaño de grano es variable. Está compuesta por el mineral dolomita.

DOMO: anticlinal que toma una forma convexa debido a las fuerzas internas que elevan los estratos ejerciendo presión en un punto o a lo largo de una línea.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: serie de planos de estratificación inclinados que guardan alguna relación con la dirección del flujo de la corriente y con el ángulo de apoyo del sedimento.

ESTRATIGRAFÍA: es el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la Tierra.

EXPLORACIÓN: término usado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas.

EXPLOTACIÓN: es el conjunto de las actividades organizadas para la obtención de distintos tipos de hidrocarburos.

FACIES: características generales de una unidad de roca que reflejan su origen y permiten su diferenciación respecto a otras unidades litoestratigráficas adyacentes.

FACTOR DE RECOBRO: representa el porcentaje de la totalidad del petróleo en un área determinada.

FALLA: es una fractura en el terreno a lo largo de la cual se han deslizado los dos bloques uno respecto al otro.

FALLA DE CABALGAMIENTO: es un tipo de falla inversa a través de la cual se ha producido un desplazamiento relativo en el que las rocas inferiores son empujadas hacia arriba por encima de los estratos más recientes.

FALLA INVERSA: tipo de falla que se da cuando el bloque superior se desplaza en forma ascendente a lo largo de la superficie de falla, respecto al bloque inferior.

FALLA NORMAL: tipo de falla que se da cuando el bloque superior se desplaza en forma descendente a lo largo de la superficie de falla, respecto al bloque inferior.

FELDESPATO: grupo de minerales de silicatos formadores de rocas que constituyen los componentes esenciales de las rocas ígneas y son comunes en las areniscas.

FERRUGINOSO: sedimento o roca que contiene hierro o compuestos de hierro.

FISILIDAD: es una propiedad que poseen algunas rocas de dividirse en capas, más o menos planas.

FLUSHING: hace referencia a la limpieza a presión del pozo.

FORMACIÓN: es un cuerpo de estratos o roca de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos, lo suficientemente característico y continuo para ser mapeado; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

FOSFATO: sal formada por combinación de ácido fosfórico con una base. Se encuentra en estado natural.

FOSILÍFERO: que conserva o contiene de forma natural una cantidad significativa de fósiles.

FTANITA: es una roca sedimentaria de origen orgánico. Está compuesta por sílice. El tamaño de grano es extremadamente fino o criptocristalino.

GAS LIFT: es un tipo de levantamiento artificial en el que se inyecta gas al fluido del reservorio, a través de un orificio en la tubería de producción, para disminuir la

presión hidrostática de la columna de fluido, para la producción de los fluidos en superficie.

GEOLOGÍA: es el estudio de la Tierra su historia, estructura, composición, formas de vida y los procesos que continúan modificándola.

GRANODIORITA: es una roca ígnea. Su textura es fanerítica. Está compuesta por cuarzo, feldespato y plagioclasa.

HIDROCARBURO: es un compuesto orgánico formado únicamente por átomos de hidrógeno y carbono.

INVERSIÓN: se refiere a procesos de reactivación de la tierra en la que rasgos estructurales continúan su desplazamiento en dirección diferente a la inicial o se sitúan en un lugar atípico. Por ejemplo, un anticlinal en un valle en vez de una colina.

HORNBLENDA: es un mineral de origen ígneo compuesto por hierro, magnesio y aluminio. Su color es verde oscuro, con cristales opacos a transparentes.

INFRAYACENTE: es un estrato o formación que se encuentra en contacto inferior con respecto a otro.

INTAKE: hace referencia a la entrada de la bomba.

INYECCIÓN DE AGUA: es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua.

KERÓGENO: es un material orgánico insoluble en los disolventes orgánicos y alcalinos, fosilizado y encontrado en rocas sedimentarias que en condiciones óptimas de calor y destilación puede convertirse en bitumen y petróleo. Existen varios tipos del mismo que indican el contenido de carbono/hidrógeno y con ello, el material que puede producirse dependiendo del tipo.

LIDITA: es una roca sedimentaria de origen químico. Está compuesta por calcedonia y cuarzo criptocristalino.

LIMOLITA: es un tipo de roca sedimentaria clástica. El tamaño de grano varía entre 0,008 mm y 0,0625 mm (más grueso que el tamaño de la arcilla y más fino que el tamaño de la arenisca). En su mayoría están compuestas por óxido de hierro, calcitas y feldespatos.

LITOESTRATIGRAFÍA: es un conjunto de estratos que constituyen una unidad, compuesto predominantemente de cierto tipo litológico o de una combinación de tipos litológicos, o características litológicas importantes en común.

LITOLOGÍA: es la parte de la geología que estudia las características de las rocas que aparecen en una determinada formación geológica o unidad litostratigráfica.

LODOLITA: es una roca sedimentaria. El tamaño de grano es de 0,0625 mm. Está compuesta por partículas de arcilla y lodo.

LUTITA: es una roca sedimentaria clástica. El tamaño de grano es menor a 0,0039 mm. Es porosa e impermeable. Está compuesta por partículas de arcilla y limo. Puede contener materia orgánica.

MAGNETITA: es un mineral de hierro constituido por óxido ferroso. En la naturaleza se encuentra en forma masiva o cristalizada en formaciones sedimentarias de hierro.

MARGA: es un tipo de roca sedimentaria química. Compuesta por calcita y arcillas. El tamaño de grano es 0,02 mm.

PERCUSIÓN: técnica de perforación que consiste en realizar un movimiento alternativo de bajada y subida de una masa pesada que en su caída va fracturando la roca.

PERFORACIÓN: acción y efecto de perforar el subsuelo atravesando diferentes formaciones hasta llegar al yacimiento de petróleo.

PERMEABILIDAD: es la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

PETROFÍSICA: es el estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y su interacción con fluidos.

PETRÓLEO: es una mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos naturales que se encuentran en las rocas.

POROSIDAD: es el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

POZO: cualquier perforación del suelo diseñada con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

POZO EXPLORATORIO: son los primeros pozos perforados en un proyecto y tienen como objetivo establecer la presencia de hidrocarburos.

POZOS DE DESARROLLO: son los pozos perforados con el fin de explotar, extraer y drenar las reservas de un yacimiento. El objetivo de estos pozos es de aumentar la producción de un campo.

PRODUCCIÓN: se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de los yacimientos o reservas.

RECOBRO MEJORADO: hace referencia a los métodos de recuperación de petróleo que usan fuentes externas de energía y/o materiales del yacimiento para su extracción.

REFINACIÓN: es un proceso industrial que incluye el fraccionamiento y transformaciones químicas del petróleo para producir derivados comerciales.

RESERVORIO: (también yacimiento) es la acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas.

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

ROCA ÍGNEA: son aquellas que se forman por solidificación de un material rocoso, caliente y móvil denominado magma.

ROCA METAMÓRFICA: son aquellas que se forman por la transformación de rocas preexistentes que han sufrido ajustes estructurales y mineralógicos bajo ciertas condiciones físicas o químicas.

ROCA RESERVORIO: es una roca generalmente sedimentaria que posee la capacidad de almacenar fluidos y permitir su paso a través de ella.

ROCA SEDIMENTARIA: son aquellas que se forman por la precipitación y acumulación de materia mineral de una solución o por la compactación de restos vegetales y/o animales que se consolidan en rocas duras.

ROCA SELLO: es una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o un sello sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

ROTATORIO: técnica de perforación que consiste en girar una tubería mientras se va rompiendo la roca hasta llegar al yacimiento.

RUN LIFE: hace referencia a los días que lleva el equipo sin haber fallado o los días que se espera funcionará sin problemas.

SEDIMENTOS: son los granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositados. Las rocas sedimentarias se forman a partir de la acumulación y la litificación de los sedimentos

SILICICLÁSTICOS: son sedimentos no carbonáceos a base de sílice, que son fragmentados a partir de rocas preexistentes, transportados a otro lugar y redepositados antes de formar otra roca.

SISTEMA PETROLÍFERO: hace referencia a los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos, tales como: roca generadora, migración, roca reservorio, trampa y roca sello.

SUPRAYACENTE: es un estrato o formación que se encuentra en contacto superior con respecto a otro.

TOC: hace referencia al Carbono Orgánico Total y permite cuantificar la riqueza orgánica de una formación. Es la cantidad de carbono unido a un compuesto orgánico.

TRAMPA: es una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN: es una tubería instalada en el pozo dentro de la tubería de revestimiento, utilizada para producir los fluidos del reservorio.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO: es una tubería de gran diámetro que se baja en el pozo descubierto y se cementa en el lugar.

TUBING: hace referencia a la tubería de producción

WORKOVER: hace referencia a las operaciones que se realizan en el pozo para su reacondicionamiento o buen funcionamiento.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN CUATRO POZOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

DESCRIPCIÓN: El siguiente proyecto es realizado en el Campo La Cira Infantas. Se realizó inicialmente una descripción de las generalidades y geología del Campo y la Cuenca Valle Medio del Magdalena, El contenido del proyecto corresponde a la descripción de los sistemas de levantamiento artificial del Campo La Cira Infantas y fallas asociadas a los sistemas de levantamiento artificial, enfocándose en bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas. Se hizo un filtro utilizando la base de datos de fallas de la compañía operadora, escogiendo los pozos más críticos con dichos sistemas de levantamiento. Posteriormente, se realizó un segundo filtro utilizando la matriz de selección de sistemas de levantamiento para analizar los pozos con sistema de levantamiento propuesto bombeo electrosumergible, escogiendo los cuatro pozos más críticos. Se hizo un análisis de cada pozo con su respectivo sistema de levantamiento para evaluar las condiciones de operaciones de los mismos. Luego, se realizó diseño de bomba electrosumergible para cada pozo según datos básicos de los mismos. Seguido a esto, se realizó la comparación técnica de las condiciones básicas actuales de los pozos y las condiciones básicas que tendría con el nuevo sistema de levantamiento, definiendo la viabilidad técnica del proyecto y el posible cambio de sistema de levantamiento. Los simuladores utilizados en el proyecto fueron SROD, PCPump y DesignRite, siendo el último el principal pues es el que provee los diseños de las bombas electrosumergibles. Finalmente se realizó una evaluación financiera del proyecto contemplando dos escenarios, el primero donde no se realiza cambio de sistema de levantamiento y el segundo haciendo el cambio a bombeo electrosumergible, siendo el último viable financieramente para los cuatro pozos estudiados.

PALABRAS CLAVE

- Campo Cira Infantas
- Sistemas levantamiento artificial
- Bombeo electrosumergible
- Bombeo mecánico
- Bombeo cavidades progresivas
- Índice falla
- Cuenca Valle Medio Magdalena

INTRODUCCIÓN

El Campo La Cira – Infantas es el primer Campo Petrolero que se explotó en Colombia. Siendo así, el Campo más maduro del país. Debido al tiempo que lleva produciendo los fluidos del reservorio se han instalado, en la mayoría de sus pozos, sistemas de levantamiento artificial ya sea para incrementar su producción o para mantenerla.

Actualmente el Campo tiene como sistemas de levantamiento artificial principales: bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas. Este tipo de sistema de levantamiento es propenso a fallar debido al completamiento que tiene, pues usa varillas de succión para el proceso de levantamiento de los fluidos del reservorio hacia superficie.

De acuerdo a esto, la compañía operadora ha incurrido en gastos de intervención que no tenía presupuestados y que generan pérdida de producción de los pozos que maneja. Por este motivo, en el Campo La Cira Infantas se requiere evaluar técnica y financieramente el cambio de los sistemas de levantamiento artificial que más fallan por bombeo electrosumergible, pues éste último no maneja dentro de su completamiento varillas de succión y tiene bajo índice de falla, generando beneficios a la compañía tanto si se requiere aumentar la producción del pozo como reducir el índice de falla del mismo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el cambio de sistema de levantamiento artificial actual por bombeo electro sumergible en cuatro pozos del Campo La Cira Infantas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades geológicas del Campo La Cira Infantas.
2. Exponer los sistemas de levantamiento artificial actualmente utilizados en el Campo La Cira Infantas, y también las fallas asociadas en la tubería y varillas.
3. Analizar el método de selección de sistemas de levantamiento artificial aplicado por la matriz suministrada por la Compañía Operadora.
4. Seleccionar mediante la matriz los pozos críticos del Campo La Cira Infantas, para el posterior análisis de los cuatro con mayor índice de falla.
5. Analizar los cuatro pozos más críticos con sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas en el Campo, utilizando los software Pc Pump y SROD.
6. Diseñar el sistema de levantamiento bombeo electrosumergible utilizando el software DesignRite, para los cuatro pozos previamente seleccionados y analizados.
7. Comparar las características de los pozos con su sistema de levantamiento actual y las características esperadas para el diseño de bombeo electrosumergible.
8. Determinar la viabilidad financiera del proyecto utilizando la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

A continuación, se presenta información del Campo La Cira-Infantas en lo que se refiere a su historia, localización, estratigrafía, marco geológico e historia de producción.

1.1 DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO

La Cira-Infantas es el Campo más antiguo de Colombia y con él nació la industria del petróleo en el país. Su historia se remonta a los descubrimientos que se realizaron en la Concesión de Mares entre 1916 y 1945¹. La Concesión de Mares fue dada al geólogo francés Roberto de Mares en 1905 como la primera concesión petrolera del país. Éste último recibió unos recipientes llenos de petróleo que el Coronel veterano Joaquín Bohórquez redescubrió en el Pozo Infantas. En seguida, De Mares buscó inversionistas para realizar proyectos de explotación hasta que el norteamericano John Leonard se interesó y junto con otros compatriotas más adelante fundaron en 1917 la empresa Tropical Oil Company, que pertenecía a la Standard Oil of New Jersey, hoy conocida como Exxon².

En junio de 1916 la empresa Tropical Oil Company empezó la exploración de la Concesión y en 1917 perforó dos pozos exploratorios mediante un equipo combinado de percusión y rotatorio. El Pozo Infantas 2 fue completado el 29 de abril de 1918 a 1580 ft de profundidad en la Formación Mugrosa en la Zona C y fue con este que se dio el descubrimiento del Campo. El Pozo Infantas 1 fue completado el 11 de noviembre de 1918 a 2285 ft de profundidad³. En 1925 se perfora el anticlinal La Cira con el pozo LC-58. El mismo año se perfora el pozo LC-116, descubriendo la zona B y las arenas 116 de la zona A⁴.

En 1951 se da la reversión al Estado de la Concesión de Mares que tenía la empresa Tropical Oil Company como se especifica en el fallo de la Corte expedido el 20 de septiembre de 1944 donde dice, entre otras cosas, que las obras, edificios, máquinas, herramientas y en general cualquier elemento de explotación y refinación

¹ AMAYA, Alfonso, *et al.* Ecopetrol: energía limpia para el futuro. Bogotá, Colombia: Villegas, 2011. p, 8.

² EXXONMOBIL. Nuestra historia: La Tropical Oil Company y La Concesión de Mares (1917-1951) [En línea]. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://www.essoymobil.com.co/es-co/tropical-oil-company>>

³ ECOPETROL S.A.. Actividades preliminares de la Troco [En línea]. 2014. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/otras-publicaciones/cronica-de-la-concesion-de-mares/actividades-preliminares-de-la-troco>>

⁴ ECOPETROL S.A.. El regreso de la Cira [En línea]. 2003. Carta Petrolera, Edición 108. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: http://www.ecopetrol.com/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm>

quedarán a cargo del Estado⁵. Desde ese momento el campo empieza a ser operado por la empresa ECOPETROL S.A.

En 1957 se inició el recobro por inyección de agua en la zona C del Campo. Con la perforación del PozoLC-1753 se descubre el área La Cira Norte y entre 1964 y 1966 se perforaron 19 pozos para desarrollarla misma.

En el 2005 Ecopetrol con motivo de incrementar la producción y las reservas extraíbles del campo, anuncia firma de un contrato con la compañía Occidental Andina, para operar el Campo La Cira-Infantas cuya área es de 160 km².⁶

A octubre del 2017 el Campo La Cira-Infantas sigue activo y produciendo, reinyectando el 100% del agua de producción y trabajando en proyectos de recobro secundario.⁷

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo La Cira-Infantas se encuentra en Colombia, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (en adelante VMM), en el departamento de Santander, en la parte central de la antigua Concesión de Mares, dentro del área que abarca el Bloque 2204, en el municipio de Barrancabermeja y finalmente en el corregimiento El Centro, como se puede observar en la **Figura 1**.

Para llegar al Campo se puede hacer de varias maneras. Una de ellas es por vía terrestre desde Bogotá, para ello se debe tomar la Avenida Medellín por la vía Bogotá-La Vega/El Rosal, continuando por la carretera 50, por un trayecto de 90 kilómetros hacia norte, hasta llegar a la rotonda cuya primera salida es la vía Guaduas - Caparrapí, permanecer en la carretera 56 durante 35 kilómetros continuando por la Ruta del sol 23 kilómetros, se gira ligeramente hacia el Noreste para tomar la carretera 45 vía La Dorada - Puerto Libre 213 kilómetros, luego se gira hacia el Noroccidente en Altamira/Altamira - Carmen De Chucurí por dos

⁵ ECOPETROL S.A.. Crónica de la Concesión de Mares: Reversión de la Concesión de Mares [En línea]. 2004. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/otras-publicaciones/cronica-de-la-concesion-de-mares/reversion-de-la-concesion-de-mares>>

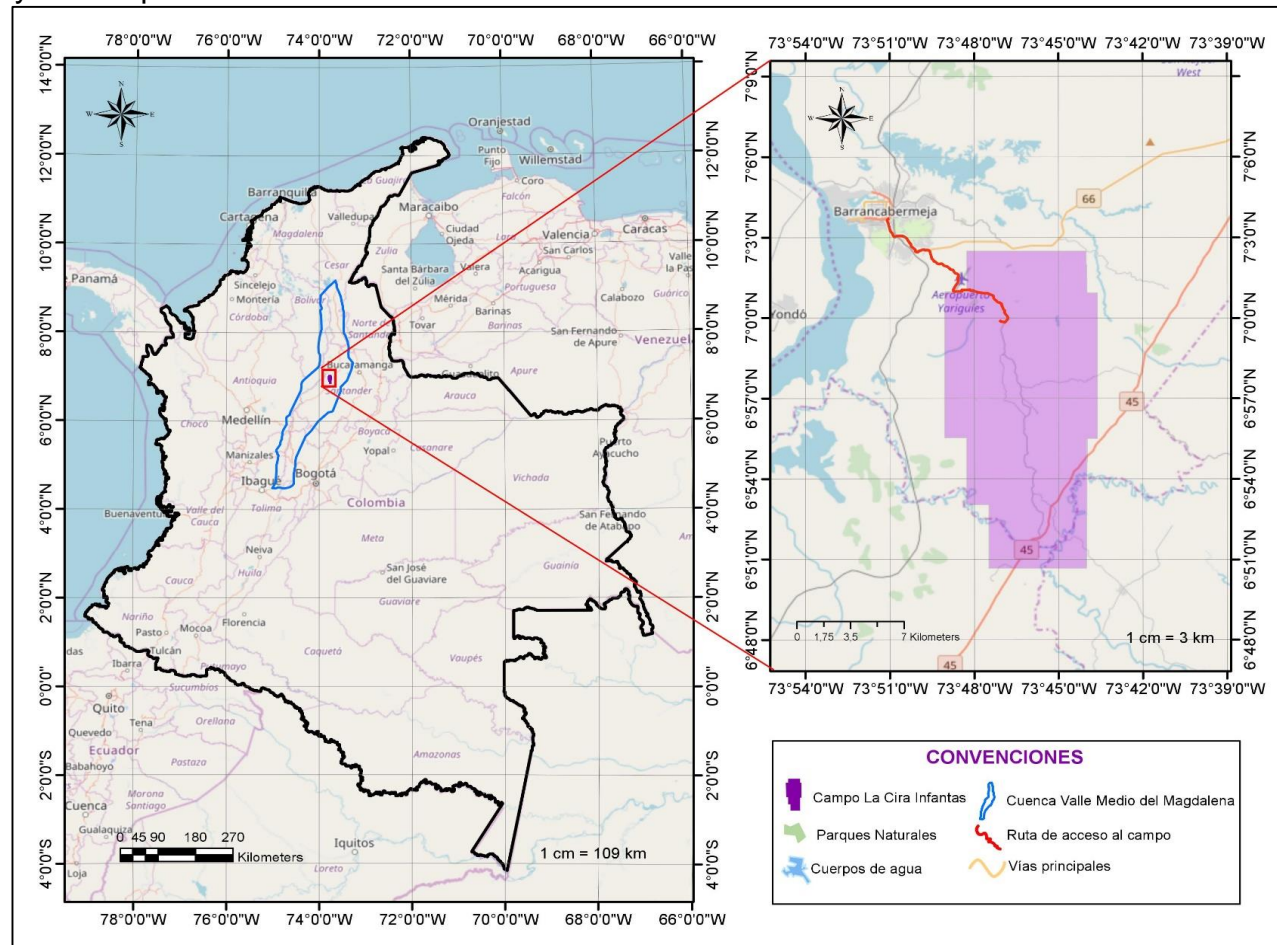
⁶ COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. Ecopetrol se asocia con Occidental en Campo La Cira-Infantas [En línea]. Bogotá. 2005. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: http://historico.presidencia.gov.co/prensa_new/sne/2005/septiembre/06/22062005.htm>

⁷ ECOPETROL S.A.. El Campo La Cira Infantas logró una producción de 40 mil barriles por día [En línea]. 2005. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/campo-la-cira-infantas-produce-40-mil-barriles>>

kilómetros hasta tomar la Troncal Magdalena - Barrancabermeja hacia el norte 14 kilómetros para finalizar el recorrido llegando al Campo La Cira Infantas.

La otra manera es por vía aérea desde Bogotá, para ello se debe tomar un vuelo hacia Barrancabermeja en el Aeropuerto Internacional El Dorado. El recorrido dura aproximadamente una hora. Luego desde Barrancabermeja tomar hacia el Suroeste la Troncal Magdalena-Barrancabermeja 15 kilómetros para finalizar el recorrido llegando al Campo La Cira Infantas. En la **Figura 1** se puede observar la vía y el recorrido descrito anteriormente.

Figura 1. Localización en el mapa de Colombia de la Cuenca Valle Medio del Magdalena y el Campo La Cira-Infantas.



Fuente. ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Modificado por las autoras.

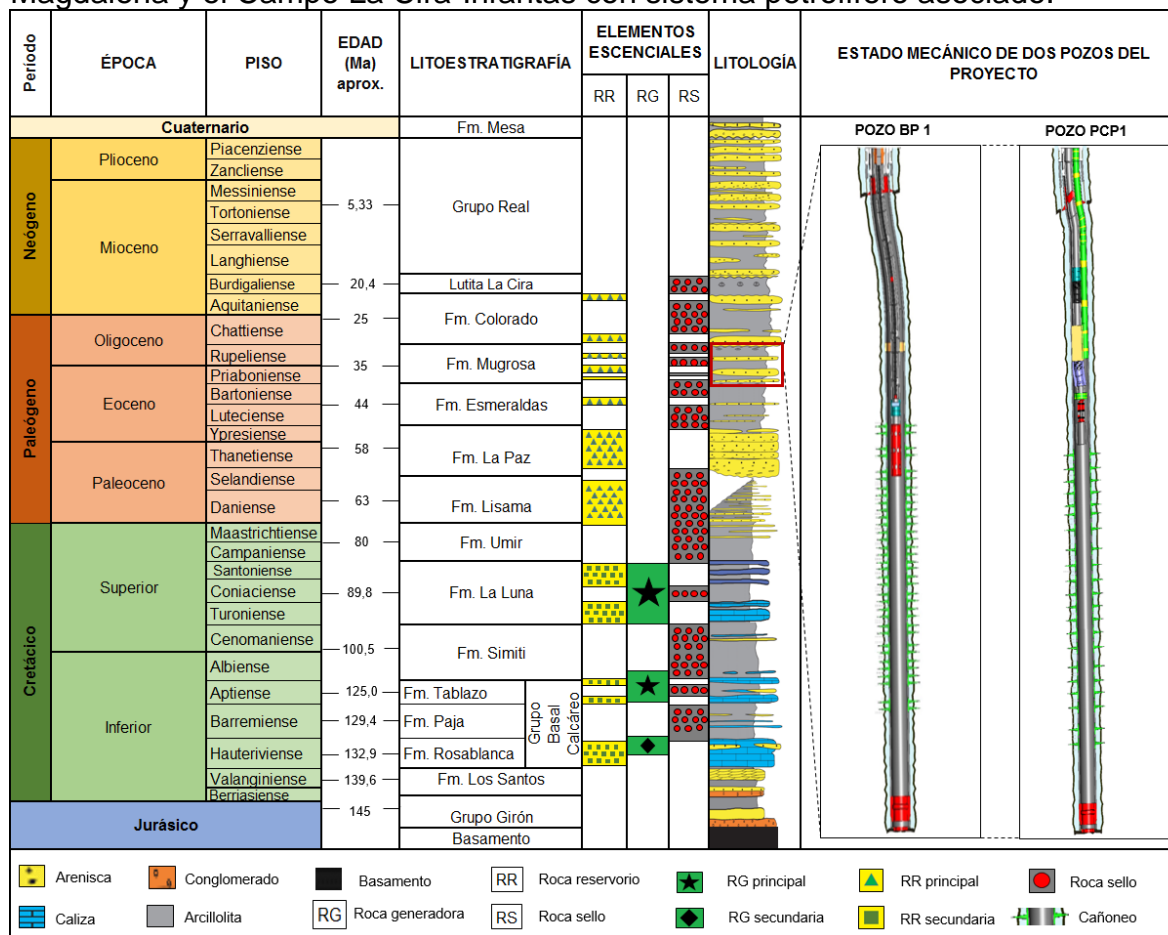
1.3 MARCO GEOLÓGICO

Esta sección describe la estratigrafía, geología estructural y del petróleo del Campo.

1.3.1 Columna estratigráfica. El registro sedimentario de la cuenca muestra una sucesión de depósitos jurásicos continentales superpuestos por los sedimentos del Cretáceo, ambos tanto calcáreos como siliciclásticos, así mismo de ambientes transicionales a marinos. La secuencia paleogénica se compone de rocas siliciclásticas depositadas principalmente en ambientes sedimentarios continentales con cierta influencia marina⁸. A continuación en la **Figura 2**, se encuentra de manera generalizada la columna estratigráfica de la cuenca VMM:

⁸ BARRERO, Dario, *et al.* Colombian Sedimentary Basins [En línea]. Bogotá, Colombia. ANH and B&M Exploration Ltda: 2007. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf>. p, 78.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y el Campo La Cira-Infantas con sistema petrolífero asociado.



Fuente. ANH. Middle Magdalena Valley Basin Petroleum system chart. Colombian Sedimentary Basins. 2007. Modificada por las autoras.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describe la estratigrafía de las formaciones que hacen parte de la Cuenca del VMM y el Campo La Cira-Infantas desde la más antigua a la más reciente:

1.3.2.1 Grupo Girón. Según M. Julivert⁹ este grupo fue depositado en el Pre-Cretácico en el Jurásico. Su composición de base a tope consta de lutitas pizarrosas de color rojizo en su parte basal, seguido de intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso, arcosas grises y verdes, lutitas grises oscuras, intercalación de areniscas cuarzosas, un nivel de arcosas amarillas finalizando con un conglomerado en el tope del grupo, intercalado con lutitas compactas y areniscas. De base a tope se encuentra dividido por la siguiente secuencia de rocas: lutitas pizarrosas de color rojo con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso. Bancos de areniscas cuarzosas con estratificación cruzada, intercalación de lutitas de color gris a gris oscuro con areniscas de grano variable, intercalaciones de shales rojas con arcosas, lutitas rojas y un conglomerado de lutitas y areniscas compactadas. El espesor varía entre 8595 ft (2620m) y 11480 ft (3500m). El ambiente de depositación es continental en la base y en el tope transicional marino. Le infrayace discordantemente al basamento ígneo-metamórfico y suprayace con bajo ángulo discordante la Formación Tambor – Los santos.

1.3.2.2 Formación Tambor – Los Santos. Según M. Julivert¹⁰, esta formación fue depositada en el Cretáceo Inferior en el Valanginiense. En general, se compone de shales y conglomerados rojos y areniscas rojas-rosadas. Tiene capas de calizas en la parte superior. En la mesa de Los Santos está divide en tres niveles: inferior, que se compone de areniscas rojas; medio que está compuesto por una intercalación de arcillas con areniscas rojas-rosadas; y superior que se compone de areniscas blancas. El espesor es de 2133 ft (650m) aproximadamente variando regionalmente a lo largo de la misma, disminuye hacia el Macizo de Santander. El ambiente de depositación es de meandros, llanuras e intramareales. Le infrayace y suprayace discordantemente el Grupo Girón y la Formación Rosablanca, respectivamente.

⁹ JULIVERT, Manuel. Léxico esgratigráfico de Colombia – Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968. p. 260-269.

¹⁰ Ibid. p. 453-456.

1.3.2.3 Formación Rosablanca. Según M. Julivert¹¹, esta formación fue depositada en el Cretáceo Inferior en el Hauteriviense. De base a tope se compone en general de: calizas y dolomías grises, intercalaciones de calizas de color marrón, niveles margosos, y shale intercalado con caliza, areniscas y en una porción basal posee evaporitas. El espesor es de 1394 ft (425m) en el Rio Sogamoso, pero varía a lo largo de la misma. El ambiente de depositación es marino somero pues la parte basal de la formación se caracteriza por tener depósitos de facies evaporita que indican una hipersalinidad y tranquilidad en las condiciones de depósito. Le infrayace y suprayace concordantemente la Formación Tambor – Los Santos la Formación Paja, respectivamente.

1.3.2.4 Formación Paja. Según M. Julivert¹², esta formación fue depositada en el Cretáceo Inferior en el Barreniense. Se compone de shale negras un poco calcáreas y micáceas, calizas, septarias y vetas de calcitas. El espesor varía entre 410 ft (125m) y 2050 ft (625m). El ambiente de depositación es marino más profundo que la Formación Rosablanca. Le infrayace en un contacto neto la Formación Rosablanca y le suprayace en un contacto con transito gradual la Formación Tablazo.

1.3.2.5 Formación Tablazo. Según M. Julivert¹³, esta formación fue depositada en el Cretáceo inferior en el Aптиense. Se compone de shale negra compacta y poco fosilífera y calizas duras azuladas fosilíferas y margas. El espesor varía entre 492 ft (150m) y 1066 ft (325). El ambiente de depositación es marino. Le infrayace con un contacto concordante y gradual la Formación Paja y suprayace concordantemente la Formación Simití.

1.3.2.6 Formación Simití. Según M. Julivert¹⁴, esta formación fue depositada en el Cretáceo Inferior entre el Albiense y el Cenomaniense. Se compone de shales grises o negras calcáreas y fosilíferas con petróleo, capas delgadas de conglomerados en el tope de la formación, fosfatos, dientes de pez y hacia el este de la misma se vuelve arenosa. El espesor varía entre 820 ft (250m) y 2132 ft (650m). El ambiente de depositación es marino de somero a profundo. Le infrayace y suprayace concordantemente la Formación Tablazo la Formación La Luna, respectivamente.

¹¹ Ibid. p. 425-426.

¹² Ibid. p. 368-369.

¹³ Ibid. p. 450-452.

¹⁴ Ibid. p. 442-443.

1.3.2.7 Formación La Luna. Según M. Julivert¹⁵, esta formación fue depositada, en el VMM, en el Cretáceo Superior entre el Turoniense y el Santoniense. Se compone de shales calcáreas negras y fosilíferas. De base a tope: calizas de color gris oscuro, laminadas, densas y de grano fino, y ftnitas negras ricas en foraminíferos y pelágicos. La subdividen en 3 miembros que de base hacia tope son: Salada, Pujamana y Galembo. El espesor varía entre 260 ft (80m) y 2300 ft (700m). El ambiente de depositación es marino. Le infrayace concordantemente la Formación Simití y suprayace discordantemente la Formación Umir.

1.3.2.8 Formación Umir. Según M. Julivert¹⁶, esta formación fue depositada en el Cretáceo Superior entre el Campaniense y el Paleoceno. Se compone en su parte inferior de lutitas en láminas delgadas de color gris oscuro, carbonáceas y micáceas. Se destacan capas delgadas, lentes y pequeñas concreciones ferruginosas. En la parte superior se compone de lutitas blancas de color gris oscuro, capas delgadas con laminitas de carbón, láminas delgadas de hierro, areniscas de grano fino y limolitas. El espesor es de 3280 ft (1000m) aproximadamente. El ambiente de depositación es transicional. Le infrayace discordantemente la Formación La Luna y suprayace concordantemente la Formación Lisama.

1.3.2.9 Formación Lisama. Según J. De Porta¹⁷, esta formación fue depositada en el Paleoceno entre el Daniense y el Selandiense. Se compone de shale de color rojo, pardo y gris con intercalaciones de areniscas grises de grano medio a fino que se hace más grueso en la parte superior. Se destacan lentejones de carbón. El espesor es de 4019 ft (1225m) aproximadamente. El ambiente de depositación es de continental - fluvial a transicional deltaico. Le infrayace concordantemente la Formación Umir y le suprayace discordantemente la Formación La Paz.

1.3.2.10 Formación La Paz. Según J. De Porta¹⁸, depositada en el Paleoceno-Eoceno Inferior. Se compone de areniscas de color gris- amarillo, arcillas de color gris-azul, areniscas duras micáceas y arcillosas. Se destacan mantos de carbón. En la zona de La Cira – Infantas, se compone de shales duras, masivas, moteadas y algunas veces areniscas de grano fino y shales arenosas. El espesor es de 3000 ft (914m) aproximadamente. El ambiente de depositación es continental – fluvial. Le infrayace discordantemente la Formación Lisama y suprayace concordantemente y transicionalmente la Formación Esmeralda.

¹⁵ Ibid. p. 307-309.

¹⁶ Ibid. p. 465-467.

¹⁷ DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia – Terciario a Cuaternario. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974. p. 327-330.

¹⁸ Ibid. p. 305-308.

1.3.2.11 Formación Esmeraldas. Según J. De Porta¹⁹, depositada en el Eoceno Medio Superior. Se compone de areniscas y limolitas compactas en capas delgadas laminadas, micáceas de grano fino y color gris, intercaladas con shales de color gris oscuro con rasgos rojos, morados y cafés. Se destacan lentejones de carbón dispersos. El espesor es de 3937 ft (1200m) aproximadamente, que disminuye en la Quebrada Putana. El ambiente de depositación es continental – fluvial. Le infrayace concordantemente la Formación La Paz y suprayace discordantemente la Formación Mugrosa, excepto en el Campo La Cira-Infantas, Campo Colorado, Llanito y en la zona de Sogamoso, donde el contacto es concordante.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Según J. De Porta²⁰, esta formación fue depositada en el Eoceno Superior – Oligoceno. Se compone en tres niveles así: inferior, que se compone de areniscas de grano medio a fino intercaladas con shales de color azul o gris; medio, que se compone de shale masiva intercalada con arenisca de grano fino; y superior, que se compone de areniscas intercaladas con shale moteada.

En el Campo La Cira-Infantas, está en 2 zonas productoras: Zona B y Zona C.

- **Zona B:** se compone de arcillas intercaladas con capas laminadas de limolitas. En la zona superior el Horizonte fosilífero. El espesor de la zona varía entre 630 ft (192m) y 2050 ft (624m). Los pozos a evaluar en el presente proyecto, se encuentran produciendo esta zona.
- **Zona C:** se caracteriza por ser el reservorio más importante del Campo. Se compone de areniscas intercaladas con capas de lodolitas. El espesor varía entre 510 ft (155m) y 570 ft (173m).

El espesor varía entre 1640 ft (500m) y 2296 ft (700m). El ambiente de depositación es continental – fluvial. Le infrayace discordantemente la Formación Esmeraldas, excepto en el Campo La Cira-Infantas, Campo Colorado, Llanito y Sogamoso, donde el contacto es concordante; y suprayace concordantemente la Formación Colorado.

¹⁹ Ibid. p. 198-199.

²⁰ Ibid. p. 373-376.

1.3.2.13 Formación Colorado. Según J. De Porta²¹, esta formación fue depositada en el Oligoceno – Mioceno Inferior. Se compone de arcillas de color gris claro, negro, carbonáceas con rasgos rojos intercaladas con areniscas de grano medio poco potentes. En el Campo La Cira-Infantas se divide en dos zonas: Zona A y Zona B, que se caracterizan por ser productoras de petróleo. Entre la Zona A y La Cira se destaca en la parte inferior arenas conglomeráticas y en la parte superior shales. El espesor varía entre 3937 ft (1200m) y 8202 ft (2500m) al pie de la Cordillera Oriental. El ambiente de depositación es fluvial. Le infrayace concordantemente la Formación Mugrosa y suprayacen concordantemente las lutitas de La Cira.

1.3.2.14 Lutitas La Cira. Según J. De Porta²², este horizonte lutítico fue depositado en el Mioceno Inferior. En el Campo La Cira se le dio el nombre de Horizonte Fosilífero o fósiles de La Cira. Representa la parte superior de la Formación Colorado, pero se le considera una unidad independiente en el Campo La Cira-Infantas. El espesor es de 850 ft (259m) en la zona superior a la Formación Colorado. El ambiente de depositación es fluvial. Le infrayace concordantemente la Formación Colorado y suprayace discordantemente el Grupo Real.

1.3.2.15 Grupo Real. Según J. De Porta²³, este grupo fue depositado en el Mioceno Medio a Superior. El ambiente de depositación es continental – fluvial. En general se divide en cinco formaciones con su respectiva litología así: Formación Lluvia, se compone de conglomerados con cantos de lilitas, cuarzo, fragmentos de carbón y mineral arcilloso de hierro; Chontorales Shale, se compone de areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada intercalada con shales con rasgos grises y azules; Formación Hiel, se compone de shales con rasgos grises y rojos intercalados con areniscas en capas delgadas, Enrejado Shale, se compone de troncos carbonizados y silicificados; y Formación Bagre, se compone de shales con rasgos rojos, grises, morados y pardos, intercalados con areniscas en capas delgadas. La sucesión termina con areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada, madera carbonizada y hojas.

En el Campo La Cira-Infantas se divide en tres formaciones:

- Formación Peligrosa: zona baja.
- Formación Viscaína: zona media.
- Formación Nutria: zona superior.

En el tope del Grupo en el Campo se destaca la hornblenda y magnetita en las demás formaciones se destacan varios niveles de arenisca. El espesor varía entre 12795 ft (3900m) en el Rio Opón y 1640 ft (500m) en la Concesión de Mares en el

²¹ Ibid. p. 142-144.

²² Ibid. p. 297-300.

²³ Ibid. p. 414-418.

anticlinal de La Cira. El ambiente de deposición es continental – fluvial. Le infrayace y suprayace discordantemente el Horizonte Fosilífero de La Cira y la Formación Mesa, respectivamente.

1.3.2.16 Formación Mesa. Según J. De Porta²⁴, depositada en el Cuaternario. Se compone de una serie de conglomerados, granodiorita, cuarzo, chert, andesita y rocas metamórficas con lentes de arenas gruesas. El espesor es de 850 ft (250 m). El ambiente de deposición es continental. Le infrayace discordantemente el Grupo Real.

1.3.3 Geología estructural. El Campo La Cira-Infantas se ha visto afectado por movimientos tectónicos en las rocas del Pre-Cretácico al Cenozoico, donde sobresalen los esfuerzos compresionales asociados al levantamiento de las Cordilleras Oriental y Central, que dan lugar a la conformación actual de la Cuenca del VMM.

A nivel de la secuencia cenozoica en el campo la Cira-Infantas se identifican dos estructuras principales: Cira e Infantas.

1.3.3.1 Cira. Localizada en la parte Noroccidental del Campo, es una estructura anticlinal en forma de domo alargado. Su eje principal es en dirección Norte-Sur. Las dimensiones aproximadas son de 5 km de longitud y 3 km de ancho, con cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur. La estructura se encuentra cortada por una falla inversa de dirección Norte-Sur con buzamiento de muy alto ángulo hacia el occidente llamada “Falla La Cira”. Ésta falla tiene un carácter sellante, el bloque colgante es el área Cira Sur-Norte y el bloque yacente es el área Cira-Este. Ambos bloques se consideran áreas productoras de hidrocarburos. La estructura también tiene fallas normales perpendiculares a la falla principal, las cuales actúan como fallas sellantes de los yacimientos productores.

²⁴ Ibid. p. 356-362.

1.3.3.2 Infantas. Localizada en la parte sur del Campo, es una estructura anticlinal asimétrica elongada. Su eje principal es en dirección Norte-Sur. Las dimensiones aproximadas son de 12 km de longitud y 2 km de ancho, con cabeceo tanto al sur como al norte. La estructura se encuentra cortada a lo largo de la cresta por un sistema de fallas de cabalgamiento llamado “Sistema de Fallas de Infantas”. Este sistema de fallas buza hacia el oriente con ángulos entre 40° y 70°. La estructura también tiene fallas normales con dirección perpendicular al sistema de fallas principales.²⁵

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación se describen los principales parámetros asociados con el sistema petrolífero de la Cuenca del VMM, donde se encuentra el Campo y pozos objeto de estudio.

1.3.4.1 Roca generadora. El petróleo del Campo proviene principalmente de las calizas y shales que hacen parte de las Formaciones La Luna, Simití y Tablazo, siendo la Formación la Luna la principal generadora de la Cuenca y el Campo. El TOC de las rocas de la Formación La Luna, varía entre 2% y 6%, Kerógeno Tipo II, espesor de 985 ft (300 m). En el norte de la cuenca los valores varían de medios a maduros, para una generación de hidrocarburos líquidos. En el sur de la cuenca se observa una ventana de gas. También se pueden considerar potencialmente generadoras las calizas y shales de las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, que hacen parte del Grupo Basal Calcáreo, con un espesor aproximado de 656 ft (200 m).

1.3.4.2 Roca Sello. Para las areniscas de las Formaciones Esmeraldas, Colorado y Mugrosa, el sello está dado por arcillas dúctiles intercaladas. A lo largo de la columna estratigráfica, se tienen niveles lutíticos que actúan como sellos para los diferentes reservorios. En el Campo La Cira-Infantas, el sello está dado por dichos niveles lutíticos de tipo intraformacional. Dado que el Campo se encuentra dividido en varias zonas, los sellos están distribuidos así: lodolitas en la Zona A y Zona C, arcillas en la Zona B y Lutitas en la Zona D.

²⁵ ROJAS, César. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C- Formación Mugrosa en el área La Cira.Este del Campo La Cira. Trabajo de grado Geología. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias, 2011. 21 p.

1.3.4.3 Roca reservorio. El petróleo descubierto en el Campo proviene de las areniscas y militas en la Formación Mugrosa (Zona B y C) con porosidad promedio 9-17%, Formación Colorado (Zona A) con porosidad promedio 10-15% y Formación Esmeraldas (Zona D) con porosidad promedio 15-20%, Formación Colorado con porosidad promedio 10-15% aunque las propiedades petrofísicas varían dependiendo de la zona del Campo, en general se considera un promedio general entre 15% y 20% y la permeabilidad varía entre 20 md y 600 md. El reservorio de la Zona C es considerado el principal del Campo.

1.3.4.4 Trampa. La trampa presente en el Campo La Cira-Infantas es de tipo estructural evidenciada en la estructura Infantas y en la estructura La Cira, previamente explicadas, ambas compuestas por anticlinales fallados. La Falla La Cira y el Sistema de Fallas Infantas, ambas de tipo sellante, están presentes en el Campo.

1.3.4.5 Migración. La inconformidad del Eoceno separa el reservorio primario de las rocas generadoras activas subyacentes, formando un sistema ideal de tuberías para la migración del petróleo.

Las principales vías de migración son:

- Migración vertical directa donde la Formación La Luna atraviesa la inconformidad del Eoceno.
- Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno.
- Migración vertical a través de las fallas en áreas donde la Formación La Luna no atraviese la inconformidad del Eoceno.

El periodo crítico ocurre durante el Neógeno superior y continua localmente hoy en día.²⁶

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A continuación, se presentan aspectos de la historia de producción del Campo La Cira-Infantas asociados a sus métodos de producción, tiempo de producción, producción acumulada y número de pozos.

²⁶BARRERO. op. cit., p. 68.

1.4.1 Método de producción. El Campo La Cira-Infantas empezó producción por flujo de natural dada por un mecanismo de empuje por gas en solución. Más adelante se instaló un sistema de Gas Lift como sistema de levantamiento artificial primario, que en 1935 sería retirado para instalación de otros sistemas de levantamiento artificial.

De los pozos productores en el Campo, 660 pozos utilizan el sistema de levantamiento artificial Bombeo Mecánico, 130 pozos Bombeo por Cavidades Progresivas, 10 pozos Bombeo Electrosumergible. Otros sistemas de levantamiento artificial como Bombeo Hidráulico (BH) y Bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) están presentes en el Campo, pero no se tendrán en cuenta en el proyecto.²⁷

1.4.2 Tiempo de producción. El Campo La Cira- Infantas ha venido produciendo durante 99 años, empezó su producción en el año 1918 con el Pozo Infantas I y II produciendo 42 BOPD. Luego de esto, alcanzó su producción máxima hasta la fecha en el año 1939 la cual fue de 64.971 BOPD.²⁸

El Campo empezó a tener su declinación natural hasta que en el 2005 llegó a una producción promedio de 5000 BOPD con un factor de recobro del 17%. En dicho año, Ecopetrol S.A. crea una alianza con la empresa Occidental Andina, firmando un contrato de colaboración en el que ésta última, proveería tecnología de última generación de acuerdo a los requerimientos que el Campo necesitara.

De acuerdo a lo anterior, luego de la firma con Occidental, el Campo para el año 2008 estaba produciendo más de 8000 BOPD. En el 2012 el Campo producía 36.000 BOPD aproximadamente y a diciembre del 2016 se reportaba una producción mayor a 40.000 BOPD.²⁹

1.4.3 Número de pozos. A diciembre del 2017, el Campo cuenta con aproximadamente 2800 pozos en total, 1400 se encuentran abandonados, 1000 son pozos productores y 400 son pozos inyectores.³⁰

²⁷ MOROS, Alejandro y SERRANO, Juan. Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología Powerware para la estimulación en pozos inyectores del Campo La Cira Infantas. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2011. p. 34-36.

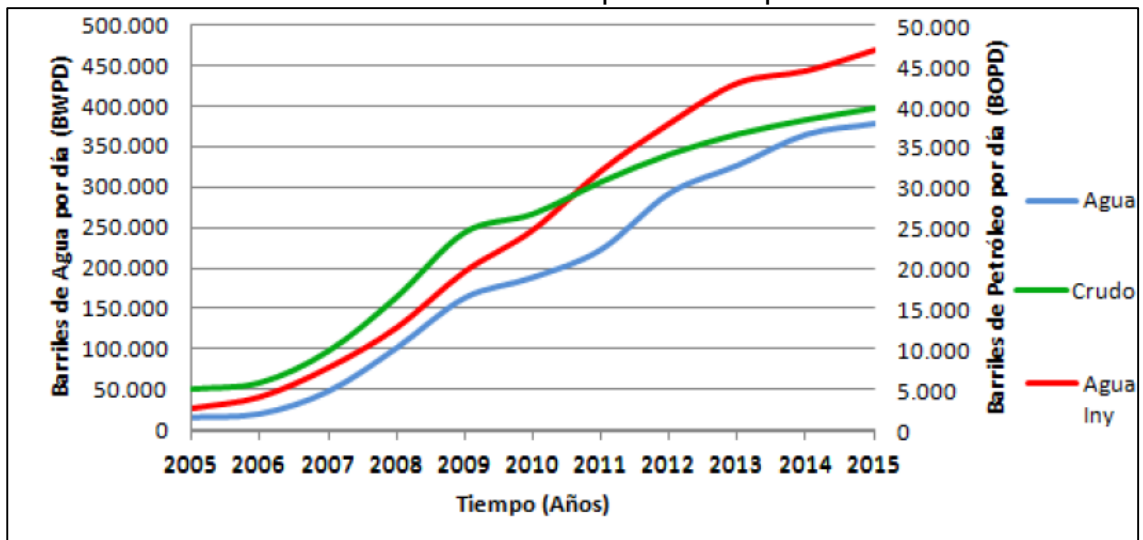
²⁸ ECOPETROL S.A.. Op. cit.

²⁹ REDACCIÓN EL TIEMPO. Ecopetrol aumenta la producción del campo de petróleo más antiguo [En línea]. 2017. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://www.eltiempo.com/economia/empresas/campo-de-petroleo-mas-antiguo-de-ecopetrol-49886>>

³⁰ MOROS Y SERRANO. op. cit.

1.4.4 Producción. A continuación, en la **Gráfica 1** se muestra la producción acumulada del Campo La Cira Infantas a lo largo del tiempo desde que la compañía ECOPETROL S.A. está operando el Campo junto con la compañía Occidental de Colombia en el 2015. Se muestra la producción acumulada del agua, crudo y agua de inyección.

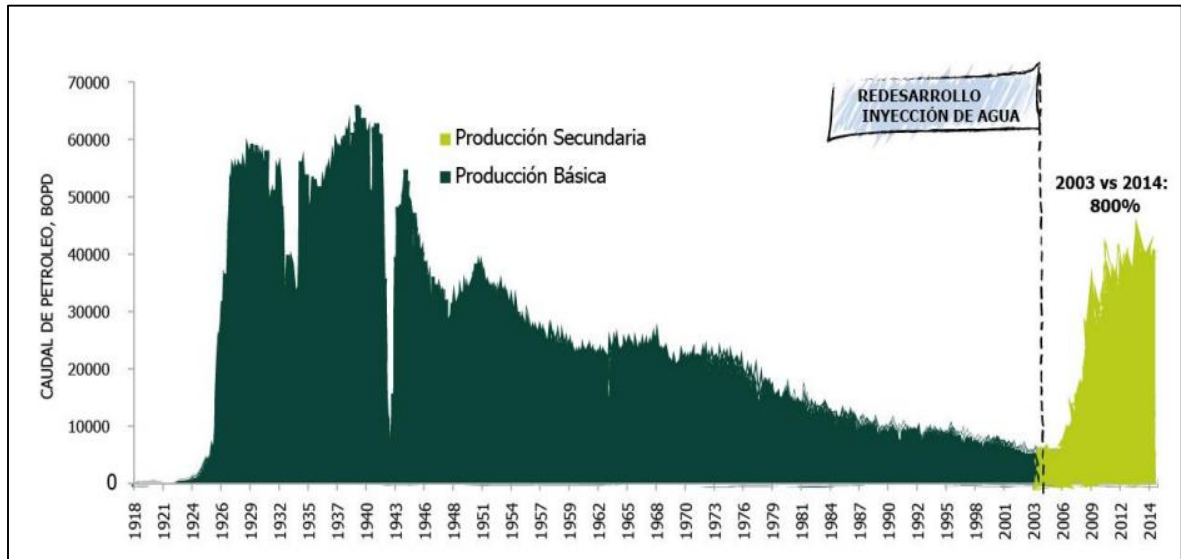
Gráfica 1. Producción acumulada vs Tiempo del Campo La Cira-Infantas.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos: La Cira-Infantas. 2015.

Adicional a esto, en la **Gráfica 2**, se puede observar la historia de producción del Campo desde que se descubrió, hasta el 2014. Así mismo, se observa que en el 2005 hubo un aumento considerable en la producción debido a los diferentes proyectos de recobro que se llevaron a cabo en el Campo.

Gráfica 2. Caudal de petróleo vs Tiempo (años) del Campo La Cira-Infantas.



Fuente. ECOPETROL. II Foro Mundial de Recobro Mejorado.2014

2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y FALLAS ASOCIADAS

Generalmente, en las etapas tempranas de producción de los pozos de petróleo o gas, el flujo hacia superficie se da de forma natural, es decir, no es necesario un equipo en superficie o en fondo que le proporcione energía al pozo para poder llevar el fluido hasta las facilidades. En estos pozos, la presión en superficie es suficiente para vencer todas las pérdidas de presión que se pueden dar en el camino del fluido desde el yacimiento hasta el separador. Cuando esto no sucede, el flujo natural del pozo ya no se da.

Las razones por las que un pozo deja de producir de forma natural pueden ser:

- La presión de flujo en fondo cae por debajo del total de pérdida de presión en el pozo.
- Las pérdidas de presión en el pozo son más grandes que la presión en superficie necesaria para extraer el fluido.³¹

Los métodos de levantamiento artificial se utilizan cuando los yacimientos no cuentan con la energía necesaria para producir petróleo o gas de forma natural conduciéndolos a superficie, o cuando el caudal de flujo no es deseado o esperado. Cuando se habla de yacimientos maduros y que están sometidos a procesos de recuperación secundaria, por ejemplo inyección de agua, a menudo se producen elevadas cantidades de agua, por lo que los métodos de levantamiento artificial son ideales para mantener elevada la producción de petróleo y así evitar que el proyecto disminuya su rentabilidad.

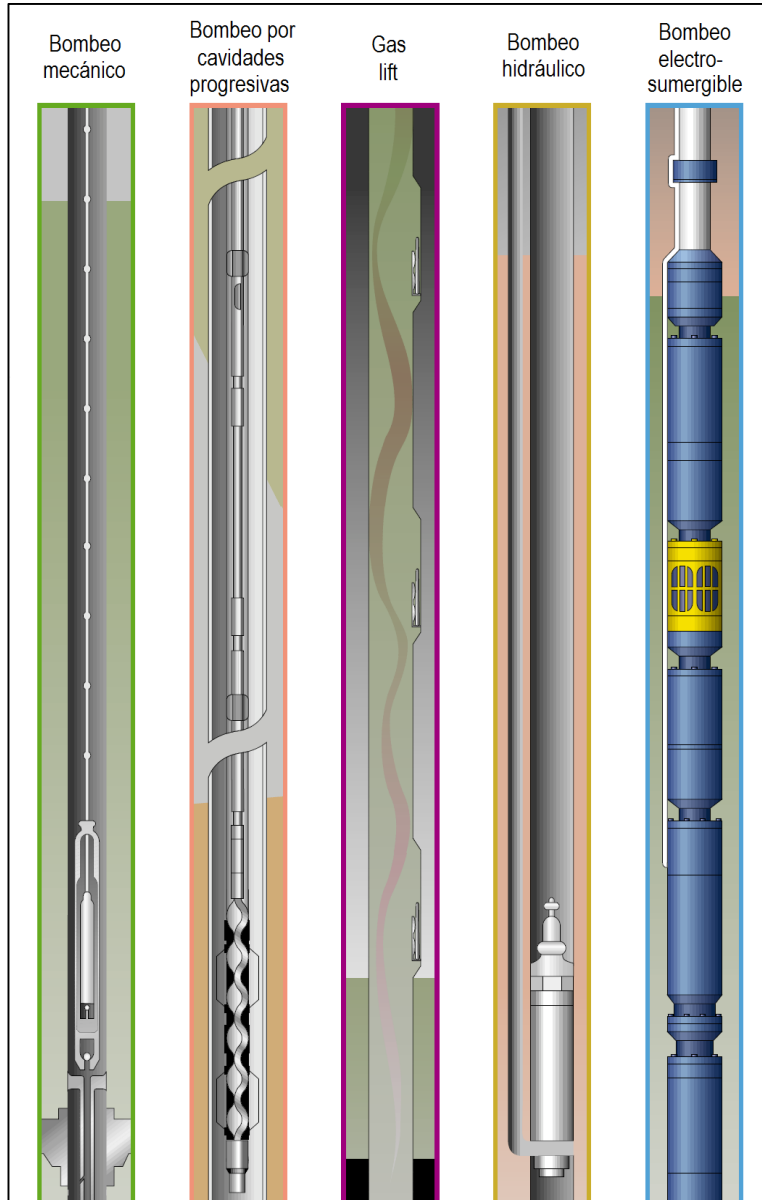
Escoger el sistema de levantamiento artificial depende de las características del yacimiento como: temperatura, presión, regímenes de producción óptimos, propiedades de los fluidos, además de las características del pozo tales como profundidad, inclinación, configuración de la terminación, instalaciones de superficie y tipo de energía para producir el levantamiento.

A nivel general, el sistema de levantamiento más usado es el bombeo mecánico (en adelante BP, por sus siglas en inglés), por su facilidad de operación y costo. El segundo sistema de levantamiento más común en el mundo, es el bombeo electrosumergible (en adelante ESP, por sus siglas en inglés). La eficiencia es menor a las demás, además de su poca capacidad de bombeo en pozos que producen altas relaciones gas/líquido, grandes profundidades o tubería de producción pequeña. El bombeo por cavidades progresivas (en adelante PCP, por sus siglas en inglés), es más confiable y menos costoso que otros sistemas, son

³¹ TAKACS, Gabor. Gulf Equipment Guide. Electrical SuBPersible Pumps Manual: Design, Operations and Maintenance. 1 ed.. cap. 1. 2009. Burlington, Estados Unidos. Elsevier: 2009. p. 1-2.

menos afectados por sólidos producidos, y resultan más eficientes en lo que respecta al volumen. El bombeo hidráulico (en adelante BH), el bombeo electrosumergible por cavidades progresivas (en adelante ESPCP, por sus siglas en inglés) y gas lift, también hacen parte de los métodos más usados en la industria. Todos estos anteriores, se pueden observar en la **Figura 3**.

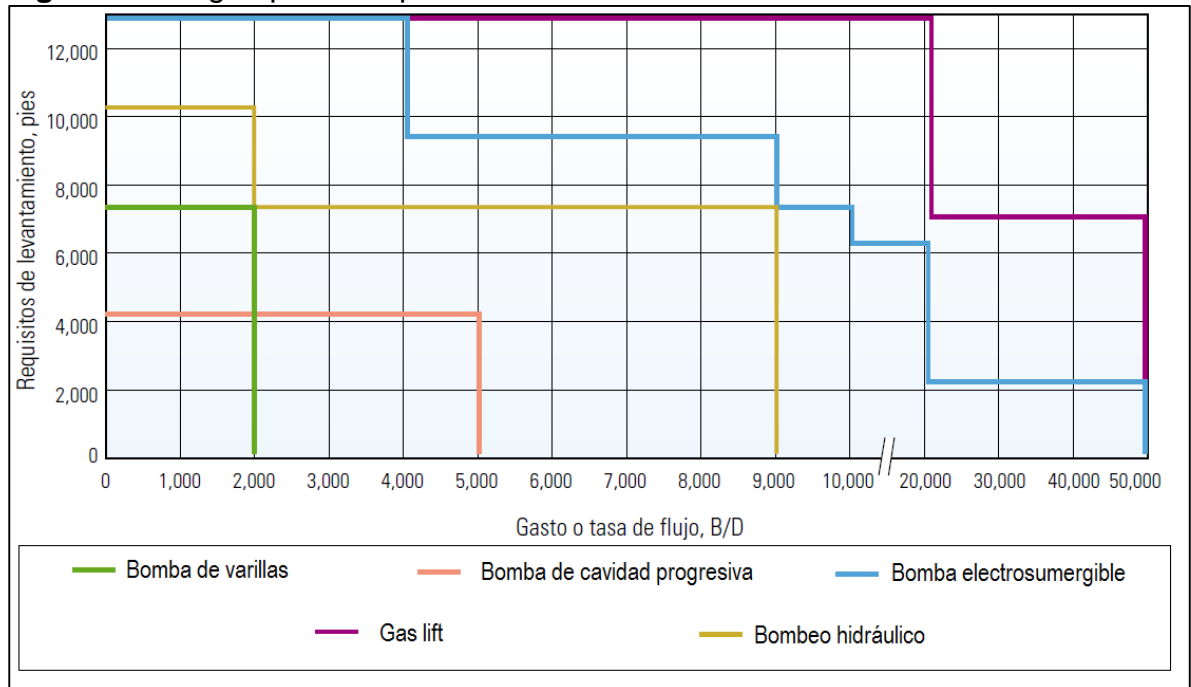
Figura 3. Sistemas de levantamiento artificial más comunes.



Fuente. SCHLUMBERGER. Examinando los pozos productores: supervisión de los sistemas ESP. Oilfield Review. Vol. 16. 2004. p. 19.

Así mismo, en la **Figura 4** se pueden observar los rangos de operación de los sistemas de levantamiento de acuerdo a los volúmenes de producción y la profundidad del pozo. Éstos rangos también dependen de otros factores como las propiedades de los fluidos del yacimiento, la producción de gas libre, la cantidad y tipo de sólidos producidos, desviación del pozo, completamiento del pozos, factores económicos y otros.³²

Figura 4. Rango típico de aplicaciones de los sistemas de levantamiento artificial.



Fuente. SCHLUMBERGER. Oilfield Review. Vol. 16. Examinando los pozos productores: supervisión de los sistemas ESP. 2004. p. 19.

Los sistemas de levantamiento a tratar a continuación son los que se estudiarán en el proyecto a desarrollar, por lo que no se hace énfasis en los demás sistemas de levantamiento.

³² BATES, Ron, *et al.* Examinando los pozos productores: supervisión de los sistemas ESP [En línea]. En: Schlumberger Oilfield Review. Octubre, 2004. Vol 16. No. 2. Disponible en <URL: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2004/or2004_sp_aut03_sistemasesp.aspx>. p.18-29.

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

A continuación, se describen los sistemas de levantamiento artificial que se tendrán en cuenta para el desarrollo del proyecto.

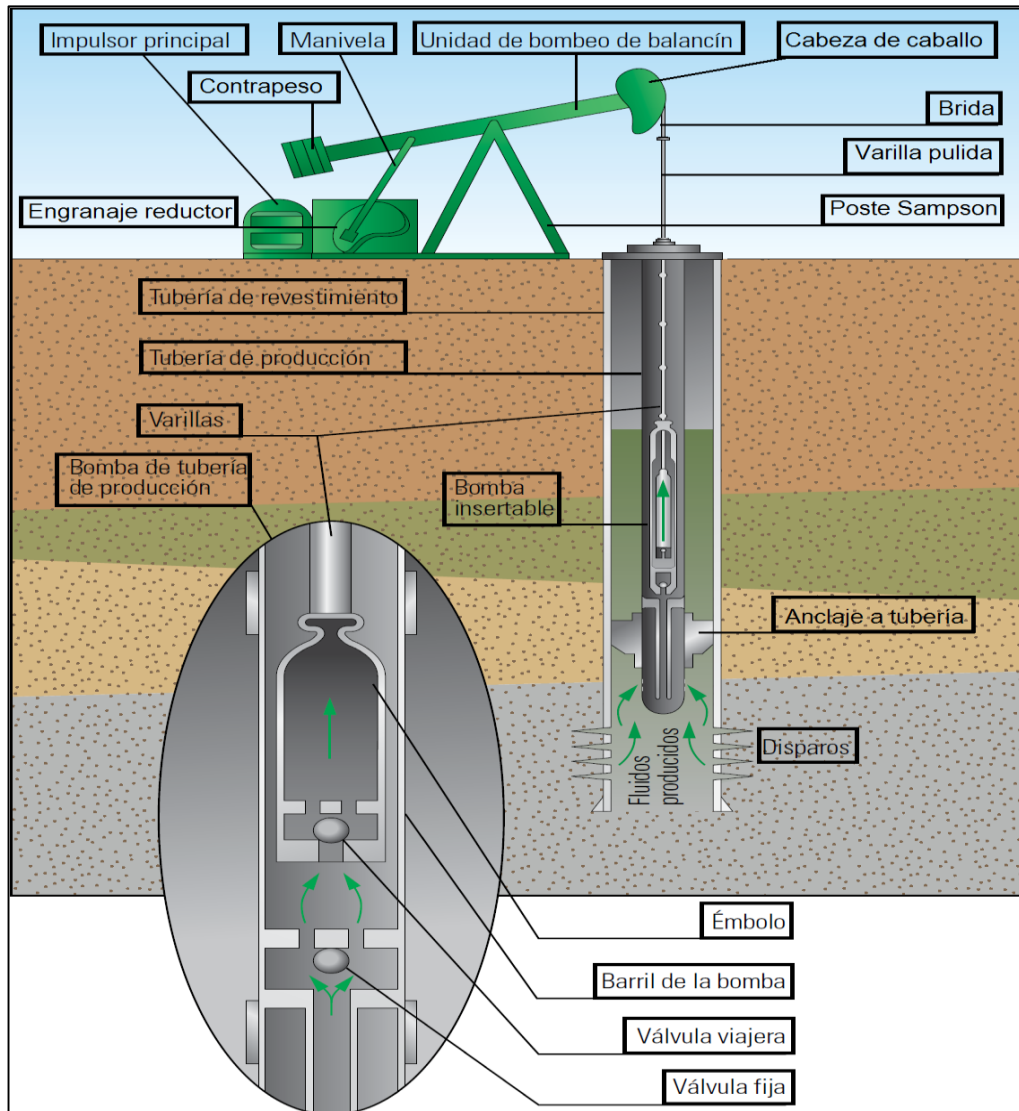
2.1.1 Bombeo mecánico. A continuación, se describe de manera general el sistema de levantamiento bombeo mecánico, su funcionamiento y sus partes y/o equipos.

2.1.1.1 Descripción general del sistema. Este sistema de levantamiento artificial es el más utilizado en la industria a nivel mundial, además su forma es una imagen icónica en el mundo petrolero. Es recomendado para trabajar con crudos pesados, no es el mejor método para extraer petróleo en pozos desviados, con considerable producción de sólidos, o alta relación de gas-líquido.

El bombeo mecánico consiste en un motor en superficie, ya sea eléctrico o de combustión interna, el cual por medio de un mecanismo de engranajes y correas, moviliza una sarta de varillas, que transfiere la energía a una bomba de desplazamiento positivo, reciprocante, ubicada en el subsuelo³³. El sistema generalizado se puede observar en la **Figura 5**.

³³ EDUARDO, Aguirre y YOEL, Vivas. Completación de pozos. Métodos de levantamiento artificial. cap 5. El Cid, 2007. p.38-52.

Figura 5. Componentes básicos del sistema de levantamiento bombeo mecánico.



Fuente. SCHLUMBERGER. Oilfield Review. Vol. 28. Bombeo Mecánico en pozos de recursos no convencionales. 2016. p. 44. Modificado por las autoras.

2.1.1.2 Equipo de subsuelo. Dentro del equipo de subsuelo se destacan según la API 11E³⁴:

³⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Specification 11E [En línea]. 19 ed. 2013. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://ballots.api.org/ecs/sc11/ballots/docs/11Ee19Addenda-20160803.pdf>>

- **Sarta de varillas.** Este componente está encargado de transmitir la energía desde el equipo de superficie hasta la bomba de subsuelo. Se puede encontrar con varios diámetros y cantidad de varillas dependiendo de la profundidad a la cual se vaya a ubicar la bomba de subsuelo.
 - **Tubería de producción.** Es el medio para llevar el fluido del subsuelo a superficie.
 - **Anclaje de tubería.** Está diseñado para eliminar estiramiento o compresión de la tubería de producción, se utiliza frecuentemente en pozos profundos.
 - **Bomba de subsuelo.** La bomba tiene un desplazamiento positivo (reciprocante) actúa según el movimiento del equipo de superficie que le transmite la sarta de varillas, esta puede ser tipo tubería, tipo inserta o tipo casing. Su función es recibir fluido del reservorio hacia el interior de la tubería de producción y elevarlo hasta la superficie.
- ✓ **Tipo tubería de producción.** El barril es conectado a la parte inferior de la tubería de producción para luego ser introducido en el pozo. Manejan grandes volúmenes de fluidos; sin embargo, la carga de fluido en la unidad de bombeo es alta. Tiene como desventaja que el barril hace parte de la misma tubería de producción y para intervenir el pozo por fallas en el barril, se hace necesario extraer la tubería de producción completa. Éste tipo de bomba se puede observar en la **Figura 5**.
 - ✓ **Tipo Inserta.** En este caso, el barril forma parte del ensamblaje de la bomba de subsuelo, y es empujado hacia el pozo con la sarta de varillas, es decir, el conjunto total de los elementos de la bomba está asentado en un niple de asiento que se instala en la tubería de producción. Tiene como ventaja que si se desea intervenir la bomba por fallas, no es necesario extraer toda la tubería de producción.
 - ✓ **Tipo tubería de revestimiento.** Es una versión de las bombas de tipo tubería de producción, pero con diámetro mayor.

Las bombas de subsuelo están compuestas generalmente por:

- ✓ **Barril.** Es un cilindro de la bomba que se encuentra en el subsuelo en fondo de pozo y tiene como función proteger los demás elementos para que realicen de manera segura el movimiento ascendente y descendente.
- ✓ **Pistón o émbolo.** Accesorio de la bomba que mediante su movimiento, desplaza el volumen de fluido ocupado por él durante una carrera.
- ✓ **Válvula fija.** Tipo de válvula que tiene como función succionar el fluido.
- ✓ **Válvula viajera.** Tipo de válvula de bola y asiento que se encuentra fija al pistón y se mueve cuando él realiza la carrera ascendente y descendente.

2.1.1.3 Equipo de superficie. Dentro del equipo de superficie se destaca:

➤ **Viga balancín (unidad de bombeo):** transmite energía del motor primario a la sarta de varillas. A su vez, transforma el movimiento de rotación del motor en un movimiento recíprocante necesario para operar la bomba en el subsuelo.

Dentro de las unidades de bombeo en superficie se destacan las siguientes presentes en los pozos a evaluar en el proyecto:

- ✓ **Pozo BP1 – Maximizer II Pumping Unit**³⁵. En la **Figura 6** se muestra la unidad de bombeo que maneja el Pozo BP1, la cual es usada para maximizar la producción y minimizar costos. Tiene una eficiencia mecánica alta, permitiendo una mayor rotación durante la carrera ascendente de la bomba, lo cual hace que se genere menor torque neto en comparación con otras unidades de superficie.

Este tipo de unidad de superficie ofrece más levantamiento con menos caballos de potencia. La carrera ascendente es más lenta, lo que permite más tiempo de llenado. Generalmente, la unidad requiere de 6% a 8% menos de energía que las demás unidades, para levantar la misma cantidad de líquido.

Figura 6. Unidad de bombeo mecánico Pozo BP1.



Fuente. WEATHERFORD. Surface Pumping Units. 2016. p 19.

³⁵ WEATHERFORD. Surface Pumping Units. Engineered, manufactures, and quality controlled by Weatherford [En línea]. 2014-2016. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/production-optimization/surface-pumping-units/>>. p. 19.

- ✓ **Pozo BP2 – Mark II Pumping Unit**³⁶. En la **Figura 7** se muestra la unidad de bombeo que maneja el pozo BP2, que tiene como objetivo disminuir el torque y requerimientos de potencia de las unidades convencionales. Tiene un punto de apoyo en el extremo de la unidad, para distribuir las fuerzas de la misma.

Esta unidad de bombeo es más eficiente que la unidad convencional y tiene mejor llenado de barril. Tiene como desventaja que no soporta golpes fuertes de fluido, y con esto puede causar daño a la bomba y a la sarta de varillas. Generalmente los costos de electricidad y tamaño del motor suelen ser bajos o reducidos de un 5% a un 10% en comparación con otras unidades de superficie.

Adicional a esto, esta unidad solo puede girar en sentido unidireccional contrario a las manecillas del reloj y la rapidez de bombeo no es tan alta.

Figura 7. Unidad de bombeo mecánico Pozo BP2.



Fuente. LUFKIN – Oilfield Products Group. General Catalog. 2008. p 13.

- **Motor primario (impulsor principal):** los más comunes son de combustión interna o eléctricos, se encarga de hacer girar los engranajes reductores por medio de un accionamiento por correa trapezoidal. Proporciona la energía mecánica transmitida a la bomba para el impulso del sistema. La potencia del motor depende

³⁶ LUFKIN. General Catalog. Oilfield Products Group [En línea]. 2008/2009. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/Lufkin.pdf>>

de la profundidad del pozo, el nivel de altura del fluido, la velocidad de bombeo y el balanceo de la unidad.

➤ **Contrapeso:** genera una fuerza de asistencia para elevar la varilla pulida por medio de contrapeso, su valor máximo se presenta cuando las manivelas están orientadas a 90°.

➤ **Engranaje reductor:** éste componente tiene engranajes para reducir la velocidad impartida por el motor primario y convertirla en la requerida por la unidad de bombeo.

➤ **Manivela:** está ubicada entre la salida del engranaje reductor y el “pitman”. Puede girar en el sentido de las manecillas del reloj y viceversa.

➤ **Varilla pulida:** soporta la carga de la sarta de varillas a través de su interfaz. Está unida directamente a la sarta de varillas de succión y la unidad de bombeo o viga balancín.

➤ **Cabeza de caballo:** éste componente está diseñado para transmitir fuerza y movimiento desde la viga de marcha hasta la línea flexible. Su forma le permite dirigir el movimiento verticalmente por encima de la cabeza del pozo, permitiendo que la varilla pulida se mueva sin cargas laterales indeseadas.

➤ **Poste Sampson:** posee tres o cuatro patas de acero laminado, con la resistencia suficiente para soportar el balancín, la cabeza de caballo, el pitman, y más del doble de la carga máxima de la sarta de varillas.

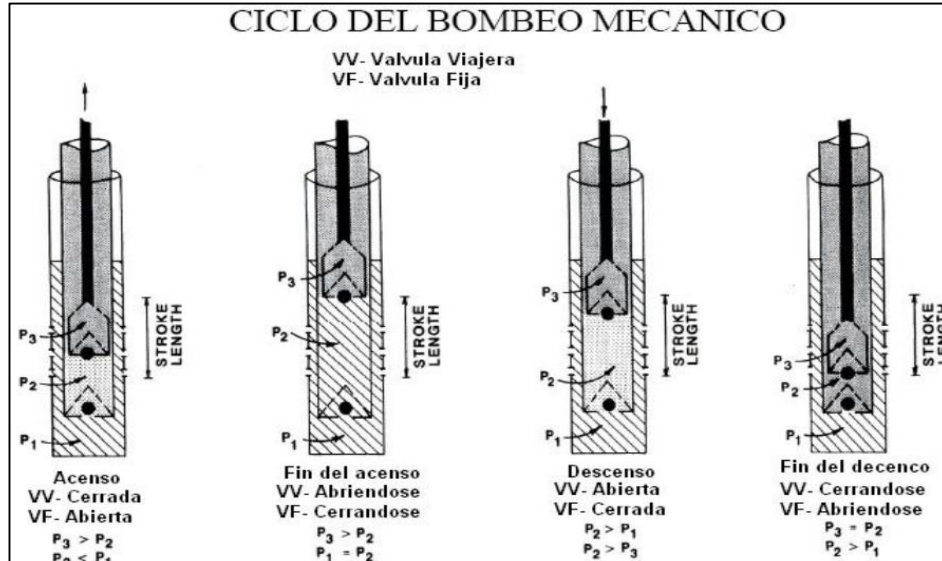
➤ **Brida:** es un cable de alambre que cuelga verticalmente desde la cabeza de caballo, para fijarse en la barra portadora.

2.1.1.4 Funcionamiento de la bomba. Como se mencionó anteriormente, la bomba de fondo requiere dos válvulas de retención, la válvula viajera y la válvula fija, estas dos válvulas son de tipo bola de desplazamiento y una válvula de parada³⁷.

El funcionamiento de la bomba se puede explicar haciendo referencia a las carreras (movimiento completo de arriba abajo o viceversa) que tiene que realizar, esto se observa en la **Figura 8**.

³⁷ MADRID, Marcelo. Bombeo Mecánico – Diseño [En línea]. 2011. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/06/bombeo-mecanico-diseno.html>>

Figura 8. Ciclo del bombeo mecánico.



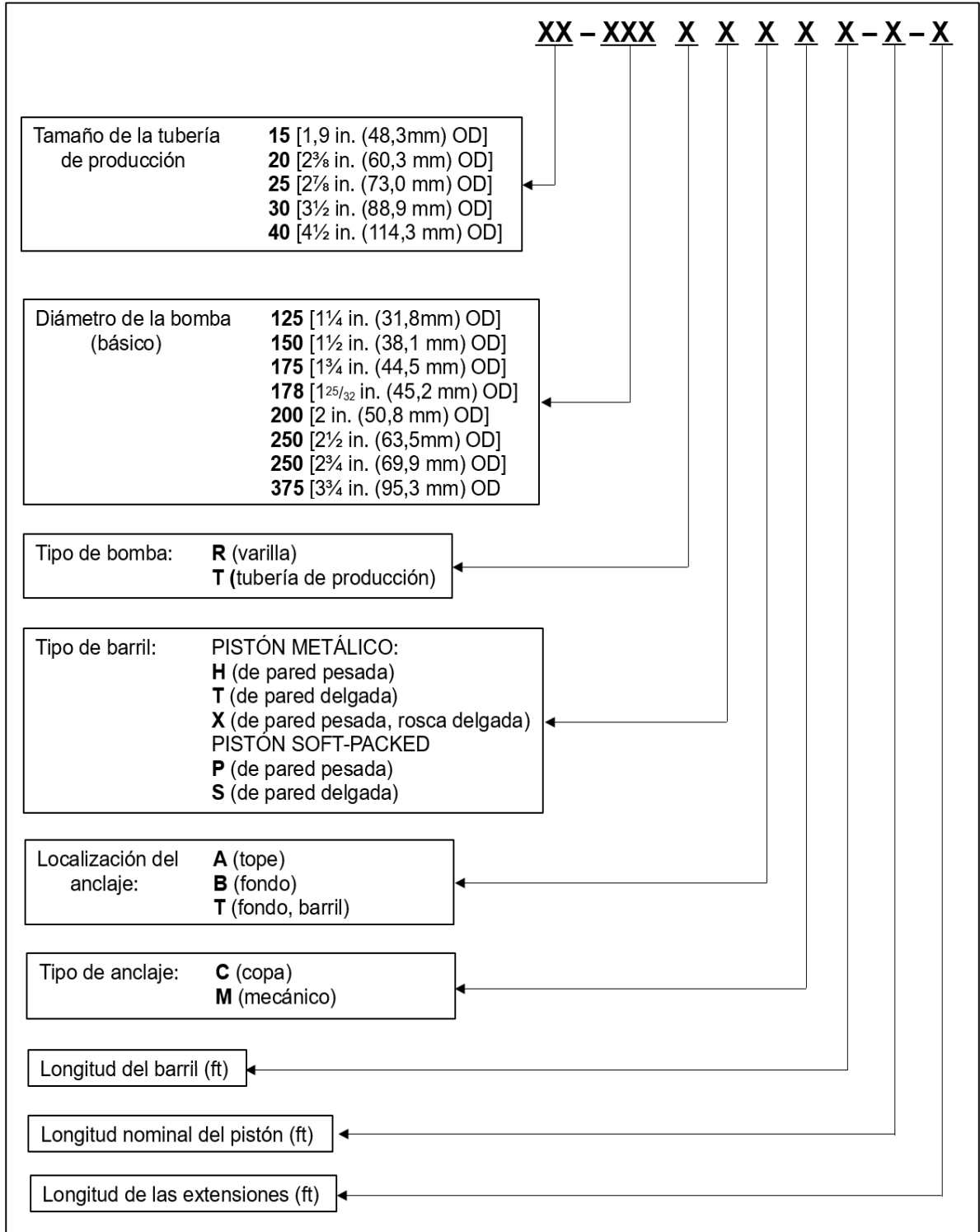
Fuente 6. VILLAMIZAR, Julio. Bombeo Mecánico. Sistemas de levantamiento. 2015. p. 7.

- **Carrera ascendente:** Es el movimiento que se ilustra en las dos primeras imágenes (movimiento de abajo hacia arriba); en esta etapa, la válvula viajera se cierra debido a la presión tres (P_3) que es mayor que la presión dos (P_2), lo cual hace que la bola de esta no suba, impidiendo el paso de fluido entre el barril de la bomba y la tubería de producción; mientras que la válvula fija se abre, puesto que la presión dos (P_2) es menor que la presión uno (P_1), permitiendo que la bola se desplace hacia el lugar de menos presión y permita la entrada de fluidos al barril de la bomba.
- **Carrera descendente:** Es el movimiento que se ilustra en las dos últimas imágenes (movimiento de arriba hacia abajo); en esta etapa, la válvula viajera se abre debido a que el pistón hacia abajo ejerce presión en el barril de la bomba lo cual hace que la presión dos (P_2) sea mayor que la presión tres (P_3), por lo tanto la bola de esta sube, permitiendo el paso de fluido entre el barril de la bomba y la tubería de producción; mientras que la válvula fija se cierra, puesto que la presión dos (P_2) es mayor que la presión uno (P_1), permitiendo que la bola se desplace hacia el lugar de menos presión e impida la entrada de fluidos al barril de la bomba.
- **Final de la carrera:** Cuando la bomba termina su carrera descendente, ambas válvulas se cierran. Después de esto vuelve a la carrera ascendente y se repiten las etapas continuamente.

2.1.1.5 Clasificación de la bomba. Según la especificación API 11AX ³⁸ para efectos de clasificación de las bombas en subsuelo se nombrarán como está especificado en la **Figura 9**.

³⁸ AMERICAN PETROLEUM INSITITUTE. API Specification 11AX [En línea]. Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings. 12 ed. 2006. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://acewel.com/api/API%20Spec%2011AX%202006%20Specification%20for%20Subsurface.pdf>>

Figura 9. Modelo de clasificación de las bombas de subsuelo.



Fuente. API SPECIFICATION 11AX. Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings. Ed 12. 2006. Modificado por las autoras.

2.1.2 Bombeo por cavidades progresivas. A continuación, se explica de manera general la descripción del sistema de levantamiento bombeo por cavidades progresivas, su funcionamiento y sus partes.

2.1.2.1 Descripción general del sistema. Es útil para crudos pesados y yacimientos con altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua. La bomba se caracteriza por operar a bajas velocidades, bajo costo de instalación, servicio y transporte, y además es uno de los sistemas de levantamiento artificial más usados por su eficiencia y economía.

2.1.2.2 Equipos de subsuelo. Dentro de los equipos de subsuelo se destacan³⁹:

- **Ancla de torque:** evita el desprendimiento o desconexión de la tubería de producción que se puede dar por las vibraciones que genera el giro del rotor dentro del estator y a las vibraciones producidas dentro del sistema de levantamiento. Está conectado debajo del niple de paro, fijado al revestidor por medio de unas cuñas.
- **Niple de paro:** es un componente de la bomba que va conectado al extremo inferior del estator. Sirve de succión a la bomba, hace de tope para el rotor, impide que el rotor y/o las varillas lleguen a fondo de pozo en el evento en que se produzca una rotura o desconexión de las mismas.
- **Niple espaciador:** permite el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con la última varilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite.
- **Sarta de varillas:** transmiten la energía proveniente del motor y aplicada por los engranajes, a la bomba de subsuelo.
- **Centralizadores:** reducen el arrastre que es causado por la desviación de pozos.
- **Estator:** es la parte externa de la bomba y está constituido por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero. Éste se baja a fondo de pozo con la tubería de producción o con la sarta de varillas.
- **Rotor:** está conectado a la sarta de varillas las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie.
- **Elastómero:** tiene como función revestir internamente al estator y tiene la capacidad de deformarse y recuperarse elásticamente haciendo posible la interferencia entre el rotor y el estator, haciendo que exista hermeticidad entre las cavidades contiguas de la bomba y así mismo se dé buena eficiencia de bombeo. Es la parte más delicada de la bomba de cavidades progresivas.
- **Tubería de producción:** es el medio para llevar el fluido del subsuelo a superficie.
- **Bomba de cavidades progresivas:** es una bomba de desplazamiento positivo que tiene los siguientes componentes: rotor, estator y elastómero.

³⁹ HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas PCP [En línea]. 2008. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>> p. 11-17.

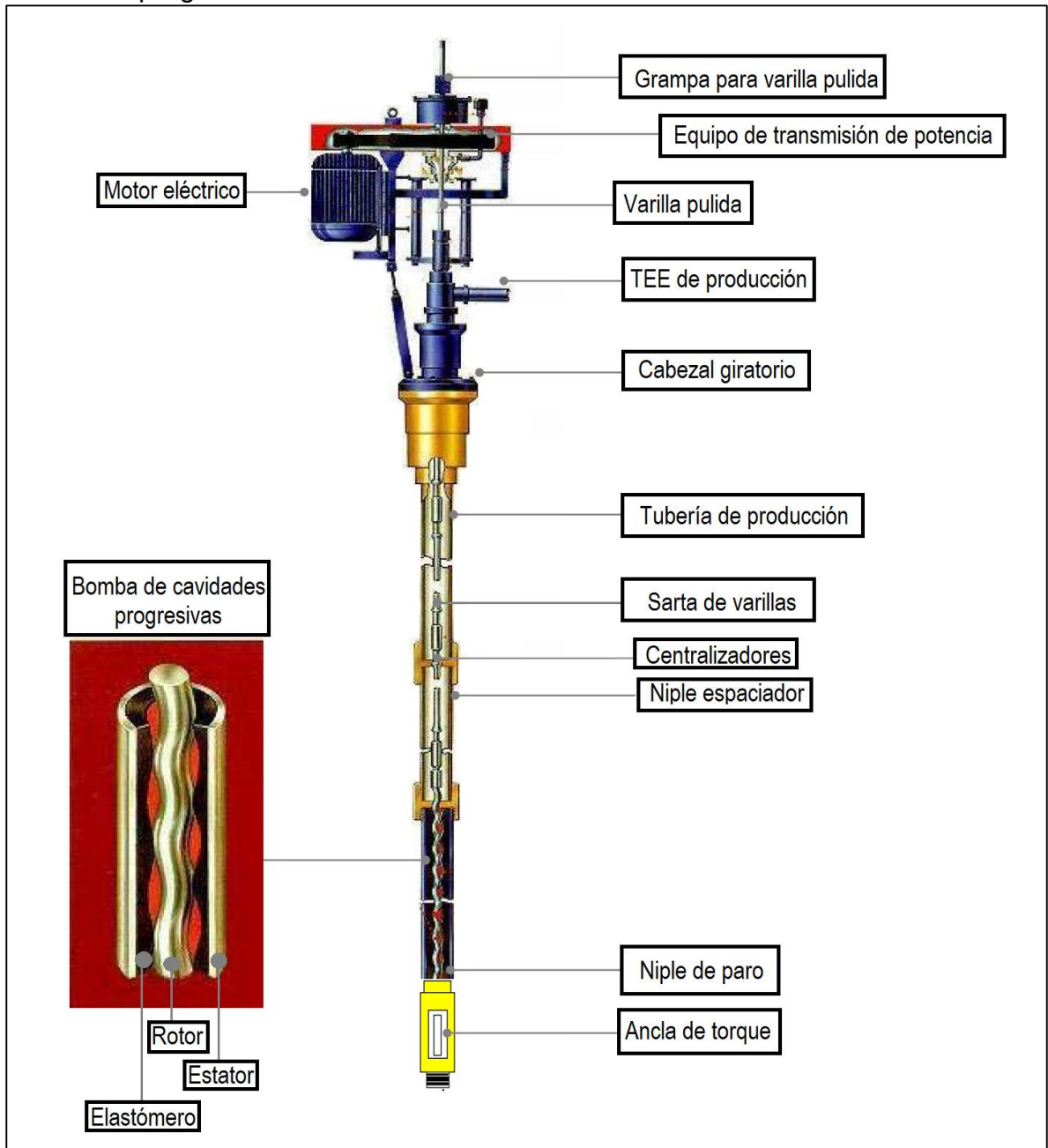
2.1.2.3 Equipos de superficie⁴⁰. Dentro de los equipos de superficie se destacan:

- **Cabezal giratorio:** Soporta el peso de la sarta de varillas, y evita que retroceda cuando el sistema se apaga.
- **Varilla pulida:** es la unión directa entre la sarta de varillas y el equipo de superficie. Puede ser hueca o totalmente sólida.
- **Grampa para varilla pulida:** está diseñada para prevenir accidentes tanto personales como del sistema.
- **Motor eléctrico:** es el que proporciona la energía necesaria para mover el equipo de superficie y a su vez a la sarta de varillas y la bomba.
- **Equipo de transmisión de potencia:** Permite el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con la última varilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite.

En la **Figura 10**, se muestra un sistema de bombeo por cavidades progresivas con sus componentes básicos señalados.

⁴⁰ Ibid. p. 15-17

Figura 10. Componentes básicos del sistema de levantamiento bombeo por cavidades progresivas.



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008. p. 11. Modificado por las autoras.

2.1.2.4 Funcionamiento de la bomba⁴¹. Es una bomba rotativa de desplazamiento positivo, que recibe energía de una sarta de varillas, accionada por un motor eléctrico, formándose un definido número de cavidades idénticas y separadas entre sí. Funciona mediante la rotación de un tubo metálico en espiral (rotor), dentro de un estator ya sea de metal o elastómero, lo que hace que las cavidades se desplacen axialmente desde el fondo del estator (succión), hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo de fluidos.

El hecho de que las cavidades estén hidráulicamente selladas entre sí, es lo que hace que la bomba sea de desplazamiento positivo. El trabajo realizado para girar el rotor dependerá de la diferencia de presión a través de las cavidades de la bomba. El caudal de producción se verá afectado por dos ineficiencias de la bomba, la fricción y el deslizamiento de los fluidos

Durante el desplazamiento del rotor dentro del estator, se forman cavidades con volúmenes constantes, el área y velocidad estas, determinan el caudal de producción.

El ajuste entre rotor y estator no es perfecto, debido a que, en el caso de un estator de metal, se presentan holguras, y un estator de elastómero se deforma por presión y propiedades de los fluidos; esto permite que haya un deslizamiento de fluidos entre cada cavidad.

El deslizamiento de fluidos depende de la diferencia de presión entre cada etapa y el número de etapas de cada bomba, así como también de la viscosidad del fluido y la distancia entre el rotor y el estator.

2.1.2.5 Clasificación de la bomba. A continuación, se presenta la nomenclatura de la clasificación de las bombas de cavidades progresivas de subsuelo, de acuerdo al tipo de bomba que usan los pozos a evaluar en el proyecto. Se explica lo que cada bomba indica, como su caudal de producción, presión, tamaño del rotor y tamaño del estator⁴².

⁴¹ CHACÍN, Nelvy. ESP Oil Engineering Consultants. WorkShop International. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting [En línea]. 2003. El tigre, Venezuela. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-de-cavidad-progresiva.pdf>>

⁴² NETZSCH. PCPProduct Overview [En línea]. Netxsch Pump DT Model. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: https://pumpen.netzsch.com/media/pumps/PDF/Brochures/7_Oil_and_Gas/NdB_771_-_Folder_PCP_DT-webdaten.pdf>

➤ **Modelo de la bomba:** NTZ400*120DT110

- ✓ **Tasa:** 6,92 BPD/rpm o 1,10 m³ por día/ rpm.
- ✓ **Presión:** 1800 psi o 120 bar.
- ✓ **Rotor:** tamaño de rotor de 9775 mm.
- ✓ **Estator:**
 - Conexión al rotor por tamaño de varilla (in): 1½.
 - Tamaño del estator (mm): 9615.
 - Diámetro externo del estator (mm): 101,6.
 - Tamaño del Stop Pin (mm): 350.
 - Conexión del estator: 4”.

➤ **Modelo de la bomba:** NTZ400*120ST62

- ✓ **Tasa:** 390 BPD/rpm o 62 m³ por día/ 100 rpm.
- ✓ **Presión:** 1800 psi o 120 bar.
- ✓ **Rotor:** tamaño de rotor de 9385 mm.
- ✓ **Estator:**
 - Conexión al rotor por tamaño de varilla (in): 1½.
 - Tamaño del estator (mm): 9240.
 - Diámetro externo del estator (mm): 114,3.
 - Tamaño del Stop Pin (mm): 350.
 - Conexión del estator: 4”.

2.1.3 Bombeo electrosumergible. A continuación se describen las partes y funcionamiento de la bomba electrosumergible.

2.1.3.1 Descripción general del sistema⁴³. Este sistema de levantamiento se creó en 1911 por el Ingeniero ruso Armais Arutunoff, quien luego de haber creado las bombas electrosumergibles, inmigró a los Estados Unidos, y allí fundó la Dínamo Eléctrica Rusa de Arutunoff. En la actualidad estas bombas se han extendido a lo largo del mundo, presentando buenos resultados, y son las segundas más usadas en la industria.

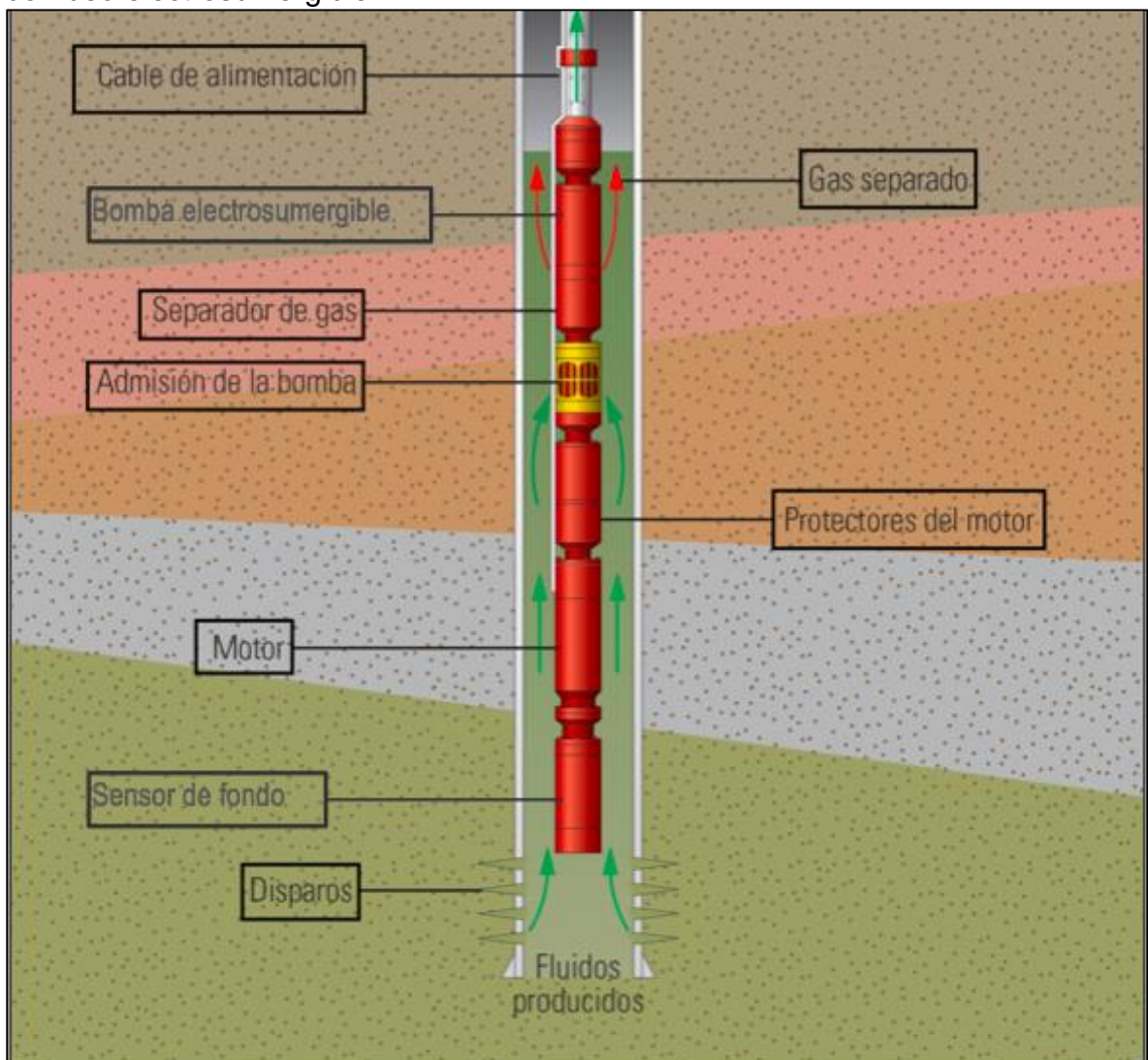
El bombeo electrosumergible es un método de levantamiento artificial que utiliza un sistema con una bomba en fondo que es controlada de manera eléctrica. La bomba está escalonada en varias secciones-bombas centrífugas que pueden diseñarse específicamente para adaptarse a las características de producción y de pozo deseadas. Estas bombas se conectan con unos controles ubicados en la superficie y la energía eléctrica se transmite por medio de cables protegidos con una armadura, como se puede observar en la **Figura 11**.

⁴³ TACAKS. op. cit. p. 1-2.

Este método de levantamiento artificial puede levantar de 100 a 30.000 BPD, rango de operación que es superior a los ofrecidos por sistemas de levantamiento artificial como bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas

2.1.3.2 Equipo de subsuelo. Se describen a continuación aquellos elementos que pertenecen a la conformación del sistema en fondo.

Figura 11. Componentes de subsuelo del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible.

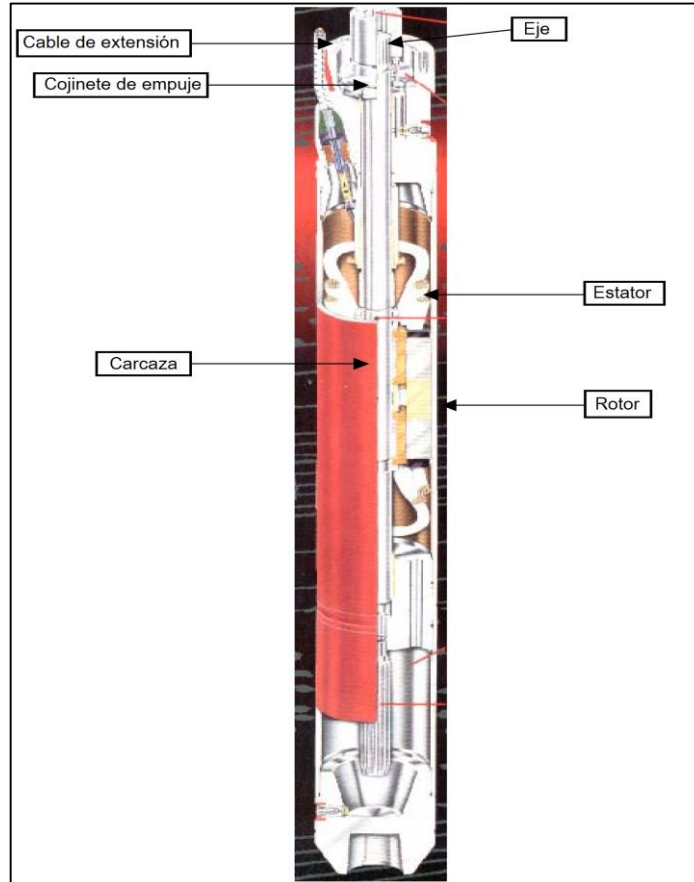


Fuente. VON FLATERN, Rick. Schlumberger. Serie de artículos introductorios. Bombas eléctricas sumergibles. 2015. p. 63. Modificado por las autoras.

- **Cables de potencia / alimentación:** comunica al motor de fondo con el sensor de fondo, y a su vez transporta la señal eléctrica que envía el sensor hacia superficie. Este cable representa gran parte de la inversión monetaria total del sistema de bombeo, y es diseñado según las características y necesidades de cada pozo; este puede ser redondo o plano dependiendo de factores mecánicos y diámetros.
- **Admisiones de la bomba:** permiten que los fluidos ingresen a la misma. Pueden formar parte del separador de gas.
- **Protectores del motor:** conectan las bombas a los motores, aíslan los motores de los fluidos del pozo, sirven como reserva de aceite y también igualar la presión entre el pozo y el motor. A su vez, permiten la expansión o contracción del aceite para motor.
- **Motor Electrosumergible:** suministra la potencia a la bomba. Normalmente es un motor eléctrico de inducción trifásico bipolar de jaula de ardilla, lleno de aceite para su lubricación y enfriamiento, con diversos voltajes corrientes y potencias nominales de operación oscilantes entre 7,5 kW y más de 750 kW. El motor se instala a una profundidad que esté por encima del fluido entrante y en zonas donde no haya alta pata de perro, si este tiene que colocarse donde hay perforaciones, requiere el uso de una camisa de motor⁴⁴. En la **Figura 12** se encuentra el motor y sus partes.

⁴⁴ RAMÍREZ, Marto. ESP OIL. WorkShop International. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting [En línea]. 2004. Venezuela. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-electrosumergible.pdf>.>

Figura 12. Motor electrosumergible.



Fuente: RAMÍREZ, Marto. ESP OIL. Bombeo Electrosumergible: Diseño, Optimización y Trouble Shooting. WorkShop International. 2004.

- ✓ **Eje:** este componente queda en la parte interna del motor, es hueco con el fin de permitir el paso del aceite lubricante y enfriador a través del motor, hace girar el sistema.
 - ✓ **Cojinete de empuje:** su función principal es centralizar y fijar el conjunto de rotores, son elementos estáticos.
 - ✓ **Carcaza:** es el material que recubre las partes internas del motor, a la hora de diseñarla se deben tener en cuenta las condiciones del pozo para escoger el material adecuado.
 - ✓ **Rotor:** es el elemento que genera los HP del motor.
 - ✓ **Estator:** este elemento viene encapsulado y es el bobinado del motor, para su diseño se debe tener en cuenta la temperatura de fondo, profundidad, etc.
- **Separador de gas:** este elemento se utiliza en pozos con alta producción de gas, es instalado en la sección de admisión de la bomba y separa el gas del fluido antes de que ingrese en la bomba. Si la cantidad de gas libre llega a exceder el límite

designado, se puede instalar un dispositivo de tratamiento del gas aguas abajo del separador.

La eficiencia de un separador es del 80 al 95%, entre mayor sea la producción de gas menor será la eficiencia; en pozos con altas producciones de gas, los separadores pueden ser conectados en serie para mejorar la eficiencia. Existen dos tipos de separadores de gas:

- ✓ **Estáticos laberínticos:** orientan al gas que ha entrado al separador a viajar por el anular, mientras que por diferencia de densidad el fluido del pozo entra a una cámara inferior, para ser impulsado hacia arriba posteriormente.
- ✓ **Centrífugos:** por fuerza centrífuga, este separador obliga al fluido a pegarse en las paredes y el gas a la flecha, el cual posteriormente es orientado hacia el anular; el fluido de pozo es dirigido a las bombas. En la **Figura 13** se puede observar este tipo de separador.

Figura 13. Separador de gas.

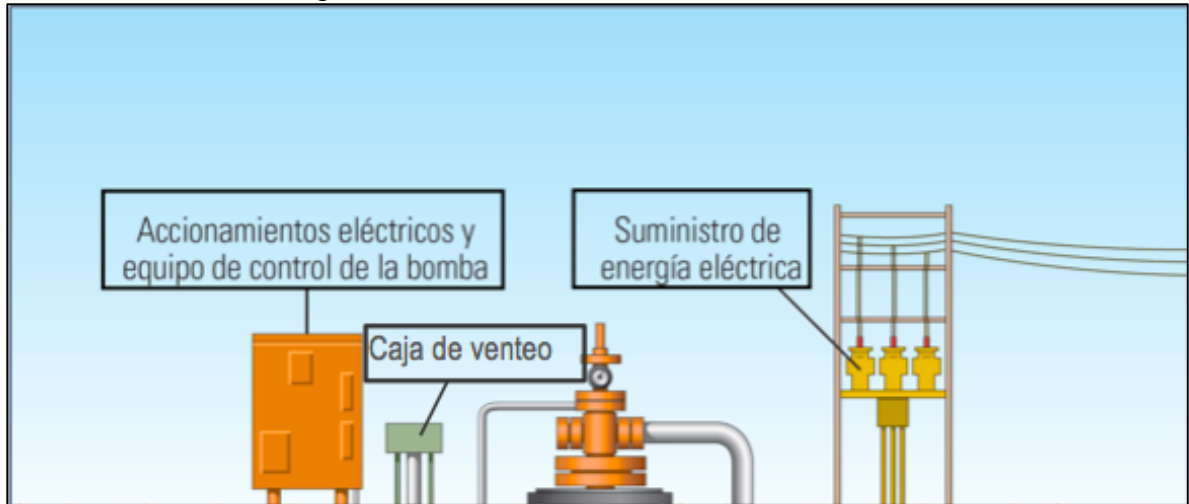


Fuente: ESP OIL. Bombeo Electrosumergible: Diseño, Optimización y Trouble Shooting. WorkShop International. 2004.

- **Sensor de fondo:** este dispositivo es capaz de soportar altas presiones, se conecta al motor de fondo por medio de un cable de alimentación y otro de señal, detecta presiones de succión y descarga, interpreta las temperaturas del aceite del motor, su vibración, flujo y corriente de fuga, el sensor se alimenta con pulsos de corriente continua, cuando la señal recibida es sensada, se traduce a señal eléctrica y se transporta por el cable de potencia hacia la superficie.

2.1.3.3 Equipo de superficie. Dentro de los equipos de superficie se destacan los observados en el **Figura 14** entre otros:

Figura 14. Componentes de superficie del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible.



Fuente. VON FLATERN, Rick. Schlumberger. Serie de artículos introductorios. Bombas eléctricas sumergibles. 2015. p. 63. Modificado por las autoras.

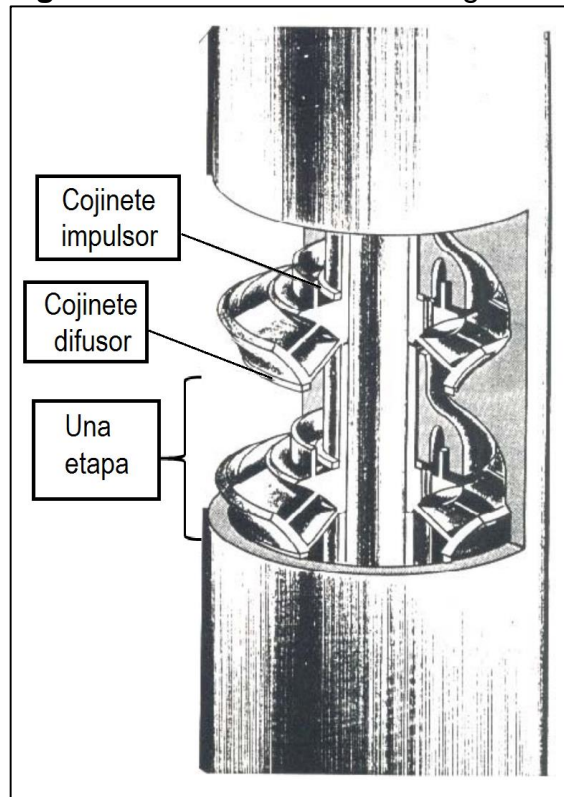
- **Accionamientos y controladores eléctricos:** se encargan de proteger los sistemas, para esto, interrumpen la energía cuando no se mantienen los límites de operación normales. Entre estos elementos se encuentran los siguientes:
 - ✓ **Variadores de frecuencia:** estos elementos acondicionan la corriente eléctrica, transmiten la energía eléctrica hasta el sistema de bombeo electrosumergible, con estos se puede controlar el desempeño de la bomba remotamente, además disminuyen la vibración de la bomba aumentando así la eficiencia del motor.
 - ✓ **Controladores y accionadores de unidades programables:** mantienen el flujo de electricidad adecuado para el motor de la bomba. Los principales controladores son los tableros de distribución de frecuencia fija, los de arranque suave y los variadores de velocidad.
- **Suministro de energía eléctrica:** los generadores eléctricos deben operar de acuerdo a su curva de comportamiento y soportar cambios repentinos de carga, siempre y cuando no exceda los límites de su curva; a parte de estos, contienen transformadores eléctricos que convierten la tensión de la fuente en la tensión del motor de fondo requerida.
- **Sistema comercial de distribución de energía:** es un componente de superficie. Puede necesitar un transformador para convertir la electricidad a través

de las líneas comerciales de energía eléctrica, con el fin de adaptarse a los requisitos de voltaje y amperaje del motor de la bomba.

➤ **Caja de venteo:** esta permite acceder al sistema eléctrico del cabezal para localizar daños y hacer revisiones periódicas, además permite la desconexión del cabezal desde superficie ya sea para intervenciones o una reparación de pozo.

2.1.3.4 Funcionamiento de la bomba. La bomba de este sistema es centrífuga de múltiples etapas apiladas. El número de etapas es determinado por las condiciones operativas del pozo y el diseño de la terminación. Cada etapa posee un impulsor (dinámico) rotativo y difusores estacionarios moldeados generalmente en hierro con alto contenido de níquel, esto para minimizar el daño por abrasión o por corrosión⁴⁵. En la **Figura 15** se puede apreciar la imagen de una bomba electrosumergible.

Figura 15. Bomba electrosumergible.



Fuente: ESP OIL. Bombeo Electrosumergible: Diseño, Optimización y Trouble Shooting. WorkShop International. 2004.

⁴⁵ Ibid.

Como ya se mencionó esta bomba trabaja a partir de etapas, las cuales son seleccionadas según la carga dinámica requerida para levantar una cantidad determinada de fluido, si por ejemplo se necesita levantar 3000 barriles de fluido, se tiene una carga dinámica de 4000 pies, y la bomba seleccionada levanta 20 pies por etapa, entonces $4000 \text{ pies} / 20 \text{ pies}$, es decir que se necesitan diseñar 200 etapas; estas etapas funcionan de la siguiente forma:

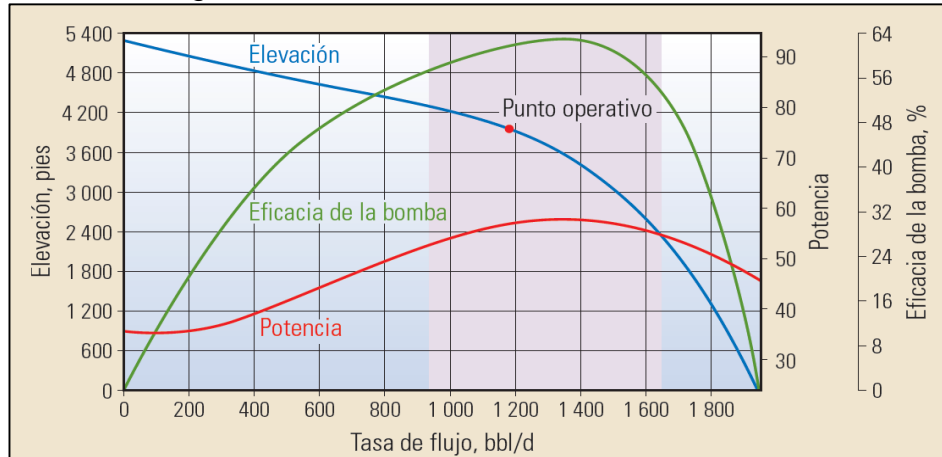
- **Etapas iniciales:** El fluido del pozo fluye hacia la primera etapa, pasa a través de un impulsor y se centrifuga radialmente hacia afuera, adquiriendo así energía cinética. Este proceso hace que el fluido posea una presión levemente más alta que cuando ingresó, debido a que cuando sale del impulsor, es forzado a hacer un giro brusco y se empieza a difundir, convirtiendo la energía cinética en presión.
- **Siguientes etapas:** Realiza el proceso anterior en otro impulsor y difusor.

El proceso anterior se repetirá de acuerdo al número de etapas asignado. Al pasar por todas las etapas de la bomba, el fluido adquirirá una presión de descarga designada o elevación desarrollada total, contando con la suficiente energía para fluir hacia la superficie del pozo.

Cada bomba posee una curva de desempeño, la cual es cuantificada de acuerdo a la relación entre la potencia, eficacia, tasa de flujo y elevación de la bomba con respecto a la tasa de flujo operativo. Existe un rango operativo para cada etapa en la bomba. Este rango operativo puede ayudar a analizar la vida productiva del pozo, determinando en qué momento la bomba no va a trabajar dentro del mismo y es necesario planificar el redimensionamiento de la misma o su reemplazo por otro sistema de levantamiento que soporte la misma tasa de flujo⁴⁶. La **Figura 16** muestra la curva de desempeño de una bomba en específico.

⁴⁶ VON FLATERN, Rick. Serie de artículos introductorios. Bombas eléctricas sumergibles [En línea].. 2015. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063BZ>

Figura 16. Curva de desempeño de una bomba electrosumergible.



Fuente. VON FLATERN, Rick. Schlumberger. Serie de artículos introductorios. Bombas eléctricas sumergibles. 2015. p. 64.

La curva anterior, es generada para representar la capacidad de una bomba para desplazar los fluidos y determinar el número de etapas de la bomba que serán necesarias para lograr la tasa de producción que se deseada.

La línea azul, indica la capacidad de elevación y muestra la cantidad de levantamiento a una tasa de flujo dada. La línea roja, indica los requisitos de potencia de la bomba, eso para un rango dado de capacidades de flujo. Estos provienen de las pruebas de desempeño de la bomba. La línea verde, indica la eficiencia de la bomba, la cual se calcula a partir de la elevación, la capacidad de flujo, el peso específico del flujo y la potencia. Punto rojo, indica el punto operativo de la bomba.

2.2 FALLAS

Las fallas en los pozos con sistemas de levantamiento artificial están asociadas generalmente a: la bomba en subsuelo, la tubería de producción o, si aplica, la sarta de varillas. Para el objeto de estudio, se tienen en cuenta las tres, y las fallas que presentaron los pozos que se seleccionaron para el desarrollo del proyecto.

Falla: cualquier evento que involucre el componente en donde ocurre la falla y que requiera que el personal de servicio extraiga o reemplace uno o más de estos componentes.

2.2.1 Fallas en la sarta de varillas. A continuación, se describen las diferentes fallas que se presentaron en los pozos y que se especificaron como fallas ocurridas en las varillas. La mayoría de las fallas en las varillas son asociadas a tensión o fatiga.⁴⁷

2.2.1.1 Fallas por tensión. Estas fallas ocurren en las varillas cuando la carga que ejercen, supera su límite de resistencia por tensión, esto se evidencia en la reducción de diámetro de una sección de la varilla. Este tipo de fallas se podrían evitar con constante monitoreo a su indicador de peso máximo, el cual no debería superar el 90% ⁴⁸. En la **Figura 17** se pueden observar varillas con daño por tensión, donde caracteriza un corte de 45° o con mitades de fracturas en cono y embudo.

Figura 17. Daño en varillas por tensión.



Fuente. Norris/A Dover Company. Análisis de fallas de varillas de bombeo. 2007. p 4.

2.2.1.2 Fallas por fatiga. Estas fallas se producen progresivamente, comenzando por pequeñas grietas causadas por elevadores de esfuerzo que se propagan en dirección perpendicular a estos, debido a que en cualquier punto que haya presencia de disminución del área de sección transversal, se va a generar un esfuerzo mayor, hasta el momento en que se fractura la varilla.⁴⁹ En la **Figura 18** se pueden observar dos varillas con daño por fatiga en un pozo con sistema de levantamiento artificial PCP.

⁴⁷ NORRIS /A DOVER COMPANY. Análisis de las fallas de las varillas de Bombeo [En línea].. 2000-2007. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <http://www.npsportal.com/File%20Library/Norris/Resources/Technical%20Information/Sucker-Rod-Failure-analysis-Brochure--2007----Spanish.pdf>>

⁴⁸ Ibid. p. 4-5.

⁴⁹ Ibid. p. 5.

Figura 18. Daño en varillas por fatiga.



Fuente. Norris/A Dover Company. Análisis de fallas de varillas de bombeo. 2007. p 4.

2.2.1.3 Fallas de diseño y operación.⁵⁰ El desgaste de las varillas puede evidenciar diferentes causas que se relacionan a su diseño, indican cargas compresoras de la varilla, hoyos desviados, golpeteo del émbolo contra el fluido, interferencia del gas, varillas de bombeo sometidas a mucho esfuerzo, tubos sin anclar o anclados inadecuadamente, o alguna combinación de lo anterior.

Para prevenir las fallas de las varillas, es primordial su diseño; el cual depende de diversas variables como lo son: la profundidad, volúmenes de fluido, tamaños y configuraciones de las bombas, longitudes de las carreras, velocidades de bombeo, etc. La persona que realice el diseño debe estar capacitada para ello y tener en cuenta las condiciones de cada pozo, de lo contrario, el diseño será causa de fallas a futuro.

No solo se requiere un buen diseño inicial, sino que también un permanente monitoreo ya que si alguna de las condiciones precedentes cambia, se debe evaluar nuevamente el diseño del sistema de levantamiento artificial, de lo contrario, este puede fallar.

➤ **Desgaste abrasivo:** se da por el contacto con la sarta de tubería de producción, removiendo progresivamente el metal superficial, lo cual deja la varilla expuesta a corrosión. Este desgaste se da principalmente pozos desviados. En la **Figura 19** se muestran unas varillas con desgaste abrasivo.

⁵⁰ Ibid. p. 5-8.

Figura 19. Daño en varillas por desgaste abrasivo.



Fuente. Norris/A Dover Company. Análisis de fallas de varillas de bombeo. 2007. p 6.

2.2.1.4 Fallas mecánicas.⁵¹ Son responsables casi todas las fallas de la sarta de varillas. Éstas incluyen todos los tipos de fallas, excepto las dadas por corrosión y defectos de fabricación. Depende de muchas variables, por ejemplo: esfuerzo máximo, ambiente de operación, química de la varilla, tipo de tratamiento con calor, margen de esfuerzo y tipo de daño. Las fallas se pueden dar por diseño ineficaz del elevador artificial, procedimientos inadecuados de cuidado, manipulación, montaje y desconexión, prácticas de operación, etc.

➤ **Fallas de la varilla por flexión:** se dan cuando se excede la tolerancia de rectitud de la varilla, causando un aumento del esfuerzo local en el punto flexión durante una carga aplicada. Cuando se excede continuamente la resistencia a la rotura del material, que se da cuando se está realizando el bombeo, la varilla sufre unas fisuras por esfuerzo en el lado donde se esté dando la flexión. Estas fisuras pueden progresar hasta que se fracture la varilla. En la **Figura 20** se muestra el daño en una varilla por flexión. Se identifican por la superficie angular de la fractura diferente a 90°.

⁵¹ Ibid. p. 8-14.

Figura 20. Daño en varillas por flexión.



Fuente. Norris/A Dover Company. Análisis de fallas de varillas de bombeo. 2007. p 9.

➤ **Fallas por daños superficiales:** los daños superficiales aumentan el esfuerzo durante las cargas aplicadas, lo que conlleva a una falla de la sarta. Las varillas de bombeo con aparente daño en la superficie, no deben ser usadas y se deben reemplazar inmediatamente. Cuando se pone en contacto metal con metal, se puede llegar a un daño lo que finalmente sería un motivo de falla por daño superficial. En la **Figura 21** se observa el daño debido a los elevadores de las varillas. Luego de un periodo de servicio, los asientos del elevador se desgastan y forman una forma oval, en lugar de la forma típica que tiene la varilla redonda.

Figura 21. Daño en varillas por daños superficiales.



Fuente. Norris/A Dover Company. Análisis de fallas de varillas de bombeo. 2007. p 10.

➤ **Fallas de conexión:** debido a que la resistencia de conexión de las varillas de la bomba es baja, si se somete a cargas altas cíclicas a las varillas, suele haber desconexión. Se debe tener en cuenta la máxima carga que se le puede hacer a las uniones pin (macho – hembra) de las varillas. En la **Figura 22** se muestran dos varillas con daño por desconexión, la de la izquierda por pérdida de desplazamiento y la de la derecha por torsión excesiva en la unión.

Figura 22. Daño en varillas por conexión.



Fuente. Norris/A Dover Company. Análisis de fallas de varillas de bombeo. 2007. p 12.

2.2.1.5 Fallas por corrosión.⁵² Aproximadamente el 75% de las fallas que se dan en las varillas son por la corrosión que generan los fluidos producidos en el pozo. La corrosión causa una especie de destrucción en la superficie debido a una reacción electroquímica ocurrida entre el acero que se usa en la fabricación de las varillas y el medio ambiente al cual éstas están sometidas. Al darse la corrosión, el material cambia a su condición básica, es decir al mineral.

El agua que está presente en el reservorio, a menudo contiene impurezas y gases disueltos. Por ejemplo, los gases ácidos de dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S), contienen una solubilidad alta por lo que se disuelven de manera rápida en el agua y disminuyendo el potencial de hidrógeno (pH) de la misma. Valores bajos de pH del agua, representarán mayor acidez, es decir, mayor capacidad de corrosión. Entre haya más cantidad de estos gases en el agua, su capacidad de corrosión aumentará.

Algunos ambientes del pozo corrosivos, no tienen mayor impacto en la falla de la varilla, pues su tasa de penetración no es significativa. La tasa de penetración es

⁵² Ibid. p. 15-18.

registrada en milímetros (mm) de pérdida de espesor por año (MPY). En la **Figura 23** se muestra daño por corrosión debido a la presencia de CO₂.

Figura 23. Daño en varillas por corrosión dada por CO₂.



Fuente. Norris/A Dover Company. Análisis de fallas de varillas de bombeo. 2007. p 16.

El tamaño de la picadura, depende de tres factores: carga, tipo de material y dureza, estas son cruciales para evaluar que tan perjudicial será o es el problema. Los materiales más blancos con esfuerzos de varilla bajos, tolerarán picaduras más grandes que los materiales duros con esfuerzo de varilla más altos.

El CO₂ al entrar en contacto con el agua, forma el ácido carbónico, quien reduce el pH del agua. Este tipo de ácido es muy agresivo, generando pérdida rápida del metal, erosionando completamente las varillas de bombeo y los acoples.

La corrosividad del agua aumenta a medida que lo hace la concentración de cloruros en ella. Un inhibidor de corrosión no es tan eficaz cuando hay pozos con alta concentración de cloruros. En la **Figura 24** se muestra una varilla con daño por corrosión debido a los cloruros presentes en el agua de producción, los cuales aumentan la corrosividad de la misma.

Figura 24. Daño en varillas por corrosión dada por cloruros.



Fuente. Norris/A Dover Company. Análisis de fallas de varillas de bombeo. 2007. p 17.

La corrosión por H_2S se da porque éste compuesto al ser un ácido, se da corrosión directa. Genera un segundo agente de corrosión, que es la incrustación de sulfuro de hierro. Ésta es altamente insoluble y catódica al acero, acelerando las tasas de penetración de la corrosión. Un tercer agente es la friabilidad del hidrógeno, que hace que la superficie de la fractura tenga una apariencia granular. En la **Figura 25** se muestran unas varillas con daño debido a la corrosión por H_2S , las tres de la izquierda poseen corrosión localizada y las dos de la derecha corrosión adelgazadora por corrosión por depósito de incrustaciones.

Figura 25. Daño en varillas por corrosión dada por H_2S .



Fuente. Norris/A Dover Company. Análisis de fallas de varillas de bombeo. 2007. p 18.

2.2.2 Fallas en la tubería de producción. ⁵³ A continuación, se describen las diferentes fallas que se presentaron en los pozos y que se especificaron como fallas ocurridas en la tubería de producción. La mayoría de las fallas en la tubería asociadas a desgaste y fricción.

2.2.2.1 Falla por fatiga. Ocurre cuando se somete la tubería a esfuerzos repetidos y así se disminuye la resistencia mecánica de la misma. Cuando se deforma plásticamente la tubería, se producen inicialmente micro fracturas que con el tiempo se propagan con cada esfuerzo haciendo que se rompa la tubería.

2.2.2.2 Falla por desgaste. Ocurre por dos razones, cuando la fricción entre las varillas y la tubería de producción ha generado que la última presente disminución de su diámetro y cuando se producen fluidos que generan abrasión debido a su velocidad, cantidad de flujo y tamaño y forma de las partículas que se produzcan con los fluidos provenientes del reservorio.

2.2.2.3 Falla por corrosión. Este tipo de fallas se asemeja a las que se explicaron previamente en las fallas en la sarta de varillas. Los fluidos provenientes del reservorio, contienen compuestos que al entrar en contacto con la tubería de producción generan corrosión y con esto disminución en el diámetro interno de la tubería, lo que en el futuro podría generar colapsos de la misma.

2.2.3 Fallas en la bomba. A continuación, se describe la falla que ocurrió en el Pozo BP1 en la bomba.

2.2.3.1 Falla por atascamiento. Ocurre cuando en la producción de fluidos del reservorio, especialmente en campos maduros, se produce también una cantidad elevada de sólidos, en el caso del proyecto, arena. Por tal motivo, se genera un atascamiento en la bomba, generándose un bloqueo y evitando que funcione de manera normal evitando el flujo de dichos fluidos a superficie.

⁵³ SERRANO, Robert *et/ al.* Fallas en tubería de producción. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos [En línea]. 2010. [Consultado en julio 2017]. Disponible en <URL: <https://vdocuments.site/documents/fallas-en-tuberia-de-produccion.html>>

3. MATRIZ DE SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

A continuación, se realiza una breve descripción de la matriz de selección proporcionada por Compañía Operadora con la cual se selecciona el sistema de levantamiento artificial que más se acerca a la necesidad del pozo, de acuerdo a diferentes características del mismo y del fluido proveniente del reservorio.

Dicha matriz, es usada en los pozos más críticos como indicativo del mejor sistema de levantamiento artificial que se crea conveniente para el pozo. Se describe la matriz, pues es importante que el resultado de la misma sea un sistema de levantamiento bombeo electrosumergible, para darle cumplimiento al objetivo del proyecto.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA MATRIZ

La matriz está diseñada para la selección del sistema de levantamiento artificial, por lo mismo está dirigida a las áreas de perforación y completamiento. Funciona tanto para cambios de sistema de levantamiento artificial como para selección del que se instalará en un pozo nuevo, de ser necesario.

Se tienen en cuenta los siguientes sistemas de levantamiento para la evaluación:

- Bombeo mecánico.
- Bombeo electrosumergible.
- Bombeo de cavidades progresivas.
- Arreglo bombeo de cavidades progresivas y electrosumergible
- Bombeo hidráulico

3.2 VARIABLES DE LA MATRIZ

La matriz trabaja con diferentes variables que aplican para la selección del sistema de levantamiento. Teniendo que en cuenta lo anterior y sabiendo que existen muchas variables que afectan el comportamiento del pozo en el momento de la producción con sistemas de levantamiento artificial, solo se tendrán en cuenta algunos y se realizará su respectiva descripción.

3.2.1 Grupo. Muestra las condiciones que hagan referencia a:

- Yacimiento, Campo, producción y pozo.
- Propiedades de los fluidos
- Superficie
- Sistema

- Inversión y costos

3.2.2 Condición. Muestra cada característica de acuerdo al grupo al que esté.

Dentro del grupo Yacimiento, Campo, producción y pozo:

- Número de pozos por locación: indica el número de pozos que están o estarán instalados en una misma locación.
- Caudal de producción: indica el caudal de agua y de aceite que se espera producir o se está produciendo.
- Profundidad de asentamiento (TVD): indica la profundidad de asentamiento de la bomba.
- Diámetro del casing: indica el diámetro del casing en donde se encuentra asentada la bomba.
- Inclinación del pozo: indica la desviación del pozo en la profundidad de asentamiento de la bomba.
- Dogleg: indica el dogleg más alto por el cual debe pasar la bomba en su corrida.
- Temperatura fondo de pozo: indica la temperatura de los fluidos en la profundidad de asentamiento de la bomba.
- Presión de entrada a la bomba: indica la presión fluyente esperada o actual a nivel de la bomba.
- Intake de la bomba: hace referencia a la posibilidad de refrigeración del sistema de levantamiento artificial por movimiento de fluidos.
- Completamiento: indica la posibilidad de instalar dos o más sistemas de levantamiento en el mismo pozo.
- Recobro: indica la posibilidad de operar el sistema de levantamiento artificial en las tres etapas del recobro mejorado.

Dentro del grupo de propiedades de los fluidos:

- Corte de agua: indica el corte de agua que tiene el pozo o campo.
- Gravedad API: indica la gravedad API que tiene el pozo o campo.
- Fluido corrosivo: indica la presencia de agentes corrosivos en el pozo o campo.
- Arena abrasiva: indica la presencia de arena abrasiva en el pozo o campo.
- GLR: indica la presencia de gas en el pozo.
- Contaminantes: indica la presencia de contaminantes durante la operación.
- Tratamiento químico: indica si se hace o se hará algún tipo de tratamiento químico durante la operación.

Dentro del grupo de superficie:

- Locación: indica la locación de las instalaciones.

- Potencia del sistema: indica la fuente de energía disponible para energizar el sistema de levantamiento artificial.
- Cárcamo: indica si es posible utilizar un cárcamo en la aplicación del sistema de levantamiento artificial.

Dentro del grupo sistema:

- Runlife: indica el Runlife esperado de manera realista.
- Mantenimiento: indica la facilidad y simplicidad relativa para el mantenimiento periódico en superficie comparado con los otros sistemas de levantamiento artificial.
- Instalación – Field Service: indica el nivel de facilidad relativa para realizar una instalación eficientemente del sistema de levantamiento artificial comparados con los otros sistemas de levantamiento artificial.
- Operatividad: indica el nivel de facilidad relativa para operar eficientemente el sistema de levantamiento artificial comparado con los otros sistemas de levantamiento artificial.

Dentro del grupo inversión y costos:

- Inversión inicial de capital: indica el valor relativo al costo de la inversión inicial comparado con otros sistemas de levantamiento artificial.
- Costo de mantenimiento (F): indica el valor relativo al costo de mantenimiento de los equipos de fondo comparado con otros sistemas de levantamiento artificial.
- Costo de mantenimiento (S): indica el valor relativo al costo de mantenimiento de los equipos de superficie comparado con otros sistemas de levantamiento artificial.
- Tiempo de intervención: indica el valor relativo de la duración del tiempo de espera para intervenir el sistema de levantamiento artificial así como el tiempo de intervención del pozo, comparado con otros sistemas de levantamiento artificial.
- Eficiencia: indica el valor relativo de eficiencia energética del sistema de levantamiento artificial comparado con los otros sistemas.

3.2.3 Especificación. Muestra las opciones que se pueden dar para condición.

3.2.4 BP. Muestra el valor en la escala de desempeño para el bombeo mecánico.

3.2.5 ESP. Muestra el valor en la escala de desempeño para el bombeo electrosumergible.

3.2.6 PCP. Muestra el valor en la escala de desempeño para el bombeo por cavidades progresivas.

3.2.7 ESPCP. Muestra el valor en la escala de desempeño para el arreglo de bombeo electrosumergible y por cavidades progresivas.

3.2.8 BH. Muestra el valor en la escala de desempeño para el bombeo hidráulico.

3.3 VALORES EN LA ESCALA DE DESEMPEÑO PARA CADA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

De acuerdo las condiciones y especificaciones del pozo o campo anteriormente mencionadas, se le da un valor de 1 a 4 a cada sistema de levantamiento artificial, de acuerdo a la escala de desempeño así:

Valor 1. La especificación de la condición evaluada afecta enormemente el desempeño o la viabilidad técnica y/o económica del sistema de levantamiento artificial calificado. El sistema no se recomienda.

Valor 2. La especificación de la condición evaluada hace que el sistema de levantamiento artificial calificado tenga un bajo desempeño o viabilidad técnica y/o económica. Se sugiere la evaluación de datos y opciones técnicas en el sistema.

Valor 3. La especificación de la condición evaluada hace que el sistema de levantamiento artificial calificado tenga un buen desempeño o viabilidad técnica y/o económica. El sistema es recomendado, sin embargo se sugiere verificar opciones técnicas que lo hagan más apropiado.

Valor 4. La especificación de la condición evaluada es la ideal para el desempeño o la viabilidad técnica y/o económica del sistema de levantamiento artificial calificado. El sistema es recomendado.

La **Tabla 1** muestra los valores en la escala de desempeño del grupo yacimiento, campo producción y pozo en la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial.

Estos valores de desempeño son específicos para cada sistema de levantamiento artificial. Según el valor que cada uno de ellos tenga, se indica el desempeño que tiene bajo la condición y especificación que se está evaluando.

Tabla 1. Valor en la escala de desempeño del grupo yacimiento, campo producción y pozo.

CONDICIÓN	ESPECIFICACIÓN	BP	ESP	PCP	ESPCP	BH
Número de pozos por locación	1	4	4	4	4	4
	2 a 7	4	4	4	4	4
	>7	2	4	4	4	4
Caudal de producción	<200 BFPD	4	1	4	4	4
	200 a 500 BFPD	4	2	4	4	4
	500 a 1000 BFPD	4	3	3	3	4
	1000 a 3000 BFPD	2	4	3	3	4
	>3000 BFPD	1	4	1	1	3
Profundidad de asentamiento (TVD)	<4000 ft	4	4	4	4	4
	4000 a 6000 ft	3	4	3	3	4
	6000 a 8000 ft	2	4	2	2	4
	>8000 ft	1	4	1	1	4
Diámetro del casing	4 1/2	4	2	3	3	2
	5 1/2	4	3	3	3	3
	7	4	4	4	4	4
	>= 9 5/8	4	4	4	4	4
Inclinación del pozo	Vertical <10°	4	4	4	4	4
	10° < desviado < 40°	3	4	3	4	4
	40° < desviado < 80°	2	4	2	4	4
	80° < horizontal < 90°	2	4	2	4	3
Dogleg	<3° / 100ft	4	4	4	4	4
	3 a 6° / 100ft	3	4	3	4	4
	6 a 10° / 100ft	1	3	1	2	4
	>10° / 100ft	1	2	1	2	2
Temperatura de fondo de pozo	<220 °F	4	4	4	4	4
	220°F a 320°F	4	4	3	3	4
	>320 °F	4	3	1	2	3
Presión de entrada a la bomba	<10 psi	4	1	1	1	1
	10 psi a 30 psi	4	2	2	2	1
	30 psi a 350 psi	4	4	4	4	2
	>350 psi	4	4	4	4	3
Intake de la bomba	Arriba de perforados	4	4	4	4	4
	Debajo de perforados	4	2	3	2	2
Completamiento	Simple	4	4	4	4	4
	Dual o múltiple	1	4	1	1	1
Recobro	Primario	4	4	4	4	4
	Secundario	4	4	4	4	4
	Terciario	4	3	2	2	3

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA. Matriz de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial. 2016.

A continuación la **Tabla 2** muestra los valores en la escala de desempeño del grupo propiedades de los fluidos en la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial.

Tabla 2. Valores en la escala de desempeño del grupo propiedades de los fluidos.

CONDICIÓN	ESPECIFICACIÓN	BP	ESP	PCP	ESPCP	BH
Corte de agua	0% a 25%	4	4	4	4	4
	25% a 80%	4	4	4	4	4
	80% a 100%	4	4	3	3	4
Gravedad API	<15 °API	4	3	3	3	2
	15 a 25 °API	4	4	4	4	3
	>25 °API	4	4	4	4	4
Fluido corrosivo	Si	2	3	2	2	3
	No	4	4	4	4	4
Arena abrasiva	<100 ppm	4	4	4	4	4
	100 a 1000 ppm	3	3	4	4	3
	>1000 ppm	2	2	4	4	1
GLR	<500 scf/stb	3	3	4	4	4
	500 a 2000 scf/stb	3	2	4	4	2
	>2000 scf/stb	2	2	4	4	1
Contaminantes	Ninguno	4	4	4	4	4
	Scale / Parafina / Asfaltenos	3	3	4	4	2
Tratamiento químico	Ninguno	4	4	4	4	4
	Inhibidor de incrustación / Corrosión	4	4	4	4	2
	Solventes	4	3	3	3	3
	Ácidos	3	2	1	1	2

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA. Matriz de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial. 2016.

A continuación la **Tabla 3** muestra los valores en la escala de desempeño del grupo superficie en la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial.

Tabla 3. Valores en la escala de desempeño del grupo superficie.

CONDICIÓN	ESPECIFICACIÓN	BP	ESP	PCP	ESPCP	BH
Locación	Onshore	4	4	4	4	4
	Offshore	1	4	1	4	3
	Acceso restringido	2	2	2	2	2
Potencia del sistema	Red eléctrica	4	4	4	4	4
	Generación propia del pozo (GAS)	4	2	2	2	4
	Motor diesel	4	3	3	3	4
Cárcamo	Si	1	4	3	4	3
	No	4	4	4	4	4

Fuente. COMPANÍA OPERADORA. Matriz de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial. 2016.

A continuación la **Tabla 4** muestra los valores en la escala de desempeño del grupo sistema en la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial.

Tabla 4. Valores en la escala de desempeño del grupo sistema.

CONDICIÓN	ESPECIFICACIÓN	BP	ESP	PCP	ESPCP	BH
Runlife	>1100 días	3	4	3	2	2
	365 a 1100 días	4	4	3	3	3
	0 a 365 días	4	4	4	4	4
Mantenimiento	Mtto de superficie	4	4	3	4	3
Instalación - Field Service	Instalación (Facilidad)	4	3	3	3	3
Operatividad	Facilidad de operación	4	3	3	3	3

Fuente. COMPANÍA OPERADORA. Matriz de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial. 2016.

A continuación la **Tabla 5** muestra los valores en la escala de desempeño del grupo inversión y costos en la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial.

Tabla 5. Valores en la escala de desempeño del grupo inversión y costos.

CONDICIÓN	ESPECIFICACIÓN	BP	ESP	PCP	ESPCP	BH
Inversión inicial de capital	Inversión inicial	3	3	4	3	2

Tabla 5. (Continuación)

CONDICIÓN	ESPECIFICACIÓN	BP	ESP	PCP	ESPCP	BH
Costo de mantenimiento	Superficie	4	4	3	4	2
	Fondo	4	3	3	3	4
Tiempo de intervención	Producción diferida	4	3	3	3	4
Eficiencia	Eficiencia energética	3	3	4	3	2

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA. Matriz de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial. 2016.

3.4 FUNCIONAMIENTO DE LA MATRIZ

De acuerdo a la información que se tenga del pozo a estudiar, se ingresan los datos que nos indica la matriz, ésta realiza una ponderación dándole mayor importancia a ciertos parámetros y se va actualizando de acuerdo a la cantidad de datos que se ingresen en la misma.

3.5 EVALUACIÓN FINAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Después de ingresar los datos la matriz indicará qué sistema de levantamiento artificial es apropiado para el pozo así:

- **BP.** El sistema a instalar en el pozo es Bombeo Mecánico.
- **ESP.** El sistema a instalar en el pozo es Bombeo electrosumergible.
- **ESPCP.** El sistema a instalar en el pozo es Bombeo electrosumergible con arreglo de cavidades progresivas.
- **BH.** El sistema a instalar en el pozo es Bombeo Hidráulico.

Además, la matriz agrega un comentario de acuerdo a las condiciones operativas que se evaluaron en la misma.

- **El SLA es apropiado para el pozo. Recomendado.** Es decir que el sistema de levantamiento artificial es apropiado para implementarlo en el pozo sin restricción.
- **El SLA es apropiado para el pozo.** Considerar mejoras técnicas antes de proceder. Es decir el sistema es adecuado a pesar de no existir ninguna condición que afecte su aplicación, se recomienda estudiar mejoras técnicas o precauciones operacionales antes de operarlo. Dichas mejoras están relacionadas a alguna propiedad en específico que tenga el pozo, en este caso factores que afecten la eficiencia del sistema o la producción del mismo.

- **Se deben implementar mejoras tecnológicas para poder operar este SLA en el pozo.** Es decir que la aplicación de este sistema no es recomendada, pero se puede usar si otro sistema de levantamiento artificial no es viable o no está disponible. Se debe proceder con precaución y estudiando mejoras técnicas y operacionales que minimicen el riesgo de falla.
- **El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda.** Es decir que una o varias de las condiciones impide la correcta aplicación de este sistema de levantamiento artificial. Esta condición ocurre cuando el pozo se ha evaluado con diferentes sistemas de levantamiento artificial y no trabaja con ninguno idealmente.

La matriz indica el sistema que mejor se acomode a las condiciones de operación tanto del pozo, como del campo. Así mismo, entrega un cuadro donde indica cinco opciones de sistema de levantamiento a instalar así como el comentario respectivo. El cuadro muestra la lista del uno (1) al cinco (5), donde uno es la primer opción que se debe tener en cuenta y cinco la última. Esto se puede observar en **Cuadro 1** donde se indican los resultados de un Pozo cualquiera evaluado.

Cuadro 1. Resultado de la evaluación de un Pozo cualquiera en la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial.

RANKING	SISTEMA	COMENTARIO
1	ESP	Se deben implementar mejoras tecnológicas para poder operar este SLA en el pozo.
2	BH	Se deben implementar mejoras tecnológicas para poder operar este SLA en el pozo.
3	BP	El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda.
4	PCP	El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda.
5	ESPCP	El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda.

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Matriz de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial. 2016.

El ejemplo del **Cuadro 1** muestra que el mejor sistema de levantamiento artificial a instalar en el pozo es ESP debido a que se encuentra en el número uno (1) en el Ranking de selección e importancia, así mismo indica el comentario y lo que se debe realizar de acuerdo a las condiciones operativas del pozo y/o del campo. Si no es posible instalar este sistema en el pozo, se procede al número dos (2) en el Ranking y así sucesivamente teniendo en cuenta los comentarios de cada uno.

4. SELECCIÓN DE POZOS CRÍTICOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

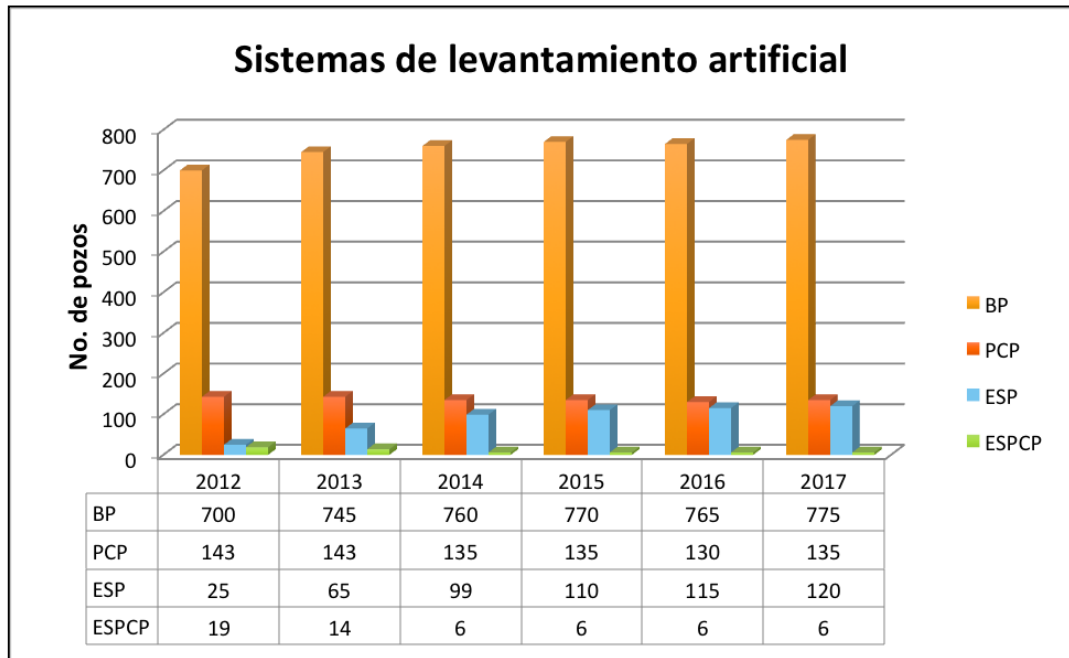
A continuación, se explica el procedimiento que se llevó a cabo para seleccionar los pozos críticos del Campo La Cira Infantas, reflejando la magnitud de fallas e intervenciones que han tenido los pozos en el periodo abarcado desde el 2013 hasta el 2016.

En el Campo La Cira infantas actualmente se utilizan cuatro métodos de levantamiento artificial (BP, PCP, ESP y ESPCP) de los cuales BP y PCP han sido los más utilizados durante los últimos diez años en el campo.

En la base de datos brindada por la Compañía Operadora se pueden encontrar todos los pozos del campo que han presentado fallas o se han tenido que intervenir por diversas causas, y sus respectivas fechas de intervención.

En la **Gráfica 3** se muestra la distribución de sistemas de levantamiento artificial que ha tenido el campo La Cira Infantas durante los últimos cuatro años.

Gráfica 3. Distribución de sistemas de levantamiento artificial Campo La Cira Infantas.



Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA. Base de datos LCI. 2016. Modificado por las autoras.

Para entender el comportamiento de cada sistema de levantamiento artificial, es importante concebir varios factores que se mencionan a lo largo del capítulo,

enfocando el estudio principalmente a bombeo electrosumergible, bombeo por cavidades progresivas y bombeo mecánico, dado que son los sistemas de interés para el proyecto. El primer factor a estudiar es el índice de pulling.

4.1 ÍNDICE DE PULLING

El índice de pulling es la relación que existe entre el número de intervenciones realizadas y el número de pozos en producción en el campo, como se muestra en la **Ecuación 1**. Mientras menor sea el índice de pulling de un sistema de levantamiento, será más conveniente para la compañía puesto que se incurre en menos gastos por intervenciones y además refleja que el sistema presenta menos problemas.

Ecuación 1. Índice de pulling.

$$\text{Índice de pulling (IP)} = \frac{\# \text{ Intervenciones realizadas}}{\# \text{ pozos en producción}}$$

Fuente. EDWARD, Rubiano, *et al.* Runlife Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. 2015. p 12.

Este índice refleja la necesidad que tiene cada pozo de ser intervenido según su sistema de levantamiento. Las intervenciones de los pozos del campo se cuantificaron por medio de tablas dinámicas teniendo en cuenta las siguientes razones que llevaron a intervenir el pozo:

- Fallas mecánicas.
- Fallas eléctricas.
- Rediseños.
- Workover.
- Cambio / Reparación en superficie.
- Registros.
- Flushing.
- Rediseño.
- Abandono.
- Registros

El índice de pulling se calculó con la fórmula anterior y los resultados están especificados en la **Tabla 6**.

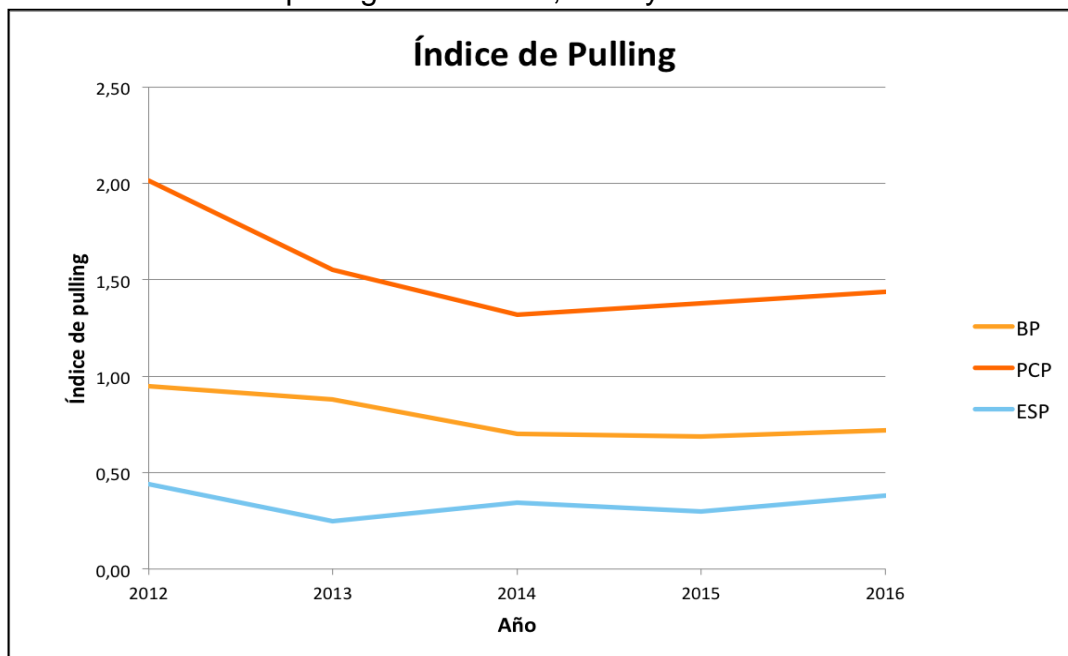
Tabla 6. Índice de pulling en pozos con BP, PCP y ESP en el Campo La Cira Infantas desde el 2012 hasta el 2017.

Año	BP			PCP			ESP		
	Pozos	Intervenciones	Índice de pulling	Pozos	Intervenciones	Índice de pulling	Pozos	Intervenciones	Índice de pulling
2012	700	665	0,95	143	288	2,01	25	11	0,44
2013	745	656	0,88	143	222	1,55	65	16	0,25
2014	760	534	0,70	135	178	1,32	99	34	0,34
2015	770	528	0,69	135	186	1,38	110	33	0,30
2016	765	549	0,72	130	187	1,44	115	44	0,38

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2017. Modificado por las autoras

Los resultados del índice de pulling también se encuentran reflejados en la **Gráfica 4.**

Gráfica 4. Índice de pulling VS año. BP, PCP y ESP.



Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2017. Modificado por las autoras.

En la **Gráfica 4** se evidencia que a través del tiempo el sistema de levantamiento que menos requiere de intervenciones es ESP, esta es una de las razones por las

que se convirtió en objetivo del proyecto. Por el contrario los sistemas BP y PCP presentan un índice de pulling considerable lo cual indica que se están teniendo problemas en el sistema, y a pesar de que se ha visto un decrecimiento en el índice, en el año actual su valor es aún representativo y requiere de solución.

Con el fin de determinar los problemas que conciernen a los sistemas de levantamiento artificial con mayor índice de pulling (BP y PCP) actualmente en el campo, se identificará la causa de cada una de sus intervenciones acumuladas en todo 2016 hasta marzo de 2017, para evidenciar la principal razón de que estos dos sistemas de levantamiento requieran intervenciones actualmente. En **Tabla 7** se presentan los resultados.

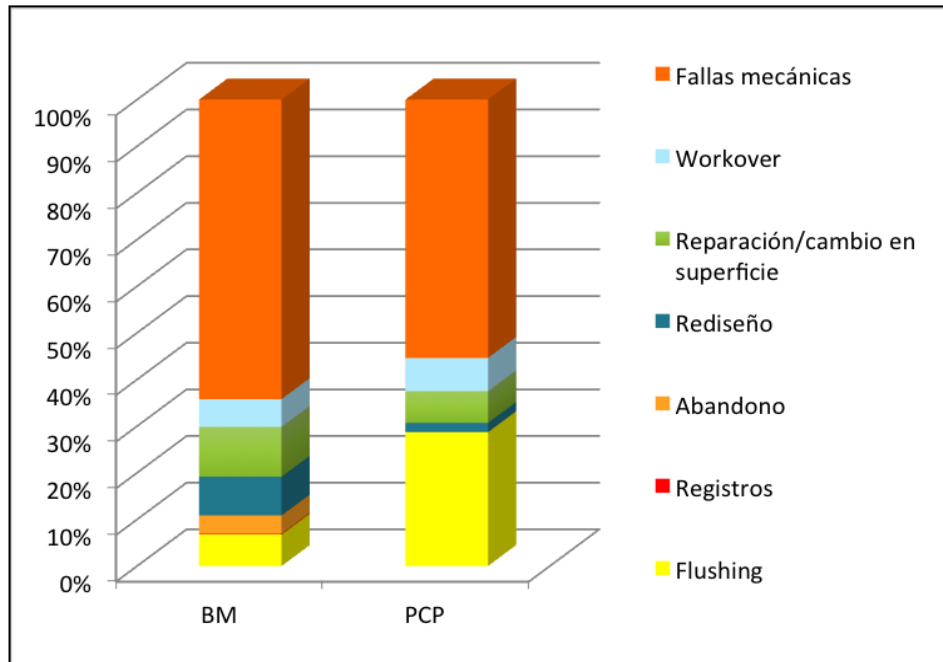
Tabla 7. Número de intervenciones del 2016 a abril del 2017.

NÚMERO DE INTERVENCIONES (2016 a 2017 (abril))							
SLA	FALLA MECÁNICA	FLUSHING	ABANDONO	REDISEÑO	CAMBIO/ REPARACIÓN EN SUPERFICIE	WORKOVER	REGISTROS
PCP	139	72	0	5	17	18	0
BP	409	43	25	53	68	38	1

Fuente. COMPañÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2017. Modificado por las autoras.

En la **Gráfica 5** se puede observar que la principal causa de intervención para los dos sistemas de levantamiento, son las fallas mecánicas, explicadas en el capítulo dos (2), es por esto que para continuar con el desarrollo de este capítulo se realiza un enfoque hacia el índice de falla (fallas mecánicas) para cada sistema de levantamiento artificial a estudiar (BP, ESP).

Gráfica 5. Principales causas de falla BP y PCP en el Campo La Cira Infantas.



Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2017. Modificado por las autoras

4.2 ÍNDICE DE FALLA

El índice de falla se define como la relación entre el número de fallas y el número de pozos activos calculado en 12 meses, como se muestra en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Índice de falla.

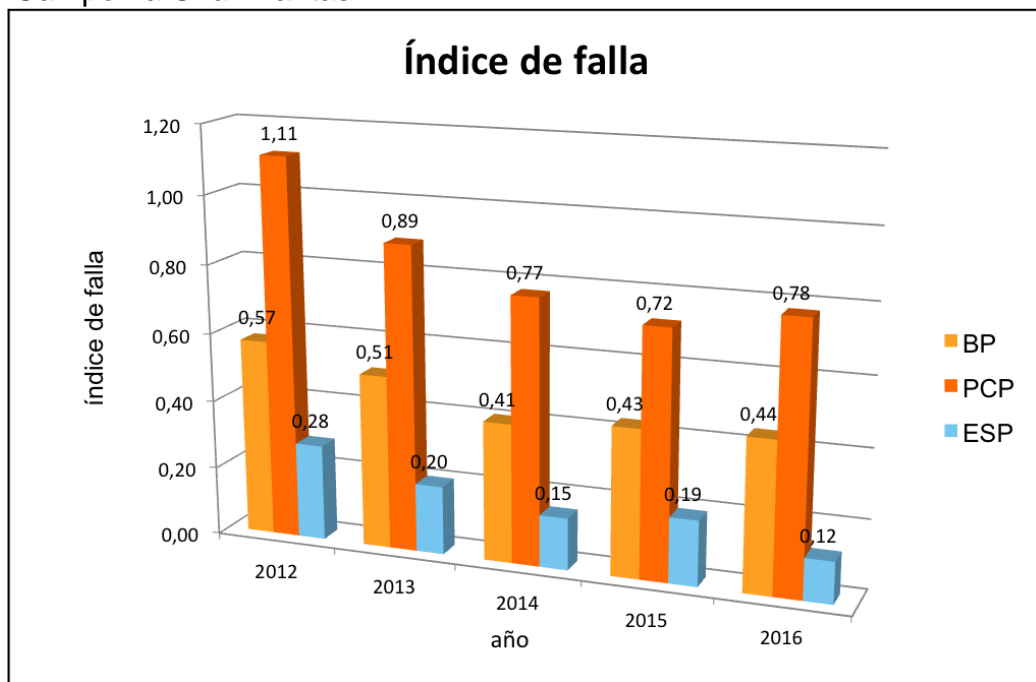
$$\text{Índice de falla} = \frac{\sum \text{fallas del sistema de levantamiento artificial}_{(1 \text{ año})}}{\# \text{ pozos activos}_{(1 \text{ año})}}$$

Fuente. EDWARD, Rubiano, *et al.* Runlife Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. 2015. p 12.

Para analizar el índice de falla en el campo por cada sistema de levantamiento artificial, se tiene en cuenta el bombeo electrosumergible para comparar los tres sistemas nuevamente.

En la **Gráfica 6** se puede observar que el comportamiento es similar al que se observa en el índice de pulling, esto es debido a que las fallas representan un alto porcentaje en las causas de las intervenciones, el bombeo electrosumergible presenta también en este caso un comportamiento favorable respecto a los otros dos sistemas, ya que tiene un índice de falla menor lo que significa que presenta menos fallas a lo largo de su funcionamiento.

Gráfica 6. Índice de falla VS año, en pozos con SLA BP, PCP y ESP del Campo La Cira Infantas.



Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA. Base de datos LCI. 2017. Modificado por las autoras.

Para determinar el causante predominante de las fallas mecánicas, se expone la magnitud de fallas que causó cada componente, teniendo en cuenta los datos de todo el 2016 y 2017 hasta abril.

A continuación, en la **Gráfica 7** se presentan los resultados de fallas mecánicas en el SLA bombeo mecánico.

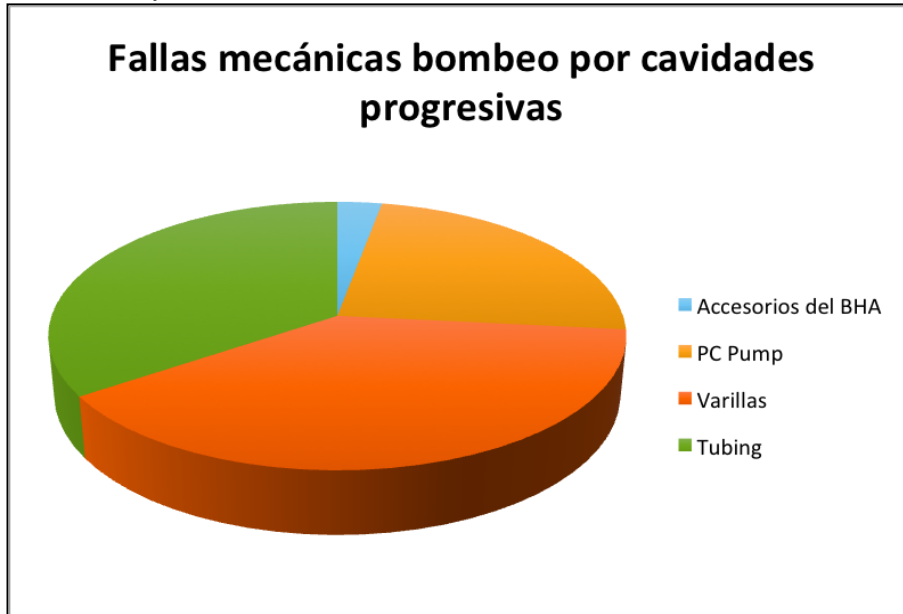
Gráfica 7. Fallas mecánicas bombeo mecánico en el Campo La Cira Infantas.



Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2017. Modificado por las autoras.

Así mismo, en la **Gráfica 8** se presentan los resultados de fallas mecánicas en el SLA bombeo por cavidades progresivas.

Gráfica 8. Fallas mecánicas bombeo por cavidades progresivas en el Campo La Cira Infantas.



Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2017. Modificado por las autoras.

Como se refleja en las **Gráficas 7** y **Gráfica 8**, la principal causante de fallas mecánicas es la varilla, es por esto que el bombeo electrosumergible, al no requerir de varillas en su composición, se convierte en un candidato prometedor.

Habiendo conocido el comportamiento de los sistemas de levantamiento artificial en el Campo La Cira Infantas, se procede a filtrar de la base de datos los pozos operados con bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas que hayan presentado fallas en los últimos años, para determinar los pozos más críticos del Campo La Cira Infantas.

4.3 POZOS CRÍTICOS

Se consideran como pozos críticos aquellos que fallan más de una vez en un periodo de 365 días. Se hace uso de las tablas dinámicas para contemplar el número de fallas para cada pozo en los últimos 3 años, posteriormente se organizan los pozos de más fallas a menos fallas. Para cada caso tomando los 10 primeros.

4.3.1 Pozos críticos con SLA bombeo mecánico. En la **Tabla 8** se especifica el número de fallas por pozo con SLA bombeo mecánico en los últimos tres años, sin tener en cuenta las intervenciones por limpieza del mismo.

Tabla 8. Número de fallas por pozo con SLA bombeo mecánico en 2015, 2016 y 2017.

POZO	2015	2016	2017	TOTAL GENERAL
BP 1	2	3	0	5
BP 2	1	3	1	5
BP 3	0	4	0	5
BP 4	2	3	0	5
BP 5	1	3	0	4
BP 6	2	1	1	4
BP 7	3	1	0	4
BP 8	1	3	0	4
BP 9	2	2	0	4
BP 10	2	1	1	4

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2017.
Modificado por las autoras

4.3.2 Pozos críticos con SLA bombeo por cavidades progresivas. En la **Tabla 9** se especifica el número de fallas por pozo con SLA bombeo mecánico en los últimos tres años, sin tener en cuenta las intervenciones por limpieza del mismo.

Tabla 9. Número de fallas por pozo con SLA bombeo por cavidades progresivas en 2015, 2016 y 2017.

POZO	2015	2016	2017	TOTAL GENERAL
PCP1	2	3	0	5
PCP2	1	3	1	5
PCP3	3	1	1	5
PCP4	1	2	1	4
PCP5	1	0	3	4
PCP6	2	2	0	4
PCP7	1	2	1	4
PCP8	2	2	0	4
PCP9	2	1	1	4
PCP10	2	1	0	3

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2017. Modificado por las autoras

Teniendo los pozos críticos del campo, se analizan sus propiedades en la Matriz de selección proporcionada por la Compañía Operadora, la cual indica el sistema de levantamiento artificial recomendado. Se muestran 5 resultados para cada sistema.

4.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL RECOMENDADO

Se obtuvieron los datos a partir de información suministrada por la Compañía Operadora como estados mecánicos y la base de datos, para posteriormente utilizar la matriz de Selección de levantamiento Artificial, en cada uno de los pozos determinados como “Pozos críticos” de BP y PCP anteriormente indicados.

A continuación, en la **Tabla 10** se presenta como fueron organizados los datos de los primeros cuatro pozos que se estudiaron para ingresarlos en la matriz explicada en el capítulo 3 de este proyecto.

Tabla 10. Tabla de datos suministrados en la matriz de selección de sistema de levantamiento artificial.

CONDICIÓN*	PCP 1	PCP 2	BP1	BP2
SLA actual	PCP	PCP	BP	BP
Pozos/Locación	2 a 7	2 a 7	2 a 7	2 a 7
Fluido (BFPD)	1.214	1480	818	1025
Profundidad de asentamiento de la bomba(ft)	3.846	3.726	5022	2749
Diámetro casing (in)	7	7	7	7
Inclinación	<10°	<10°	<10°	<10°
Dogleg (°)	5.96	2.7	2,83	0,77
Temperatura de fondo (°F)	115	112	110	120
Completamiento	Simple	Simple	Simple	Simple
Entrada bomba (psi)	93,28	86,17	20	20
Intake bomba	Arriba de perforados	Arriba de perforados	Arriba de perforados	Debajo de perforados
Recobro	Secundario	Secundario	Secundario	Secundario
Corte de agua (%)	0.91	0.93	0.81	0.89
Gravedad del crudo (°API)	22	22	22	24
Fluido corrosivo	Si	Si	Si	Si
Arena abrasiva	Si	No	Si	Si
Relación gas-liquido (GLR)	13,5	10,5	28,5	16,5
Tratamiento químico	Inhibidor corrosión	Inhibidor corrosión	Inhibidor corrosión	Inhibidor corrosión
Locación	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore
Potencia del sistema	Red eléctrica	Red eléctrica	Red eléctrica	Red eléctrica
Cárcamo	No	No	No	No
Runlife**	100	211	209	276
SLA PROPUESTO	ESP	ESP	ESP	ESP

*No se tienen en cuenta las condiciones: mantenimiento, instalación, operatividad, inversión, costo de mantenimiento, tiempo de intervención y eficiencia; debido a que en la matriz de selección de sistemas de levantamiento existe una única especificación para dichas condiciones.

**Ver Runlife promedio especificado en el capítulo 5.

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de Datos La Cira Infantas.

Al reemplazar los datos de la **Tabla 10** en la matriz de selección de sistema de levantamiento artificial, esta arrojó el resultado como se muestra en la **Cuadro 2**.

Cuadro 2. Resultado arrojado por la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial.

Técnicamente el sistema que mejor se acomoda a las condiciones del campo o pozo es:	
ESP	El SLA es apropiado para el pozo. Considerar mejoras técnicas antes de proceder.

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA. Matriz de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial. 2016.

Se obtuvo el mismo resultado para los cuatro pozos como se puede observar en la **Tabla 10** subrayado en rojo. Estos pozos evaluados (BP1, BP2, PCP1, PCP2) fueron los seleccionados para estudiar su composición y características actuales y posteriormente realizar los diseños de ESP.

Para fines de utilización y prueba de la matriz de selección de sistema de levantamiento artificial, se procede a seleccionar el SLA propuesto para los otros pozos críticos. Los resultados se observan en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Sistemas de levantamiento propuestos por la matriz.

POZO	SLA ACTUAL	SLA PROPUESTO
PCP1	PCP	ESP
PCP2	PCP	ESP
PCP3	PCP	ESPCP
PCP4	PCP	ESP
PCP5	PCP	ESP
BP1	BP	PCP
BP2	BP	ESP
BP3	BP	ESP
BP4	BP	ESP
BP5	BP	PCP

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Matriz de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial. 2016.

Habiendo determinado el sistema de levantamiento artificial más apropiado para cada pozo, se evidencia que en la mayoría de casos el sistema más adecuado es el bombeo electrosumergible. Lo anterior se debe principalmente a que los pozos estudiados tienen presiones en la entrada de la bomba significativas (de 30 a 350 psi) y sus bombas se encuentran arriba de perforados.

5. ANÁLISIS DE LOS CUATRO POZOS MÁS CRÍTICOS CON BP Y PCP DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS DE LOS CUATRO POZOS MÁS CRÍTICOS

Los pozos seleccionados luego de utilizar la base de datos y la matriz de selección de sistema de levantamiento artificial, son dos correspondientes a bombeo mecánico y dos correspondientes a bombeo por cavidades progresivas:

- Pozo BP1.
- Pozo BP2.
- Pozo PCP1.
- Pozo PCP2.

Para el análisis del comportamiento de cada pozo, se presenta el estado mecánico actual de cada pozo, se especifican sus características dinámicas y por último las fallas que se han presentado desde que empezó a producir con el sistema de levantamiento artificial actual hasta hoy, de acuerdo a la base de datos de la Compañía Operadora.

Una falla en un SLA resulta cuando este no cumple con su objetivo de llevar los fluidos a superficie. En la base de datos brindada por la Compañía Operadora, las fallas de cada SLA se clasifican en tres categorías:

- **Fallas SLA:** El sistema no cumple con su función debido a una falla ya sea eléctrica o mecánica de alguno de sus componentes en el SLA.
- **Fallas no SLA:** El sistema no cumple con su función debido a una falla en algún componente que no pertenece como tal al SLA (ej. Mallas de arena), o por condiciones del pozo como arenamiento ya que esto resulta en la obligación de levantar el SLA para realizar intervenciones de limpieza. En esta categoría también están los rediseños, o intervenciones por distintos contaminantes en el pozo.
- **No Fallas:** El sistema debe ser removido del pozo por razones diferentes a una falla como: Abandono de pozo debido a altos cortes de agua, baja producción que hace que el pozo no sea rentable, o workover para aislar zonas o reperforar.⁵⁴

En este capítulo se contemplarán únicamente las fallas SLA.

⁵⁴ LAURA, Labrador, *et al.* Runlife Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. SPE. Brasil, 2015. p. 6.

5.1 POZO BP1

El sistema de levantamiento se instaló el 27 de octubre del 2013 y se reportaron 4 fallas hasta en los últimos 3 años. El pozo falla más de una vez en un año, lo que nos indica que es un pozo crítico. A continuación, se muestra la información concerniente al pozo, su funcionamiento con el sistema de levantamiento artificial actual y la descripción de las fallas.

5.1.1 Estado mecánico del Pozo BP1. En el estado mecánico que se muestra en **Anexo A** se evidencia que el pozo tiene una profundidad de 5036 ft, su zona de perforados se encuentra entre 4.109 ft y 4.532 ft y la bomba mecánica está arriba de la zona de perforados a una profundidad de 4.050 ft.

5.1.2 Condiciones dinámicas del Pozo BP1. Actualmente el Pozo BP1 opera con las condiciones que se muestran en la **Tabla 12**. Dichas condiciones son el resultado de una simulación hecha en el software SROD suministrada por la Compañía Operadora.

Tabla 12. Condiciones del Pozo BP1.

NOMBRE DEL POZO	BP1		FECHA	15/11/2017
FONDO DE POZO				
	Stroke (in)	BPD con eficiencia al 100 %	BPD con eficiencia al 80 %	
NETO	165,5	410	328	
Tamaño de tubing (in)	3,5	Potencia de la bomba (hp)	33,08	
OTROS				
Profundidad de la bomba (ft)	4.065	Gradiente de tubing (psi/ft)	0,433	
Presión de entrada de la bomba (psi)	20	Demanda (kW) en 15 minutos	53.5	

Fuente. Simulador S-Rod brindado por la Compañía Operadora.

5.1.3 Especificación de fallas del Pozo BP1. A continuación se muestran los eventos significativos del Pozo BP1, lo que se observó y la solución que la empresa propuso. Se especifica cada falla en la **Tabla 13**, donde se indica el número de la falla, el tipo de falla, detalle de la falla, razón de la falla, Runlife y días sin producción del pozo.

Donde:

- **No. de falla:** número de falla en orden cronológico.
- **Tipo de falla:** mecánica, eléctrica, etc.
- **Detalle de la falla:** equipo donde ocurrió la falla.
- **Razón de la falla:** motivo por el que ocurrió la falla.
- **Runlife:** Días en los que el sistema de levantamiento funcionó hasta la falla.
- **Días sin producción:** hace referencia a los días que se detuvo la producción del pozo desde la falla hasta que se instaló de nuevo la bomba.

Tabla 13. Especificación de fallas Pozo BP1.

No. De falla	Tipo de falla	Detalle de la falla	Razón de falla	Runlife (días)	Días sin producción
1	Mecánica	Falla en bomba	Arena	131	11
2	Mecánica	Falla en la varilla	Corrosión	136	55
3	Mecánica	Tubería	Fricción	460	13
4	Mecánica	Varillas	Fricción/Corrosión	109	34
5	Mecánica	Varillas mala conexión	Fricción	209	20

Fuente. Base de datos Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

En el **Cuadro 3** se indica la observación que tuvo cada falla mencionada para el Pozo BP1 y además el procedimiento que se realizó para mitigar la falla.

Cuadro 3. Descripción de fallas y procedimiento de mitigación Pozo BP1.

No. de falla	Observación	Procedimiento
1	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Asiento desgastado por arena y roto. Los pedazos rompen el barril.	Se reemplaza la bomba.
2	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se observó varilla partida por corrosión. Se descarta fricción debido a que el centralizador estaba protegiendo la varilla en esta parte del desgaste mecánico.	Se reemplaza la varilla, se propone aplicar inhibidores de corrosión.

Cuadro 3. (Continuación)

No. de falla	Observación	Procedimiento
3	Se retiró el equipo para revisión ya que se estaba presentando una condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se observó tubing roto y desgastado por un solo lado.	Se cambia la tubería, se instala un rotador, el cual permite que la tubería no sufra la fricción por un solo lado hasta romperse.
4	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se observa varilla partida por fricción, corrosión solo en el área de falla. Se evidencia presencia de rotador.	Se debe remplazar la varilla, se propone el uso de centralizadores.
5	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Debido al completamiento del pozo, se observó desgaste en las conexiones de las varillas debido a la fricción.	Se decide hacer un rediseño del sistema de levantamiento debido a las fallas antes mencionadas.

Fuente. Base de datos Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

5.1.4 Resumen de fallas del Pozo BP1. A continuación en la **Tabla 14** se muestran los resultados aproximados de las fallas del Pozo BP1, indicando la falla más común, el lugar en el que ocurre y su razón; además también se muestra un promedio del Runlife de las bombas con la media aproximada de fallas, los días en que el pozo estuvo sin producción hasta que se obtiene el servicio del pozo y los días en total que se deja de producir. Esto anterior, para efectos financieros y un programa de intervenciones del mismo pozo en caso de seguir con el sistema de levantamiento artificial actual.

Tabla 14. Resumen de fallas del Pozo BP1.

POZO BP1	
Tipo de falla más común	Mecánica
Detalle de falla más común	Falla en la varilla
Razón de falla más común	Fricción / Corrosión
Promedio Runlife (días)	209
Promedio de días sin producción	27
Días totales sin producción	133

Como se puede ver en la **Tabla 14**, en el pozo ocurren más fallas en las varillas que en otra sección del mismo. La razón más común es fricción y corrosión, esto se debe al completamiento que tiene el pozo, lo que hace que las varillas estén en constante rozamiento con la tubería de producción ya sea por falta de centralizadores, por la pérdida de metal de los mismo debido a la corrosión generada por los fluidos provenientes del yacimiento o por una carga excesiva en la varilla lo que hace que las conexiones se desgasten.

5.2 POZO BP2

El sistema de levantamiento se instaló el 25 de marzo del 2009 y se reportaron 5 fallas en los últimos 3 años. El pozo falla más de una vez en un año, lo que nos indica que es un pozo crítico. A continuación, se muestra la información concerniente al pozo, su funcionamiento con el sistema de levantamiento artificial actual y la descripción de las fallas.

5.2.1 Estado mecánico del Pozo BP2. En el **Anexo B** se evidencia que el pozo tiene una profundidad de 3.082 ft, tiene dos zonas de perforados una va de 2.244 ft a 2.601 luego se encuentra la bomba a una profundidad de 2.600 ft y otra zona de perforados entre 2.610 ft y 2.719 ft.

5.2.2 Condiciones dinámicas del Pozo BP2. Actualmente el Pozo BP1 opera con las condiciones que se muestran en la **Tabla 15**. Dichas condiciones son el resultado de una simulación hecha en el software SROD suministrada por la Compañía Operadora.

Tabla 15. Condiciones del pozo BP2

NOMBRE DEL POZO	BP2	FECHA	15/11/2017
FONDO DE POZO			
	Stroke (in)	BPD con eficiencia al 100 %	BPD con eficiencia al 80 %
BRUTO	160,2	380	304
Tamaño de tubing (in)	3,5	Potencia de la bomba (hp)	24,15
OTROS			
Profundidad de la bomba (ft)	2.655	Gradiente de tubing (psi/ft)	0,433
Presión de entrada de la bomba (psi)	20	Demanda (kW) en 15 minutos	46,5

Fuente. Simulador S-Rod brindado por la Compañía Operadora.

5.2.3 Especificación de fallas Pozo BP2. A continuación se muestran los eventos significativos del Pozo BP1, lo que se observó y la solución que la empresa propuso. Se especifica cada falla en la **Tabla 16**, donde se indica el número de la falla, el tipo de falla, detalle de la falla, razón de la falla, Runlife y días sin producción del pozo.

Tabla 16. Especificación de fallas Pozo BP2.

No. De falla	Tipo de falla	Detalle de la falla	Razón de falla	Runlife (días)	Días sin producción
1	Mecánica	Falla en la varilla	Procedimiento de operación	275	1
2	Mecánica	Falla en la varilla	Corrosión	136	55
3	Mecánica	Falla en la tubería de producción	Fricción	437	14
4	Mecánica	Falla en la tubería de producción	Fricción	359	12
5	Mecánica	Falla en la tubería de producción	Fluidos corrosivos	173	14

Fuente. Base de datos Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

En el **Cuadro 4** se indica la observación que tuvo cada falla mencionada para el Pozo BP2 y además el procedimiento que se realizó para mitigar la falla.

Cuadro 4. Descripción de fallas y procedimiento de mitigación Pozo BP2.

No. de falla	Observación	Procedimiento
1	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, bajo flujo en superficie. Se reporta desconexión de las varillas debido a una operación sobrecarga en la varilla.	Se revisan parámetros de operación y se realizan modificaciones a los procedimientos.
2	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó desgaste en el cuerpo de la tubería de producción debido a la fricción entre las varillas y la misma.	Se propone utilizar rotador.

Cuadro 4. (Continuación)

No. de falla	Observación	Procedimiento
3	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó desgaste en el cuerpo de la tubería de producción debido a la fricción entre las varillas y la misma. Continúa sin rotador y partes de la tubería de producción están rotas.	Se instala rotador, se revisan condiciones de operación.
4	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó desgaste en el cuerpo de la tubería de producción debido a la fricción entre las varillas y la misma. El rotador de la tubería se reportó no operativo.	Se revisa rotador, se hace análisis de proveedores y condición de operación del sistema de levantamiento.
5	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó corrosión en el cuerpo de la tubería de producción debido a los fluidos de producción provenientes del reservorio. La tubería se encontró rota.	Se propone implementar inhibidores de corrosión. Se cambia la tubería de producción y el recubrimiento.

Fuente. Base de datos Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

5.2.4 Resumen de fallas del Pozo BP2. A continuación en la **Tabla 17** se muestran los resultados aproximados de las fallas del Pozo BP2, indicando la falla más común, el lugar en el que ocurre y su razón; además también se muestra un promedio del Runlife de las bombas con la media aproximada de fallas, los días en que el pozo estuvo sin producción hasta que se obtiene el servicio del pozo y los días en total que se deja de producir. Esto anterior, para efectos financieros y un programa de intervenciones del mismo pozo en caso de seguir con el sistema de levantamiento artificial actual.

Tabla 17. Resumen de fallas del Pozo BP2.

POZO BP2	
Tipo de falla más común	Mecánica
Detalle de falla más común	Falla en tubería de producción
Razón de falla más común	Fricción / Corrosión
Promedio Runlife (días)	276
Promedio de días sin producción	17
Días totales sin producción	67

Como se puede ver en la **Tabla 17**, en el pozo ocurren más fallas en la tubería de producción que en otra sección del mismo. La razón más común es fricción y corrosión, esto se debe al completamiento que tiene el pozo, lo que hace que las varillas estén en constante rozamiento con la tubería de producción y la desgasten y ésta última pierda metal. Además, la falta de un rotador genera que la tubería también esté en constante fricción con las varillas. Finalmente, el recubrimiento de la tubería de producción es muy importante, pues en yacimientos donde la corrosión de los fluidos proveniente de él es muy alta, tiende a desgastarse la tubería de producción hasta que posiblemente se rompa.

5.3 POZO PCP1

El sistema de levantamiento se instaló el 8 de diciembre del 2011 y se reportaron 7 fallas en los últimos 6 años, entre esas cinco en los últimos tres. Para efectos del proyecto se tendrán en cuenta las fallas ocurridas los últimos tres años. El pozo falla más de una vez en un año, lo que nos indica que es un pozo crítico. A continuación, se muestra la información concerniente al pozo, su funcionamiento con el sistema de levantamiento artificial actual y la descripción de las fallas.

5.3.1 Estado mecánico del pozo PCP1. En el **Anexo C** se evidencia que el pozo tiene una profundidad de 3.856 ft, su zona de perforados va de 3.061 ft a 3.578 ft, según los datos proporcionados junto con el estado mecánico la PCP se encuentra a una profundidad de 2.950,1, arriba de los perforados.

5.3.2 Condiciones dinámicas del Pozo PCP 1. Actualmente el Pozo BP1 opera con las condiciones que se muestran en la **Tabla 18**. Dichas condiciones son el resultado de una simulación hecha en el software PCPump suministrada por la Compañía Operadora.

Tabla 18. Condiciones del pozo PCP1.

NOMBRE DEL POZO	PCP1	FECHA	15/11/2017
PARÁMETRO	MÍNIMO	ESCENARIO	MÁXIMO
Producción Estimada (bfpd)	360	400	450
RPM	151.34	197.24	205.58
Presión de entrada de la bomba (psi)	93.28	90.86	90.46
Presión de descarga de la bomba (psi)	1464.02	1471.14	1472.60
Profundidad de la bomba (ft)	3144		

Fuente. Simulador PCPUMP brindado por la Compañía Operadora.

5.3.3 Especificación de fallas Pozo PCP1.

A continuación se muestran los eventos significativos del Pozo PCP1 y también los cambios que tuvieron tanto el sistema de levantamiento artificial como el completamiento del pozo para mitigar las fallas. Se especifica cada falla en la **Tabla 19**, donde se indica el número de la falla, el tipo de falla, detalle de la falla, razón de la falla, Runlife y días sin producción del pozo.

Tabla 19. Especificación de fallas Pozo PCP1.

No. De falla	Tipo de falla	Detalle de la falla	Razón de falla	Runlife (días)	Días sin producción
1	Mecánica	Falla en la varilla	Fricción	220	1
2	Mecánica	Falla en la varilla	Fluidos corrosivos	108	1
3	Mecánica	Falla en la varilla	Fluidos corrosivos	21	1
4	Mecánica	Control de calidad de la bomba	Control de calidad	25	1
5	Mecánica	Falla en la varilla	Servicio de instalación	124	1

Fuente. Base de datos Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

En el **Cuadro 5** se indica la observación que tuvo cada falla mencionada para el Pozo PCP1 y además el procedimiento que se realizó para mitigar la falla.

Cuadro 5. Descripción de fallas y procedimiento de mitigación Pozo PCP1.

No. de falla	Observación	Procedimiento
1	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó desgaste en el cuerpo de la varilla así como también rotura en la misma por fatiga ocasionada por el roce y corrosión debido al contacto con la tubería de producción y los fluidos de producción.	Se hizo prueba de fluidos para determinar los agentes corrosivos y tratarlos, probar con centralizadores para la fricción.

Cuadro 5. (Continuación)

No. de falla	Observación	Procedimiento
2	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó desgaste en el cuerpo de la varilla así como también rotura en la misma debido a la corrosión ocasionada por los fluidos de producción provenientes del reservorio.	Se realiza reemplazo de varilla.
3	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó desgaste en el cuerpo de la varilla debido a la corrosión ocasionada por los fluidos de producción provenientes del reservorio.	Se reemplaza por varilla, material anticorrosivo.
4	Se retiró el equipo para revisión, debido a que se presentaba baja producción en superficie.	Se revisa bomba, calidad afectada por arena, baja eficiencia.
5	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se observó rota la soldadura del cuerpo de la varilla debido a un proceso de instalación mal realizado.	Se decide hacer un rediseño del sistema de levantamiento debido a las fallas antes mencionadas.

Fuente. Base de datos Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

5.3.4 Resumen de fallas del Pozo PCP1. A continuación en la **Tabla 20** se muestran los resultados aproximados de las fallas del Pozo PCP1, indicando la falla más común, el lugar en el que ocurre y su razón; además también se muestra un promedio del Runlife de las bombas con la media aproximada de fallas, los días en que el pozo estuvo sin producción hasta que se obtiene el servicio del pozo y los días en total que se deja de producir.

Esto anterior, para efectos financieros y un programa de intervenciones del mismo pozo en caso de seguir con el sistema de levantamiento artificial actual.

Tabla 20. Resumen de fallas del Pozo PCP1.

POZO PCP1	
Tipo de falla más común	Mecánica
Detalle de falla más común	Falla en la varilla
Razón de falla más común	Corrosión
Promedio Runlife (días)	100
Promedio de días sin producción	1
Días totales sin producción	7

Como se puede ver en la **Tabla 20**, en el pozo ocurren más fallas en las varillas que en otra sección del mismo. La razón más común es fricción y corrosión, esto se debe al completamiento que tiene el pozo, lo que hace que las varillas estén en constante rozamiento con la tubería de producción ya sea por falta de centralizadores, por la pérdida de metal de los mismo debido a la corrosión generada por los fluidos provenientes del yacimiento o por una carga excesiva en la varilla lo que hace que las conexiones se desgasten.

5.4 POZO PCP2

El sistema de levantamiento se instaló el 5 de agosto del 2008 y se reportaron 7 fallas los últimos 8 años, de las cuales 5 fueron los último 3 años. El pozo falla más de una vez en un año, lo que nos indica que es un pozo crítico. A continuación, se muestra la información concerniente al pozo, su funcionamiento con el sistema de levantamiento artificial actual y la descripción de las fallas.

5.4.1 Estado mecánico del Pozo PCP2. En el **Anexo D** se evidencia que una profundidad de 3.676 ft, su zona de perforados va desde 3.020 ft a 3.622 ft, según los datos proporcionados junto con el estado mecánico la PCP se encuentra a una profundidad de 2.936,02, arriba de los perforados.

5.4.2 Condiciones dinámicas del Pozo PCP2. Actualmente el Pozo PCP2 opera con las condiciones que se muestran en la **Tabla 21**. Dichas condiciones son el resultado de una simulación hecha en el software PCPump suministrada por la Compañía Operadora.

Tabla 21. Condiciones del pozo PCP2.

NOMBRE DEL POZO	PCP2		FECHA	15/11/2017
PARÁMETRO		MÍNIMO	ESCENARIO	MÁXIMO
Producción Estimada (BPD)		393	430	492
RPM		164.51	180.87	245.63
Presión de entrada de la bomba (psi)		86.26	86.16	85.68
Presión de descarga de la bomba (psi)		1470.51	1473.53	1489.07
Profundidad de la bomba (ft)		3288		

Fuente. Simulador PCPUMP brindado por la Compañía Operadora.

5.4.3 Especificación de fallas Pozo PCP2. A continuación, se muestran los eventos significativos del Pozo PCP2 y también los cambios que tuvieron tanto el sistema de levantamiento artificial como el completamiento del pozo para mitigar las fallas. Se especifica cada falla en la **Tabla 22**, donde se indica el número de la falla, el tipo de falla, detalle de la falla, razón de la falla, Runlife y días sin producción del pozo.

Tabla 22. Especificación de fallas Pozo PCP2.

No. De falla	Tipo de falla	Detalle de la falla	Razón de falla	Runlife (días)	Días sin producción
1	Mecánica	Falla en la tubería de producción	Desgaste por uso	302	8
2	Mecánica	Falla en la varilla	Servicio de instalación	133	2
3	Mecánica	Falla en la varilla	Servicio de instalación	207	9
4	Mecánica	Falla en la varilla	Fluidos corrosivos	318	21
5	Mecánica	Falla en la tubería de producción	Corrosión	97	19

Fuente. Base de datos Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

En el **Cuadro 6** se indica la observación que tuvo cada falla mencionada para el Pozo PCP2 y además el procedimiento que se realizó para mitigar la falla.

Cuadro 6. Descripción de fallas y procedimiento de mitigación Pozo PCP1.

No. de falla	Observación	Procedimiento
1	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó desgaste en el cuerpo de la tubería de producción debido al uso normal de la misma.	Se reemplaza varilla desgastada al límite de rompimiento por una nueva.
2	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó fractura y rotura en las conexiones de las varillas debido a sobre-torque en la instalación de las mismas.	Se reemplaza con varilla hollow rod, para mejorar fallas por conexiones.
3	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó desconexión de las varillas debido a un posible sobre-torque en la instalación de las mismas.	Se ajustan las condiciones de la bomba.
4	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó varilla hueca fallada por corrosión debido a los fluidos de producción provenientes del reservorio.	Se reemplaza varilla, se implementa inhibidores de corrosión.
5	Se retiró el equipo para revisión. Condición anormal de operación, no hay flujo en superficie. Se reportó corrosión en la tubería de producción debido a los fluidos de producción provenientes del reservorio.	Se decide hacer un rediseño del sistema de levantamiento debido a las fallas antes mencionadas.

Fuente. Base de datos Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

5.4.4 Resumen de fallas del Pozo PCP2. A continuación en la **Tabla 23** se muestran los resultados aproximados de las fallas del Pozo PCPC2, indicando la falla más común, el lugar en el que ocurre y su razón; además también se muestra un promedio del Runlife de las bombas con la media aproximada de fallas, los días en que el pozo estuvo sin producción hasta que se obtiene el servicio del pozo y los días en total que se deja de producir.

Esto anterior, para efectos financieros y un programa de intervenciones del mismo pozo en caso de seguir con el sistema de levantamiento artificial actual.

Tabla 23. Resumen de fallas del Pozo PCP2.

POZO PCP2	
Tipo de falla más común	Mecánica
Detalle de falla más común	Falla en la varilla
Razón de falla más común	Servicio de instalación
Promedio Runlife (días)	211
Promedio de días sin producción	12
Días totales sin producción	51

5.5 CONCLUSIÓN ANÁLISIS DE LOS CUATRO POZOS MÁS CRÍTICOS

Al finalizar con el análisis de los pozos más críticos, se puede notar que las fallas son repetitivas y a pesar de las soluciones que la compañía ha propuesto continúan presentándose. Debido a lo anterior, se resuelve hacer la evaluación técnico financiera para el sistema de bombeo electrosumergible y con la información obtenida del análisis, realizar el diseño del nuevo sistema de levantamiento para cada pozo crítico.

6. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP PARA LOS CUATRO POZOS MÁS CRÍTICOS

A continuación, se hace una breve descripción del software que se utilizó para realizar el diseño del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible para cada pozo crítico seleccionado y analizado previamente. Adicional a esto se indican las características del pozo y del reservorio necesarias para el diseño del sistema de levantamiento. Finalmente, se hace la simulación en el software y se muestran los resultados del diseño de ESP para cada pozo.

6.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE

El software usado para la realización del diseño de ESP para cada pozo es DesignRite versión 9.0.1. Este software, realiza diseños tanto para bombeo electrosumergible como para gas lift y también es usado como software de optimización de los sistemas. El software tiene varias secciones divididas como se puede observar en el **Cuadro 7**:

Cuadro 7. Secciones y pestañas del Software Design Rite.

SECCIÓN	PESTAÑA
Getting Started	Preferences
	Options
	Correlations
	Well Reference
Model Setup	Fluids
	Wellbore
	Inflow
	Design Criteria
System Design	Separator
	Pump
	Motor
	Protector
	Cable
Plots	Well System
	Intake
	Pump
	Motor
	Case Comparision

Fuente. DesignRite. Versión 9.0.1. Modificado por las autoras.

6.2 DISEÑO DE ESP DEL POZO BP1

A continuación, se muestra el procedimiento para la realización del diseño del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible para el Pozo BP1.

6.2.1 Metodología del diseño de ESP para el Pozo BP1. Previamente al uso del software para el diseño sistema de levantamiento artificial ESP en el pozo, se reúnen diferentes datos del mismo para luego ingresarlos en el software y así poder realizar la simulación. En la **Tabla 24** se especifican los datos mínimos requeridos por el software para el diseño de ESP del Pozo BP1.

Tabla 24. Parámetros requeridos por el software DesignRite para el Pozo BP1.

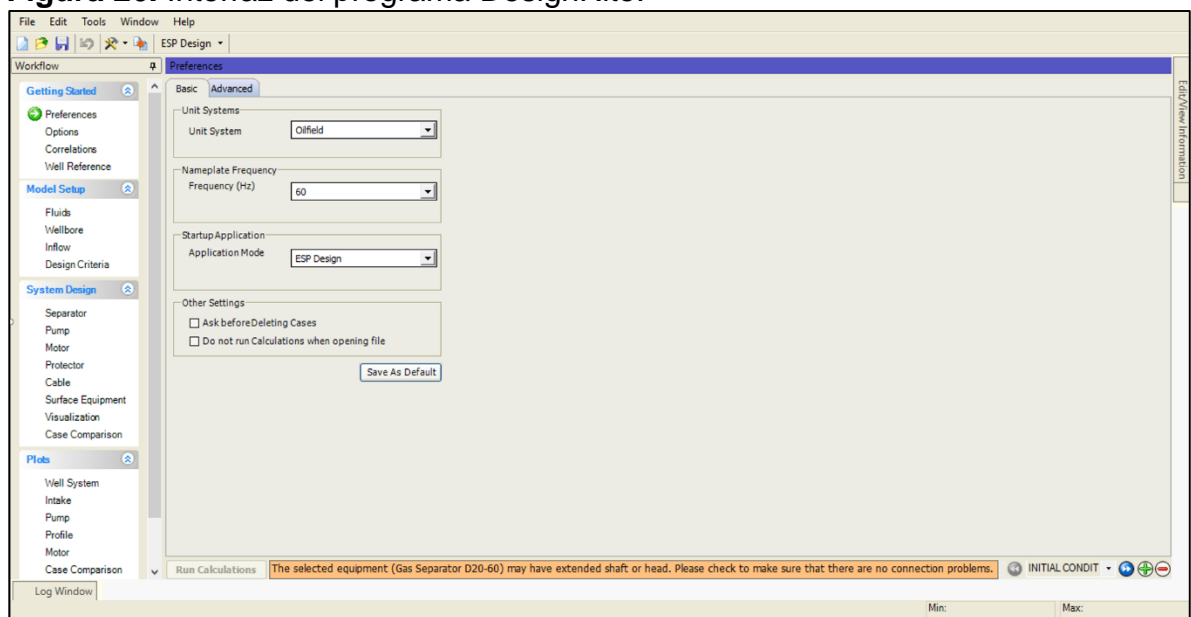
PARÁMETRO	VALOR
POZO	
Presión de cabeza de pozo (psig)	120
Temperatura de cabeza de pozo (°F)	80
Temperatura del reservorio (°F)	110
Profundidad de las perforaciones (ft)	4659
FLUIDOS	
Gravedad específica (°API)	22
Gravedad específica del agua	1,05
Gravedad específica del gas	0,7
Presión de burbuja (psig)	150
Corte de agua (%)	81
GOR (SCF/STB)	150
GLR (SCF/STB)	28,5
PRODUCCIÓN – INFLOW	
Método	PI
Índice de productividad – PI (STB/d/psi)	1,4
Presión estática de fondo (psig)	827
COMPLETAMIENTO	
Profundidad de la bomba (ft)	4065
Longitud de la tubería de revestimiento (ft)	5022
Diámetro externo de la tubería de revestimiento OD (in)	7
Diámetro interno de la tubería de revestimiento ID (in)	6,276
Longitud de la tubería de producción (ft)	4033,5
Diámetro externo de la tubería de producción OD (in)	2,875
Diámetro interno de la tubería de producción ID (in)	2,441
VISCOSIDAD	
Viscosidad a 14,7 psia y 110°F de un Deadoil (cP)	25
Viscosidad a 14,7 psia y 80°F de un Deadoil (cP)	96,25

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA. Base de datos LCI. 2016.

A continuación, se muestran imágenes del software para la realización del diseño del Pozo BP1 como guía para entendimiento del programa, sin embargo, para los siguientes diseños solo se muestra el resultado final del programa así como sus respectivas gráficas y equipos.

En la interfaz del software, aparecen las secciones del mismo en la parte izquierda de la pantalla, como se puede observar en la **Figura 26**. En cada sección, se ingresan los datos disponibles y necesarios para el diseño de la bomba electrosumergible, así mismo el software va creando gráficos y ajustando el diseño como se crea conveniente.

Figura 26. Interfaz del programa DesignRite.

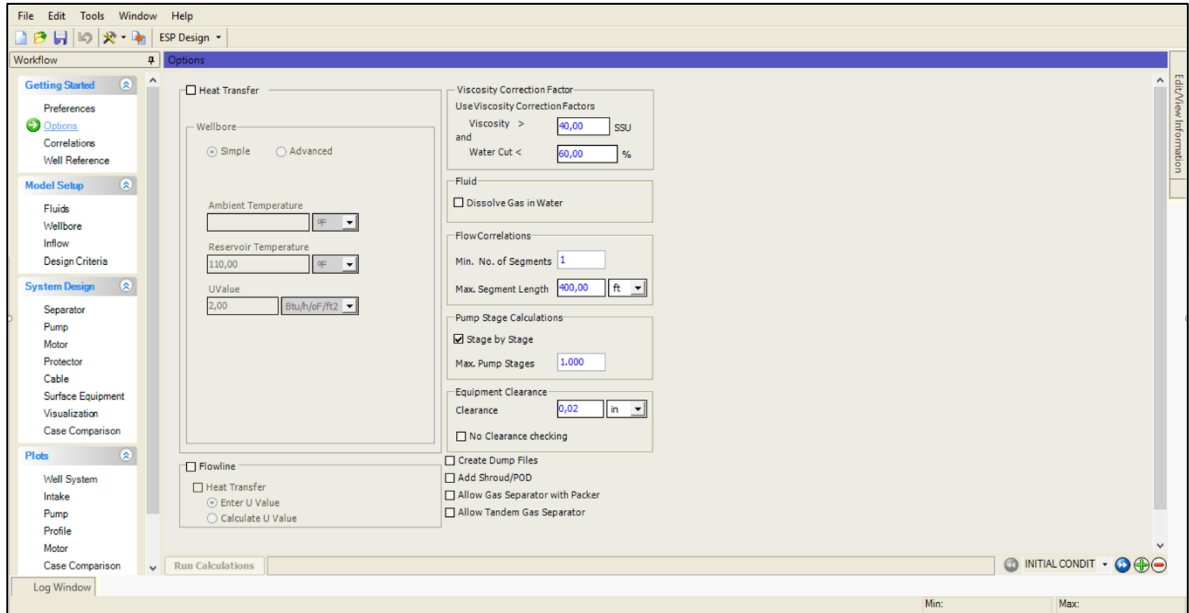


Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

Inicialmente como se puede observar en la **Figura 26**, el programa solicita datos iniciales tales como: sistema de unidades (Unit System), en este caso se seleccionan las unidades de campo (Oilfield); frecuencia (Frecuencia Hz), en este caso se selecciona 60 Hz debido a que es la frecuencia que se maneja en Colombia; y finalmente qué tipo de simulación se realizará (Ap.lication Mode), en este caso es un diseño de bomba electrosumergible por lo que se selecciona la opción diseño de ESP (ESP Design).

En la **Figura 27**, se muestra la sección “Options” del software. En este caso en la parte izquierda, aparece un cuadro donde se puede seleccionar o no la opción “Heat Transfer”, para este caso no se seleccionó y se dejó que el software utilizara sus parámetros por defecto. En caso de tener información detallada de diferentes profundidades y temperaturas, se selecciona y se introduce la información para que el software realice las curvas de transferencia de calor.

Figura 27. Sección “Options” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

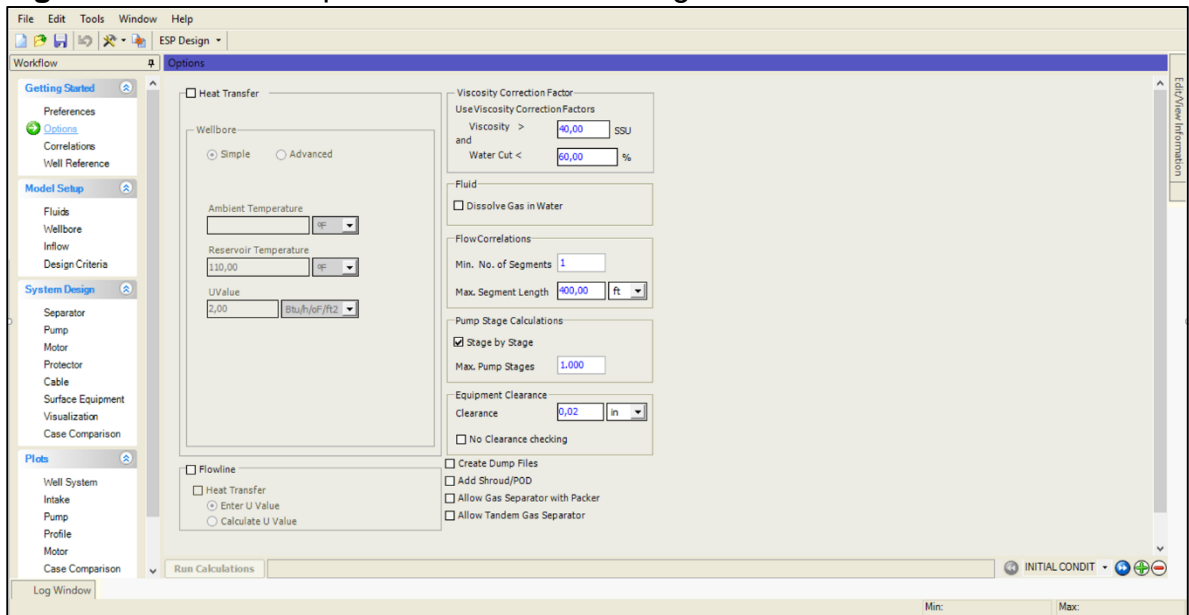
En el caso de la parte derecha de la **Figura 28**, se muestran los valores de viscosidad y corte de agua para el factor de corrección por viscosidad. En este caso, para valores de viscosidad (Viscosity) mayores a 40 SSU y cortes de agua (Water Cut) menores a 60%, se debe usar el factor de corrección por viscosidad. Si el corte de agua es mayor a 60%, no se usa el factor de corrección, sino un valor de viscosidad cercano al del agua. Para el Pozo BP1 el corte de agua es 81%, por lo que no se aplica el factor de corrección por viscosidad.

- **Fluido (Fluid).** Si el gas no se encuentra disuelto en el petróleo sino en el agua, se selecciona la opción Dissolve Gas in Water (Gas disuelto en agua), por defecto no se encuentra seleccionado.
- **Correlaciones de flujo (FlowCorrelation).** Se tienen dos opciones, el mínimo número de segmentos (Min. No. Of Segments) o nodales en que se va a dividir el diseño y la máxima longitud de segmentos (Max Segment Length) en la que se va a dividir la tubería por cada segmento o nodal. Entre más longitud se

especifique, menos puntos nodales tendrá el diseño, esto significa que la simulación se puede realizar de forma más rápida, pero el diseño será menos preciso o no será conveniente para el pozo.

- **Cálculo de las etapas de la bomba (Pump Stage Calculations).** Se especifica que el software haga el diseño etapa por etapa y se especifica el máximo de etapas de la bomba (Max. Pump Stages) que se pueden tener. Por defecto se deja el dato especificado allí.

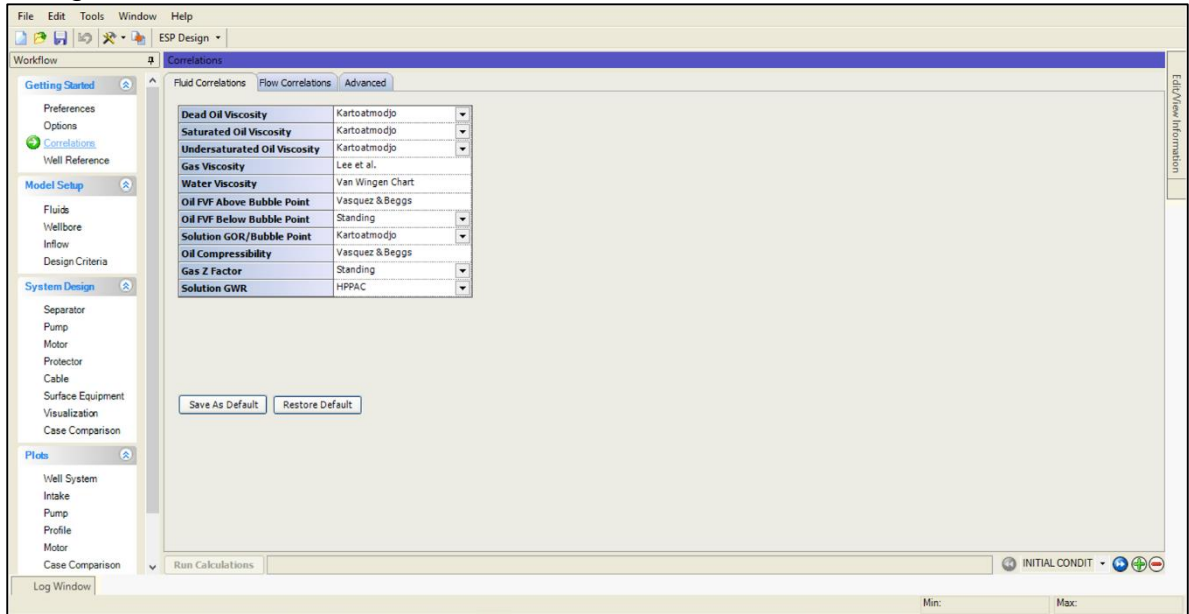
Figura 28. Sección “Options” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

En la **Figura 29**, se muestra la pestaña correlaciones de los fluidos “Fluid Correlations” de la sección correlaciones “Correlations” del software. En este caso para cada propiedad del fluido, se muestra una opción de correlación. Según los datos de yacimientos que se tengan de los fluidos, se seleccionará una correlación que más se ajuste a ellos.

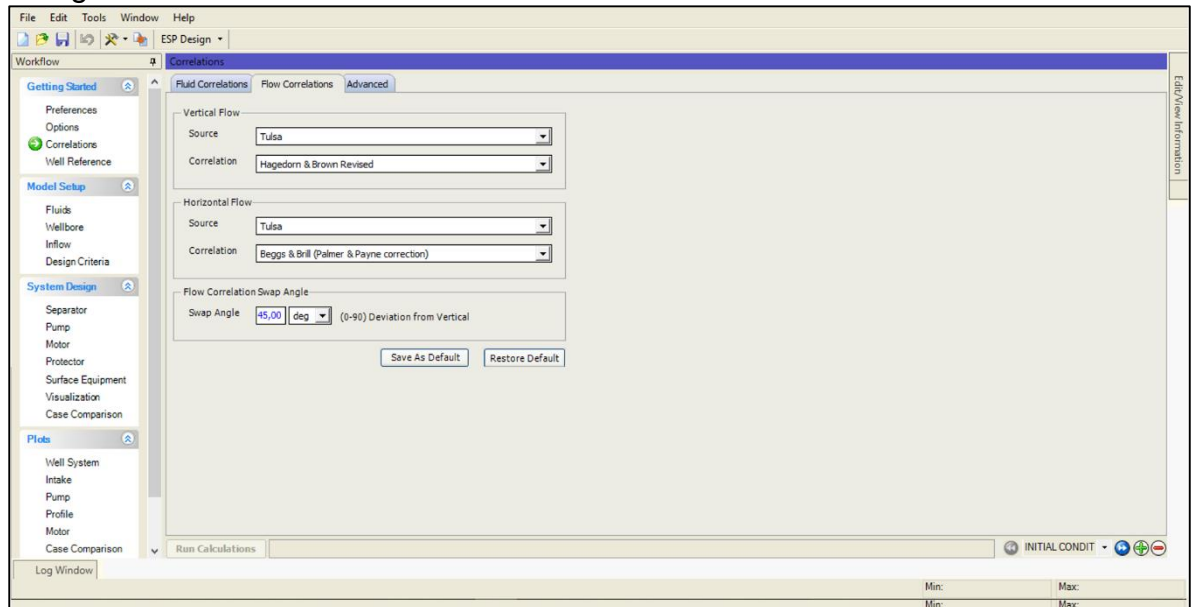
Figura 29. Sección “Correlations” pestaña “Fluid Correlations” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

En la **Figura 30**, se muestra la pestaña “Flow Correlations” de la sección “Correlations” del software. En este caso se tienen las correlaciones para flujo horizontal y para flujo vertical, así mismo se especifica a qué ángulo el flujo pasa de ser vertical y se vuelve horizontal, para este caso 45° .

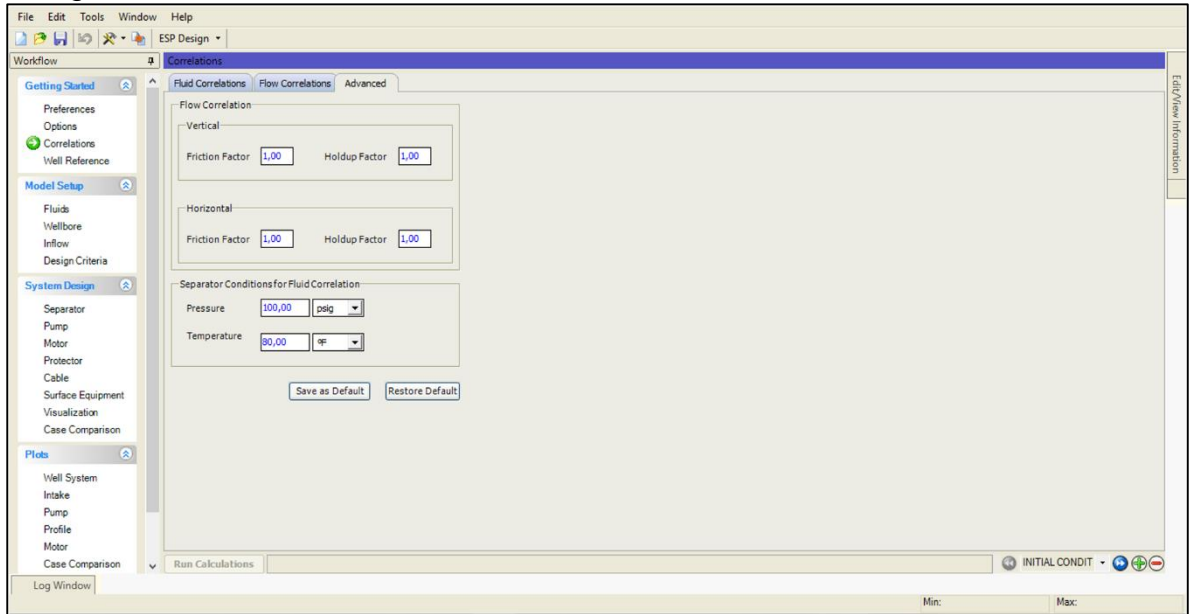
Figura 30. Sección “Correlations” pestaña “Fluid Correlations” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

En la **Figura 31**, se muestra la pestaña avanzado “Advanced” de la sección “Correlations” del software. En este caso se pueden ingresar valores del factor de fricción y holdup para flujo vertical y para flujo horizontal.

Figura 31. Sección “Advanced” pestaña “Fluid Correlations” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras.

En la sección “Well Reference” se tiene información de quien realizó el diseño del sistema de levantamiento artificial.

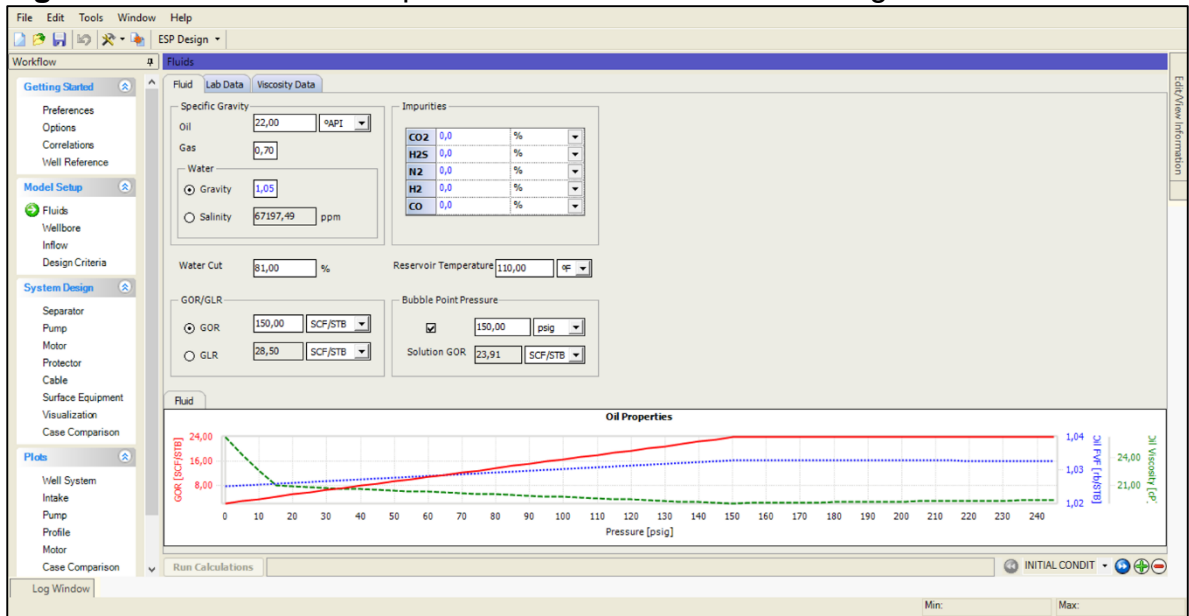
La parte más importante del software para el diseño del sistema de levantamiento artificial está dividida en:

- Datos de fluidos.
- Datos del pozo.
- Datos de IPR (Inflow performance relationship) o simplemente Inflow.
- Criterios de diseño.

En la sección fluidos “Fluids”, se ingresa toda la información correspondiente a los fluidos que se están produciendo del reservorio.

En la pestaña fluido “Fluid” de la sección “Fluids” como lo muestra la **Figura 32**, se ingresan todos los datos requeridos de las propiedades del aceite, agua y gas que se tengan disponibles para el diseño. También, en esta sección se ingresan los datos de temperatura de yacimiento, presión de burbuja y relaciones gas líquido y gas petróleo (GLR y GOR respectivamente). Las especificaciones para el Pozo BP1 se encuentran en la **Tabla 24**.

Figura 32. Sección “Fluids” pestaña “Fluid” del software DesignRite.

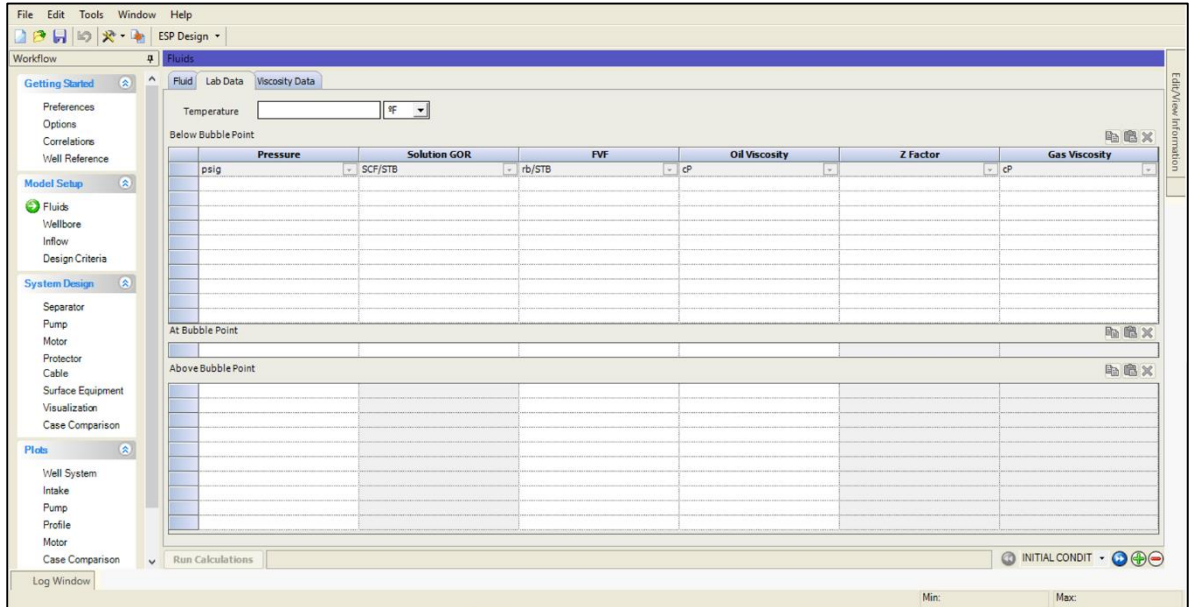


Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

En la **Figura 33**, se muestra la pestaña datos de laboratorio “Lab Data” de la sección “Fluids” del software. En este caso, si se tiene un PVT se ingresa en esta pestaña información por encima del punto de burbuja y en el punto de burbuja.

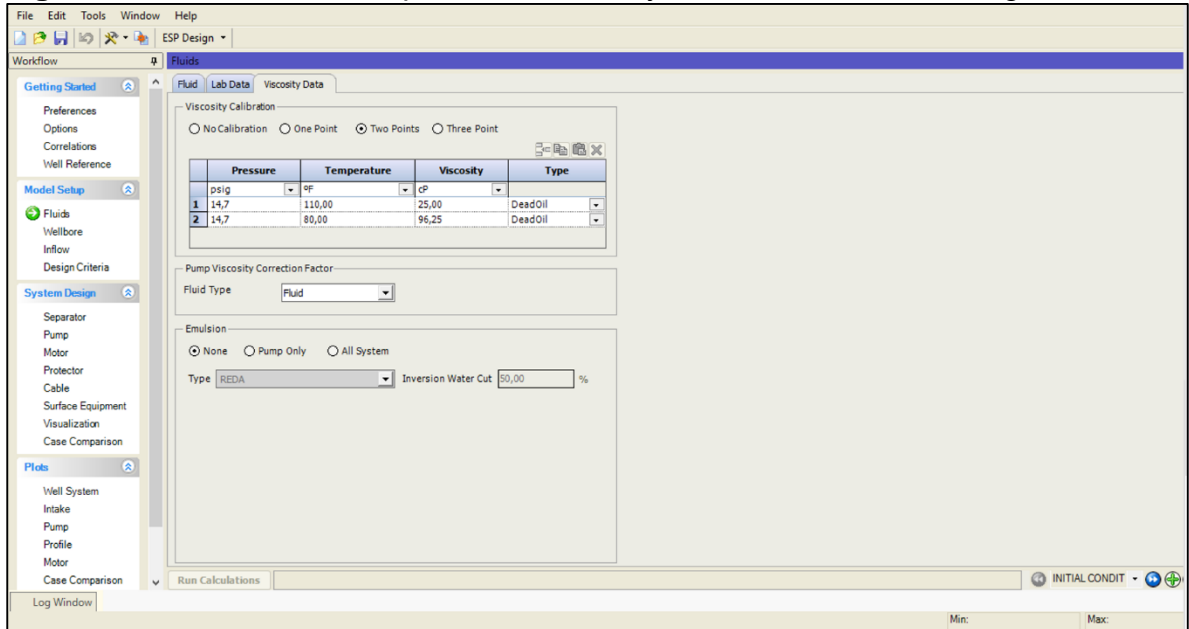
Si no se tiene esta información, en la pestaña datos de viscosidad “Viscosity Data” como se muestra en la **Figura 34**, se ingresa información de calibración, para el caso del Pozo BP1, se tenían datos de crudo muerto o “Dead oil” en superficie, a diferentes temperaturas, con diferentes viscosidades. Con esos valores, se calibra el software para que pueda realizar las simulaciones de los fluidos.

Figura 33. Sección “Fluids” pestaña “Lab Data” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

Figura 34. Sección “Fluids” pestaña “Viscosity Data” del software DesignRite.

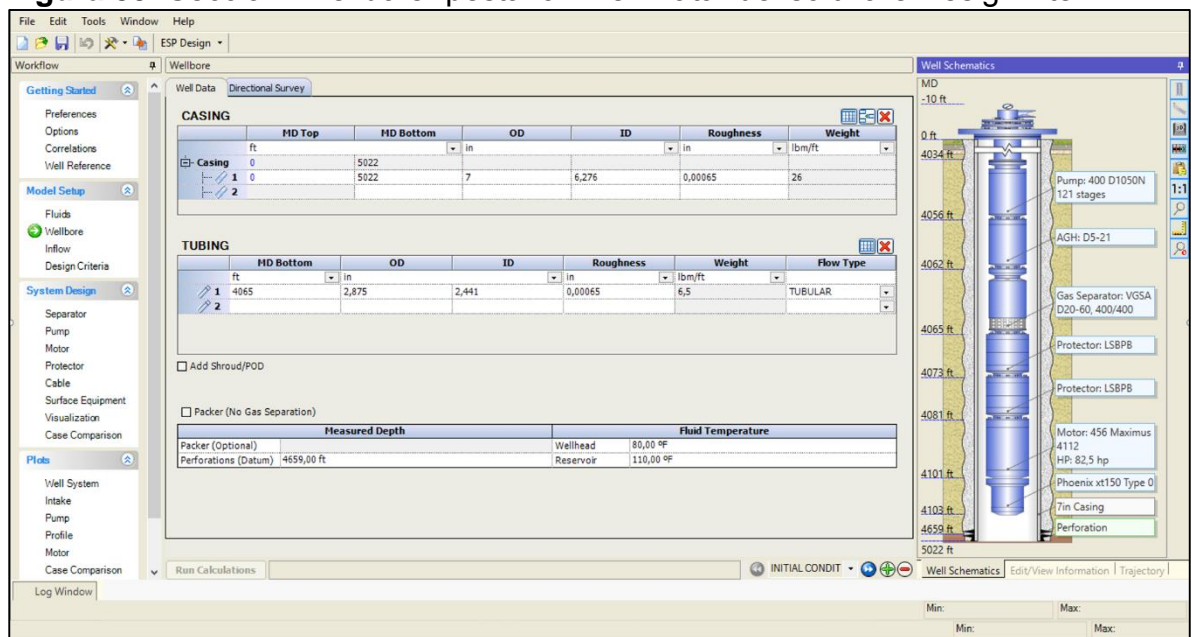


Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

En la **Figura 35**, se muestra la pestaña datos del pozo “Well Data” de la sección pozo “Wellbore” del software. En este caso, se ingresan los datos generales del pozo y su completamiento tales como: profundidad de la tubería de revestimiento (casing), profundidad de pozo, profundidad de la bomba (pump), tamaño de la tubería de producción (tubing), profundidad de perforaciones o cañoneos y temperatura en fondo y en superficie.

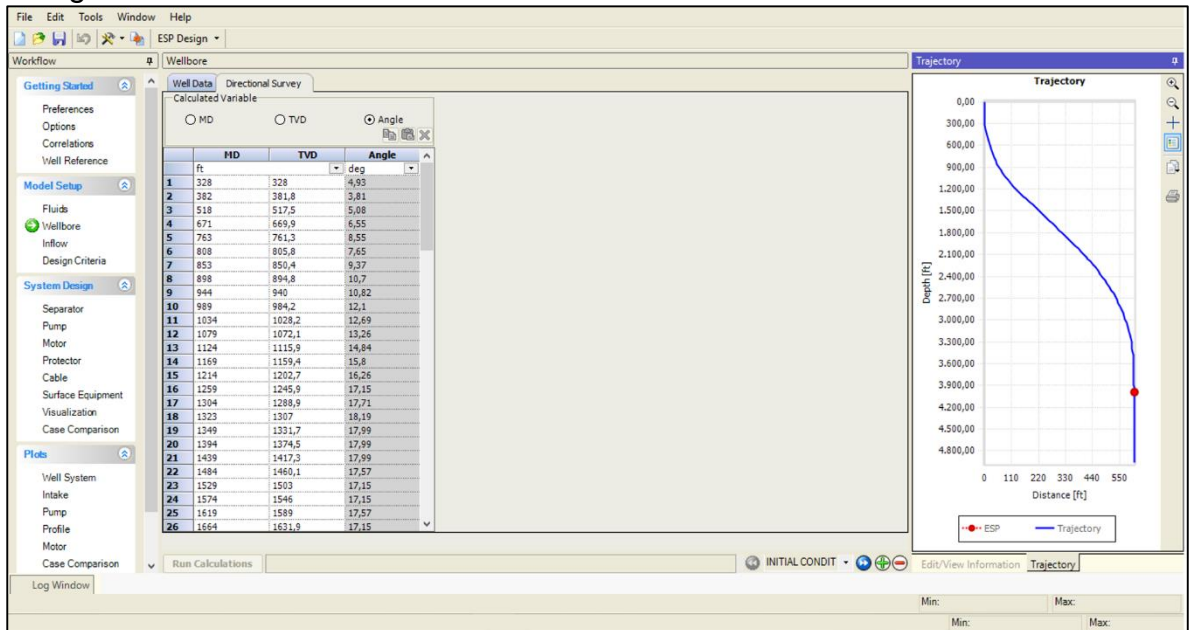
Luego, en la **Figura 36**, se ingresan los datos del “survey” o desviación del pozo, en la pestaña “Directional Survey” de la sección “Well Data”, si se tienen.

Figura 35. Sección “Wellbore” pestaña “Well Data” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

Figura 36. Sección “Well Data” pestaña “Directional Survey” del software DesignRite.

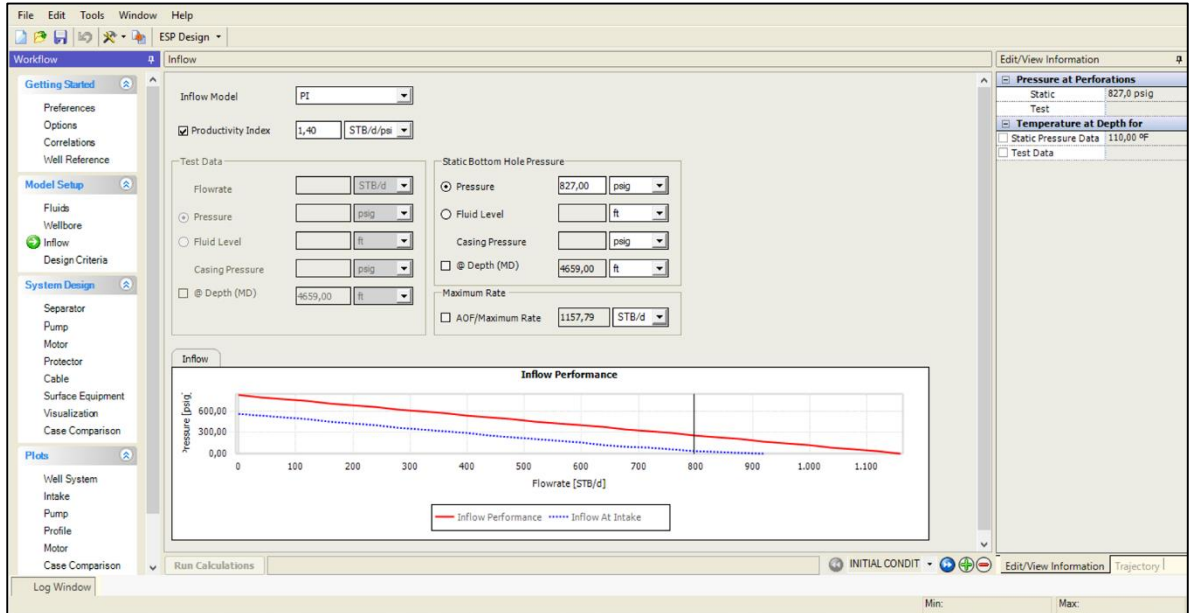


Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

En la **Figura 37** se muestra la sección “Inflow”. En este caso, está la información que se tiene del IPR del pozo. Para este Inflow, existen varios métodos: PI, Vogel y Defined IPR. Para el Pozo BP1 se tiene el modelo IP, se requiere información del índice de productividad (PI (Productivity Index), por sus siglas en inglés) y la presión de fondo estática (Static Bottom Hole Pressure). Se puede especificar una presión de fondo para cierta profundidad, si se requiere saber con exactitud cómo es la curva de producción en la entrada real a la bomba.

Si no se tiene el PI, se puede hacer una prueba de producción cambiando el modelo, ingresando datos de presión fluente a nivel de la bomba o perforados y profundidad de dichas presiones, junto con el caudal de producción para que el software realice la curva de producción IPR de acuerdo a esto. Para el Pozo BP1 se usó el PI porque el corte de agua es 81% al estar produciendo tanta agua resulta más sencillo hacer la simulación con ese dato.

Figura 37. Sección “Inflow” del software DesignRite.



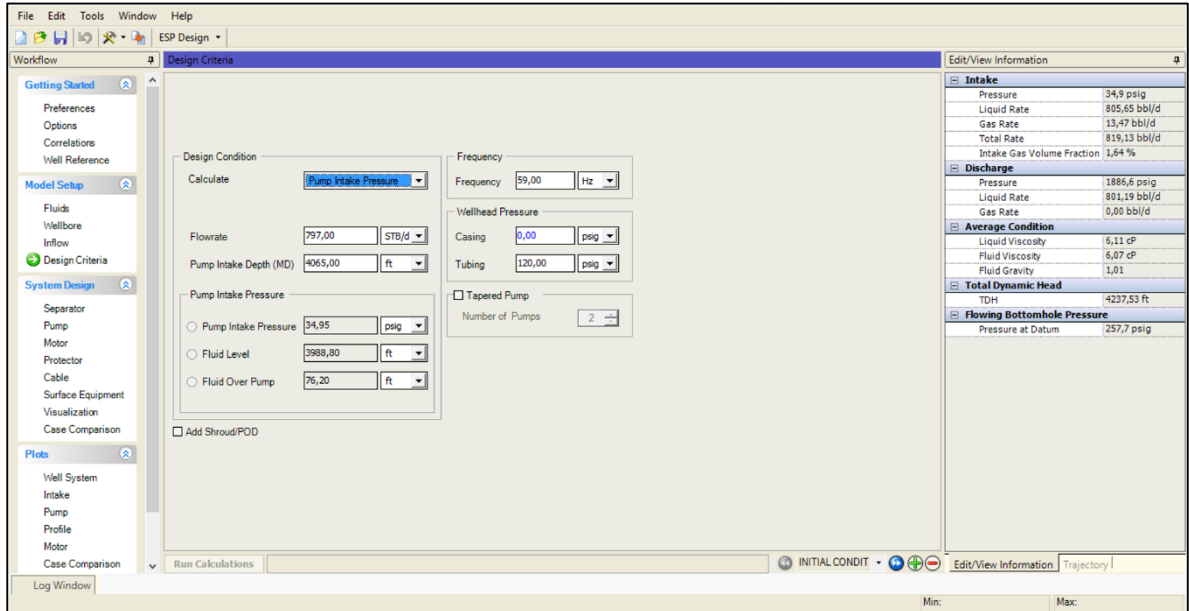
Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

En la **Figura 38** se muestra la sección “Design Criteria” del software. En este caso se tienen diferentes condiciones de diseño y allí se especifica qué dato es el que se desea del software. Entre las opciones se encuentran: Pump Intake Pressure, que es la presión de entrada a la bomba, Flow Rate que es el caudal de producción y Pump Depth que es la profundidad de la bomba.

Para el Pozo BP1 ya se tiene información de la profundidad de la bomba, por lo que esta no se le pediría al software cuando realice la simulación. Además, se pueden hacer dos cosas: calcular la presión de entrada de la bomba a partir de un caudal de producción o calcular el caudal de producción a partir de una presión de entrada a la bomba. Normalmente, se calcula una presión de entrada a la bomba a partir del caudal de producción que se desea tener en el pozo.

Se especifica también la frecuencia del diseño. Teniendo en cuenta que la frecuencia límite es 60Hz, se establece una frecuencia menor a esta. El objetivo de esto es que al hacer el análisis de la curva de producción IPR, se puede ver que se puede producir más de lo que el diseño nos dice, si se aumenta la frecuencia. Esto se hace con la posibilidad de aumentar el caudal de producción en un futuro.

Figura 38. Sección “Design Criteria” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

Para la sección donde se diseña y selecciona el sistema, se seleccionan los equipos en el siguiente orden:

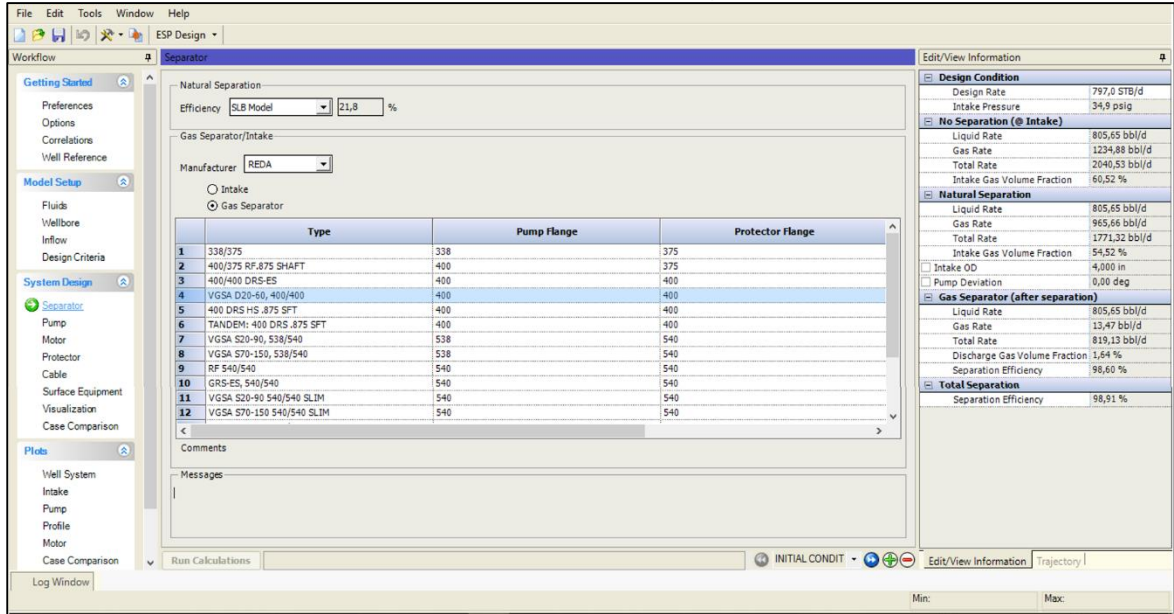
1. **Separador de gas:** se selecciona si es necesario o si el pozo lo requiere. Este determina qué tanto gas ingresa a la bomba.
2. **Bomba:** ésta determina el número de caballos de fuerza (HP (Horse Power)), por sus siglas en inglés) que se requieren y se van a consumir.
3. **Motor:** porque es el que da los caballos de fuerza a la bomba.
4. **Protector.**
5. **Cable.**
6. **Equipo de superficie.**

En la **Figura 35** se muestra la sección “Separator” del simulador. En este caso para saber si se necesita un separador, se observa en la parte derecha qué valor tiene el “Intake Gas Volume Fraction”. Si el porcentaje de gas es mayor a 20%, se instala un separador en la bomba. Si en el campo se tienen pozos con problemas por gas y por experiencia es mejor instalar el separador, se incluye en el diseño.

Para el Pozo BP1 se tiene un porcentaje del 60%. Se hace necesario instalar un separador. La información de encuentra en la derecha de la sección de la **Figura**

39. El porcentaje de gas que entra en la bomba después de la separación, en este caso se nombra “Discharge Gas Volume Fraction”, que en el caso del Pozo BP1 es 1,64%. Luego de esto se corre la simulación del software.

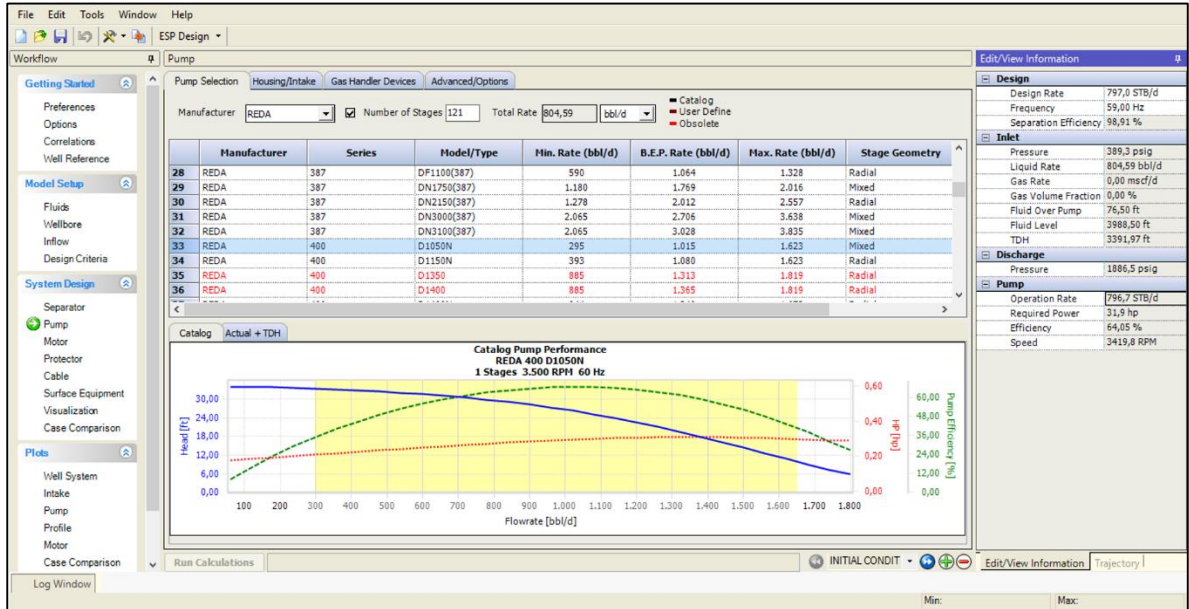
Figura 39. Sección “Separator” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

En la **Figura 40** se muestra la sección “Pump” del software. En este caso se deben tener en cuenta dos cosas: fluido total en superficie y fluido total en bomba. La bomba no se diseña para producción en STB (Barriles en superficie) sino para BPD (Barriles en fondo). Además, se deben tener bombas que se encuentren disponibles para su uso y compra.

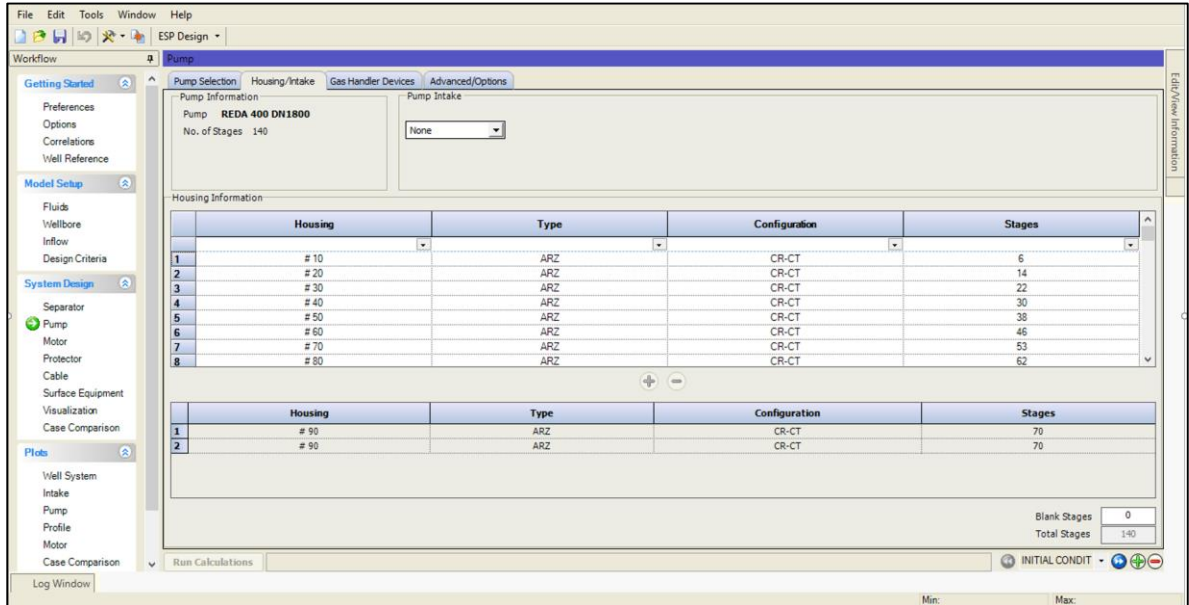
Figura 40. Sección “Pump” pestaña “Pump Selection” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

En la **Figura 41** se muestra la pestaña “Housing/Intake” de la sección “Pump” del software. En este caso, aparecen los diferentes tamaños de las bombas. Se selecciona el número de etapas de la bomba acordes al diseño.

Figura 41. Sección “Pump” pestaña “Housing/Intake” del software DesignRite.

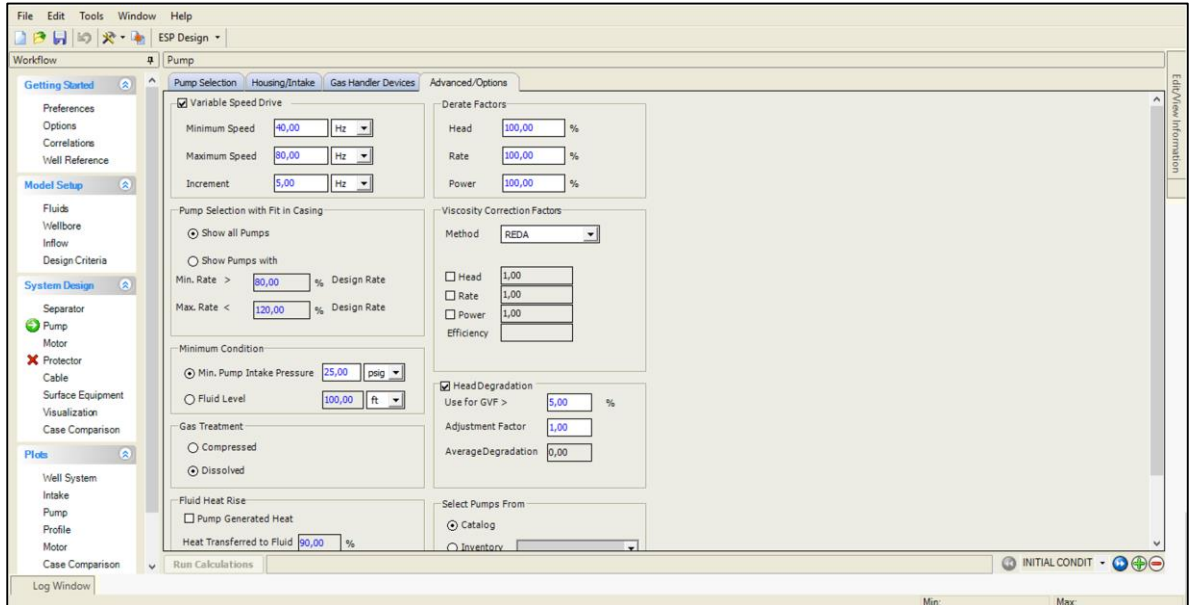


Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

Si se tuviera una fracción de gas alta, se coloca un manejador de gas. Para el caso del Pozo BP1, este valor es de 0% por lo que no se necesitaría el manejador. Para valores mayores a 20%, para que maneje más gas que el separador.

En la **Figura 42** se muestra la pestaña “Advanced/Options” de la sección “Pump” del software. En este caso se hacen modificaciones cuando se dispone de un equipo usado y su eficiencia o velocidad no será la máxima. También se pueden hacer ajustes con base en la viscosidad. Para el caso del Pozo BP1 no se realiza ninguna modificación, pues el corte de agua es 81% y no se justifica.

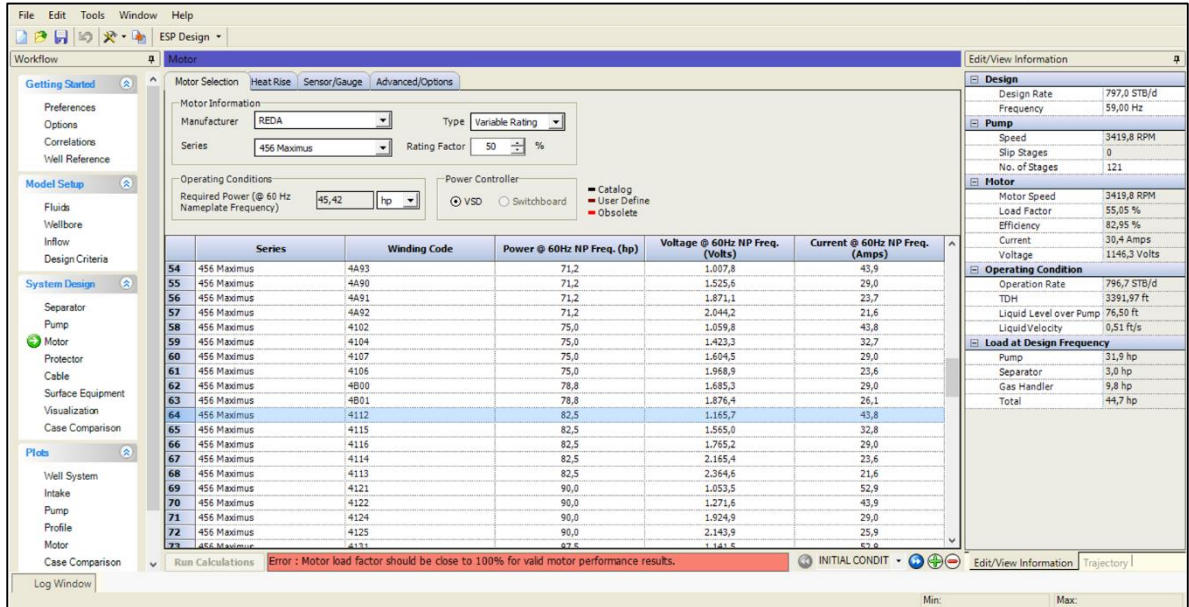
Figura 42. Sección “Pump” pestaña “Advanced/Options2 del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

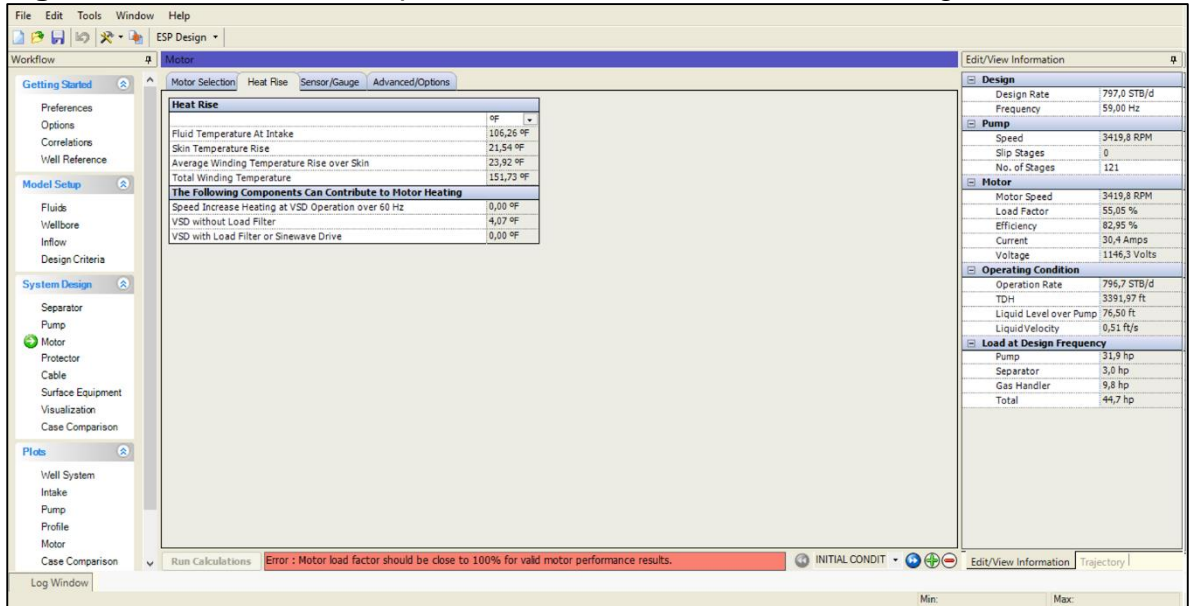
En la **Figura 43** se muestra la pestaña “Motor Selection” de la sección “Motor” del software. En este caso se selecciona el motor de acuerdo a los requerimientos de fuerza (HP – caballos de fuerza) que requiera la bomba y la frecuencia. En la **Figura 44** se muestra la pestaña “Heat Rise” de la sección “Motor”. En este caso nos indica las temperaturas de entrada a la bomba, el aumento de temperatura por el motor, temperatura del bobinado y los factores que pueden contribuir a al calentamiento del motor.

Figura 43. Sección “Motor” pestaña “Motor Selection” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

Figura 44. Sección “Motor” pestaña “Heat Rise” del software DesignRite.



Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

En la **Figura 45** se muestra la pestaña “Sensor gauge” de la sección “Motor” del software. En este caso se especifica el motor calibrado según la presión y temperatura al que se va a someter.

Figura 45. Sección “Motor” pestaña “Sensor Gauge” del software DesignRite.

The screenshot shows the DesignRite software interface. The main workspace displays the 'Sensor Gauge' tab for motor selection. The 'Sensor Information' section shows 'Manufacturer: All', 'Temperature: 106,42 °F', and 'Pressure: 42,06 psig'. Below this is a table of motor options:

	Manufacturer	Name	Series	Type	T. Rating (degF)	Press. Rating (psi)
1	SCHLUMBERGER	Endurant	450	Type 0	302	6500
2	SCHLUMBERGER	Endurant	450	Type 1	302	6500
3	SCHLUMBERGER	Phoenix xt150	450	Type 0	302	6500
4	SCHLUMBERGER	Phoenix xt150	450	Type 1	302	6500
5	SCHLUMBERGER	Hotline	456	RTD Only	550	5000
6	SCHLUMBERGER	Hotline	562	RTD Only	550	5000
7	SCHLUMBERGER	Hotline	456	Paine	482	5000
8	SCHLUMBERGER	Hotline	562	Paine	482	5000
9	SCHLUMBERGER	Phoenix Select	450	UltraLite	230	5801,5
10	SCHLUMBERGER	Phoenix Select	450	Lite	302	5801,5
11	SCHLUMBERGER	Phoenix Select	450	Standard	302	5801,5
12	SCHLUMBERGER	Phoenix Select	450	Advanced	302	5801,5

Below the table, there are sections for 'Measurements' (Annulus Pressure at motor, Annulus Temperature at motor, Motor Temperature, Motor Vibration, Current leakage) and 'Comments / Description'. The right-hand pane shows 'Design' and 'Pump' parameters, including Design Rate (797,0 STB/d), Frequency (59,00 Hz), Speed (3419,8 RPM), Slip Stages (0), No. of Stages (121), Motor Speed (3419,8 RPM), Load Factor (55,05 %), Efficiency (82,95 %), Current (30,4 Amps), Voltage (1146,3 Volts), Operating Condition (Operation Rate 796,7 STB/d, TDH 3391,97 ft, Liquid Level over Pump 76,50 ft, Liquid Velocity 0,51 ft/s), and Load at Design Frequency (Pump 31,9 hp, Separator 3,0 hp, Gas Handler 9,8 hp, Total 44,7 hp). A status bar at the bottom displays an error message: 'Error : Motor load factor should be close to 100% for valid motor performance results.'

Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

De ahí en adelante, cada sección y equipo dependen de la compañía y sus requerimientos. En un diseño de ESP lo más importante es seleccionar el separador, la bomba y el motor.

6.2.2 Resultados del diseño de ESP para el Pozo BP1. A continuación, se muestran los resultados del diseño ESP del Pozo BP1 en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Resultados diseño de ESP para el Pozo BP1 en el software DesignRite

PARÁMETRO	VALOR
CONDICIONES DE BOMBEO	
Caudal de producción (STB/d)	1000
Presión de entrada a la bomba (psig)	412
Presión de descarga de la bomba (psig)	1874,6
Nivel de fluido de admisión a la bomba (ft)	3130
Nivel de fluido por encima de la admisión de fluidos a la bomba (ft)	934
Voltaje requerido en superficie (v)	1032,9
Mixture Gradient (psi/ft)	0,441
TDH (TotalDynamic Head) (ft)	2669,38
Velocidad de la bomba (RPM)	2840,2
Eficiencia de separación (%)	99,67
INFORMACIÓN DE LA BOMBA	
Información del equipo	REDA 400D1050N
Etapas	121
Asiento de la bomba (TVD o MD)	3994 o 4065
Eficiencia de la bomba en fondo (%)	32,52
Profundidad de la bomba (ft)	4065
Configuración de las etapas	CR-CT
Tipo de configuración de etapas	ARZ
SEPARADORES DE GAS	
Información del equipo	REDA 400/400 VGSA D20-60, 400/400
Caballos de fuerza (hp)	2,4
Eficiencia natural de separación (%)	26,15
Eficiencia del separador 1 (%)	99,67
Eficiencia total de separación (%)	99,76
Gas libre dentro de la bomba (%)	0,02
MOTOR	
Información del equipo	REDA 456 Maximus 4112
Voltaje (v) @ 60Hz	1165,7
Velocidad (RPM)	2840,2
Caballos de fuerza (hp) @60Hz	82,5
Amperaje (amp) @60Hz	43,8
Eficiencia (%)	83
Temperatura máxima (°F)	350
Winding Number	4112
Rating factor (%)	50
CABLE	
Tipo	EL

Tabla 25. (Continuación)

PARÁMETRO	VALOR
Tamaño del conductor	6
Longitud (ft)	4165
KV (kV)	4
Temperature Rating (°F)	450
PROTECTOR	
Thrust bearing Type	25
Número de sellos	4
Tipo de aceite	REDA OIL #5
Configuración	LSBPB
Numero de cámaras Componentes	6 TANDEM
SENSOR	
Información del equipo	Phoenix xt150 Type 0
CONDICIONES A LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN	
Frecuencia de operación (Hz)	59
Amperaje del motor (amp)	26,1
Volts @ Junction Box (Volts)	1032,9
KVA @ Junction Box	46,65
Total Motor Load (hp)	21,2
Voltios del motor (v)	952

Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

6.2.3 Esquema final del diseño de ESP para el Pozo BP1. En el **Anexo E**, se muestra el esquema final con sus respectivas partes, del diseño de ESP para el Pozo BP1. A continuación se explica cada sección del sistema de levantamiento diseñado para el Pozo.

6.2.3.1 Bomba Pozo BP1. La bomba seleccionada es la 400D1050N de 121 etapas. El número 400 indica que el diámetro externo (OD) de la bomba es de 4 in, lo cual es útil para saber si la bomba podrá ser instalada dentro de la tubería. La letra D indica la serie 400 que hace referencia al diámetro externo que se había explicado anteriormente. El número 1050 nos indica que a 60Hz la bomba trabajará a un punto de eficiencia máximo produciendo 1050 barriles. El número de etapas se da de acuerdo a la cantidad de presión que necesite el fluido para ser llevado a superficie.

6.2.3.2 Manejador de gas Pozo BP1. El manejador de gas o AGH (Advanced gas handler) como se puede observar en el **Anexo E**, es el D5-21. Es importante tener en cuenta que el manejador de gas no lo va a separar. En un proceso de pérdida de presión del petróleo, se separa gas naturalmente, alguno es asilado por el separador y otro queda libre. El manejador de gas se encarga de controlar éste gas para que no intervenga en la funcionabilidad de la bomba o su eficiencia. En el caso del manejador, la letra D indica la serie 400, es decir, que el diámetro externo de éste es de 4 in, esto es importante para saber qué conexión debe tener con los equipos que estén ubicados encima o debajo de él. Finalmente, el número 5-21 indica que el rango de operación del equipo es de 500 a 2100 barriles.

6.2.3.3 Separador de gas Pozo BP1. El separador de gas o Gas Separator como se puede ver en el **Anexo E**, es el VGSA D20-60, 400/400. Las letras VGSA significan Vortex Gas Separator Assembly, lo que indica el sistema de separación que usa la empresa que maneja este separador. La letra D indica la serie 400. Los número 20-60 indican que el rango de operación del equipo es de 2000 a 6000 barriles. Finalmente, los números 400/400 indican que las conexiones arriba y abajo del equipo son de 4 in, como se había explicado anteriormente.

6.2.3.4 Protector Pozo BP1. Se muestran dos protectores en el **Anexo E**. El objetivo del protector, como su nombre lo indica, es el de proteger el motor. Esto sucede porque el motor siempre está abierto para evitar las caídas de presión que se presenten en el sistema. Lo anterior, hace que el equipo esté en contacto con los fluidos provenientes del reservorio, por esto el protector evita que el equipo se contamine. Las letras indican que el protector tiene tres cámaras, Una laberinto, es decir tubos hacia arriba y hacia abajo que generan un camino tortuoso al aceite para que no entre al motor; una bolsa en serie y una bolsa en paralelo. Las bolsas se expanden y contraen, dependiendo de la necesidad del motor, para que no se contamine con los fluidos.

6.2.3.5 Motor Pozo BP1. El motor es 456 Maximus 4112 HP: 82,5 hp. El número 456 hace referencia a la serie 456, es decir que el diámetro externo (OD) del motor es de 4,56 in. La palabra Maximus hace indica la referencia de la empresa fabricante del equipo. El número 4112 hace es la referencia de los caballos de fuerza del motor, en este caso 82,5 hp.

6.2.3.6 Sensor Pozo BP1. El sensor es Phoenix xt 150 Type 0. Éste, es una barrera entre los fluidos provenientes del reservorio y el motor. La palabra hace referencia al nombre comercial del equipo. Las letras y número xt 150 indican que el equipo opera a 150°C. Finalmente el tipo de sensor es 0 (Type 0) es decir, mide la presión en fondo.

6.3 DISEÑO DE ESP DEL POZO BP2

A continuación, se muestra el procedimiento para la realización del diseño del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible para el Pozo BP2.

6.3.1 Metodología del diseño de ESP para el Pozo BP2. Previamente al uso del software para el diseño sistema de levantamiento artificial ESP en el pozo, se reúnen diferentes datos del mismo para luego ingresarlos en el software y así poder realizar la simulación. Se realiza la simulación en el software con la misma metodología del Pozo BP1 ingresando la información requerida del Pozo BP2 y luego se exportan los resultados.

En la **Tabla 26** se especifican los datos mínimos requeridos por el software para el Pozo BP2.

Tabla 26. Parámetros requeridos por el software DesignRite para el Pozo BP2.

PARÁMETRO	VALOR
POZO	
Presión de cabeza de pozo (psig)	120
Temperatura de cabeza de pozo (°F)	80
Temperatura del reservorio (°F)	110
Corte de agua (%)	89
Profundidad de las perforaciones (ft)	2749
FLUIDOS	
Gravedad específica (°API)	24
Gravedad específica del agua	1
Gravedad específica del gas	0,7
Presión de burbuja (psig)	150
GOR (SCF/STB)	150
GLR (SCF/STB)	16,5
PRODUCCIÓN – INFLOW	
Método	PI
Índice de productividad - PI (STB/d/psi)	4,83
Presión estática de fondo (psig)	595
COMPLETAMIENTO	
Profundidad de la bomba (ft)	2655
Longitud de la tubería de revestimiento (ft)	2749
Diámetro externo de la tubería de revestimiento OD (in)	7
Diámetro interno de la tubería de revestimiento ID (in)	6,276
Longitud de la tubería de producción (ft)	2625,94
Diámetro externo de la tubería de producción OD (in)	2,875

Tabla 26. (Continuación)

PARÁMETRO	VALOR
Diámetro interno de la tubería de producción ID (in)	2,441

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2016.

6.3.2 Resultados del diseño de ESP para el Pozo BP2. A continuación, se muestran los resultados del diseño ESP del Pozo BP2 en la **Tabla 27**.

Tabla 27. Resultados diseño de ESP para el Pozo BP1 en el software DesignRite.

PARÁMETRO	VALOR
CONDICIONES DE BOMBEO	
Caudal de producción (STB/d)	1800
Presión de entrada a la bomba (psig)	205,7
Presión de descarga de la bomba (psig)	1235,8
Mixture Gradient (psi/ft)	0,425
TDH- (Total Dynamic Head) (ft)	2016,15
Velocidad de la bomba (RPM)	3096,3
Eficiencia de separación (%)	96,79
INFORMACIÓN DE LA BOMBA	
Información del equipo	REDA 400 D2400N
Etapas	93
SEPARADORES DE GAS	
Información del equipo	REDA 400/400 VGSA D20-60, 400/400
Caballos de fuerza (hp)	2,8
Eficiencia natural de separación (%)	22,7
Eficiencia del separador 1 (%)	96,79
Eficiencia total de separación (%)	97,52
Gas libre dentro de la bomba (%)	0,23
MOTOR	
Información del equipo	REDA 456 Maximus 4112
Voltaje (v)	1977,6
Velocidad (RPM)	3096,3
Caballos de fuerza (hp)	82,5
Amperaje (amp)	27,3
Número de bobinado	4A42
Factor de calificación (%)	100
CABLE	
Tipo	EL

Tabla 27. (Continuación)

PARÁMETRO	VALOR
Tamaño del conductor	6
Longitud (ft)	2754,74
KV (kV)	4
Temperature Rating (°F)	450
PROTECTOR	
Thrust bearing Type	400 Maximus HI
Número de sellos	4
Tipo de aceite	REDA OIL #5
Configuración	LSBPB
Numero de cámaras	6
Componentes	TANDEM
SENSOR	
Información del equipo	Phoenix xt150 Type 0
CONDICIONES A LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN	
Frecuencia de operación (Hz)	55
Amperaje del motor (amp)	19,8
Volts @ Junction Box (Volts)	1853,2
KVA @ Junction Box	63,88
Total Motor Load (hp)	49,4
Voltios del motor (v)	1812,8

Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

6.3.3 Esquema final del diseño de ESP para el Pozo BP2. En el **Anexo F**, se muestra el esquema final con sus respectivas partes, del diseño de ESP para el Pozo BP2. A continuación se explica cada sección del sistema de levantamiento diseñado para el Pozo.

6.3.3.1 Bomba Pozo BP2. La bomba seleccionada es la 400 D2400N de 93 etapas. El número 400 indica que el diámetro externo (OD) de la bomba es de 4 in. La letra D indica la serie 400 que hace referencia al diámetro externo que se había explicado anteriormente. El número 2400 nos indica que a 60Hz la bomba trabajará a un punto de eficiencia máximo produciendo 2400 barriles. El número de etapas se da de acuerdo a la cantidad de presión que necesite el fluido para ser llevado a superficie.

6.3.3.2 Manejador de gas Pozo BP2. El manejador de gas o AGH (Advanced gas handler) como se puede observar en el **Anexo F**, es el D5-21. La letra D indica la serie 400, es decir, que el diámetro externo de éste es de 4 in. Finalmente, el número 5-21 indica que el rango de operación del equipo es de 500 a 2100 barriles.

6.3.3.3 Separador de gas Pozo BP2. El separador de gas o Gas Separator como se puede ver en el **Anexo F**, es el VGSA D20-60, 400/400. Las letras VGSA significan Vortex Gas Separator Assembly, lo que indica el sistema de separación que usa la empresa que maneja este separador. La letra D indica la serie 400. Los números 20-60 indican que el rango de operación del equipo es de 2000 a 6000 barriles. Finalmente, los números 400/400 indican que las conexiones arriba y abajo del equipo son de 4 in, como se había explicado anteriormente.

6.3.3.4 Protector Pozo BP2. Se muestran dos protectores en el **Anexo F**. Las letras indican que el protector tiene tres cámaras, Una laberinto, es decir tubos hacia arriba y hacia abajo que generan un camino tortuoso al aceite para que no entre al motor; una bolsa en serie y una bolsa en paralelo. Las bolsas se expanden y contraen, dependiendo de la necesidad del motor, para que no se contamine con los fluidos.

6.3.3.5 Motor Pozo BP2. El motor es 456 Maximus 4A52 HP: 82,5 hp. El número 456 hace referencia a la serie 456, es decir que el diámetro externo (OD) del motor es de 4,56 in. La palabra Maximus hace indica la referencia de la empresa fabricante del equipo. El número 4A52 hace es la referencia de los caballos de fuerza del motor, en este caso 82,5 hp.

6.3.3.6 Sensor Pozo BP2. El sensor es Phoenix xt 150 Type 0. Las letras y número xt 150 indican que el equipo opera a 150°C. Finalmente el tipo de sensor es 0 (Type 0) es decir, mide la presión en fondo.

6.4 DISEÑO DE ESP DEL POZO PCP1

A continuación, se muestra el procedimiento para la realización del diseño del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible para el Pozo PCP1.

6.4.1 Metodología del diseño de ESP para el Pozo PCP1. Previamente al uso del software para el diseño sistema de levantamiento artificial ESP en el pozo, se reúnen diferentes datos del mismo para luego ingresarlos en el software y así poder realizar la simulación. Se realiza la simulación en el software con la misma metodología del Pozo BP1 y luego se exportan los resultados.

En la **Tabla 28** se especifican los datos mínimos requeridos por el software para el Pozo PCP1.

Tabla 28. Parámetros requeridos por el software DesignRite para el Pozo PCP1.

PARÁMETRO	VALOR
POZO	
Presión de cabeza de pozo (psig)	120
Temperatura de cabeza de pozo (°F)	80
Temperatura del reservorio (°F)	110
Profundidad de las perforaciones (ft)	3578
FLUIDOS	
Gravedad específica (°API)	22
Gravedad específica del agua	1
Gravedad específica del gas	0,7
Presión de burbuja (psig)	150
Corte de agua (%)	92
Salinidad del agua (p.m)	7000
GOR (SCF/STB)	150
GLR (SCF/STB)	16,5
PRODUCCIÓN – INFLOW	
Método	PI
Índice de productividad (STB/d/psi)	3,5
Presión estática de fondo (psig)	595
COMPLETAMIENTO	
Profundidad de la bomba (ft)	3144
Longitud de la tubería de revestimiento (ft)	3846
Diámetro externo de la tubería de revestimiento OD (in)	7
Diámetro interno de la tubería de revestimiento ID (in)	6,276
Longitud de la tubería de producción (ft)	3107,7
Diámetro externo de la tubería de producción OD (in)	2,875
Diámetro interno de la tubería de producción ID (in)	2,441

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA Base de datos LCI. 2016.

6.4.2 Resultados del diseño de ESP para el Pozo PCP1 A continuación, se muestran en la **Tabla 29** los resultados del diseño ESP del Pozo PCP1.

Tabla 29. Resultados diseño de ESP para el Pozo PCP1 en el software DesignRite.

PARÁMETRO	VALOR
CONDICIONES DE BOMBEO	
Caudal de producción (STB/d)	1014
Presión de entrada a la bomba (psig)	135,1
Presión de descarga de la bomba (psig)	1433,5
Mixture Gradient (psi/ft)	0,431
TDH- nivel de fluido (ft)	2446,45
Velocidad de la bomba (RPM)	3011,9
Eficiencia de separación (%)	98,99
INFORMACIÓN DE LA BOMBA	
Información del equipo	REDA 400 DN1800
Etapas	140
Configuración de las etapas	CR-CT
Tipo de configuración de las etapas	ARZ
SEPARADORES DE GAS	
Información del equipo	REDA 400/400 VGSA D20-60, 400/400
Caballos de fuerza (hp)	2,2
Eficiencia natural de separación (%)	28,75
Eficiencia del separador 1 (%)	98,99
Eficiencia total de separación (%)	99,28
Gas libre dentro de la bomba (%)	0
MANEJADOR DE GAS	
Información del equipo	REDA 400/400 AGH
MOTOR	
Información del equipo	REDA 456 Maximus 4065
Velocidad (RPM)	2155,8
Caballos de fuerza (hp)	3011,9
Amperaje (amp)	90
Número de bobinado	27,2
Factor de calificación (%)	4065
	100
CABLE	
Tipo	EL
Tamaño del conductor	6
Longitud (ft)	3244
KV (kV)	4
Temperature Rating (°F)	450
PROTECTOR	
Thrust bearing Type	400 Maximus HI

Tabla 29. (Continuación)

PARÁMETRO	VALOR
Número de sellos	4
Tipo de aceite	REDA OIL #5
Configuración	LSBPB
Numero de cámaras	6
Componentes	TANDEM
SENSOR	
Información del equipo	Phoenix xt150 Type 0
CONDICIONES A LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN	
Frecuencia de operación (Hz)	53,5
Amperaje del motor (amp)	17
Volts @ Junction Box (Volts)	1963
KVA @ Junction Box	57,75
Total Motor Load (hp)	38,8
Voltios del motor (v)	1922,3

Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

6.4.3 Esquema final del diseño de ESP para el Pozo PCP1. En el **Anexo G**, se muestra el esquema final con sus respectivas partes, del diseño de ESP para el Pozo PCP1. A continuación se explica cada sección del sistema de levantamiento diseñado para el Pozo.

6.4.3.1 Bomba Pozo PCP1. En el **Anexo G** se observan dos bombas. Se realiza el diseño así porque se necesitan 140 etapas para el diseño del sistema, ya sea por disponibilidad o características del equipo o la longitud de cada bomba, que no debe ser mayor a 40 ft, se tienen que instalar dos bombas de 70 etapas para la necesidad del pozo. La bomba seleccionada es la 400 D1800N de 70 etapas. El número 400 indica que el diámetro externo (OD) de la bomba es de 4 in. La letra D indica la serie 400 que hace referencia al diámetro externo que se había explicado anteriormente. El número 1800 nos indica que a 60Hz la bomba trabajará a un punto de eficiencia máximo produciendo 1800 barriles. El número de etapas se da de acuerdo a la cantidad de presión que necesite el fluido para ser llevado a superficie.

6.4.3.2 Manejador de gas Pozo PCP1. El manejador de gas o AGH (Advanced gas handler) como se puede observar en el **Anexo G**, es el D5-21. La letra D indica la serie 400, es decir, que el diámetro externo de éste es de 4 in. Finalmente, el número 5-21 indica que el rango de operación del equipo es de 500 a 2100 barriles.

6.4.3.3 Separador de gas Pozo PCP1. El separador de gas o Gas Separator como se puede ver en el **Anexo G**, es el VGSA D20-60, 400/400. Las letras VGSA significan Vortex Gas Separator Assembly, lo que indica el sistema de separación que usa la empresa que maneja este separador. La letra D indica la serie 400. Los números 20-60 indican que el rango de operación del equipo es de 2000 a 6000 barriles. Finalmente, los números 400/400 indican que las conexiones arriba y abajo del equipo son de 4 in, como se había explicado anteriormente.

6.4.3.4 Protector Pozo PCP1. Se muestran dos protectores en el **Anexo G**. Las letras indican que el protector tiene tres cámaras, Una laberinto, es decir tubos hacia arriba y hacia abajo que generan un camino tortuoso al aceite para que no entre al motor; una bolsa en serie y una bolsa en paralelo. Las bolsas se expanden y contraen, dependiendo de la necesidad del motor, para que no se contamine con los fluidos.

6.4.3.5 Motor Pozo PCP1. El motor es 456 Maximus 4A52 HP: 82,5 hp. El número 456 hace referencia a la serie 456, es decir que el diámetro externo (OD) del motor es de 4,56 in. La palabra Maximus hace indica la referencia de la empresa fabricante del equipo. El número 4A52 hace es la referencia de los caballos de fuerza del motor, en este caso 82,5 hp.

6.4.3.6 Sensor Pozo PCP1. El sensor es Phoenix xt 150 Type 0. Las letras y número xt 150 indican que el equipo opera a 150°C. Finalmente el tipo de sensor es 0 (Type 0) es decir, mide la presión en fondo.

6.5 DISEÑO DE ESP DEL POZO PCP2

A continuación, se muestra el procedimiento para la realización del diseño del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible para el Pozo PCP2.

6.5.1 Metodología del diseño de ESP para el Pozo PCP2. Previamente al uso del software para el diseño sistema de levantamiento artificial ESP en el pozo, se reúnen diferentes datos del mismo para luego ingresarlos en el software y así poder realizar la simulación. Se realiza la simulación en el software con la misma metodología del Pozo BP1 y luego se exportan los resultados.

En la **Tabla 30** se especifican los datos mínimos requeridos por el software para el Pozo PCP2.

Tabla 30. Parámetros requeridos por el software DesignRite para el Pozo PCP2.

PARÁMETRO	VALOR
POZO	
Presión de cabeza de pozo (psig)	120
Temperatura de cabeza de pozo (°F)	80
Temperatura del reservorio (°F)	110
Profundidad de las perforaciones (ft)	3321
FLUIDOS	
Gravedad específica (°API)	24
Gravedad específica del agua	1,05
Gravedad específica del gas	0,7
Presión de burbuja (psig)	150
Corte de agua (%)	93
GOR (SCF/STB)	150
GLR (SCF/STB)	10,5
PRODUCCIÓN – INFLOW	
Método	PI
Índice de productividad (STB/d/psi)	3,14
Presión estática de fondo (psig)	705
COMPLETAMIENTO	
Profundidad de la bomba (ft)	3288
Longitud de la tubería de revestimiento (ft)	3726
Diámetro externo de la tubería de revestimiento OD (in)	7
Diámetro interno de la tubería de revestimiento ID (in)	6,276
Longitud de la tubería de producción (ft)	3251,7
Diámetro externo de la tubería de producción OD (in)	2,875
Diámetro interno de la tubería de producción ID (in)	2,441

Fuente. COMPAÑÍA OPERADORA. Base de datos LCI. 2016.

6.5.2 Resultados del diseño de ESP para el Pozo PCP2. A continuación, se muestran en la **Tabla 31** los resultados del diseño ESP del Pozo PCP2.

Tabla 31. Resultados diseño de ESP para el Pozo PCP1 en el software DesignRite.

PARÁMETRO	VALOR
CONDICIONES DE BOMBEO	
Caudal de producción (STB/d)	956
Presión de entrada a la bomba (psig)	261,9
Presión de descarga de la bomba (psig)	1543,3
Mixture Gradient (psi/ft)	0,447
TDH- nivel de fluido (ft)	2325,39
Velocidad de la bomba (RPM)	2927,4
Eficiencia de separación (%)	99,09
INFORMACIÓN DE LA BOMBA	
Información del equipo	REDA 400 DN1800
Etapas	140
Configuración de las etapas	CR-CT
Tipo de configuración de las etapas	ARZ
SEPARADORES DE GAS	
Información del equipo	REDA 400/400 VGSA D20-60, 400/400
Caballos de fuerza (hp)	2,6
Eficiencia natural de separación (%)	29,14
Eficiencia del separador 1 (%)	99,09
Eficiencia total de separación (%)	99,35
Gas libre dentro de la bomba (%)	0,03
MANEJADOR DE GAS	
Información del equipo	REDA 400/400 AGH
MOTOR	
Información del equipo	REDA 456 Maximus 4065
Voltaje (v)	2155,8
Velocidad (RPM)	2927,4
Caballos de fuerza (hp)	90
Amperaje (amp)	27,2
Número de bobinado	4065
Factor de calificación (%)	100
CABLE	
Tipo	EL
Tamaño del conductor	6
Longitud (ft)	3388
KV (kV)	4
Temperature Rating (°F)	450
PROTECTOR	
Thrust bearing Type	400 Maximus HI

Tabla 31. (Continuación)

PARÁMETRO	VALOR
Número de sellos	4
Tipo de aceite	REDA OIL #5
Configuración	LSBPB
Numero de cámaras	6
Componentes	TANDEM
SENSOR	
Información del equipo	Phoenix xt150 Type 0
CONDICIONES A LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN	
Frecuencia de operación (Hz)	52
Amperaje del motor (amp)	16,9
Volts @ Junction Box (Volts)	1910,7
KVA @ Junction Box	55,73
Total Motor Load (hp)	36,8
Voltios del motor (v)	1868,4

Fuente. DesignRite para proveedores. Versión 9.0.1. Proporcionado por la Compañía Operadora. Modificado por las autoras

6.5.3 Esquema final del diseño de ESP para el Pozo PCP2. En el **Anexo H**, se muestra el esquema final con sus respectivas partes, del diseño de ESP para el Pozo PCP2. A continuación se explica cada sección del sistema de levantamiento diseñado para el Pozo.

6.5.3.1 Bomba Pozo PCP2. La bomba seleccionada es la 400 D1800N de 70 etapas. El número 400 indica que el diámetro externo (OD) de la bomba es de 4 in. La letra D indica la serie 400 que hace referencia al diámetro externo que se había explicado anteriormente. El número 1800 nos indica que a 60Hz la bomba trabajará a un punto de eficiencia máximo produciendo 1800 barriles. El número de etapas se da de acuerdo a la cantidad de presión que necesite el fluido para ser llevado a superficie.

6.5.3.2 Manejador de gas Pozo PCP2. El manejador de gas o AGH (Advanced gas handler) como se puede observar en el **Anexo H**, es el D5-21. La letra D indica la serie 400, es decir, que el diámetro externo de éste es de 4 in. Finalmente, el número 5-21 indica que el rango de operación del equipo es de 500 a 2100 barriles.

6.5.3.3 Separador de gas Pozo PCP2. El separador de gas o Gas Separator como se puede ver en el **Anexo H**, es el VGSA D20-60, 400/400. Las letras VGSA significan Vortex Gas Separator Assembly, lo que indica el sistema de separación que usa la empresa que maneja este separador. La letra D indica la serie 400. Los números 20-60 indican que el rango de operación del equipo es de 2000 a 6000 barriles. Finalmente, los números 400/400 indican que las conexiones arriba y abajo del equipo son de 4 in, como se había explicado anteriormente.

6.5.3.4 Protector Pozo PCP2. Se muestran dos protectores en el **Anexo H**. Las letras indican que el protector tiene tres cámaras, Una laberinto, es decir tubos hacia arriba y hacia abajo que generan un camino tortuoso al aceite para que no entre al motor; una bolsa en serie y una bolsa en paralelo. Las bolsas se expanden y contraen, dependiendo de la necesidad del motor, para que no se contamine con los fluidos.

6.5.3.5 Motor Pozo PCP2. El motor es 456 Maximus 4065 HP: 90 hp. El número 456 hace referencia a la serie 456, es decir que el diámetro externo (OD) del motor es de 4,56 in. La palabra Maximus hace referencia de la empresa fabricante del equipo. El número 4065 hace es la referencia de los caballos de fuerza del motor, en este caso 90 hp.

6.5.3.6 Sensor Pozo PCP2. El sensor es Phoenix xt 150 Type 0. Las letras y número xt 150 indican que el equipo opera a 150°C. Finalmente el tipo de sensor es 0 (Type 0) es decir, mide la presión en fondo.

7. COMPARACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

A lo largo de la realización del proyecto, se determinaron algunas características de cada pozo, se tomaron datos a partir de simulaciones para los SLA Bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas, por otro lado se realizaron los diseños para bombeo electrosumergible en cada uno de los pozos.

A continuación, se presenta la comparación tanto numérica como gráfica de las características más importantes para los fines del proyecto, entre los sistemas de levantamiento actual y el sistema que se desea implementar en cada pozo, para así con estos parámetros determinar la viabilidad técnica del sistema propuesto.

7.1 POZO BP1

En la **Tabla 32** se presenta la comparación numérica de las características actuales del pozo con las esperadas si se cambiase el SLA por ESP en el pozo BP1.

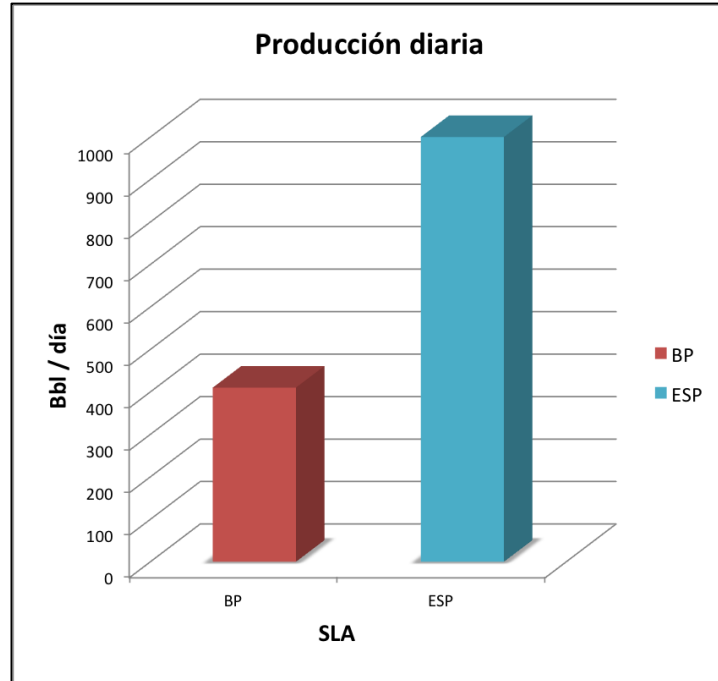
Tabla 32. Características Pozo BP1.

POZO BP1	Pozo con BP	Pozo con ESP
Barriles de fluido por día última prueba	410	1000
Runlife Promedio del sistema (días)	209	730
Producción de petróleo absoluto	1100	1100

Se observa que el Pozo BP1 con bombeo mecánico (BP), no está produciendo a su máximo potencial (1.100 BPD) apenas alcanza el 37% (410 BBL), esto nos indica que el sistema de levantamiento artificial que tiene actualmente no es el más indicado ya que el potencial de producción del pozo es mayor; esto se debe a las condiciones que lo rodean como arena, fluidos corrosivos, y otros, que hacen al SLA bombeo mecánico ser propenso a fallar constantemente.

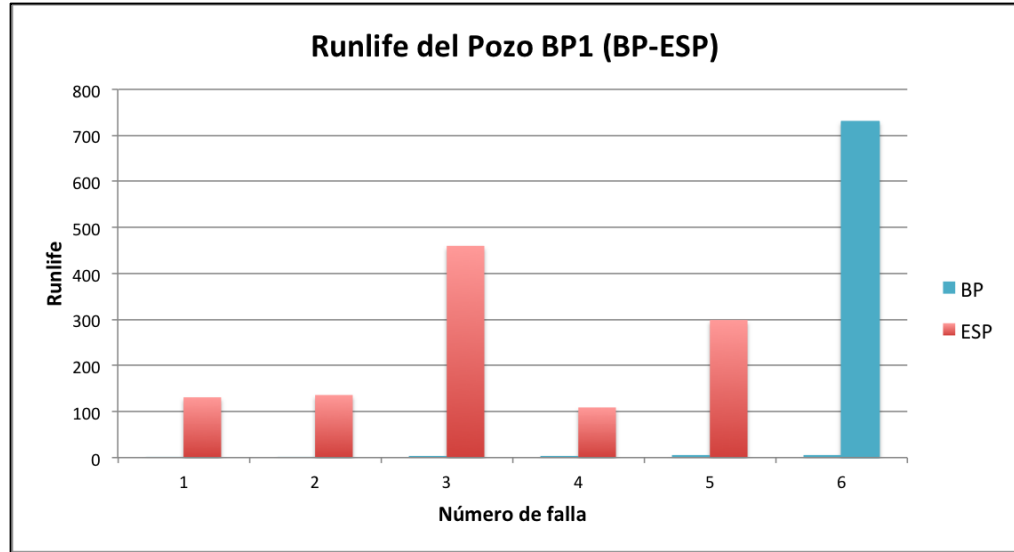
Por el contrario, en la **Tabla 32** se muestra que en caso de que el Pozo BP1 tuviese bombeo electrosumergible, según los datos proporcionados por el simulador DesignRite, este SLA sería mucho más adecuado, ya que alcanza a un 91% (1000 BPD) de su potencial de producción, lo cual se puede observar en la **Gráfica 9**.

Gráfica 9. Producción diaria BP1 – ESP1.



En cuanto al Runlife, para el caso de bombeo mecánico, es de 209 días, este es un promedio del tiempo que duró funcionando el SLA sin fallar durante el periodo de tiempo entre cada una de las últimas cinco intervenciones, en la **Tabla 32** se observa que si se utilizara ESP, se esperaría que este fuera notablemente mayor, para ser exactos, 521 días más de funcionamiento sin fallas bajo las condiciones del Campo La Cira Infantas. En la **Gráfica 10** se puede observar el comportamiento del runlife para el Pozo BP1 con SLA bombeo mecánico y con bombeo electrosumergible.

Gráfica 10. Runlife del Pozo BP1.



7.2 POZO BP2

En la **Tabla 33** se presenta la comparación numérica de las características actuales del pozo BP2 con las esperadas si se cambiase el SLA por ESP en el Pozo BP2.

Tabla 33. Características Pozo BP2.

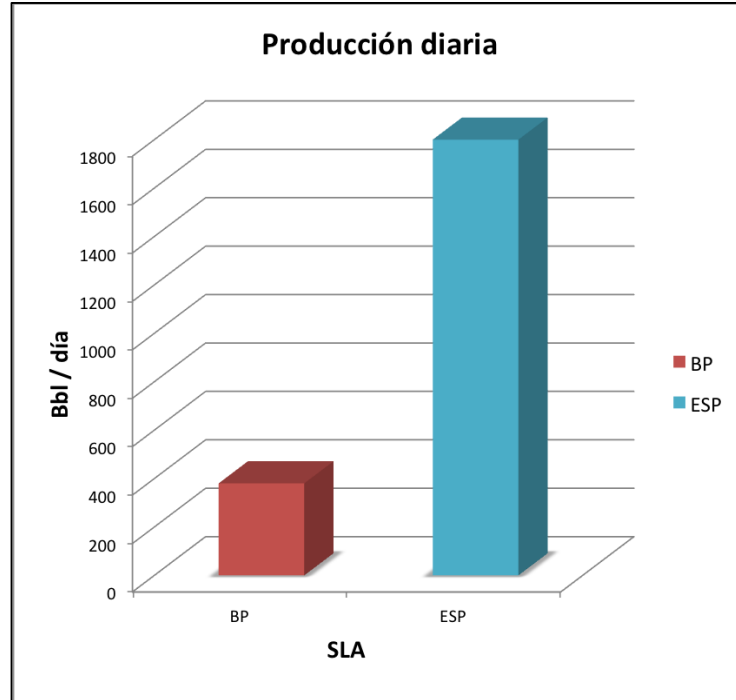
POZO BP2	Pozo con BP	Pozo con ESP
Barriles de fluido por día última prueba	380	1800
Runlife Promedio del sistema (días)	276	730
Producción de petróleo absoluto	2874	2874

Se observa que el Pozo BP2, al igual que el anterior con bombeo mecánico (BP), no está produciendo a su máximo potencial (2.874 BPD) apenas alcanza el 13% (380 BBL), esto nos indica que el sistema de levantamiento artificial que tiene actualmente no es el más indicado ya que el potencial de producción del pozo es mayor; esto se debe a las condiciones que lo rodean como arena, fluidos corrosivos, y otros, que hacen al SLA bombeo mecánico ser propenso a fallar constantemente.

Por el contrario, en la **Tabla 33** se muestra que en caso de que el Pozo BP2 tuviese bombeo electrosumergible, según los datos proporcionados por el simulador

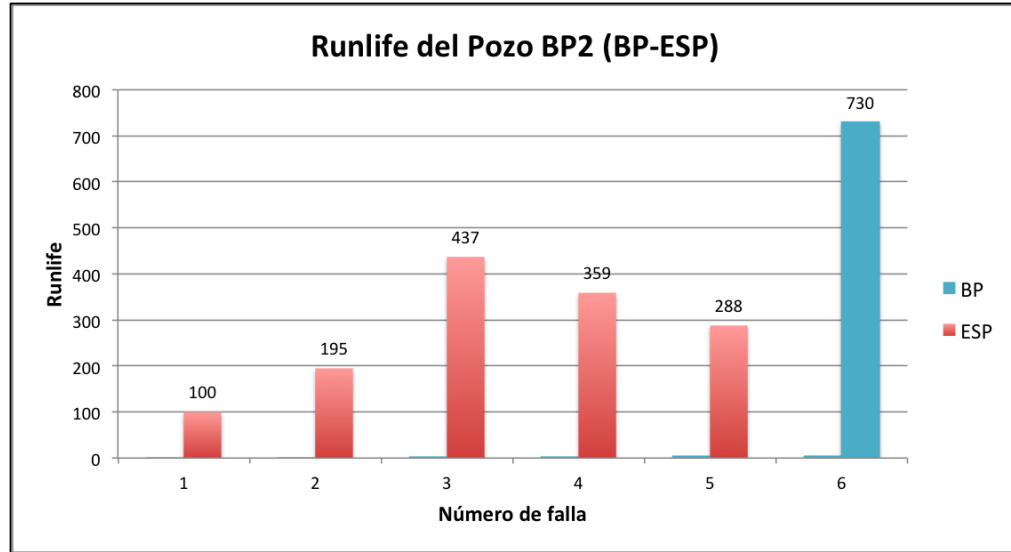
DesignRite, este SLA sería mucho más adecuado, ya que alcanza a un 63% (1800 BPD) de su potencial de producción, lo cual se puede observar en la **Gráfica 11**.

Gráfica 11. Producción diaria BP2 – ESP2



En cuanto al Runlife, para el caso de bombeo mecánico, es de 276 días, este es un promedio del número de días que duró funcionando el SLA sin fallar durante el periodo de tiempo entre cada una de las últimas cinco intervenciones, en la **Tabla 33** se observa que si se utilizara ESP, se esperaría que este fuera notablemente mayor, para ser exactos, 454 días más de funcionamiento sin fallas bajo las condiciones del Campo La Cira Infantas. En la **Gráfica 12** se puede observar el comportamiento del runlife para el pozo BP2 con SLA bombeo mecánico y con bombeo electrosumergible.

Gráfica 12. Runlife del Pozo BP2



7.3 POZO PCP1

En la **Tabla 34** se presenta la comparación numérica de las características actuales del pozo PCP1 con las esperadas si se cambiase el SLA por ESP en el pozo PCP1.

Tabla 34. Características del Pozo PCP1.

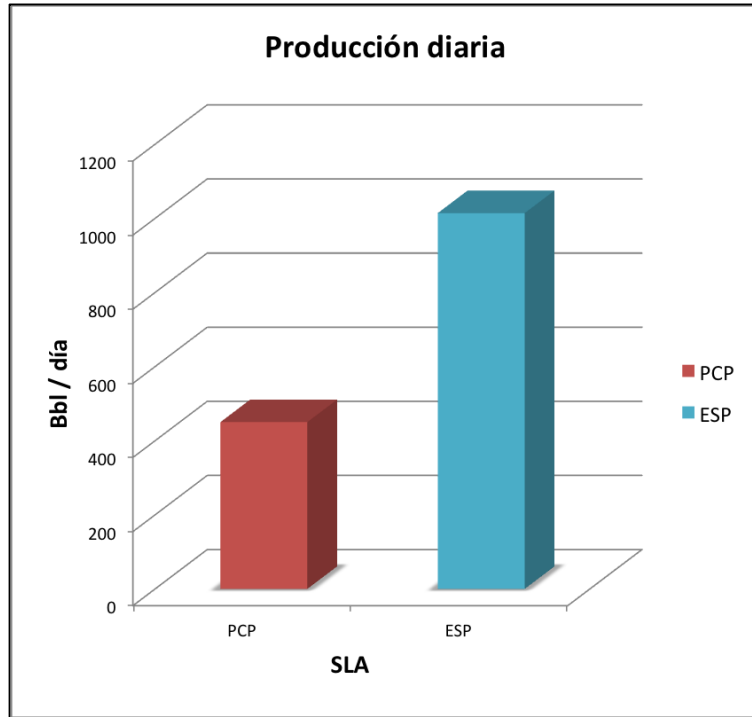
POZO PCP1	Pozo con PCP	Pozo con ESP
Barriles de fluido por día última prueba	450	1014
Runlife Promedio del sistema (días)	100	730
Producción de petróleo absoluto	2079	2079

Se observa que el pozo PCP1, no está produciendo a su máximo potencial (2.079 BPD) apenas alcanza el 22% (450 BBL), esto nos indica que el sistema de levantamiento artificial que tiene actualmente no es el más indicado ya que el potencial de producción del pozo es mayor; esto se debe a las condiciones que lo rodean como arena, fluidos corrosivos, y otros, que hacen al SLA bombeo por cavidades progresivas ser propenso a fallar constantemente.

Por el contrario, en la **Tabla 34** se muestra que en caso de que el pozo PCP1 tuviese bombeo electrosumergible, según los datos proporcionados por el simulador

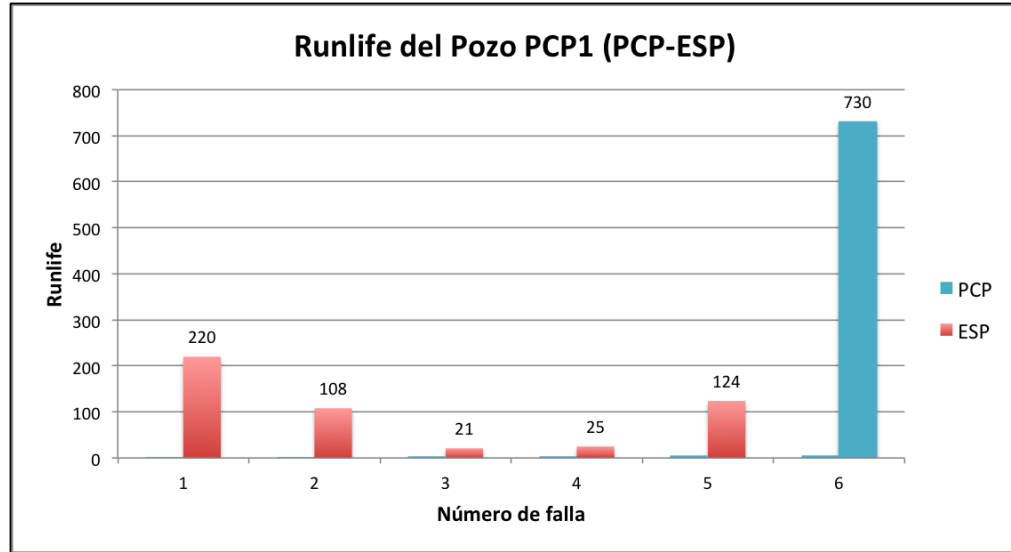
DesignRite, este SLA sería mucho más adecuado, ya que alcanza a un 49% (1014 BPD) de su potencial de producción, lo cual se puede observar en la **Gráfica 13**.

Gráfica 13. Producción diaria PCP1 - ESP1.



En cuanto al Runlife, en este pozo, para el caso de bombeo por cavidades progresivas, es de 100 días, este es un promedio del número de días que duró funcionando el SLA sin fallar durante el periodo de tiempo entre cada una de las últimas cinco intervenciones, en la **Tabla 34** se observa que si se utilizara ESP, se esperaría que este fuera notablemente mayor, para ser exactos, 630 días más de funcionamiento sin fallas bajo las condiciones del Campo La Cira Infantas. En la **Gráfica 14** se puede observar el comportamiento del runlife para el pozo PCP2 con SLA bombeo por cavidades progresivas y con bombeo electrosumergible.

Gráfica 14. Runlife del Pozo PCP1.



7.4 POZO PCP2

En la **Tabla 35** se presenta la comparación numérica de las características actuales del pozo con las esperadas si se cambiase el SLA por ESP en el pozo PCP2.

Tabla 35. Características del Pozo PCP2.

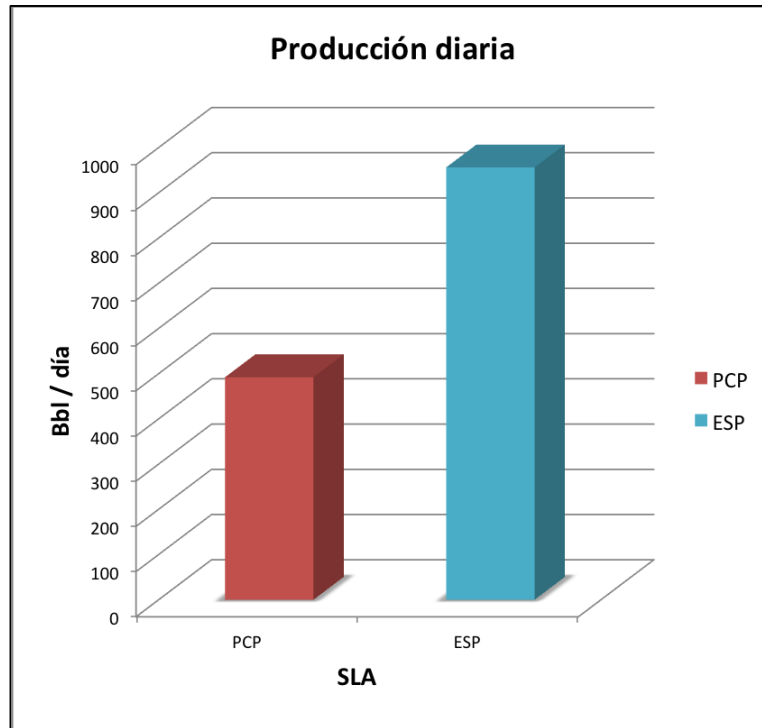
POZO PCP2	Pozo con PCP	Pozo con ESP
Barriles de fluido por día última prueba	492	956
Runlife Promedio del sistema (días)	211	730
Producción de petróleo absoluto	1820	1820

Se observa que el pozo PCP2, no está produciendo a su máximo potencial (1820 BPD) apenas alcanza el 27% (492 BBL), esto nos indica que el sistema de levantamiento artificial que tiene actualmente no es el más indicado ya que el potencial de producción del pozo es mayor; esto se debe a las condiciones que lo rodean como arena, fluidos corrosivos, y otros, que hacen al SLA bombeo por cavidades progresivas ser propenso a fallar constantemente.

Por el contrario, en la **Tabla 35** se muestra que en caso de que el pozo PCP2 tuviese bombeo electrosumergible, según los datos proporcionados por el simulador

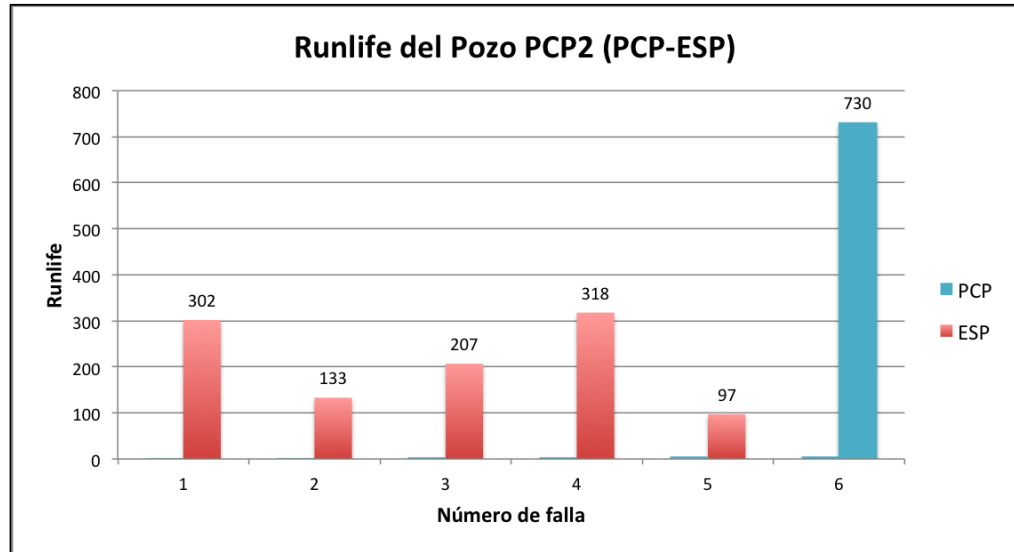
DesignRite, este SLA sería mucho más adecuado, ya que alcanza a un 52% (956 BPD) de su potencial de producción, lo cual se puede observar en la **Gráfica 15**.

Gráfica 15. Producción diaria PCP2 – ESP2.



En cuanto al Runlife, en este pozo, para el caso de bombeo por cavidades progresivas, es de 211 días, este es un promedio del número de días que duró funcionando el SLA sin fallar durante el periodo de tiempo entre cada una de las últimas cinco intervenciones, en la **Tabla 35** se observa que si se utilizara ESP, se esperaría que este fuera notablemente mayor, para ser exactos, 519 días más de funcionamiento sin fallas bajo las condiciones del Campo La Cira Infantas. En la **Gráfica 16** se puede observar el comportamiento del runlife para el pozo PCP2 con SLA bombeo por cavidades progresivas y con bombeo electrosumergible.

Gráfica 16. Runlife del Pozo PCP2.



8. CAPÍTULO FINANCIERO

A continuación se muestra el análisis financiero del proyecto, junto con los análisis de costos de inversión y operación y finalmente la evaluación financiera.

8.1 ANÁLISIS FINANCIERO

El problema actual en el campo La Cira Infantas, es que sus sistemas de levantamiento artificial más utilizados (Bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas), presentan fallas recurrentes que generan costos elevados a la empresa, la mayoría de fallas que surgen en estos sistemas son debido al componente que tienen en común: las varillas; estas presentan problemas por fricción, tensión, corrosión y demás, desencadenando en intervenciones y cambios de bomba reiteradamente. Para estos problemas, la compañía ha aplicado diversas soluciones en años pasados, como el cambio del tipo de varilla, su resistencia, cambio de proveedores, etc; pero a pesar de los cambios, los sistemas de levantamiento siguen presentando fallas.

Se propone realizar una evaluación técnico financiera del cambio de sistemas de levantamiento artificial que tienen cuatro pozos actualmente, a bombeo electrosumergible, debido a que este no posee dentro de sus componentes las varillas, principal causante de fallas, lo cual reduciría la cantidad de intervenciones necesarias y a su vez los gastos de la compañía.

Es importante aclarar que en esta evaluación financiera se contemplan dos escenarios, el primero sería continuar con los sistemas de levantamiento utilizados actualmente (bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas) y el segundo, muestra el panorama financiero si se remplazaran los sistemas de los cuatro pozos por bombeo electrosumergible.

La evaluación financiera se hace desde el punto de vista de una compañía operadora, se utiliza como unidad monetaria de valor constante el dolar Estadounidense (USD), la tasa de interés de oportunidad de la compañía es del 10% efectiva anual. El horizonte de tiempo para la evaluación es de cinco años con periodos semestrales, se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN). Adicionalmente se hace análisis de costos de inversión y costos de operación para cada escenario.

La evaluación se realiza para cuatro pozos del campo, pozo BP1, BP2, PCP1 Y PCP2, los dos primeros tienen como sistema de levantamiento el bombeo mecánico

y los otros bombeo por cavidades progresivas. Estos sistemas de levantamiento tienen sus componentes tanto en fondo como en superficie.

8.2 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX ⁵⁵ se traduce en “Capital Expenditure”, este hace referencia a la inversiones de una empresa que llegan a convertirse en activos fijos los cuales generan beneficio a la compañía, o aumentos de valor en los activos fijos existentes previamente. A continuación se relacionan los costos de inversión para los siguientes dos escenarios.

8.2.1 Escenario uno: sistemas de levantamiento actual. En el escenario uno (1) la compañía conservaría sus sistemas de levantamiento actual, por lo tanto no incurren en costos de inversión.

8.2.2 Escenario dos: sistema de levantamiento propuesto. Para el segundo escenario, se contempla el cambio de sistema artificial a bombeo electrosumergible para cada uno de los pozos (BP1, BP2, PCP1, PCP2). El costo de estas bombas se encuentra especificado en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Costos de inversión.

Periodo	Descripción	Costo (USD)	Cantidad	Total (USD)
1	Bomba electrosumergible	120.000	4	480.000

Fuente. Compañía Operadora.

8.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX, traducido como “Operational Expense” hace referencia a los desembolsos incurridos por la empresa en la operación, estos no se consideran como activos fijos de la empresa ni pueden ser capitalizados. A continuación se detallan costos de operación en la **Tabla 37**.

⁵⁵ LORENZANA, Diego [en línea]. ¿En qué consiste el CAPEX y por qué es una magnitud tan importante para la pyme?. 2016. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <https://www.pymesya autonomos.com/fiscalidad-y-contabilidad/en-que-consiste-el-capex-y-por-que-es-una-magnitud-tan-importante-para-la-pyme>>

Tabla 37. Costos de operación de los sistemas de levantamiento artificial.

Sistema de levantamiento artificial	Mantenimiento (USD)	Consumo de energía promedio por hora (KWh)	Costo de energía (USD/KWH)	Costo de energía semestral por pozo (USD)
Bombeo mecánico	60.000	2,8	0,11338	1.371,44
Bombeo por cavidades progresivas	75.000	3,2		1.567,37
Bombeo electrosumergible	180.000	52,2		25.567,64

Fuente. Compañía Operadora.

8.3.1 Escenario uno, sistema de levantamiento actual. En este escenario se presenta el número de intervenciones durante los 20 semestres si se continúa con los sistemas de levantamiento que se tienen actualmente en los cuatro pozos seleccionados.

En el capítulo 5 del proyecto se definió el promedio de vida útil para cada pozo seleccionado con respecto a la frecuencia con que se presentaron sus últimas fallas, los resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 38. Vida útil SLA por pozo.

Pozo	Vida útil SLA (meses)
BP1	8
BP2	9
PCP1	3
PCP2	7

Ya que los sistemas de levantamiento artificial actuales presentan una vida útil diferente para cada pozo. A continuación en el **Cuadro 8**, se presenta un cronograma donde se prevee el número de intervenciones requeridas en cada periodo si se continúa con los sistemas de levantamiento actuales.

Cuadro 8. Cronograma de invenciones de pozos del primer escenario.

Periodo 1						Periodo 2					
mes 1	mes 2	mes 3	mes 4	mes 5	mes 6	mes 7	mes 8	mes 9	mes 10	mes 11	mes 12
		PCP1			PCP1	PCP2	BP1	BP2-PCP1			PCP1
Periodo 3						Periodo 4					
mes 13	mes 14	mes 15	mes 16	mes 17	mes 18	mes 19	mes 20	mes 21	mes 22	mes 23	mes 24
	PCP2	PCP1			BP2-PCP1			PCP2-PCP1			BP1-PCP1
Periodo 5						Periodo 6					
mes 25	mes 26	mes 27	mes 28	mes 29	mes 30	mes 31	mes 32	mes 33	mes 34	mes 35	mes 36
		BP2-PCP1			PCP1		BP1	PCP1		PCP2	BP2-PCP1
Periodo 7						Periodo 8					
mes 37	mes 38	mes 39	mes 40	mes 41	mes 42	mes 43	mes 44	mes 45	mes 46	mes 47	mes 48
		PCP1			PCP2-PCP1			BP2-PCP1			BP1-PCP1
Periodo 9						Periodo 10					
mes 49	mes 50	mes 51	mes 52	mes 53	mes 54	mes 55	mes 56	mes 57	mes 58	mes 59	mes 60
PCP2		PCP1			BP2-PCP1		BP1-PCP2	PCP1			PCP1

A continuación en la **Tabla 39**, se relacionan los costos de operación para el primer escenario proyectado a 5 años.

Tabla 39. Costos de operación del primer escenario.

Periodo	Número de intervenciones		Costo total de intervenciones		Consumo de energía (USD)		Costo total de operación (USD)
	PCP	BP	PCP	BP	BP	PCP	
1	2	0	150.000,00	0,00	2.742,88	3.134,74	155.877,62
2	3	2	225.000,00	120.000,00	2.742,88	3.134,74	350.877,62
3	3	2	225.000,00	120.000,00	2.742,88	3.134,74	350.877,62
4	3	1	225.000,00	60.000,00	2.742,88	3.134,74	290.877,62
5	3	1	225.000,00	60.000,00	2.742,88	3.134,74	290.877,62
6	3	2	225.000,00	120.000,00	2.742,88	3.134,74	350.877,62
7	3	1	225.000,00	60.000,00	2.742,88	3.134,74	290.877,62
8	2	2	150.000,00	120.000,00	2.742,88	3.134,74	275.877,62
9	3	1	225.000,00	60.000,00	2.742,88	3.134,74	290.877,62
10	3	1	225.000,00	60.000,00	2.742,88	3.134,74	290.877,62

8.3.2 Escenario dos: sistema de levantamiento propuesto. En el segundo escenario se muestra los costos incurridos por operación para el caso de que los cuatro pozos tuviesen bombeo electrosumergible.

A continuación se reflejan en la **Tabla 40**, los costos operacionales por cada pozo para el segundo escenario, y en la **Tabla 41**, se totaliza el costo para los cuatro pozos.

Tabla 40. Costos de operación por cada pozo en el segundo escenario.

Periodo	Número de intervenciones por pozo	Costo por intervención por pozo (USD)	Costo energía por pozo (USD)	Costo total de operación por pozo (USD)
1	-	-	25.567,64	27.000
2	-	-	25.567,64	27.000
3	-	-	25.567,64	27.000
4	-	-	25.567,64	27.000
5	1	120.000	145.567,64	147.000
6	-	-	25.567,64	27.000
7	-	-	25.567,64	27.000
8	-	-	25.567,64	27.000
9	1	120000	145.567,64	147.000
10	-	-	25.567,64	27.000

Tabla 41. Costos de operación de los cuatro pozos para el segundo escenario.

Periodo	Número de pozos	Costo operacional por pozo (USD)	Costo total (USD)
1	4	25.567,64	102.270,56
2	4	25.567,64	102.270,56
3	4	25.567,64	102.270,56
4	4	25.567,64	102.270,56
5	4	145.567,64	582.270,56
6	4	25.567,64	102.270,56
7	4	25.567,64	102.270,56
8	4	25.567,64	102.270,56
9	4	145.567,64	582.270,56
10	4	25.567,64	102.270,56

8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

El propósito de la evaluación financiera es determinar la viabilidad del proyecto usando la metodología del Valor Presente Neto (VPN) para los dos escenarios mencionados anteriormente.

El Valor Presente Neto⁵⁶, trae a dólares de hoy tanto los egresos futuros como los ingresos futuros, esto facilita la visión acerca de la conveniencia de hacer un proyecto ya sea individual o desviarse por la alternativa más conveniente financieramente.

Desde el punto de vista matemático, el VPN es la sumatoria de los flujos de caja traídos al presente. La fórmula para calcular el Valor Presente Neto se muestra en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Valor Presente Neto.

$$VPN = \sum F_n (1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente. BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. 8 ed. Bogotá D.C.109 p.

Donde:

F= Flujo de caja

n= Número de periodo

i= Tasa a la cual son descontados los flujos de caja, denominada Tasa Interna de Oportunidad (TIO)

Teniendo en cuenta que se utiliza la metodología del VPN, el resultado se interpreta comparando el VPN obtenido en cada uno de los escenarios, para este caso ya que no se mostraran los ingresos, los resultados de VPN serán negativos, por lo tanto el resultado menor será la mejor alternativa, ya que la empresa tendría que incurrir en menos gastos durante el total de los próximos 10 años.

⁵⁶ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. 8 ed. Fondo educativo panamericano. Editorial Educativa: Bogotá, Colombia. p. 197.

8.4.1 Tasa de interés de oportunidad. La tasa de interés de oportunidad (TIO)⁵⁷ es la máxima tasa de interés que una empresa, en este caso la Compañía Operadora, atraída a invertir en un proyecto, estaría dispuesta a pagar para su realización. Para esta compañía la TIO es del 10 % efectiva anual.

Dado que el proyecto se realiza con periodos semestrales, se debe utilizar la equivalencia de la tasa efectiva anual. Para lo anterior, se hace uso de la **Ecuación 4.**

Ecuación 4. Equivalencia tasa efectiva.

$$(1+i_1)^{m_1} = (1+i_2)^{m_2}$$

Fuente. BACA CURREA, Guillermo.
Ingeniería Económica. 8 ed. Bogotá D.C.24
p.

Donde:

i_1 : Tasa conocida o inicial, en este caso 10%.

i_2 : Nueva tasa.

m_1 : Periodos iniciales que hay en una año, en este caso como el periodo es anual, entonces $m_1=1$.

m_2 : Periodos de la nueva tasa en un año, como la tasa debe tener periodos semestrales, entonces $m_2=2$

Al reemplazar los datos en la anterior ecuación, se obtiene:

$$(1 + 0,10)^1 = (1 + i_2)^2$$
$$i_2 = 0,0488$$

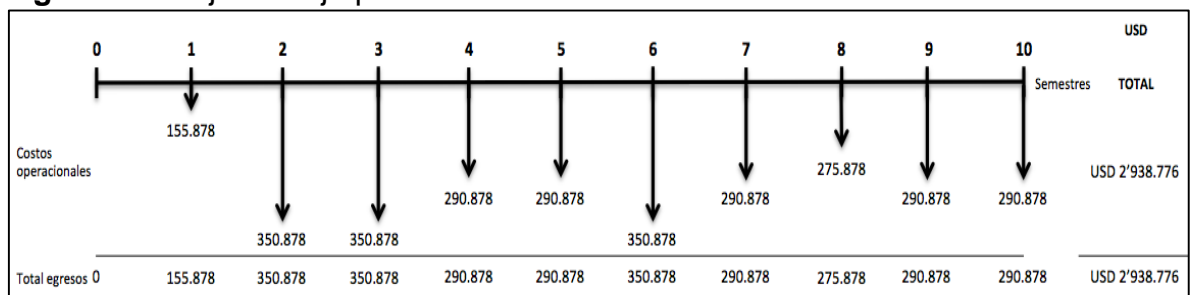
Por lo tanto, para el proyecto se utilizara una tasa de 4,88 % efectiva semestral.

⁵⁷ Ibid. p. 198.

8.4.2 Flujos de caja. Los flujos de caja⁵⁸ se ven representados en diagramas con una línea del tiempo que atraviesa desde un periodo 0 hasta completar el horizonte de tiempo del proyecto, donde para cada periodo se puede mostrar ingresos con una flecha hacia arriba y egresos con flechas hacia abajo. A continuación elaboramos los flujos de caja.

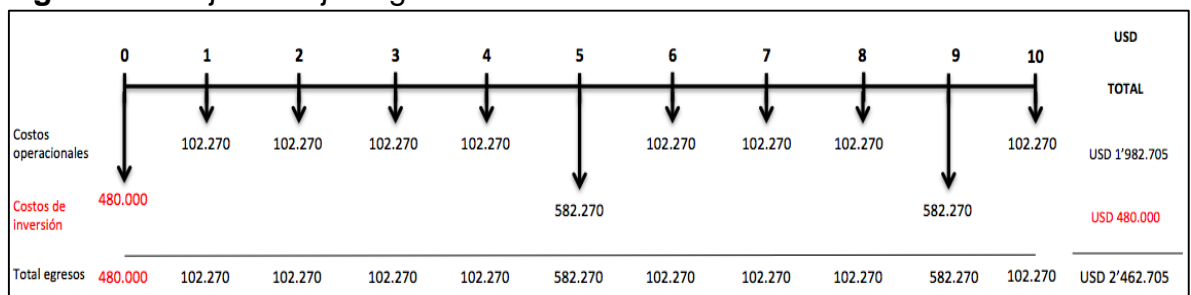
8.4.2.1 Escenario uno: sistemas de levantamiento actual. A continuación en la **Figura 46** se muestra el flujo de caja para el primer escenario, es decir, no se realiza el cambio de sistema de levantamiento.

Figura 46. Flujo de caja primer escenario.



8.4.2.2 Escenario dos: sistemas de levantamiento bombeo electrosumergible. A continuación en la **Figura 47** se muestra el flujo de caja para el segundo escenario, es decir, se realiza el cambio de sistema de levantamiento actual por bombeo electrosumergible.

Figura 47. Flujo de caja segundo escenario.



⁵⁸ Ibid. p. 211.

8.4.3 Resultados de la evaluación financiera. A continuación se presentan los resultados obtenidos a partir de la ecuación mencionada anteriormente de Valor Presente Neto.

8.4.3.1 Escenario uno, sistema de levantamiento actual. A continuación, se muestra el cálculo del Valor Presente Neto en el escenario uno, continuando con los sistemas de levantamiento actuales.

$$\begin{aligned}
 VPN = & -\frac{155.878}{(1 + 0,0488)^1} - \frac{350.878}{(1 + 0,0488)^2} - \frac{350.878}{(1 + 0,0488)^3} - \frac{290.878}{(1 + 0,0488)^4} \\
 & - \frac{290.878}{(1 + 0,0488)^5} - \frac{350.878}{(1 + 0,0488)^6} - \frac{290.878}{(1 + 0,0488)^7} - \frac{275.878}{(1 + 0,0488)^8} \\
 & - \frac{290.878}{(1 + 0,0488)^9} - \frac{290.878}{(1 + 0,0488)^{10}}
 \end{aligned}$$

$$VPN = -2'271.898,23$$

8.4.3.2 Escenario dos, sistema de levantamiento bombeo electrosumergible. A continuación, se muestra el cálculo del Valor Presente Neto en el escenario dos, realizando el cambio de sistemas de levantamiento actuales por bombeo electrosumergible.

$$\begin{aligned}
 VPN = & -480.000 - \frac{102.270}{(1 + 0,0488)^1} - \frac{102.270}{(1 + 0,0488)^2} - \frac{102.270}{(1 + 0,0488)^3} - \frac{102.270}{(1 + 0,0488)^4} \\
 & - \frac{582.270}{(1 + 0,0488)^5} - \frac{102.270}{(1 + 0,0488)^6} - \frac{102.270}{(1 + 0,0488)^7} - \frac{102.270}{(1 + 0,0488)^8} \\
 & - \frac{582.270}{(1 + 0,0488)^9} - \frac{102.270}{(1 + 0,0488)^{10}}
 \end{aligned}$$

$$VPN = -1'965.190,62$$

8.4.3.3 Comparación de escenario uno y escenario dos. A continuación en el **Cuadro 9**, se presentan los costos en dólares incurridos en el análisis financiero en cada uno de los escenarios.

Cuadro 9. Costos incurridos para cada escenario evaluado.

ESCENARIO EVALUADO	COSTO (USD)
Uno: SLA actual	2'271.893,23
Dos: Cambio de SLA	1'965.190,62

En el escenario uno se incurriría en costos mayores comparado con el segundo escenario.

8.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción de la compañía operadora durante los próximos cinco años es utilizar el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible, ya que representa un ahorro en costos a dolares estadounidenses de hoy del 13,5 % lo que equivale a USD 306.707,61, frente al proceso donde se utilizan los sistemas de levantamiento artificial bombeo por cavidades progresivas y bombeo mecánico, este ahorro es originado por que a pesar de que las bombas electrosumergibles son más costosas, la cantidad de intervenciones en las que tiene que incurrir la compañía para el primer escenario es elevada, y su costo contrarresta el valor de estas, ya que la vida útil de las bombas electrosumergible es mucho mayor.

9. CONCLUSIONES

- En el campo La Cira Infantas los sistemas de levantamiento artificial que más presentan fallas son bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas, con un índice de falla mayor a uno y un índice de pulling más grande que el bombeo electrosumergible.
- En los sistemas de levantamiento artificial bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas, utilizados en el campo La Cira Infantas, la razón predominante de intervenciones a pozo, es la falla mecánica, y a su vez el componente que más la ocasiona, es la varilla, lo cual proporciona un runlife bajo y poco rentable para la compañía.
- Al diseñar el sistema de bombeo electrosumergible para cada pozo, por medio de Designrite, se lograron adaptar las mejores condiciones operativas según las características y necesidades de cada pozo con el objetivo de aumentar el runlife, y a su vez se identificó un posible aumento de producción con estos nuevos diseños para cada pozo.
- Al comparar las propiedades determinantes de los pozos, como lo son la producción y el runlife, se concluye que en los cuatro pozos la mejor opción es el sistema de levantamiento artificial, bombeo electrosumergible, debido a que presenta un aumento significativo en estas dos propiedades, se espera un aumento de producción entre 454 y 1420 BPD, y alrededor de entre 454 y 630 días más de vida útil para el sistema instalado en cada pozo.
- Para la compañía operadora, desde el punto de vista financiero, durante los próximos cinco años de producción del campo, asumiendo un precio de energía constante, la mejor opción para los cuatro pozos es realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible.
- Desde el punto de vista financiero, realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial actual de los cuatro pozos estudiados a bombeo electrosumergible, representa a dólares de hoy un ahorro en costos de 13,5% equivalente a USD 303.707,61, que se verá representado en los cinco años siguientes a partir del cambio.

10. RECOMENDACIONES

- Realizar diseño de bombeo electrosumergible en pozos nuevos del Campo La Cira Infantas, si la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial lo indica.
- Evaluar técnico financieramente el cambio de sistema de levantamiento artificial bombeo por cavidades progresivas de uno de los pozos estudiados por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP).
- Diseñar un arreglo de bombeo electrosumergible con cavidades progresivas en los pozos con PCP.
- Realizar programa de mantenimiento a los pozos con más fallas en el Campo La Cira Infantas para evitar cambio en el sistema de levantamiento.

BIBLIOGRAFÍA

AMAYA, Alfonso, et al. Ecopetrol: energía limpia para el futuro. 1 ed. 2011. Bogotá, Colombia: Villegas.

AMERICAN PETROLEUM INSITITUTE [en línea]. API Specification 11AX. Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings. 12 ed. 2006. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://acewel.com/api/API%20Spec%2011AX%202006%20Specification%20for%20Subsurface.pdf>>

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE [en línea]. API Specification 11E. 19 ed. 2013. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://ballots.api.org/ecs/sc11/ballots/docs/11Ee19Addenda-20160803.pdf>>

ANH. Middle Magdalena Valley Basin Petroleum system chart. Colombian Sedimentary Basins. 2007

ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. 8 ed. Fondo educativo panamericano. Editorial Educativa: Bogotá, Colombia.

BARRERO, Darío, et al [en línea]. Colombian Sedimentary Basins. 1 ed.. Bogotá, Colombia. ANH and B&M Exploration Ltda: 2007. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf>.

BATES, Ron, et al [en línea]. Examinando los pozos productores: supervisión de los sistemas ESP. En: Schlumberger Oilfield Review. Octubre, 2004. Vol 16. No. 2. Disponible en <URL: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2004/or2004_sp_aut03_sistemasesp.aspx>

CHACÍN, Nelvy [en línea]. ESP Oil Engineering Consultants. WorkShop International. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. 2003. El tigre, Venezuela. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-de-cavidad-progresiva.pdf>>

COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA [en línea]. Ecopetrol se asocia con Occidental en Campo La Cira-Infantas. Bogotá. 2005. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: http://historico.presidencia.gov.co/prensa_new/sne/2005/septiembre/06/22062005.htm>

DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia – Terciario a Cuaternario. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974.

ECOPETROL S.A. [en línea]. Actividades preliminares de la Troco. 2014. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/otras-publicaciones/cronica-de-la-concesion-de-mares/actividades-preliminares-de-la-troco>>

ECOPETROL S.A. [en línea]. Crónica de la Concesión de Mares: Reversión de la Concesión de Mares. 2004. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/otras-publicaciones/cronica-de-la-concesion-de-mares/reversion-de-la-concesion-de-mares>>

ECOPETROL S.A. [en línea]. El Campo La Cira Infantas logró una producción de 40 mil barriles por día. 2005. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/campo-la-cira-infantas-produce-40-mil-barriles>>

ECOPETROL S.A. [en línea]. El regreso de la Cira. 2003. Carta Petrolera, Edición 108. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: http://www.ecopetrol.com/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm>

EDUARDO, Aguirre y YOEL, Vivas. Completación de pozos. Métdosos de levantamiento artificial. 1 ed. cap 5. El Cid, 2007.

EDWARD, Rubiano, et al. Runlife Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. 2015. p 12.

EXXONMOBIL [en línea]. Nuestra historia: La Tropical Oil Company y La Concesión de Mares (1917-1951). Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://www.essoymobil.com.co/es-co/tropical-oil-company>>

HIRSCHFELDT, Marcelo [en línea]. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas PCP. 1 ed. 2008. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33p. c.

_____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36p 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p

JULIVERT, Manuel. Léxico estratigráfico de Colombia – Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968.

LUFKIN [en línea]. General Catalog. Oildfield Products Group. 2008/2009. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/Lufkin.pdf>>

MADRID, Marcelo [en línea]. Bombeo Mecánico – Diseño. 2011. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/06/bombeo-mecanico-diseno.html>>

MOROS, Alejandro y SERRANO, Juan. Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología Powerware para la estimulación en pozos inyectoros del Campo La Cira Infantas. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2011.

NETZSCH [en línea]. PCP.roduct Overview. Netxsch Pump DT Model. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: https://pumpen.netzsch.com/media/pumps/PDF/Brochures/7_Oil_and_Gas/NdB_771_-_Folder_PCP_DT-webdaten.pdf<

NORRIS /A DOVER COMPANY [en línea]. Análisis de las fallas de las varillas de Bombeo. 2000-2007. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://www.npsportal.com/File%20Library/Norris/Resources/Technical%20Information/Sucker-Rod-Failure-analysis-Brochure--2007----Spanish.pdf>>

RAMÍREZ, Marto [en línea]. ESP OIL. WorkShop International. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. Venezuela. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-electrosumergible.pdf>>

REDACCIÓN EL TIEMPO [en línea]. Ecopetrol aumenta la producción del campo de petróleo más antiguo. 2017. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <http://www.eltiempo.com/economia/empresas/campo-de-petroleo-mas-antiguo-de-ecopetrol-49886>>

ROJAS, César. Modelamiento geo estadístico de los depósitos fluviales de la Zona C- Formación Mugrosa en el área La Cira. Este del Campo La Cira. Trabajo de grado Geología. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias, 2011.

SCHLUMBERGER. Examinando los pozos productores: supervisión de los sistemas ESP. Oilfield Review. Vol. 16. 2004. p. 19.

SERRANO, Robert etl al [en línea]. Fallas en tubería de producción. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2010. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <https://vdocuments.site/documents/fallas-en-tuberia-de-produccion.html>>

TAKACS, Gabor. Gulf Equipment Guide. Electrical SuBPersible Pumps Manual: Design, Operations and Maintenance. 1 ed.. cap. 1. 2009. Burlington, Estados Unidos. Elsevier: 2009.

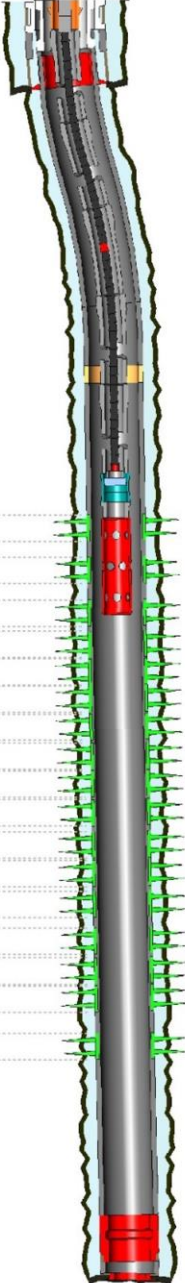
VON FLATERN, Rick [en línea]. Serie de artículos introductorios. Bombas eléctricas sumergibles. 2015. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063BZ>

WEATHERFORD [en línea]. Surface Pumping Units. Engineered, manufactures, and quality controlled by Weatherford. 2014-2016. Consultado en julio 2017. Disponible en <URL: <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/production-optimization/surface-pumping-units/>>

ANEXOS

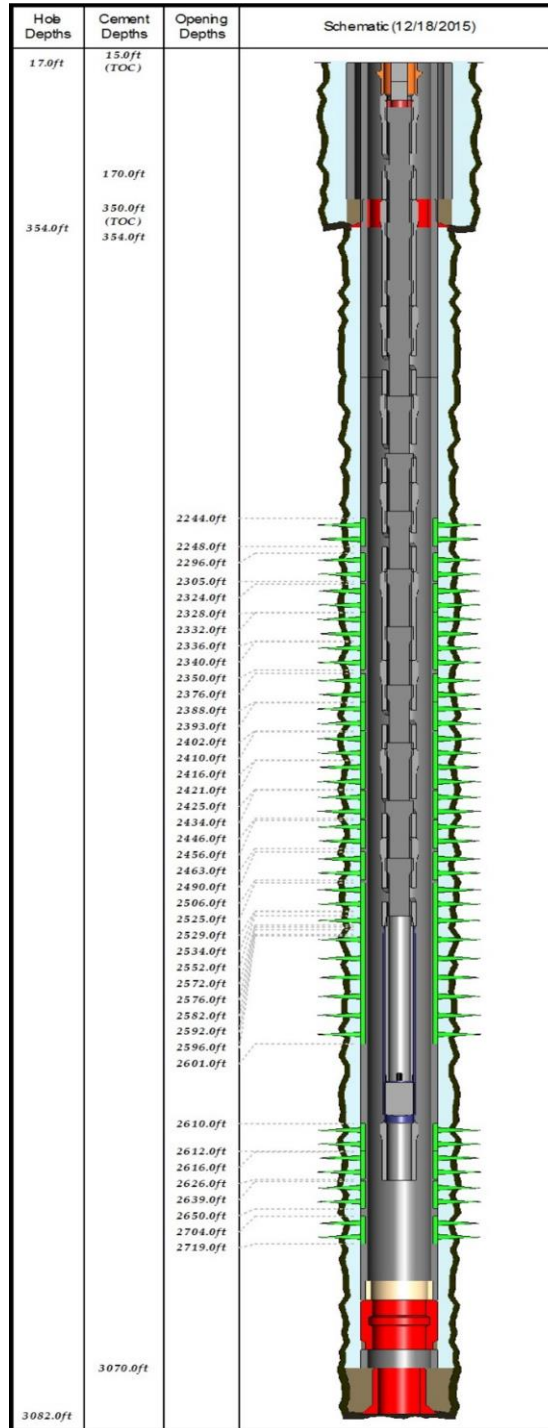
ANEXO A

ESTADO MECÁNICO DEL POZO BP1 CON PROFUNDIDADES DE CAÑONEO Y ASENTAMIENTO DE LA BOMBA

Hole Depths	Cement Depths	Opening Depths	Schematic (6/2/2016)
16.0ft	16.0ft(TOC)		
335.0ft	16.0ft(TOC) 328.0ft	4109.0ft 4124.0ft 4133.0ft 4140.0ft 4146.0ft 4182.0ft 4199.0ft 4207.0ft 4212.0ft 4216.0ft 4219.0ft 4226.0ft 4232.0ft 4256.0ft 4264.0ft 4273.0ft 4279.0ft 4287.0ft 4296.0ft 4301.0ft 4320.0ft 4325.0ft 4332.0ft 4344.0ft 4359.0ft 4361.0ft 4394.0ft 4408.0ft 4419.0ft 4425.0ft 4430.0ft 4456.0ft 4519.0ft 4532.0ft	
5036.0ft	5022.0ft		

ANEXO B

ESTADO MECÁNICO DEL POZO BP2 CON PROFUNDIDADES DE CAÑONEO Y ASENTAMIENTO DE LA BOMBA



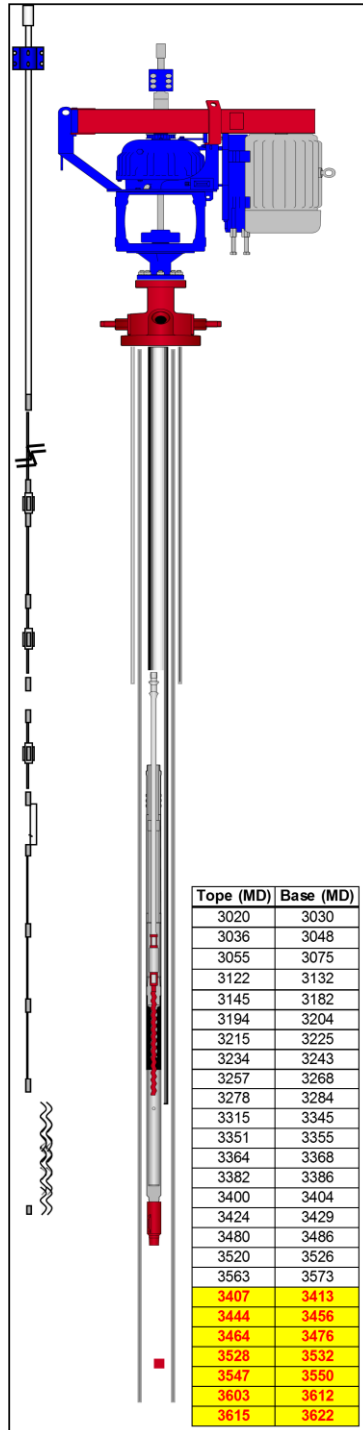
ANEXO C

ESTADO MECÁNICO DEL POZO PCP1 CON PROFUNDIDADES DE CAÑONEO Y ASENTAMIENTO DE LA BOMBA

Hole Depths	Cement Depths	Opening Depths	Schematic - (1/4/2017)
16.0ft	12.7ft(TOC) 16.0ft(TOC)	3081.0ft 3063.0ft 3078.0ft 3082.0ft 3086.0ft 3088.0ft 3090.0ft 3094.0ft 3105.0ft 3120.0ft 3135.0ft 3140.0ft 3171.0ft 3180.0ft 3229.0ft 3240.0ft 3269.0ft 3282.0ft 3303.0ft 3308.0ft 3318.0ft 3324.0ft 3328.0ft 3335.0ft 3343.0ft 3350.0ft 3357.0ft 3366.0ft 3382.0ft 3395.0ft 3433.0ft 3446.0ft 3458.0ft 3468.0ft 3470.0ft 3493.0ft 3503.0ft 3512.0ft 3557.0ft 3562.0ft 3574.0ft 3578.0ft	
334.0ft	334.0ft		
3856.0ft	3856.0ft		

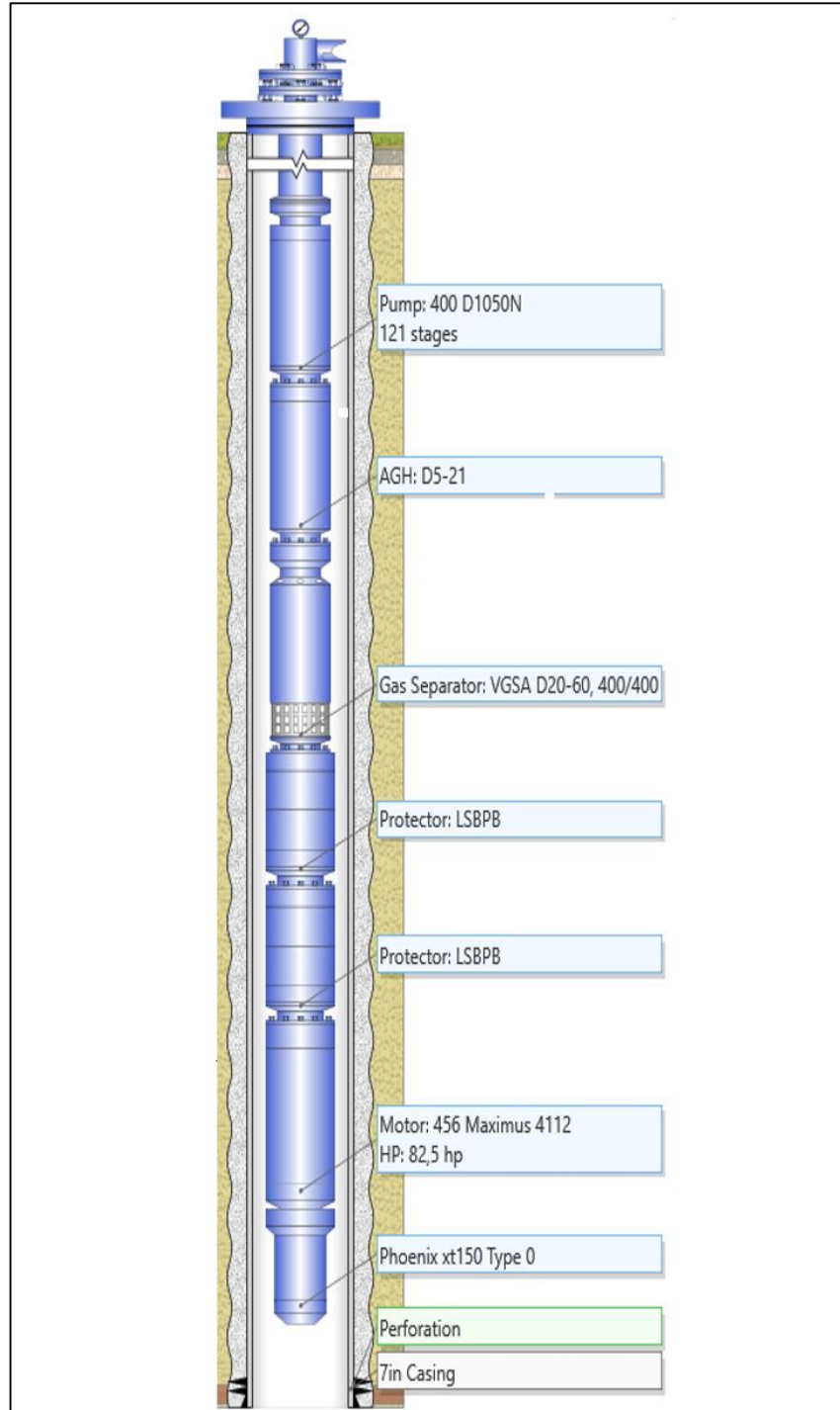
ANEXO D

ESTADO MECÁNICO DEL POZO PCP2 CON PROFUNDIDADES DE CAÑONEO Y ASENTAMIENTO DE LA BOMBA



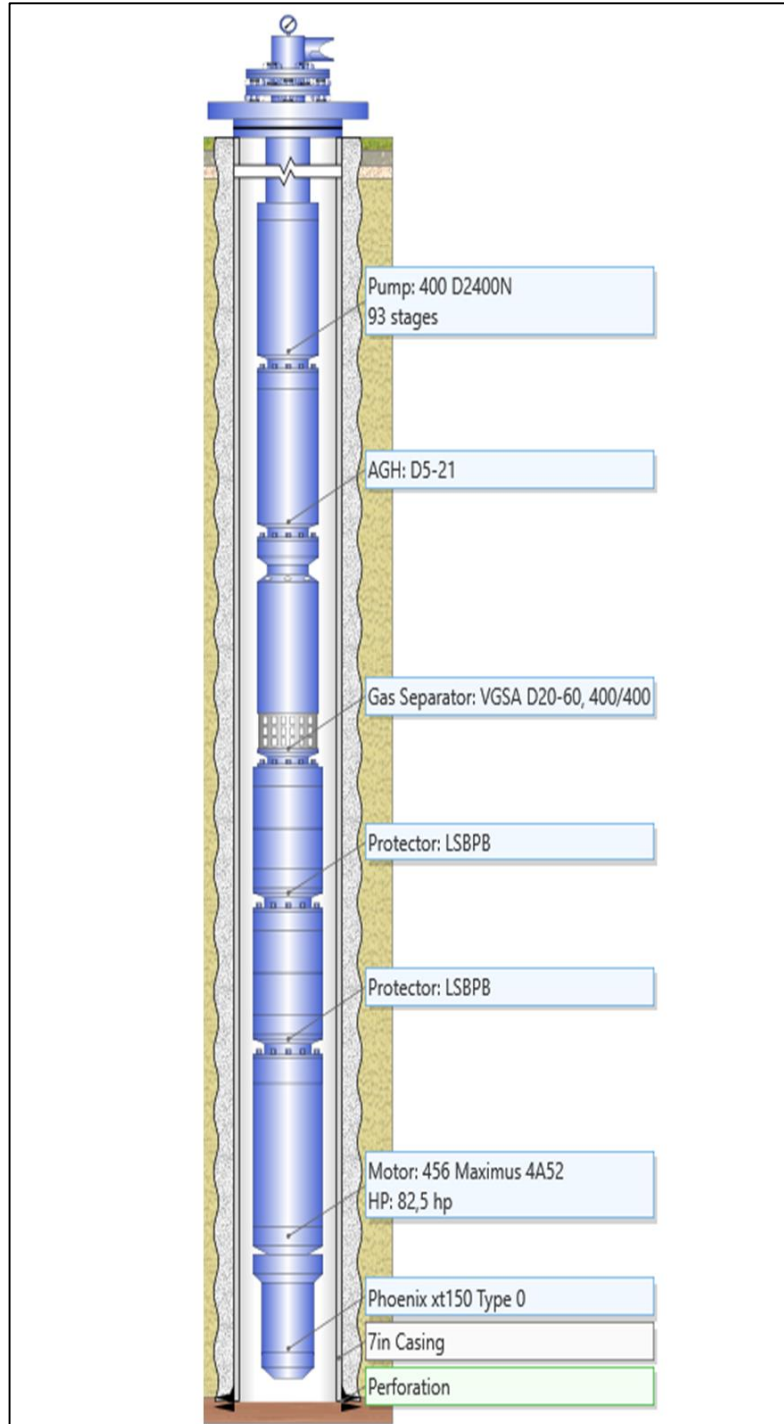
ANEXO E

DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP) PARA EL POZO BP1



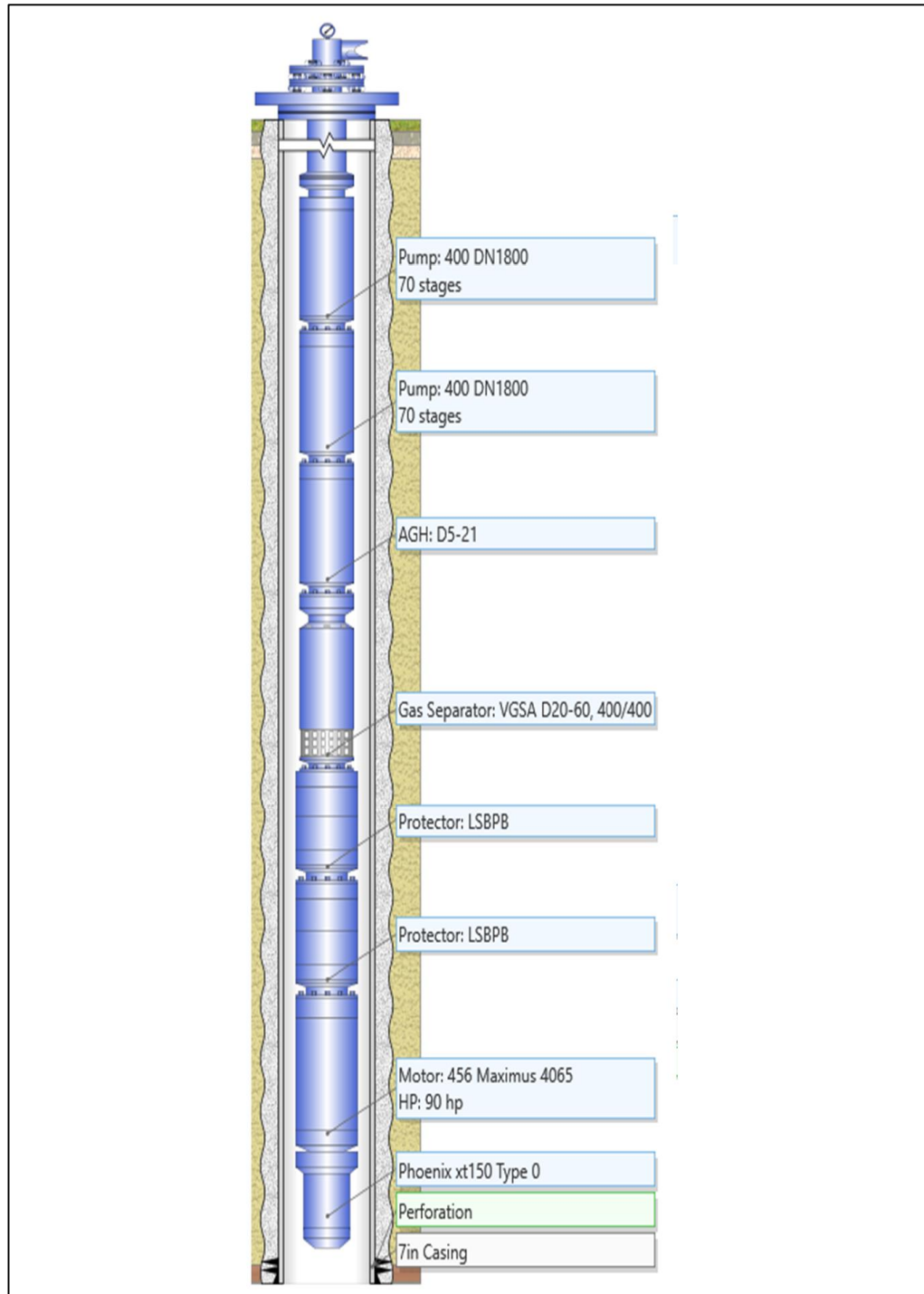
ANEXO F

DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP) PARA EL POZO BP2



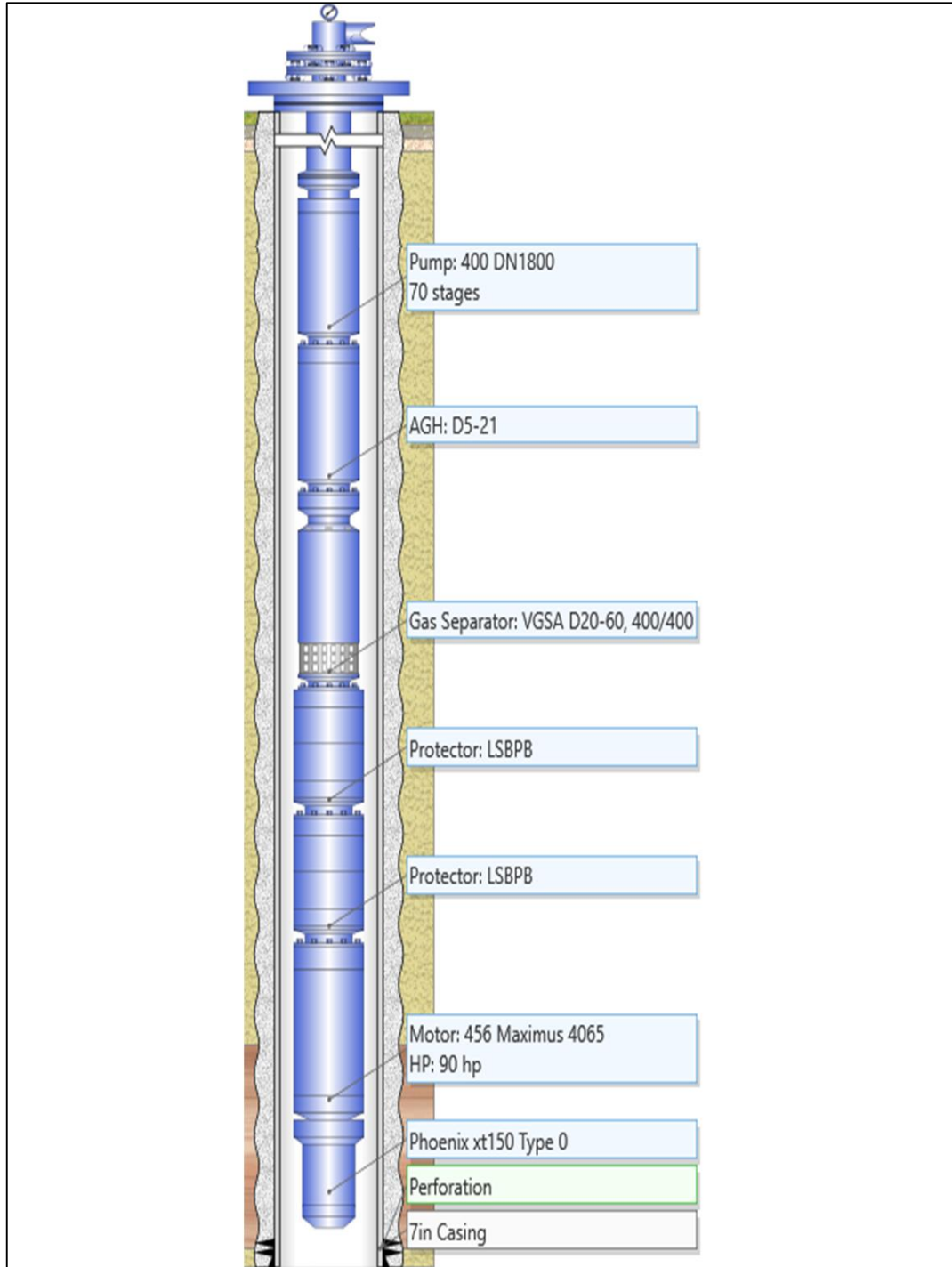
ANEXO G


DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP) PARA EL POZO PCP1



ANEXO H

DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP) PARA EL POZO PCP2



 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotras **ANDREA GALLO GUTIÉRREZ** y **CAROL ESTEPHANÍA VÁSQUEZ BALLÉN** en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN CUATRO POZOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS** elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	✓	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	✓	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		✓

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C. a los 13 días del mes de febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
ANDREA	GALLO GUTIÉRREZ
Documento de identificación No	Firma
1052401978	

Autor 2

Nombres	Apellidos
CAROL ESTEPHANÍA	VÁSQUEZ BALLÉN
Documento de identificación No	Firma
1019095537	