

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS  
MEDIANTE EL USO DE VARILLAS CON PIN MODIFICADO EN CINCO POZOS  
DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

EDGAR ANDRÉS GARAVITO ÁVILA  
JESÚS ALEJANDRO PIÑEROS PINEDA

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

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS  
MEDIANTE EL USO DE VARILLAS CON PIN MODIFICADO EN CINCO POZOS  
DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

EDGAR ANDRÉS GARAVITO ÁVILA  
JESÚS ALEJANDRO PIÑEROS PINEDA

Proyecto integral de grado para optar por el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:  
LUISA FERNANDA VALDERRAMA ARIAS  
Ingeniera de Petróleos

Asesor:  
JORGE ANDRES TOVAR MORENO  
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

Ing. Jorge Andres Tovar Moreno.  
Docente Orientador

---

Ing. Claudia Angelica Rubio  
Jurado 1

---

Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero  
Jurado 2

Bogotá D. C. , Febrero de 2019.

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la universidad y Rector del Claustro:

**Dr. JAIME POSADA DIAZ.**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA.**

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.**

Decano Facultad de Ingeniería:

**Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI.**

Directo de Programa (e):

**Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI.**

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

## **DEDICATORIA**

Primeramente, agradezco a Dios por brindarme la fuerza para lograr afrontar todos los desafíos que trae consigo esta carrera universitaria.

A mis padres, María Antonia Ávila y Edgar Garavito García, mi hermana, Beatriz Helena Garavito Ávila y quienes estuvieron apoyándome y aconsejándome a lo largo de este tramo de mi vida.

A las personas que logré llegar a conocer en la universidad, mis amigos, que me apoyaron a lo largo de todos mis proyectos.

**Edgar Andrés Garavito Ávila.**

Quiero dedicarle este logro a mi familia en especial a mis padres Yolima y Bazin, a mi abuela Inés, a mi tío Nelson y Patricia.

A todas las personas que me apoyaron durante todo el proceso de mi carrera profesional y me motivaron a seguir luchando cada día.

**Jesús Alejandro Piñeros Pineda.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores de este proyecto de grado, queremos brindar nuestro más profundo agradecimiento a:

A las ingenieras Claudia Rubio y Luisa Valderrama por su confianza, apoyo, dedicación y enseñanzas durante el desarrollo de este proyecto.

A la empresa Apergy, por su apoyo incondicional y la confianza entregada en el desarrollo de este proyecto de grado.

A el ingeniero Jorge Tovar por su ayuda, orientación y enseñanzas que nos permitieron desarrollar este proyecto de manera satisfactoria.

A todos los docentes y personas relacionadas a la universidad que nos transmitieron todo el conocimiento y apoyo necesario en la ejecución de este proyecto y a lo largo de nuestras carreras.

## CONTENIDO

**pág.**

INTRODUCCIÓN	33
OBJETIVOS	34
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO A</b>	<b>35</b>
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	35
1.2 LOCALIZACIÓN	35
1.3 MARCO GEOLÓGICO	38
1.3.1 Columna Estratigráfica	38
1.3.2 Estratigrafía	40
1.3.3 Geología Estructural	44
1.3.4 Geología del Petróleo	45
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	47
1.4.1 Método de producción	47
1.4.2 Tiempo de producción	48
1.4.3 Número de pozos	48
1.4.4 Gráficas de la historia de producción del campo	48
1.4.5 Características de los pozos	51
1.4.6 Características del yacimiento	51
<b>2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b>	<b>52</b>
2.1 GENERALIDADES DE LOS SLA	52
2.2 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (ESP)	53
2.2.1 Principio de funcionamiento	53
2.3 BOMBEO MECÁNICO	55
2.3.1 Principio de funcionamiento	55
2.4 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	57
2.4.1 Principio de funcionamiento	57
2.4.2 Componentes del PCP en Superficie	60
2.4.3 Componentes del PCP en Subsuelo	62
2.4.4 Limitaciones del Sistema PCP	81
2.4.5 Comparación de los Sistemas de Levantamiento Artificial	83
<b>3. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS PARA EL SISTEMA DE VARILLAS DRIVE RODS EN CADA UNO DE LOS POZOS DE ESTUDIO</b>	<b>84</b>
3.1 CONCEPTOS GENERALES DE LAS FALLAS	84
3.2 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-1	85
3.2.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-1	86



3.3 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-2	94
3.3.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-2	96
3.4 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-3	103
3.4.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-3	104
3.5 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-4	113
3.5.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-4	113
3.6 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-5	120
3.6.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-5	120
3.7 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS ENTRE EL SISTEMA DE SARTA DE VARILLAS DRIVE RODS™ Y LAS OTRAS SARTAS UTILIZADAS EN LOS POZOS MÁS REPRESENTATIVOS	122
3.7.1 Run Life	122
3.7.2 MTBF (Mean Time Between Failures)	125
3.7.3 MTTR (Mean Time to Repair)	126
<b>4. EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LOS SISTEMAS PCP LUEGO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS SARTAS DE VARILLAS DRIVE RODS™ PARA LOS POZOS MÁS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO A</b>	<b>128</b>
4.1 CÁLCULO Y ANÁLISIS DEL RUN LIFE	128
4.2 CÁLCULO Y ANÁLISIS DEL MTBF Y MTTR	138
4.2.1 Pozo A-1	138
4.2.2 Pozo A-2	140
4.2.3 Pozo A-3	142
4.2.4 Pozo A-4	144
4.2.5 Pozo A-5	146
<b>5. MATRIZ DE IMPACTO ENTRE LAS SARTAS DE VARILLAS DRIVE RODS™ Y LAS OTRAS SARTAS UTILIZADAS EN LOS POZOS MÁS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO A</b>	<b>147</b>
5.1 PARÁMETROS A EVALUAR	147
5.2 ELABORACIÓN DE LA MATRIZ DE IMPACTO	148
5.3 CALIFICACIONES E IMPACTOS DE LOS PARÁMETROS A EVALUAR	149
5.4 MATRIZ DE IMPACTO DEL POZO A-1	150
5.5 MATRIZ DE IMPACTO DEL POZO A-2	151
5.6 MATRIZ DE IMPACTO DEL POZO A-3	152
5.7 MATRIZ DE IMPACTO DEL POZO A-4	153
<b>6. ANÁLISIS FINANCIERO</b>	<b>154</b>
6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)	154
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	160
6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	180
6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	195
6.4.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	195
6.5 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	211

7. CONCLUSIONES	212
8. RECOMENDACIONES	214
BIBLIOGRAFÍA	215
ANEXOS	227

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Historia de Producción Campo A	49
<b>Gráfica 2.</b> Historia de Inyección Campo A	50
<b>Gráfica 3.</b> Trayectoria del pozo A-1	85
<b>Gráfica 4.</b> Dog Leg Severity del pozo A-1	86
<b>Gráfica 5.</b> Causas para intervenir el pozo A-1 entre los años 2010 a 2018	90
<b>Gráfica 6.</b> Distribución de fallas del pozo A-1	91
<b>Gráfica 7.</b> Intervenciones del pozo A-1 bajo operación de varillas Hollow Rod	92
<b>Gráfica 8.</b> Intervenciones del pozo A-1 bajo operación de varillas continuas COROD	93
<b>Gráfica 9.</b> Trayectoria del pozo A-2	94
<b>Gráfica 10.</b> Dog Leg Severity del pozo A-2	95
<b>Gráfica 11.</b> Causas para intervenir el pozo A-2 entre los años de 2010 y 2018	99
<b>Gráfica 12.</b> Distribución de fallas del pozo A-2	100
<b>Gráfica 13.</b> Intervenciones del pozo A-2 bajo operación de varillas continuas ProRod 970 y 960	101
<b>Gráfica 14.</b> Intervenciones del pozo A-2 bajo operación de varillas continuas COROD	102
<b>Gráfica 15.</b> Trayectoria del pozo A-3	103
<b>Gráfica 16.</b> Dog Leg Severity del pozo A-3	104
<b>Gráfica 17.</b> Causas para intervenir el pozo A-3 entre los años 2008 a 2018	108
<b>Gráfica 18.</b> Distribución de fallas del pozo A-3	109
<b>Gráfica 19.</b> Intervenciones del pozo A-3 bajo operación de varillas convencionales tipo 97	110
<b>Gráfica 20.</b> Intervenciones del pozo A-3 bajo operación de varillas continuas COROD SWR	111

<b>Gráfica 21.</b> Intervenciones del pozo A-3 bajo operación de varilla Convencional Tenaris (UHS)	112
<b>Gráfica 22.</b> Causas para intervenir el pozo A-4 entre los años 2010 a 2018	116
<b>Gráfica 23.</b> Distribución de fallas del pozo A-4	117
<b>Gráfica 24.</b> Intervenciones del pozo A-4 bajo operación de varillas Hollow Rod 1000	118
<b>Gráfica 25.</b> Intervenciones del pozo A-4 bajo operación de varillas COROD SWR	119
<b>Gráfica 26.</b> Causas para intervenir el pozo A-5 para 7 meses del 2013	122
<b>Gráfica 27.</b> Promedio de runtime por componente y frecuencia de fallas para dos componentes en un pozo X	123
<b>Gráfica 28.</b> Run life del pozo A-1 respecto a diferentes tecnologías de varillas	129
<b>Gráfica 29.</b> Run life del pozo A-2 respecto a diferentes tecnologías de varillas	131
<b>Gráfica 30.</b> Run life del pozo A-3 respecto a diferentes tecnologías de varillas	133
<b>Gráfica 31.</b> Run life del pozo A-4 respecto a diferentes tecnologías de varillas	135
<b>Gráfica 32.</b> Run life del pozo A-5 respecto a diferentes tecnologías de varillas	137
<b>Gráfica 33.</b> KPIs de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-1	139
<b>Gráfica 34.</b> KPIs de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-2	141
<b>Gráfica 35.</b> KPIs de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-3	143
<b>Gráfica 36.</b> KPIs de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-4	145
<b>Gráfica 37.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-1	197

<b>Gráfica 38.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-1	197
<b>Gráfica 39.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Hollow Rods para el pozo A-1	198
<b>Gráfica 40.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Hollow Rods para el pozo A-1	198
<b>Gráfica 41.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-1	199
<b>Gráfica 42.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-1	199
<b>Gráfica 43.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-2	200
<b>Gráfica 44.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-2	200
<b>Gráfica 45.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Pro Rod para el pozo A-2	201
<b>Gráfica 46.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Pro Rod para el pozo A-2	201
<b>Gráfica 47.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-2	202
<b>Gráfica 48.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-2	202
<b>Gráfica 49.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Convencional tipo 97 para el pozo A-3	203
<b>Gráfica 50.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Convencional tipo 97 para el pozo A-3	203
<b>Gráfica 51.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Convencional Tenaris (UHS) para el pozo A-3	204
<b>Gráfica 52.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Convencional Tenaris (UHS) para el pozo A-3	204
<b>Gráfica 53.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-3	205

<b>Gráfica 54.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-3	205
<b>Gráfica 55.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Pro Rod para el pozo A-3	206
<b>Gráfica 56.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Pro Rod para el pozo A-3	206
<b>Gráfica 57.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-3	207
<b>Gráfica 58.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-3	207
<b>Gráfica 59.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Hollow Rods para el pozo A-4	208
<b>Gráfica 60.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Hollow Rods para el pozo A-4	208
<b>Gráfica 61.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-4	209
<b>Gráfica 62.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-4	209
<b>Gráfica 63.</b> Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-4	210
<b>Gráfica 64.</b> Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-4	210

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
<b>Ecuación 1.</b> Run Life	122
<b>Ecuación 2.</b> Mean Time between Failures	125
<b>Ecuación 3.</b> Mean Time to Repair	126
<b>Ecuación 4.</b> Valor Presente Neto (VPN)	195

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Especificaciones de tipos de varillas convencional y Drive Rods ® Apergy Norris/AOT	64
<b>Tabla 2.</b> Torque de ajuste para varillas huecas	68
<b>Tabla 3.</b> Propiedades de los Couplings API convencionales clase T y los couplings Norris de alta resistencia	75
<b>Tabla 4.</b> Rangos de aplicación del sistema PCP	82
<b>Tabla 5.</b> Comparación de diferentes sistemas de levantamiento artificial	83
<b>Tabla 6.</b> Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-1	87
<b>Tabla 7.</b> Historia de operación del Pozo A-1	88
<b>Tabla 8.</b> Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-2	96
<b>Tabla 9.</b> Historia de operación del Pozo A-2	97
<b>Tabla 10.</b> Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-3	105
<b>Tabla 11.</b> Historia de operación del Pozo A-3	106
<b>Tabla 12.</b> Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-4	113
<b>Tabla 13.</b> Historia de operación del Pozo A-4	114
<b>Tabla 14.</b> Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-5	120
<b>Tabla 15.</b> Historia de operación del Pozo A-5	121
<b>Tabla 16.</b> Run life del Pozo A-1	128
<b>Tabla 17.</b> Run life del Pozo A-2	130
<b>Tabla 18.</b> Run life del Pozo A-3	132
<b>Tabla 19.</b> Run life del Pozo A-4	134
<b>Tabla 20.</b> Run life del pozo A-5	136
<b>Tabla 21.</b> Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-1	138
<b>Tabla 22.</b> Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-2	140



<b>Tabla 23.</b> Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-3	142
<b>Tabla 24.</b> Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-4	144
<b>Tabla 25.</b> Datos de operación de las varillas Drive Rods utilizadas en el pozo A-5	146
<b>Tabla 26.</b> Magnitudes y calificación para las intervenciones de pozo, MTTR y MTBF	148
<b>Tabla 27.</b> Rangos del nivel de impacto para intervenciones, MTTR y MTBF	149
<b>Tabla 28.</b> Matriz de impacto de las tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-1	150
<b>Tabla 29.</b> Matriz de impacto de las tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-2	151
<b>Tabla 30.</b> Matriz de impacto de las tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-3	152
<b>Tabla 31.</b> Matriz de impacto de las tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-4	153
<b>Tabla 32.</b> Capital de Inversión de las varillas Drive Rods para el pozo A-1	155
<b>Tabla 33.</b> Capital de Inversión de las varillas Hollow Rods para el pozo A-1	155
<b>Tabla 34.</b> Capital de Inversión de las varillas COROD para el pozo A-1	156
<b>Tabla 35.</b> Capital de Inversión de las varillas Drive Rods para el pozo A-2	156
<b>Tabla 36.</b> Capital de Inversión de las varillas Pro Rod para el pozo A-2	156
<b>Tabla 37.</b> Capital de Inversión de las varillas COROD para el pozo A-2	157
<b>Tabla 38.</b> Capital de Inversión de las varillas convencionales tipo 97 para el pozo A-3	157
<b>Tabla 39.</b> Capital de Inversión de las varillas convencionales Tenaris (UHS) para el pozo A-3	157
<b>Tabla 40.</b> Capital de Inversión de las varillas COROD para el pozo A-3	158
<b>Tabla 41.</b> Capital de Inversión de las varillas Pro Rod para el pozo A-3	158
<b>Tabla 42.</b> Capital de Inversión de las varillas Drive Rods para el pozo A-3	158
<b>Tabla 43.</b> Capital de Inversión de las varillas Hollow Rods para el pozo A-4	159

<b>Tabla 44.</b> Capital de Inversión de las varillas COROD para el pozo A-4	159
<b>Tabla 45.</b> Capital de Inversión de las varillas Drive Rods para el pozo A-4	159
<b>Tabla 46 .</b> Valor promedio de falla para el pozo A-1	161
<b>Tabla 47.</b> Valor promedio de falla para el pozo A-2	161
<b>Tabla 48.</b> Valor promedio de falla para el pozo A-3	161
<b>Tabla 49.</b> Valor promedio de falla para el pozo A-4	162
<b>Tabla 50.</b> KPIs de las Varillas COROD en el pozo A-1	162
<b>Tabla 51.</b> Costos Operacionales en el pozo A-1 durante la operación de las varillas COROD	163
<b>Tabla 52.</b> KPIs de las Varillas Hollow Rods en el pozo A-1	163
<b>Tabla 53.</b> Costos Operacionales en el pozo A-1 durante la operación de las varillas Hollow Rods	164
<b>Tabla 54.</b> KPIs de las Varillas Drive Rods en el pozo A-1	165
<b>Tabla 55.</b> Costos Operacionales en el pozo A-1 durante la operación de las varillas Drive Rods	166
<b>Tabla 56.</b> KPIs de las Varillas COROD A-2	166
<b>Tabla 57.</b> Costos Operacionales en el pozo A-2 durante la operación de las varillas COROD	167
<b>Tabla 58.</b> KPIs de las Varillas Pro Rod en el pozo A-2	167
<b>Tabla 59.</b> Costos Operacionales en el pozo A-2 durante la operación de las varillas Pro Rod	168
<b>Tabla 60.</b> KPIs de las Varillas Drive Rods en el pozo A-2	169
<b>Tabla 61.</b> Costos Operacionales en el pozo A-2 durante la operación de las varillas Drive Rods	169
<b>Tabla 62.</b> KPIs de las Varillas Convencionales tipo 97 en el pozo A-3	170
<b>Tabla 63.</b> Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas Convencionales tipo 97	171
<b>Tabla 64.</b> KPIs de las Varillas Convencionales Tenaris (UHS) en el pozo A-3	171
<b>Tabla 65.</b> Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas Convencionales Tenaris (UHS)	172

<b>Tabla 66.</b> KPIs de las Varillas Continuas COROD en el pozo A-3	172
<b>Tabla 67.</b> Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas continuas COROD	173
<b>Tabla 68.</b> KPIs de las Varillas Continuas Pro Rod en el pozo A-3	174
<b>Tabla 69.</b> Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas continuas Pro Rod	175
<b>Tabla 70.</b> KPIs de las Varillas Drive Rods en el pozo A-3	175
<b>Tabla 71.</b> Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas Drive Rods	176
<b>Tabla 72.</b> KPIs de las Varillas Hollow Rods en el pozo A-4	176
<b>Tabla 73.</b> Costos Operacionales en el pozo A-4 durante la operación de las varillas Hollow Rods	177
<b>Tabla 74.</b> KPIs de las Varillas COROD en el pozo A-4	177
<b>Tabla 75.</b> Costos Operacionales en el pozo A-4 durante la operación de las varillas COROD	178
<b>Tabla 76.</b> KPIs de las Varillas Drive Rods en el pozo A-4	178
<b>Tabla 77.</b> Costos Operacionales en el pozo A-4 durante la operación de las varillas Drive Rods	179
<b>Tabla 78.</b> Porcentaje de Regalías según la Ley 756 de 2002	180
<b>Tabla 79.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas COROD del pozo A-1	181
<b>Tabla 80.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Hollow Rods del pozo A-1	182
<b>Tabla 81.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Drive Rods del pozo A-1	183
<b>Tabla 82.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas COROD del pozo A-2	184
<b>Tabla 83.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Pro Rod del pozo A-2	185
<b>Tabla 84.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Drive Rods del pozo A-2	186
<b>Tabla 85.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Convencional tipo 97 del pozo A-3	187

<b>Tabla 86.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Convencional Tenaris (UHS) del pozo A-3	188
<b>Tabla 87.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas COROD del pozo A-3	189
<b>Tabla 88.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Pro Rod del pozo A-3	190
<b>Tabla 89.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Drive Rods del pozo A-3	191
<b>Tabla 90.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Hollow Rods del pozo A-4	192
<b>Tabla 91.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas COROD del pozo A-4	193
<b>Tabla 92.</b> Ingresos para el sistema de sarta de varillas Drive Rods del pozo A-4	194
<b>Tabla 93.</b> Historia de operación del pozo X	243
<b>Tabla 94.</b> Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo	244
<b>Tabla 95.</b> Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo X	245

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación Geográfica del Campo A localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena	37
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada de la Sub Cuenca de Girardot – Valle Superior del Magdalena	39
<b>Figura 3.</b> Configuración Estructural del Campo A	45
<b>Figura 4.</b> Porosidad Vs Permeabilidad	51
<b>Figura 5.</b> Composición del SLA bombeo electro sumergible (ESP)	54
<b>Figura 6.</b> Constitución del SLA Bombeo Mecánico	56
<b>Figura 7.</b> Corte transversal del bombeo por cavidades progresivas	58
<b>Figura 8.</b> Elementos de superficie y de fondo del sistema PCP	59
<b>Figura 9.</b> Clases de Couplings para varillas convencionales Apergy Norris/AOT	66
<b>Figura 10.</b> Series de Varillas Huecas TENARIS. PCRod ® 1000, PCRod ® 1500, PCRod® 2500	67
<b>Figura 11.</b> Distribución de las Concentraciones de Cargas de Contacto en los diferentes tipos y configuraciones de Sartas de Varillas	69
<b>Figura 12.</b> Comparación entre las conexiones de la varilla API convencional y la varilla Drive Rods®	73
<b>Figura 13.</b> Diferentes modelos de centralizadores utilizados en la industria	76
<b>Figura 14.</b> Geometría simple y Multilobular en 3D y 2D de los sistemas PCP	79

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Propiedades mecánicas de las varillas convencionales modificadas (UHS) Tenaris	228
<b>Anexo B.</b> Producción e inyección de fluidos en las varillas Hollow Rods	229
<b>Anexo C.</b> Especificaciones Técnicas de las varillas Hollow Rods TENARIS	230
<b>Anexo D.</b> Propiedades mecánicas de los diferentes tipos de varillas continua COROD ®	231
<b>Anexo E.</b> Capacidades máximas de torque de los diferentes tipos de varillas continua COROD ®	232
<b>Anexo F.</b> Propiedades Físicas de la sarta de varilla continua ProRod™	233
<b>Anexo G.</b> Valores máximos de torque que soporta cada tipo de varilla continua ProRod™	234
<b>Anexo H.</b> Comparación de la restricción de flujo entre la varilla API convencional y la varilla Drive Rod®	235
<b>Anexo I.</b> Torque máximo de Servicio para las varillas Drive Rods ® (ft-lbs)	237
<b>Anexo J.</b> Estado mecánico del pozo a-1	239
<b>Anexo K.</b> Estado mecánico del pozo a-2	241
<b>Anexo L.</b> Metodología a utilizar para evaluar el rendimiento de diferentes tipos de sartas de varillas utilizadas en pozos con sla pcp	243

## ABREVIATURAS

<b>AOT</b>	Alberta Oil Tool
<b>API</b>	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
<b>AISI</b>	Instituto Americano de Hierro y Acero (American Iron and Steel Institute)
<b>BES</b>	Bombeo Electro Sumergible
<b>BFD</b>	Barriles de Fluido por Día (Barrels of Fluid per Day)
<b>BLS</b>	Barriles (Barrels)
<b>BOD</b>	Barriles de Petróleo por Día (Barrels of Oil per Day)
<b>BPD</b>	Barriles Por Día (Barrels Per Day)
<b>BSW</b>	Porcentaje de Agua y Sedimentos (Basic Sediment and Water)
<b>BWP</b>	Barriles de Agua por Día (Barrels of Water per Day)
<b>CAPEX</b>	Capital de Inversión Inicial (Capital Expenditure)
<b>ESP</b>	Bombeo Electro Sumergible (Electric Sumersible Pump)
<b>KPIs</b>	Indicadores Claves de Desempeño (Key Performance Indexes)
<b>Ksi</b>	Kilolibra por Pulgada Cuadrada (Kilopound per Square Inch)
<b>MTBF</b>	Tempo Medio entre Fallas (Mean Time Before Failure)
<b>MTTR</b>	Tiempo medio en reparación (Mean Time To Repair)
<b>OPEX</b>	Costos Operacionales (Opex Expenditure)
<b>PCP</b>	Bombeo de Cavidades Progresivas (Progressive Cavity Pump).
<b>RCA</b>	Análisis de Causa Raíz (Root Cause Analysis)
<b>RGL</b>	Relación Gas Líquido
<b>RPM</b>	Revoluciones Por Minuto
<b>SLA</b>	Sistemas de Levantamiento Artificial
<b>SPM</b>	Strokes Por Minuto (Strokes Per Minute)
<b>USD</b>	Dólar de Estado Unidos (United States Dolar)
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto

## GLOSARIO

**ABANICOS ALUVIALES:** son sistemas en donde se depositan los sedimentos que presentan formas característicamente cónicas, se desarrollan en zonas donde el aporte de sedimentos es mayor debido a los altos escarpes morfológicos generando corrientes que son confinadas a valles angostos formando la forma cónica previamente dicha.

**AGLOMERADO:** término aplicado a las rocas piroclásticas conformadas principalmente por fragmentos mayores de 20 mm de diámetro.

**AIR BALANCED:** este mecanismo se caracteriza por la utilización de aire comprimido reemplazando así las manivelas y contrapesos con respecto a la unidad convencional, estas mejores reducen el tamaño considerablemente minimizando los costos de montaje y de un eventual traslado.

**AMBIENTE DE DEPÓSITO:** también llamado ambiente sedimentario se define como un lugar físico sobre la superficie de la tierra que tiene características químicas, físicas y/o biológicas bien definidas en donde ocurre una combinación particular de procesos geológicos (erosión, transporte, sedimentación y litificación). Así pues, cada ambiente produce depósitos y eventualmente masas de rocas o secuencias, con características específicas. Los ambientes sedimentarios se dividen en tres categorías principales: Continental, Transicional y Marino.

**ARENISCA:** roca sedimentaria detrítica de textura clástica. Este tipo de roca posee un granulado muy variable entre tamaños de 0.2 mm a 2 mm. Su composición principalmente esta conformada por cuarzo y pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales.

**BASAMENTO:** capa de rocas bajo las cuales no se espera encontrar yacimientos de hidrocarburos económicos. Estas capas suelen estar conformadas por rocas ígneas o metamórficas deformadas que usualmente no desarrollan las propiedades petrofísicas necesarias para actuar como un yacimiento.

**CABALGAMIENTO:** superposición natural formada por esfuerzos de compresión que genera que los estratos más antiguos sean empujados sobre otros más recientes del mismo bloque fallado. Por lo general ocurre con un ángulo bajo respecto de las unidades litológicas.

**CALIZAS MICRÍTICAS:** roca sedimentaria no detrítica de textura cristalina, con un tamaño de grano menor a 1/250 mm. Su composición contiene aragonito y calcita rica en magnesio.

**CAMPO:** área geográfica en la cual un determinado número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Es importante resaltar que un



campo puede referirse únicamente a formaciones subterráneas o a un área superficial.

**CHURCHILL:** éstas unidades de bombeo ofrecen la misma resistencia y dureza que las unidades convencionales. Se usan generalmente en pozos pocos profundos.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** representación gráfica cronológica que muestra la secuencia geológica vertical que se encuentra por debajo de una locación determinada conforme a su evolución. Generalmente se utilizan colores y símbolos estandarizados para comunicar gráficamente los diferentes tipos de rocas, fenómenos geológicos y espesores que posee la zona.

**CONCORDANTE:** estratos paralelos entre sí que conservan características semejantes ya que han experimentado una historia geológica similar y llevan la secuencia normal de la época geológica.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria de tipo detrítico de textura clástica. Su tamaño de grano suele estar entre 1/256 mm y 2 mm, aunque en el caso de poseer gravas estas suelen tener un tamaño de grano mayor a 2 mm. Este tipo de roca se encuentra compuesta por guijarros, gránulos con matriz de arena y/o limo – arcillas y gravas rodadas.

**COUPLING:** son las conexiones las cuales realizan un cierre metal-metal con el fin de que todas las varillas estén bien sujetadas y transmitan con eficiencia el movimiento que desde superficie aplica la bomba a la sarta.

**CUENCA:** depresión de la corteza terrestre, constituida por la actividad tectónica de las placas. Su geometría más común de forma de cubeta o fosa alargada le permite acumular una gran cantidad de sedimentos.

**CUERPOS DE PÓRFIDOS:** cuerpo de intrusiones ígneas félsicas cuya textura suele ser porfirítica. Su tamaño de grano varía significativamente dependiendo de los elementos que los constituyan. Los pórfidos conforman la más importante fuente de extracción de cobre y molibdeno que existe en el planeta.

**DOG LEG:** es el cambio de dirección con más rapidez que la anticipada o deseada en una sección del pozo que genera efectos colaterales perjudiciales.

**ESPARÍTICAS:** roca sedimentaria no detrítica de textura cristalina, con tamaños de granos mayores a 1/250 mm. Esta roca posee agregados de cristales de carbonato que a su vez están compuestos de aragonito y calcita.

**ESPESOR:** se llama espesor al grosor de una capa o estrato medido en forma perpendicular a su extensión lateral, asumiendo la existencia de depositación encima de un área horizontal.

**ESTRATIGRAFÍA:** rama de la geología que estudia e interpreta los estratos de un área de investigación determinada; sus relaciones espaciales en sentido vertical y horizontal además de su composición y ordenamiento en el tiempo.

**FALLA:** sucede cuando se supera el límite de plasticidad de los estratos debido a esfuerzos compresivos o de tensión en las rocas que fracturan y generan de esta manera las fallas normales o inversas.

**FALLA CATASTRÓFICA:** falla que genera la parada total en el equipo, implicando pérdidas económicas debido al tiempo no operativo y a los costos en las reparaciones.

**FLUSHING:** es la capacidad que tienen las varillas huecas de producción de permitir el paso de fluidos de inyección diluyentes a través de ellas para la producción de crudo extra pesado u otras aplicaciones de limpieza. Esta habilidad mejora la eficiencia y reduce la complejidad de la operación en comparación con las varillas que no son huecas.

**FORAMINÍFEROS:** pequeños organismos unicelulares y eucariotas que poseen conchas mineralizadas por carbonatos o sílices, que pertenecen al reino de los protistas. Su primera aparición data del Cámbrico y hasta la actualidad pueblan ambientes marinos como litorales y océanos cálidos.

**FORMACIÓN:** clasificación básica utilizada para describir unidades geológicas que poseen estructuras y propiedades similares.

**FOSFORITAS:** roca sedimentaria no detrítica de textura cristalina, con tamaños de granos mayores a 1/1000 mm. Este tipo de roca presenta una composición de altas cantidades de minerales fosfatados.

**GEOLOGIA DEL PETRÓLEO:** estudia el origen, la formación y la acumulación del petróleo presente en los yacimientos

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** rama de la geología que estudia y cuantifica la deformación de la corteza terrestre, para así entender la historia del proceso de deformación de las rocas.

**GEOQUIMICA:** estudia de que está compuesto y cómo funciona el planeta, determina la distribución y migración de elementos químicos que conforman la Tierra con el objetivo de establecer leyes o principios en los cuales se basa tal distribución.

**INFRAYACE:** termino utilizado para indicar que una formación o unidad de roca se encuentra por debajo de otra unidad.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria detrítica de textura clástica cuyo diámetro de grano oscila entre 1/256 mm. y 1/16 mm. Este tipo roca presenta una composición muy variada pero generalmente contiene óxido de hierro, calcita, feldespatos y cuarzos entre otros.

**LÍTICOS:** término utilizado para describir fragmentos rocosos que se presentan en una roca formada posteriormente. La composición de estos fragmentos depende de las características del área fuente donde se formó la roca. Pudiendo ser estos fragmentos de composición ígnea, metamórfica o sedimentaria.

**KERÓGENO:** son sedimentos que han sido cocinados lentamente a medida que aumenta la presión y temperatura a su respectiva profundidad. Pasado determinado tiempo éstos se litifican y la materia orgánica presente se convierte en kerógeno.

**KEY PERFORMANCE INDEXES:** es un indicador de rendimiento que otorga un valor medible que demuestra la eficacia con que una compañía logra los objetivos comerciales. Las organizaciones usan indicadores de desempeño en múltiples niveles para evaluar el éxito en logros previamente establecidos.

**LODOLITA:** roca sedimentaria de textura clástica con tamaños de granos de 1/256 mm a 1/16 mm. Esta roca está constituida por una mezcla de arcilla y limo.

**LOW PROFILE:** unidad de bombeo compacta diseñada para la instalación en campos de irrigación con sistemas de aspersores móviles o en áreas urbanas donde las características del bajo perfil son deseadas.

**MARCO GEOLOGICO:** recapitulación de las características más importantes relacionadas a la información geológica de un lugar específico donde se va a hacer un estudio geológico, incluyendo su estratigrafía, geología estructural y geología de petróleo.

**MARK II:** unidad de bombeo mecánico que difiere en tres características respecto a la unidad convencional, las cuales son: Ubicación de la caja reductora, punto de apoyo en el extremo de la unidad y una manivela desfasada. Estas tres características reducen el torque y la carga de esta unidad.

**MIGRACIÓN:** es el movimiento de los hidrocarburos que fueron formados en la roca generadora hacia las rocas almacenadoras. Se denomina migración primaria cuando los hidrocarburos migran hacia el yacimiento en el momento que son recién son creados. Por otra parte, el movimiento del petróleo desde la roca generadora hacia el reservorio en una trampa u otra zona de almacenamiento es llamada migración secundaria.

**PERMEABILIDAD:** es la propiedad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso, medida generalmente en Darcies o miliDarcies. Está

determinada por la cantidad, el tamaño y la conexión de los poros dentro del yacimiento.

**PLAENERS:** es un nivel arenoso el cual está conformado por intercalaciones de cherts, lutitas, fosforitas y calizas.

**POROSIDAD:** es el porcentaje de volumen de poros o espacios porosos que tiene una roca para almacenar hidrocarburos. También puede ser generada a través de fracturas en la roca, denominada porosidad de fractura.

**PROCESO TECTÓNICO:** proceso mediante el cual se generan movimientos y deformaciones de las rocas de la litósfera. Este sistema es el responsable de la formación de las estructuras geológicas más importante del planeta como los continentes, océanos, cordilleras y cuencas.

**REVERSE MARK II:** esta unidad ofrece una alternativa diferente respecto a la unidad convencional, ya que propone una mejora en el diseño y la geometría con el fin de reducir el torque y los requerimientos de potencia.

**ROCA ANDESÍTA:** roca ígnea cuyo origen principal proviene de numerosos volcanes ubicados en Sur América. Este tipo de rocas muestra frecuentemente textura porfídica o hipocrystalina con tamaños de granos de 1 mm a 5 mm. Su composición principal está constituida por sílice con algunas pequeñas cantidades de cuarzo o minerales ricos en hierro y magnesio.

**RCA (Root Cause Analysis):** es un procedimiento estructurado que se realiza para la identificación de fallas. El RCA proporciona una manera de identificar daños en los procesos y sistemas que contribuyeron a la avería y aporta medidas para prevenir fallas futuras.

**ROCA GENERADORA:** es una roca tipo lutita o caliza rica en contenido de materia orgánica que bajo respectivas condiciones generará petróleo y gas.

**ROCA HIPOABISAL:** término aplicado a las rocas ígneas intrusivas que se han cristalizado bajo condiciones intermedias entre las plutónicas y las volcánicas. Este tipo de rocas poseen dos tamaños marcados de cristales diferentes (textura porfídica) con un tamaño de grano superior a 1 mm e inferior a 5 mm. Los diques o los sills son ejemplos típicos de estas clases de rocas.

**ROCA ÍGNEA:** rocas formadas por la cristalización del magma. Su textura puede ser cristalina, vítrea y clástica. Posee un rango de tamaño de grano de 1 mm a 3 cm, puede ser clasificada de acuerdo con la profundidad de solidificación, tal como plutónicas, volcánicas, hipabisales y según su composición mineralógica, ácidas (cuarzo y feldespatos), básicas (feldespatos y ferromagnesianos), Intermedias (feldespatos y ferromagnesianos).

**ROCA METAMÓRFICA:** rocas que se producen a partir de las rocas ígneas o sedimentarias como resultado del calor intenso del magma y de la presión causada por el desplazamiento tectónico. Poseen textura granoblástica, lepidoblástica, nematoblástica, porfíoblástica. Su composición principalmente está definida por filosilicatos; normalmente micas y cloritas, inosilicatos; normalmente anfíboles y porfidoblastos.

**ROCA PIROCLÁSTICA:** roca ígnea de textura clástica cuyo tamaño de grano oscila entre 4 mm a 20 mm de diámetro. Este tipo de roca se encuentra constituida por material volcánico fragmentado como resultado de erupciones explosivas.

**ROCA RESERVORIO:** es un cuerpo rocoso subterráneo que cuenta con la permeabilidad y la porosidad suficientes para almacenar y transmitir hidrocarburos.

**ROCA SELLO:** roca impermeable que forma una barrera sobre y alrededor del yacimiento con el fin de que los fluidos almacenados no puedan migrar más allá del reservorio, estas rocas son generalmente lutita, anhidrita o sal.

**ROCA VOLCANOSEDIMENTARIA:** roca ígnea formada a partir de flujos volcánicos caracterizada por poseer dos tamaños marcados de cristales (textura porfídica), en tamaños de grano o cristal entre 5 y 30 mm. Esta roca se encuentra compuesta principalmente por materiales de origen volcánico con la posibilidad de poseer materiales sedimentarios en bajas proporciones.

**ROTAFLEX® :** este sistema ofrece una innovación en el diseño respecto a la unidad de bombeo convencional ya que, provee de una excelente eficiencia y eficacia en los costos para pozos profundos, problemáticos y de alto potencial.

**SHALE:** roca sedimentaria detrítica, fisible de textura plástica con tamaños de partículas menores a 1/256 mm formada por grupos de caolinitas, restos de cuarzo, mica y feldespato. Este tipo de roca es muy conocida por ser la roca sedimentaria más abundante de la corteza terrestre y por contener cantidades relativamente grandes de material orgánico que la convierte como potencial roca generadora de hidrocarburos.

**SHEAR COUPLINGS:** se utilizan para separar de manera confiable la varilla de la tubería del diámetro inferior cuando la bomba o la varilla se atasca. Esto evita el proceso difícil y complejo de halar las tuberías y varillas simultáneamente.

**SISTEMA PETROLÍFERO:** abarca los componentes geológicos y procesos necesarios para la producción y almacenamiento de hidrocarburos. El sistema describe los procesos que constituyen la unidad funcional donde se crean las acumulaciones de hidrocarburos, incluye la zona de maduración en la roca generadora y la red de migración de hidrocarburos. Los elementos esenciales de

un sistema petrolero son: Roca madre, roca reservorio, roca sello, trampa y red de migración.

**SUPRAYACE:** término utilizado para indicar que una formación o unidad de roca yace o se encuentra por encima de otra unidad.

**TRAMPA:** configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación impermeable con el objetivo de que el petróleo allí almacenado no pueda migrar. Se dividen en dos clases principales, el primer tipo son las trampas estructurales que se formaron por movimientos compresivos y de tensión de los estratos tales como fallas o pliegues y el segundo grupo son las trampas estratigráficas, generadas por cambios producidos en las rocas o por acuñamientos, discordancias y/o arrecifes.

**WELL SERVICE:** son los servicios de mantenimiento que se realizan después de que el pozo ha sido perforado y completado.

**WORKOVER:** reparación o la estimulación de un pozo que se encuentra en producción de petróleo con la finalidad de realizar una restauración prolongando o mejorando la producción de hidrocarburos.

**X - CELERATOR:** esta es una unidad de pinza portátil con la capacidad de trabajar en conjunto con la plataforma de servicio en el lugar, eliminando la necesidad de trabajar con dos unidades de servicio reduciendo el tiempo y los gastos adicionales.

**YACIMIENTO:** acumulación natural de hidrocarburos contenidos en una roca el subsuelo, que cuenta con la permeabilidad y la porosidad suficientes para ser explotado de manera económicamente rentable.

## RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo evaluar el desempeño del sistema de levantamiento artificial bombeo por cavidades progresivas en el campo A ubicado en el Valle Superior del Magdalena utilizando diferentes sartas de varillas. Se comenzará con la descripción de las principales características y geología del campo de estudio, incluyendo su historia, localización, marco geológico e historia de producción.

Posteriormente, se detallarán las generalidades de los sistemas de levantamiento artificial, haciendo énfasis en el sistema Bombeo por Cavidades Progresivas y su respectiva aplicación con diferentes tecnologías de varillas de producción.

Después, se definirán e identificarán las fallas presentadas bajo la operación de cada tipo de sarta de varillas en cada pozo determinado para luego establecer los parámetros críticos de evaluación de cada una de las varillas utilizadas en los cinco pozos.

Una vez ya conocidos los problemas y/o fallas presentados en cada caso se evaluará el rendimiento del sistema de levantamiento artificial bombeo por cavidades progresivas con los diferentes tipos de varillas en los pozos más representativos por medio de los parámetros críticos previamente establecidos y de esta manera se determinarán las ventajas que se obtienen de migrar de una tecnología a otra.

Finalmente, se desarrollará una matriz de impacto en los pozos más representativos que sintetice y exponga todos los resultados obtenidos de los análisis previamente realizados en las diferentes sartas de varillas implementadas; varillas convencionales, varillas continuas, varillas huecas y Drive Rods™.

Una vez se realice el análisis de las diferentes tecnologías utilizadas, se realizará un estudio financiero en los pozos más representativos mediante un flujo de caja para establecer la viabilidad financiera de cada tipo de sistema de sarta de varillas, teniendo en cuenta el indicador financiero de Valor Presente Neto.

Los resultados generados en este proyecto tendrán un gran impacto en el sector de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas, ya que servirá de soporte para la toma de decisiones asegurando una producción de hidrocarburos con una cantidad reducida de fallas que reflejarán una extracción de crudo al menor costo, siempre buscando que sea económicamente rentable para la compañía seguir realizando estas actividades.

**Palabras claves:**

- Falla crítica
- Falla progresiva
- Key performance indexes
- Sarta de varillas
- Intervención



## INTRODUCCIÓN

La extracción de hidrocarburos, desde sus inicios, ha sido uno de los sectores energéticos que más desafíos debe afrontar ya que, constantemente la tecnología va avanzando y muchos de los sistemas que se han venido implementando deben ser reemplazados o mejorados por otros más nuevos generando mayor eficiencia a menor costo.

Uno de los sistemas que tienen que ir siendo actualizados tecnológicamente en el tiempo son los de levantamiento artificial (SLA); que han aportado una gran utilidad para las compañías petroleras debido a que éstos generan la energía que los yacimientos han perdido por su producción natural o a los que simplemente no les alcanza la energía interna para producir petróleo, de esta manera, los sistemas de levantamiento artificial juegan un papel importante para la producción de petróleo. Uno de los sistemas más implementados en Colombia es el Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) debido a que proporcionan una gran cantidad de ventajas como lo son alta eficiencia de bombeo, gran desempeño en la producción de crudos pesados con contenidos sólidos y menor consumo energético.

Sin embargo, el sistema de levantamiento artificial bombeo por cavidades progresivas acarrea una serie de desafíos como lo son la geometría del yacimiento, la producción de arena, entre otros, que dificultan la producción de hidrocarburos. Por consiguiente, la implementación de este sistema en pozos de cualquier tipo, suelen generar todo tipo de fallas, tal como las fallas que se presentan en las varillas de producción, que conllevan a tiempos no productivos, compra de nuevos equipos y a un lifting cost cada vez más alto lo que se traduce en pérdidas para la empresa encargada de extraer el hidrocarburo.

La aplicación de la nueva tecnología de varillas Drive Rods™ desarrollada por Apergy Norris/AOT, permite la reducción de las fallas en las varillas de producción en el sistema de levantamiento artificial bombeo por cavidades progresivas, reflejando un aumento en el Run Life del sistema en condiciones adversas; como es el caso del campo de estudio en este proyecto de grado, generando un aumento en la rentabilidad del levantamiento del crudo.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico-financieramente el rendimiento del sistema de levantamiento artificial bombeo de cavidades progresivas mediante el uso de varillas con pin modificado en cinco pozos del Valle Superior del Magdalena.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo A ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.
2. Detallar las generalidades del bombeo por cavidades progresivas con diferentes tipos de sartas de varillas: varilla convencional, varilla continua, Drive Rods™ y otras que están siendo utilizadas en el Campo A.
3. Definir los parámetros críticos entre el sistema de sarta de varillas Drive Rods™ y las otras sartas utilizadas en los cinco pozos.
4. Evaluar el rendimiento de los sistemas PCP luego de la implementación de las sartas de varillas Drive Rods™ para los pozos más representativos del campo A.
5. Evaluar una matriz de impacto entre las sartas de varillas Drive Rods™ y las otras sartas utilizadas en los pozos más representativos que muestre los resultados que se obtienen al migrar de una tecnología a otra.
6. Evaluar la viabilidad financiera y resultados del proyecto mediante el indicador de Valor Presente Neto (VPN) del sistema de bombeo de cavidades progresivas con sartas de varilla con pin modificado en los pozos más representativos del Campo A.

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO A

En este capítulo se describen las principales características y geología del campo A, incluyendo su historia, localización, marco geológico e historia de producción.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo A, comienza su historia con la firma del contrato de Asociación Boquerón en Agosto de 1995 entre las compañías Lasmo Oil Colombia LTD, Nexen y Ecopetrol sobre una superficie de 98,099 hectáreas. Posteriormente, en septiembre de 1998, la compañía Petrobras Colombia LTD compra los activos de la compañía asociada Lasmos Oil LTD en Colombia.

A principios del año 2000, se realiza la primera perforación a una profundidad de 3881 ft del pozo exploratorio GUA-001, encontrando con éxito hidrocarburos. A partir de entonces, se continúa con la delimitación del campo y se perfora en mayo del mismo año el pozo GUA-002 a una profundidad media de 3500 ft y de igual forma confirma la presencia de hidrocarburos en el campo. Posteriormente, el campo continúa su desarrollo con la perforación de otros 7 pozos exploratorios hasta Junio del 2002, año en el cual se presenta la comercialidad del mismo.<sup>1</sup>

A principios del 2014, Perenco Oil&Gas Colombia limited adquiere la totalidad de las acciones de Petrobras y continúa siendo la operadora del campo que cuenta a septiembre del 2018 con un área aproximada de 60 km<sup>2</sup> y un total de 156 pozos perforados entre productores e inyectores.

### 1.2 LOCALIZACIÓN

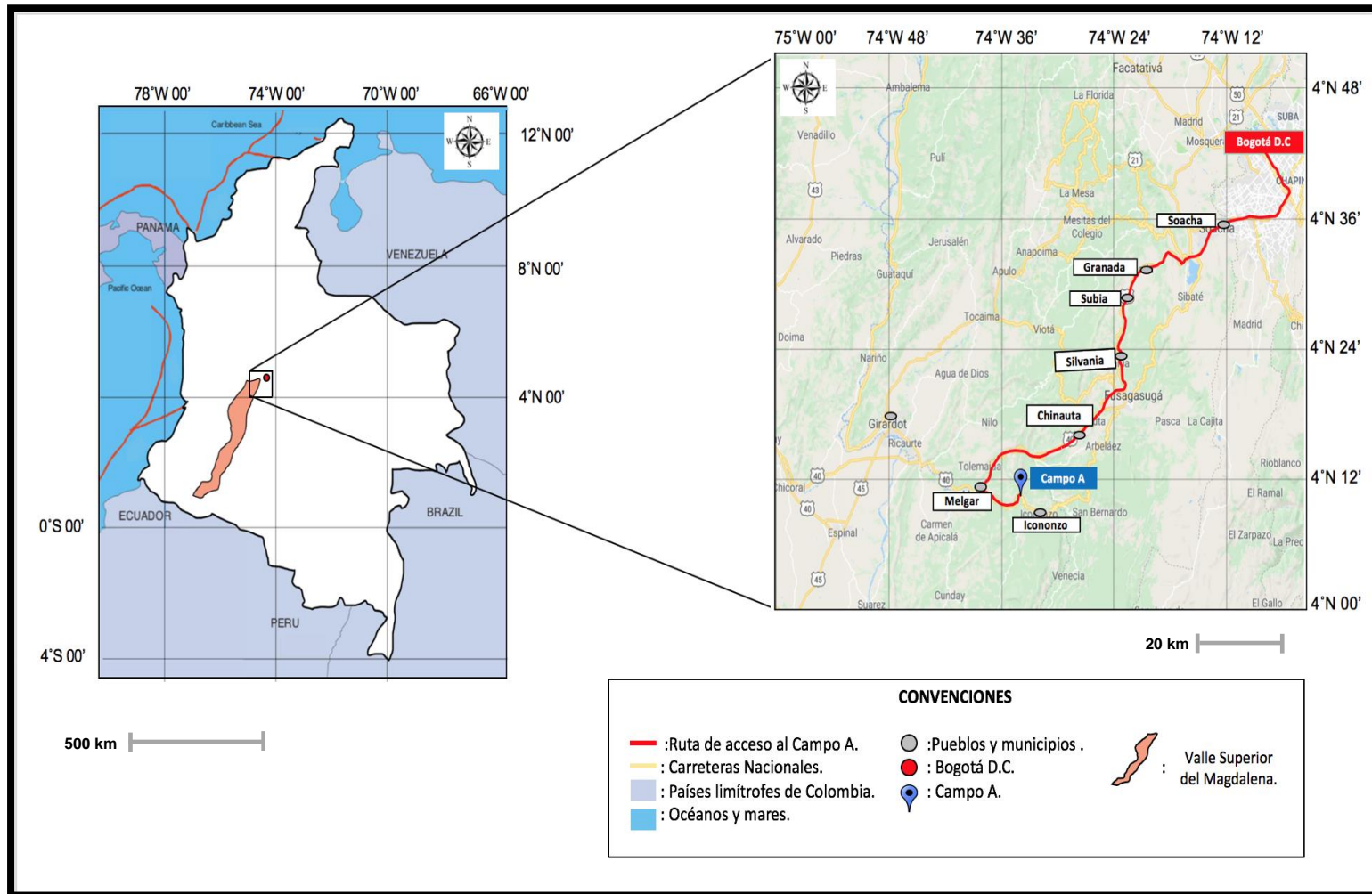
El Campo A, está localizado al suroccidente Colombiano en la Sub Cuenca de Girardot, Valle Superior del Magdalena y se encuentra ubicado 120 km al suroccidente de la ciudad de Bogotá D.C., en el municipio de Melgar del departamento del Tolima. Tomando como referencia la ciudad de Bogotá, la manera más fácil de acceder al campo A es por vía terrestre donde se debe tomar la Autopista Sur que dirige al municipio de Soacha; una vez allí se accede a la carretera 40/ Sylvania-Granada y se atraviesan los municipios de Granada, Subia, Sylvania y Chinauta hasta arribar a Melgar. Este recorrido es de 107 Km. y dura alrededor de dos horas. Una vez se llega al pueblo de Melgar se toma la Via Melgar-Icononzo y se desplaza aproximadamente 10 Km. en esta carretera hasta llegar a un leve desvío al oriente de esta y encontrar un letrero blanco característico que da

---

<sup>1</sup> RINCÓN G.; GARZON J.C. y DE MORAES J.J. Campo Guando Primer Descubrimiento de la Antesala del Siglo XXI en el Valle Superior del Magdalena, Colombia [en línea]. 2003, p.111. [Consultado 25 junio 2018]. Disponible en internet: [http://archives.datapages.com/data/colombia\\_acgpp/simp8/tomo2/Paper66.htm](http://archives.datapages.com/data/colombia_acgpp/simp8/tomo2/Paper66.htm)

la bienvenida al Campo A. De aquí se continúa 1.0 Km. por esta vía hasta llegar a las instalaciones del campo. Este último tramo toma alrededor de 20 minutos. La **Figura 1** muestra la ubicación del Campo A.

**Figura 1.** Ubicación Geográfica del Campo A localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.



**Fuente:** Universidad Industrial de Santander (UIS). Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones. ANH. 2009. p.37. Aplicativo de Google Maps. Disponible en internet: [http://www.bdcc.co.uk/Gmaps/II\\_grat\\_v3\\_demo.htm](http://www.bdcc.co.uk/Gmaps/II_grat_v3_demo.htm). Modificado por los autores.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

El campo A se encuentra ubicado en la parte más noroccidental de la sub-cuenca de Girardot, la cual, junto con las sub-cuenca de Neiva, al sur, conforman la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), separadas ambas sub-cuenclas entre sí, por un alto basamento denominado Arco de Natagaima. A su vez, el VSM es una cuenca alargada en dirección NNE-SSO entre las Cordilleras Oriental y Central (Mojica & Franco, 1992) y es el resultado de múltiples procesos tectónicos que han afectado la esquina noroeste de Suramérica.<sup>2</sup>

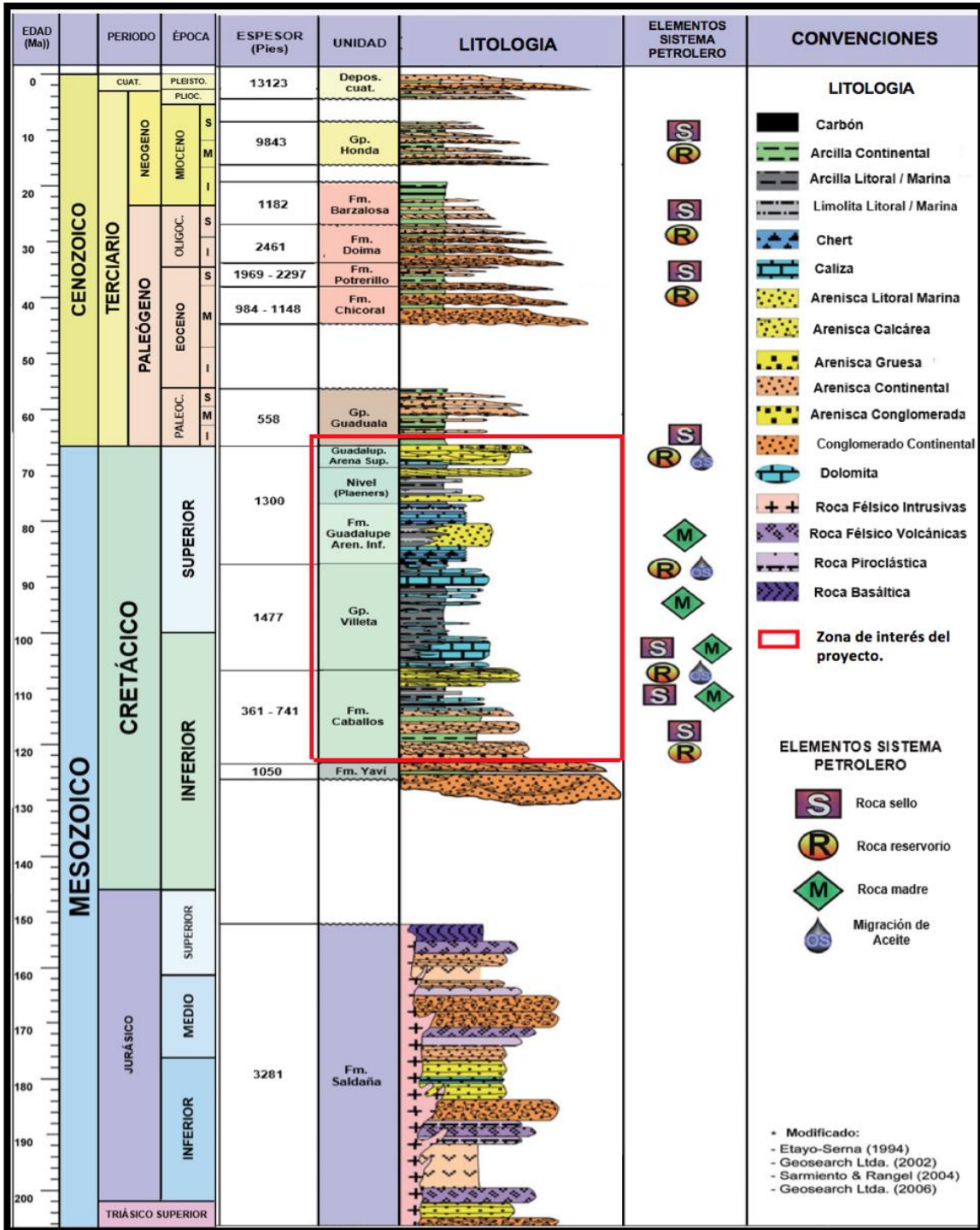
A continuación, se presenta la estratigrafía, geología estructural y del petróleo asociada a dicha sub-cuenca.

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** La **Figura 2** , presenta la columna estratigráfica generalizada de la Sub Cuenca Girardot, resaltando los aspectos más importantes de cada unidad estratigráfica.

---

<sup>2</sup> LOPEZ YATE, Gonzalo; NAVARRO BELTRAN, Luz Jeny. Modelo Estructural y Calculo del Acortamiento para el Borde Oriental de la Subcuenca de Girardot, Cuenca Valle Superior del Magdalena. [en línea]. 2008, p.1. [Consultado 25 junio 2018]. Disponible en internet: [http://archives.datapages.com/data/colombia\\_acgpp/simp11/067\\_LOPEZ\\_G.pdf](http://archives.datapages.com/data/colombia_acgpp/simp11/067_LOPEZ_G.pdf)

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada de la Sub Cuenca de Girardot – Valle Superior del Magdalena.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Petroleum Geology of Colombia. Upper Magdalena Basin. Geology and Hydrocarbon Potential. 2011. p.30. Modificada por los autores.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación, se describen las principales características de las formaciones geológicas presentadas en la columna estratigráfica generalizada de la Sub Cuenca de Girardot haciendo énfasis en las encontradas en el Campo A. La descripción va de la más antigua a la más reciente.

**1.3.2.1 Formación Saldaña.** Ingeominas<sup>3</sup> afirma que el hallazgo de fósiles por Wiedman&Mojica (1984) permite ubicar esta formación en el lapso Triásico superior a Jurásico medio. La formación se divide en dos tipos de rocas principales: Rocas Volcanosedimentarias y Rocas Hipoabisales.

En primera instancia las rocas Volcanosedimentarias están a su vez divididas en tres conjuntos: Inferior, Intermedio y Superior. El conjunto inferior se encuentra compuesto por una alternancia de limolitas y areniscas, ferruginosas y aglomerados. En cuanto al conjunto intermedio este se encuentra formado por tobas soldadas y esporádicas intercalaciones de limolitas. Finalmente, el conjunto superior está constituido por tobas vítreo cristalinas y porfiríticas. En cuanto a las rocas Hipoabisales estas están compuestas por cuerpos de pórfidos andesíticos y dacíticos. El espesor total estimado de esta formación es aproximadamente de 3281 ft. Por otra parte, la formación Saldaña revela depósitos continentales fluviales y lacustres. Cabe resaltar que la formación Saldaña infrayace la formación Yavi a través de una discordancia angular erosiva con presencia de un conglomerado basal.

**1.3.2.2 Formación Yavi.** Según Ingeominas<sup>4</sup> esta formación se puede considerar de edad Cretácico Inferior, basado en algunos estudios realizados por Prossl & Vergara (1993). En cuanto a su composición corresponde a areniscas conglomeráticas y niveles de lodolitas en proporciones más pequeñas. De igual forma se divide en tres conjuntos para obtener un mejor entendimiento de la formación: Inferior, Intermedio y Superior. La parte inferior está conformada por arenitas de grano medio conglomeráticas, compuesta por líticos, con intercalaciones de arenita.

Por otra parte, la unidad intermedia está integrada por conglomerados, arenitas y lodolitas y la parte superior consta de igual forma de lodolitas, prevalecientes sobre arenitas con láminas de conglomerado. Por último, el espesor de la formación Yavi se va adelgazando a medida que se va desplazando en dirección sur sobre el VSM, por lo tanto, el espesor total de la unidad en la localidad tipo es de aproximadamente 1050 ft.<sup>5</sup> En cuanto a su ambiente de depósito las características litofaciales de la

---

<sup>3</sup> FUQUEN M., Jaime Alberto; OSORNO M., Jose Fernando. INGEOMINAS GEOLOGIA DE LA PLANCHA 303 COLOMBIA DEPARTAMENTOS DE HUILA, TOLIMA Y META. [en línea]. 2002, p.31. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: <https://www.scribd.com/doc/33890967/Geologia-Del-Tolima>

<sup>4</sup> Ibid., p.34.

<sup>5</sup> Ibid., p.34.



formación Yaví sugieren una depositación de tipo continental en la llanura aluvial, con presencia de corrientes meándricas y trenzadas. Es importante resaltar que la formación Yaví suprayace a la formación Saldaña a través de un área con discordancia angular y erosiva e infrayace concordantemente la formación Caballos.

**1.3.2.3 Formación Caballos.** Según Ingeominas<sup>6</sup> esta formación corresponde a una edad Cretácico Inferior, conclusión a la cual llegaron Prossl & Vergara (1993) basándose en un estudio realizado en polen y foraminíferos encontrados en esta formación.

En cuanto a su composición la formación igualmente se divide en tres segmentos los cuales son de litología y morfología diferente en cada caso. El primer segmento está conformado en la base por conglomerados de gránulos de cuarzo, con matriz arcillosa. El segundo segmento se caracteriza por ser muy rico en contenido de hierro<sup>7</sup> y está compuesto por lodolitas con intercalaciones de limonita. Por último, el tercer segmento consta de arenitas medias a gruesas de cuarzo. En cuanto a su espesor la formación Caballos en la región Baraya- Rio Venado es de 361 ft mientras que en la quebrada Carpintero es de 741 ft. De acuerdo al análisis de las secciones levantadas de la formación, el ambiente de depositación es continental; de ríos trenzados hacia la base y meandriformes hacia al tope. Por último, la formación Caballos suprayace concordantemente la formación Yaví e infrayace de igual forma el Grupo Villeta.

**1.3.2.4 Grupo Villeta.** Gómez Tapias<sup>8</sup> afirma que este nombre fue empleado por Hettner (1892) para describir una secuencia de shales negros en el municipio de Villeta, Cundinamarca. Su edad con base a fósiles de amonitas reportados por diferentes autores (Patarroyo 1993) abarca el Cretáceo Superior.

Esta unidad litológica en su composición general está compuesta por intercalaciones de shales negros donde algunos de estos son calcáreos, además de tener contenido de calizas micríticas y esparíticas, donde algunas de estas poseen concreciones calcáreas y chert negro.<sup>9</sup> El espesor total estimado de esta formación es aproximadamente de 1477 ft. Por otro lado, el grupo Villeta se depositó en un ambiente transicional de plataforma externa afectada por el nivel de acción de las tormentas. Cabe resaltar que el grupo Villeta suprayace concordantemente la formación caballos e infrayace del mismo modo la formación Guadalupe.

---

<sup>6</sup> Ibid., p.37.

<sup>7</sup> Ibid., p.37.

<sup>8</sup> GÓMEZ TAPIAS, Jorge. Alcaldía Municipal de Ataco. Esquema de ordenamiento Territorial. Documento técnico II. [en línea]. 2002, p.20. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: [http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/geolog%C3%ADa,%20geomorfolog%C3%ADa%20y%20fisiograf%C3%ADa%20-%20ataco%20\(83%20pag%20-%20186%20kb\).pdf](http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/geolog%C3%ADa,%20geomorfolog%C3%ADa%20y%20fisiograf%C3%ADa%20-%20ataco%20(83%20pag%20-%20186%20kb).pdf)

<sup>9</sup> Ibid., p.20.

**1.3.2.5 Formación Guadalupe.** Esta formación tiene una edad que corresponde al Cretáceo tardío o superior y es donde se encuentra el reservorio del Campo A. En su litología está compuesta de areniscas, de alta bioturbación que corresponden a depósitos marinos someros y a ambientes transicionales de frente de playa con influencia alta de las mareas. Esta formación a su vez se encuentra conformada por dos unidades diferentes en esta región conocidas como Areniscas Superiores (**Arso**) y Areniscas Inferiores (**Arin**).<sup>10</sup> Estos dos niveles arenosos se hallan separados por un nivel denominado Plaeners el cual está conformado por intercalaciones de cherts, lutitas, fosforitas y calizas. Las dos unidades del reservorio tienen un espesor combinado aproximado de 1300 ft.

**Unidad de Areniscas Inferiores (Arin).** Estas areniscas se constituyen fundamentalmente por areniscas cuarzosas con algún contenido de feldespato. Normalmente, contienen interestratificaciones delgadas de lodolitas y shales negros ricos en materia orgánica. Asimismo, la base de esta unidad se encuentra con niveles delgados de areniscas fosilífera y rocas calcáreas.<sup>11</sup> . Por último, esta unidad suprayace concordantemente el grupo Villeta e infrayace de igual forma el nivel Plaeners.

**Unidad de Areniscas Superiores (Arso).** Esta unidad se identifica como altamente cuarzosa. Generalmente presenta buenas características petrofísicas con esporádicos niveles completamente cementados por calcita.<sup>12</sup> Para finalizar esta unidad suprayace con concordancia el nivel Plaeners de lutitas e infrayace de igual forma la formación Guaduala.

**1.3.2.6 Grupo Guaduala.** Cortolima<sup>13</sup> afirma que a esta formación suele llamársele de diferentes maneras tal como Guaduas utilizado por Corrigan (1967) o Guaduala utilizado por Beltran y Gallo (1968), de igual forma hacen referencia al mismo grupo geológico. En cuanto a la edad de esta formación corresponde al Paleoceno Inferior. Esta formación se encuentra conformada por dos conjuntos. La parte inferior que se relaciona a un conjunto alternante de areniscas de grano fino, limolitas y arcillolitas mientras que la parte superior se encuentra conformada por un conjunto de arcillolitas, con niveles de concreciones ferruginosas. Este grupo geológico posee un espesor total cercano a 558 ft. El ambiente sedimentario en el caso del

---

<sup>10</sup> AMARIS, O.H.V., et al. Guando Field: Underpressured- Field Development. 2005. p.1. SPE 94569.

<sup>11</sup> REYES, R.; BARÓN, J.; CHACÓN, M. Características Sedimentológicas, Mineralógicas y Diagenéticas de la Arenisca Dura en el Campo GUANDO. Valle Superior del Magdalena. [en línea]. 2003, p.106. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: [http://archives.datapages.com/data/colombia\\_acgpp/simp8/tomo2/Paper65.pdf](http://archives.datapages.com/data/colombia_acgpp/simp8/tomo2/Paper65.pdf)

<sup>12</sup> RINCÓN; GARZON y DE MORAES, Op.cit., p.114.

<sup>13</sup> Cortolima. Geología. Equivalencias de unidades litóestratigráficas del terciario [en línea]. p.178. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: [http://www.cortolima.gov.co/sites/default/files/images/stories/centro\\_documentos/pom\\_prado/diagnostico/g26.pdf](http://www.cortolima.gov.co/sites/default/files/images/stories/centro_documentos/pom_prado/diagnostico/g26.pdf)

grupo Guaduala es continental fluvial con extensas llanuras de inundación y canales meandriformes. Cabe resaltar que la formación a su vez suprayace concordantemente la formación Guadalupe e infrayace la formación Chicoral a través de un contacto discordante.

**1.3.2.7 Formación Chicoral.** Del mismo modo que la anterior formación a esta también suele identificársele por diferentes nombres tal como Gualanday Inferior. La edad en este caso según Ingeominas<sup>14</sup> ha sido establecida por Hoffstetter (1971) como Eoceno media a tardía o superior.

En cuanto a su composición litológica la formación hacia la parte media inferior se encuentra predominada por areniscas con algunos lentes conglomeráticos sobre arcillolitas mientras que en la parte superior predominan los conglomerados finos sobre areniscas donde ocasionalmente aparecen arcillolitas en capas delgadas. El espesor por métodos indirectos de Cossio y otros (1995) está entre 984 ft a 1148 ft.<sup>15</sup> Por otra parte, el ambiente sedimentario en el caso de esta formación es continental de abanicos aluviales de gran extensión. Por último, la formación Chicoral suprayace discordantemente la formación Guaduala e infrayace concordantemente la formación Potrerillo.

**1.3.2.8 Formación Potrerillo.** Conocida también como Gualanday Medio. Ingeominas<sup>16</sup> afirma que la unidad pertenece al Eoceno superior y que la formación consiste en una secuencia de lodolitas abigarradas, fósiles con alto contenido de moscovita. Entorno a la parte media y superior de la unidad se encuentran intercalaciones de arenitas lodosas, con geometría lenticular. Por último, el espesor por métodos indirectos de Cossio y otros (1995) se encuentra entre 1969 ft a 2297 ft.<sup>17</sup> El ambiente de depositación para el caso de la formación Potrerillo es continental entre abanicos aluviales y llanuras de inundación. Para finalizar, la formación Potrerillo infrayace concordantemente la formación Doima y suprayace del mismo modo la formación Chicoral.

**1.3.2.9 Formación Doima.** Llamada también como Gualanday Superior. Ingeominas<sup>18</sup> explica que la unidad se depositó durante el Oligoceno superior y Mioceno inferior y se encuentra conformada por conglomerados gruesos (gravas), con cantos redondeados de cuarzo, chert, rocas ígneas y metamórficas. Entorno al lado inferior se generan secuencias grano decrecientes de arenitas gruesas hasta conglomerados de cantos. A su vez, estas secuencias se intercalan con capas

---

<sup>14</sup> ACOSTA G., Jorge Enrique, et al. INGEOMINAS. Mapa Geológico de Colombia. Plancha 245 Girardot. [en línea]. 2002, p.39. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B4/13010010002474/documento/pdf/0101024741101000.pdf>

<sup>15</sup> Cortolima, Op. cit., p.178-180.

<sup>16</sup> ACOSTA G., Op. cit., p.40.

<sup>17</sup> Cortolima, Op. cit., p.180.

<sup>18</sup> ACOSTA G., Op. cit., p.42.

delgadas de arcillolitas. Respecto a su espesor por métodos indirectos de Cossio y otros (1995) se acerca a 2461 ft.<sup>19</sup> En el caso de la formación Doima el ambiente de acumulación pertenece a ambientes continentales de abanicos aluviales y acumulación de materiales en ríos trenzados. Finalmente, la formación Doima infrayace discordantemente la formación Barzalosa a la vez que suprayace concordantemente la formación Potrerillo.

**1.3.2.10 Formación Barzalosa.** De acuerdo a Ingeominas<sup>20</sup> esta formación tiene una edad entre el Oligoceno-Mioceno y en cuanto a su descripción litológica la formación tiene en su parte inferior una serie de conglomerados, con cantos de limolitas silíceas. A su vez, en un nivel medio, se observa una secuencia monótona de arcillolitas y limolitas, con esporádicas capas de arenita media a levemente conglomerática. Finalmente, el tercer y último conjunto, que estaría en la parte superior de la formación está compuesto por arenitas media a conglomeráticas además de también encontrar cemento silíceo con esporádicas intercalaciones de lodolitas. El espesor total estimado de esta formación es aproximadamente de 1182 ft. Para la formación Barzalosa su ambiente de depositación es continental de abanicos aluviales y ríos trenzados. Finalmente, cabe resaltar que la formación Barzalosa suprayace discordantemente la formación Doima y infrayace de igual forma el grupo Honda.

**1.3.2.11 Grupo Honda.** En el caso de esta formación de acuerdo a Ingeominas<sup>21</sup> se le considera que tiene una edad de Mioceno tardío. Esta formación consta de dos niveles principales donde el inferior consta de capas gruesas de arenitas conglomeráticas, con contenido feldespático y lítico, además de igual manera poseer rocas metamórficas con alto contenido de mica. Por otra parte, el nivel superior de la formación posee una sucesión alternante más pronunciada de arenitas de cuarzo feldespáticas, de grano medio a conglomeráticas. El espesor del grupo Honda es cercano a 9843 ft. Para el Grupo Honda su ambiente de depositación es continental de tipo lagunar afectado por ríos de sedimentación tranquila. Por último, el grupo Honda infrayace discordantemente los depósitos cuaternarios y suprayace de igual forma la formación Barzalosa.

**1.3.3 Geología Estructural.** Comenzando el análisis estructural desde el punto de vista regional, el borde este de la sub-cuenca muestra un sistema estructural de tipo compresivo que a su vez está definido por un sistema imbricado de cabalgamiento. Dicho sistema da lugar a fallas inversas de convergencia principal hacia el oeste, definido como el sistema de fallas del Magdalena.

---

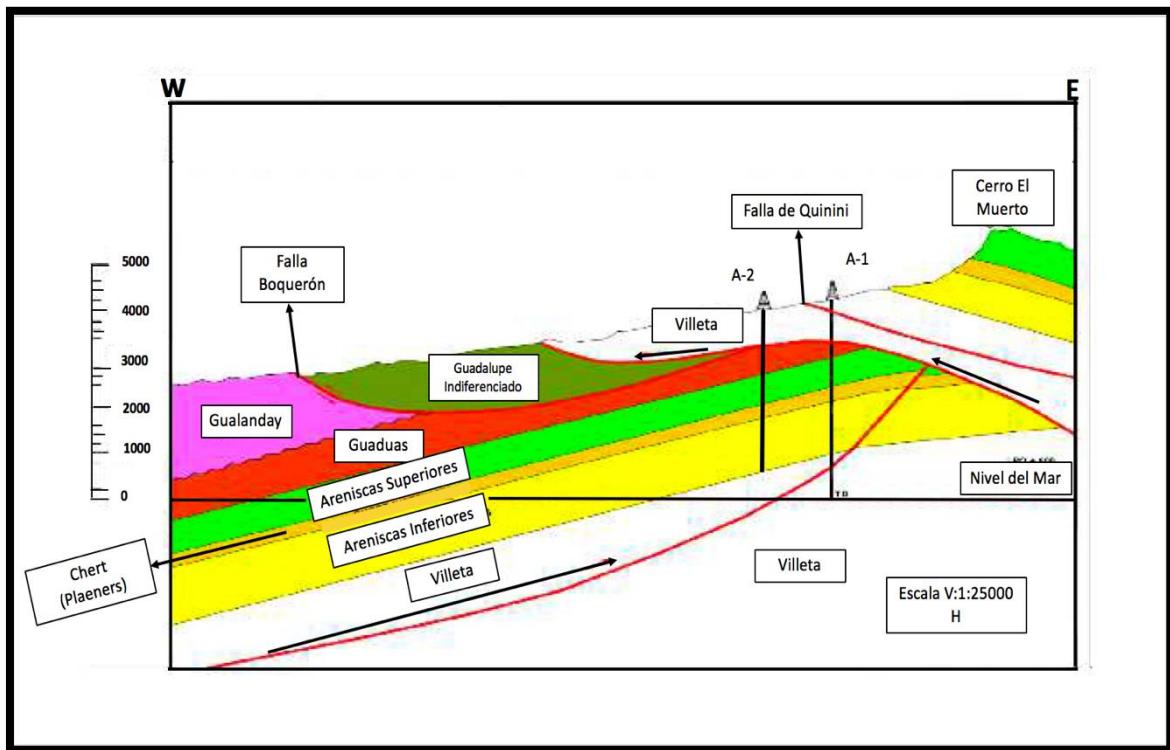
<sup>19</sup> Cortolima, Op. cit., p.180

<sup>20</sup> ACOSTA G., Op. cit., p.49-50.

<sup>21</sup> ACOSTA G., Op. cit., p.53.

El Campo A se caracteriza por presentar estructuras de amplios sinclinales y apretados anticlinales<sup>22</sup> donde la acumulación de hidrocarburos del campo obedece especialmente a un bloque asociado a una falla normal que es limitado por los sistemas de fallas de cabalgamiento de Boquerón al oeste y Quinini al este. **(Figura 3)**. Además de esto el yacimiento está localizado a una profundidad promedio de 3500 ft MD donde es importante resaltar que todo el yacimiento se encuentra por encima del nivel del mar.

**Figura 3.** Configuración Estructural del Campo A.



**Fuente:** PERENCO. Workshop plan de acción en fallas de sistemas PCP campo guando. 2018. p.6. Modificado por los autores.

**1.3.4 Geología del Petróleo.** A continuación, se relacionan los principales elementos y parámetros involucrados en el sistema petrolífero del Campo A de la cuenca del Valle Superior del Magdalena tal como se presenta en la **Figura 2**.

<sup>22</sup> RINCÓN G.; GARZON J.C. y DE MORAES J.J., Op.cit., p. 111.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** Partiendo de un estudio regional de la cuenca del Valle Superior del Magdalena la ANH<sup>23</sup>, explica que análisis geoquímicos realizados a los crudos indican que la roca madre de esta cuenca pertenece a la formación Bambucá y Tetuán ubicadas en la parte superior e inferior del Grupo Villeta respectivamente. Asimismo, el VSM se caracteriza por presentar un TOC (Contenido Total de materia Orgánica) actual entre el 2% y 12%, una reflectancia de Vitrinita (Ro) entre 0.5 a 1.3%, además de poseer un kerógeno tipo III.

Para el caso del Campo A las rocas generadoras de hidrocarburos según explica RINCON<sup>24</sup> son específicamente los shales del Grupo Villeta de edad Cretácea donde el aceite del campo proviene de los sinclinales más próximos (Cunday y Apicalá) o de áreas verticalmente más profundas en la estructura del yacimiento.

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** Las areniscas de la formación Caballos y del Grupo Guadalupe se constituyen en las unidades más importantes como rocas almacenadoras del VSM. En el caso concreto del Campo A el reservorio se encuentra en las arenas superiores e inferiores del Grupo Guadalupe conteniendo las arenas inferiores aproximadamente el 70% del petróleo original en sitio (OOIP) del Campo A. Las porosidades de la arena inferior del yacimiento oscilan entre 15-20% con valores de permeabilidad menores a 100 mD.<sup>25</sup>

**1.3.4.3 Migración.** La migración comienza después del primer evento de contracción del Cretáceo tardío y continua hasta el reciente. La remigración a las trampas actuales comienza en el Mioceno, después de la deposición de gruesos depósitos de molasa. A lo extenso de la cuenca se presentan rutas de migración tanto horizontal como vertical donde las areniscas de la formación Caballos y de la formación Guadalupe son las más importantes transportadoras de hidrocarburos.

**1.3.4.4 Roca Sello.** Según la ANH<sup>26</sup> para el caso del VSM el nivel superior de la Formación Caballos compuesta por una secuencia calcárea lodosa se comporta como un sello. De igual forma, que los shales presentes en la Formación Villeta que actúan en algunos sectores como roca generadora y en otros como el tradicional sello. El último tipo de roca sello, hace parte de los niveles arcillosos de la Formación Guadalupe.

---

<sup>23</sup>GARCIA GONZALEZ, Mario, et al. ANH. Informe Ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuenclas Colombianas. [en línea]. 2009, p.83. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet:[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/EVALUACION\\_DEL\\_POTENCIA\\_HIDROCARBURIFERO\\_DE\\_LAS\\_CUENCAS\\_COLOMBIANAS UIS\\_2009.pdf#search=%22superior%20del%20magdalena%22](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/EVALUACION_DEL_POTENCIA_HIDROCARBURIFERO_DE_LAS_CUENCAS_COLOMBIANAS UIS_2009.pdf#search=%22superior%20del%20magdalena%22)

<sup>24</sup> RINCÓN G.; GARZON J.C. y DE MORAES J.J., Op.cit., p. 116.

<sup>25</sup> PERENCO., Op.cit., p. 7.

<sup>26</sup> GARCIA GONZALEZ., Op.cit., p. 83.

Cabe destacar que en el Campo A se forma un sello efectivo al yacimiento debido a que la falla de Boquerón sobrepone los shales de Villeta sobre las arenas de Guadalupe, así como los shales de Guaduas sellan efectivamente la trampa en el bloque yacente.<sup>27</sup>

**1.3.4.5 Trampa.** Las trampas estructurales más importantes halladas a lo largo de la cuenca del VSM son los anticlinales fallados además del sistema imbricado de cabalgamiento que da lugar a fallas inversas, aunque cabe resaltar que existen zonas de potencial exploratorio con presencia de trampas estratigráficas.

En el caso del Campo A la trampa estructural es de tipo “subthrust” y se encuentra formada por el sistema de cabalgamiento de escama delgada del Boquerón con vergencia hacia el occidente y rumbo NE-SW.<sup>28</sup> Esta trampa se desarrolló a comienzos del Cretáceo y finales de Neógeno y permite demarcar el límite entre el Valle Superior del Magdalena y la Cordillera Oriental.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El desarrollo del Campo A ha estado lleno de desafíos desde su inicio, principalmente relacionados a las bajas presiones iniciales del yacimiento, fracturas naturales en los reservorios productivos y grandes áreas del campo que poseen alto grado de fallamiento. Este Campo a su vez es considerado como uno de los descubrimientos más grandes de hidrocarburos de los últimos 20 años con reservas estimadas en  $130 \times 10^6$  barriles.

**1.4.1 Método de producción.** La localización del yacimiento por encima del nivel del mar junto con un efecto hidrodinámico genera una de las más importantes características del Campo A: tener presiones de yacimiento extremadamente bajas entre 112 psi y 500 psi en el contacto gas-petróleo (@ 1810ft TVDss) y el contacto agua-petróleo respectivamente. A causa de esto, fue necesario implementar inyección de agua (periférica y 7 pozos invertidos) desde el comienzo de producción del campo con el fin mantener y aumentar esta presión<sup>29</sup> siendo este el mecanismo principal de recuperación de producción hasta la actualidad. Así pues, la demanda de agua requerida para la inyección ha sido completada con la captación de agua del Río Sumapaz (ubicado en Melgar, Tolima).<sup>30</sup> Además, que un gran número de estos pozos (productores e inyectores) han sido fracturados debido al daño de

---

<sup>27</sup> RINCÓN G.; GARZON J.C. y DE MORAES J.J., Op.cit., p.120.

<sup>28</sup> Ibid., p.120.

<sup>29</sup> MONTOYA, J.M, et al. Improving Sweep Efficiency In An Underpressured Naturally Fractured Reservoir. 2014, p.2. SPE-169091-MS.

<sup>30</sup> PERENCO., Op.cit., p. 5.

formación causado por la perforación sobre balance (1000 psi encima de la presión promedio del reservorio de 300 psi).<sup>31</sup>

**1.4.2 Tiempo de producción.** El Campo A ha estado en producción durante 16 años, desde el año 2002 cuando se presentó la comercialidad del campo hasta la actualidad. Manteniéndose activo el campo con intenciones de seguir explotando y desarrollando más sus áreas confines.

**1.4.3 Número de pozos.** El Campo A posee a la actualidad 156 pozos perforados entre productores e inyectores, donde prima el uso de los sistemas de levantamiento artificial (SLA) tales como el Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) y las Bombas Electro-Sumergibles (ESP).

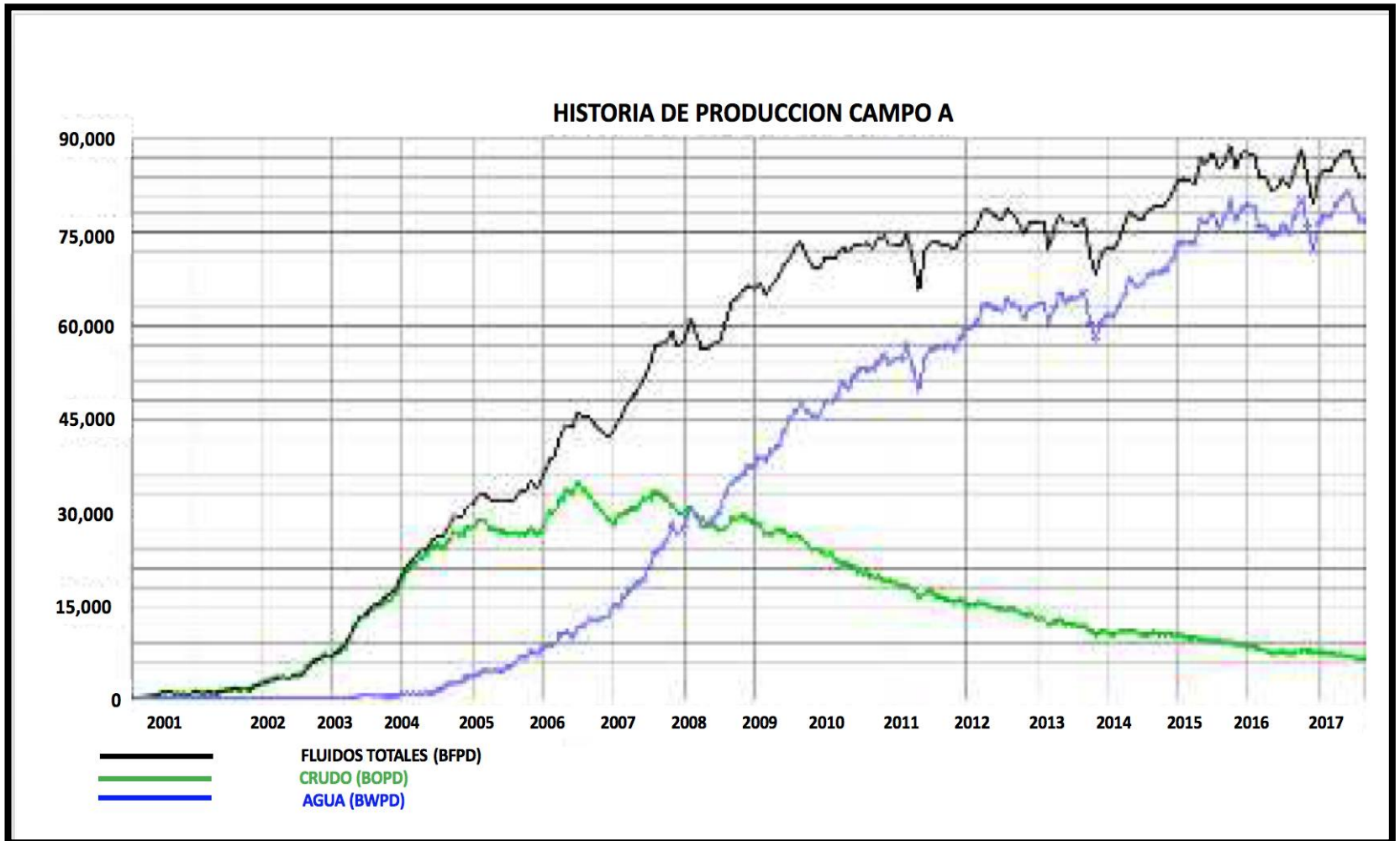
**1.4.4 Gráficas de la historia de producción del campo.** El desarrollo del yacimiento por recobro secundario puede ser observado en la **Gráfica 1** donde se clarifica que el aumento de producción en crudo y fluidos totales hasta el año 2008 es como consecuencia del proceso de waterflooding combinado con campañas masivas de perforación. De manera análoga la **Gráfica 2** muestra la historia de inyección de agua. Las tasas actuales de producción del campo son 6,600 BOPD y 83,000 BWPD.

---

<sup>31</sup> SURI, A., et al., Op.cit., p. 2.



Gráfica 1. Historia de Producción Campo A.



Fuente: PERENCO. Workshop plan de acción en fallas de sistemas PCP campo guando. 2018. p.8. Modificado por los autores.

**Gráfica 2.** Historia de Inyección Campo A.



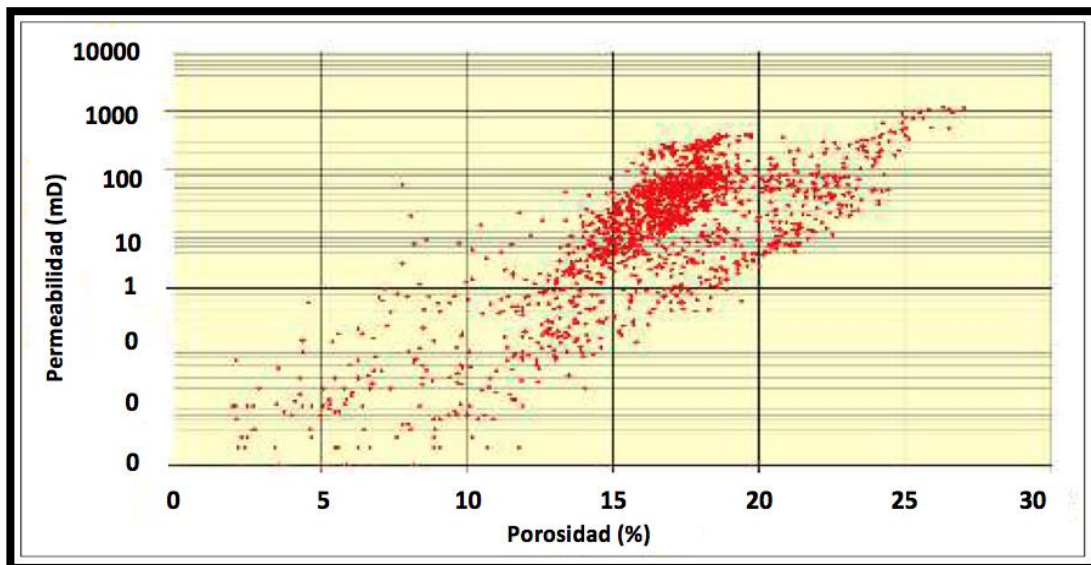
**Fuente:** PERENCO. Workshop plan de acción en fallas de sistemas PCP campo guando. 2018. p.8. Modificado por los autores.

**1.4.5 Características de los pozos.** Los pozos perforados en el Campo A son pozos tipo J y tipo S debido a la gran complejidad que existe en el campo. Estos pozos pueden alcanzar doglegs hasta de 8.5/100 ft y por ende reducen los Run Lives de los pozos PCP por la fricción y cargas de contacto varilla- tubería generando, entre otros factores, un mayor Lifting Cost. Alcanzado algunos pozos perforados en un bloque del campo profundidades de 4500 ft y ángulos máximos de 45.<sup>32</sup>

**1.4.6 Características del yacimiento.** El Campo A puede caracterizarse como un reservorio Black Oil con una capa inicial de gas donde el mecanismo de empuje del reservorio es gas en solución con un muy débil soporte por parte del acuífero y un leve efecto gravitacional de una alta columna de crudo. La gravedad API del crudo está entre los rangos de 23-32 con una viscosidad de aceite de alrededor 7 Cp a una presión de saturación de 149 psi, mientras que los estudios realizados en laboratorio a corazones de la formación indican que la mojabilidad del yacimiento es respecto al agua con “end-points” de permeabilidades relativas de 0.6 y 0.07 al petróleo y al agua respectivamente.

Las porosidades de la arena inferior del yacimiento oscilan entre 15-20% con valores de permeabilidad menores a 100 mD.<sup>33</sup> **(Figura 4).**

**Figura 4.** Porosidad Vs Permeabilidad.



**Fuente:** PERENCO. Workshop plan de acción en fallas de sistemas pcp campo guando. 2018. p.7. Modificada por los autores.

<sup>32</sup> PERENCO., Op.cit., p. 13.

<sup>33</sup> PERENCO., Op.cit., p. 7.

## 2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En este capítulo se hará una descripción de las características principales de los sistemas de levantamiento artificial (SLA) utilizados en el Campo A haciendo énfasis en el bombeo por cavidades progresivas (PCP).

### 2.1 GENERALIDADES DE LOS SLA

La fuerza impulsora que desplaza al crudo desde el yacimiento proviene principalmente de la energía natural de los fluidos comprimidos almacenados en el reservorio. Esta energía que genera que el pozo produzca fluidos es la consecuencia de una diferencia de presiones entre el yacimiento y las facilidades de producción de superficie. De ser suficientemente grande esta diferencia de presiones el pozo comenzara a fluir naturalmente crudo hasta sus facilidades.

Los sistemas de levantamiento artificial (SLA) son de suma importancia ya que en la mayoría de los pozos suele presentarse tres escenarios. El primero de estos es cuando el fenómeno de producir naturalmente existe en el pozo, sin embargo, se presenta la declinación que es la disminución exponencial de producción a medida que el pozo se encuentra en operación hasta que el reservorio pierde completamente este empuje natural y se vuelve económicamente no rentable. El segundo caso; no menos importante, se da cuando la fuerza impulsora del reservorio es suficiente para transportar fluidos hasta superficie, pero no para producir volúmenes o tasas de fluidos suficientemente altas para obtener una utilidad y el tercer y último caso sucede cuando la energía del reservorio es tan baja que los fluidos no pueden llegar a superficie. En todos los casos ya sea para incrementar la producción o generar la fuerza impulsora del yacimiento se utilizan los SLA.

El campo A en el cual se desarrollará este trabajo de grado, está asociado al tercer escenario expuesto donde la base de la zona productora se encuentra ubicada a una profundidad promedio de 2850 ft TVD que junto a las bajas presiones del yacimiento relacionados en el Capítulo 1, generan el uso indispensable de los SLA en el campo de estudio. Es importante resaltar que el Campo A cuenta con generación local de energía eléctrica, la cual es consecuencia de Turbogeneradores que operan con el gas que se produce del campo, adicional al gas que se compra para completar la demanda requerida de energía. Es por esta razón que en el campo el uso de sistemas de bajo consumo de energía eléctrica es significativo, dado que se debe generar la energía para el total de pozos productores y para todos los equipos asociados al proceso de inyección de agua y de operación del campo.<sup>34</sup>

---

<sup>34</sup> PERENCO, Op.cit., p. 14.

## 2.2 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (ESP)

Considerado como uno de los más versátiles y adaptables SLA los sistemas ESP son ampliamente utilizados en pozos con alto nivel de gas o producción de fluidos viscosos. De igual forma que su uso se hace recurrente en pozos con tasas de producción altas o con desviaciones significativas en su configuración, además de ser muy utilizados en plataformas profundas costa afuera “offshore”.

**2.2.1 Principio de funcionamiento.** Este sistema consiste en una bomba de múltiples etapas centrifugas montadas en serie dentro de una carcasa acoplada a un motor eléctrico sumergible. Cada etapa contiene un impulsor rotativo y difusores estacionarios de metal de alta resistencia donde el impulsor da al fluido energía cinética y el difusor convierte esta energía en presión.<sup>35</sup> Así pues, a medida que el fluido va pasando por cada etapa de la bomba este va adquiriendo cada vez más presión hasta que cuenta con la suficiente energía para llegar a superficie.

Finalmente, estas bombas son conectadas a controles en superficie y energía eléctrica por cables recubiertos que van desde fondo hasta la cabeza del pozo. El sistema a su vez está compuesto por equipos tanto de fondo como de superficie de pozo los cuales se mencionan a continuación. **(Figura 5)**

### Equipo de superficie:

- Transformadores.
- Tablero de control / Variador de frecuencia.
- Caja de venteo.
- Cabezal de pozo.

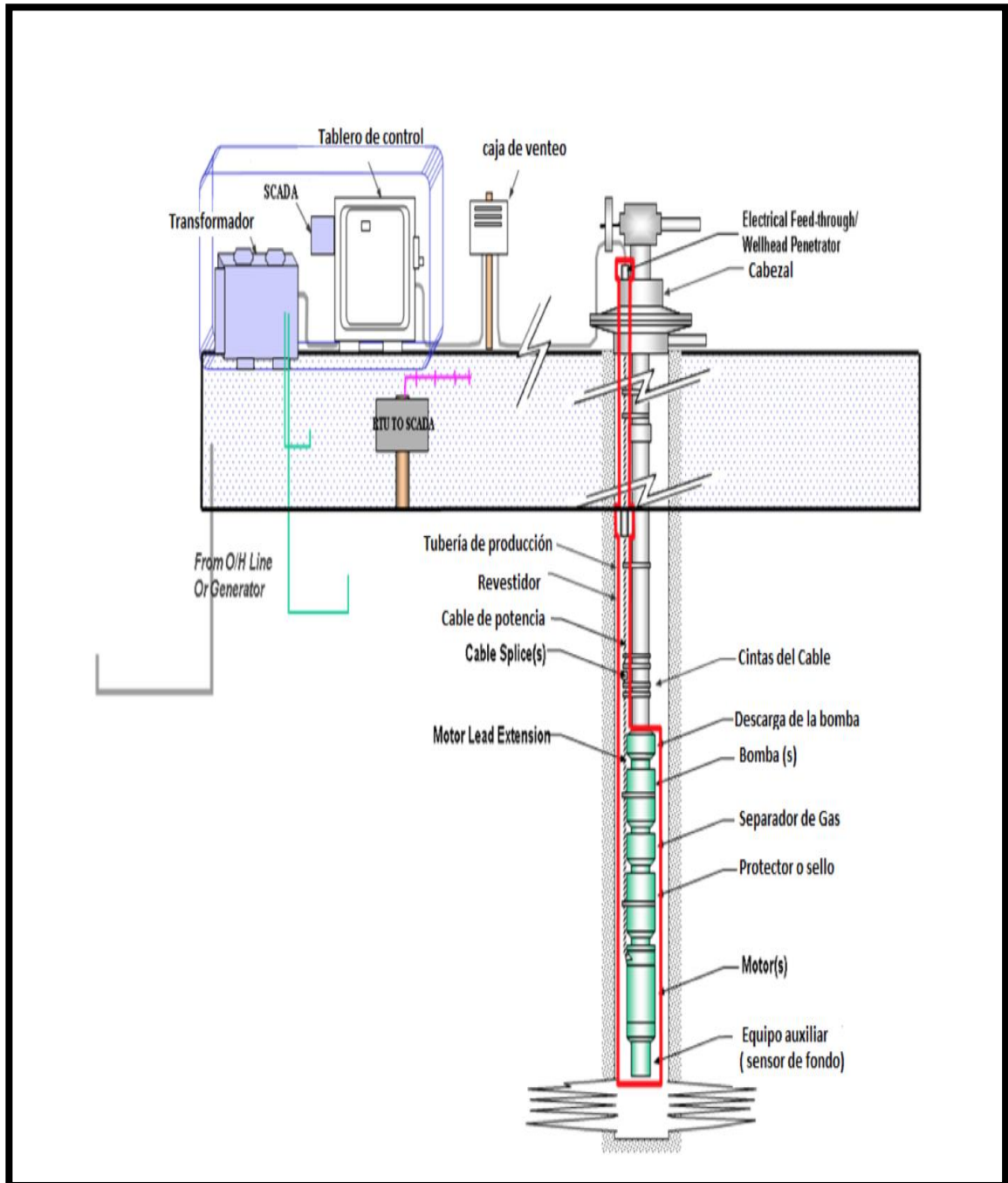
### Equipo de fondo:

- Sensor de fondo. (Opcional)
- Motor eléctrico.
- Protector o sello.
- Intake o Separador de gas. (Opcional)
- Bomba centrífuga.
- Descarga de la bomba.
- Cable de potencia.
- Válvulas de retención (Bleeder and Drain).

---

<sup>35</sup> VON FLATERN, Rick. Bombas eléctricas sumergibles. Schlumberger. [en línea]. 2015. p.1. [Consultado 2 julio 2018]. Disponible en internet: [https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield\\_review/defining-series-spanish/Defining\\_ESP\\_Sep\\_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B](https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B)

**Figura 5.** Composición del SLA bombeo electro sumergible (ESP).



**Fuente:** ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosumergible (BES). Notas personales. 2015. p.2.

## 2.3 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico es el SLA más antiguo y utilizado en virtud de su buena eficiencia, relativa simplicidad y robustez. Este método es aplicado principalmente en la extracción de crudos pesados y extrapesados, aunque también es usado en petróleos livianos y medianos. Su funcionamiento se basa en transformar un movimiento rotacional del motor y transmitirlo a partir de una unidad de superficie a través de una sarta de varillas hasta una bomba de acción recíprocante.

Los sistemas de bombeo mecánico se dividen en dos grupos principales<sup>36</sup>:

- Sistema de varillas (Rod Systems): Sistemas en los que el movimiento del equipo de fondo es originado en la superficie y es transmitido a la bomba a través de sartas de varillas.
- Sistema sin varillas (Rodless systems): Sistemas en los que el movimiento del equipo de fondo es producido por otros medios diferentes a las sartas de varillas.

Donde el primer sistema es representado por los sistemas de bombeo con varillas y el segundo por los sistemas de bombeo hidráulicos y centrífugos. Asimismo, en el modelo con vigas existen un gran número de configuraciones y diseños diferentes tales como los modelos Mark II, Reverse Mark, Air Balanced, Churchill, Low Profile y Rotaflex entre otros que brindan ventajas comparativas dependiendo de la aplicación.

**2.3.1 Principio de funcionamiento.** El bombeo mecánico está compuesto de una gran cantidad de equipos y accesorios que operan tanto en superficie como en fondo de pozo (**Figura 6**). La unidad de superficie acoplada a un motor es la que imparte el movimiento rotacional que se transmite a la sarta de varillas de succión y genera el movimiento recíprocante que permite mover el pistón que se encuentra dentro de un barril o cilindro donde se almacena provisionalmente el fluido extraído del pozo.

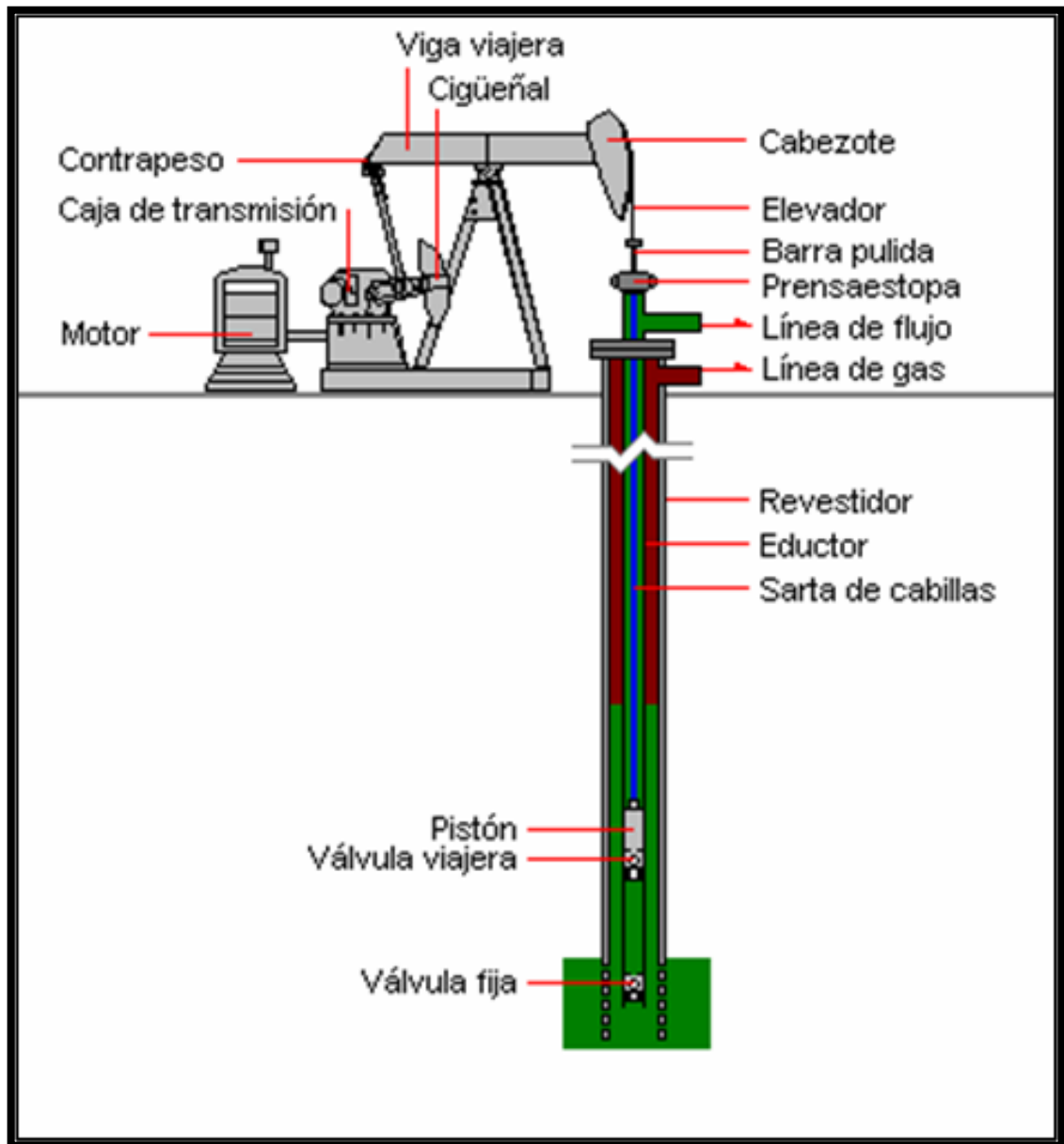
Así pues, el funcionamiento de la bomba consta de dos etapas principales que se encuentran descritas por el movimiento ascendente y descendente de las varillas del sistema. Durante la carrera descendente de estas la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería y posteriormente en la carrera ascendente ocurre lo opuesto, la válvula viajera se cierra para permitir el acceso del crudo al cilindro a través de la válvula fija para después desplazar el crudo hacia la superficie. El movimiento continuo de sube y

---

<sup>36</sup> BROWN, Kermit E., et al. The technology of artificial lift methods: Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: Design and Analysis. The university of Tulsa:pennwell Books, Vol. 2a.

baja que imparte la unidad de superficie a la sarta de varillas es lo que genera un flujo de fluidos constante desde el yacimiento hasta cabeza de pozo.

**Figura 6.** Constitución del SLA Bombeo Mecánico.



**Fuente:** PDVSA INTEVEP. Métodos de Producción. Bombeo Mecánico (BM).



## 2.4 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

La historia de este sistema comienza en 1932 año en cual fue inventado por el Ingeniero Aeronáutico Francés Rene Moineau, quien estableció la empresa llamada PCM POMPES S.A. para la fabricación de este tipo de bombas. En sus inicios estos tipos de bombas fueron ampliamente utilizadas como bombas de superficie en particular para el bombeo de fluidos viscosos. Posteriormente en el año 1979 algunos operadores de Canadá que manejaban yacimientos con petróleos viscosos y alto contenido de arena comenzaron a instalar los primeros sistemas PCP para la producción de estos tipos de fluidos.<sup>37</sup>

Desde entonces, dentro de la industria petrolera los SLA con bombeo de cavidades progresivas han sido ampliamente utilizados debido a la gran cantidad de ventajas que estos proporcionan. Beneficios tales como una alta eficiencia de bombeo, menor consumo energético y gran desempeño frente a la producción de crudos pesados con contenidos sólidos y un requerimiento bajo de inversión inicial, entre otros, lo que brinda una ventaja competitiva y lo lleva a ser un sistema muy popular en países que poseen gran porcentaje de su producción total en este tipo crudos tal y como es el caso de Colombia, Canadá, China, Australia y Venezuela.

**2.4.1 Principio de funcionamiento.** La bomba PCP está conformada por dos piezas longitudinales en forma de hélice, donde una pieza gira en contacto permanente dentro de la otra que se encuentra fija, formando juntas un engranaje helicoidal. Estas piezas son identificadas dentro la bomba como el rotor y el estator respectivamente.

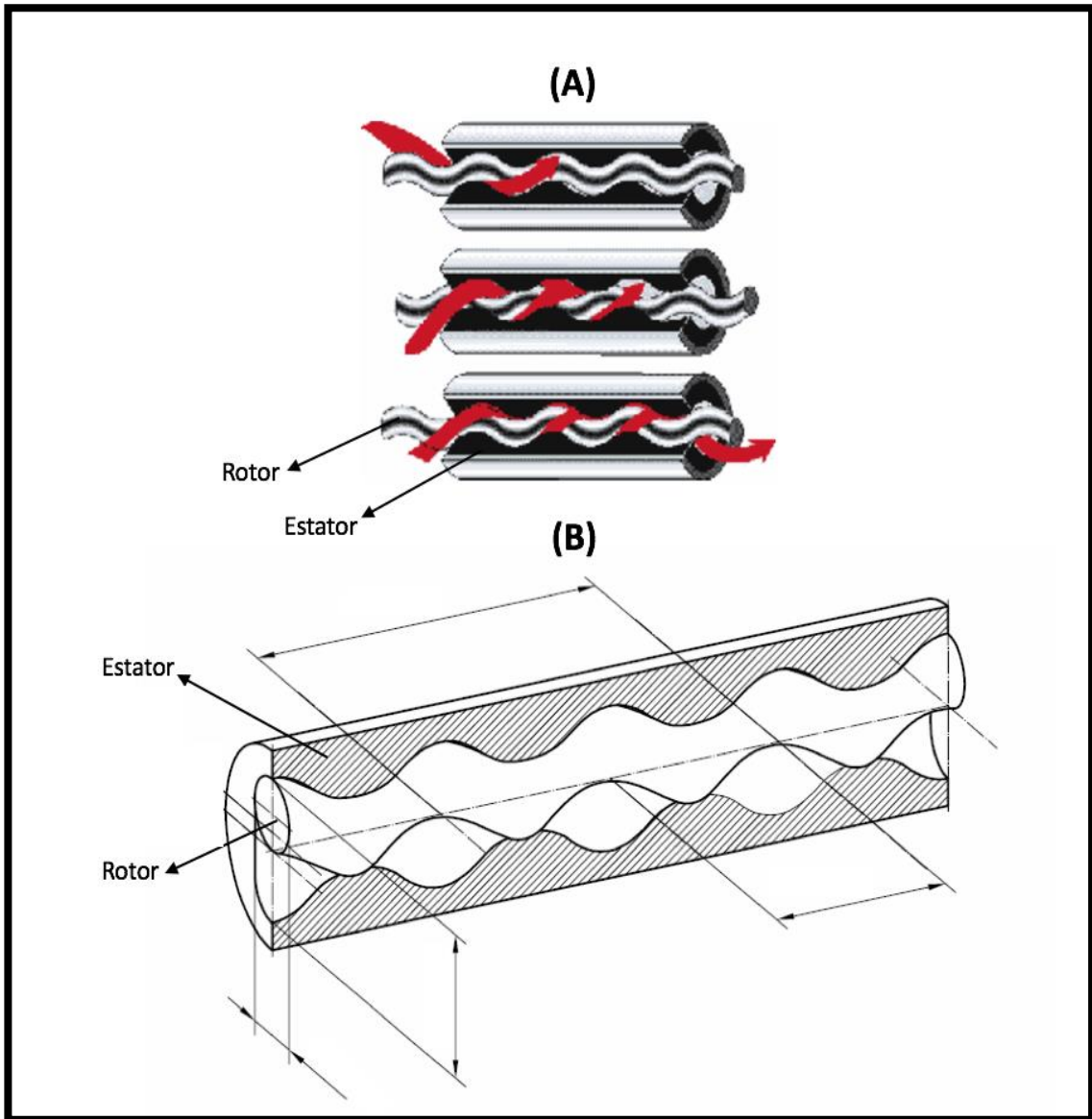
El funcionamiento de este tipo de bombas se basa en la forma helicoidal de  $n$  lóbulos que posee el rotor dentro de un estator de forma de helicoide de  $n+1$  lóbulos donde esta geometría en conjunto es la que origina una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí.

Posteriormente, al momento de girar el rotor en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente y generan un movimiento combinado de traslación y rotación que genera la succión de fluidos por parte de la bomba desde el fondo del estator hasta la descarga de esta. La **Figura 7** muestra un corte transversal de la geometría helicoidal formada por el rotor y el estator respecto a dos perspectivas diferentes de la bomba para de esta manera obtener un mejor entendimiento de su configuración y funcionamiento.

---

<sup>37</sup> CHACÍN, Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. [en línea]. 2003.p.8. [Consultado 6 julio 2018]. Disponible en internet: <https://docplayer.es/755173-Bombeo-de-cavidad-progresiva-operaciones-diagnostico-analisis-de-falla-y-trouble-shooting.html>

**Figura 7.** Corte transversal del bombeo por cavidades progresivas.



**Fuente:** HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas V1. 2008. p.5. Modificado por los autores.

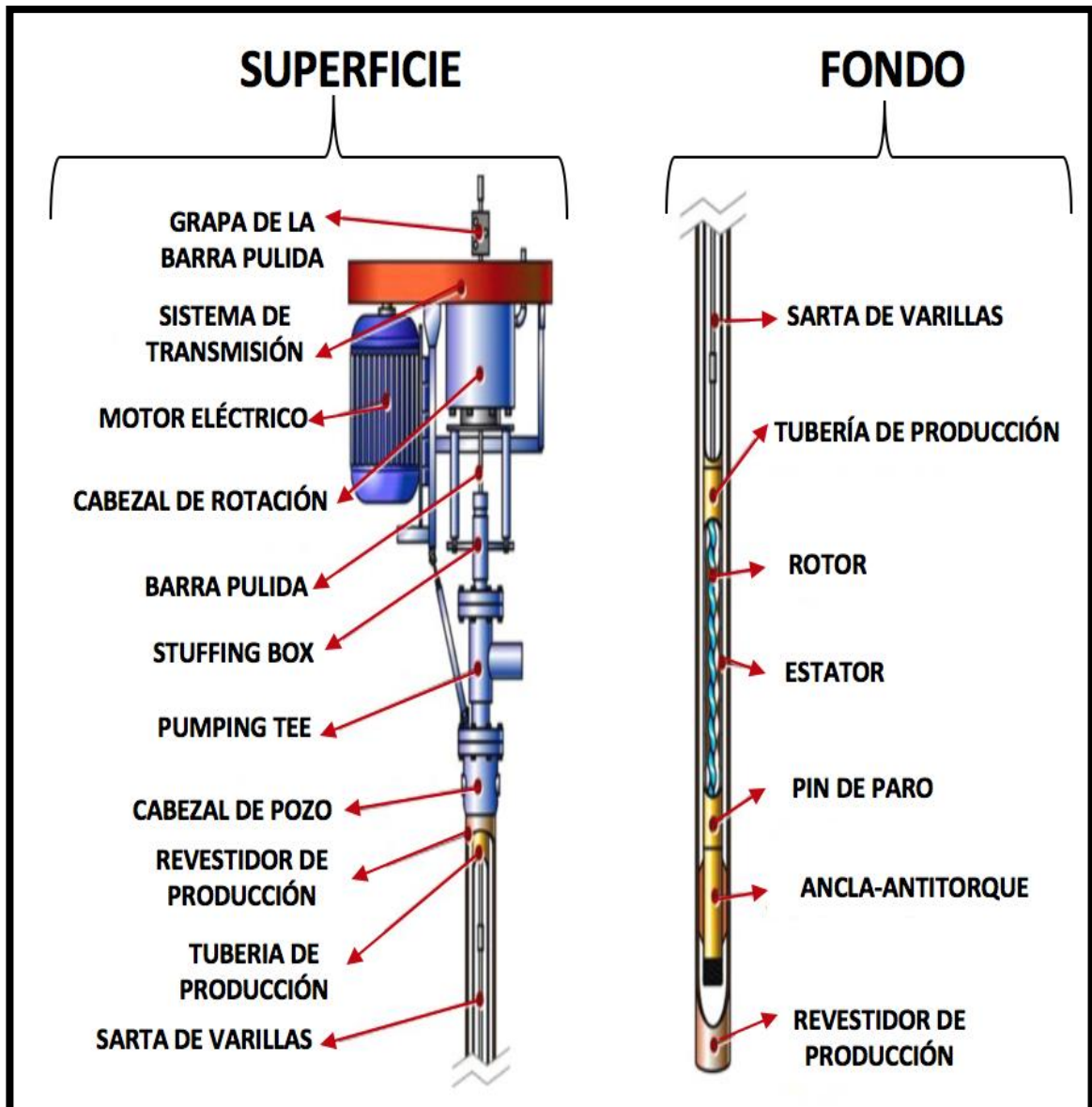
Finalmente, este tipo de bomba es clasificada dentro del bombeo de desplazamiento positivo en razón de que las cavidades previamente descritas se encuentran hidráulicamente selladas entre sí.

Así pues, el rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas que, conectado al mismo,

permite su giro dentro del estator de forma que se genere la acción de bombeo que lleva el fluido a superficie.

Al igual que los anteriores sistemas el sistema PCP está compuesto por dos secciones principales que se componen de elementos de superficie y elementos de fondo (**Figura 8**) los cuales son descritos al detalle a continuación.

**Figura 8.** Elementos de superficie y de fondo del sistema PCP.



**Fuente:** ESCALANTE, Sharon. Bombeo de Cavidad Progressiva(BCP). Notas personales. 2016. p.10. Modificado por los autores.

**2.4.2 Componentes del PCP en Superficie.** Estos componentes tienen como función primordial proveer la energía requerida por el sistema además de tener la capacidad de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, proporcionar el torque requerido en la barra lisa al igual que rotar este mismo a la velocidad demandada. Por último, no menos importante, el cabezal de superficie cuenta con un stuffing box que ayuda a prevenir la fuga de fluidos en superficie en caso de cualquier eventualidad.

**2.4.2.1 Cabezal de rotación.** Equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Este equipo esencialmente consta de tres elementos principales que serán expuestos a continuación:

- **Sistema de rodamientos o cojinetes:** Está diseñado para soportar las cargas axiales originadas por el peso de la sarta de varillas sumergida en el fluido y por el diferencial de presión que levanta la bomba.
- **Sistema de frenado:** Cuando un sistema PCP está en operación, una cantidad considerable de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas, si por alguna razón o eventualidad el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de la bomba libera esa energía (torsión) girando en forma inversa. Esta eventual parada de igual forma hace que los niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular se igualen y se aporte más a este efecto de giro. Este fenómeno se conoce como “Back-Spin”.<sup>38</sup>

Este giro inverso puede causar múltiples daños en otros elementos del sistema PCP como el motor eléctrico, la caja reductora y debido a las altas velocidades de rotación se genera un torque que tiende a desconectar la sarta de varillas.

A raíz de los daños que el fenómeno previamente explicado genera, se crea un sistema de frenado en el cabezal con el fin de retardar o evitar por completo este giro inverso. La técnica retardadora del Back-Spin consiste que en dado caso que se detenga la bomba, se permite girar la sarta en sentido contrario, pero a una velocidad máximo de 250 rpm en reversa evitando así efectos dinámicos que puedan generar alguna avería en la bomba. Para terminar, el otro mecanismo utilizado para prevenir este problema es el sistema anti retorno que frena completamente el sistema al momento de que la sarta de varillas comienza a girar en forma inversa dejando estacionaria la posición de la bomba.

Es de resaltar, que en ambas técnicas el freno es de accionamiento por fricción o hidráulico donde el primero de estos usa un sistema de discos y pastillas, mientras

---

<sup>38</sup> HIRSCHFELDT, Op.cit., p. 18.

que el segundo accionamiento, muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción, emplea un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que activa un mecanismo hidráulico que crea resistencia al movimiento inverso.<sup>39</sup>

➤ **Caja de Prensa - estopas “Stuffing box”:** Tiene como objetivo principal impedir la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie mediante un conjunto de sellos que aíslan el eje de rotación del cabezal de producción. Estos empaques son muy importantes para disminuir el derrame de fluidos en el medio ambiente.

**2.4.2.2 Sistema de transmisión.** Dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (combustión interna o motor eléctrico) hasta el cabezal de rotación. En la actualidad existen tres tipos de sistema de transmisión: sistema con poleas y correas, sistema de transmisión a engranajes y sistema de transmisión hidráulica. En sistemas PCP donde se opera a velocidades menores de 150 RPM es usual utilizar cabezales con sistemas de transmisión con poleas y correas.<sup>40</sup>

**2.4.2.3 Motor.** Este equipo se encarga de proporcionar la potencia requerida para producir el movimiento giratorio en el rotor y que de esta manera la bomba comience a desplazar los fluidos a superficie tal y como se explicó anteriormente. Dependiendo de su diseño, requerimiento de potencia entre otros factores es posible utilizar motores de combustión interna o motores eléctricos.

**2.4.2.4 Variador de Frecuencia.** Dispositivo que tiene como finalidad permitir el cambio de velocidad de rotación en un periodo corto de tiempo y sin recurrir a modificaciones mecánicas en los equipos. Este cambio de velocidad lo genera rectificando la corriente alterna requerida por el motor y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con voltaje y frecuencia distinto. Este cambio de velocidad de operación varía la producción del pozo directamente además de que debido a su diseño facilita la optimización y mantenimiento del mismo.<sup>41</sup>

**2.4.2.5 Barra lisa o barra pulida.** Se llama así al tramo superior extremo que se conecta a la sarta de varillas la cual es soportada por la parte superior del cabezal a través de una grapa. Además de cumplir la función de transmitir el movimiento rotacional al rotor esta también permite generar un sello hidráulico eficiente junto con la *stuffing box*.

**2.4.2.6 Pumping tee.** Este accesorio de tubería es una pequeña conexión de tuberías utilizado para conectar la tubería de producción con la línea de flujo de superficie.

---

<sup>39</sup> CHACÍN, Op.cit., p. 36.

<sup>40</sup> HIRSCHFELDT, Op.cit., p. 16.

<sup>41</sup> CHACÍN, Op.cit., p. 41-42.

**2.4.3 Componentes del PCP en Subsuelo.** Estos componentes son los que reciben el movimiento rotacional, generado por los equipos de superficie, que permite poner en funcionamiento la bomba del subsuelo y al final cumplir la función esencial del sistema de levantar los fluidos del yacimiento a superficie.

**2.4.3.1 Sarta de Varillas.** La sarta de varillas es uno de los componentes más importantes del bombeo por cavidades progresivas. Este elemento es el que transmite el movimiento rotacional desde el sistema impulsor en superficie hasta el rotor de la bomba ubicado en el fondo del pozo.

Las varillas son de acero con diferentes composiciones de aleación dependiendo de su fabricante y condiciones bajo las cuales van a estar operando en el pozo. Asimismo, en cuanto a características principales se resalta que las varillas son conectadas unas con otras por medio de couplings donde esta unión entre varias varillas es la mencionada sarta. Por otra parte, la longitud de las varillas varía entre 25 ft y 30 ft y los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción (tubing).

Ahora bien, desde la creación de este sistema de levantamiento artificial en 1932 la sarta de varillas ha tenido un gran desarrollo de diferentes tipos de diseños y modelos creados a raíz de desafíos y problemas presentados en el sistema PCP, que han generado la necesidad por parte de las empresas de buscar y diseñar nuevas tecnologías para innovar y cumplir con los requerimientos que día a día la industria del petróleo va necesitando.

Como consecuencia de esto a continuación se van a presentar los diferentes tipos de sarta de varillas utilizadas en la industria haciendo énfasis en las tecnologías utilizadas en los pozos del Campo A.

➤ **Varillas Convencionales API.** Son las varillas de diseño estándar en los sistemas PCP realizadas bajo las especificaciones y pautas establecidas por la norma American Petroleum Institute (API) 11B. Así pues, junto con pequeñas adiciones de tecnología o innovación específicas de cada compañía, sin salirse de la norma API, se manufacturan y clasifican estas varillas dependiendo su fabricante. A continuación, se expondrán<sup>42</sup> las diferentes clases de varillas fabricadas por la compañía Apergy Norris/AOT clasificadas según el grado de dureza:

✓ **Varillas tipo 54 de Grado API (D carbono):** Varillas fabricadas de acero al carbono y diseñadas para aplicaciones de levantamiento artificial a cualquier profundidad, sin embargo, no se recomienda exceder la tensión máxima de trabajo

---

<sup>42</sup> NORRIS PRODUCT SOLUTIONS. Product Line: Sucker Rods, Drive Rods, Rod Guides, Accessories. Canada. 2012.p.5.

para su correcta operación. Además, gracias a un tratamiento térmico previamente hecho tienen un recubrimiento que reduce la corrosión lo que se traduce en un aumento en la vida útil. Aun así, estas varillas son las menos utilizadas en sistemas PCP.

✓ **Varillas tipo 75 de grado API (D especial):** Están elaboradas a partir de níquel, cromo y una aleación de acero y molibdeno. De igual forma estas varillas son altamente tolerantes a la corrosión por el mismo tratamiento explicado anteriormente. Son recomendadas y especialmente diseñadas para todo tipo de aplicaciones en el bombeo por cavidades progresivas con la salvedad de no exceder la tensión máxima de trabajo.

✓ **Varillas tipo 78 de grado API (Aleación D):** Producidas a partir de cromo y una aleación de acero y molibdeno. Igualmente, gracias al proceso térmico aplicado, la vida útil de este tipo de varillas es extendida ya que se aumenta su resistencia al agotamiento y es efectiva en ambientes con presencia de fluidos corrosivos. Su aplicabilidad también abarca todo tipo de diseño de bombeo por cavidades progresivas con la misma recomendación de no sobrepasar la tensión y torque permitido.

✓ **Varillas tipo 90 de grado API (D especial):** Elaboradas de una aleación de acero, Cromo y Molibdeno. Su aplicabilidad abarca todos los rangos de profundidades y se encuentra especialmente tratada para operar en ambientes corrosivos que han sido correctamente inhibidos. Este tratamiento, a su vez, genera una alta resistencia a la fatiga por parte de las varillas con la misma sugerencia de no exceder los rangos de estrés máximo.

✓ **Varillas tipo 96 y 97 de grado para servicio especial:** Varillas de alta resistencia manufacturadas a partir de cromo y una aleación de molibdeno y acero con adición de níquel en el caso del tipo 97. Asimismo, ambos tipos son resistentes a la corrosión. La principal diferencia de estas varillas respecto a las otras clases radica en que estas soportan un mayor rango de torque y torsión que las varillas tipo 54,75, 78 y 90. Característica que incrementa su aplicabilidad y uso en gran porcentaje por encima de las demás.

Por último, la siguiente **Tabla 1** muestra las características más importantes de cada clase de varillas como su composición química y resistencia física entre otros factores:

**Tabla 1.** Especificaciones de tipos de varillas convencional y Drive Rods ® Apergy Norris/AOT.

VARILLAS CONVENCIONALES NORRIS & DRIVE RODS®	Tipo	54	75	78	90	96	97
	SERIE AISI	C-1541-VM	A-4330-M	A-4142-M	A-4320-M	A-4138-M	A-4330-M
GRADO API	D CARBONO	D ESPECIAL	ALEACION D	D ESPECIAL	ESPECIAL	ESPECIAL	
PROPIEDADES QUÍMICAS. %	<b>54</b>	<b>75</b>	<b>78</b>	<b>90</b>	<b>96</b>	<b>97</b>	
ALUMINIO	0.035 Max.	0.035 Max.	0.035 Max.	0.035 Max.	0.035 Max.	0.035 Max.	
CARBONO	0.36/0.45	0.3/0.34	0.38/0.45	0.18/0.24	0.36/0.45	0.28/0.35	
CROMO	0.3 Max.	0.8/1.0	0.8/1.1	0.7/0.9	0.52/0.88	0.7/1.0	
NIOBIO	-	-	-	-	0.02/0.045	-	
COBRE	0.35 Max.	0.35 Max.	0.35 Max.	0.35 Max.	0.35 Max.	0.35 Max.	
MANGANESO	1.35/1.65	0.8/1.0	0.8/1.0	0.8/1.0	0.88/1.52	0.7/1.0	
MOLIBDENO	0.06 Max.	0.2/0.3	0.15/0.25	0.2/0.3	0.25/0.35	0.2/0.3	
NÍQUEL	0.35 Max.	1.65/2.0	0.45 Max.	1.15/1.5	0.3 Max.	1.65/2.0	
FÓSFORO	0.04 Max.	0.035 Max.	0.035 Max.	0.025 Max.	0.035 Max.	0.035 Max.	
SILICIO	0.15/0.35	0.15/0.35	0.15/0.35	0.15/0.35	0.2/0.35	0.15/0.35	
AZUFRE	0.04 Max.	0.04 Max.	0.035 Max.	0.025 Max.	0.04 Max.	0.04 Max.	
VANADIO	0.04/0.09	0.04/0.09	0.02/0.07	0.04/0.09	0.04/0.09	0.04/0.09	
PROPIEDADES FÍSICAS.	<b>54</b>	<b>75</b>	<b>78</b>	<b>90</b>	<b>96</b>	<b>97</b>	
TENSIÓN							
ksi	115/140	125/140	120/140	120/140	140/150	140/150	
Mpa	793/965	861/965	827/965	827/965	965/1034	965/1034	
CEDECENCIA, 2% Offset							
ksi	85 Min.	100 Min.	95 Min.	95 Min.	115 Min.	115 Min.	
Mpa	586 Min.	689 Min.	655 Min.	655 Min.	792 Min.	792 Min.	
Elongación, 8" (203.2 mm)	15 Min.	10 Min.	10 Min.	10 Min.	10 Min.	10 Min.	
Reducción, %	50 Min.	45 Min.	45 Min.	45 Min.	45 Min.	45 Min.	
DUREZA ROCKWELL, HRC	22/30	25/31	23/31	23/31	30/34	30/34	

**Fuente:** NORRIS PRODUCT SOLUTIONS. Product Line: Sucker Rods, Drive Rods, Rod Guides, Accessories. 2012. p.6. Modificado por los autores.

Cabe destacar que el grado de dureza de cada varilla es identificado a partir de la composición de aleación respectiva de cada clase y que todos los tipos de varillas previamente expuestos son fabricados a través de una laminación en frío donde no se realizan pulidas, martillazos o cortes en el aleación final para remover o esculpir la figura de estas, si no que se moldea el material en frío con el objetivo de que el flujo del grano sea los más homogéneo y consistente posible con el fin de generar un perfil de propiedades altamente resistente y de buen desempeño.



✓ **Varillas Convencionales modificadas Ultra High Strength (UHS) Tenaris.**

Varillas manufacturadas bajo la norma técnica AISI 4330. Este tipo de varillas se encuentran compuestas de níquel, cromo y molibdeno además de ser tratadas bajo un tratamiento térmico especial. Las varillas UHS se encuentran específicamente diseñadas para ser utilizadas en pozos efectivamente inhibidos por corrosión que requerían soportar torques y cargas muy altas. Su especial tratamiento permite que puedan ser utilizadas en pozos profundos donde se manejen grandes caudales de fluidos. El **ANEXO A** muestra las propiedades mecánicas más importantes de este tipo de sarta de varilla como la tensión de rotura y la cedencia.

✓ **Couplings Convencionales.** Como se mencionó previamente, las varillas de producción están conectadas entre sí mediante el uso de couplings las cuales realizan un cierre metal-metal con el fin de que todas las varillas estén bien sujetadas y transmitan con eficiencia el movimiento que desde superficie aplica la bomba a la sarta (**Figura 9**). De manera análoga a continuación, los couplings están clasificados mediante su grado de dureza y su respectiva aplicación:

✓ **Couplings clase T.** Son elaborados de una aleación de molibdeno, níquel, cromo y acero. Se recomienda su uso para ambientes donde la corrosión y abrasión no es un problema.

✓ **Couplings de alto esfuerzo.** Son fabricados de una aleación de cromo, molibdeno y acero. Se recomiendan para trabajos que impliquen alta capacidad de carga ya que están diseñadas para resistir elevados requerimientos de tensión y torsión.

✓ **Couplings clase Sprayalloy.** Están elaborados de una aleación de níquel, cromo, molibdeno y acero. Se recomienda su uso en trabajos donde no sea un problema común la abrasión ni la corrosión.

**Figura 9.** Clases de Couplings para varillas convencionales Apergy Norris/AOT.



**Fuente:** NORRIS PRODUCT SOLUTIONS. Product Line: Sucker Rods, Drive Rods, Rod Guides, Accessories. 2012. p.13. Modificado por los autores.

➤ **Hollow Rods™ Series (Varillas Huecas).** A través del centro de investigación Industrial de Tenaris se desarrolló la varilla de bombeo hueca PCRod® (**Figura 10**). Este tipo de varillas al ser huecas en su diseño interior permiten inyectar por este canal inhibidores de corrosión o fluidos que mejoran la extracción de crudo del pozo tal y como es el caso de los diluyentes para el bombeo de crudo pesado y extra pesado. Al realizar esto, se mejora la eficiencia de la inyección y se reduce en gran medida la complejidad de las facilidades de superficie gracias a la eliminación de capilares de inyección y de tubería. No obstante, en dado caso que no se requiera inyectar ningún líquido en el pozo, el crudo producido puede ser levantado tanto por el canal hueco de las varillas como por el espacio anular entre la tubería de producción y la sarta de varillas, aumentando como consecuencia de esto el área de producción de flujo.<sup>43</sup> El **ANEXO B** muestra gráficamente ambas configuraciones de flujo para un mejor entendimiento.

---

<sup>43</sup> Tenaris. Varillas Huecas para Bombeo por Cavidades Progresivas. Versión 05. Tenaris Marketing Communications. 2009.p.4-6.

**Figura 10.** Series de Varillas Huecas TENARIS. PCRod® 1000, PCRod® 1500, PCRod® 2500.



**Fuente:** Tenaris. Varillas Huecas para Bombeo por Cavidades Progresivas. Versión 05. Tenaris Marketing Communications. 2009.p.3.

Estas varillas incluyen extremos box-box y un manguito de conexión que posibilita una unión *external flush* (sin variar el diámetro de la zona de unión). Gracias a este diseño se minimiza las turbulencias y pérdidas de carga localizadas además de que la conexión flush reduce notablemente el rozamiento entre el tubing y la sarta de varillas consecuentemente reduciendo las fallas y extendiendo la vida útil del sistema.

Por otra parte, en cuanto a su composición estas varillas se encuentran fabricadas de una aleación baja de acero de alta dureza con cromo y molibdeno además de ser sometidas a un tratamiento térmico de templado que les brinda una micro estructura refinada a las varillas. Esta constitución les permite a estas poseer excelentes propiedades mecánicas como por ejemplo tener un límite mínimo de fluencia de 140 Ksi y una tensión de rotura mínima de 147 Ksi.<sup>44</sup>

Otras ventajas que brindan estas varillas son:

- Permiten operar bombas de alto caudal (Superior a 100 m<sup>3</sup>/d - 600 bpd) a altas profundidades (1200 m - 3600 ft).

---

<sup>44</sup> Tenaris. PCRod® Hollow Series for Progressive Cavity Pump. Versión 09. 2011.p.4.

- Debido a que estas varillas tienen una mayor rigidez torsional que las varillas convencionales se acumula menor energía en la sarta reduciendo considerablemente los efectos de giro inverso de la bomba al detenerse.
- Posee una rosca cónica PCRod® con diente trapezoidal de 8 hilos y conicidad diferenciada entre pin y box que le permite soportar mayores cargas de torque.

Asimismo, la gama de productos de varillas huecas incluye tres modelos de conexiones que permiten trabajar con torques de hasta 1000, 1500 y 2500 lb-pies de acuerdo con el modelo. La siguiente **Tabla 2** muestra los rangos de operación de torque para cada modelo de varilla respectivo:

**Tabla 2.** Torque de ajuste para varillas huecas.

PRODUCTO	Torque mín. lbs.pie	Torque óptimo lbs.pie	Torque máx. lbs.pie
PCPRod®1000	900	950	1000
PCPRod®1500	1400	1450	1500
PCPRod®2500	2400	2450	2500

**Fuente:** Tenaris. Varillas Huecas para Bombeo por Cavidades Progresivas. Versión 05. Tenaris Marketing Communications. 2009.p.6.

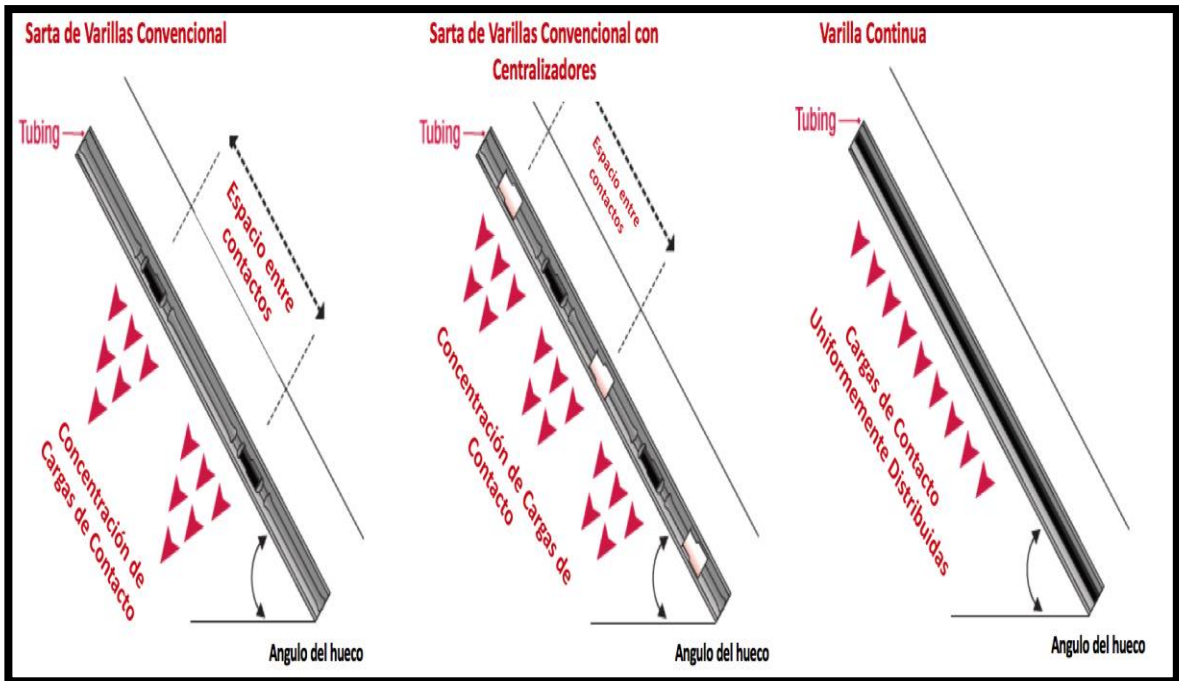
A su vez, el **ANEXO C** expone una mayor cantidad de parámetros técnicos de cada modelo de este tipo de varillas como diámetro exterior y espesor de tubo entre otros. Por último, cabe destacar que las varillas huecas son manufacturadas de tubos de acero sin costura y debido a esto estas pueden ser operadas de manera muy similar a las API convencionales. Pudiendo usar los mismos equipos utilizados para manejar la tubería de producción regular además de no necesitar un elevador o taladro especializado para su instalación en el pozo.<sup>45</sup>

➤ **Varilla Continua o Varilla Flexible (COROD® / ProRod™, entre otras).** Estos tipos de varillas utilizan un diseño continuo de sarta, que puede tener dos conexiones o cuatro conexiones si se utiliza shear coupling. Este diseño le posibilita a la varilla tener un diseño uniforme de cuerpo que le permite distribuir las cargas de contacto a través de toda la sarta de varillas de manera igual (**Figura 11**). Al no poseer casi conexiones roscadas entre una y otra varilla se reduce por ende la alta fricción que ocurre entre la varilla y tubing lo que significa al final menores paradas por operaciones de Workover y/o Well Services y una mayor vida útil del sistema en operación.

---

<sup>45</sup> Tenaris. Sucker Rods Catalogue. Versión 02. 2018. p. 35.

**Figura 11.** Distribución de las Concentraciones de Cargas de Contacto en los diferentes tipos y configuraciones de Sartas de Varillas.



**Fuente:** Weatherford. Corod® Continuous Rod and Well Services. 2013. p. 3. Modificado por los autores.

Del mismo modo, la eliminación de las conexiones crea un espacio anular más grande entre la tubería de producción y la sarta de varilla continua minimizando las pérdidas de presión que consecuentemente incrementa la eficiencia del sistema y reduce los costos de producción. Es de resaltar que este tipo de varilla continua en comparación con los demás diseños de sartas de varillas es considerablemente menos pesada reduciendo la cantidad tensión y esfuerzo que debe soportar las unidades de superficie.<sup>46</sup>

Análogamente a las varillas API convencionales previamente explicadas este tipo de sarta de varilla continua la manufacturan diferentes compañías junto con pequeñas adiciones de tecnología o innovación específicas de cada una de estas. A continuación, se expondrán los dos tipos de tecnologías utilizadas en 2 pozos del Campo A que son la varilla continua COROD® la cual es desarrollada por la multinacional Weatherford y la varilla continua ProRod™ fabricada por la multinacional Apergy.

<sup>46</sup> Weatherford. Corod® Continuous Rod and Well Services. United States. 2013.p.3.

**COROD® Continuos Rod (Weatherford).** A continuación se muestra como Weatherford<sup>47</sup> divide estas varillas en cinco diferentes grados metalúrgicos donde cada uno respectivamente tiene una mejora en su desempeño para diferentes capacidades de cargas y ambientes de pozos corrosivos:

➤ **Varilla Continua COROD GRADO D de acero al carbono (D/DR).** Estas varillas están diseñadas para operar en sistemas PCP y de Bombeo Mecánico. Las varillas D/DR además están estructuradas para soportar cargas medianas en pozos con ambientes nulos o de muy baja corrosividad que hayan sido efectivamente inhibidos.

➤ **Varilla Continua COROD de resistencia estándar (DWR).** La varilla DWR se encuentra manufacturada también para soportar cargas medianas en sistemas PCP y de Bombeo Mecánico que operan en pozos con ambientes leves a medianamente corrosivos que han sido inhibidos efectivamente. Este tipo de varilla continua está compuesta de una aleación especial de Cromo, Níquel y Molibdeno que permite aumentar la resistencia del sistema al estrés y a las posibles fatigas.

➤ **Varilla Continua COROD de resistencia estándar (DE/DER).** De igual manera está fabricada para soportar las cargas medianas para ambos tipos de SLA. La diferencia respecto al anterior modelo de varilla DWR es que esta se encuentra especialmente estructurada para ambientes altamente corrosivos que han sido efectivamente inhibidos donde es común la presencia de dióxido de carbono y cloruros. La varilla DE/DER está constituida de una aleación primaria de Cromo y Molibdeno y una micro aleación secundaria con titanio. Esta composición mejora las propiedades mecánicas y de tratamiento térmico de las varillas.

➤ **Varilla Continua COROD de alta resistencia (SE/SER).** Este modelo de varillas fue diseñado para resistir pesadas cargas en pozos profundos que manejen un alto volumen de fluidos. Su estructura permite soportar a su vez ambientes con leve a mediana corrosión que hayan sido efectivamente inhibidos. La varilla SE/SER del mismo modo que el anterior diseño DWR se encuentra compuesta de una aleación primaria de Cromo y Molibdeno y una micro aleación secundaria con titanio que mejora las mismas propiedades mencionadas en la anterior clase de varillas.

➤ **Varilla Continua COROD de alta resistencia (SWR).** En cuanto a su diseño esta varilla es igual que el modelo SE/SER. La única diferencia que tiene una respecto a la otra es que la SWR está hecha de una aleación de Cromo, Níquel y Molibdeno que le posibilita aumentar la resistencia del sistema al estrés y a las posibles fatigas.

Por último, el **ANEXO D** muestra las propiedades mecánicas más importantes de este tipo de sarta de varilla como la tensión de rotura y la cedencia entre otras

---

<sup>47</sup> Ibid., p.6.

propiedades al igual que el **ANEXO E** expone las capacidades máximas de torque de cada modelo respectivamente.

**ProRod™ (Apergy).** Las varillas ProRod™ en su proceso de manufactura involucran la utilización de hornos de inducción de alta temperatura que templean y normalizan el acero. Este tratamiento térmico sumado a la composición química de los metales de cada varilla produce la dureza, resistencia, micro estructura, cedencia, entre otras propiedades, óptimas para el mejor desempeño de esta clase de varillas. Asimismo, estas son recubiertas con un revestimiento soluble en aceite que las protege de la corrosión atmosférica presente en su lugar de almacenamiento.

Apergy<sup>48</sup> de modo similar; a continuación, divide las varillas continuas en cinco categorías dependiendo de su condición y ambientes en los cuales van a operar:

- **Tipo 620C de Grado D (Carbono).** Compuesta de una aleación de Acero, Carbono y Manganeso. Esta varilla está estructurada para tolerar cargas medianas a pesadas a cualquier profundidad y en pozos con ambientes no corrosivos.
- **Tipo 780M de Grado D (Aleación).** Este tipo de varilla se encuentra constituida por una aleación de Acero, Cromo y Molibdeno. A su vez esta varilla es capaz de soportar cargas pesadas a cualquier profundidad además de poder trabajar en ambientes de baja a mediana corrosión que han sido efectivamente inhibidos. De igual forma, estos componentes la hacen altamente resistencia a la fatiga.
- **Tipo 750N de Grado D (Aleación Especial).** Una aleación de Acero, Níquel, Cromo y Molibdeno son los elementos de los que se compone esta clase de varilla. Diseñada de igual forma para soportar cargas pesadas a cualquier profundidad y operar en todo tipo ambientes corrosivos que han sido inhibidos con eficacia. Asimismo, esta composición vuelve a la varilla altamente resistente a la fatiga.
- **Tipo 960M de Grado especial de alta resistencia.** Compuesta por una aleación de Acero, Cromo y Molibdeno. Este tipo varilla se encuentra estructurada para operar bajo cargas extra pesadas a cualquier profundidad en pozos con ambientes corrosivos que hayan sido efectivamente inhibidos. Posee gran fortaleza a la fatiga.
- **Tipo 970N de Grado especial de alta resistencia.** En cuanto a su diseño esta varilla es igual que el modelo 960M utilizado para operar cargas extra pesadas. La única diferencia radica en los materiales que la componen, siendo en este caso una aleación de Acero, Níquel, Cromo y Molibdeno.

---

<sup>48</sup> Apergy Company. Pro – Rod Coiled Rod Solutions: Specifications Continuous Sucker Rod Selection Guide. Revision 6. p. 1.

En suma, el **ANEXO F** expone las propiedades más importantes de la varilla continua como la cedencia y la dureza, entre otras, mientras que el **ANEXO G** indica los valores máximos de torque que soporta cada tipo de varilla.

Finalmente, es importante resaltar que la desventaja más significativa de estas clases de varillas continuas es que para su instalación en el pozo es necesario la utilización de un camión especializado con una torre específicamente diseñada para instalar este tipo de varillas, recurriendo por ende las empresas operadoras en costos operacionales adicionales.

Sin embargo, a raíz de este sobre costo la compañía Apergy ha desarrollado una unidad portable de pinzas llamada X-celerator™. Esta unidad permite trabajar en conjunto con cualquier taladro de servicio que se encuentre en el campo e instalar la varilla continua sin mayor gasto ni tiempo extra necesario.<sup>49</sup>

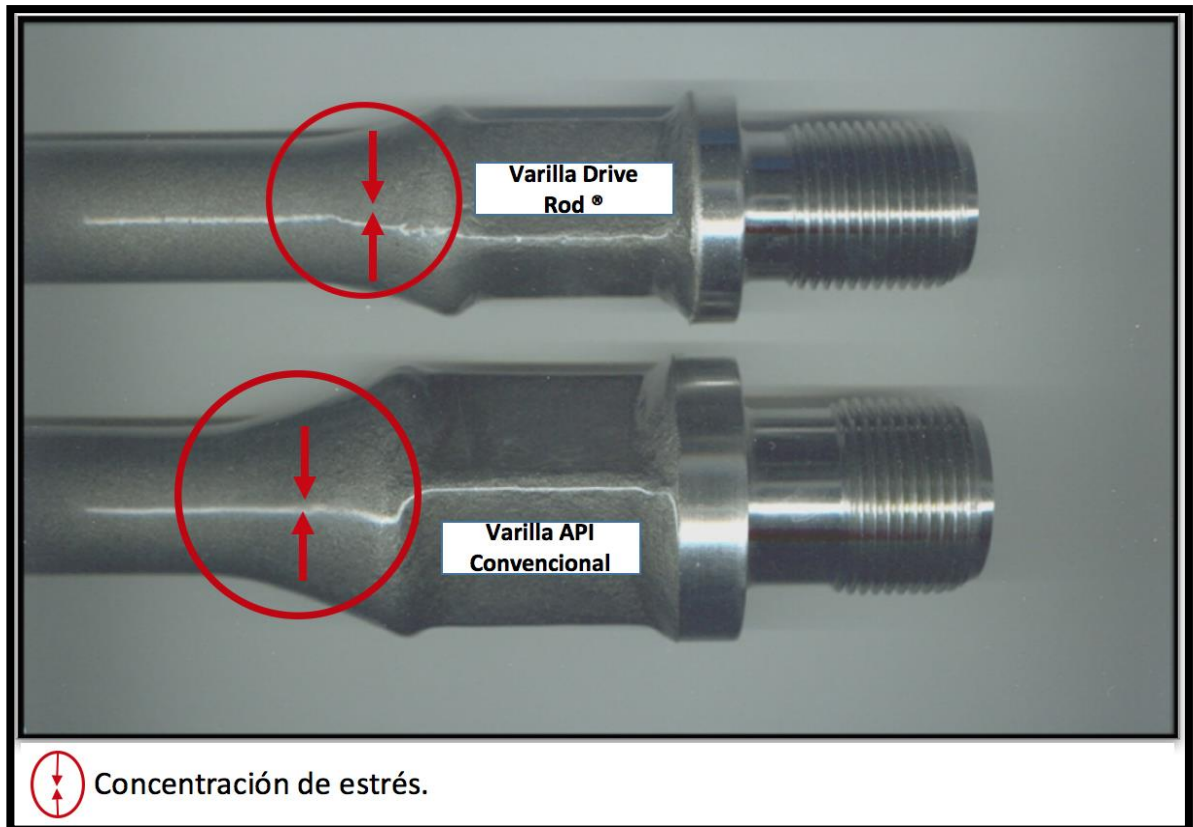
➤ **Alberta Oil Tool Drive Rods®**. Diseño de varillas desarrollado por Apergy Norris/AOT. Este tipo de diseño tiene un pin modificado que permite tener mayor resistencia torsional y menos diámetro exterior en sus conexiones (**Figura 12**) permitiendo por ende una mayor área del flujo a través del tubing por parte de los fluidos del pozo, que termina finalmente reduciendo la presión y la concentración de esfuerzos que se le aplica a la bomba, al cabezal de rotación en superficie y a la sarta de varillas. El (**ANEXO H**) muestra gráficamente el área adicional de flujo que se obtiene con esta tecnología para un mejor entendimiento.

---

<sup>49</sup> Apergy Company. Pro – Rod Coiled Rod Solutions. Revision B. 2006. p. 7.



**Figura 12.** Comparación entre las conexiones de la varilla API convencional y la varilla Drive Rods®.



**Fuente:** Apergy NORRIS DRIVE RODS®. AOT 05. 2014. p. 1. Modificado por los autores.

Cabe destacar que la reducción del diámetro exterior en la varilla genera una menor diferencia entre el diámetro exterior del coupling y el cuerpo de la varilla lo que al final significa que las fuerzas de contacto entre varilla y tubería no van a estar enfocadas en solo punto específicamente (conexiones) si no que estas fuerzas van a ser distribuidas en una mayor área del tronco de está. Disminuyendo como consecuencia de esto la alta fricción generada entre las varillas de bombeo y las tuberías de producción que finalmente a su vez produce una más duradera resistencia a la fatiga (Run life).<sup>50</sup>

Sin embargo, la llegada de la perforación direccional en las últimas décadas y las comunes desviaciones en los pozos debido a las condiciones geológicas y practicas operacionales ha ocasionado que cuando se someten a cargas de flexión las

---

<sup>50</sup> Apergy Artificial Lift. NORRIS DRIVE RODS®. AOT 05. 2014. p. 3.

varillas, por estas condiciones del pozo, tienden a mantener su rigidez en las conexiones y el cuerpo de la varilla adyacente suele flexionarse más.

Esta situación previamente descrita provoca que se concentren esfuerzos y se incremente el estrés considerablemente en un punto específico de la varilla localizado en el extremo de esta donde el cuerpo flexible pasa a convertirse en la rígida conexión que genera la unión entre una y otra (**Figura 12**).

Con el fin de disminuir esta concentración de esfuerzos que disminuye notablemente la fatiga del sistema, las Drive Rods® poseen un diseño especial donde la flexibilidad de tanto el cuerpo como de las conexiones es muy parecida reduciendo el estrés que el cuerpo de la varilla soporta en ambos lados donde posee sus uniones.<sup>51</sup>

Por último, con el objetivo de no repetir la misma información dos veces se remarca que las varillas Drive Rods® se encuentran clasificadas según el grado de dureza del mismo modo que las varillas API convencionales. Siendo las composiciones de los materiales, el tratamiento de laminación en frío y las categorizaciones (tipo 54, tipo 75, tipo 78, tipo 90, tipo 96 y 97) las mismas en el caso de las Drive Rods®. Sin embargo, debido a su diferente diseño y tecnología estas varillas poseen valores de torque de servicio máximo diferentes (**ANEXO I**).

✓ **Couplings de Alta Resistencia Norris.** Los couplings utilizados para este tipo de varillas igualmente son especialmente desarrollados de una aleación de acero AISI 4130 de alta resistencia mecánica la cual se encuentra manufacturada a través de una laminación en frío. Este proceso se realiza con el objetivo de que más fibras de acero sean presionadas en las raíces de las roscas y estas a su vez finalmente generen un perfil de tornillo de mayor resistencia.

Además de esto las roscas de los couplings son sometidos a un proceso de lubricación conocido como fosfatado. Proceso mediante el cual se le adhiere químicamente un recubrimiento de Fosfato de Zinc al interior del coupling el cual reduce significativamente la posibilidad de un gripado de las tuercas.

Estas características en conjunto con un ensanchamiento de la cara de contacto del coupling que como resultado maximiza el área de contacto entre el hombro de la varilla y el coupling en un 37% más que la varilla API convencional, termina incrementado el límite elástico de las conexiones 30% (**Tabla 3**) por encima del estándar de los couplings clase T.

---

<sup>51</sup> Ibid., p.3.

**Tabla 3.** Propiedades de los Couplings API convencionales clase T y los couplings Norris de alta resistencia.

<b>Modelo</b>	<b>Material</b>	<b>Limite Elástico (PSI)</b>	<b>Dureza (HRA)</b>
<b>API CLASE T</b>	AISI 8630	80,000 min	56 - 62
<b>NORRIS DE ALTA RESISTENCIA</b>	AISI 4130	105,000 min	63 - 65

**Fuente:** Apergy Artificial Lift. NORRIS DRIVE RODS<sup>®</sup>. AOT 05. 2014. p. 4. Modificado por los autores.

Todos los beneficios anteriormente mencionados de la tecnología Drive Rods<sup>®</sup> tanto el de los couplings como el diseño innovador de las varillas con pin modificado generan en suma un aumento mínimo del 50% en la capacidad del torque de estas varillas en comparación con las API convencionales. Teniendo una amplia aplicación en sistemas de levantamiento artificial PCP debido a su alta resistencia y gran durabilidad.

**2.4.3.2 Centralizadores.** También llamados guías de varillas estos accesorios suelen utilizarse en pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas con el fin de disminuir o evitar el contacto entre la sarta de varillas y la tubería de producción. Los centralizadores son característicos por ser una opción de bajo costo y rápida instalación para tratar este tipo de problemas. **(Figura 13)**

Estos a su vez se subdividen en dos grupos principales que varían respecto a su diseño. El primero de estos son los centralizadores recubiertos de plástico, polímeros o elastómeros que se encuentran unidos a las juntas de las sarta de varillas o al cuerpo de estas. El segundo grupo consiste en centralizadores giratorios (spin-thru) que dentro de su diseño poseen un estabilizador externo que puede rotar libremente tanto en el cuerpo de la sarta de varillas como en las conexiones. Ambos diseños tienen como objetivo principal centralizar y aislar la sarta de varillas de la tubería de producción evitando así la alta fricción que se presenta entre estas.

**Figura 13.** Diferentes modelos de centralizadores utilizados en la industria.



**Fuente:** NORRIS PRODUCT SOLUTIONS. Product Line: Sucker Rods, Drive Rods, Rod Guides, Accessories. 2012. p.24. Modificado por los autores.

**2.4.3.3 Tubería de producción (tubing).** Conjunto de tubos usualmente de acero utilizados para producir los fluidos del yacimiento. Aunque sus tamaños varían mucho sus rangos más comunes suelen estar entre 2 <sup>3</sup>/<sub>8</sub> a 4 <sup>1</sup>/<sub>2</sub> pulgadas.

La tubería suele ensamblarse generalmente con otros elementos para completar la sarta de producción. Para su selección se toma en cuenta la geometría del pozo, las características y fluidos de producción del yacimiento entre otros factores ingenieriles que permiten generar una correcta extracción de los fluidos de cada pozo determinado.

**2.4.3.4 Bomba de Subsuelo.** Consiste en dos componentes básicos el rotor y el estator que forman en conjunto un engranaje helicoidal. El principio de funcionamiento de la bomba y como estas piezas trabajan para desplazar el fluido hasta superficie fueron explicados al detalle en el índice **2.4.1**.

A continuación, se describe cada una de las partes que conforman una bomba de subsuelo:

➤ **Rotor.** El rotor es un tornillo en forma helicoidal de  $n$  lóbulos que se encuentra fabricado de acero de alta resistencia mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la corrosión y abrasión. Su objetivo fundamental es transmitir el movimiento rotacional que es creado desde superficie y propagado en primera instancia por la sarta de varillas a la cual el rotor se encuentra conectada.

➤ **Estator.** El estator es un cilindro o tubo revestido internamente con un elastómero sintético moldeado en forma helicoidal de  $n+1$  lóbulos adherido sólidamente a este cilindro mediante un proceso especial.

➤ **Elastómero.** El elastómero es considerado como uno de los elementos más débiles o delicados de la bomba de cavidades progresivas puesto que de su correcta selección y buen funcionamiento depende en gran parte el éxito o fracaso de la aplicación de este SLA.

El elastómero reviste internamente al estator y en términos sencillos es considerado como un polímero de alto peso molecular (goma) con la propiedad de deformarse y recuperar su dimensión original, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria. Gracias a esta propiedad previamente explicada se produce una compresión entre el rotor y el estator mejor conocida como interferencia la cual determina la hermeticidad entre las cavidades contiguas de la bomba, factor muy importante a la hora de evaluar la eficiencia de esta.<sup>52</sup>

De esta manera, los materiales más utilizados en la aplicación poseen base Nitrílica (los más comunes), Hidrogenación Catalítica (Elastómeros Hidrogenados) o Fluoroelastómeros.

Entre las características más importantes que deben tener los elastómeros están según Chacín<sup>53</sup>:

- Buenas propiedades mecánicas que le permitan resistir todo tipo de esfuerzos y abrasión. En especial fortaleza a la fatiga.
- Buena resistencia térmica.
- Capacidad de recuperación elástica.
- Excelente resistencia química para manejar los fluidos producidos.

---

<sup>52</sup> CHACÍN, Op.cit., p. 23.

<sup>53</sup> CHACÍN, Op.cit., p. 23.

La mala selección de algunas de estas propiedades o no compatibilidad con las condiciones del pozo donde se encuentre operando la bomba genera una gran cantidad de problemas o fallas en el sistema, las cuales están representadas a continuación:

- **Hinchamiento.** Se origina por dos causas principales. La primera es generada por expansión térmica que suele presentarse debido a la temperatura del fondo del pozo o a raíz de la energía térmica generada por deformación cíclica (Histéresis). La segunda causa es la incompatibilidad de los fluidos del yacimiento con los materiales del elastómero que genera una expansión química de este. Cualquiera de las situaciones origina una excesiva interferencia y como consecuencia, un incremento en el torque por fricción entre el rotor y el estator que finalmente termina generando la rotura del elastómero o una falla en las varillas.
- **Reblandecimiento.** Se produce por las mismas variables que generan el hinchamiento (temperatura y reacción química con los fluidos del pozo). En este caso específico se origina un cambio en la dureza de la goma, debilitándola, afectando por ende la hermeticidad entre las cavidades y como consecuencia la eficiencia de la bomba.
- **Endurecimiento.** En este caso ocurre es un aumento de la dureza de la goma a raíz de la extracción de crudos con fracciones parafínicas, aunque la temperatura excesiva dependiendo del material también puede generar el mismo efecto. De igual forma se afecta la eficiencia de la bomba ya que el elastómero pierde su capacidad de resiliencia.

En la actualidad existen diversas clasificaciones para las bombas de cavidades progresivas. A continuación, se va a hacer una breve descripción de cada una de estas:

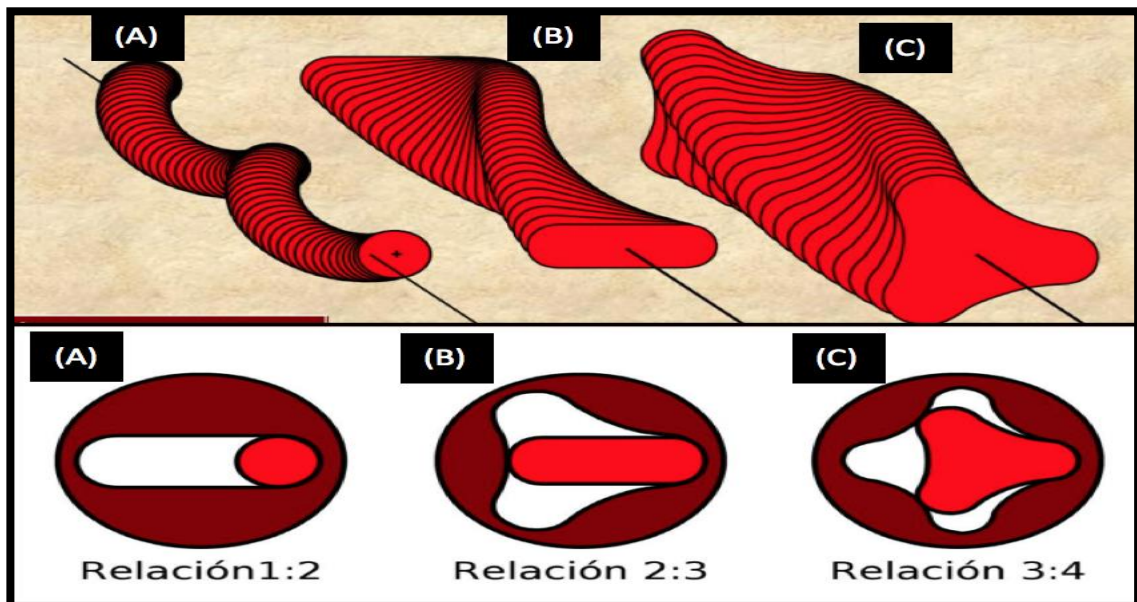
- En las **Bombas Tubulares** el estator y el rotor son elementos totalmente independientes. En términos generales, esta bomba ofrece una mayor capacidad volumétrica, aunque como su más grande desventaja se encuentra que en caso de daño o alguna falla en la bomba es necesario recuperar toda la completación de producción para realizar el arreglo o cambio pertinente.
- En la configuración de las **Bombas Insertables (I-PCP)**, aunque el estator y el rotor son autónomos, ambos son fabricados de manera de ofrecer un conjunto de una sola pieza la cual se baja al pozo con la sarta de varillas. Como consecuencia de esto se generan una serie de impactos económicos positivos debido a que no es necesario utilizar un equipo de Workover para sacar la tubería de producción en caso de necesitar cambio de bomba por daño esta. En estos casos, el uso de sargas de varillas adecuadas contribuye a la optimización

de costos que persigue dicha tecnología. La desventaja en este diseño es su baja tasa de producción debido a que se encuentra limitado por el diámetro interno de la tubería de producción.

Dentro de estas clasificaciones existen distintas geometrías de las PCP las cuales a su vez se categorizan respecto al número de lóbulos del estator y rotor:

- En las **Bombas de Geometría Simple** el número de lóbulos del rotor es solamente uno, mientras que el estator posee una configuración de dos lóbulos (**Figura 14**) **(A)**. Normalmente la nomenclatura que utilizan para identificar este modelo indica el número que tiene el rotor y el estator respectivamente siendo en este caso (1:2). La desventaja de este modelo es que posee una capacidad de levantamiento baja debido a la poca cantidad de etapas que tiene la bomba.
- A diferencia de las anteriores las **Bombas Multilobulares** ofrecen rotores de 2 o más lóbulos en estatores de 3 o más (2:3) y (3:4) etc. (**Figura 14**) **(B-C)**. Como consecuencia de esto estas bombas ofrecen una gran cantidad de ventajas como mayores caudales de producción y requieren de menor torque para su funcionamiento entre otras.

**Figura 14.** Geometría simple y Multilobular en 3D y 2D de los sistemas PCP.



**Fuente:** Weatherford Artificial Lift Systems. Aplicaciones y Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva. 2016. p.16 -21. Modificado por los autores.

**2.4.3.5 Pin de paro.** El pin de paro también llamado Niple de paro es un tubo de pequeña longitud el cual va roscado en el extremo inferior del estator. Entre sus funciones sobresale:

- Servir de tope al rotor cuando se realiza el espaciado de este.
- Permitir una libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema.
- Impedir que la sarta de varillas y/o el rotor lleguen a fondo de pozo en caso de producirse una desconexión o rotura de estas y servir de punto de conexión para accesorios del sistema como los filtros de arena y las anclas Anti-torque entre otros.<sup>54</sup>

**2.4.3.6 Ancla Anti-torque.** Dispositivo utilizado para impedir que el BHA de producción se desconecte a causa de la fuerza interna que el rotor ejerce sobre el estator durante su constante movimiento rotacional.

Este equipo se conecta debajo del estator ya que este es el lugar de la sarta donde el esfuerzo de torque es más significativo. Aunque no es obligatorio su uso si se recomienda en la mayoría de los casos su aplicación.

**2.4.3.7 Pony Rod (Varilla Corta).** Tal como su nombre lo indica este tipo de varillas son de una longitud menor que las convencionales API. Estas clases de varillas son utilizadas principalmente para completar la longitud de la sarta, ubicándolas usualmente contiguas a las barras pulidas. Al ubicarlas en este lugar permiten realizar maniobras de control y prevenir que la sarta caiga a fondo de pozo.

Cabe destacar que estas varillas poseen un diseño con alta tensión de rotura, lo que en consecuencia le permite soportar altas cargas de operación, ambientes corrosivos e incluso buen desempeño en pozos de elevadas profundidades.

---

<sup>54</sup> CHACÍN, Op.cit., p. 28.



**2.4.4 Limitaciones del Sistema PCP.** El sistema PCP en general brinda mayores beneficios que desventajas. Aun así, es importante destacar estas limitaciones con el fin de obtener un conocimiento completo de la operación del SLA y evitar futuros daños o fallas:

- La bomba tiene una capacidad de desplazamiento hasta de 5,000 B/D (800 m<sup>3</sup>/día). En dado caso que se requiera desplazar mayor caudal sería necesario utilizar otro SLA tal como el bombeo electro sumergible.
- Este sistema tiene una capacidad máxima de levantamiento de 9,800 ft (3,000 m) lo que explica la baja usabilidad del sistema en aplicaciones costa afuera.
- Los modelos más comunes de este sistema poseen una temperatura operativa máxima de 205 °F (96°C) aunque existen diseños especiales donde este límite se incrementa a 330°F (165°C).
- La presencia de gas libre afecta su eficiencia volumétrica y capacidad de disipación de calor. Como consecuencia de esto no es tan recomendable el uso de este sistema para campos con relaciones gas-liquido (RGL) muy altas.
- El sistema genera pérdidas eléctricas principalmente en el motor de fondo de pozo y en el cable de potencia. Estas pérdidas en todo el sistema en conjunto significan que el equipo en sí mismo consume aproximadamente 30% de la energía.
- En pozos de producción con perfiles desviados (doglegs >3° /100 ft, pozos tipo J y S) el sistema presenta problemas de desgaste y ocurrencia de fallas en la sarta de varillas y la tubería de producción.

La siguiente **Tabla 4** hace un resumen de estas limitaciones y rangos de aplicación que posee el sistema:

**Tabla 4.** Rangos de aplicación del sistema PCP.

	Rango Típico	Máximo*
Profundidad operativa	1,000' - 5,000' TVD 330 - 1,550 m TVD	9,800' TVD 3,000 m TVD
Volumen Operativo	5 - 2,500 BPD 1 - 400 m <sup>3</sup> /día	5,000 BPD 800 m <sup>3</sup> /día
Temperatura Operativa	75 - 170 °F 24 - 77 °C	330 °F 165 °C
Desviación de Perforación	N/A	Severidad de curva menor a 15°/100 pies 15°/30m
Manejo de Corrosión	Excelente ( <i>referido a bomba</i> )	
Manejo de Gas	Regular	
Manejo de Sólidos	Excelente	
Gravedad Fluido	Bajo 45 ° API ( <i>depende altamente de contenido aromático</i> )	
Servicio y Reparación	Requiere reacondicionamiento o plataforma de arrastre	
Tipo de Impulsos	Motor Eléctrico o Motor Combustión Interna	
Eficiencia de Sistema	50% a 75% ( <i>hasta 90%</i> )	

**Fuente:** Valderrama Luisa. Sistema de levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas. 2016. p.12. Modificada por los autores.

**2.4.5 Comparación de los Sistemas de Levantamiento Artificial.** Cada SLA tiene sus rangos de aplicación y ventajas comparativas entre sí, la **Tabla 5** hace un breve recuento de esto:

**Tabla 5.** Comparación de diferentes sistemas de levantamiento artificial.

S.L.A	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<b>Bombeo Mecánico</b>	Diseño poco complejo.	Lo afecta la presencia de gas.
	Simple y Fácil de operar	Presencia de arena genera desgaste.
	Para Crudo Pesado y Extra pesado.	Altos costos de mantenimiento (W.O)
	Fuente de energía: Combustible o electricidad.	Limitado por profundidad.
	Opera a temperaturas altas.	
	Control de la producción por medio de los SPM.	
<b>Bombeo Electrosumergible(ESP)</b>	Levanta altos volúmenes de fluido.	Inversión inicial muy alta.
	Altos cortes de agua.	Alto consumo de potencia.
	Puede usarse para inyección.	Susceptible a producción de gas y arena.
	Su vida puede ser muy alta (Run Life).	Diseño complejo.
	Trabaja bien en pozos desviados.	
<b>Bombeo por cavidades progresivas (PCP)</b>	Bajo costo de instalación.	Limitado por profundidad.
	Para crudo de alta y baja gravedad API.	No se recomienda operar por encima de 205 °F.
	Puede manejar hasta 100% de agua.	Baja eficiencia a altas RGL.
	Equipo de superficie fácil de transportar.	Elastómero se afecta con aromáticos.
	Bajo consumo de energía eléctrica.	Limitado por la desviación de los pozos.
	Bajos costos de mantenimiento.	

**Fuente:** ESCAÑO SUAREZ, Nadim Elias. Producción II. 2017. p.1. Modificada por los autores.

### 3. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS PARA EL SISTEMA DE VARILLAS DRIVE RODS EN CADA UNO DE LOS POZOS DE ESTUDIO

En el siguiente capítulo se describe la información general de operación y producción de cada pozo que se va a estudiar al igual que los problemas y/o fallas presentadas en las sartas de varillas tanto con la tecnología actual (Drive Rods™) como con las configuraciones de sartas de varillas que previamente se encontraban instaladas (Continua, Huecas y Convencional) en cada uno de estos pozos.

Posteriormente, con base en esta información se definirán cada uno de los parámetros críticos bajo los cuales se van a comparar los sistemas de sartas de varillas.

#### 3.1 CONCEPTOS GENERALES DE LAS FALLAS

Antes de comenzar a describir las fallas y/o problemas generados en los pozos de estudio es importante definir adecuadamente lo que en este trabajo de grado se considera una falla. Según Espejo<sup>55</sup> “un elemento o conjunto de elementos de máquinas o equipos durante su operación se considera que han fallado, cuando son incapaces de brindar las prestaciones y/o las condiciones de seguridad, y/o la eficiencia, y/u operatividad, y/o costos de operación y mantenimiento, y/o vida de servicio, y/o demás indicadores de desempeño dentro de los límites especificados por el diseñador”.

Cabe resaltar que las fallas descritas en este trabajo de grado se dividen en dos grupos principales:

- Fallas Súbitas (F.S): Según Espejo<sup>56</sup> estas fallas son aquellas que se desarrollan en tiempos tan cortos que es casi imposible detectarlas en etapas tempranas. Como consecuencia de esto, este tipo de fallas no permiten realizar una parada programada del equipo para tomar alguna acción correctiva que evite la misma.
- Fallas Progresivas (F.P): Según Espejo<sup>57</sup> estas fallas son aquellas que tienen un tiempo prolongado de evolución, que permite su detección y seguimiento de su progreso desde etapas tempranas, lo cual posibilita la toma de acciones correctivas antes de que se convierta en una falla catastrófica.

Ambas fallas debido a su gravedad requieren obligatoriamente de un taladro de servicio (*Rig*) y además de esto se necesitan de uno o más días no operativos

---

<sup>55</sup> ESPEJO MORA, Edgar. Análisis de fallas. Universidad Nacional de Colombia. Sede Bogotá. 2012. p. 4-6.

<sup>56</sup> Ibid., p.6.

<sup>57</sup> Ibid., p.6.

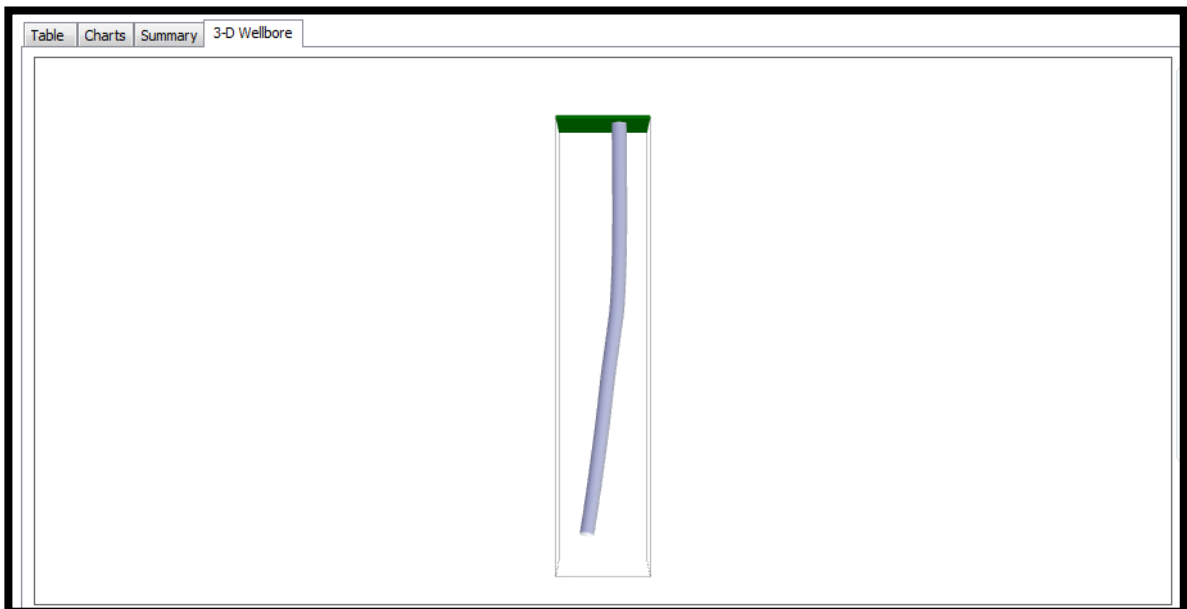
para reparar y solucionar el daño causado. De esta manera se puede establecer asimismo que:

- En dado caso de haberse realizado un servicio de flushing en los pozos o cambios de equipos de superficies estos procesos no se consideran como fallas si no como intervenciones de mantenimiento al pozo. Esto debido a que tanto los cambios de equipos de superficies como los servicio de flushing no necesitan del uso de taladros de servicio (*Rigless*).

### 3.2 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-1

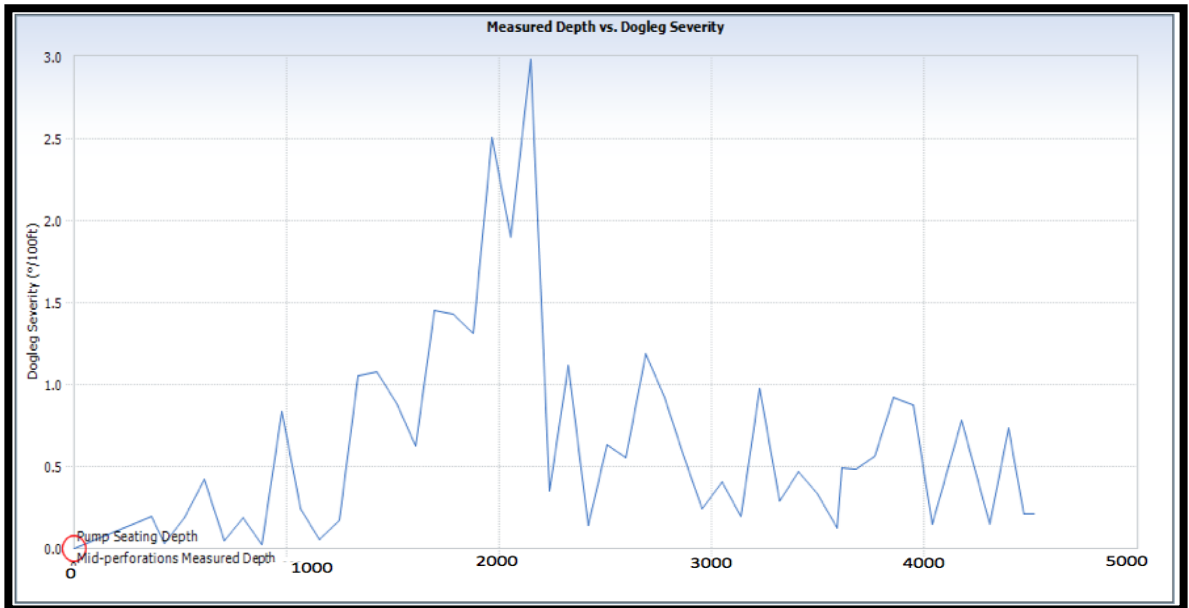
El pozo A-1 es un pozo desviado tipo J que alcanza una profundidad total de 4520 MD. Las **gráficas 3 y 4** muestran el perfil de la trayectoria del pozo y el Dog Leg Severity (DLS) respectivamente.

**Gráfica 3.** Trayectoria del pozo A-1.



**Fuente:** C-FER Technologies. PC- PUMP Software. Modificado por los autores.

**Gráfica 4.** Dog Leg Severity del pozo A-1.



**Fuente:** C-FER Technologies. PC- PUMP Software. Modificado por los autores.

Por otra parte, el pozo se encuentra revestido con casing de 7 pulgadas desde superficie hasta 4756 ft MD mientras que la tubería de producción se instaló desde superficie hasta una profundidad de 3901 ft MD. Este a su vez tiene la zona cañoneada entre las profundidades de 4155 - 4332 ft. Finalmente, el **ANEXO J** detalla esta y otra información del estado mecánico actual del pozo para mayor información.

Ahora bien, desde su inicio de operación (22 de octubre de 2010) el pozo fue completado con un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas (PCP) y ha tenido un total de 13 corridas hasta el (01 de Noviembre 2018). Dentro de estas corridas se utilizaron varillas huecas 1000 y 1500, varillas continuas COROD SER, SWR y por último varillas Drive Rods® las cuales siguen en funcionamiento hasta la fecha de corte de análisis.

**3.2.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-1.** El pozo A-1 inició su operación el 22 de octubre de 2010 y hasta el 01 de Noviembre de 2018 el pozo ha tenido un total de trece (13) corridas. Cada una de estas corridas se ha producido por diferentes problemas o fallas que se han presentado durante la operación del sistema. A continuación, la **Tabla 6** presenta las diferentes tecnologías (descritas previamente en el **Capítulo 2**) para cada una de las sartas de varillas utilizadas en cada corrida de este pozo.

**Tabla 6.** Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-1.

<b>CORRIDA</b>	<b>CLASE DE VARILLA</b>
1	HOLLOW ROD 1000
2	HOLLOW ROD 1000
3	COROD SER
4	COROD SWR
5	COROD SWR
6	COROD SER
7	COROD SER
8	COROD SER
9	COROD SER
10	COROD SER
11	HOLLOW ROD 1500
12	HOLLOW ROD 1500
13	DRIVE ROD 97

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Tabla 7** se expone la historia de operación de cada corrida. Esta historia incluye la fecha de instalación y arranque (F.I.A), la fecha de parada, razón de parada, clasificación de falla (C.F) y los días no operativos (D.N.O) y operativos (D.O) que se presentan en cada corrida correspondiente del pozo.

**Tabla 7.** Historia de operación del Pozo A-1.

Corrida	F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O	
1	1.0	Oct/22/10	-	-	-	-	
	1.1		Abr/18/11	Flushing.	-	-	178
	1.2		Abr/25/11	Flushing.	-	-	7
	1.3		May/05/11	Flushing.	-	-	10
	1.4		Dic/13/11	Excesivo desgaste en el rotor.	F.P	1	222
2	Dic/14/11	Mar/21/12	Tubería presenta fractura en las conexiones.	F.S	1	98	
3	3	Mar/22/12	-	-	-	-	
	3.1		Jun/30/12	Flushing.	-	-	100
	3.2		Jul/04/12	Flushing.	-	-	4
	3.3		Jul/11/12	Atascamiento del rotor.	F.P	1	7
4	Jul/12/12	May/24/13	Cuerpo de la varilla presenta fractura por constante contacto con la tubería.	F.P	12	316	
5	Jun/05/13	Feb/15/14	El elastómero del estator presenta hinchamiento	F.P	14	255	
6	Mar/01/14	May/16/14	Excesiva vibración de la tubería de producción.	F.P	24	76	
7	Jun/09/14	Jul/22/14	Excesiva vibración de la tubería de producción.	F.P	23	43	



**Tabla 7. (Continuación)**

Corrida	F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O
8	Ago/14/14	Oct/01/14	Desconexión de las varillas en las uniones.	F.S	5	48
9	Oct/06/14	Dic/16/14	Desconexión de las varillas en las uniones.	F.S	15	71
10	Dic/31/14	Abr/14/15	Cuerpo de la varilla partida por corrosión y rozamiento generalizado.	F.P	177	104
11	Oct/08/15	May/03/17	Reemplazo proactivo del cabezal de la bomba para evitar posibles futuras fallas.	-	-	573
12	May/03/17	Jul/30/17	Falla en la bomba.	F.S	13	88
13	Ago/12/17	Nov/01/18	Operando		446	
<b>TOTAL DE DIAS NO OPERATIVOS</b>				<b>286</b>		
<b>TOTAL DE DIAS OPERATIVOS</b>				<b>2646</b>		

**Fuente:** Elaboración propia.

Con base a la **Tabla 7** se analiza que durante los 8 años y 10 días que ha estado el sistema PCP implementado en el pozo, en 2646 días o 7 años, 2 meses y 30 días ha estado en realidad operando efectivamente en el pozo y 286 días o 9 meses y 12 días ha estado por fuera de operación debido a fallas o problemas presentados en el sistema. Lo que equivale a que el pozo estuvo un **9.75%** del total del tiempo por fuera de servicio sin producir petróleo y un **90.25 %** del tiempo global bajo operación y producción donde la inyección de agua o aire a alta presión a la tubería de producción (flushing) fue la primordial causa para intervenciones con 29% (5 intervenciones) seguido de las fallas por varillas 24% (4 intervenciones) del global de intervenciones (17) (**Gráfica 5**).

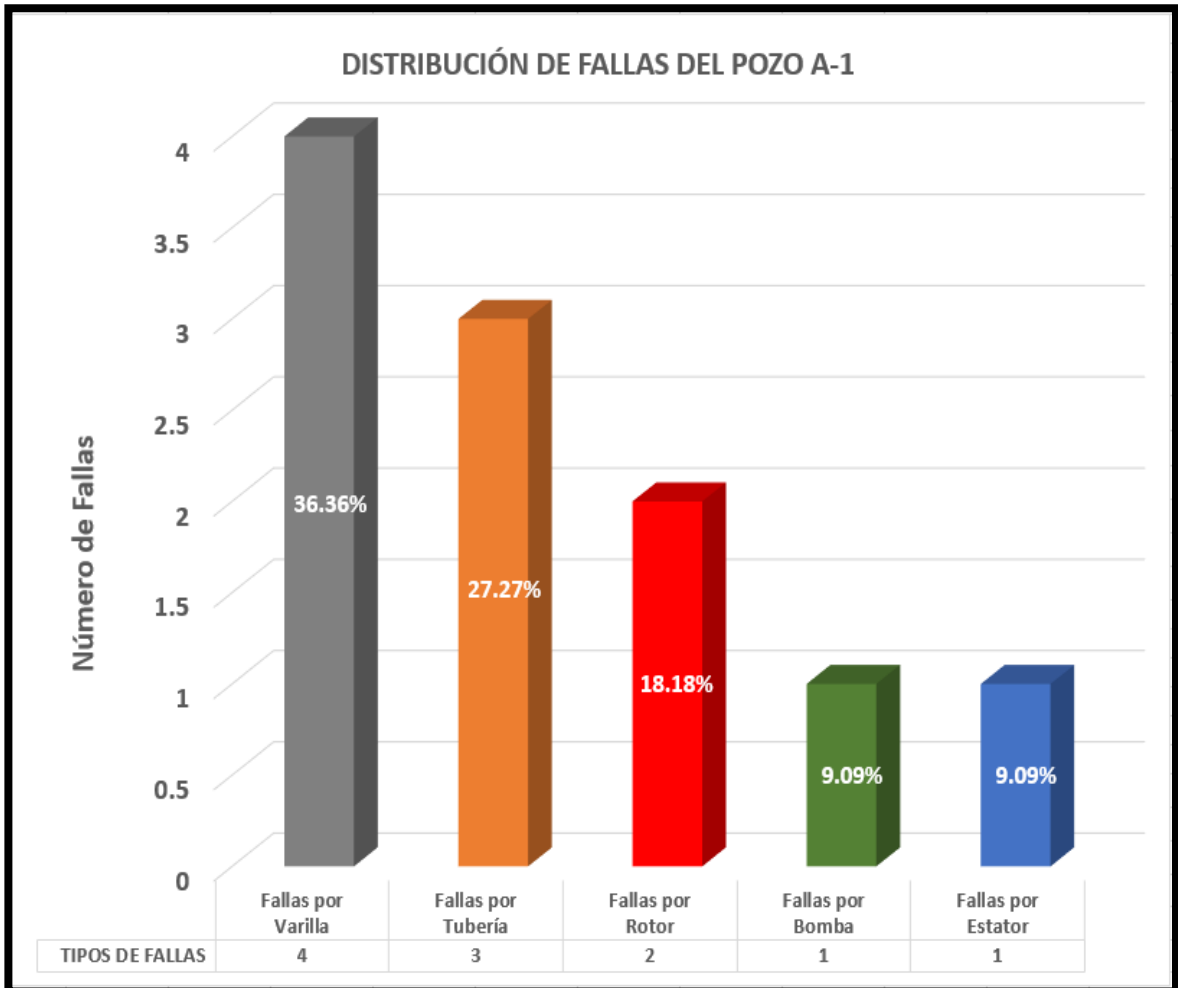
**Gráfica 5.** Causas para intervenir el pozo A-1 entre los años 2010 a 2018.



**Fuente:** Elaboración propia.

Asimismo, se puede observar en la anterior **Gráfica 5** que el pozo A-1 ha tenido una gran cantidad de problemas o fallas relacionados a diferentes componentes del sistema PCP. Mediante un diagrama de barras se organizan las fallas respecto a su tipo como se puede observar en la **Gráfica 6**.

**Gráfica 6.** Distribución de fallas del pozo A-1.

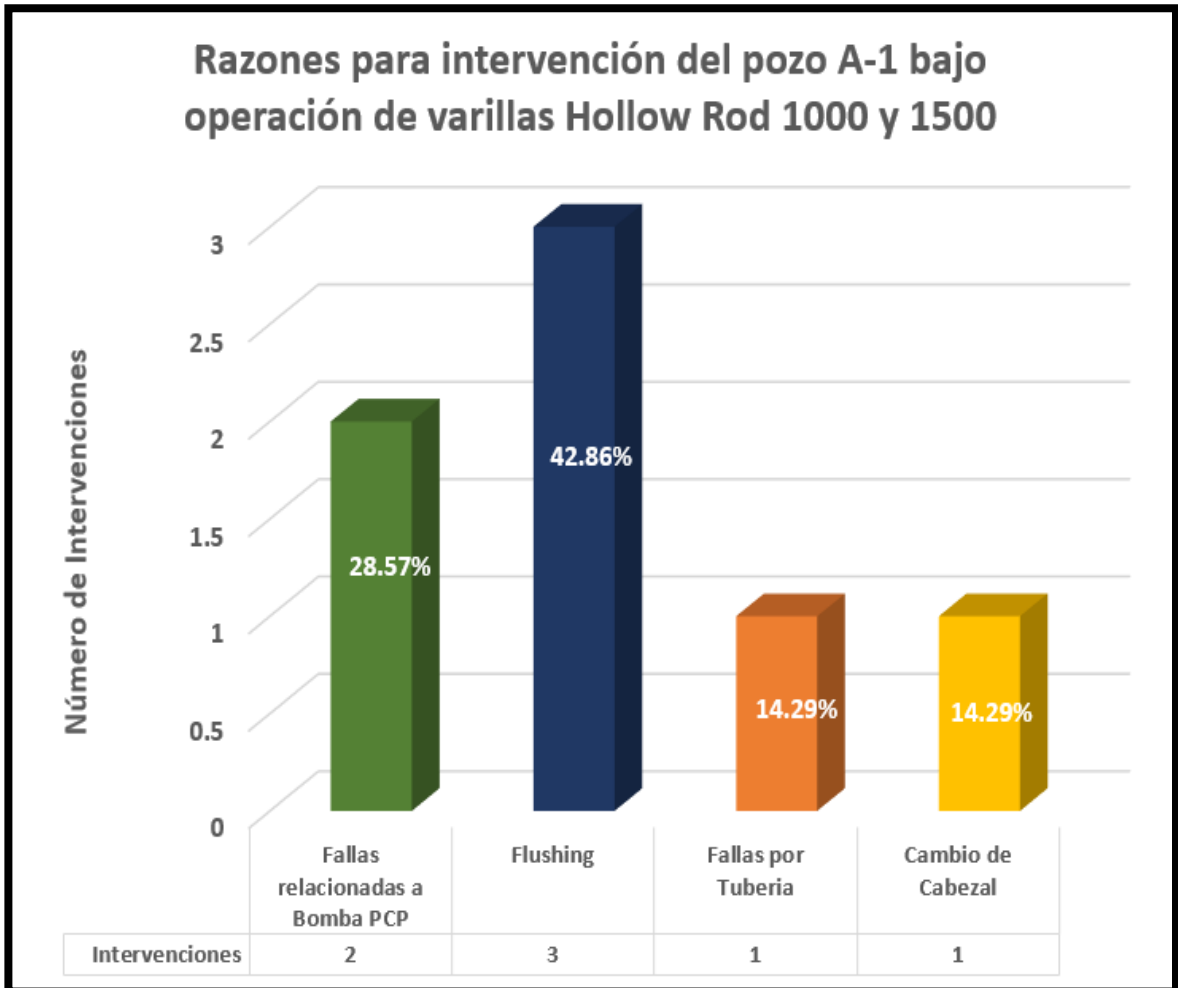


**Fuente:** Elaboración propia.

A través de la anterior **Gráfica 6** es posible analizar que del total de once (11) fallas reportadas en este pozo, el 63.64% de las fallas se han dado a raíz de fallas en la tubería y en la varilla del sistema PCP siendo ésta última la que mayor problemas ha generado con un total de cuatro (4) incidencias. Mediante la **Gráfica 7** y **Gráfica 8** se comparan las configuraciones de sartas de varillas Hollow Rod y varilla continua COROD las cuales se encontraban previamente instaladas en el pozo A-1.

Estas gráficas se realizan con el fin de obtener un panorama de la viabilidad de operar con cada una estas tecnologías en este pozo ya que, al tener una mayor cantidad de intervenciones de pozos, se generan mayores costos de operación y menor viabilidad de implementación.

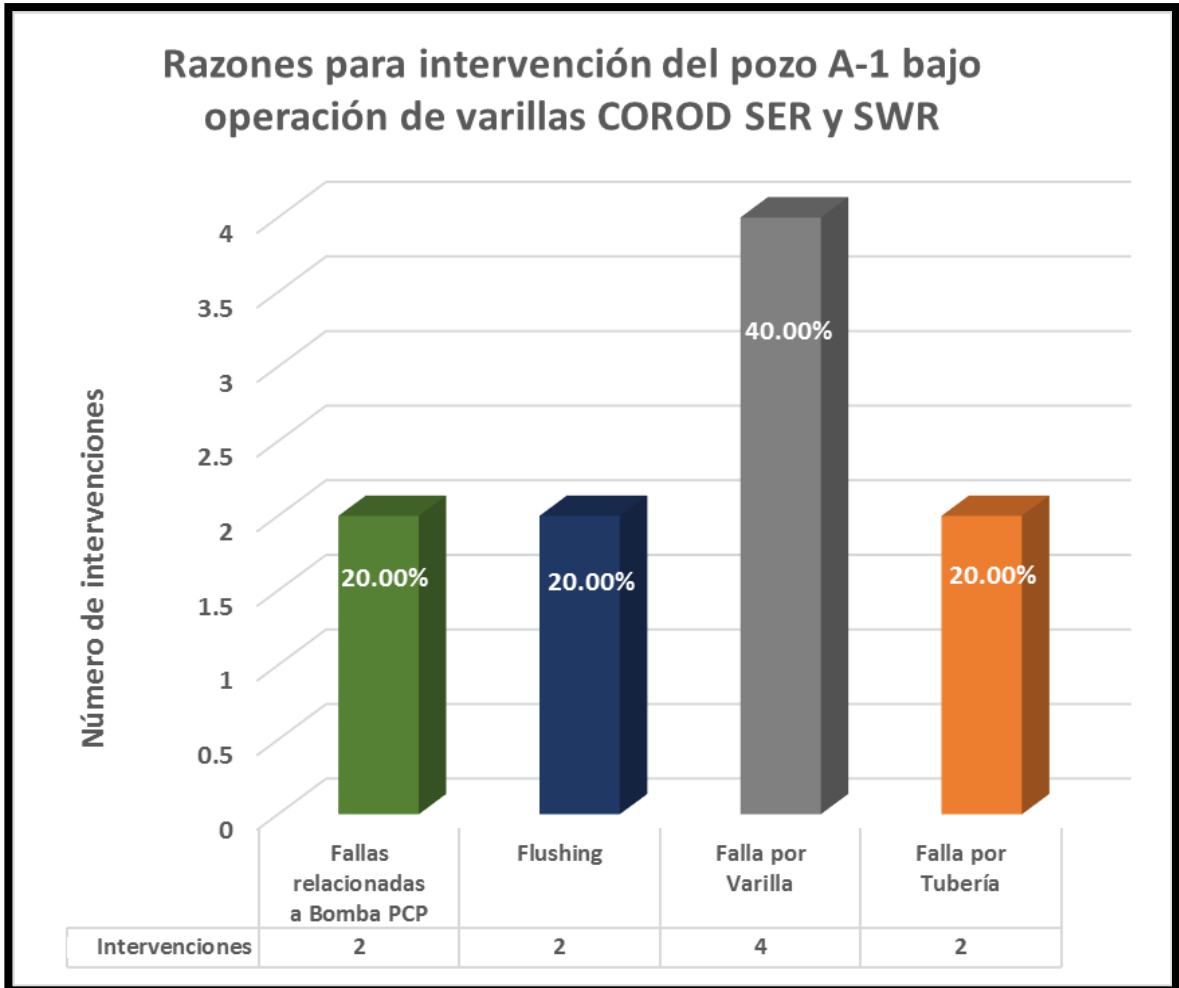
**Gráfica 7.** Intervenciones del pozo A-1 bajo operación de varillas Hollow Rod.



**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de esta **Gráfica 7** es posible observar que la principal intervención del pozo A-1 durante la operación de las varillas huecas, con un promedio de 42.86% sobre el total de las siete (7) intervenciones hechas al pozo, es debido a la inyección de agua o aire a alta presión al canal hueco que este diseño de varillas posee en su interior (flushing). Este proceso se realiza fundamentalmente debido a los constantes taponamientos que este canal presenta a causa de la arena y gas que el pozo se encuentra produciendo. Por otra parte, el segundo generador de intervenciones al pozo con 28.57%, son las fallas relacionadas a la bomba que al detalle consisten en el desgaste normal del rotor y en una falla general del sistema de la bomba.

**Gráfica 8.** Intervenciones del pozo A-1 bajo operación de varillas continuas COROD.



**Fuente:** Elaboración propia.

La **Gráfica 8** muestra que en el caso de las varillas continuas COROD la causa que más generó operaciones de WorkOver fueron las fallas por varilla con un 40% sobre el total de diez (10) intervenciones hechas al pozo mientras operaban este tipo de varillas continuas. En este caso dos de los sucesos de las fallas de las varillas están relacionadas a la fractura de los cuerpos de estas mientras que las otras dos fallas se deben a desconexiones de las varillas en las uniones. En cuanto a las fallas relacionadas a bomba PCP estas fueron a causa de un atascamiento del rotor e hinchamiento del elastómero.

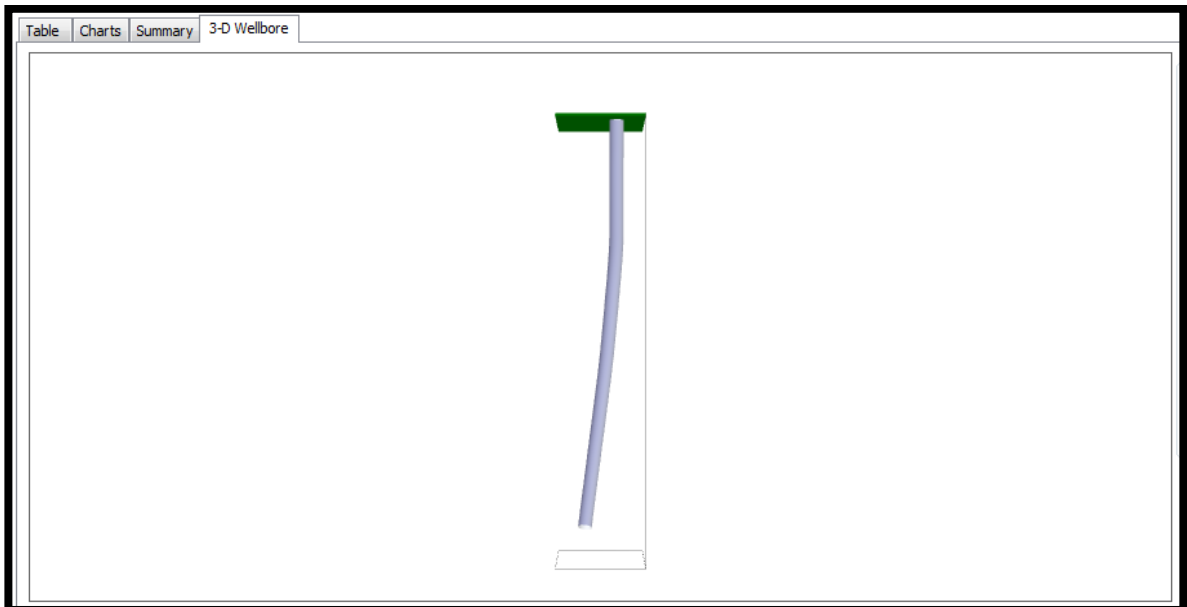
Por último, cabe resaltar que el sistema de sarta de varillas Drive Rod que actualmente se encuentra operando hasta la fecha de análisis de fallas (01 de Noviembre de 2018) no ha presentado ningún tipo de problemas o fallas en el pozo

A-1 y es por esta razón que no se presenta ninguna gráfica de intervención respectiva.

### 3.3 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-2

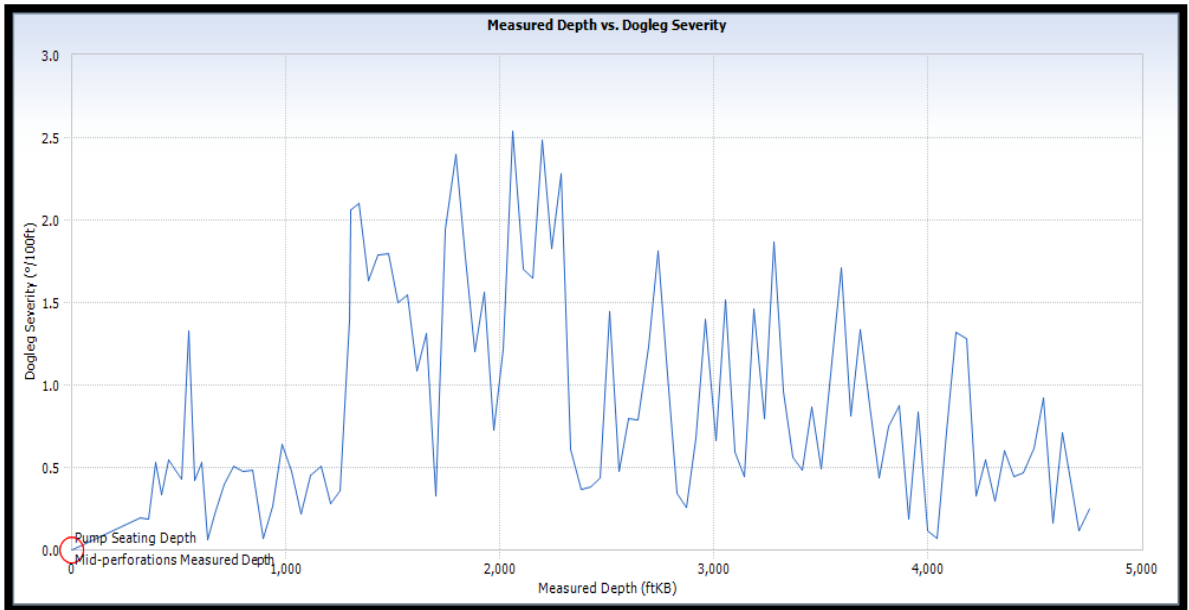
El pozo A-2 es un pozo desviado Tipo J, que alcanza una profundidad total de 4756 MD. Las **gráficas 9 y 10** muestran el perfil de la trayectoria del pozo y el Dog Leg Severity (DLS) respectivamente.

**Gráfica 9.** Trayectoria del pozo A-2.



**Fuente:** C-FER Technologies. PC- PUMP Software. Modificado por los autores.

**Gráfica 10.** Dog Leg Severity del pozo A-2.



**Fuente:** C-FER Technologies. PC- PUMP Software. Modificado por los autores.

Por otra parte, el pozo se encuentra revestido con casing de 7 pulgadas desde superficie hasta 4756 ft MD mientras que la tubería de producción se instaló desde superficie hasta una profundidad de 3901 ft MD. Este a su vez tiene la zona cañoneada entre las profundidades de 3804 - 3996 ft. Finalmente, el **ANEXO K** detalla esta y otra información del estado mecánico actual del pozo para mayor información.

Ahora bien, desde su inicio de su operación (24 de Agosto de 2009) el pozo fue completado con un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas (PCP) y hasta la fecha de análisis de fallas (01 de Noviembre 2018) ha tenido un total de trece (13) corridas. Dentro de estas corridas se utilizaron varillas convencionales API tipo 96, varillas continuas ProRod 970 y 960 además de también utilizar varillas COROD SWR y SER. Finalmente las últimas varillas en instalarse en el pozo fueron las Drive Rods® las cuales a la fecha de corte de análisis de fallas seguían en funcionamiento en el pozo.

**3.3.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-2.** El pozo A-2 inició su operación el 24 de Agosto de 2009 y hasta el 01 de Noviembre 2018, el pozo ha tenido un total de trece (13) corridas. Cada una de estas corridas se ha producido por diferentes problemas o fallas que se han presentado durante la operación del sistema. A continuación, la **Tabla 8** presenta las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en cada corrida en el caso de este pozo y a su vez, la **Tabla 9** expone la historia de operación de cada corrida correspondiente:

**Tabla 8.** Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-2.

CORRIDA	CLASE DE VARILLA
1	CONVENCIONAL TIPO 96
2	PRO ROD 970
3	PRO ROD 970
4	PRO ROD 970
5	COROD SWR
6	COROD SWR
7	COROD SWR
8	COROD SER
9	COROD SER
10	PRO ROD 960
11	PRO ROD 960
12	PRO ROD 960
13	DRIVE ROD 97

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Tabla 15** se expone la historia de operación de cada corrida. Esta historia incluye la fecha de instalación y arranque (F.I.A), la fecha de parada, razón de parada, clasificación de falla (C.F) y los días no operativos (D.N.O) y operativos (D.O) que se presentan en cada corrida correspondiente del pozo.



**Tabla 9.** Historia de operación del Pozo A-2.

Corrida	F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O
1	Ago/24/09	Dic/27/09	Falla en tubería.	F.S	1	125
2	2	Dic/28/09	-	-	-	-
	2.1	Dic/28/09	Otro.	-	-	-
	2.2	Jul/06/10	Flushing.	-	-	190
	2.3	Jul/31/10	Flushing.	-	-	25
	2.4	Ago/27/11	Rotor atascado por arena	F.P	1	392
3	Ago/28/11	May/30/12	Rotor atascado por arena.	F.P	1	276
4	May/31/12	Ago/14/12	Cuerpo de la varilla corroído por fluidos del yacimiento.	F.P	1	75
5	Ago/15/12	Sep/30/12	Rotor atascado por arena.	F.P	1	46
6	Oct/01/12	Mar/05/13	Falla en el cuerpo de la tubería.	F.S	267	155
7	Nov/27/13	Nov/27/13	Cambio de equipos de superficie por presión anormal de descarga.	-	2	-
8	Nov/29/13	Dic/20/13	El elastómero del estator presenta hinchamiento por producción de gas libre.	F.P	9	21
9	9	Dic/29/13	-	-	-	-
	9.1	May/01/14	Cambio de equipos de superficie por presión anormal de descarga.	-	-	123

**Tabla 9. (Continuación)**

Corrida	F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O	
9.2		Jul/31/14	Cambio de equipos de superficie por presión anormal de descarga.	-	-	91	
	9.3		May/09/15	Cuerpo de la tubería partida.	F.S	30	282
10	10	Jun/08/15	-	-	-	-	
	10.1		Oct/08/15	Cabezal de PCP dañado.	-	-	122
	10.2		Oct/12/15	Varilla partida	F.S	2	4
11	Oct/14/15	Oct/28/15	Varilla partida por atascamiento con arena.	F.P	12	14	
12	Nov/09/15	Jul/18/16	Cuerpo de la tubería desgastado por construcción del pozo.	F.P	16	252	
13	Ago/03/16	Nov/01/18	Operando		820		
<b>TOTAL DE DIAS NO OPERATIVOS</b>					<b>343</b>		
<b>TOTAL DE DIAS OPERATIVOS</b>					<b>3013</b>		

**Fuente:** Elaboración propia.

Con base a la **Tabla 15** se analiza que durante los 9 años, 2 meses y 9 días que ha estado el sistema PCP implementado en el pozo, en 3013 días o 8 años, 2 meses y 31 días ha estado en realidad operando efectivamente en el pozo y 343 días o 11 meses y 8 días ha estado por fuera de operación debido a fallas o problemas presentados en el sistema. Lo que equivale a que el pozo estuvo un **10.22%** del total del tiempo por fuera de servicio sin producir petróleo y un **89.78%** del tiempo global bajo operación y producción donde las razones principales de intervenciones son los cambios de equipos de superficie (daño del cabezal, ruptura de correas, pega de stuffing box entre otras) con un 22% (4 intervenciones) empatado con el mismo porcentaje por las fallas por tubería. Cabe destacar que el global de intervenciones a la fecha de corte de análisis en el caso de este pozo fue de 18 en total (**Gráfica 11**).

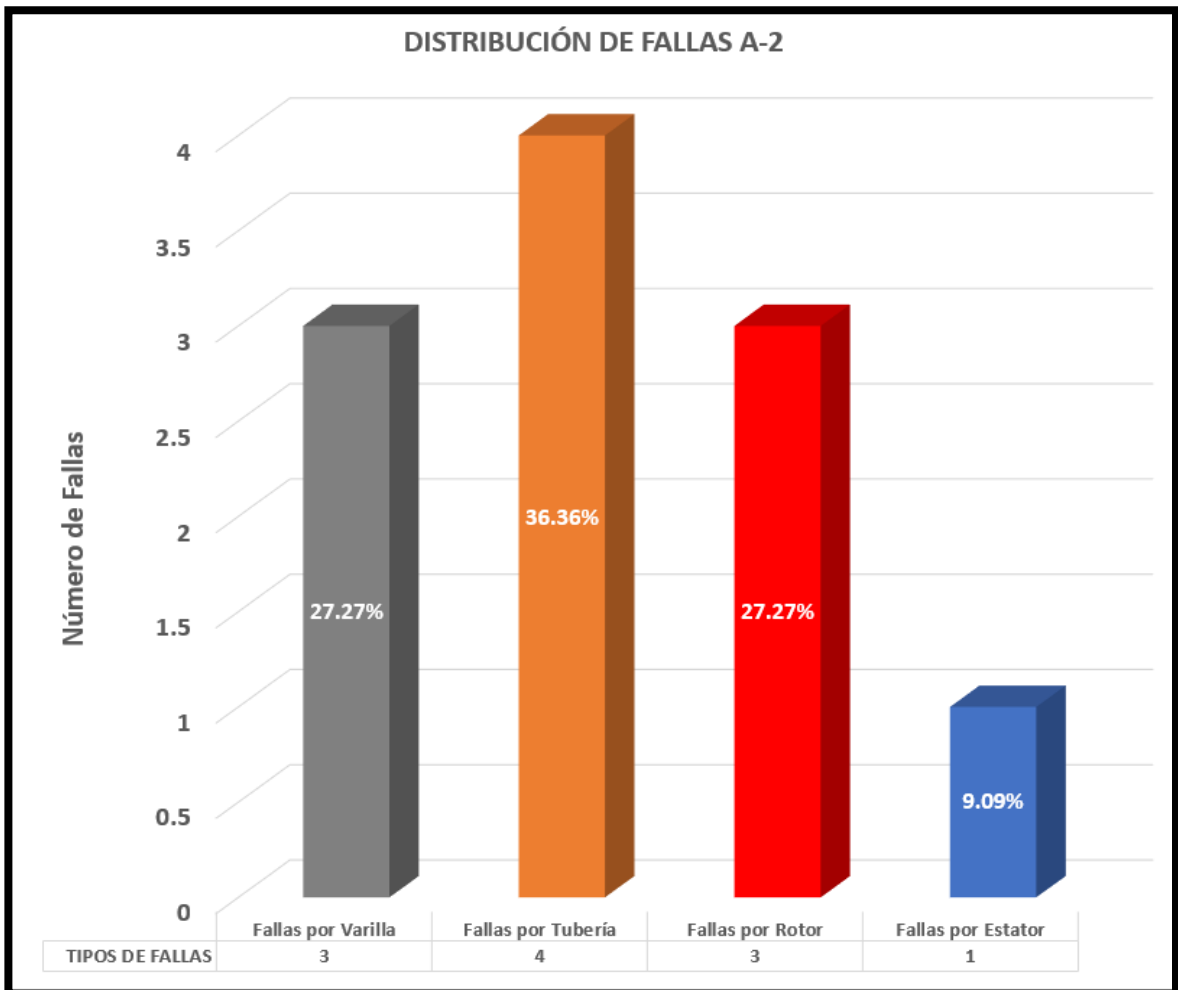
**Gráfica 11.** Causas para intervenir el pozo A-2 entre los años de 2010 y 2018.



**Fuente:** Elaboración propia.

De manera análoga la **Gráfica 12.** Distribución de fallas del pozo A-2. organiza estas fallas respecto a los diferentes componentes del sistema PCP para un mejor entendimiento:

**Gráfica 12.** Distribución de fallas del pozo A-2.

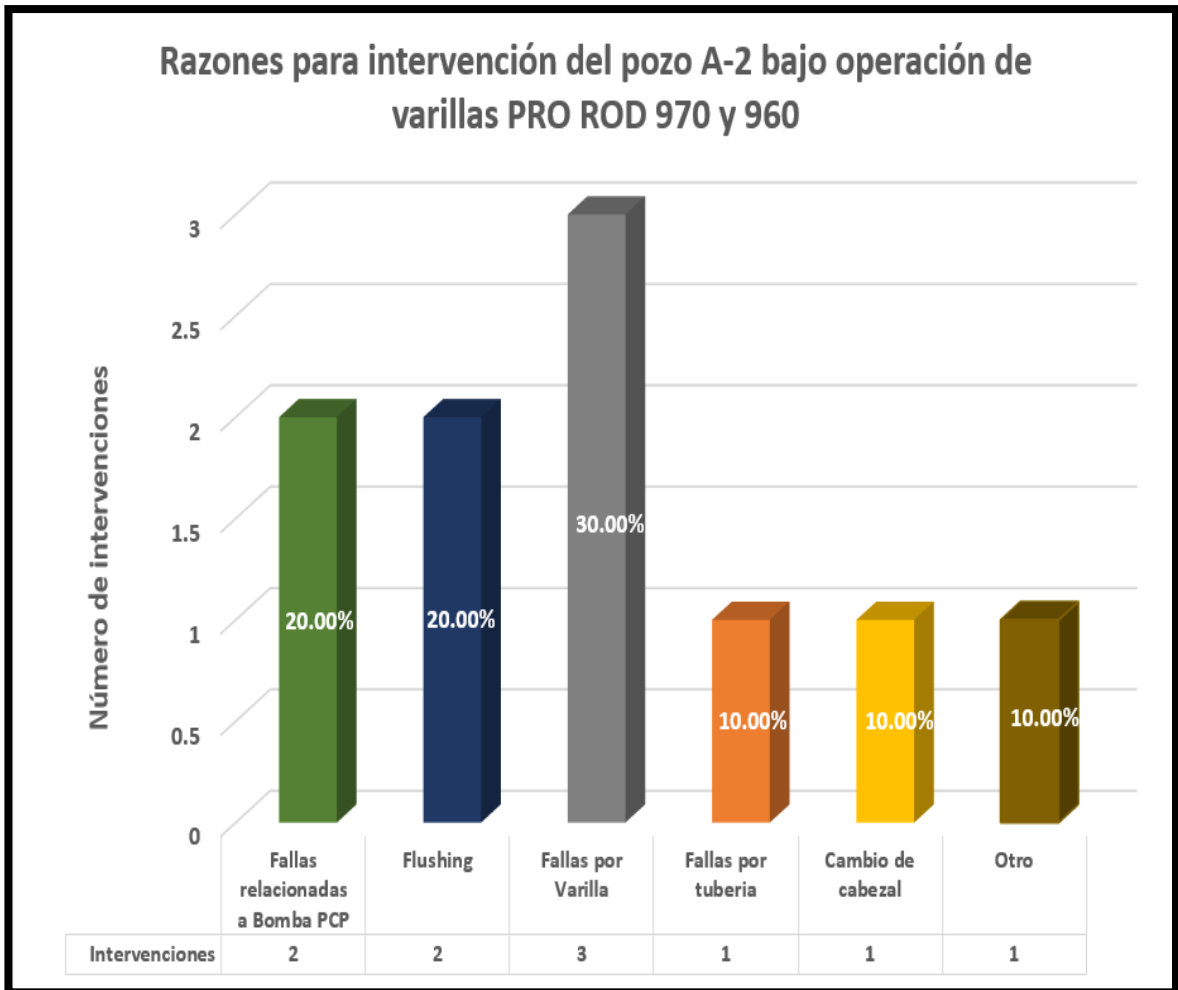


**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la anterior **Gráfica 12** es posible analizar que del total de once (11) fallas reportadas en este pozo, el 36.36% de las fallas pertenece a las fallas en la tubería (4) seguidas de las fallas por varillas y por rotor con un porcentaje de incidencia del 27.27%. Del mismo modo, la **Gráfica 13** y **Gráfica 14** comparan las configuraciones de sarta de varillas continuas ProRod y continuas COROD las cuales previamente se encontraban instaladas en el pozo A-2.

Es de resaltar que la varilla API convencional fue solamente usada en la primera corrida de este pozo y la primera y única falla que presentó este sistema fue una generada por la tubería y posteriormente se decidió pasar al sistema ProRod 970. Al ser esta tecnología corrida solamente una vez en el pozo por tan poco tiempo y presentar por ende solo un problema se decide no presentar la correspondiente gráfica de intervenciones ya que no se considera representativa la muestra.

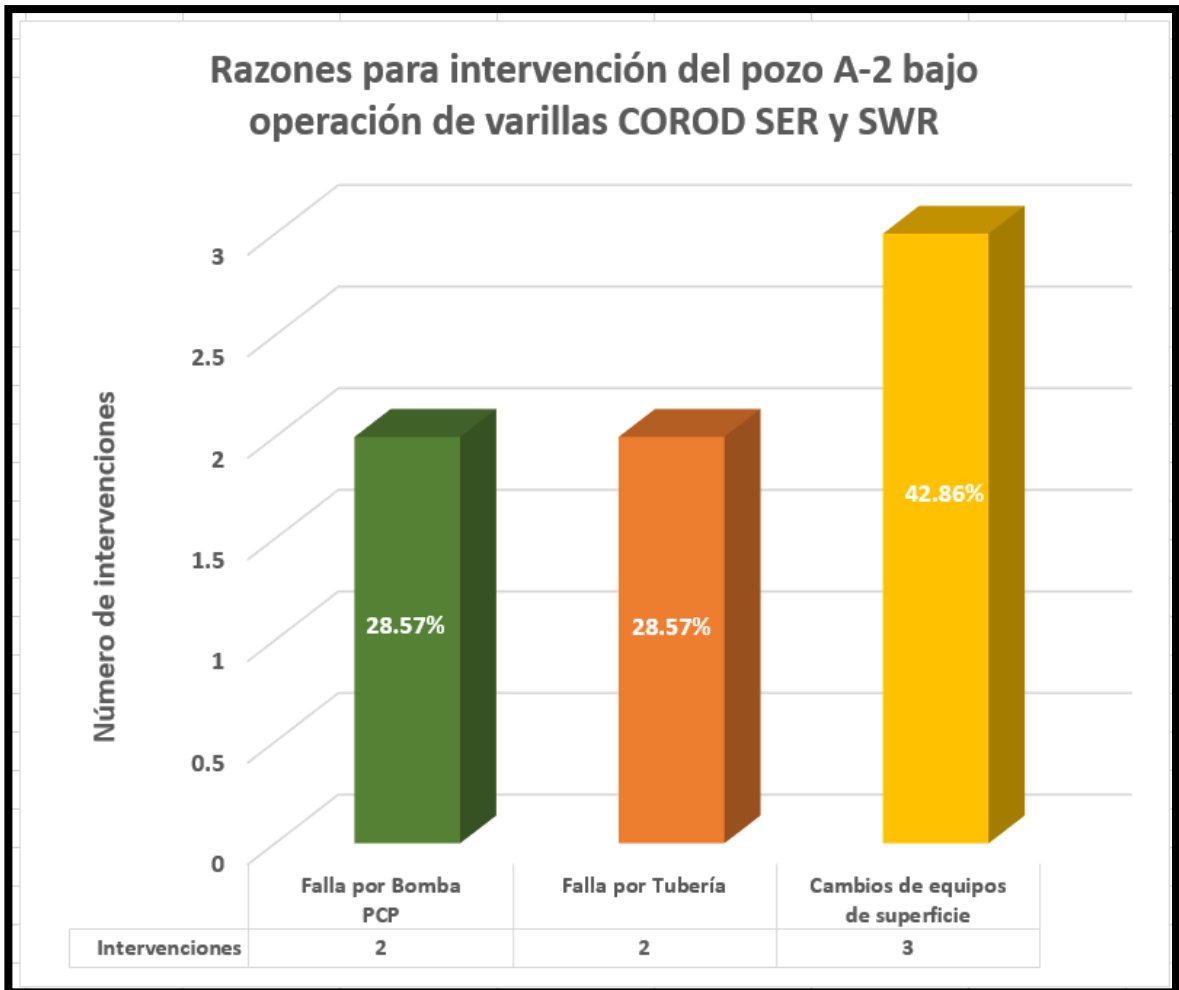
**Gráfica 13.** Intervenciones del pozo A-2 bajo operación de varillas continuas ProRod 970 y 960.



**Fuente:** Elaboración propia.

Mediante la **Gráfica 13** se aprecia que la principal intervención del pozo A-2 durante la operación de las varillas continuas ProRod es a raíz de las fallas relacionadas directamente con estas mismas, teniendo un promedio de incidencia de 30.00 % sobre el total de las diez (10) intervenciones hechas al pozo. Por otra parte, las fallas relacionadas a la bomba PCP generadas por dos daños por atascamiento del rotor y el procedimiento de flushing se encuentran empatados en el caso de esta tecnología con 20.00% de incidencia de fallas.

**Gráfica 14.** Intervenciones del pozo A-2 bajo operación de varillas continuas COROD.



**Fuente:** Elaboración propia.

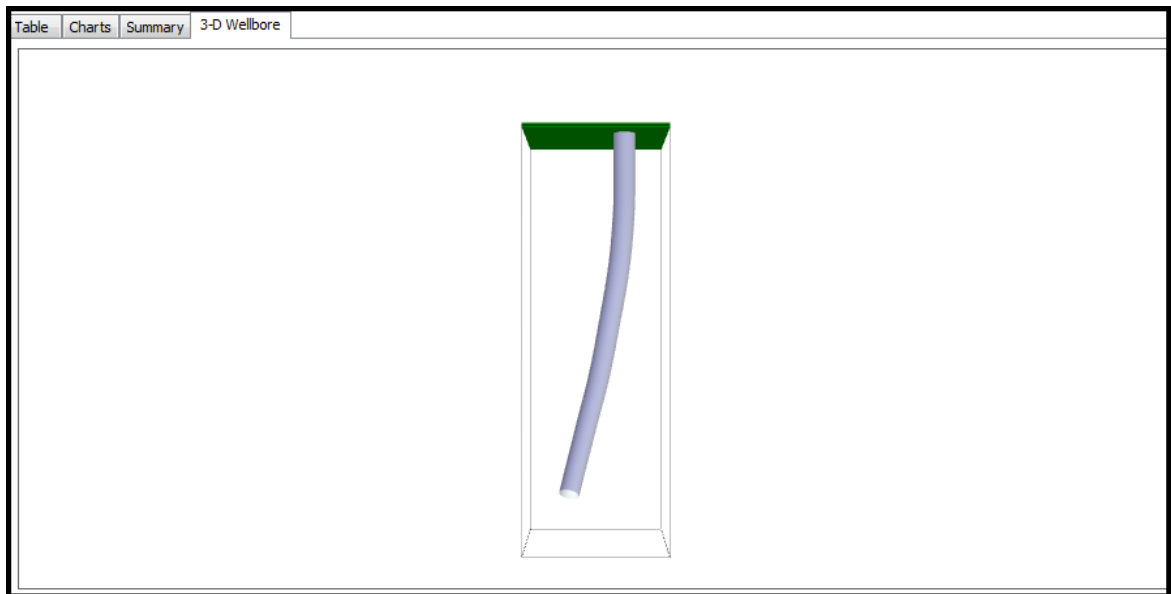
A su vez, la **Gráfica 14** muestra que en el caso de las varillas continuas COROD la causa que más generó operaciones de WorkOver y/o Well Service fueron los cambios de equipos de superficie con un 42.86 % sobre el total de siete (7) intervenciones hechas al pozo mientras operaban este tipo de varillas continuas. En este caso el cambio de equipos de superficie hace referencia a daños en el cabezal, ruptura de correas y pega de stuffing box. En cuanto a las fallas por bomba estas se generaron por atascamiento del rotor por arena.

Finalmente, al igual que en el anterior pozo, hasta la fecha de análisis de fallas (01 de Noviembre de 2018) el sistema de sarta de varillas Drive Rod es el que actualmente se encuentra operando y asimismo no ha presentado ningún tipo de problemas o fallas en el pozo A-2 y es por esta razón que no se presenta ninguna gráfica de intervención respectiva.

### 3.4 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-3

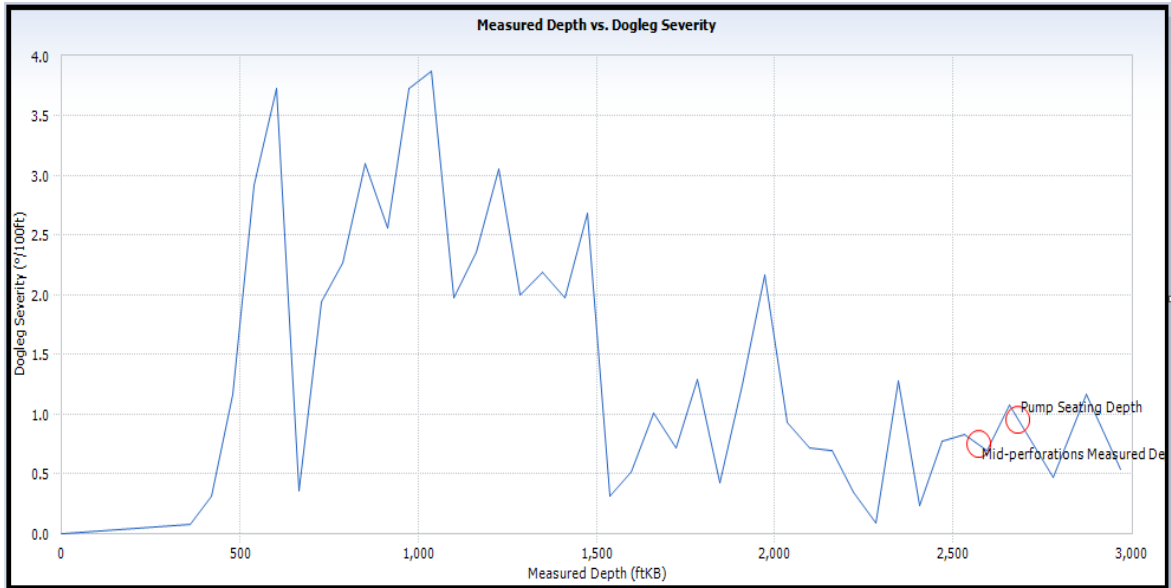
El pozo A-3 es un pozo desviado tipo J. Las **gráficas 15 y 16** muestran el perfil de la trayectoria del pozo y el Dog Leg Severity (DLS) respectivamente. La información del estado mecánico del pozo junto con sus intervalos de producción no fue posible obtenerla por parte de la empresa soporte y es por esto que no se presenta en la descripción de este pozo.

**Gráfica 15.** Trayectoria del pozo A-3.



**Fuente:** C-FER Technologies. PC- PUMP Software. Modificado por los autores.

**Gráfica 16.** Dog Leg Severity del pozo A-3.



**Fuente:** C-FER Technologies. PC- PUMP Software. Modificado por los autores.

El pozo se encuentra revestido con casing de 7 pulgadas y desde su inicio de operación (08 de febrero de 2008) el pozo fue completado con un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas (PCP) y ha tenido un total de 11 corridas hasta el (01 de Noviembre 2018). Dentro de estas corridas se utilizaron varillas convencionales (UHS) y N97, varillas continuas COROD SWR además de también utilizar varillas PRO ROD 960. Finalmente las ultimas varillas en instalarse en el pozo fueron las Drive Rods® las cuales a la fecha de corte de análisis de fallas seguían en funcionamiento en el pozo.

**3.4.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-3.** El pozo A-3 inició su operación el 08 de febrero de 2008 y hasta el 01 de Noviembre de 2018 el pozo ha tenido un total de once (11) corridas. Cada una de estas corridas se ha producido por una serie de problemas o fallas que se han presentado durante la operación del sistema. A continuación, la **Tabla 16** presenta las diferentes tecnologías (descritas previamente en el **Capítulo 2**) para cada una de las sartas de varillas utilizadas en cada corrida de este pozo.



**Tabla 10.** Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-3.

<b>CORRIDA</b>	<b>CLASE DE VARILLA</b>
<b>1</b>	CONVENCIONAL TIPO 97
<b>2</b>	CONVENCIONAL TENARIS (UHS)
<b>3</b>	CONVENCIONAL TENARIS (UHS)
<b>4</b>	CONVENCIONAL TENARIS (UHS)
<b>5</b>	CONVENCIONAL TENARIS (UHS)
<b>6</b>	CONVENCIONAL TIPO 97
<b>7</b>	CONVENCIONAL TIPO 97
<b>8</b>	COROD SWR
<b>9</b>	COROD SWR
<b>10</b>	PRO ROD 960
<b>11</b>	DRIVE ROD 97

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Tabla 11** se expone la historia de operación de cada una de las corridas. Esta historia incluye la fecha de instalación y arranque (F.I.A), la fecha de parada, razón de parada, clasificación de falla (C.F) y los días no operativos (D.N.O) y operativos (D.O) que se presentan en cada corrida correspondiente del pozo.

**Tabla 11.** Historia de operación del Pozo A-3.

Corrida	F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O	
1	Feb/08/08	May/22/08	Falla en el cuerpo de la tubería.	F.S	1	104	
2	May/23/08	Jun/12/08	Cuerpo de la varilla presenta fractura.	F.S	1	20	
3	Jun/13/08	Sep/26/08	Falla en el cuerpo de la tubería.	F.S	1	105	
4	Sep/27/08	Nov/22/08	Falla en el cuerpo de la tubería.	F.S	1	56	
5	Nov/23/08	Jul/19/09	Falla en el cuerpo de la tubería.	F.S	1	238	
6	Jul/20/09	Dic/01/09	Falla en el cuerpo de la tubería.	F.S	1	134	
7	Dic/02/09	Ago/05/11	Varilla presenta fractura en las conexiones.	F.S	1	611	
8	Ago/06/11	Dic/09/11	Shear Coupling de la sarta de varillas presenta fractura.	F.S	1	125	
9	9	Dic/10/11	-	-	-	-	
	9.1		Ene/06/13	Cambio de equipos de superficie por presión anormal de descarga.	-	-	393
	9.2		Dic/22/13	Flushing.	-	-	350

**Tabla 11. (Continuación)**

Corrida		F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O
	9.3		Dic/23/13	El elastómero del estator presenta desgaste.	F.P	26	1
10		Ene/18/14	Ene/18/15	Cuerpo de la varilla presenta fractura por constante fricción con la tubería.	F.P	8	365
	11	Ene/26/15		-	-	-	
11	11.1		Abr/05/17	Flushing	-	-	800
	11.2		Nov/01/18	Operando		575	
<b>TOTAL DE DIAS NO OPERATIVOS</b>					<b>43</b>		
<b>TOTAL DE DIAS OPERATIVOS</b>					<b>3877</b>		

**Fuente:** Elaboración propia.

Con base a la **Tabla 17** se analiza que durante los 10 años, 8 meses y 23 días que ha estado el sistema PCP implementado en el pozo, en 3877 días o 10 años, 7 meses y 12 días ha estado en realidad operando efectivamente en el pozo y 42 días o 1 mes y 11 días ha estado por fuera de operación debido a fallas o problemas presentados en el sistema. Lo que equivale a que el pozo estuvo un **1.07%** del total del tiempo por fuera de servicio sin producir petróleo y un **98.93 %** del tiempo global bajo operación y producción donde la razón principal de intervención fueron las fallas en las tuberías de producción con 38% (5 intervenciones) seguido por las fallas en las varillas 31% (4 intervenciones) del global de intervenciones (13) (**Gráfica 17**).

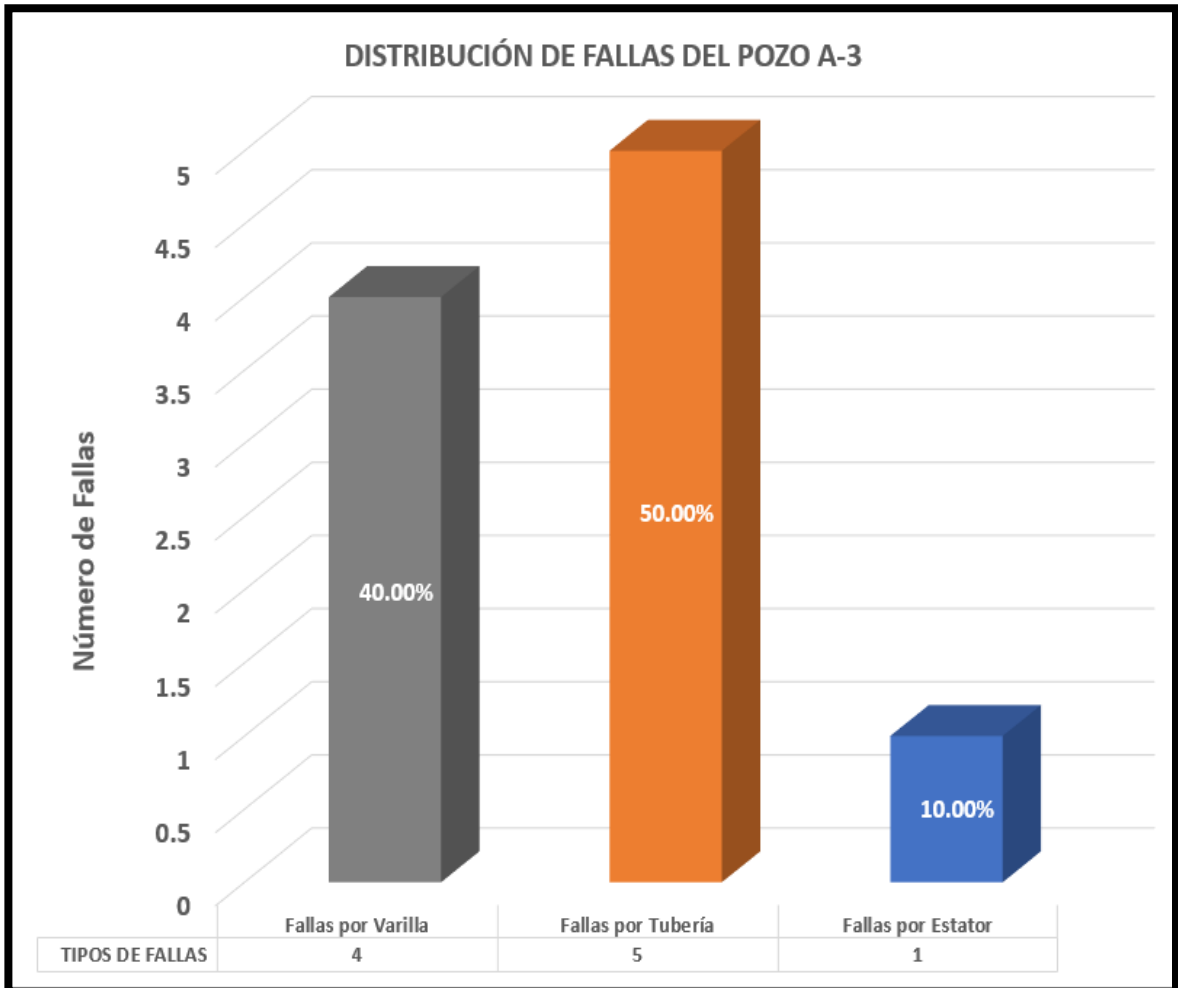
**Gráfica 17.** Causas para intervenir el pozo A-3 entre los años 2008 a 2018.



**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la anterior **Gráfica 17** es posible observar que el pozo A-3 ha tenido una gran cantidad de problemas o fallas relacionados a diferentes componentes del sistema PCP. Mediante el siguiente diagrama de barras (**Gráfica 18**) se organizan las fallas respecto a su tipo.

**Gráfica 18.** Distribución de fallas del pozo A-3.

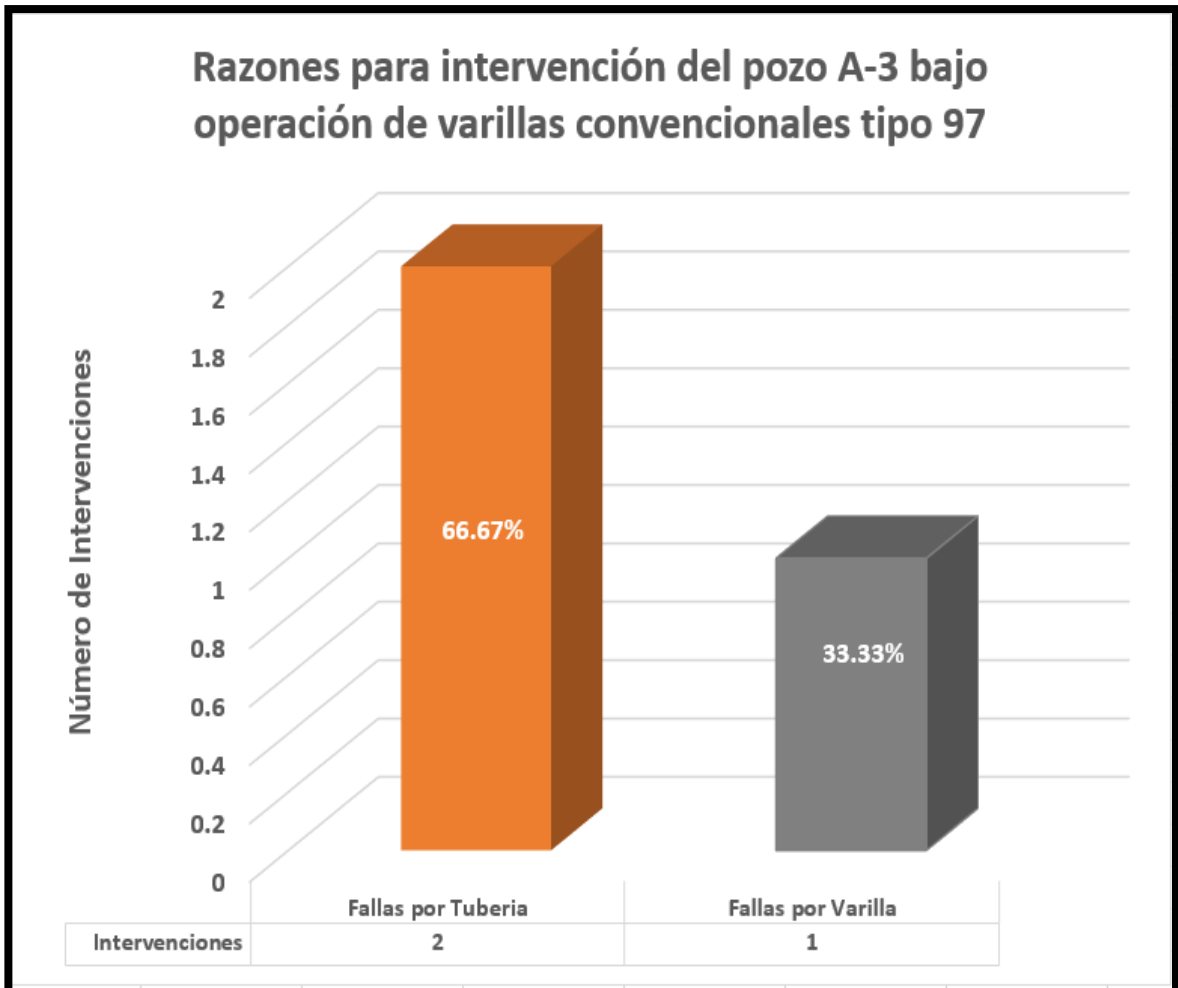


**Fuente:** Elaboración propia.

A través de la anterior **Gráfica 18** es posible analizar que del total de diez (10) fallas reportadas en la operación de este pozo, el 90% de las fallas se han dado a raíz de fallas en la tubería y en la varilla del sistema PCP. Mediante la **Gráfica 19**, **Gráfica 20**, **Gráfica 21** se comparan las configuraciones de sartas de varillas convencional tipo 97, varilla continua COROD SWR y varilla convencional Tenaris (UHS) las cuales se encontraban anteriormente instaladas en el pozo A-3.

Las siguientes gráficas se realizan para obtener un panorama de la viabilidad de la aplicación de cada una de estas tecnologías tal y como menciono en los anteriores pozos.

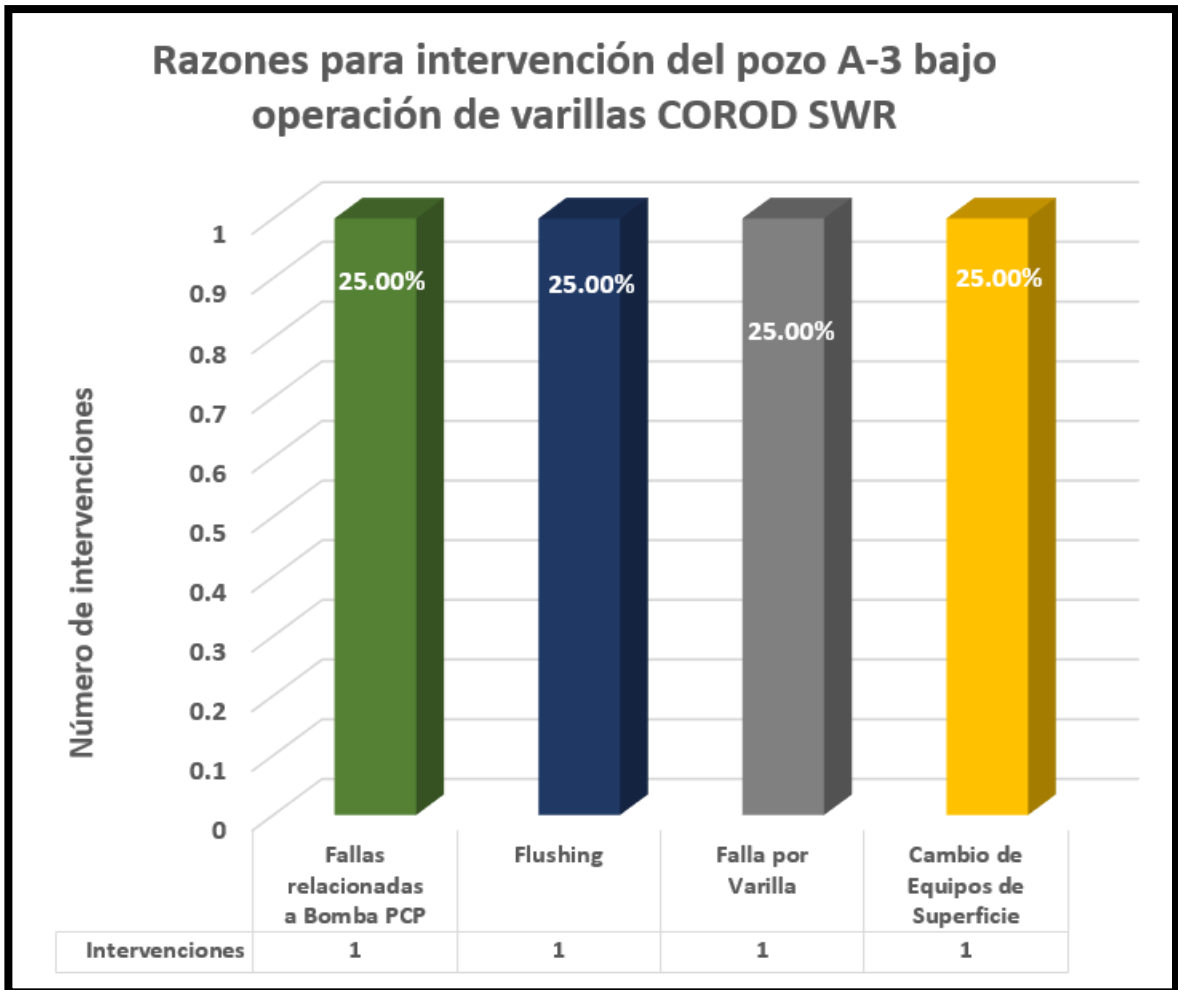
**Gráfica 19.** Intervenciones del pozo A-3 bajo operación de varillas convencionales tipo 97.



**Fuente:** Elaboración propia.

A través de la **Gráfica 19** es posible observar que la principal intervención del pozo A-3 durante la operación de las varillas convencionales tipo 97, con un promedio de 66.67% sobre el total de las tres (3) intervenciones hechas al pozo, es debido a las fallas presentadas en las tuberías. Por otra parte, el otro generador de intervención al pozo con 33.33%, es la falla relacionada a la fractura de las varillas de producción.

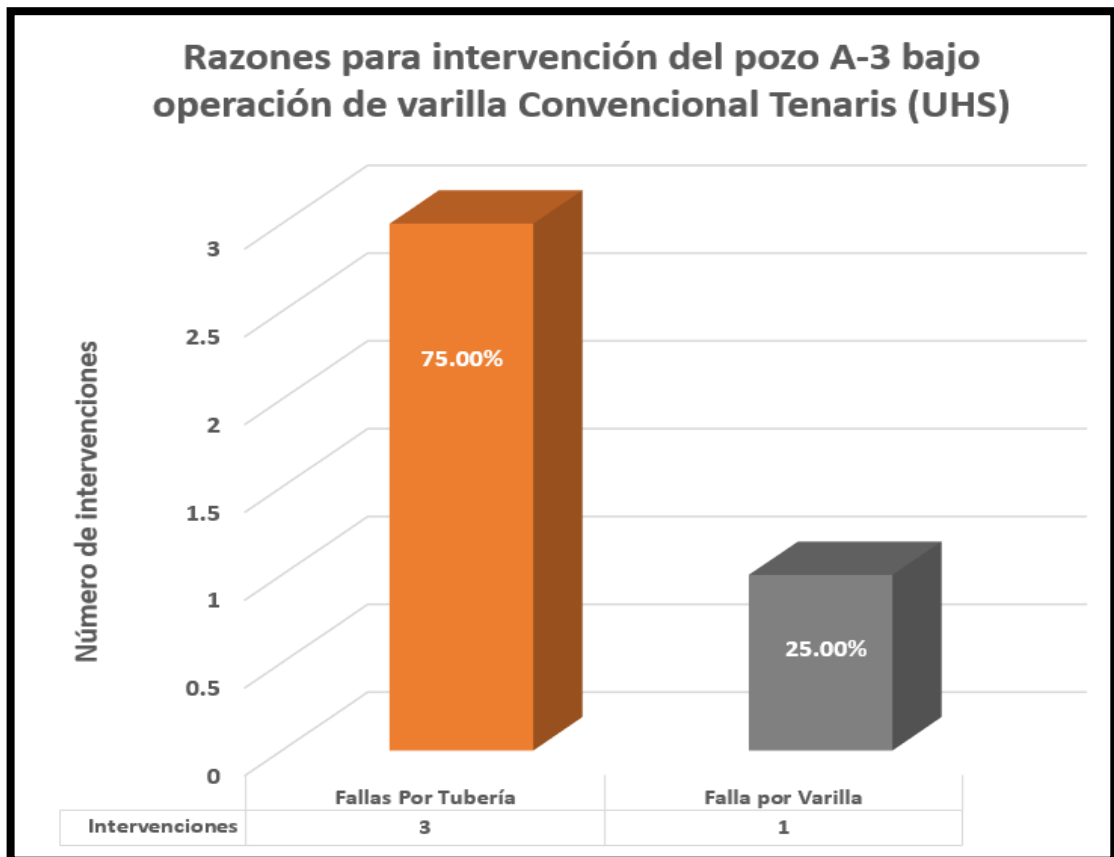
**Gráfica 20.** Intervenciones del pozo A-3 bajo operación de varillas continuas COROD SWR.



**Fuente:** Elaboración propia.

La **Gráfica 20** muestra que en el caso de las varillas continuas COROD hubo la misma cantidad de intervenciones para todos los casos, las cuales generaron un total de cuatro (4) intervenciones al pozo. En este caso la falla en la varilla está relacionada a la fractura del cuerpo de ésta mientras que la intervención del procedimiento flushing ocurre cuando se presentan taponamientos generados por la arena y gas que el pozo se encuentra produciendo. En cuanto a la falla por bomba esta se generó por desgaste del elastómero del estator.

**Gráfica 21.** Intervenciones del pozo A-3 bajo operación de varilla Convencional Tenaris (UHS).



**Fuente:** Elaboración propia.

A través de la **Gráfica 21** es posible observar que la principal intervención del pozo A-3 durante la operación de la varilla Convencional Tenaris (UHS), con un promedio de 75% sobre el total de las cuatro (4) intervenciones hechas al pozo, es debido a las fallas en las tuberías. Por otra parte, el otro generador de intervenciones al pozo con 25%, es la falla generada debido a la fractura de la varilla de producción.

En el caso de las varillas continuas ProRod 960 cabe resaltar que solamente se implementó este tipo de varillas para una corrida del pozo y por ende su única falla es debido a una fractura en la varilla generada por el constante contacto entre las varillas y la tubería de producción. A raíz de esto, no se considera necesario la utilización de una gráfica de intervenciones para este caso.

Por último, el sistema de sarta de varillas Drive Rod que hasta la fecha de análisis de fallas (01 de Noviembre de 2018) se encuentra operando, solamente ha presentado una intervención debido a la realización del procedimiento de Flushing



el cual no es considerado como falla en el pozo A-3 y por esta misma razón no se presenta ninguna gráfica de intervención respectiva.

### 3.5 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-4

El pozo A-4 es un pozo desviado Tipo J que se encuentra revestido con casing de 7 pulgadas y completado con un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas (PCP). A la empresa soporte de este proyecto de grado, para el caso de este pozo A-4, no le fue posible encontrar la información detallada del estado mecánico, al igual que los surveys del dog leg severity del pozo y es por esto que no se presenta esta información en la descripción de este pozo.

Desde su inicio de operación (25 de Octubre de 2010) el pozo fue completado con un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas (PCP) y ha tenido un total de 8 corridas hasta el (01 de Noviembre 2018). Dentro de estas corridas se utilizaron varillas huecas (Hollow Rod 1000), varillas continuas COROD SWR y varillas Drive Rods® las cuales fueron las ultimas varillas en instalarse en el pozo y a la fecha de corte de análisis de fallas seguían en funcionamiento.

**3.5.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-4.** El pozo A-4 inició su operación el 25 de Octubre de 2010 y hasta el 01 de Noviembre de 2018 el pozo ha tenido un total de ocho (8) corridas. Cada una de estas corridas se ha producido por una serie de problemas o fallas que se han presentado durante la operación del sistema. A continuación, la **Tabla 18** presenta las diferentes tecnologías (descritas previamente en el **Capítulo 2**) para cada una de las sartas de varillas utilizadas en cada corrida de este pozo.

**Tabla 12.** Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-4.

CORRIDA	CLASE DE VARILLA
1	HOLLOW ROD 1000
2	HOLLOW ROD 1000
3	HOLLOW ROD 1000
4	HOLLOW ROD 1000
5	HOLLOW ROD 1000
6	COROD SWR
7	COROD SWR
8	DRIVE ROD 97

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Tabla 12** se expone la historia de operación de cada una de las corridas. Esta historia incluye la fecha de instalación y arranque (F.I.A), la fecha de parada, razón

de parada, clasificación de falla (C.F) y los días no operativos (D.N.O) y operativos (D.O) que se presentan en cada corrida correspondiente del pozo.

**Tabla 13.** Historia de operación del Pozo A-4.

Corrida		F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O
1	1	Oct/25/10		-	-	-	-
	1.1		Dic/31/10	Flushing	-	-	67
	1.2		Ene/11/11	Falla en la bomba	F.S	1	11
2		Ene/12/11	Mar/26/11	Estator atascado por arena.	F.P	1	73
3	3	Mar/27/11		-	-	-	-
	3.1		May/08/11	Flushing	-	-	42
	3.2		May/15/11	Cuerpo de la varilla fracturada	F.S	1	7
4	4	May/16/11		-	-	-	-
	4.1		Jul/24/11	Flushing	-	-	69
	4.2		Ago/06/11	Estator atascado por arena.	F.P	1	13
5		Ago/07/11	Sep/08/12	Estator atascado por arena	F.P	1	398

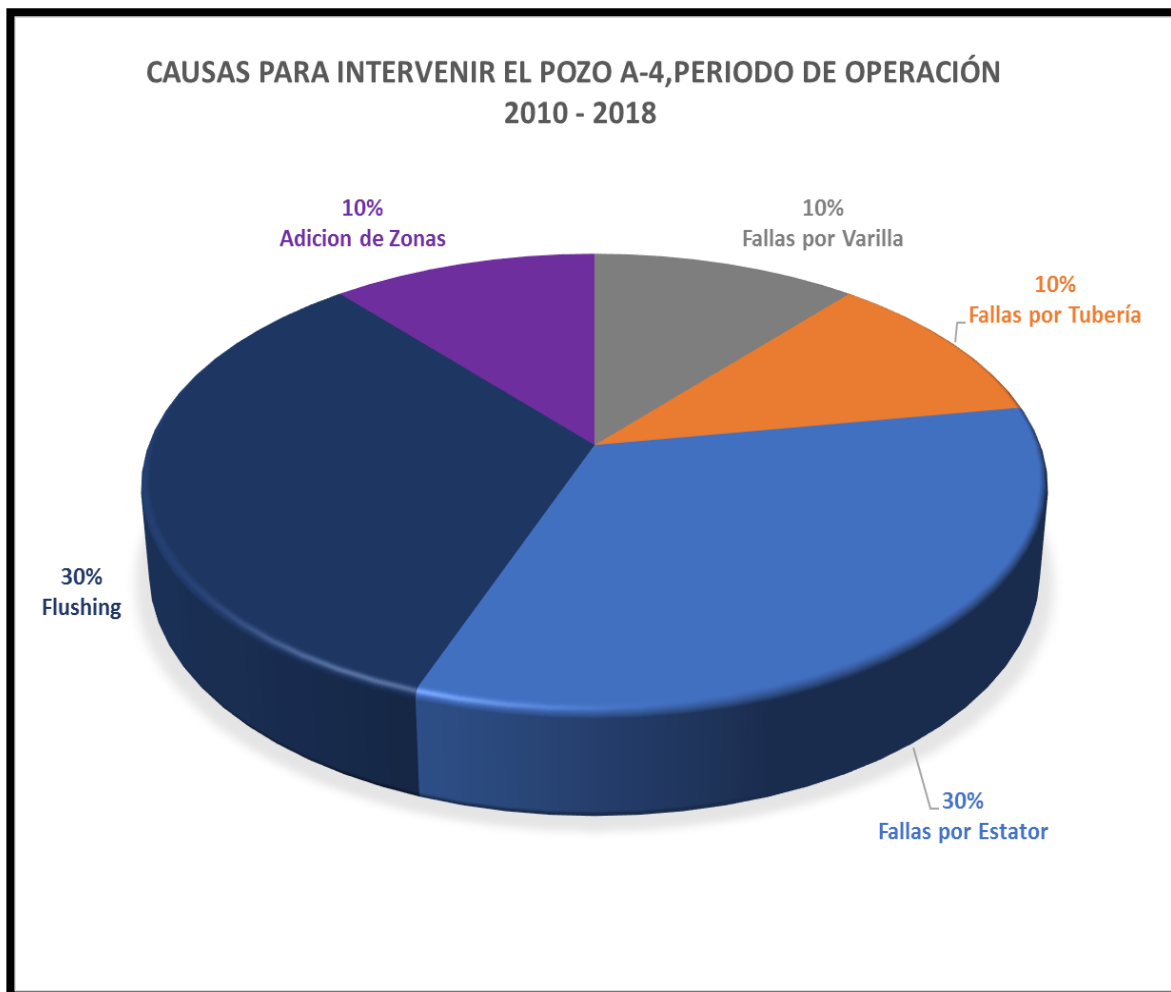
**Tabla 13. (Continuación)**

Corrida	F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O
6	Sep/09/12	Jul/18/13	Cuerpo de la tubería desgastada por fricción con varilla.	F.P	16	312
7	Ago/03/13	Ago/01/15	WorkOver de adición de zonas de cañoneo.	-	5	728
8	<b>Ago/06/15</b>	<b>Nov/01/18</b>	<b>Operando</b>		<b>1183</b>	
<b>TOTAL DE DIAS NO OPERATIVOS</b>					<b>26</b>	
<b>TOTAL DE DIAS OPERATIVOS</b>					<b>2903</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

Con base a la **Tabla 13** se analiza que durante los 8 años y 7 días que ha estado el sistema PCP implementado en el pozo, en 2903 días o 7 años, 11 meses y 12 días ha estado en realidad operando efectivamente en el pozo y 26 días ha estado por fuera de operación debido a problemas o trabajos de workover presentados en el sistema. Lo que equivale a que el pozo estuvo un **0.89 %** del total del tiempo por fuera de servicio sin producir petróleo y un **99.11 %** del tiempo global bajo operación y producción donde las razones principales de intervención son las fallas por estator y el procedimiento de flushing ambas empatadas con 30% (3 intervenciones) del global de intervenciones (10) (**Gráfica 22**).

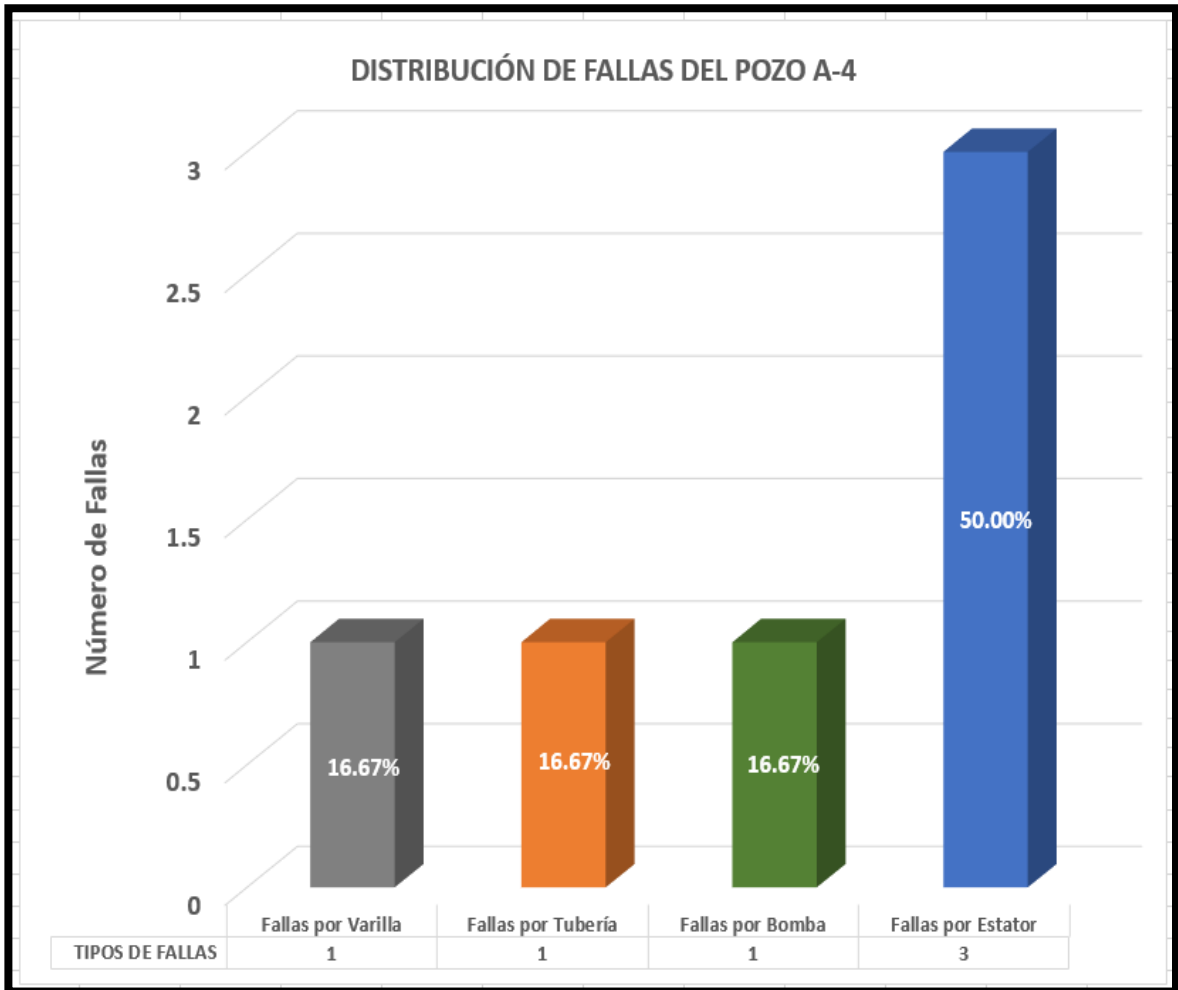
**Gráfica 22.** Causas para intervenir el pozo A-4 entre los años 2010 a 2018.



**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la anterior **Gráfica 22** es posible observar que el pozo A-4 ha tenido una gran cantidad de problemas o fallas relacionados a diferentes componentes del sistema PCP. Mediante el siguiente diagrama de barra (**Gráfica 23**) se organizan las fallas respecto a su tipo.

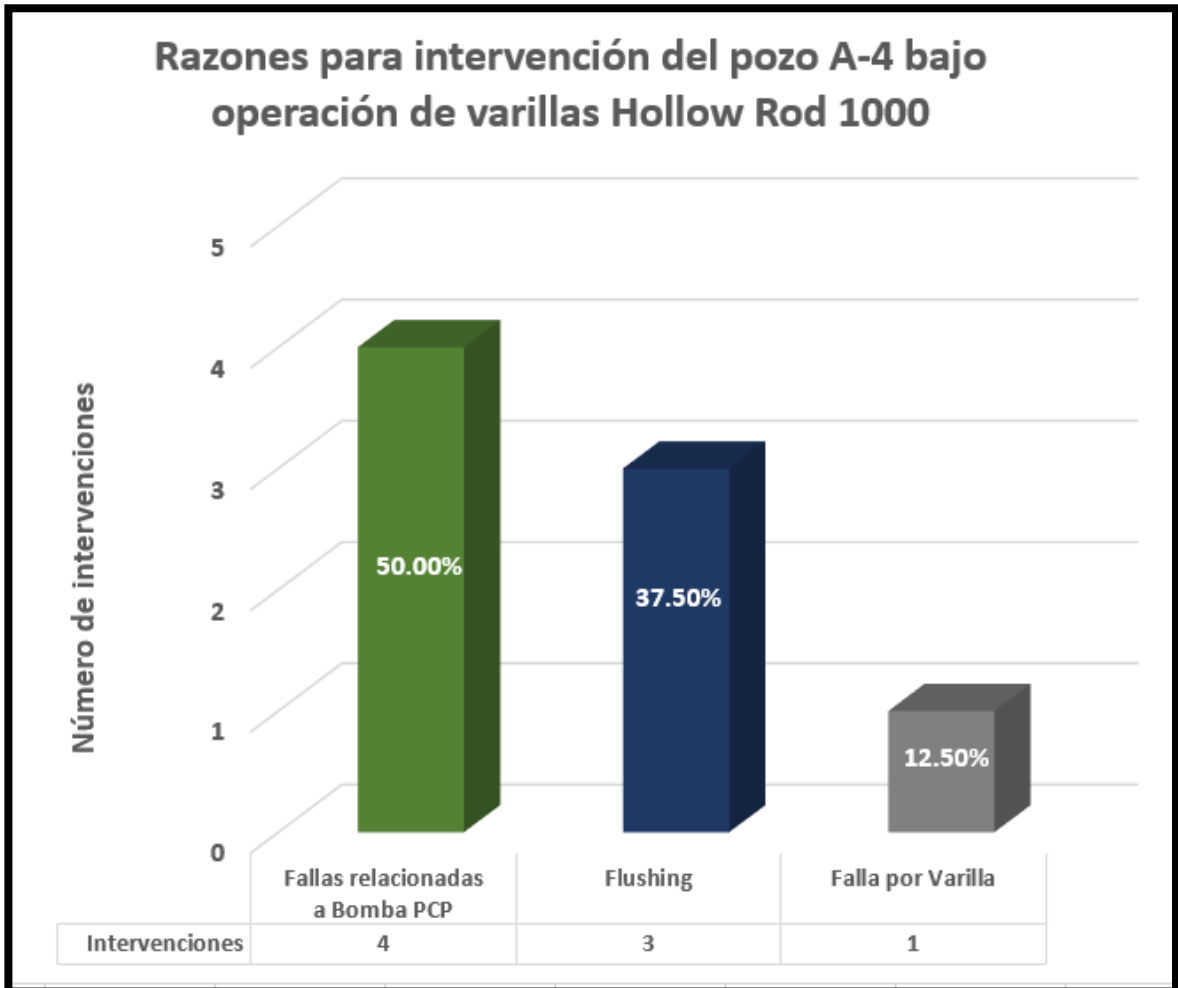
**Gráfica 23.** Distribución de fallas del pozo A-4.



**Fuente:** Elaboración propia.

A través de la anterior **Gráfica 23** es posible analizar que del total de seis (6) fallas reportadas en la operación de este pozo, el 50% de las fallas se han dado a raíz de fallas en el estator de la bomba PCP. Mediante la **Gráfica 24 y Gráfica 25** se comparan las configuraciones de sartas de varillas Hollow Rod 1000 y varilla continua COROD SWR las cuales se encontraban anteriormente instaladas en el pozo A-4.

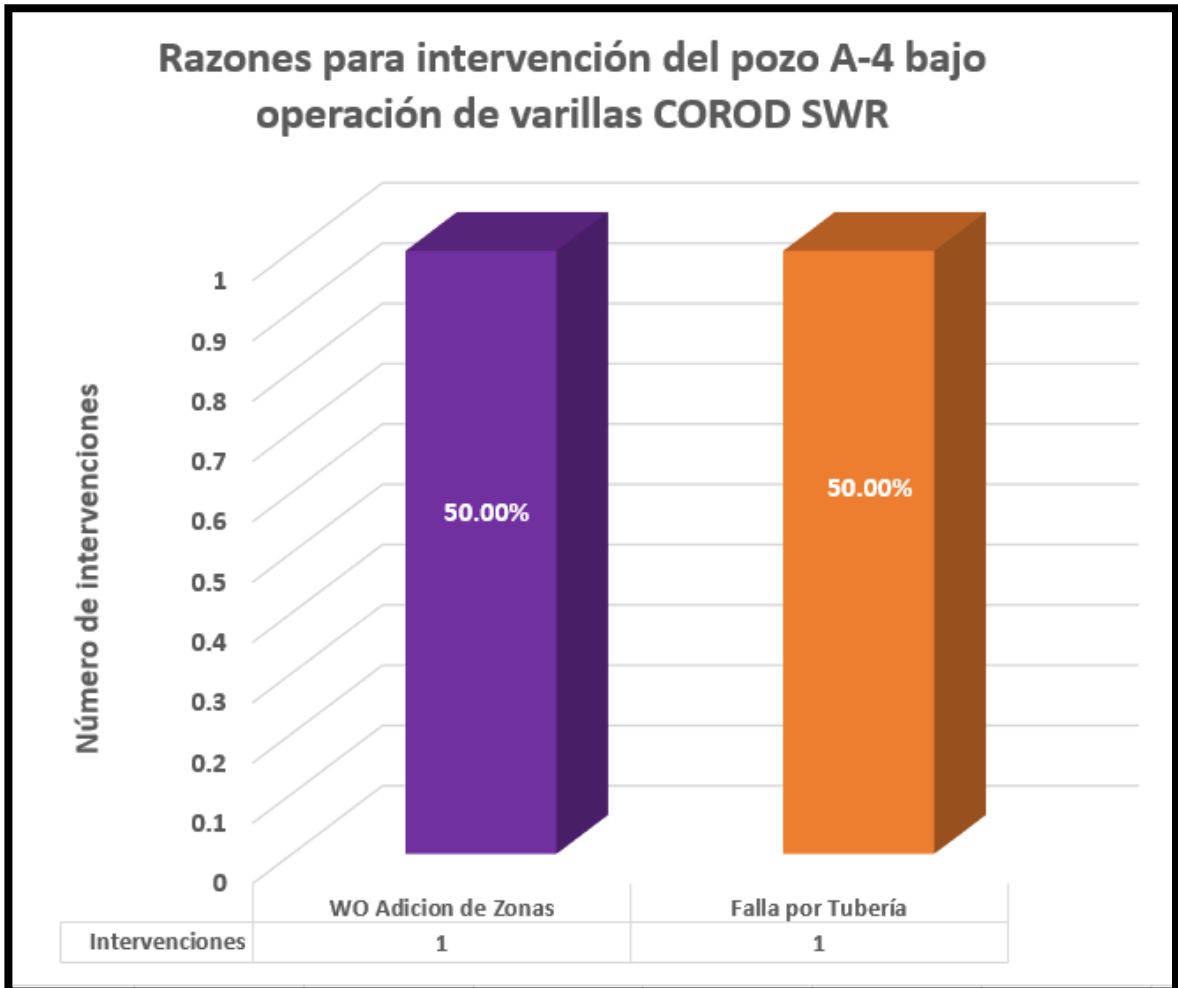
**Gráfica 24.** Intervenciones del pozo A-4 bajo operación de varillas Hollow Rod 1000.



**Fuente:** Elaboración propia.

La **Gráfica 24** muestra que en el caso de las varillas huecas las fallas relacionadas a la bomba PCP fueron la principal razón de intervención al pozo con un promedio de 50 % sobre el total de las ocho (8) intervenciones hechas al pozo. Seguidamente, el procedimiento de flushing presentó 3 intervenciones con un 37.50 %. En cuanto a las fallas por bomba 3 de estas se dieron por atascamiento del estator por arena y la restante se generó por una falla general de la bomba.

**Gráfica 25.** Intervenciones del pozo A-4 bajo operación de varillas COROD SWR.



**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la **Gráfica 25** es posible observar que en el caso de las varillas COROD solamente hubo 2 intervenciones durante su operación que se produjeron por una falla en la tubería y un procedimiento de WorkOver para adicionar zonas de cañoneo al pozo.

Por último, el sistema de sarta de varillas Drive Rod que hasta la fecha de análisis de fallas (01 de Noviembre de 2018) se encuentra operando, no ha presentado ningún tipo de problemas o fallas en el pozo A-4 y es por esta razón que no se presenta ninguna gráfica de intervención respectiva.

### 3.6 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A-5

El pozo A-5 es un pozo desviado Tipo J que se encuentra revestido con casing de 7 pulgadas y completado con un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas (PCP). A la empresa soporte de este proyecto de grado, para el caso de este pozo A-5, no le fue posible encontrar la información detallada del estado mecánico, al igual que el completo historial de operación junto con los problemas y/o fallas presentadas en el pozo. Teniendo solamente disponible la información de operación de 7 meses y 17 días durante el año 2013 donde la varillas Drive Rods fueron la única tecnología de varillas utilizadas.

Este corto historial de operación inicia el (18 de Marzo de 2013) y termina el (03 de Noviembre 2013), periodo de tiempo donde el pozo tuvo un total de seis (6) corridas.

**3.6.1 Problemas y/o Fallas Presentadas en el Pozo A-5.** Durante los 7 meses y 17 días de información de operación disponible de este pozo ocurrieron 6 corridas en total. Cada una de estas corridas se ha producido por diferentes problemas o fallas que se han presentado durante la operación del sistema. A continuación, la **Tabla 14** presenta la única tecnología de sartas de varillas utilizada en cada corrida en el caso de este pozo y a su vez, la **Tabla 15** expone la historia de operación de cada corrida correspondiente:

**Tabla 14.** Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-5.

CORRIDA	CLASE DE VARILLA
1	DRIVE RODS 97
2	DRIVE RODS 97
3	DRIVE RODS 97
4	DRIVE RODS 97
5	DRIVE RODS 97
6	DRIVE RODS 97

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Tabla 15** se expone la historia de operación de cada corrida. Esta historia incluye la fecha de instalación y arranque (F.I.A), la fecha de parada, razón de parada, clasificación de falla (C.F) y los días no operativos (D.N.O) y operativos (D.O) que se presentan en cada corrida correspondiente del pozo.



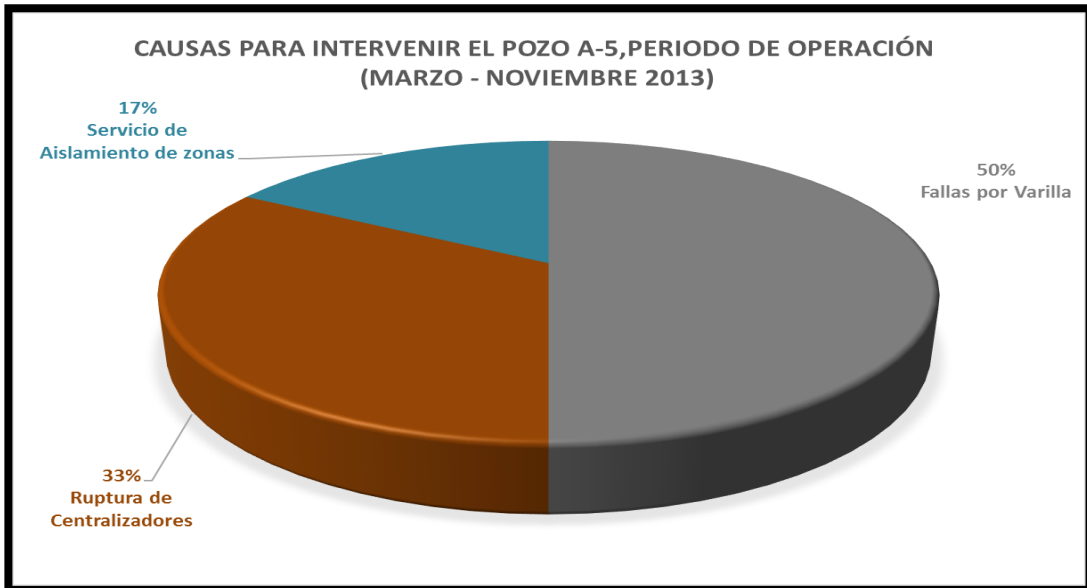
**Tabla 15.** Historia de operación del Pozo A-5.

Corrida	F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O
1	Mar/18/13	Abri/15/13	Ruptura de centralizadores	F.S	2	28
2	Abr/17/13	Jun/16/13	Desconexión de varillas.	F.S	1	60
3	Jun/17/13	Ago/23/13	Desconexión de varillas.	F.S	1	67
4	Ago/24/13	Sep/08/13	Ruptura de centralizadores	F.S	1	15
5	Sep/09/13	Oct/02/13	Servicio de Aislamiento de Zonas.	-	10	23
6	Oct/12/13	Nov/01/13	Desconexión de Varilla	F.S	2	20

**Fuente:** Elaboración propia.

Con base a la **Tabla 15** se analiza que durante los 7 meses y 17 días que se tiene disponible información, en 213 días o 6 meses y 31 días ha estado en realidad operando efectivamente en el pozo y 17 días ha estado por fuera de operación debido a fallas, problemas o servicios presentados en el sistema. Lo que equivale a que el pozo estuvo un **7.39%** del total del tiempo por fuera de servicio sin producir petróleo y un **92.61%** del tiempo global bajo operación y producción donde la razón principal de intervención es la desconexión de las varillas con un 50% (3 intervenciones) del global de 6 intervenciones. **(Gráfica 26)**

**Gráfica 26.** Causas para intervenir el pozo A-5 para 7 meses del 2013.



Fuente: Elaboración propia.

### 3.7 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS ENTRE EL SISTEMA DE SARTA DE VARILLAS DRIVE RODS™ Y LAS OTRAS SARTAS UTILIZADAS EN LOS POZOS MÁS REPRESENTATIVOS

**3.7.1 Run Life.** El *run life* o vida útil de los equipos es posiblemente uno de los KPIs más utilizados en la industria del petróleo. Este parámetro se define como el tiempo de operación de cualquier equipo o máquina sin la presencia de fallas irreversibles. A su vez, este indicador depende principalmente de la confiabilidad del diseño y las condiciones operativas bajo las cuales se encuentra actuando el equipo en estudio.

**La Ecuación 1** expone el cálculo a realizar para obtener el *run life* de la bomba PCP en cada pozo determinado:

**Ecuación 1.** Run Life.

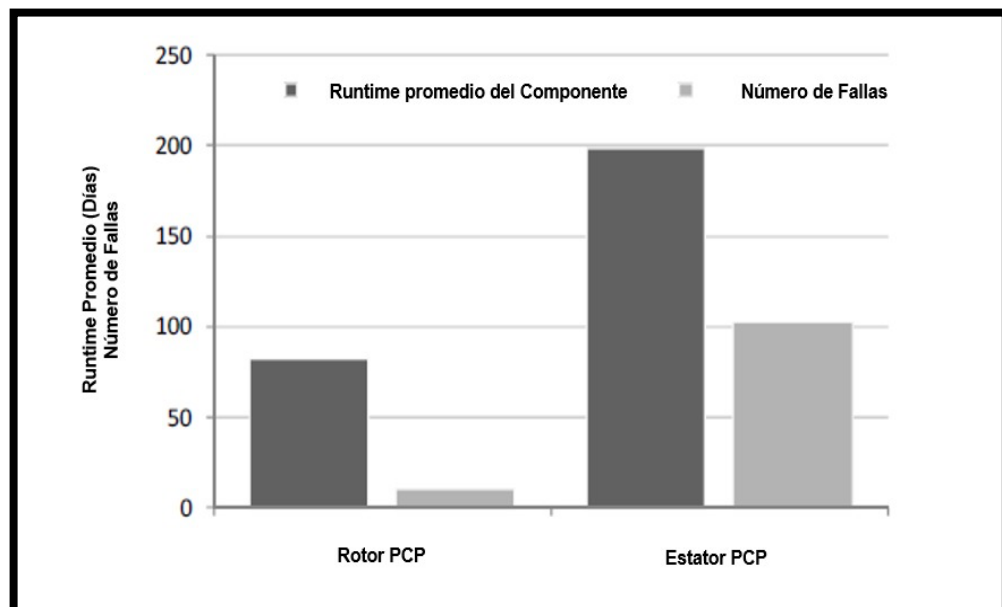
$$\text{Run life} = \text{Fecha de parada de la operación} - \text{Fecha de arranque de operación}$$

Es importante resaltar que un error muy común cuando se desea utilizar técnicas de análisis de fallas para sistemas como lo es en este caso para el sistema PCP es

que de los datos de vida útil de un equipo se suelen obtener conclusiones muy apresuradas sin antes analizar y entender las limitaciones de cada KPI utilizado. En el caso del run life la mejor manera de entender sus limitaciones es a través del siguiente ejemplo presentado por Sheldon Jhon<sup>58</sup>:

- Supóngase que se está realizando un análisis de fallas en un pozo X con el fin de identificar posibles procesos o acciones correctivas que permitan incrementar el run life del rotor y estator del sistema PCP instalado en el pozo. De ambos elementos se tiene el valor promedio de vida útil y de número de fallas (cuantas veces cada uno de estos componentes falla dentro un periodo de tiempo determinado). En la **Gráfica 27** se observa el promedio de *runtime* por componente y la frecuencia de fallas.

**Gráfica 27.** Promedio de runtime por componente y frecuencia de fallas para dos componentes en un pozo X.



**Fuente:** SHELDON, Jhon, et al. Inherent Dangers in PCP Run – Life Field Data Analysis. 2010. p.2. SPE 137264.

Con base a la anterior gráfica es posible analizar que el estator tiene un run time mayor que el rotor, teniendo 195 y 75 días respectivamente cada uno de estos componentes. Estudiando solamente estas dos mediciones se podría llegar a la conclusión que debido a que los rotores tienen un promedio de vida útil menor a los estatores las acciones correctivas deberían ser enfocadas en el componente con menor promedio de días.

---

<sup>58</sup> SHELDON, Jhon, et al. Inherent Dangers in PCP Run – Life Field Data Analysis. 2010. p.2. SPE 137264.

Sin embargo, si se realiza un análisis en conjunto con el número de fallas de cada elemento se puede apreciar que, aunque el rotor tiene menor run life, el número de fallas a su vez es muy bajo (10). Por otro lado, en el estator ocurre todo lo contrario al tener tanto una vida útil como un número de fallas elevado (100). Con base a esto se puede concluir que en realidad los procesos correctivos deberían estar enfocados en el estator del sistema PCP de este ejemplo y no en el rotor, ya que en realidad el estator es el elemento que más rápido suele fallar con un promedio de días por falla de 1.95 días mientras que el rotor en un periodo de 7.5 días suele presentar alguna falla.

Es por esto, que estudiar este parámetro de run life de manera aislada no es muy recomendable para determinar el rendimiento de las varillas utilizadas y por esta razón no se realiza un análisis exhaustivo de este parámetro en el desarrollo de este proyecto.

**3.7.2 MTBF (Mean Time Between Failures).** El MTBF por sus siglas en inglés (Mean Time Between Failures) es el tiempo promedio que un equipo, máquina, línea, planta o proceso opera sin ninguna falla catastrófica que genere una interrupción o parada no programada en el sistema.<sup>59</sup>

La **ecuación 2** expone la manera de calcular este KPI:

**Ecuación 2.** Mean Time between Failures.

$$MTBF = \frac{TDO}{No.F}$$

**Fuente:** GALVAN, R., et al. Importance Of Preventive and Predictive Maintenance Plan in Reducing Occurrences of Failures (MTBF -MTTR) – Rod Pumping Systems: Hydro-Pneumatic Surface Units, Experience in Mexico. 2013, p. 2. SPE 165027.

**TDO** = Total de días operativos para un sistema durante un periodo de tiempo determinado.

**No.F**= Número de fallas para un sistema durante un periodo de tiempo determinado.

Es importante resaltar que en este trabajo de grado el MTBF se utiliza tanto para equipos reparables como no reparables. En el caso de este KPI sus limitaciones están relacionadas principalmente a los siguientes parámetros:

- Disponibilidad de la información: Esto hace referencia a que la compañía que se encuentre realizando los reportes de operación y fallas lleve un historial detallado, claro y conciso de todos los sucesos que se estén presentado en el campo con el fin de obtener una calidad de datos buena y confiable que permita realizar cálculos y análisis representativos.
- Número de datos: Como cualquier cálculo estadístico a mayor cantidad de datos de fallas, equipos y días operativos más exacta va a ser la estimación del tiempo más probable donde puede ocurrir alguna falla.

---

<sup>59</sup> GALVAN, R., et al. Importance Of Preventive and Predictive Maintenance Plan in Reducing Occurrences of Failures (MTBF -MTTR) – Rod Pumping Systems: Hydro- Pneumatic Surface Units, Experience in Mexico. 2013, p. 2. SPE 165027.

- Al igual que con los demás KPIs no se recomienda evaluar el rendimiento de un sistema utilizando solamente este parámetro ya que se puede llegar a conclusiones erróneas.

**3.7.3 MTTR (Mean Time to Repair).** Por su lado el MTTR por sus siglas en inglés (Mean Time To Repair) es el tiempo medio para reparar o restaurar la función de un equipo, máquina, línea, planta o proceso después de presentar una falla. Este parámetro principalmente se encuentra en función del diseño, disponibilidad de herramientas, habilidades y entrenamiento del personal.<sup>60</sup> La **ecuación 3** presenta la manera de calcular este indicador:

**Ecuación 3.** Mean Time to Repair.

$$MTTR = \frac{TTR}{No.F}$$

**Fuente:** GALVAN, R., et al. Importance Of Preventive and Predictive Maintenance Plan in Reducing Occurrences of Failures (MTBF -MTTR) – Rod Pumping Systems: Hydro- Pneumatic Surface Units, Experience in Mexico. 2013, p. 2. SPE 165027

**TTR =** Total de días no operativos utilizados para restaurar la operación de un sistema durante un periodo de tiempo determinado.

**No.F=** Número de fallas que ocurrieron durante el mismo periodo de tiempo determinado.

Es importante resaltar que en el transcurso de los días no operativos ocurren los siguientes procesos:

- Identificación y diagnóstico de los problemas o fallas.
- Desinstalación de los componentes que generaron la falla o parada no programada del sistema PCP del pozo.

---

<sup>60</sup> Ibid., p.6.

- Obtención de los componentes de repuesto que sean necesarios para poner en marcha de nuevo el sistema PCP.
- Reparación o remplazo de los componentes dañados del equipo.

Las limitaciones de este KPI son las mismas que las expuestas para el MTBF, dependiendo de la disponibilidad de información, número de datos y no se recomienda evaluar el rendimiento de un sistema utilizando solamente este parámetro.

#### 4. EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LOS SISTEMAS PCP LUEGO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS SARTAS DE VARILLAS DRIVE RODS™ PARA LOS POZOS MÁS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO A

En el siguiente capítulo se realizan los cálculos respectivos de los parámetros críticos previamente definidos en el capítulo 3. Seguidamente, con base a los datos obtenidos de estos cálculos se analizará el rendimiento respectivo de cada tecnología.

##### 4.1 CÁLCULO Y ANÁLISIS DEL RUN LIFE

Observando la ecuación de este parámetro presentada en el anterior **Capítulo 3** es posible analizar que este parámetro ya fue previamente calculado con el nombre de días operativos. Las **Tablas 16-20** hacen un resumen de este parámetro respecto a cada corrida realizada en los pozos A-1 hasta A-5 respectivamente:

**Tabla 16.** Run life del Pozo A-1.

Corrida	Run life (Días)	Corrida	Run life (Días)
1	417	7	43
2	98	8	48
3	111	9	71
4	316	10	104
5	255	11	573
6	76	12	88
		13	446

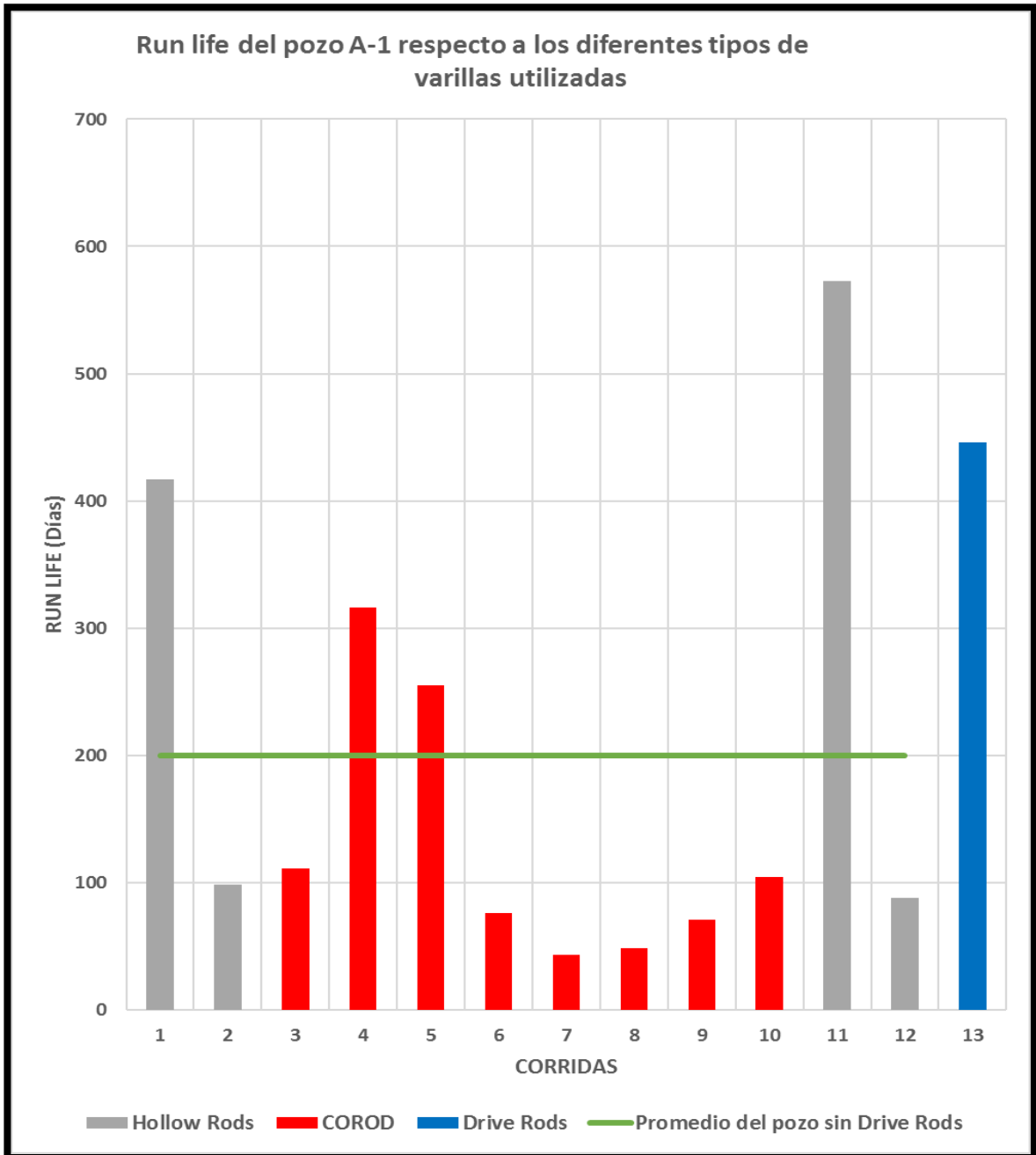
**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la **Tabla 16** es posible observar que en el caso de este pozo A-1 el mayor Run Life fue para la corrida 11 operando 573 días o 1 año 6 meses 26 días sin presentar fallas irreversibles, mientras que la corrida 7 fue la de menor duración con 43 días o 1 mes y 12 días.

Mediante la **Gráfica 28** se muestra el run life para el pozo A-1.



**Gráfica 28.** Run life del pozo A-1 respecto a diferentes tecnologías de varillas.



**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 28** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas Hollow Rods y Drive Rods fueron las que obtuvieron los valores más altos en relación a la vida útil con 573 y 446 días en operación respectivamente.

- El run life promedio del pozo sin la implementación de las Drive Rods es de 200 días.
- Basados en lo anterior las varillas Drive Rods, las cuales a la fecha de corte de análisis (01 Noviembre 2018) seguían operando, presentan un run life de 446 días, superior de igual forma al promedio del pozo.

**Tabla 17.** Run life del Pozo A-2.

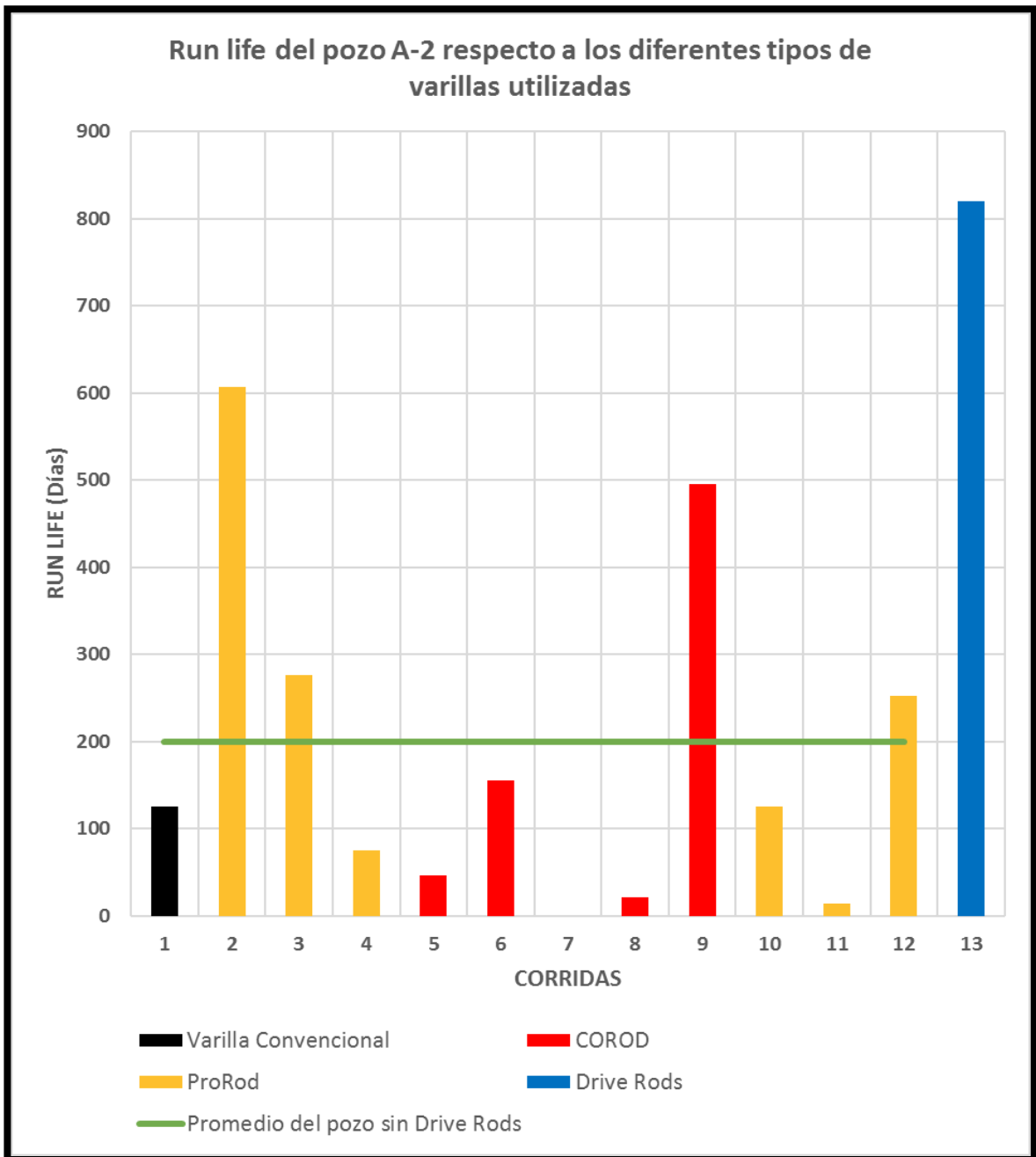
Corrida	Run life (Días)	Corrida	Run life (Días)
1	125	7	0
2	607	8	21
3	276	9	496
4	75	10	126
5	46	11	14
6	155	12	252
		13	820

**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la **Tabla 17** es posible observar que en el caso de este pozo A-2 el mayor Run Life fue para la corrida 13 operando 820 días o 2 años 2 meses 30 días sin presentar fallas irreversibles, mientras que la corrida 8 fue la de menor duración con 21 días.

Mediante la **Gráfica 29** se muestra el run life para el pozo A-2.

**Gráfica 29.** Run life del pozo A-2 respecto a diferentes tecnologías de varillas.



**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 29** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas ProRod junto con la Drive Rods fueron las que obtuvieron los valores más altos en relación a la vida útil con un run life de 607 y 820 días respectivamente.

- El run life promedio del pozo sin la implementación de las Drive Rods es de 199 días.
- Basados en lo anterior las varillas Drive Rods, las cuales a la fecha de corte de análisis (01 Noviembre 2018) seguían operando, presentan un run life de 820 días, superior de igual forma al promedio del pozo.

**Tabla 18.** Run life del Pozo A-3.

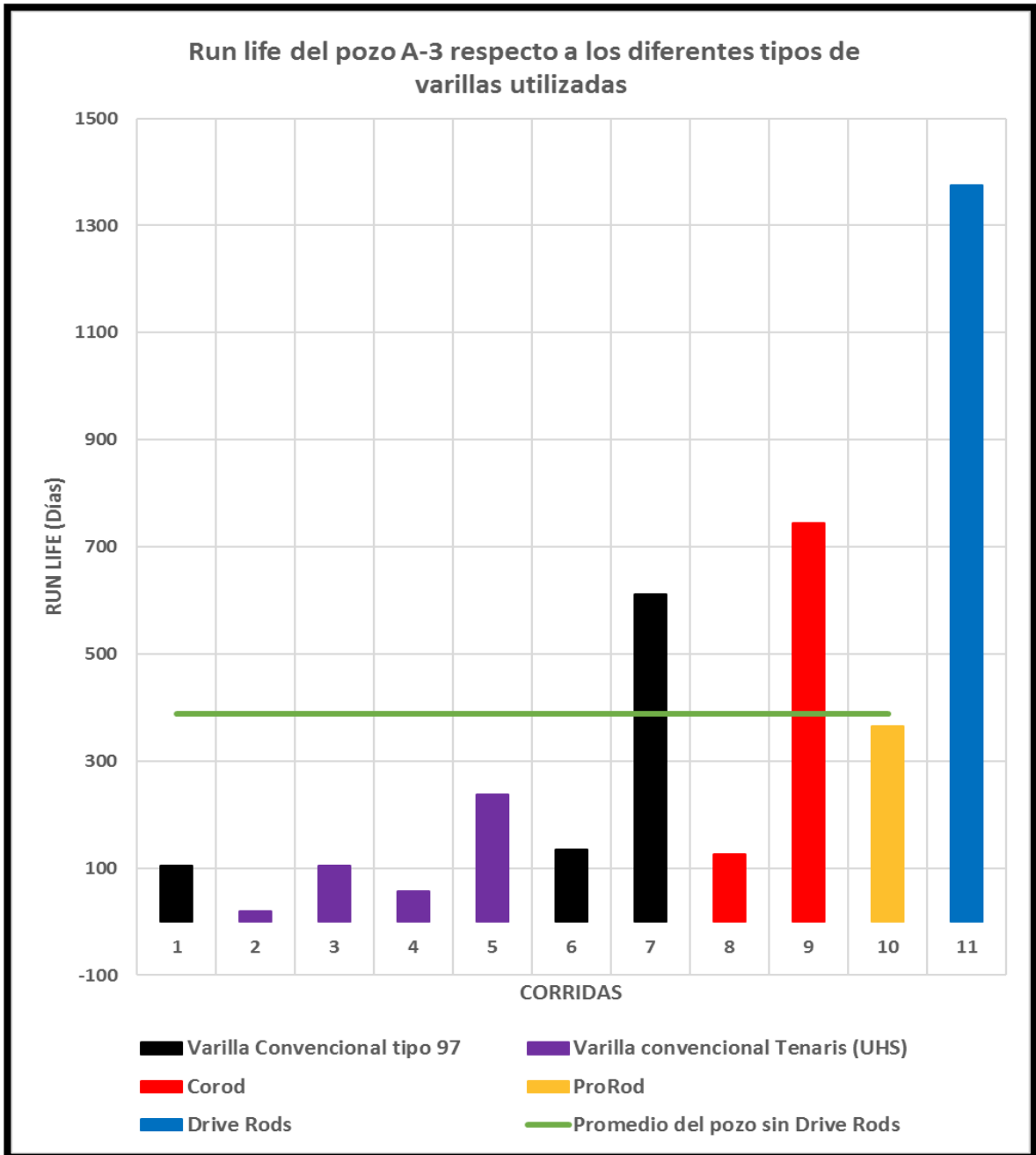
Corrida	Run life (Días)	Corrida	Run life (Días)
1	104	7	611
2	20	8	125
3	105	9	744
4	56	10	365
5	238	11	1375
6	134		

**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la **Tabla 18** es posible observar que en el caso de este pozo A-3 el mayor Run Life fue para la corrida 11 operando 1375 días o 3 años 9 meses 6 días sin presentar fallas irreversibles, mientras que la corrida 2 fue la de menor duración con 20 días.

Mediante la **Gráfica 30** se muestra el run life para el pozo A-3.

**Gráfica 30.** Run life del pozo A-3 respecto a diferentes tecnologías de varillas.



**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 30** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas COROD junto con la Drive Rods fueron las que obtuvieron los valores más altos en relación a la vida útil con un run life de 744 y 1375 días respectivamente.

- El run life promedio del pozo sin la implementación de las Drive Rods es de 388 días.
- Basados en lo anterior las varillas Drive Rods, las cuales a la fecha de corte de análisis (01 Noviembre 2018) seguían operando, presentan un run life de 1375 días, un valor significativamente superior al promedio del pozo.

**Tabla 19.** Run life del Pozo A-4.

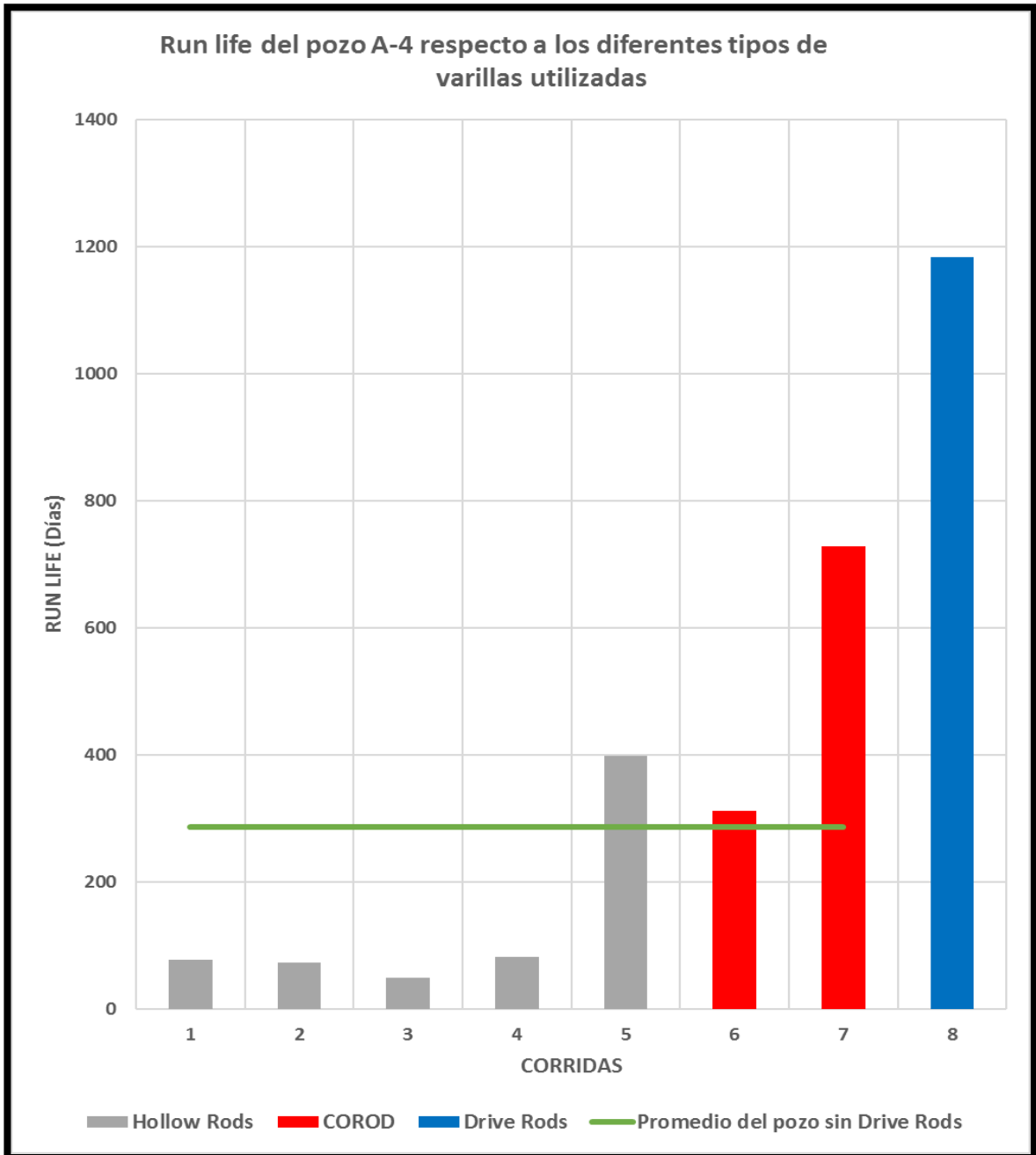
Corrida	Run life (Días)	Corrida	Run life (Días)
1	78	7	728
2	73	8	1183
3	49		
4	82		
5	398		
6	312		

**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la **Tabla 19** es posible observar que en el caso de este pozo A-4 el mayor Run Life fue para la corrida 8 operando 1183 días o 3 años 2 meses 28 días sin presentar fallas irreversibles, mientras que la corrida 3 fue la de menor duración con 49 días o 1 mes y 18 días.

Mediante la **Gráfica 31** se muestra el run life para el pozo A-4.

**Gráfica 31.** Run life del pozo A-4 respecto a diferentes tecnologías de varillas.



**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 31** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas COROD junto con la Drive Rods fueron las que obtuvieron los valores más altos en relación a la vida útil con un run life de 728 y 1183 días respectivamente.

- El run life promedio del pozo sin la implementación de las Drive Rods es de 287 días.
- Basados en lo anterior las varillas Drive Rods, las cuales a la fecha de corte de análisis (01 Noviembre 2018) seguían operando, presentan un run life de 1183 días, un valor significativamente superior al promedio del pozo.

**Tabla 20.** Run life del pozo A-5

Corrida	Run life (Días)
1	28
2	60
3	67
4	15
5	23
6	20

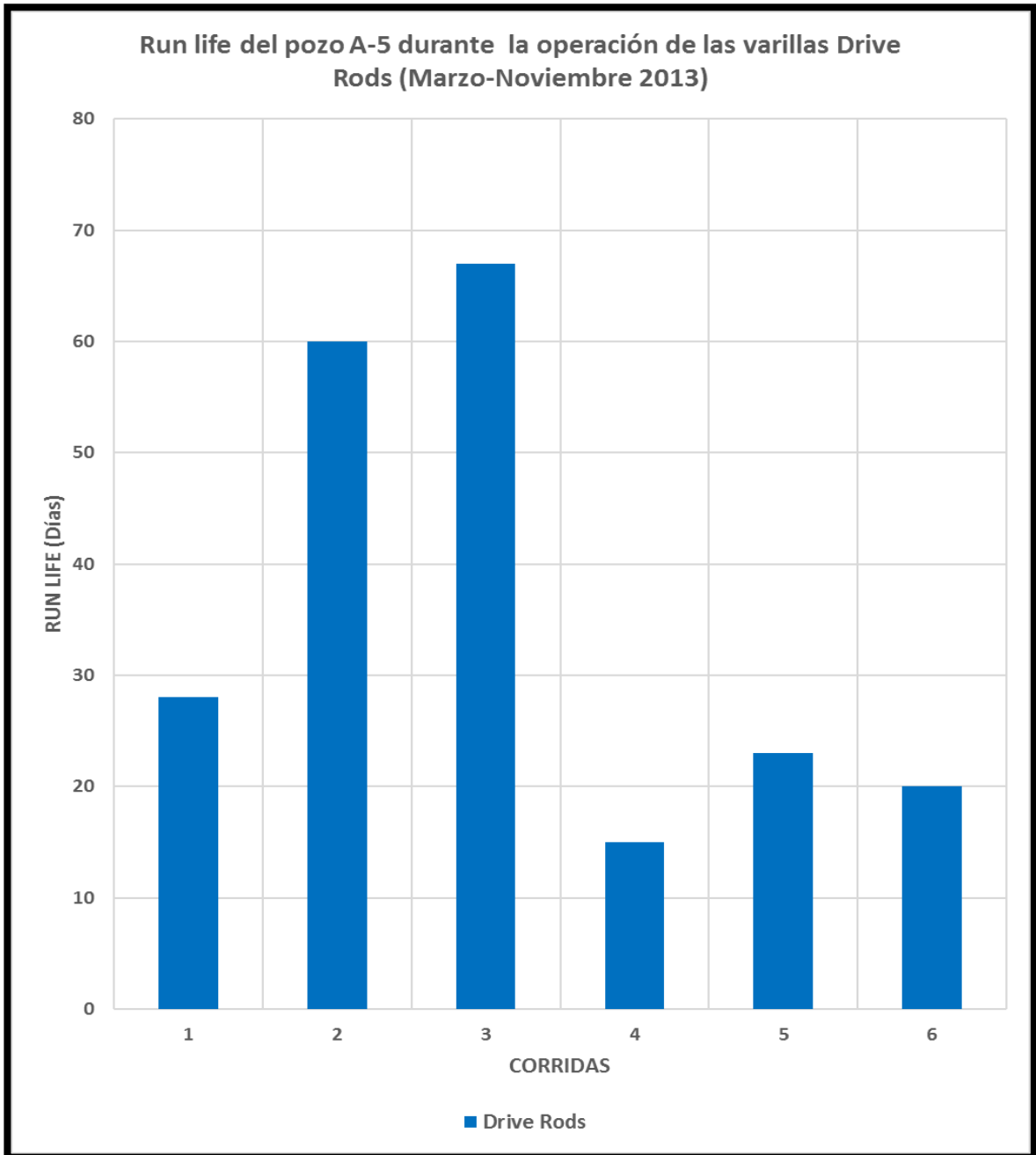
**Fuente:** Elaboración propia..

Por medio de la **Tabla 20** es posible observar que en el caso de este pozo A-5 el mayor Run Life fue para la corrida 3 operando 67 días o 2 meses 7 días sin presentar fallas irreversibles, mientras que la corrida 4 fue la de menor duración con 15 días .

Mediante la **Gráfica 32** se muestra el run life para el pozo A-5.



**Gráfica 32.** Run life del pozo A-5 respecto a diferentes tecnologías de varillas.



**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 32** se puede concluir lo siguiente.:

- En el caso de este pozo A-5 al no tener disponible mayor información del historial de operación /fallas y solamente tener un periodo de 7 meses donde el único tipo de varilla utilizado fue la Drive Rods se llega a la conclusión que la muestra

de datos no es lo suficientemente representativa para realizar una evaluación del rendimiento. Ya que como se pudo observar en los anteriores pozos para poder realizar un análisis certero y representativo se usó el historial de operación de por lo menos 8 años de operación. Asimismo, al no tener disponibles datos de desempeño de otros tipos de sartas de varillas no es posible tampoco realizar una comparación respecto al rendimiento en este parámetro.

## 4.2 CÁLCULO Y ANÁLISIS DEL MTBF Y MTTR

Para el cálculo de los parámetros MTBF y MTTR se utilizan las **Tablas 27 - 31**. En cada tabla se registran los días operativos (Run life), los días no operativos, las fallas y los KPIs respectivos.

Estos datos a su vez se clasifican respecto a las diferentes tecnologías de sartas de varillas con el fin de obtener una comparación respectiva de cada tipo de sarta.

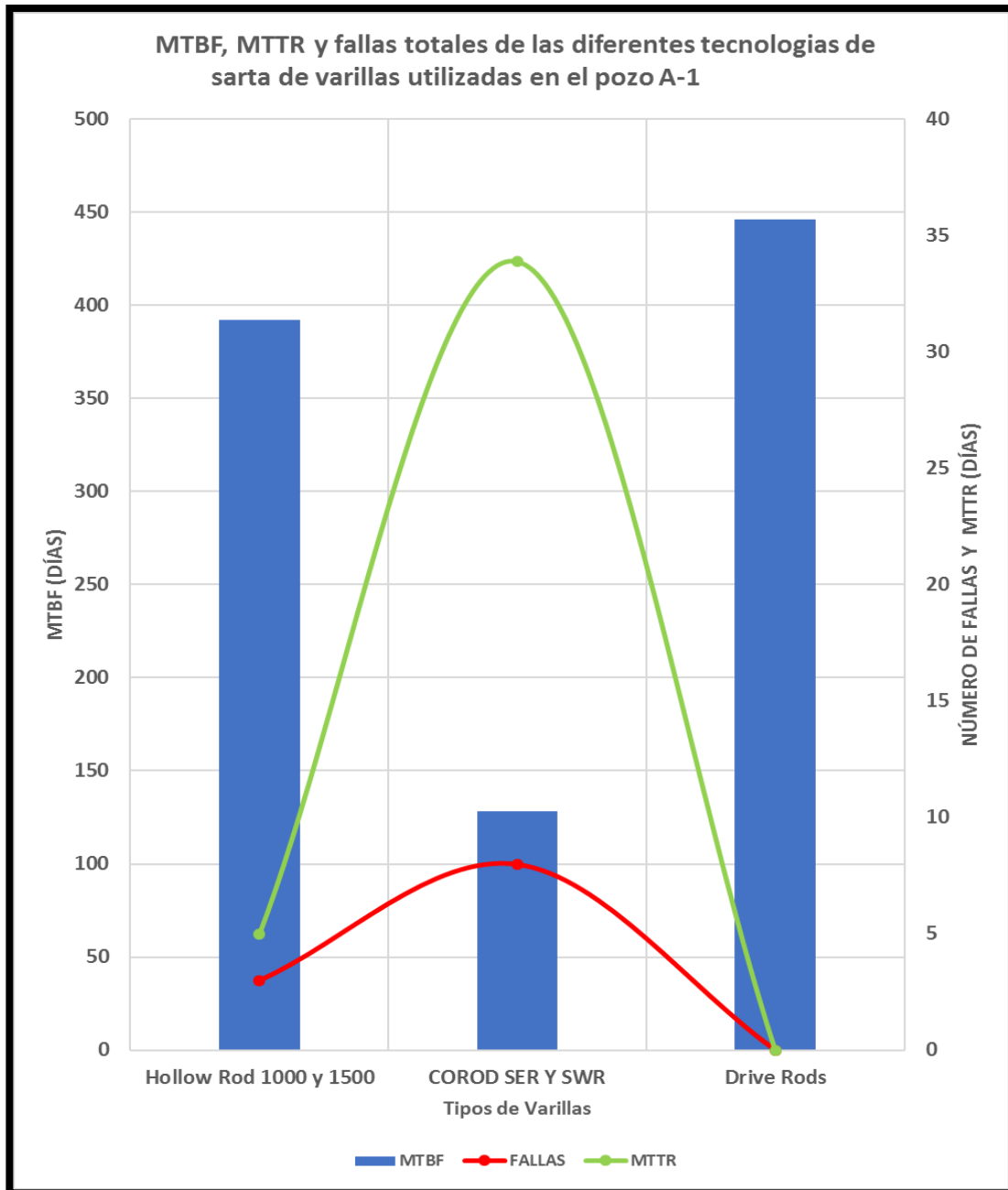
### 4.2.1 Pozo A-1.

**Tabla 21.** Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-1.

Tipo de varilla	Días operativos	Días no operativos	Fallas	MTBF (Días)	MTTR (Días)
<b>HOLLOW RODS 1000 Y 1500</b>	417	1	3	392	5
	98	1			
	573	-			
	88	13			
<b>TOTAL</b>	1176	15			
<b>COROD SER Y SWR</b>	111	1	8	128	33.88
	316	12			
	255	14			
	76	24			
	43	23			
	48	5			
	71	15			
<b>TOTAL</b>	1024	271			
<b>DRIVE RODS 97</b>	446	-	-	446	-

**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 33.** KPIs de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-1.



**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 33** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas Drive Rods son las varillas que mayor duración de operación tienen (446 días) sin presentar alguna falla.

- La tecnología de varillas continuas COROD SER y SWR fueron las que presentaron un mayor número de fallas con 8 incidencias.
- Durante la operación de las varillas continuas COROD SER y SWR se presentaron los tiempos de restauración de operación del sistema PCP más largos exhibiendo un MTTR de 33.88 días.

#### 4.2.2 Pozo A-2.

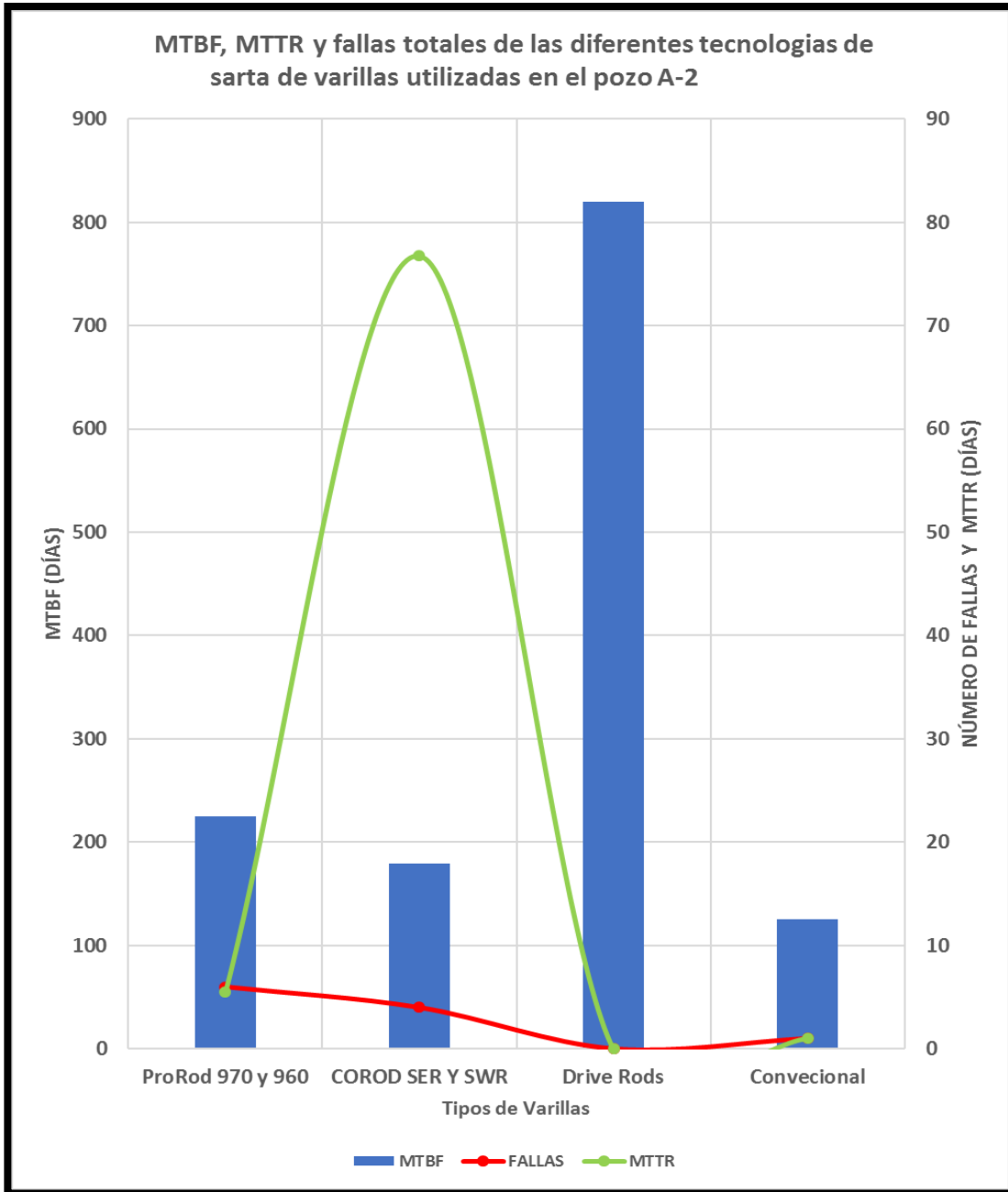
**Tabla 22.** Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-2.

Tipo de varilla	Días operativos	Días no operativos	Fallas	MTBF (Días)	MTTR (Días)
<b>CONVENCIONAL</b>	125	1	1	125	1
<b>PRO ROD 970 Y 960</b>	607	1	6	225	5.5
	276	1			
	75	1			
	126	2			
	14	12			
	252	16			
<b>TOTAL</b>	1350	33			
<b>COROD SER Y SWR</b>	46	1	4	179.50	76.75
	155	267			
	-	2 (N/A)			
	21	9			
	496	30			
<b>TOTAL</b>	718	307			
<b>DRIVE RODS 97</b>	820	-	-	820	-

**Fuente:**Elaborado por los autores.

\*N/A (No Aplica): El valor no es tomado en cuenta debido a que los días operativos se dieron a raíz de un procedimiento de cambio de equipos de superficie que no es considerado como falla en este trabajo de grado y por ende no se incluye para la operación de MTTR.

**Gráfica 34.** KPIs de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-2.



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 34** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas Drive Rods son las varillas que mayor duración de operación tienen (820 días) sin presentar alguna falla.

- La tecnología de varillas continuas ProRod 970 y 960 fueron las que presentaron un mayor número de fallas con 6 incidencias.
- Durante la operación de las varillas continuas COROD SER y SWR se presentaron los tiempos de restauración de operación del sistema PCP más largos exhibiendo un MTTR de 76.75 días.

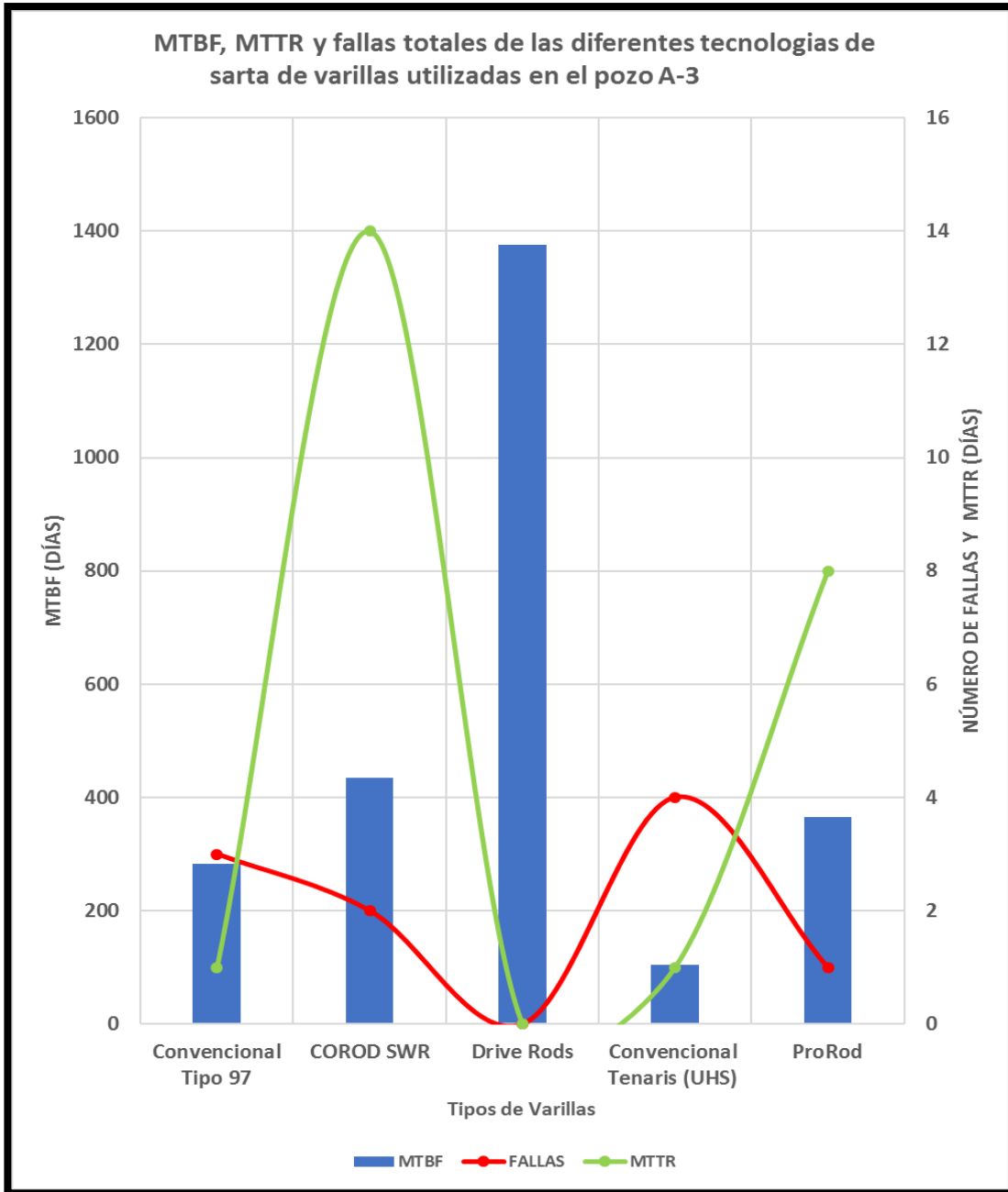
#### 4.2.3 Pozo A-3.

**Tabla 23.** Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-3.

Tipo de varilla	Días operativos	Días no operativos	Fallas	MTBF (Días)	MTTR (Días)
<b>Varilla Convencional Tipo 97</b>	104	1	3	283	1
	134	1			
	611	1			
<b>TOTAL</b>	849	3			
<b>Convencional Tenaris (UHS)</b>	20	1	4	105	1
	105	1			
	56	1			
	238	1			
<b>TOTAL</b>	419	4			
<b>COROD SWR</b>	125	1	2	435	14
	744	26			
<b>TOTAL</b>	869	27			
<b>PRO ROD 960</b>	365	8	1	365	8
<b>TOTAL</b>	365	8			
<b>DRIVE RODS 97</b>	1375	-	-	1375	-
<b>TOTAL</b>	1375	-			

Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 35.** KPIs de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-3.



**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 35** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas Drive Rods son las varillas que mayor duración de operación tienen (1375 días) sin presentar alguna falla.

- La tecnología de varillas convencional Tenaris (UHS) fueron las que presentaron un mayor número de fallas con 4 incidencias.
- Durante la operación de las varillas continuas COROD SWR se presentaron los tiempos de restauración de operación del sistema PCP más largos exhibiendo un MTTR de 14 días.

#### 4.2.4 Pozo A-4.

**Tabla 24.** Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-4.

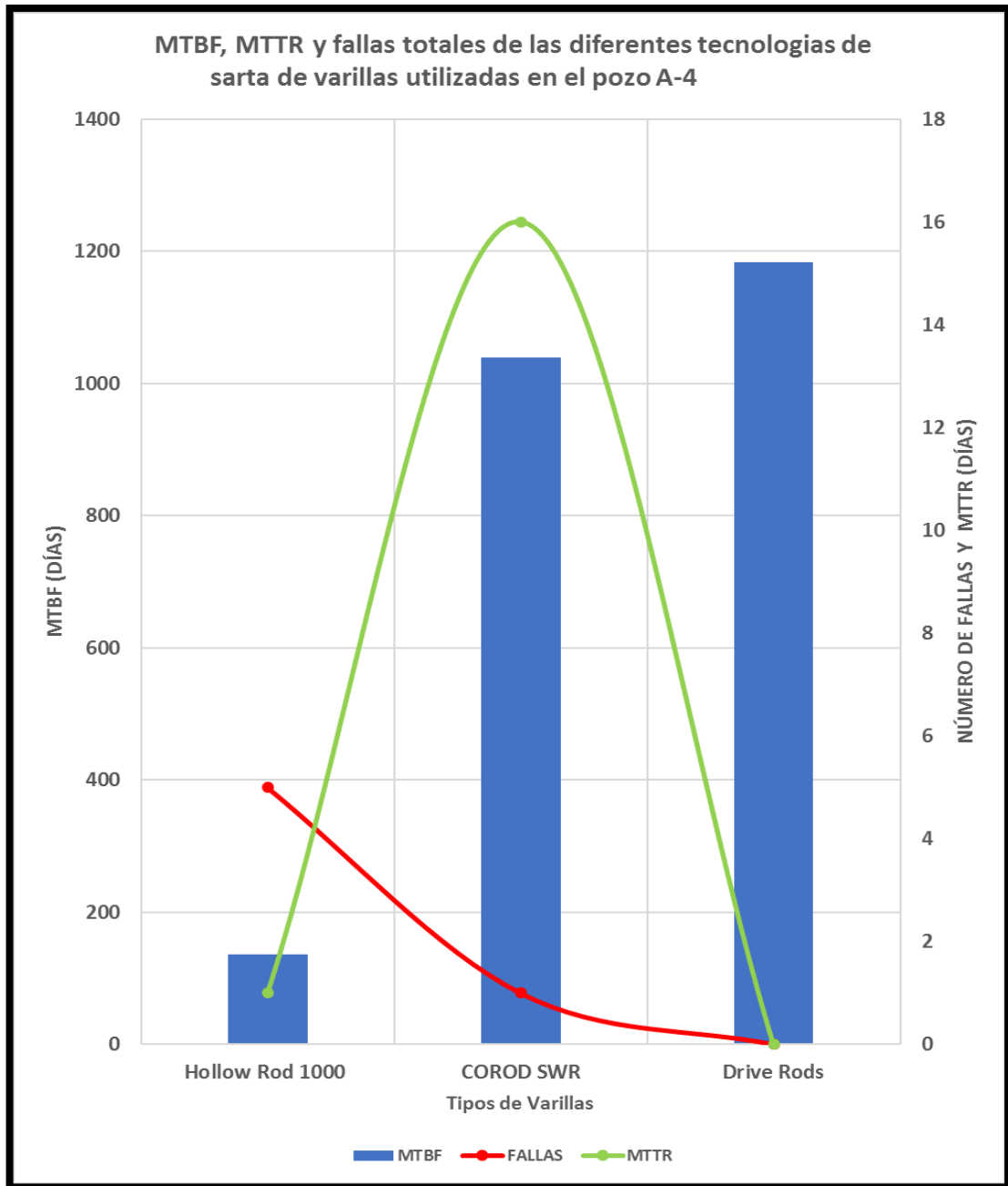
Tipo de varilla	Días operativos	Días no operativos	Fallas	MTBF (Días)	MTTR (Días)
<b>HOLLOW ROD 1000</b>	78	1	5	136	1
	73	1			
	49	1			
	82	1			
	398	1			
<b>TOTAL</b>	680	5			
<b>COROD SWR</b>	312	16	1	1040	16
	728	5 (N/A)			
<b>TOTAL</b>	1040	16			
<b>DRIVE RODS 97</b>	1183	-	-	1183	-
<b>TOTAL</b>	1183	-			

**Fuente:** Elaboración propia.

\*N/A (No Aplica): El valor no es tomado en cuenta debido a que los días operativos se dieron a raíz de un procedimiento programado de adición de zonas de cañoneo que no es considerado como falla en este trabajo de grado y por ende no se incluye para la operación de MTTR.



**Gráfica 36.** KPIs de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-4.



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 36** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas Drive Rods son las varillas que mayor duración de operación tienen (1183 días) sin presentar alguna falla.

- La tecnología de varillas Hollow Rods 1000 fueron las que presentaron un mayor número de fallas con 5 incidencias.
- Durante la operación de las varillas continuas COROD SWR se presentaron los tiempos de restauración de operación del sistema PCP más largos exhibiendo un MTTR de 16 días.

#### 4.2.5 Pozo A-5.

**Tabla 25.** Datos de operación de las varillas Drive Rods utilizadas en el pozo A-5.

Tipo de varilla	Días operativos	Días no operativos	Fallas	MTBF (Días)	MTTR (Días)
<b>DRIVE RODS 97</b>	28	2	5	42.6	3.4
	60	1			
	67	1			
	15	1			
	23	10			
	20	2			
<b>TOTAL</b>	213	17			

**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Tabla 25** se puede concluir lo siguiente:

- La información de operación que se tiene disponible confirma que no es lo suficientemente extensa para ser considerada como una muestra representativa. Obteniendo KPIs considerablemente bajos que podrían suscitar a conclusiones erróneas.

Esto además de que al no tener disponible otras corridas con diferentes tecnologías de sartas de varillas genera que no sea posible realizar una comparación de las ventajas de pasar de una tecnología a otra (mediante la matriz de impacto) y a su vez hace que la evaluación de la viabilidad financiera del sistema PCP en el caso de este pozo no sea apta.

## 5. MATRIZ DE IMPACTO ENTRE LAS SARTAS DE VARILLAS DRIVE RODS™ Y LAS OTRAS SARTAS UTILIZADAS EN LOS POZOS MÁS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO A

En este capítulo se realizarán las matrices de impacto de los cuatro pozos a evaluar, teniendo en cuenta las tecnologías Convencional tipo 97, Convencional Tenaris (UHS), Hollow Rods, Corod, ProRod y Drive Rods. Definiendo en primera instancia los parámetros a evaluar para después relacionar los rangos numéricos de cada parámetro junto con su respectivo impacto y calificación determinada.

Posteriormente, con base a las calificaciones obtenidas en cada una de estas matrices se analizarán los resultados obtenidos.

### 5.1 PARÁMETROS A EVALUAR

Los parámetros utilizados en las matrices de impacto fueron escogidos con base a los problemas y/o fallas presentadas en las sartas de varillas en el **Capítulo 3** además de los cálculos de los KPIs y sus análisis respectivos; realizados en el **Capítulo 4**. Por lo tanto, los parámetros a evaluar son los siguientes:

- **Intervenciones a los pozos.** Estas intervenciones incluyen tanto las fallas ocurridas en el sistema como las intervenciones de mantenimiento que se le realizaron al pozo bajo la operación de las diferentes varillas.

Este parámetro se escogió debido a que en algunos casos se realizaron procedimientos que, aunque no son considerados como fallas si obligaron a realizar paradas que significaron el uso de recursos y tiempo del personal del campo.

- **MTBF.** Tal y como se explicó anteriormente, por medio de este indicador es posible estimar el tiempo más probable donde puede ocurrir alguna falla en el sistema. Lo que significa que a medida que sea más grande este número más días operativos va a tener el sistema y por ende mejor rendimiento va a tener dada tecnología.
- **MTTR.** Aparte de no tener un número cuantioso de fallas e intervenciones es importante considerar de igual forma que en dado caso de presentarse alguna situación de estas el tiempo medio para reparar o restaurar la falla o causa de intervención al pozo debe ser lo más corto y eficaz posible.

## 5.2 ELABORACIÓN DE LA MATRIZ DE IMPACTO

Para la elaboración de la matriz de impacto se toma como referencia los conceptos y matrices realizadas por los siguientes autores:

- ZADCO. M.Y. Alkendi. ADNOC Environmental Impact Severity Matrix: An Innovative Impact Rating Matrix. 2006. p. 3. SPE 98852.
- GONCALVES NETO, Armando Celestino. The Utilization of Loss Matrix to Determine the Risks of an Offshore Petroleum Production Unit. 2003. p. 2-4. SPE 82004.
- Denver Peak Academy. Impact Effort Matrix Reference Guide. [en línea].2010. [Consultado 30 Septiembre 2018]. Disponible en: [https://www.denvergov.org/content/dam/denvergov/Portals/728/documents/Peak\\_Performance/Black\\_Belt/Reference\\_Guides/Guide\\_Impact\\_Effort\\_Matrix.pdf](https://www.denvergov.org/content/dam/denvergov/Portals/728/documents/Peak_Performance/Black_Belt/Reference_Guides/Guide_Impact_Effort_Matrix.pdf)

De acuerdo a la revisión bibliográfica se plantea el siguiente método de calificación:

**Tabla 26.** Magnitudes y calificación para las intervenciones de pozo, MTTR y MTBF.

NIVEL DE IMPACTO	CALIFICACION
BAJO	1
MEDIO	2
ALTO	3

**Fuente:** Elaboración propia.

La **Tabla 26** exhibe las magnitudes utilizadas para las intervenciones de pozo, el MTTR y el MTBF en donde estas magnitudes a su vez han sido asignadas con un valor numérico lógico ascendente.

### 5.3 CALIFICACIONES E IMPACTOS DE LOS PARÁMETROS A EVALUAR

Definidas las magnitudes para estos tres parámetros por medio de la **Tabla 27** se procede a establecer los rangos respectivos a cada nivel de impacto.

**Tabla 27.** Rangos del nivel de impacto para intervenciones, MTTR y MTBF.

INTERVENCIONES		
Rangos (frecuencia)	Nivel de impacto	Calificación
0 – 3	Alto	3
4 – 6	Medio	2
> 7	Bajo	1
MTTR		
Rangos (días)	Nivel de impacto	Calificación
0 – 7	Alto	3
7 – 13	Medio	2
> 14	Bajo	1
MTBF		
Rangos (días)	Nivel de impacto	Calificación
0 – 183	Bajo	1
184 – 426	Medio	2
> 427	Alto	3

**Fuente:** Elaboración propia.

Finalmente, como se puede observar en todas las anteriores tablas las calificaciones más altas fueron establecidas para los casos donde los parámetros indicaban el mejor desempeño/rendimiento de la tecnología en el pozo. Esto significa que el impacto total más grande de dada tecnología que más se acerque a la máxima calificación posible (9) va a indicar un mayor beneficio global en su utilización.

Ahora bien, establecidos los rangos, nivel de impacto, magnitudes y calificaciones de cada parámetro se procede a calificar cada tecnología utilizada en los pozos de estudio.

#### 5.4 MATRIZ DE IMPACTO DEL POZO A-1

Con base a los datos presentados y analizados en el **Capítulo 3 y 4** de este proyecto de grado se realiza la matriz de impacto (**Tabla 28**) respectiva con el fin de saber los resultados(ventajas) que se obtienen al utilizar cada tecnología determinada de sarta de varillas en el pozo A-1.

**Tabla 28.** Matriz de impacto de las tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-1.

TIPO DE VARILLA	CALIFICACIÓN			TOTAL IMPACTO
	INTERVENCIONES	MTBF	MTTR	
HOLLOW RODS 1000 Y 1500	1	2	3	6
COROD SER Y SWR	1	1	1	3
DRIVE RODS	3	3	3	9

**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Tabla 28** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas Drive Rods fueron las varillas que más beneficios tuvieron durante su operación obteniendo la máxima calificación posible de 9.

No teniendo ninguna intervención durante su operación hasta la fecha de corte de análisis (01 Noviembre 2018), operando 446 días sin presentar alguna falla. Al igual que no presentó horas o días no operativos en restauración o reparación.

- Seguidamente las Hollow Rods (Varillas Huecas) con un puntaje de 6 se ubicaron por debajo de las Drive Rods y por último las varillas continuas COROD obtuvieron un puntaje de 3.
- Los resultados obtenidos en la matriz de impacto confirman los resultados y análisis obtenidos de rendimiento del pozo A-1 en el anterior **Capítulo 4**.

## 5.5 MATRIZ DE IMPACTO DEL POZO A-2

Asimismo, la **Tabla 29** muestra la matriz de impacto que se realizó para el pozo A-2 con el fin de saber el desempeño de cada tecnología respectiva.

**Tabla 29.** Matriz de impacto de las tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-2.

TIPO DE VARILLA	CALIFICACIÓN			TOTAL IMPACTO
	INTERVENCIONES	MTBF	MTTR	
PRO ROD 970 Y 960	1	2	3	6
COROD SER Y SWR	1	1	1	3
DRIVE RODS	3	3	3	9

**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Tabla 29** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas Drive Rods fueron las varillas que más beneficios tuvieron durante su operación obteniendo la máxima calificación posible de 9.

No teniendo ninguna intervención durante su operación hasta la fecha de corte de análisis (01 Noviembre 2018), operando 820 días sin presentar alguna falla. Al igual que no presentó horas o días no operativos en restauración o reparación.

- Seguidamente las varillas continuas ProRod con un puntaje de 6 se ubicaron por debajo de las Drive Rods y por último las varillas continuas COROD obtuvieron un puntaje de 3.
- Los resultados obtenidos en la matriz de impacto confirman los resultados y análisis obtenidos de rendimiento del pozo A-2 en el anterior **Capítulo 4**.

## 5.6 MATRIZ DE IMPACTO DEL POZO A-3

La **Tabla 30** muestra la matriz de impacto que se realizó para el pozo A-3 con el fin de saber el rendimiento de cada tecnología respectiva.

**Tabla 30.** Matriz de impacto de las tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-3.

TIPO DE VARILLA	CALIFICACIÓN			TOTAL IMPACTO
	INTERVENCIONES	MTBF	MTTR	
CONVENCIONAL TIPO 97	3	2	3	8
CONVENCIONAL TENARIS (UHS)	2	1	3	6
COROD SWR	2	3	1	6
PROROD 960	3	2	2	7
DRIVE RODS	3	3	3	9

**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Tabla 30** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas Drive Rods fueron las varillas que más ventajas tuvieron durante su operación obteniendo la máxima calificación posible de 9.

Teniendo solamente una intervención relacionada al procedimiento de flushing durante su operación hasta la fecha de corte de análisis (01 Noviembre 2018), operando 1375 días sin presentar alguna falla.

- Seguidamente las varillas convencionales tipo 97 con un puntaje de 8 se ubicaron por debajo de las Drive Rods y por último las varillas convencionales Tenaris (UHS) y COROD SWR obtuvieron un puntaje de 6.
- Los resultados obtenidos en la matriz de impacto confirman los resultados y análisis obtenidos de rendimiento del pozo A-3 en el anterior **Capítulo 4**.



## 5.7 MATRIZ DE IMPACTO DEL POZO A-4

Asimismo, la **Tabla 31** muestra la matriz de impacto que se realizó para el pozo A-4 con el fin de saber el desempeño de cada tecnología respectiva.

**Tabla 31.** Matriz de impacto de las tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo A-4.

TIPO DE VARILLA	CALIFICACIÓN			TOTAL IMPACTO
	INTERVENCIONES	MTBF	MTTR	
HOLLOW ROD 1000	1	1	3	5
COROD SWR	3	3	1	7
DRIVE ROD	3	3	3	9

**Fuente:** Elaboración propia.

De acuerdo a la **Tabla 31** se puede concluir lo siguiente:

- Las varillas Drive Rods fueron las varillas que más beneficios tuvieron durante su operación obteniendo la máxima calificación posible de 9.

No teniendo ninguna intervención durante la operación de estas hasta la fecha de corte de análisis (01 Noviembre 2018). Operando 1183 días sin presentar alguna falla.

- Luego de las varillas Drive Rods la tecnología que mejor desempeño obtuvo fue la varilla continua COROD con un puntaje de 7 y finalmente las varillas Hollow Rods fueron las que obtuvieron el más bajo puntaje con una calificación de 5.
- Los resultados obtenidos en la matriz de impacto confirman los resultados y análisis obtenidos de rendimiento del pozo A-4 en el anterior **Capítulo 4**.

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

El objetivo final de todo proyecto de la industria del petróleo es sin lugar a duda lograr una rentabilidad respecto a la inversión realizada sobre éste mismo. Al final en esta industria como en muchas de la actualidad el componente más importante que prima es el negocio (la cantidad utilidad neta y flujo libre de caja neta que es posible tener).

Es por esto que el presente análisis financiero tiene como objetivo evaluar la viabilidad financiera del proyecto. Realizando una comparación del costo de implementación de un sistema de sartas de varillas continua COROD, ProRod, varillas Huecas (Hollow Rods), convencional tipo 97 y convencional Tenaris (UHS) con respecto a las varillas con pin modificado (Drive Rods). Al hacer esta comparación se busca determinar cuál es la tecnología de sarta de varillas que mejor viabilidad financiera tiene para el proyecto.

Por otra parte, se define que la evaluación del proyecto se realiza con unidad monetaria de Dólar americano (USD) con una tasa de interés de oportunidad (TIO) de 11% efectivo anual, tasa que suele ser utilizada por el operador para evaluar los proyectos de inversión desarrollados por esta.

Finalmente, en el presente análisis se establecieron los costos de inversión para cada tipo de tecnología de sarta de varillas, asimismo se determinaron los costos de operación y los ingresos que se generaron durante la operación de cada tipo de sarta de varillas. Evaluando todo mediante la metodología del indicador Valor Presente Neto (VPN) para un periodo de evaluación de 12 meses.

### 6.1 ANÁLISIS DE INVERSION (CAPEX)

El análisis CAPEX hace referencia a la inversión inicial que debe realizar la empresa operadora del Campo con el fin de obtener, mejorar o mantener activos tal como propiedades, edificios, equipos, máquinas entre otros<sup>61</sup>.

En ese orden de ideas los costos totales de inversión en el caso de este proyecto de grado incluyen:

- El capital requerido para la compra total de varillas de determinada tecnología requeridas para la operación de la bomba PCP en el pozo junto con sus respectivos couplings.

---

<sup>61</sup>INVESTOPEDIA. Capital Expenditure (CAPEX). [en línea]. 2018. [Consultado 17 Octubre 2018]. Disponible en internet: <https://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp>

- Los costos de inversión requeridos para realizar la intervención al pozo o procedimiento de WorkOver necesario para implementar cada sistema de sarta de varillas. Este cálculo incluye: (pulling, running, puesta en marcha, personal, taladro etc.)
- Los accesorios requeridos para la completa instalación del sistema de producción del pozo requeridos en cada caso determinado. (Por ejemplo: pin end, Shear coupling, centralizadores entre otros).

## POZO A-1

**Tabla 32.** Capital de Inversión de las varillas Drive Rods para el pozo A-1.

Drive Rods	
Inversión	Valor (USD)
Varillas Drive Rods	49,000
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	16,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>70,000</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 33.** Capital de Inversión de las varillas Hollow Rods para el pozo A-1.

Hollow Rods	
Inversión	Valor (USD)
Hollow Rods	58,000
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	16,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>79,000</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 34.** Capital de Inversión de las varillas COROD para el pozo A-1.

<b>COROD</b>	
<b>Inversión</b>	<b>Valor (USD)</b>
3,846 ft	40,383
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	20,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>65,383</b>

Fuente: Elaboración propia.

## POZO A-2

**Tabla 35.** Capital de Inversión de las varillas Drive Rods para el pozo A-2.

<b>Drive Rods</b>	
<b>Inversión</b>	<b>Valor (USD)</b>
Varillas Drive Rods	49,000
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	16,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>70,000</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 36.** Capital de Inversión de las varillas Pro Rod para el pozo A-2.

<b>Pro Rod</b>	
<b>Inversión</b>	<b>Valor (USD)</b>
3,500 ft	35,000
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	20,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>60,000</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 37.** Capital de Inversión de las varillas COROD para el pozo A-2.

<b>COROD</b>	
<b>Inversión</b>	<b>Valor (USD)</b>
3,500 ft	36,750
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	20,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>61,750</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

### **POZO A-3**

**Tabla 38.** Capital de Inversión de las varillas convencionales tipo 97 para el pozo A-3.

<b>Convencionales tipo 97</b>	
<b>Inversión</b>	<b>Valor (USD)</b>
Varillas convencionales tipo 97	18,600
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	16,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>39,600</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 39.** Capital de Inversión de las varillas convencionales Tenaris (UHS) para el pozo A-3.

<b>Convencionales Tenaris (UHS)</b>	
<b>Inversión</b>	<b>Valor (USD)</b>
Varillas Tenaris (UHS)	24,800
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	16,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>45,800</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 40.** Capital de Inversión de las varillas COROD para el pozo A-3.

<b>COROD</b>	
<b>Inversión</b>	<b>Valor (USD)</b>
3,700 ft	38,850
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	20,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>63,850</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 41.** Capital de Inversión de las varillas Pro Rod para el pozo A-3.

<b>Pro Rod</b>	
<b>Inversión</b>	<b>Valor (USD)</b>
3,700 ft	37,000
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	20,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>62,000</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 42.** Capital de Inversión de las varillas Drive Rods para el pozo A-3.

<b>Drive Rods</b>	
<b>Inversión</b>	<b>Valor (USD)</b>
3,700 ft	43,400
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	16,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>64,400</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

## POZO A-4

**Tabla 43.** Capital de Inversión de las varillas Hollow Rods para el pozo A-4.

Hollow Rods	
Inversión	Valor (USD)
3,600 ft	49,714
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	16,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>70,714</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 44.** Capital de Inversión de las varillas COROD para el pozo A-4.

COROD	
Inversión	Valor (USD)
3,600 ft	37,800
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	20,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>62,800</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 45.** Capital de Inversión de las varillas Drive Rods para el pozo A-4.

Drive Rods	
Inversión	Valor (USD)
3,600 ft	42,000
Accesorios	5,000
Instalación /WorkOver	16,000
<b>Total de Inversión para el pozo</b>	<b>63,000</b>

Fuente: Elaboración propia.

## 6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El análisis de costos de operación de este proyecto se enfoca en establecer los gastos que la empresa incurre durante la operación y extracción de crudo de determinado pozo. Para esto el OPEX se representa por el costo de levantamiento (lifting cost) promedio del Campo A el cual fue proporcionado por la operadora y corresponde al valor de 24.9 dólares por barril. Este valor incluye los costos necesarios para la producción y tratamiento del crudo, transporte, personal, operación de las bombas, energía, entre otros. No incluye intervenciones y operaciones de WorkOver de emergencia generadas por alguna falla catastrófica o problema presentado en el sistema.

Así pues, para el cálculo del OPEX se va a utilizar la producción del año 2017-2018 para los cuatro pozos de estudio. Estos datos de producción se obtuvieron del operador en rangos mensuales. Ahora bien, con el fin de evaluar cada tecnología de manera equitativa y debido a que durante el periodo a evaluar financieramente los pozos no todas las tecnologías de sarta de varillas fueron utilizadas, se realizarán las siguientes suposiciones:

- Se asume que cada tipo de sarta de varillas va a comenzar su periodo de corrida en Enero del 2017 para cada pozo determinado.
- Con base a los análisis y cálculos realizados en el **Capítulo 4** es posible estimar la cantidad días operativos sin presentar alguna falla (MTBF) y el número de días que en promedio el pozo va a estar fuera de operación por reparo o restauración (MTTR) cuando se encuentre bajo operación las diferentes tecnologías de sarta de varillas durante el horizonte de evaluación de 12 meses. A raíz de lo anterior es posible estimar cuantas veces el pozo va a tener paradas durante ese año y asimismo es posible saber cuántos días no va a estar produciendo crudo en ese mismo periodo de tiempo.
- La producción del año 2017-2018 se asume como una producción constante diaria donde los días del mes activos están determinados por la cantidad de días sin presentar fallas (MTBF) y la cantidad de días requeridos para restaurar y reparar dada falla (MTTR).
- Cada falla, o razón de intervención es por una causa diferente. Esto conlleva a que el costo de intervención o de operación de WorkOver sea muy dependiente de la causa que se mencionó anteriormente. Como consecuencia de esto, se halla un valor promedio ponderado de falla con base a la frecuencia, tipo de falla y valor respectivo de arreglo en cada pozo determinado. Las **tablas 52-55** muestran estos cálculos.



**Tabla 46 .** Valor promedio de falla para el pozo A-1.

FALLAS + WorkOver	FRECUENCIA	FRECUENCIA %	PRECIO (USD)	VALOR ACUMULADO (USD)
<b>Varilla (COROD)</b>	4	36%	65,383	23,776
<b>Tubería</b>	3	27%	42,995	11,726
<b>Bomba</b>	4	36%	46,000	16,727
<b>COSTO PROMEDIO DE FALLA</b>				<b>52,229</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 47.** Valor promedio de falla para el pozo A-2.

FALLAS + WorkOver	FRECUENCIA	FRECUENCIA %	PRECIO (USD)	VALOR ACUMULADO (USD)
<b>Varilla (ProRod)</b>	3	27%	60,000	16,364
<b>Tubería</b>	4	36%	42,995	15,635
<b>Bomba</b>	4	36%	46,000	16,727
<b>COSTO PROMEDIO DE FALLA</b>				<b>48,725</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 48.** Valor promedio de falla para el pozo A-3.

FALLAS + WorkOver	FRECUENCIA	FRECUENCIA %	PRECIO (USD)	VALOR ACUMULADO (USD)
<b>Varilla (UHS)</b>	1	10%	45,800	4,580
<b>Varilla (tipo 97)</b>	1	10%	39,600	3,960
<b>Varilla (Corod)</b>	1	10%	63,850	6,385
<b>Varilla (ProRod)</b>	1	10%	62,000	6,200
<b>Tubería</b>	5	50%	42,296	21,148
<b>Bomba</b>	1	10%	46,000	4,600
<b>COSTO PROMEDIO DE FALLA</b>				<b>46,873</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 49.** Valor promedio de falla para el pozo A-4.

FALLAS + WorkOver	FRECUENCIA	FRECUENCIA %	PRECIO (USD)	VALOR ACUMULADO (USD)
<b>Varilla (Hueca)</b>	1	17%	70,714	11,786
<b>Tubería</b>	1	17%	41,604	6,934
<b>Bomba</b>	4	67%	46,000	30,667
<b>COSTO PROMEDIO DE FALLA</b>				<b>49,386</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

A través de las cuatro últimas tablas se puede observar que el cálculo ponderado del valor promedio de falla para cada pozo es proporcional a la cantidad total de fallas de cada tipo (Varilla, tubería y Bomba) que se presentó en el periodo de análisis en cada caso.

Teniendo ya claro los parámetros y condiciones bajo las cuales se va a evaluar la viabilidad financiera de cada tecnología de sarta de varillas a continuación se comienza a realizar este proceso para los cuatro pozos.

#### POZO A-1

- **COROD:**

**Tabla 50.** KPIs de las Varillas COROD en el pozo A-1.

<b>COROD</b>	
<b>MTBF (días)</b>	128
<b>MTTR</b>	34
<b>Periodo de Evaluación (días)</b>	365
<b>Total de Fallas en periodo</b>	2
<b>Total de días no operativos en periodo</b>	68

**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la **Tabla 50** es posible analizar que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas continuas COROD tendrían 2 fallas en los meses de Mayo y Octubre del 2017, que significarían en cada mes un gasto adicional de \$ 52,229 USD por temas de reparación, pulling etc. Además, estas dos incidencias

generarían un total de 68 días no operativos donde no se estaría produciendo crudo. La **Tabla 51** expone estos resultados.

**Tabla 51.** Costos Operacionales en el pozo A-1 durante la operación de las varillas COROD.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	54.696	31	24.90	42,220
2	53.121	28	24.90	37,036
3	42.645	31	24.90	32,918
4	43.435	30	24.90	32,446
5	26.715	8	24.90	5,322 + 52,229
6	28.180	19	24.90	13,332
7	31.560	31	24.90	24,361
8	38.935	31	24.90	30,054
9	35.195	30	24.90	26,291
10	39.595	17	24.90	16,761 + 52,229
11	68.900	10	24.90	17,156
12	63.750	31	24.90	49,209
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS COROD</b>			<b>431,562</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **HOLLOW RODS:**

**Tabla 52.** KPIs de las Varillas Hollow Rods en el pozo A-1.

Hollow Rod	
MTBF (días)	392
MTRR	5
Periodo de Evaluación (días)	365
Total de Fallas en periodo	0
Total de días no operativos en periodo	0

Fuente: Elaboración propia.

Con base a la anterior tabla es posible analizar que para el caso de las varillas huecas durante el periodo de evaluación financiera no se presentó ninguna falla. Al no presentar ningún problema por ende tampoco se exhiben días no productivos. La **Tabla 53** muestra estos resultados.

**Tabla 53.** Costos Operacionales en el pozo A-1 durante la operación de las varillas Hollow Rods.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	54.696	31	24.90	42,220
2	53.121	28	24.90	37,036
3	42.645	31	24.90	32,918
4	43.435	30	24.90	32,446
5	26.715	31	24.90	20,621
6	28.180	30	24.90	21,050
7	31.560	31	24.90	24,361
8	38.935	31	24.90	30,054
9	35.195	30	24.90	26,291
10	39.595	31	24.90	30,563
11	68.900	30	24.90	51,468
12	63.750	31	24.90	49,209
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS HOLLOW RODS</b>			<b>398,237</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **Drive Rods:**

**Tabla 54.** KPIs de las Varillas Drive Rods en el pozo A-1.

<b>Drive Rod</b>	
<b>MTBF (días)</b>	446
<b>MTTR</b>	0
<b>Periodo de Evaluación (días)</b>	365
<b>Total de Fallas en periodo</b>	0
<b>Total de días no operativos en periodo</b>	0

**Fuente:** Elaboración propia.

Con base a la anterior tabla es posible analizar que para el caso de las varillas Drive Rods ocurre lo mismo que con las varillas huecas y durante el periodo de evaluación financiera estas varillas no presentarían fallas ni días no productivos. La **Tabla 55** muestra estos resultados.

**Tabla 55.** Costos Operacionales en el pozo A-1 durante la operación de las varillas Drive Rods.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	54.696	31	24.90	42,220
2	53.121	28	24.90	37,036
3	42.645	31	24.90	32,918
4	43.435	30	24.90	32,446
5	26.715	31	24.90	20,621
6	28.180	30	24.90	21,050
7	31.560	31	24.90	24,361
8	38.935	31	24.90	30,054
9	35.195	30	24.90	26,291
10	39.595	31	24.90	30,563
11	68.900	30	24.90	51,468
12	63.750	31	24.90	49,209
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS DRIVE RODS</b>			<b>398,237</b>	

Fuente: Elaboración propia.

#### POZO A-2

- COROD:**

**Tabla 56.** KPIs de las Varillas COROD A-2.

COROD	
MTBF (días)	180
MTTR	77
Periodo de Evaluación (días)	365
Total de Fallas en periodo	1
Total de días no operativos en periodo	77

Fuente: Elaboración propia.

Por medio de la **Tabla 56** es posible analizar que durante el periodo de evaluación financiera las varillas continuas COROD presentarían 1 falla en el mes de Junio que

significa un gasto adicional de \$48,725 USD y un total de 77 días no operativos. La **Tabla 57** expone estos resultados.

**Tabla 57.** Costos Operacionales en el pozo A-2 durante la operación de las varillas COROD.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	32.281	31	24.90	24,918
2	32.599	28	24.90	22,728
3	34.333	31	24.90	26,502
4	34.593	30	24.90	25,841
5	31.797	31	24.90	24,544
6	<b>26.071</b>	<b>29</b>	<b>24.90</b>	<b>18,826 + 48,725</b>
7	25.461	0	24.90	-
8	25.003	0	24.90	-
9	27.154	16	24.90	10,818
10	31.931	31	24.90	24,648
11	16.843	30	24.90	12,582
12	36.674	31	24.90	28,309
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS COROD</b>			<b>268,440</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **Pro Rod:**

**Tabla 58.** KPIs de las Varillas Pro Rod en el pozo A-2.

Pro Rod	
MTBF (días)	225
MTTR	6
Periodo de Evaluación (días)	365
Total de Fallas en periodo	1
Total de días no operativos en periodo	6

Fuente: Elaboración propia.

Con base a la anterior tabla es posible analizar que para el caso de las varillas continuas Pro Rod ocurriría 1 falla en el mes de Agosto que significa un gasto adicional de \$48,725 USD y un total de 6 días no operativos. La **Tabla 59** expone estos resultados.

**Tabla 59.** Costos Operacionales en el pozo A-2 durante la operación de las varillas Pro Rod.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	32.281	31	24.90	24,918
2	32.599	28	24.90	22,728
3	34.333	31	24.90	26,502
4	34.593	30	24.90	25,841
5	31.797	31	24.90	24,544
6	26.071	30	24.90	19,475
7	25.461	31	24.90	19,653
8	25.003	25	24.90	15,564 + 48,725
9	27.154	30	24.90	20,284
10	31.931	31	24.90	24,648
11	16.843	30	24.90	12,582
12	36.674	31	24.90	28,309
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS PRO ROD</b>			<b>313,772</b>	

Fuente: Elaboración propia.



- **Drive Rods:**

**Tabla 60.** KPIs de las Varillas Drive Rods en el pozo A-2.

Drive Rods	
<b>MTBF (días)</b>	820
<b>MTTR</b>	0
<b>Periodo de Evaluación (días)</b>	365
<b>Total de Fallas en periodo</b>	0
<b>Total de días no operativos en periodo</b>	0

**Fuente:** Elaboración propia.

Por medio de la **Tabla 60** es posible analizar que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas Drive Rods no tendrían falla alguna y por ende no expondrían tampoco días no operativos. La **Tabla 61** expone estos resultados.

**Tabla 61.** Costos Operacionales en el pozo A-2 durante la operación de las varillas Drive Rods.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	32.281	31	24.90	24,918
2	32.599	28	24.90	22,728
3	34.333	31	24.90	26,502
4	34.593	30	24.90	25,841
5	31.797	31	24.90	24,544
6	26.071	30	24.90	19,475
7	25.461	31	24.90	19,653
8	25.003	31	24.90	19,300
9	27.154	30	24.90	20,284
10	31.931	31	24.90	24,648
11	16.843	30	24.90	12,582
12	36.674	31	24.90	28,309
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS DRIVE RODS</b>			<b>268,783</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

## POZO A-3

- **Convencional tipo 97:**

**Tabla 62.** KPIs de las Varillas Convencionales tipo 97 en el pozo A-3.

<b>Convencional tipo 97</b>	
<b>MTBF (días)</b>	283
<b>MTTR</b>	1
<b>Periodo de Evaluación (días)</b>	365
<b>Total de Fallas en periodo</b>	1
<b>Total de días no operativos en periodo</b>	1

**Fuente:** Elaboración propia.

A través de la **Tabla 62** es posible analizar que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas Convencionales tipo 97 presentarían 1 falla que significa 1 día no operativo para la reparación de esta. La **Tabla 63** expone estos resultados.

**Tabla 63.** Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas Convencionales tipo 97.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	44.226	31	24.90	34,138
2	28.498	28	24.90	19,869
3	62.220	31	24.90	48,028
4	61.860	30	24.90	46,209
5	57.636	31	24.90	44,489
6	32.592	30	24.90	24,346
7	35.466	31	24.90	27,376
8	32.292	31	24.90	24,926
9	25.734	30	24.90	19,223
10	32.400	30	24.90	24,203 + 46,873
11	25.230	30	24.90	18,847
12	28.596	31	24.90	22,073
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS CONVENCIONAL (97)</b>			<b>400,601</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **Convencional Tenaris (UHS):**

**Tabla 64.** KPIs de las Varillas Convencionales Tenaris (UHS) en el pozo A-3.

<b>Convencional Tenaris (UHS)</b>	
<b>MTBF (días)</b>	105
<b>MTTR</b>	1
<b>Periodo de Evaluación (días)</b>	365
<b>Total de Fallas en periodo</b>	3
<b>Total de días no operativos en periodo</b>	3

Fuente: Elaboración propia.

La **Tabla 64** indica que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas Convencionales Tenaris (UHS) tendrían 3 fallas que significan un gasto adicional de

\$46,873 USD por falla en cada mes de incidencia y un total de 3 días no operativos. La **Tabla 65** muestra estos resultados.

**Tabla 65.** Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas Convencionales Tenaris (UHS).

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	44.226	31	24.90	34,138
2	28.498	28	24.90	19,869
3	62.220	31	24.90	48,028
4	<b>61.860</b>	<b>29</b>	<b>24.90</b>	<b>44,669 + 46,873</b>
5	57.636	31	24.90	44,489
6	32.592	30	24.90	24,346
7	<b>35.466</b>	<b>30</b>	<b>24.90</b>	<b>26,493 + 46,873</b>
8	32.292	31	24.90	24,926
9	25.734	30	24.90	19,223
10	32.400	31	24.90	25,010
11	<b>25.230</b>	<b>29</b>	<b>24.90</b>	<b>18,219 + 46,873</b>
12	28.596	31	24.90	22,073
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS TENARIS (UHS)</b>			<b>492,102</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **COROD:**

**Tabla 66.** KPIs de las Varillas Continuas COROD en el pozo A-3.

COROD	
MTBF (días)	435
MTTR	14
Periodo de Evaluación (días)	365
Total de Fallas en periodo	0
Total de días no operativos en periodo	0

Fuente: Elaboración propia.

Por medio de la **Tabla 66** es posible analizar que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas continuas COROD no tendrían falla alguna y por ende no expondrían tampoco días no operativos. La **Tabla 67** expone estos resultados.

**Tabla 67.** Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas continuas COROD.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	44.226	31	24.90	34,138
2	28.498	28	24.90	19,869
3	62.220	31	24.90	48,028
4	61.860	30	24.90	46,209
5	57.636	31	24.90	44,489
6	32.592	30	24.90	24,346
7	35.466	31	24.90	27,376
8	32.292	31	24.90	24,926
9	25.734	30	24.90	19,223
10	32.400	31	24.90	25,010
11	25.230	30	24.90	18,847
12	28.596	31	24.90	22,073
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS COROD SWR</b>			<b>354,534</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **Pro Rod:**

**Tabla 68.** KPIs de las Varillas Continuas Pro Rod en el pozo A-3.

<b>Pro Rod</b>	
<b>MTBF (días)</b>	365
<b>MTTR</b>	8
<b>Periodo de Evaluación (días)</b>	365
<b>Total de Fallas en periodo</b>	1
<b>Total de días no operativos en periodo</b>	0

**Fuente:** Elaboración propia.

La **Tabla 68** muestra que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas Pro Rod presentarían 1 falla que significan un gasto adicional de \$46,873 USD por la falla en el mes de incidencia y aunque la falla conllevaría 9 días no operativos debido a que la evaluación es de 1 año, este parámetro se encontraría por fuera del horizonte de evaluación y es por esto que no se toma en consideración en este caso específico. La **Tabla 69** representa estos resultados.

**Tabla 69.** Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas continuas Pro Rod.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	44.226	31	24.90	34,138
2	28.498	28	24.90	19,869
3	62.220	31	24.90	48,028
4	61.860	30	24.90	46,209
5	57.636	31	24.90	44,489
6	32.592	30	24.90	24,346
7	35.466	31	24.90	27,376
8	32.292	31	24.90	24,926
9	25.734	30	24.90	19,223
10	32.400	31	24.90	25,010
11	25.230	30	24.90	18,847
12	28.596	31	24.90	22,073 + 46,873
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS PRO RODS</b>			<b>401,407</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **Drive Rods:**

**Tabla 70.** KPIs de las Varillas Drive Rods en el pozo A-3.

Drive Rods	
MTBF (días)	1375
MTTR	0
Periodo de Evaluación (días)	365
Total de Fallas en periodo	0
Total de días no operativos en periodo	0

Fuente: Elaboración propia.

A través de la **Tabla 70** es posible analizar que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas Drive Rods no tendrían falla alguna y por ende no expondrían tampoco días no operativos. La **Tabla 71** expone estos resultados.

**Tabla 71.** Costos Operacionales en el pozo A-3 durante la operación de las varillas Drive Rods.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	44.226	31	24.90	34,138
2	28.498	28	24.90	19,869
3	62.220	31	24.90	48,028
4	61.860	30	24.90	46,209
5	57.636	31	24.90	44,489
6	32.592	30	24.90	24,346
7	35.466	31	24.90	27,376
8	32.292	31	24.90	24,926
9	25.734	30	24.90	19,223
10	32.400	31	24.90	25,010
11	25.230	30	24.90	18,847
12	28.596	31	24.90	22,073
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS DRIVE RODS</b>			<b>354,534</b>	

Fuente: Elaboración propia.

#### POZO A-4

**Tabla 72.** KPIs de las Varillas Hollow Rods en el pozo A-4.

Hollow Rods	
MTBF (días)	136
MTTR	1
Periodo de Evaluación (días)	365
Total de Fallas en periodo	2
Total de días no operativos en periodo	2

Fuente: Elaboración propia.



La **Tabla 72** muestra que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas Hollow Rods presentarían 2 fallas que significan un gasto adicional de \$49,386 USD por cada falla en el mes de incidencia que conllevaría a su vez 2 días no operativos. La **Tabla 79** representa estos resultados.

**Tabla 73.** Costos Operacionales en el pozo A-4 durante la operación de las varillas Hollow Rods.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	62.640	31	24.90	48,352
2	52.161	28	24.90	36,367
3	56.592	31	24.90	43,683
4	47.920	30	24.90	35,796
5	51.560	30	24.90	38,515 + 49,386
6	53.384	30	24.90	39,878
7	65.880	31	24.90	50,853
8	63.020	31	24.90	48,645
9	54.384	29	24.90	39,271 + 49,386
10	44.160	31	24.90	34,087
11	69.792	30	24.90	52,135
12	70.384	31	24.90	54,329
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS HOLLOW ROD 1000</b>			<b>620,683</b>	

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 74.** KPIs de las Varillas COROD en el pozo A-4.

COROD	
MTBF (días)	1040
MTTR	16
Periodo de Evaluación (días)	365
Total de Fallas en periodo	0
Total de días no operativos en periodo	0

Fuente: Elaboración propia.

A través de la **Tabla 80** es posible analizar que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas COROD no tendrían falla alguna y por ende no expondrían tampoco días no operativos. La **Tabla 81** expone estos resultados.

**Tabla 75.** Costos Operacionales en el pozo A-4 durante la operación de las varillas COROD.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	62.640	31	24.90	48,352
2	52.161	28	24.90	36,367
3	56.592	31	24.90	43,683
4	47.920	30	24.90	35,796
5	51.560	31	24.90	39,799
6	53.384	30	24.90	39,878
7	65.880	31	24.90	50,853
8	63.020	31	24.90	48,645
9	54.384	30	24.90	40,625
10	44.160	31	24.90	34,087
11	69.792	30	24.90	52,135
12	70.384	31	24.90	54,329
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS COROD SWR</b>			<b>524,549</b>	

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 76.** KPIs de las Varillas Drive Rods en el pozo A-4.

Drive Rods	
MTBF (días)	1183
MTTR	0
Periodo de Evaluación (días)	365
Total de Fallas en periodo	0
Total de días no operativos en periodo	0

Fuente: Elaboración propia.

A través de la **Tabla 82** es posible analizar que durante el periodo de la evaluación financiera las varillas Drive Rods no tendrían falla alguna y por ende no expondrían tampoco días no operativos. La **Tabla 83** expone estos resultados.

**Tabla 77.** Costos Operacionales en el pozo A-4 durante la operación de las varillas Drive Rods.

MES	BOD	Días del mes Activo	LIFTING COST (\$24.90 USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	62.640	31	24.90	48,352
2	52.161	28	24.90	36,367
3	56.592	31	24.90	43,683
4	47.920	30	24.90	35,796
5	51.560	31	24.90	39,799
6	53.384	30	24.90	39,878
7	65.880	31	24.90	50,853
8	63.020	31	24.90	48,645
9	54.384	30	24.90	40,625
10	44.160	31	24.90	34,087
11	69.792	30	24.90	52,135
12	70.384	31	24.90	54,329
<b>COSTOS TOTALES PARA PRODUCIR BARRILES BAJO LA OPERACIÓN DE LAS VARILLAS DRIVE RODS</b>			<b>524,549</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

### 6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

El análisis de los ingresos para el caso de este proyecto de grado están asociados a las ganancias obtenidas por la venta del crudo producido en ese mismo año de estudio. Para realizar estos cálculos igualmente se asumen las siguientes condiciones:

- **Precio de venta del crudo:** Según la EIA<sup>62</sup> el precio promedio del crudo Brent durante el año 2017 fue de \$54.25 USD/barril.
- **Regalías:** Para poder calcular la producción neta de crudo que se va a vender de los cuatro pozos de estudio es necesario igualmente restar el porcentaje de regalías a partir de la producción diaria de petróleo producida en el Campo A. Esto lo indica la ley 756 de 2002 y por medio de la **Tabla 78** se hace un resumen de este proceso.

**Tabla 78.** Porcentaje de Regalías según la Ley 756 de 2002.

Producción diaria promedio mes de un campo	Porcentaje
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8 %
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%
$X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$	
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%

**Fuente:** Ley 756 de 2002. 25 de Julio de 2002. Diario Oficial No. 44.878. Modificado por los autores.

Así pues, para el caso del Campo A el volumen diario promedio producido de crudo reportado por la operadora a la ANH es de 6,662 barriles. Esto significa que a este campo le corresponde un porcentaje de regalías de:

$$X = 8 + (6.662 - 5.0) * (0.10)$$

$$X = 8.17 \%$$

---

<sup>62</sup> U.S. Energy Information Administration (EIA). Petroleum & Other Liquids. [en línea]. 2018. [Consultado 23 Octubre 2018]. Disponible en internet: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RBTE&f=M>

Ya teniendo claro el precio de venta de crudo y el porcentaje de regalías se realizan los cálculos respectivos con base a la producción de crudo para el periodo 2017-2018.

### POZO A-1

- **COROD**

**Tabla 79.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas COROD del pozo A-1.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	54.696	31	1,696	139	1,557	84,470
2	53.121	28	1,487	122	1,366	74,098
3	42.645	31	1,322	108	1,214	65,859
4	43.435	30	1,303	106	1,197	64,915
5	26.715	8	214	17	196	10,647
6	28.180	19	535	44	492	26,673
7	31.560	31	978	80	898	48,740
8	38.935	31	1,207	99	1,108	60,129
9	35.195	30	1,056	86	970	52,600
10	39.595	17	673	55	618	33,533
11	68.900	10	689	56	633	34,324
12	63.750	31	1,976	161	1,815	98,452
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS COROD</b>					<b>654,441</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

- **Hollow Rods**

**Tabla 80.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Hollow Rods del pozo A-1.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	54.696	31	1,696	139	1,557	84,470
2	53.121	28	1,487	122	1,366	74,098
3	42.645	31	1,322	108	1,214	65,859
4	43.435	30	1,303	106	1,197	64,915
5	26.715	31	828	68	761	41,257
6	28.180	30	845	69	776	42,116
7	31.560	31	978	80	898	48,740
8	38.935	31	1,207	99	1,108	60,129
9	35.195	30	1,056	86	970	52,600
10	39.595	31	1,227	100	1,127	61,149
11	68.900	30	2,067	169	1,898	102,973
12	63.750	31	1,976	161	1,815	98,452
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS HOLLOW RODS</b>					<b>796,759</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- Drive Rods

**Tabla 81.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Drive Rods del pozo A-1.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	54.696	31	1,696	139	1,557	84,470
2	53.121	28	1,487	122	1,366	74,098
3	42.645	31	1,322	108	1,214	65,859
4	43.435	30	1,303	106	1,197	64,915
5	26.715	31	828	68	761	41,257
6	28.180	30	845	69	776	42,116
7	31.560	31	978	80	898	48,740
8	38.935	31	1,207	99	1,108	60,129
9	35.195	30	1,056	86	970	52,600
10	39.595	31	1,227	100	1,127	61,149
11	68.900	30	2,067	169	1,898	102,973
12	63.750	31	1,976	161	1,815	98,452
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS DRIVE RODS</b>					<b>796,759</b>	

Fuente: Elaboración propia.

## POZO A-2

- **COROD:**

**Tabla 82.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas COROD del pozo A-2.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	32.281	31	1,001	82	919	49,854
2	32.599	28	913	75	838	45,473
3	34.333	31	1,064	87	977	53,023
4	34.593	30	1,038	85	953	51,701
5	31.797	31	986	81	905	49,105
6	26.071	29	756	62	694	37,665
7	25.461	0	-	-	-	-
8	25.003	0	-	-	-	-
9	27.154	16	434	35	399	21,644
10	31.931	31	990	81	909	49,313
11	16.843	30	505	41	464	25,172
12	36.674	31	1,137	93	1,044	56,638
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS COROD</b>					<b>439,586</b>	

Fuente: Elaboración propia.



- **Pro Rod:**

**Tabla 83.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Pro Rod del pozo A-2.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	32.281	31	1,001	82	919	49,854
2	32.599	28	913	75	838	45,473
3	34.333	31	1,064	87	977	53,023
4	34.593	30	1,038	85	953	51,701
5	31.797	31	986	81	905	49,105
6	26.071	30	782	64	718	38,964
7	25.461	31	789	64	725	39,321
8	25.003	25	625	51	574	31,140
9	27.154	30	815	67	748	40,582
10	31.931	31	990	81	909	49,313
11	16.843	30	505	41	464	25,172
12	36.674	31	1,137	93	1,044	56,638
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS PRO ROD</b>					<b>530,284</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- Drive Rods:

**Tabla 84.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Drive Rods del pozo A-2.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	32.281	31	1,001	82	919	49,854
2	32.599	28	913	75	838	45,473
3	34.333	31	1,064	87	977	53,023
4	34.593	30	1,038	85	953	51,701
5	31.797	31	986	81	905	49,105
6	26.071	30	782	64	718	38,964
7	25.461	31	789	64	725	39,321
8	25.003	31	775	63	712	38,614
9	27.154	30	815	67	748	40,582
10	31.931	31	990	81	909	49,313
11	16.843	30	505	41	464	25,172
12	36.674	31	1,137	93	1,044	56,638
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS DRIVE RODS</b>					<b>537,758</b>	

Fuente: Elaboración propia.

### POZO A-3

- **Convencional tipo 97:**

**Tabla 85.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Convencional tipo 97 del pozo A-3.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	44.226	31	1,371	112	1,259	68,300
2	28.498	28	798	65	733	39,751
3	62.220	31	1,929	158	1,771	96,090
4	61.860	30	1,856	152	1,704	92,452
5	57.636	31	1,787	146	1,641	89,010
6	32.592	30	978	80	898	48,710
7	35.466	31	1,099	90	1,010	54,772
8	32.292	31	1,001	82	919	49,870
9	25.734	30	772	63	709	38,460
10	32.400	30	972	79	893	48,423
11	25.230	30	757	62	695	37,707
12	28.596	31	886	72	814	44,162
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS CONVENCIONALES TIPO 97</b>					<b>707,708</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **Convencional Tenaris (UHS):**

**Tabla 86.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Convencional Tenaris (UHS) del pozo A-3.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	44.226	31	1,371	112	1,259	68,300
2	28.498	28	798	65	733	39,751
3	62.220	31	1,929	158	1,771	96,090
4	61.860	29	1,794	147	1,647	89,370
5	57.636	31	1,787	146	1,641	89,010
6	32.592	30	978	80	898	48,710
7	35.466	30	1,064	87	977	53,005
8	32.292	31	1,001	82	919	49,870
9	25.734	30	772	63	709	38,460
10	32.400	31	1,004	82	922	50,037
11	25.230	29	732	60	672	36,450
12	28.596	31	886	72	814	44,162
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS CONVENCIONAL TENARIS (UHS)</b>					<b>703,216</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **COROD:**

**Tabla 87.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas COROD del pozo A-3.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	44.226	31	1,371	112	1,259	68,300
2	28.498	28	798	65	733	39,751
3	62.220	31	1,929	158	1,771	96,090
4	61.860	30	1,856	152	1,704	92,452
5	57.636	31	1,787	146	1,641	89,010
6	32.592	30	978	80	898	48,710
7	35.466	31	1,099	90	1,010	54,772
8	32.292	31	1,001	82	919	49,870
9	25.734	30	772	63	709	38,460
10	32.400	31	1,004	82	922	50,037
11	25.230	30	757	62	695	37,707
12	28.596	31	886	72	814	44,162
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS COROD</b>					<b>709,322</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **Pro Rod:**

**Tabla 88.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Pro Rod del pozo A-3.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	44.226	31	1,371	112	1,259	68,300
2	28.498	28	798	65	733	39,751
3	62.220	31	1,929	158	1,771	96,090
4	61.860	30	1,856	152	1,704	92,452
5	57.636	31	1,787	146	1,641	89,010
6	32.592	30	978	80	898	48,710
7	35.466	31	1,099	90	1,010	54,772
8	32.292	31	1,001	82	919	49,870
9	25.734	30	772	63	709	38,460
10	32.400	31	1,004	82	922	50,037
11	25.230	30	757	62	695	37,707
12	28.596	31	886	72	814	44,162
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS PRO RODS</b>					<b>709,322</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

- **Drive Rods:**

**Tabla 89.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Drive Rods del pozo A-3.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	44.226	31	1,371	112	1,259	68,300
2	28.498	28	798	65	733	39,751
3	62.220	31	1,929	158	1,771	96,090
4	61.860	30	1,856	152	1,704	92,452
5	57.636	31	1,787	146	1,641	89,010
6	32.592	30	978	80	898	48,710
7	35.466	31	1,099	90	1,010	54,772
8	32.292	31	1,001	82	919	49,870
9	25.734	30	772	63	709	38,460
10	32.400	31	1,004	82	922	50,037
11	25.230	30	757	62	695	37,707
12	28.596	31	886	72	814	44,162
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS DRIVE RODS</b>					<b>709,322</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

## POZO A-4

- **Hollow Rods:**

**Tabla 90.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Hollow Rods del pozo A-4.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	62.640	31	1,942	159	1,783	96,738
2	52.161	28	1,461	119	1,341	72,759
3	56.592	31	1,754	143	1,611	87,398
4	47.920	30	1,438	117	1,320	71,618
5	51.560	30	1,547	126	1,420	77,058
6	53.384	30	1,602	131	1,471	79,784
7	65.880	31	2,042	167	1,875	101,742
8	63.020	31	1,954	160	1,794	97,325
9	54.384	29	1,577	129	1,448	78,569
10	44.160	31	1,369	112	1,257	68,199
11	69.792	30	2,094	171	1,923	104,306
12	70.384	31	2,182	178	2,004	108,698
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS HOLLOW RODS</b>					<b>1,044,194</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.



- **COROD:**

**Tabla 91.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas COROD del pozo A-4.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	62.640	31	1,942	159	1,783	96,738
2	52.161	28	1,461	119	1,341	72,759
3	56.592	31	1,754	143	1,611	87,398
4	47.920	30	1,438	117	1,320	71,618
5	51.560	31	1,598	131	1,468	79,627
6	53.384	30	1,602	131	1,471	79,784
7	65.880	31	2,042	167	1,875	101,742
8	63.020	31	1,954	160	1,794	97,325
9	54.384	30	1,632	133	1,498	81,279
10	44.160	31	1,369	112	1,257	68,199
11	69.792	30	2,094	171	1,923	104,306
12	70.384	31	2,182	178	2,004	108,698
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS COROD</b>					<b>1,049,472</b>	

Fuente: Elaboración propia.

- **Drive Rods:**

**Tabla 92.** Ingresos para el sistema de sarta de varillas Drive Rods del pozo A-4.

MES	BOD	Días del mes Activos	Producción Total Mes Bruta	Regalías (8.17%) (bls)	Producción Total Neta (bls)	Total Ingresos (USD)
1	62.640	31	1,942	159	1,783	96,738
2	52.161	28	1,461	119	1,341	72,759
3	56.592	31	1,754	143	1,611	87,398
4	47.920	30	1,438	117	1,320	71,618
5	51.560	31	1,598	131	1,468	79,627
6	53.384	30	1,602	131	1,471	79,784
7	65.880	31	2,042	167	1,875	101,742
8	63.020	31	1,954	160	1,794	97,325
9	54.384	30	1,632	133	1,498	81,279
10	44.160	31	1,369	112	1,257	68,199
11	69.792	30	2,094	171	1,923	104,306
12	70.384	31	2,182	178	2,004	108,698
<b>TOTAL DE INGRESOS BAJO LA OPERACION DE VARILLAS DRIVE RODS</b>					<b>1,049,472</b>	

Fuente: Elaboración propia.

## 6.4 EVALUACION FINANCIERA

La evaluación financiera del proyecto se hace con el fin de determinar la tecnología de sarta de varillas más viable. Para esto se utilizan las inversiones realizadas, los costos de operación y los ingresos a obtener durante la operación e implementación de cada tipo de sarta varillas en los cuatro pozos de estudio.

**6.4.1 Valor Presente Neto (VPN).** El valor presente neto es una herramienta que sirve como indicador para medir y determinar la viabilidad de una inversión o un proyecto en términos de rentabilidad y ganancia. Este indicador calcula el equivalente en unidades monetarias actuales de todos los ingresos, egresos, presentes y futuros que constituyen un proyecto y de esta manera proporciona un marco de referencia para la toma de decisiones. La **Ecuación 4** ilustra el método adecuado para calcular el Valor Presente Neto.

**Ecuación 4.** Valor Presente Neto (VPN).

$$\text{VPN} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

**Fuente:** GRANEL, María. Como calcular el valor presente neto. Ejemplos. 2018. Modificado por los autores.

Donde:

- **Inversión inicial previa ( $I_0$ ):** Monto o valor de desembolso inicial que la empresa hará en el momento inicial de efectuar la inversión.
- **Flujos netos de efectivo ( $F_t$ ):** Representa la diferencia entre los ingresos y gastos que podrán obtenerse por la ejecución de un proyecto de inversión durante su vida útil.
- **Tasa de descuento ( $k$ ):** También conocida como costo o tasa de oportunidad. Es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. Refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente.
- **n:** Número de periodos que dure el proyecto o la evaluación financiera a realizar.

Los criterios de decisión de acuerdo al resultado obtenido son los siguientes<sup>63</sup>:

- **VPN > 0:** Se acepta el proyecto o la inversión, debido a que se está generando beneficio o superando la rentabilidad mínima esperada teniendo en cuenta la tasa de descuento elegida.
- **VPN = 0:** El proyecto o inversión no generará beneficios ni pérdidas.
- **VPN < 0:** No se acepta el proyecto o la inversión debido a que no está generando valor o beneficio, lo que significa que el proyecto no supera la rentabilidad mínima esperada teniendo en cuenta la tasa de descuento elegida.

Ahora bien, para utilizar la ecuación de Valor Presente Neto, es necesario realizar la conversión de la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) de la compañía operadora del 11 % (Efectivo Anual) a una tasa mensual, a continuación, se presenta el procedimiento.

$$(1 + i)^n = (1 + i)^n$$

$$(1 + 0.11)^1 = (1 + i)^{12}$$

$$(1 + 0.11)^{1/12} = (1 + i)^{12/12}$$

$$i = 0.008735$$

$$**TIO_{mensual} = 0.8735\%**$$

Antes de realizar el cálculo respectivo de VPN para cada tecnología de sarta de varillas en los pozos de estudio se realiza un flujo de caja neto obtenido de restar los ingresos (flechas azules) y egresos (flechas rojas) en cada caso determinado.

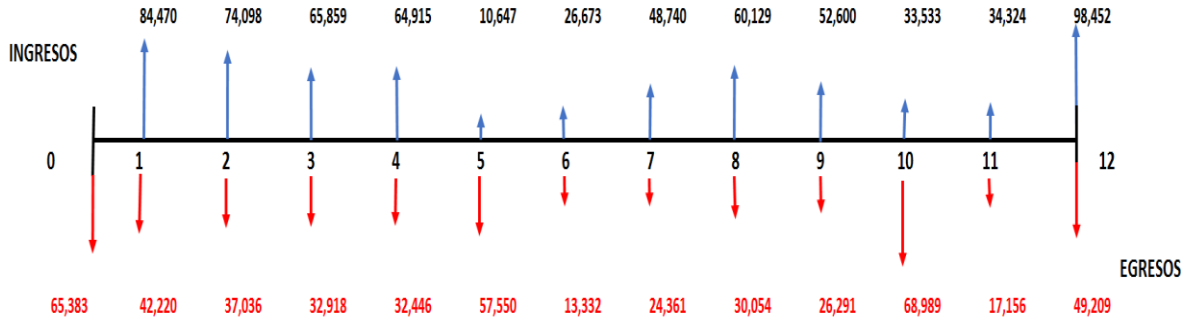
---

<sup>63</sup> GRANDEL, María. Como calcular el valor presente neto. Ejemplos. [en línea]. 2018. [Consultado 13 Octubre 2018]. Disponible en: <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos>

## POZO A-1

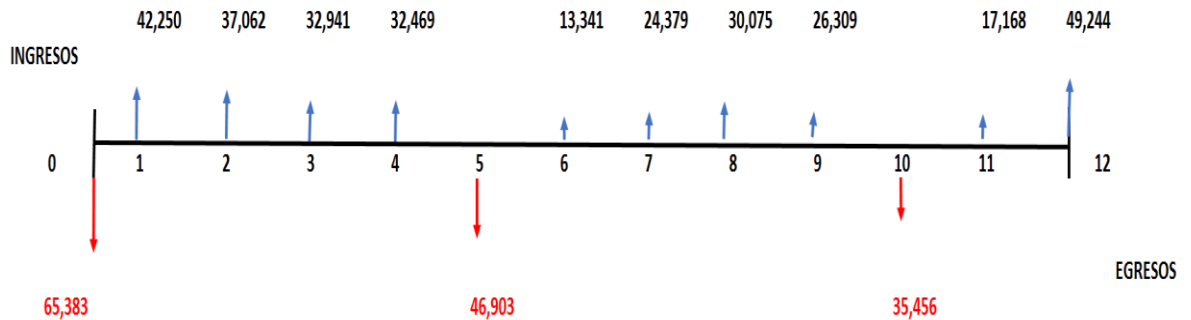
- COROD**

**Gráfica 37.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-1.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 38.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-1.



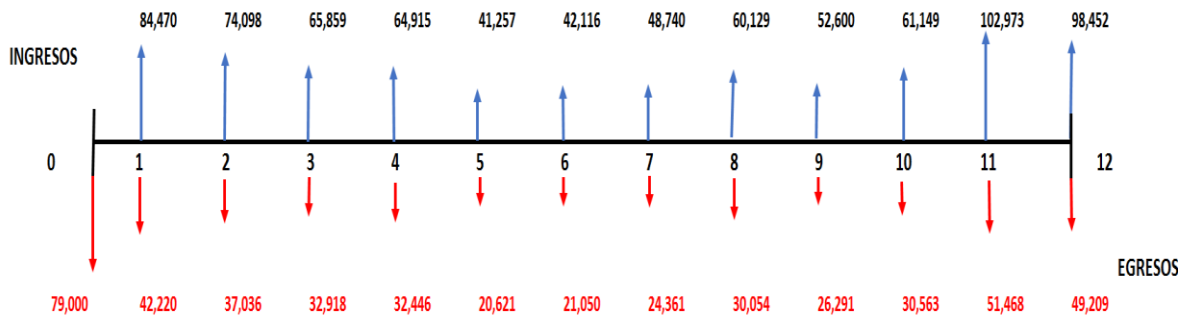
$$\begin{aligned}
 VPN = & -65,383 + \frac{42,250}{(1+0.008735)^1} + \frac{37,062}{(1+0.008735)^2} + \frac{32,941}{(1+0.008735)^3} + \frac{32,469}{(1+0.008735)^4} + \frac{-46,903}{(1+0.008735)^5} + \frac{13,341}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{24,379}{(1+0.008735)^7} + \frac{30,075}{(1+0.008735)^8} + \frac{26,309}{(1+0.008735)^9} + \frac{-35,456}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{17,168}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{49,244}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

**VPN = \$ 146,916**

**Fuente:** Elaboración propia.

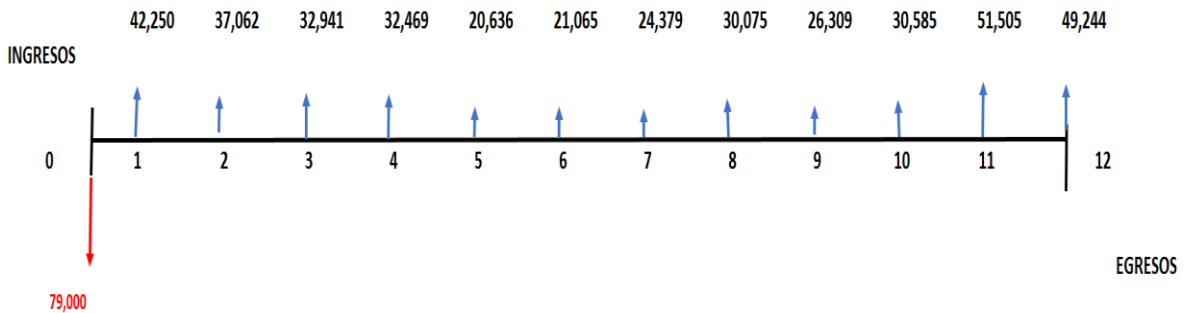
- **Hollow Rods**

**Gráfica 39.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Hollow Rods para el pozo A-1.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 40.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Hollow Rods para el pozo A-1.



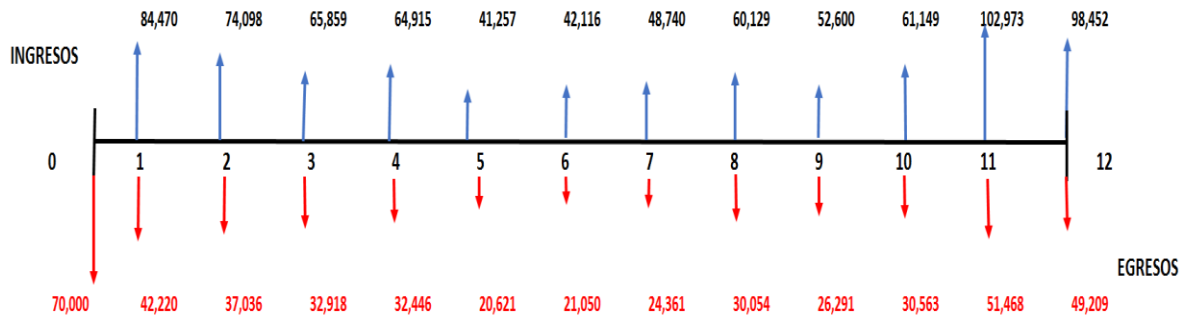
$$\begin{aligned}
 VPN = & -79,000 + \frac{42,250}{(1+0.008735)^1} + \frac{37,062}{(1+0.008735)^2} + \frac{32,941}{(1+0.008735)^3} + \frac{32,469}{(1+0.008735)^4} + \frac{20,636}{(1+0.008735)^5} + \frac{21,065}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{24,379}{(1+0.008735)^7} + \frac{30,075}{(1+0.008735)^8} + \frac{26,309}{(1+0.008735)^9} + \frac{30,585}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{51,505}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{49,244}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

**VPN = \$ 297,040**

**Fuente:** Elaboración propia.

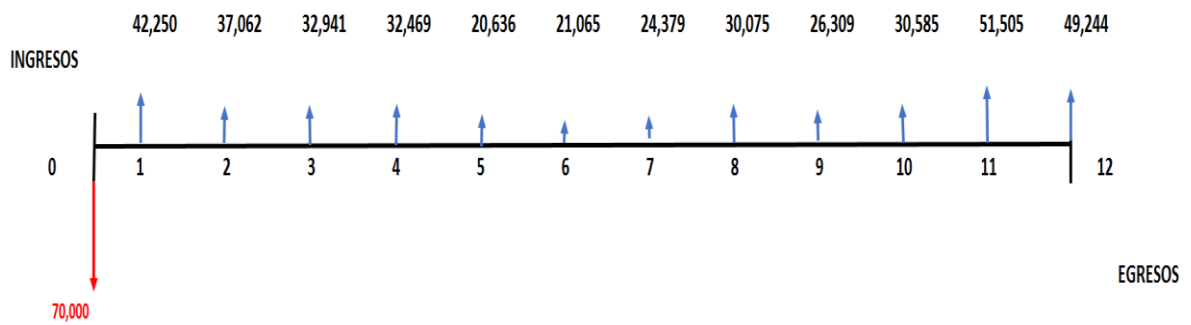
- Drive Rods

**Gráfica 41.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-1.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 42.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-1.



$$\begin{aligned}
 VPN = & -70,000 + \frac{42,250}{(1+0.008735)^1} + \frac{37,062}{(1+0.008735)^2} + \frac{32,941}{(1+0.008735)^3} + \frac{32,469}{(1+0.008735)^4} + \frac{20,636}{(1+0.008735)^5} + \frac{21,065}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{24,379}{(1+0.008735)^7} + \frac{30,075}{(1+0.008735)^8} + \frac{26,309}{(1+0.008735)^9} + \frac{30,585}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{51,505}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{49,244}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

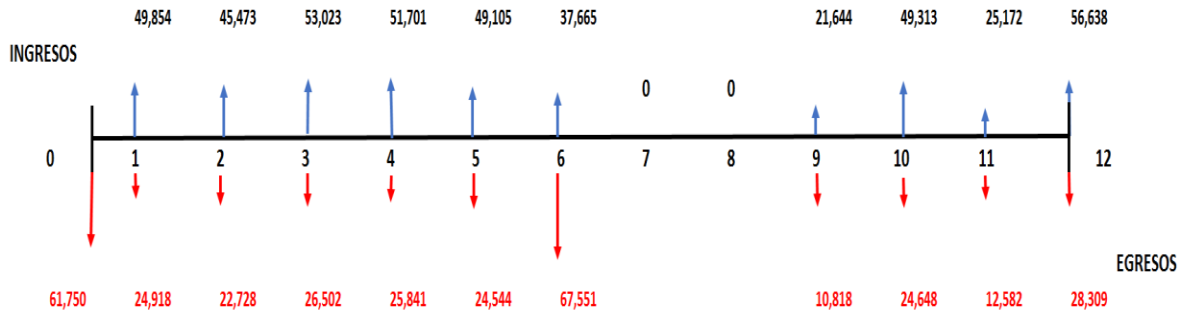
**VPN = \$ 306,040**

**Fuente:** Elaboración propia.

## POZO A-2

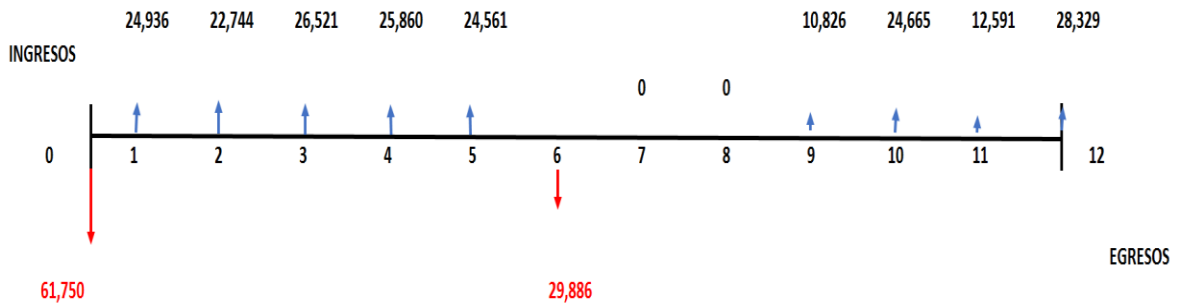
- COROD**

**Gráfica 43.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-2.



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 44.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-2.



$$\begin{aligned}
 VPN = & -61,750 + \frac{24,936}{(1+0.008735)^1} + \frac{22,744}{(1+0.008735)^2} + \frac{26,521}{(1+0.008735)^3} + \frac{25,860}{(1+0.008735)^4} + \frac{24,561}{(1+0.008735)^5} + \frac{-29,886}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{0}{(1+0.008735)^7} + \frac{0}{(1+0.008735)^8} + \frac{10,826}{(1+0.008735)^9} + \frac{24,665}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{12,591}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{28,329}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

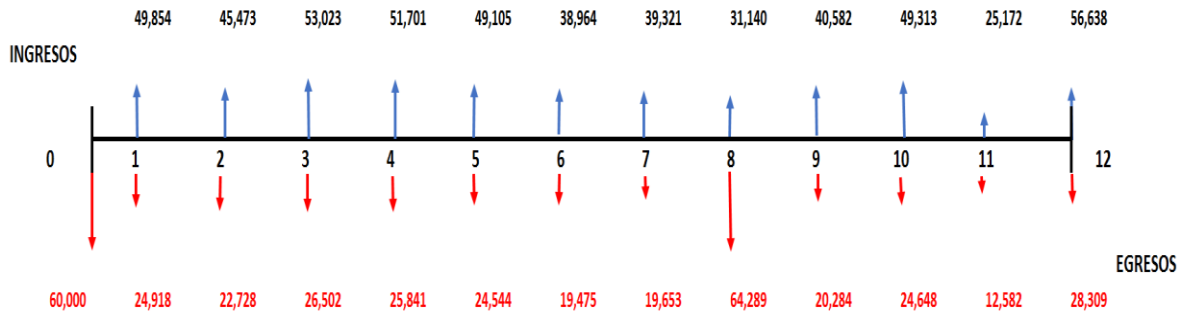
$VPN = \$ 100,870$

Fuente: Elaboración propia.



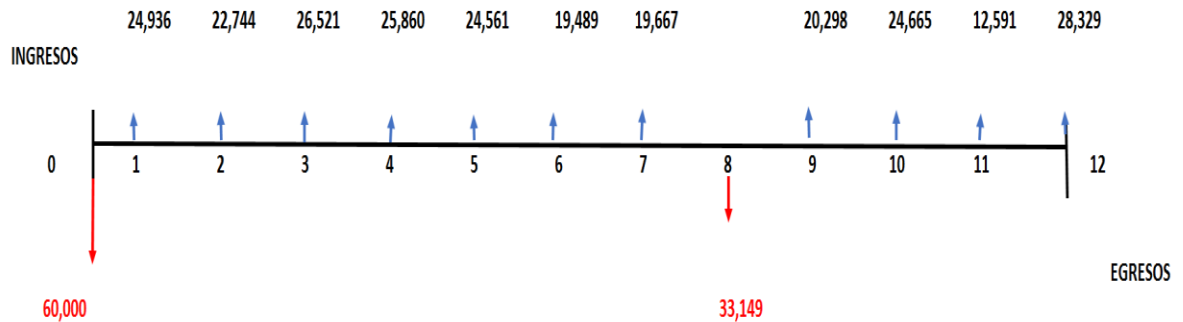
- Pro Rod

**Gráfica 45.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Pro Rod para el pozo A-2.



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 46.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Pro Rod para el pozo A-2.



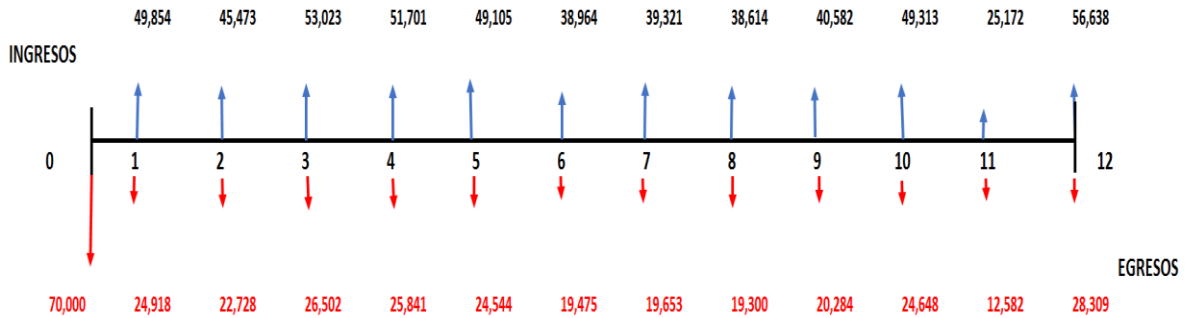
$$\begin{aligned}
 VPN = & -60,000 + \frac{24,936}{(1+0.008735)^1} + \frac{22,744}{(1+0.008735)^2} + \frac{26,521}{(1+0.008735)^3} + \frac{25,860}{(1+0.008735)^4} + \frac{24,561}{(1+0.008735)^5} + \frac{19,489}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{19,667}{(1+0.008735)^7} + \frac{-33,149}{(1+0.008735)^8} + \frac{20,298}{(1+0.008735)^9} + \frac{24,665}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{12,591}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{28,329}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

VPN = \$ 145,828

Fuente: Elaboración propia.

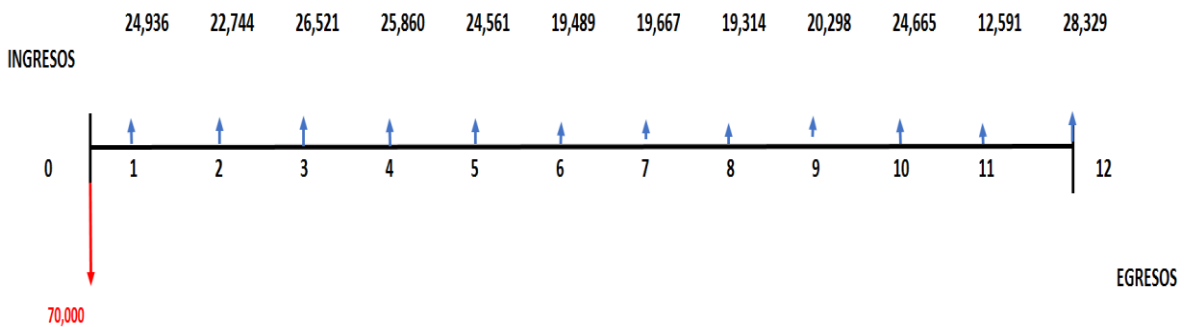
- **Drive Rods**

**Gráfica 47.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-2.



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 48.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-2.



$$\begin{aligned}
 VPN = & -70,000 + \frac{24,936}{(1+0.008735)^1} + \frac{22,744}{(1+0.008735)^2} + \frac{26,521}{(1+0.008735)^3} + \frac{25,860}{(1+0.008735)^4} + \frac{24,561}{(1+0.008735)^5} + \frac{19,489}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{19,667}{(1+0.008735)^7} + \frac{19,314}{(1+0.008735)^8} + \frac{20,298}{(1+0.008735)^9} + \frac{24,665}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{12,591}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{28,329}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

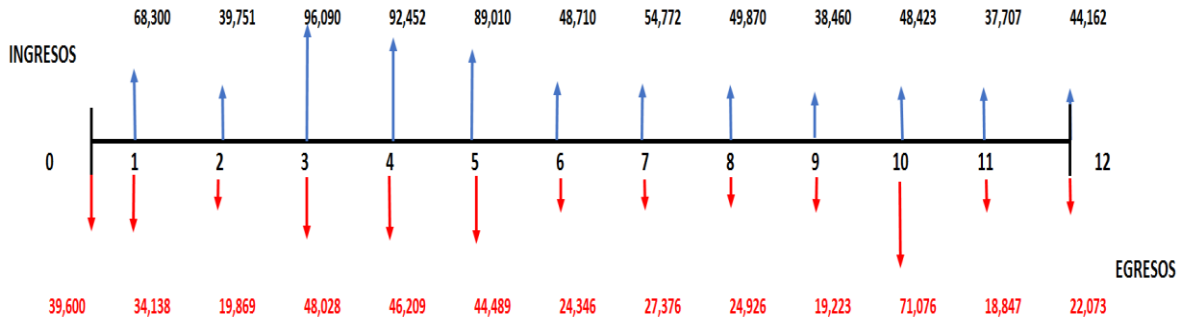
VPN = \$ 184,765

Fuente Elaboración propia.

## POZO A-3

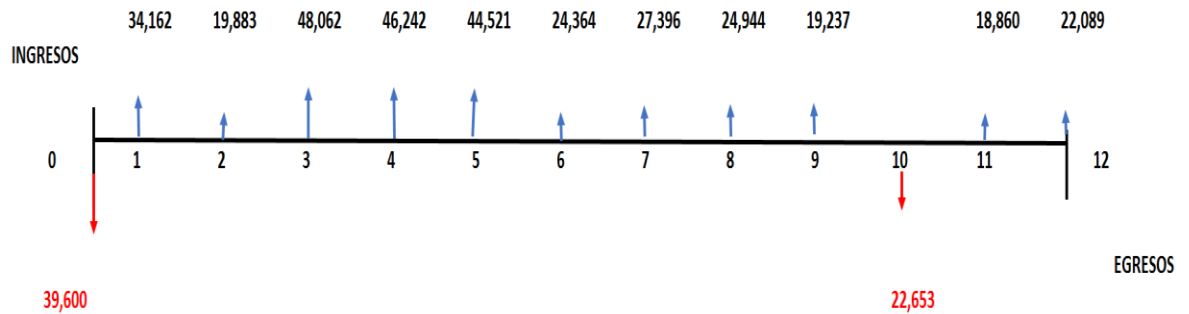
- **Convencional tipo 97:**

**Gráfica 49.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Convencional tipo 97 para el pozo A-3.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 50.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Convencional tipo 97 para el pozo A-3.



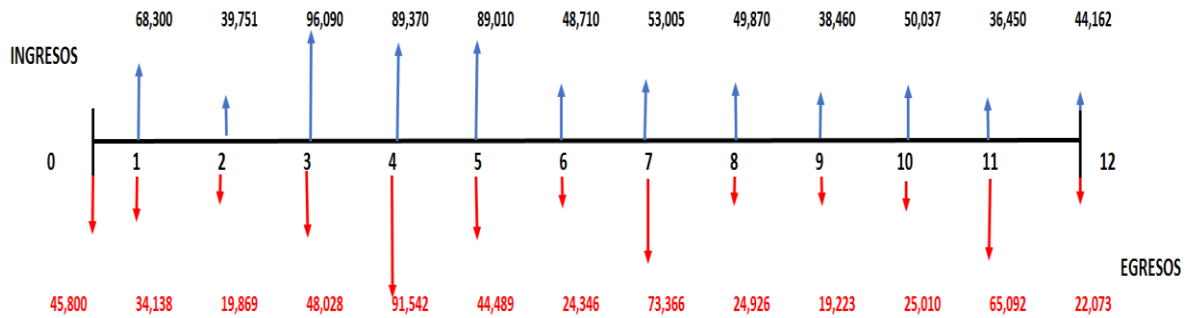
$$\begin{aligned}
 VPN = & -39,600 + \frac{34,162}{(1+0.008735)^1} + \frac{19,883}{(1+0.008735)^2} + \frac{48,062}{(1+0.008735)^3} + \frac{46,242}{(1+0.008735)^4} + \frac{44,521}{(1+0.008735)^5} + \frac{24,364}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{27,396}{(1+0.008735)^7} + \frac{24,944}{(1+0.008735)^8} + \frac{19,237}{(1+0.008735)^9} + \frac{-22,653}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{18,860}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{22,089}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

**VPN = \$ 254,151**

**Fuente:** Elaboración propia.

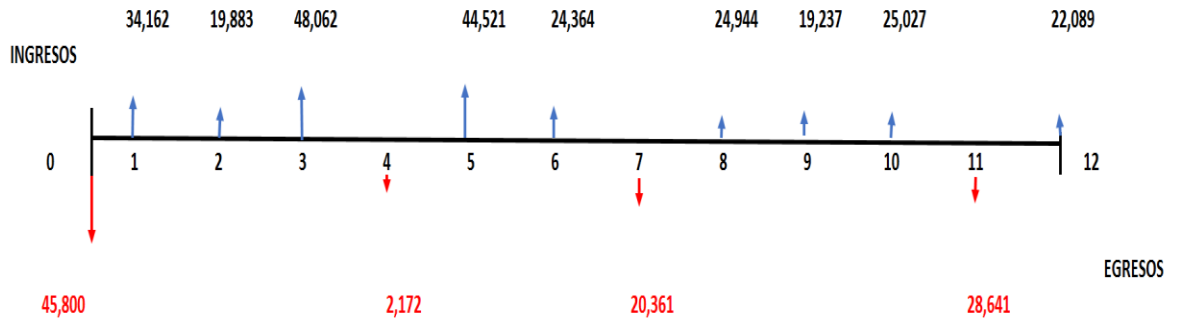
- **Convencional Tenaris (UHS):**

**Gráfica 51.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Convencional Tenaris (UHS) para el pozo A-3.



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 52.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Convencional Tenaris (UHS) para el pozo A-3.



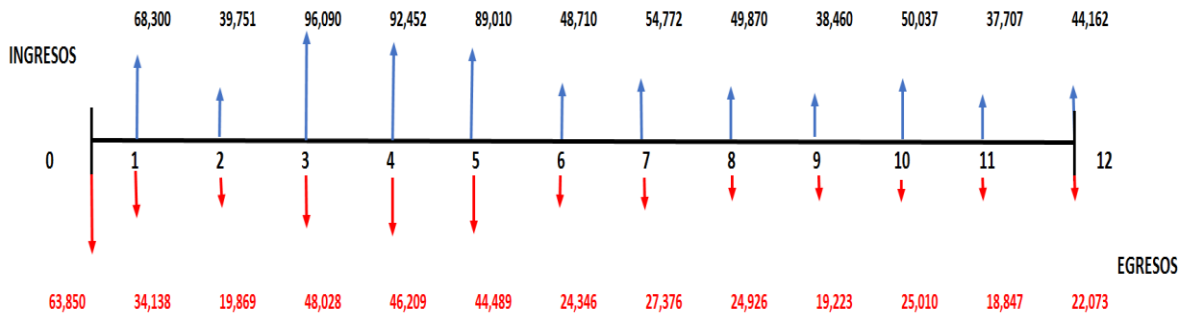
$$\begin{aligned}
 VPN = & -45,800 + \frac{34,162}{(1+0.008735)^1} + \frac{19,883}{(1+0.008735)^2} + \frac{48,062}{(1+0.008735)^3} + \frac{-2,172}{(1+0.008735)^4} + \frac{44,521}{(1+0.008735)^5} + \frac{24,364}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{-20,361}{(1+0.008735)^7} + \frac{24,944}{(1+0.008735)^8} + \frac{19,237}{(1+0.008735)^9} + \frac{25,027}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{-28,641}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{22,089}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

VPN = \$ 156,796
------------------

Fuente: Elaboración propia.

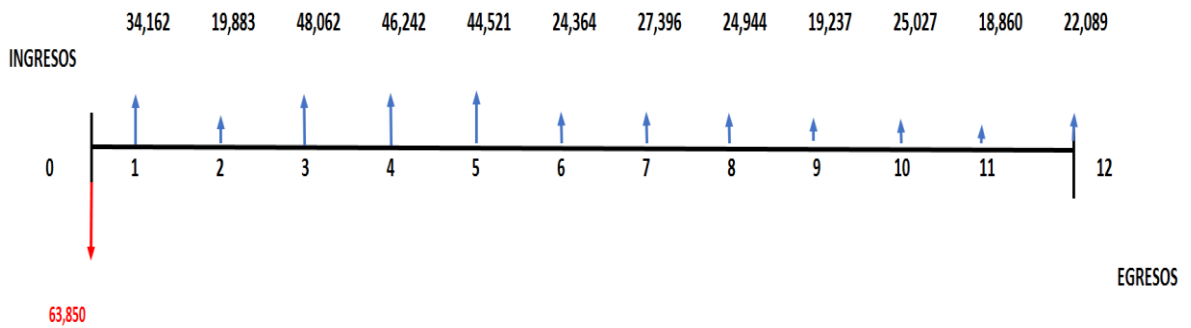
- **COROD:**

**Gráfica 53.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-3.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 54.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-3.



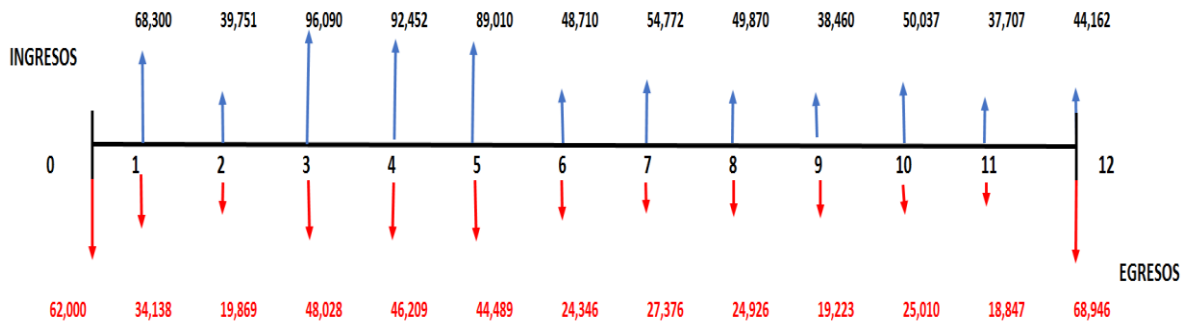
$$\begin{aligned}
 VPN = & -63,850 + \frac{34,162}{(1+0.008735)^1} + \frac{19,883}{(1+0.008735)^2} + \frac{48,062}{(1+0.008735)^3} + \frac{46,242}{(1+0.008735)^4} + \frac{44,521}{(1+0.008735)^5} + \frac{24,364}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{27,396}{(1+0.008735)^7} + \frac{24,944}{(1+0.008735)^8} + \frac{19,237}{(1+0.008735)^9} + \frac{25,027}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{18,860}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{22,089}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

**VPN = \$ 273,609**

**Fuente:** Elaboración propia.

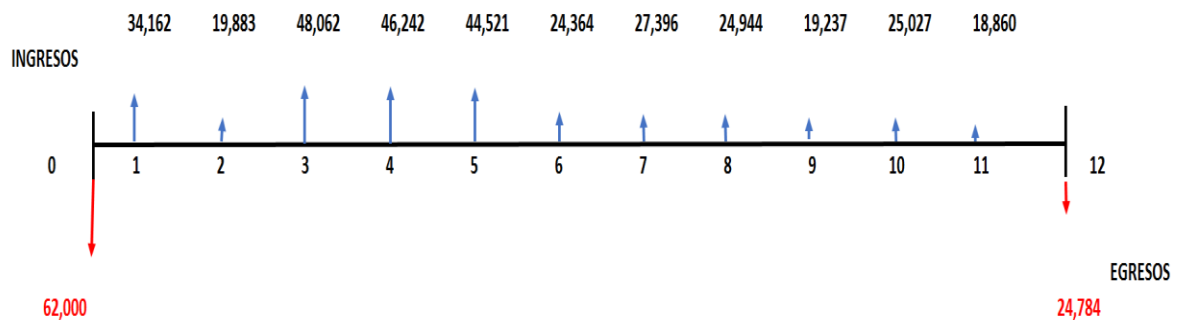
- **Pro Rod:**

**Gráfica 55.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Pro Rod para el pozo A-3.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 56.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Pro Rod para el pozo A-3.



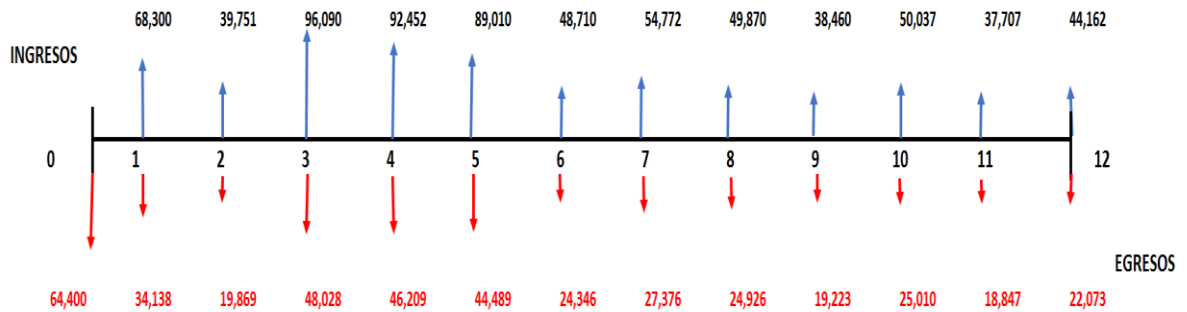
$$\begin{aligned}
 VPN = & -62,000 + \frac{34,162}{(1+0.008735)^1} + \frac{19,883}{(1+0.008735)^2} + \frac{48,062}{(1+0.008735)^3} + \frac{46,242}{(1+0.008735)^4} + \frac{44,521}{(1+0.008735)^5} + \frac{24,364}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{27,396}{(1+0.008735)^7} + \frac{24,944}{(1+0.008735)^8} + \frac{19,237}{(1+0.008735)^9} + \frac{25,027}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{18,860}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{-24,784}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

$VPN = \$ 233,232$

**Fuente:** Elaboración propia.

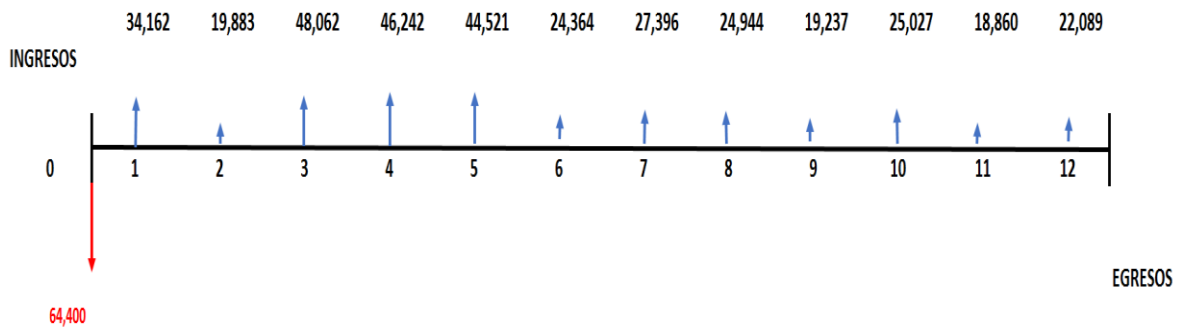
- **Drive Rods:**

**Gráfica 57.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-3.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 58.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-3.



$$\begin{aligned}
 VPN = & -64,400 + \frac{34,162}{(1+0.008735)^1} + \frac{19,883}{(1+0.008735)^2} + \frac{48,062}{(1+0.008735)^3} + \frac{46,242}{(1+0.008735)^4} + \frac{44,521}{(1+0.008735)^5} + \frac{24,364}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{27,396}{(1+0.008735)^7} + \frac{24,944}{(1+0.008735)^8} + \frac{19,237}{(1+0.008735)^9} + \frac{25,027}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{18,860}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{22,089}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

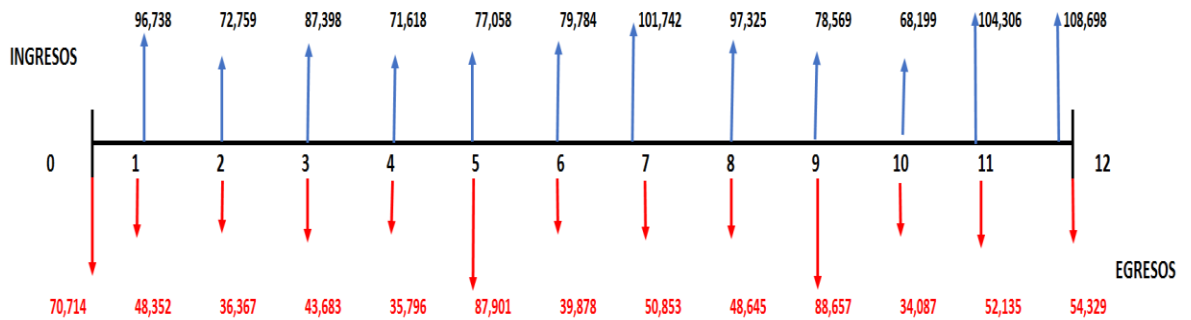
**VPN = \$ 273,059**

**Fuente:** Elaboración propia.

## POZO A-4

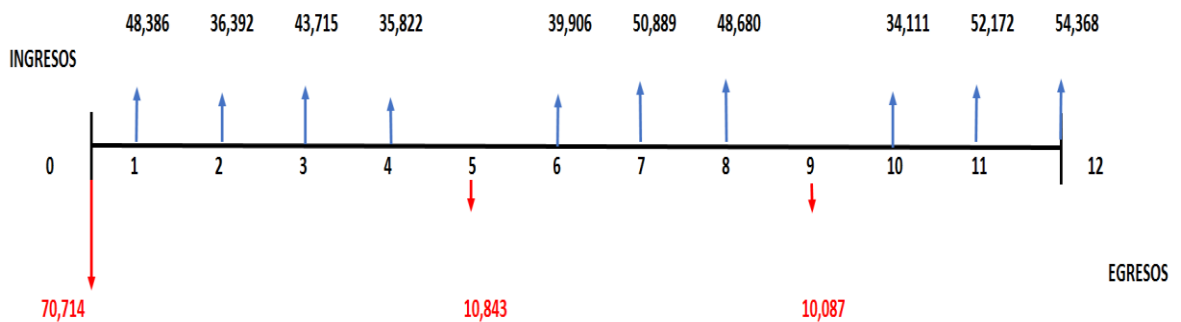
- Hollow Rods:**

**Gráfica 59.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Hollow Rods para el pozo A-4.



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 60.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Hollow Rods para el pozo A-4.



$$\begin{aligned}
 VPN = & -70,714 + \frac{48,386}{(1+0.008735)^1} + \frac{36,392}{(1+0.008735)^2} + \frac{43,715}{(1+0.008735)^3} + \frac{35,822}{(1+0.008735)^4} + \frac{-10,843}{(1+0.008735)^5} + \frac{39,906}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{50,889}{(1+0.008735)^7} + \frac{48,680}{(1+0.008735)^8} + \frac{-10,087}{(1+0.008735)^9} + \frac{34,111}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{52,172}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{54,368}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

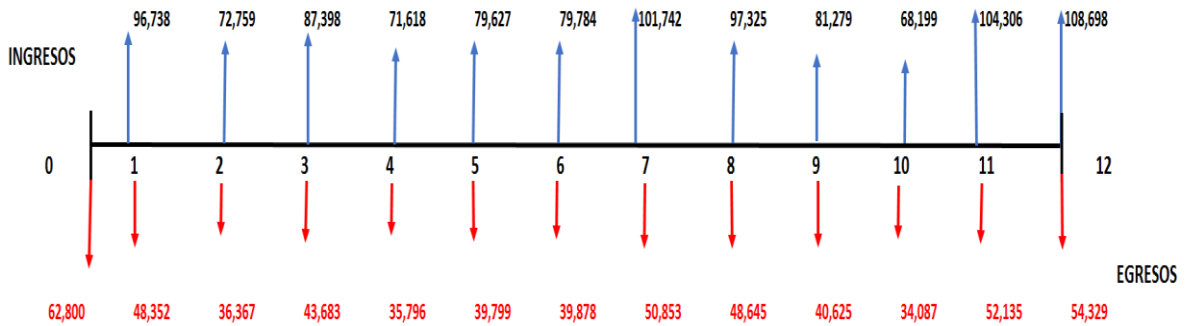
**VPN = \$ 329,325**

Fuente: Elaboración propia.



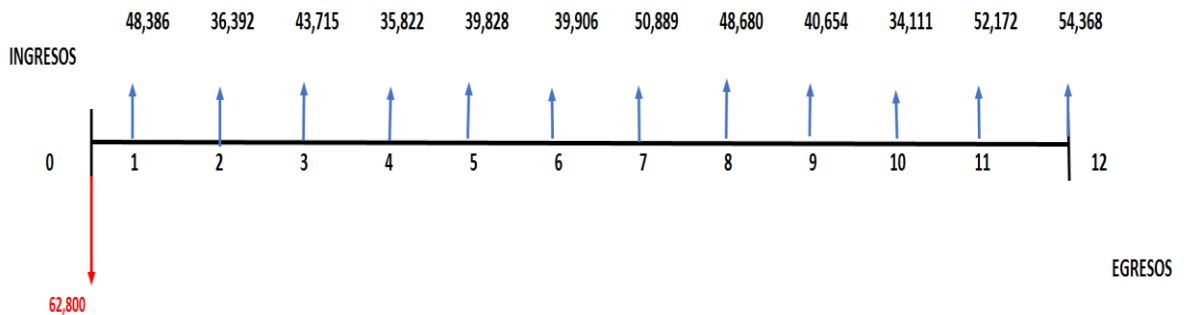
- **COROD:**

**Gráfica 61.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-4.



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 62.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas COROD para el pozo A-4.



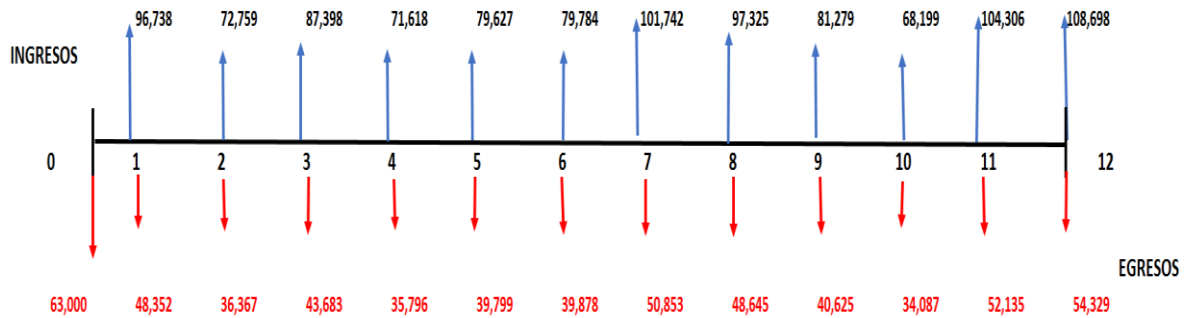
$$\begin{aligned}
 VPN = & -62,800 + \frac{48,386}{(1+0.008735)^1} + \frac{36,392}{(1+0.008735)^2} + \frac{43,715}{(1+0.008735)^3} + \frac{35,822}{(1+0.008735)^4} + \frac{39,828}{(1+0.008735)^5} + \frac{39,906}{(1+0.008735)^6} \\
 & + \frac{50,889}{(1+0.008735)^7} + \frac{48,680}{(1+0.008735)^8} + \frac{40,654}{(1+0.008735)^9} + \frac{34,111}{(1+0.008735)^{10}} + \frac{52,172}{(1+0.008735)^{11}} + \frac{54,368}{(1+0.008735)^{12}}
 \end{aligned}$$

**VPN = \$ 432,675**

Fuente: Elaboración propia.

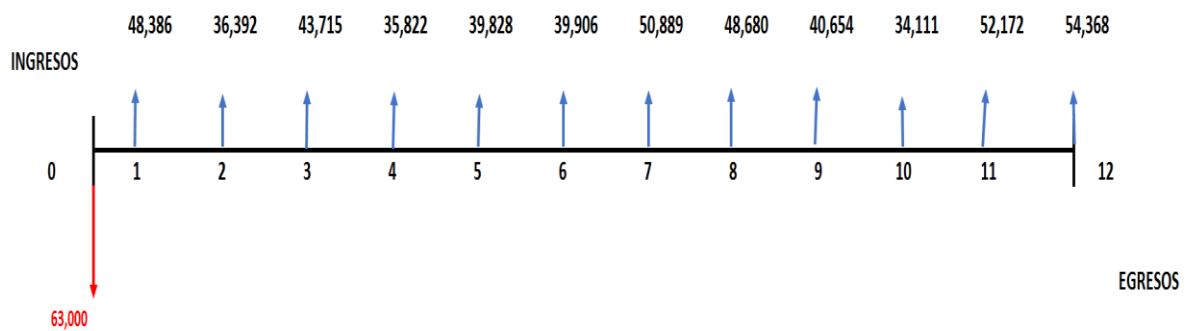
- **Drive Rods:**

**Gráfica 63.** Flujo de caja Bruto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-4.



**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 64.** Flujo de caja Neto para la tecnología de varillas Drive Rods para el pozo A-4.



$$\begin{aligned}
 VPN = & -63,000 + \frac{48,386}{(1+0.08735)^1} + \frac{36,392}{(1+0.08735)^2} + \frac{43,715}{(1+0.08735)^3} + \frac{35,822}{(1+0.08735)^4} + \frac{39,828}{(1+0.08735)^5} + \frac{39,906}{(1+0.08735)^6} \\
 & + \frac{50,889}{(1+0.08735)^7} + \frac{48,680}{(1+0.08735)^8} + \frac{40,654}{(1+0.08735)^9} + \frac{34,111}{(1+0.08735)^{10}} + \frac{52,172}{(1+0.08735)^{11}} + \frac{54,368}{(1+0.08735)^{12}}
 \end{aligned}$$

**VPN = \$ 432,475**

**Fuente:** Elaboración propia.

## **6.5 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA**

Con base en los resultados obtenidos, se concluye que la implementación de las varillas Drive Rods es atractiva financieramente para la compañía operadora. Esto debido a que durante la utilización de estas varillas en dos de los cuatro pozos de estudio se obtuvo el más alto VPN, con valores en los pozos A-1, A-2 de \$306,040 USD y \$184,765 USD respectivamente. Además de igual forma obtener un VPN muy bueno en los pozos A-3 y A-4 de \$273,059 USD y \$432,475 USD.

Estos significativos resultados se obtienen principalmente ya que, al no presentarse fallas al utilizar la tecnología de varillas durante el periodo de evaluación de 12 meses, los pozos logran producir una mayor cantidad de crudo que por ende significa ingresos superiores. Así mismo se evitan intervenciones y operaciones de WorkOver de emergencia que finalmente significan un ingreso adicional conllevando un ahorro en la operación de los pozos de estudio.

Por último, es importante resaltar que, aunque en cada escenario el sistema PCP con diferentes tecnologías de varillas logra obtener buenos resultados (obteniendo resultados de VPN positivo en todos los casos) estos no son tan altos debido a que la producción de crudo producido en los pozos es considerablemente baja. Teniendo los pozos A-1, A-2, A-3 y A-4 un BSW de 95%, 97.11%, 94% y 92% respectivamente.

Con certeza por ende afirmamos que la implementación de esta tecnología en pozos de mejores condiciones de producción, generarán apreciables y mejores resultados.

## 7. CONCLUSIONES

- A partir del análisis de cada tipo de sarta de varillas revisando parámetros tal como máximo torque de operación, clasificación respecto a diferentes grados metalúrgicos y capacidades de carga entre otras, se determinó como mejor alternativa las varillas Drive Rods, debido a que fue la que mayor tiempo operó sin presentar falla alguna, operando en los pozos A-1, A-2, A-3 y A-4 446, 820,1375 y 1183 días respectivamente.
- El pozo A-1, A-2, A-3 y A-4 estuvo 9.75%, 10.22%, 1.07% y 0.89% del total de su historial de operación por fuera de servicio respectivamente, donde las principales causas de intervención fue la operación por Flushing en el pozo A-1 con un 29%, fallas por tubería en el pozo A-2 con un 22%, fallas por tubería en el pozo A-3 con un 38% y fallas por estator en el pozo A-4 con un 30%.
- Se determinaron las diferentes limitaciones y aplicaciones relacionadas al Run life, MTBF y MTTR como parámetros de referencia en la medición del rendimiento de diferentes sistemas de levantamiento artificial, siendo el de mayor impacto y/o referencia el MTBF debido a que por medio de este es posible saber cuántos días operativos cada pozo va a estar activo en producción.
- Debido a que a la empresa soporte de trabajo de grado solamente le fue posible encontrar la información de las varillas Drive Rods respecto a la operación del pozo A-5, el análisis de este pozo no se considera significativo en los capítulos 4,5 y 6 ya que no hay otras tecnologías implicadas con las cuales se pueda realizar una comparación y respectivo estudio.
- Las varillas COROD fueron la tecnología que presentó los tiempos más largos de restauración, restableciendo su operación en los pozos A-1, A-2, A-3 y A-4 después de 34,77,14 y 16 días respectivamente.
- Mediante la implementación de la matriz de impacto, el sistema de bombeo de cavidades progresivas (PCP) mediante el uso de varillas con pin modificado (Drive Rods) fue el sistema de mejor desempeño/rendimiento en los cuatro pozos de estudio. Obteniendo en todos los casos un valor de MTBF mayor a 427 días, un valor de MTTR menor a 7 días y una frecuencia de intervenciones menor a 3. Generando así la máxima calificación posible de 9 en todos los casos.
- De acuerdo con los resultados obtenidos en la evaluación financiera se concluye que la implementación del bombeo de cavidades progresivas (PCP) con la sarta de varillas Drive Rods es una tecnología que genera gran rentabilidad económica. Obteniendo en dos de los cuatro pozos de estudio el más alto VPN, con valores en los pozos A-1, A-2 de \$306,040 USD y \$184,765 USD

respectivamente. Además de igual forma obtener un VPN muy bueno en los pozos A-3 y A-4 de \$273,059 USD y \$432,475 USD.

## 8. RECOMENDACIONES

- Evaluar el rendimiento del sistema de levantamiento artificial bombeo de cavidades progresivas mediante el uso de varillas Drive Rods en diferentes campos que posean condiciones de operación distintas al Campo A con el fin de comprobar los resultados obtenidos en este proyecto de grado.
- Los KPIs utilizados en el desarrollo de este trabajo de grado como cualquier cálculo estadístico a mayor cantidad de datos de fallas, equipos y días operativos van a presentar resultados más precisos. Por lo tanto, se recomienda evaluar el rendimiento del sistema PCP mediante el uso de varillas Drive Rods en una población de pozos significativamente mayor.
- Se recomienda a las compañías operadoras de sistemas de levantamiento artificial en cualquier campo a realizar reportes de operación en donde se consignen fallas detalladas de manera clara y concisa para así obtener una calidad de datos confiable que permita realizar cálculos y análisis representativos.
- Con el objetivo de identificar y prevenir fallas futuras se recomienda tener disponible un historial de producción detallado de cada uno de los pozos para realizar un análisis RCA (Root Cause Analysis) a todos los sistemas de levantamiento artificial que estén presentando Run Lifes y MTBF bajos.
- Se recomienda al operador del campo aplicar un método de recobro mejorado a los pozos de estudio con la finalidad de disminuir el corte de agua que se está produciendo y así tener la posibilidad de obtener una mayor producción de crudo y por ende mejor rentabilidad de los pozos.
- Debido a que no se tiene el completo historial de operación y fallas del pozo A-5 en caso de conseguir la información completa y detallada se recomienda seguir la metodología planteada en el **ANEXO L** con el fin de poder analizar y evaluar el rendimiento/desempeño de las varillas utilizadas. Esta metodología de igual forma se puede utilizar para evaluar el rendimiento de las sartas de varillas de cualquier pozo que esté utilizando como SLA el bombeo por cavidades progresivas. Pudiendo utilizar cualquier empresa tanto operadora como prestadora de servicios en la industria de petróleos esta metodología para implementar planes de prevención y reparación de fallas con el fin de generar un impacto positivo en la rentabilidad.

## BIBLIOGRAFÍA

ABCFINANZAS. Valor Presente Neto VPN. [en línea]. 2002. [Consultado 13 Octubre 2018]. Disponible en: <https://www.abcfinanzas.com/administracion-financiera/valor-presente-neto>

ACOSTA G., Jorge Enrique, et al. Mapa Geológico de Colombia. Plancha 245 Girardot. [en línea]. 2002. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B4/13010010002474/documento/pdf/0101024741101000.pdf>

ADMIN. Bombeo Mecanico de Petroleo. [en línea]. 2010. [Consultado 5 julio 2018]. Disponible en internet: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/bombeo-mecanico-de-petroleo/>

AMARIS, O.H.V., et al. Guando Field: Underpressured- Field Development. 2005. p.1. SPE 94569.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Specification for Sucker Rods, Polished Rods and Liners, Couplings, Sinker Bars, Polished Rod Clamps, Stuffing Boxes and Pumping Tees. API Specification 11B. 27 edition. [en línea]. 2010. [Consultado 20 julio 2018]. Disponible en internet: [http://acewel.com/api/API%20Spec%2011B\(27th%202010\).pdf](http://acewel.com/api/API%20Spec%2011B(27th%202010).pdf)

ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal [en línea]. 2007, p.50, 85-86. [Consultado 25 junio 2018]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf).

APERGY COMPANY. Pro – Rod Coiled Rod Solutions. Revision B. 2006.

APERGY COMPANY. Pro – Rod Coiled Rod Solutions: Specifications Continuous Sucker Rod Selection Guide. Revision 6.

APERGY. Norris Drive Rods®. AOT 05. 2014

API. Guidance for Performing Root Cause Analysis(RCA) with performing improvement projects. [En línea] 2010. [Consultado 24 noviembre 2018] Disponible en internet: <https://www.cms.gov/medicare/provider-enrollment-and-certification/qapi/downloads/guidanceforrca.pdf>

AVENDAÑO ROA, Tatiana. A full injection: la locomotora brasileña Petrobras en Colombia. [en línea]. 2005. [Consultado 31 Agosto 2018]. Disponible en internet: [https://totumasymaracas.files.wordpress.com/2010/01/petrobras-en-colombia\\_2005\\_tatiana.pdf](https://totumasymaracas.files.wordpress.com/2010/01/petrobras-en-colombia_2005_tatiana.pdf)

BAKER HUGHES. Submersible Pump HANDBOOK. [en línea]. 1997. Capítulo 2. [Consultado 2 julio 2018]. Disponible en internet: <https://www.slideshare.net/hprabowo/centrilift-submersible-pumphandbook>

BARRIOS, Francisco. Sistema Petrolero [en línea]. 2008. [Consultado 15 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/sistema-petrolero.html>

BNAMERICAS. Perenco Colombia Ltda. Descripción y información de la compañía. [en línea]. 2015. [Consultado 23 Agosto 2018]. Disponible en internet: <https://www.bnamericas.com/company-profile/es/perenco-colombia-ltda-perenco-colombia>

BOMBEO MECANICO. [en línea]. 2012. [Consultado 28 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://es.slideshare.net/gabosocorro/bombéo-mecánico-presentación>

BROWN, Kermit E., et al. The technology of artificial lift methods :Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: Design and Analysis. The university of Tulsa:pennwell Books, 1984. Vol. 2a.

CABALLERO, Cecilia. UNAM. Ambientes de Deposito. [en línea]. 2013. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/cursos/GgiAmbtes-VarNM-Discont.html>

CABALLERO, Cecilia. UNAM. Rocas Sedimentarias. [en línea]. 2013. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/cursos/RsSedim.html>

CHACÍN, Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. [en línea]. 2003.[Consultado 6 julio 2018]. Disponible en internet: <https://docplayer.es/755173-Bombéo-de-cavidad-progresiva-operaciones-diagnóstico-análisis-de-falla-y-trouble-shooting.html>

CHAUHAN, Narendra, et al. Guidelines to Understanding to estimate MTBF. [en línea].2011.[Consultado 30 Septiembre 2018]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/profile/Nilesh\\_Pancholi/publication/255173402\\_Guidelines\\_to\\_Understanding\\_to\\_estimate\\_MTBF/links/0deec520073f624502000000/Guidelines-to-Understanding-to-estimate-MTBF.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Nilesh_Pancholi/publication/255173402_Guidelines_to_Understanding_to_estimate_MTBF/links/0deec520073f624502000000/Guidelines-to-Understanding-to-estimate-MTBF.pdf).

CORTOLIMA. Geología. Equivalencias de unidades litóestratigráficas del terciario [en línea]. p.178. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: [http://www.cortolima.gov.co/sites/default/files/images/stories/centro\\_documentos/pom\\_prado/diagnostico/g26.pdf](http://www.cortolima.gov.co/sites/default/files/images/stories/centro_documentos/pom_prado/diagnostico/g26.pdf)



DABROWSKI, Alexander, et al. Uso y aplicaciones de Equipos “Pump off Controller” en Bombeo Mecánico. [en línea]. 2017. p.4-8. [Consultado 5 julio 2018]. Disponible en internet: <https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/678/9TFI-%20Guelfo%2020.02.2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

DÁVILA BURGA, Jorge. Diccionario Geológico [en línea]. 2011, p.433. [Consultado 15 septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://biblioteca.ismm.edu.cu/wp-content/uploads/2017/06/Diccionario-geologico.pdf>.

DENVER PEAK ACADEMY. Impact Effort Matrix Reference Guide. [en línea].2010. [Consultado 30 Septiembre 2018]. Disponible en: [https://www.denvergov.org/content/dam/denvergov/Portals/728/documents/Peak\\_Performance/Black\\_Belt/Reference\\_Guides/Guide\\_Impact\\_Effort\\_Matrix.pdf](https://www.denvergov.org/content/dam/denvergov/Portals/728/documents/Peak_Performance/Black_Belt/Reference_Guides/Guide_Impact_Effort_Matrix.pdf)  
Diseño de la matriz de impacto para determinar las áreas críticas en el proceso de atención medica ambulatoria. [en línea].2009. [Consultado 30 Septiembre 2018]. Disponible en: [http://cdim.esap.edu.co/bancomedios/documentos%20pdf/diseño%20de%20herramientas%20de%20control%20proceso%20de%20atención%20médica%20ambulatoria%20de%20atención%20en%20salud%20-%20instituciones%20i.p.s.%20de%20la%20empresa%20social%20del%20estado%20imsalud%20-%20capitulo%208%20-%20\(9%20pág%20-%2039%20kb\).pdf](http://cdim.esap.edu.co/bancomedios/documentos%20pdf/diseño%20de%20herramientas%20de%20control%20proceso%20de%20atención%20médica%20ambulatoria%20de%20atención%20en%20salud%20-%20instituciones%20i.p.s.%20de%20la%20empresa%20social%20del%20estado%20imsalud%20-%20capitulo%208%20-%20(9%20pág%20-%2039%20kb).pdf)

DOVE, J. ; SMITH, Z.D. Using Sucker Rod Pump Repair Data to Optimize Rod Lift Design. 2016. SPE - 181211 - MS.

ECOPETROL. Nuestra Historia. Principales Descubrimientos Petrolíferos. [en línea]. 2014. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>

ESCALANTE, Sharon. Bombeo de Cavidad Progresiva(BCP). Notas personales. [en línea]. 2016. [Consultado 20 julio 2018]. Disponible en internet: <http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia2-BCP-agosto-2016.pdf>

ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosumergible (BES). [en línea]. 2015. p.1-2. [Consultado 2 julio 2018]. Disponible en internet: <http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia-4-BES-SEP-2015.pdf>

ESPEJO MORA, Edgar. Análisis de fallas. Universidad Nacional de Colombia. Sede Bogotá. 2012. p. 2 -15.

FUQUEN M., Jaime Alberto; OSORNO M., Jose Fernando. INGEOMINAS GEOLOGIA DE LA PLANCHA 303 COLOMBIA DEPARTAMENTOS DE HUILA, TOLIMA Y META. [en línea]. 2002, p.31. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: <https://www.scribd.com/doc/33890967/Geologia-Del-Tolima>

GALVAN, R., et al. Importance Of Preventive and Predictive Maintenance Plan in Reducing Occurrences of Failures (MTBF -MTTR) – Rod Pumping Systems: Hydro-Pneumatic Surface Units, Experience in Mexico. 2013, p. 2. SPE 165027

GARCIA GONZALEZ, Mario, et al. Informe Ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. [en línea]. 2009, p.83-84. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/EVALUACION\\_DEL\\_POTENCIA\\_HIDROCARBURIFERO\\_DE\\_LAS\\_CUENCAS\\_COLOMBIANAS\\_UIS\\_2009.pdf#search=%22superior%20del%20magdalena%22](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/EVALUACION_DEL_POTENCIA_HIDROCARBURIFERO_DE_LAS_CUENCAS_COLOMBIANAS_UIS_2009.pdf#search=%22superior%20del%20magdalena%22)

GEOLOGIA ONLINE. Andesita Composición y formación. [en línea]. 2017. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://geologiaonline.com/andesita-composicion-formacion-datos-mas/>

GEOLOGY.COM. Geology Dictionary. Stratigraphic Column. [en línea]. 2013. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://geology.com/dictionary/glossary-s.shtml>

GLOSARIO GEOLOGIA. Termino. Aglomerado. [en línea]. 2012. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/aglomerado>

GLOSARIO GEOLOGIA. Término. Rocas Hipoabisales. [en línea]. 2012. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/rocas-hipoabisales>

GLOSARIO GEOLOGIA. Termino. Rocas Piroclásticas. [en línea]. 2012. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/rocas-piroclasticas>

GÓMEZ TAPIAS, Jorge. Alcaldía Municipal de Ataco. Esquema de ordenamiento Territorial. Documento técnico II. Geología – Geomorfología y Fisiografía [en línea]. 2002, p.20. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: [http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/geolog%C3%ADa,%20Geomorfolog%C3%ADa%20y%20fisiograf%C3%ADa%20-%20ataco%20\(83%20pag%20-%20186%20kb\).pdf](http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/geolog%C3%ADa,%20Geomorfolog%C3%ADa%20y%20fisiograf%C3%ADa%20-%20ataco%20(83%20pag%20-%20186%20kb).pdf)

GONCALVES NETO, Armando Celestino. The Utilization of Loss Matrix to Determine the Risks of an Offshore Petroleum Production Unit. 2003. p. 2-4. SPE 82004.

GRANEL, María. Como calcular el valor presente neto. Ejemplos. [en línea]. 2018. [Consultado 13 Octubre 2018]. Disponible en: <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos>

GRIEM, Wolfgang. Apuntes de Geología Estructural: Cabalgamientos [en línea]. 2005. [Consultado 14 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.geovirtual2.cl/Geoestructural/gestr06d.html>

GVAZQUEZ. Clase 11 Historia de la Estratigrafía. [en línea]. 2011. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%2011%20Historia%20de%20la%20Estratigrafia.pdf>

HERTVIK, Joe. MTBF vs MTTF vs MTTR: Defining failure for IT and data center environments. [en línea].2016 .[Consultado 30 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.bmc.com/blogs/mtbf-vs-mtff-vs-mttr-whats-difference/>

HIRISE. Tema Científico: Procesos Tectónicos. . [en línea]. 2011. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.uahirise.org/es/temas/tectonic.php>

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas V1. [en línea].2008.[Consultado 6 julio 2018]. Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

[https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield\\_review/defining-series-spanish/Defining\\_ESP\\_Sep\\_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B](https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B)

IMC NETWORKS. MTBF, MTTR, MTTF & FIT. Explanation of Terms. [en línea].2011 .[Consultado 30 Septiembre 2018]. Disponible en: <http://www.bb-elec.com/Learning-Center/All-White-Papers/Fiber/MTBF,-MTTR,-MTTF,-FIT-Explanation-of-Terms/MTBF-MTTR-MTTF-FIT-10262012-pdf.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166 Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 97895885673 153 p.

INVESTOPEDIA. Capital Expenditure (CAPEX). [en línea]. 2018. [Consultado 17 Octubre 2018]. Disponible en internet: <https://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp>

J.C; GARCIA, James. Experience with Progressive Cavity Pumps in the Soldado Field, Offshore Trinidad. 2016. p. 9. SPE -180802 – MS.

KEY PERFORMANCE INDEXES. [en línea]. 2018. [Consultado 28 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.klipfolio.com/resources/articles/what-is-a-key-performance-indicator>

KHADAV, Sandeep, et al. System Run Life Improvement for Rod Driven PCP in High Deviation Well. 2018. SPE – 190948 – MS.

LEON DUSSA, María; PALACIOS PALACIOS, Jhon Freddy. Diseño de la formulación de los fluidos de completamiento y/o control, a usar en la fase de workover en los pozos del Campo Guando. Trabajo de grado realizado para optar por el título de ingenieros de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de ingeniería de Petróleos, 2012. p. 46. [Consultado 31 Agosto 2018].

LEY 756 DE 2002. 25 de Julio de 2002. Diario Oficial No. 44.878. [en línea]. 2002. [Consultado 30 Septiembre 2018]. Disponible en: [http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0756\\_2002.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0756_2002.html)

LONDOÑO, Juan Guillermo. Más Petróleo en Guando. [en línea]. 2000. [Consultado 31 Agosto 2018]. Disponible en internet: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1298337>

LOPEZ YATE, Gonzalo; NAVARRO BELTRAN, Luz Jeny. Modelo Estructural y Calculo del Acortamiento para el Borde Oriental de la Subcuenca de Girardot, Cuenca Valle Superior del Magdalena. [en línea]. 2008, p.1. [Consultado 25 junio 2018]. Disponible en internet: [http://archives.datapages.com/data/colombia\\_acggp/simp11/067\\_LOPEZ\\_G.pdf](http://archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp11/067_LOPEZ_G.pdf)

MARTINEZ R., José Ignacio; VERGARA S., Luis Eduardo. La Sucesión Paleo ambiental del Cretácico de la Región de Tequendama y Oeste de la Sabana de Bogotá, Cordillera Oriental Colombiana. [en línea]. 1999. [Consultado 31 Agosto 2018]. Disponible en internet: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/geocol/article/view/31521/31543>

MCCARTHY, Kevin; ROJAS, Katherine; NIEMANN, Martin; PALMOWSKI, Daniel; PETERS, Kenneth; STANKIEWICZ, Artur. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. [en línea]. 2011, p.2. [Consultado 10 septiembre 2018]. Disponible en internet: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish11/sum11/03\\_basic\\_petro.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/sum11/03_basic_petro.pdf)

MOJICA, Jairo. ANH. Cuencas Catatumbo, Cesar- Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Open Round Colombia 2010. [en línea]. 2009. [Consultado 31 Agosto 2018]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron da%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron da%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

MOJICA, Jairo; FRANCO, Ricardo. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. [en línea]. 1990. [Consultado 31 Agosto 2018]. Disponible en internet: <http://www.bdigital.unal.edu.co/31460/1/30633-110914-1-PB.pdf>

MONTOYA J.M, et al. Improving Sweep Efficiency In An Underpressured Naturally Fractured Reservoir. 2014, p.2. SPE-169091-MS

MORENO, Juan Camilo. Características del Campo Guando. [en línea]. 2015. [Consultado 23 Agosto 2018]. Disponible en internet: <https://www.scribd.com/document/154628083/Caracteristicas-Del-Campo-Guando-1#>

NORRIS PRODUCT SOLUTIONS. Product Line: Sucker Rods, Drive Rods, Rod Guides, Accessories. Canada. 2012.

OLOFSSON, OSKAR. Mean Time Between Failures in Plant Maintenance. [en línea].2018 .[Consultado 30 Septiembre 2018]. Disponible en: <https://world-class-manufacturing.com/KPI/mtbf.html>

PDVSA INTEVEP. Metodos de Produccion. Bombeo Mecanico (BM). [En línea]. [Consultado 24 noviembre 2018]. Disponible en internet: [http://producciondecruoextrapesado.blogspot.com/p/blog-page\\_1.html](http://producciondecruoextrapesado.blogspot.com/p/blog-page_1.html)

PERENCO. WORKSHOP PLAN DE ACCIÓN EN FALLAS DE SISTEMAS PCP CAMPO GUANDO. 2018.

PETROPEdia. Pony Rod. Definition. [en línea]. 2018. [Consultado 21 julio 2018]. Disponible en internet: <https://www.petropedia.com/definition/2959/pony-rod>

PORTA, J. De. Léxico Estratigráfico. Deuxime partie. Volume V. [en línea]. 1974. [Consultado 31 Agosto 2018]. Disponible en internet: <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-j-de-porta.pdf>

RANGEL, Sara V., et al. Successful Application of Root Cause Analysis on Progressive Cavity Pumps Failures in Orinoco Oil Belt. 2016. p. 2-19. SPE – 181142 – MS.

REGIÓN DE MURCIA DIGITAL. Foraminíferos. Geología. . [en línea]. 2018. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: [http://www.regmurcia.com/servlet/s.SI?sit=c,365,m,108&r=ReP-30570-DETALLE\\_REPORTAJES](http://www.regmurcia.com/servlet/s.SI?sit=c,365,m,108&r=ReP-30570-DETALLE_REPORTAJES)

REINECK. Ambiente Sedimentario. [en línea]. 2018. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: [http://www.academia.edu/8388808/1\\_AMBIENTES\\_DE\\_DEPOSITO](http://www.academia.edu/8388808/1_AMBIENTES_DE_DEPOSITO)

REYES, R.; BARÓN, J.; CHACÓN, M. Características Sedimentológicas, Mineralógicas y Diagenéticas de la Arenisca Dura en el Campo GUANDO. Valle Superior del Magdalena. [en línea]. 2003, p.106. [Consultado 26 junio 2018]. Disponible en internet: [http://archives.datapages.com/data/colombia\\_acggp/simp8/tomo2/Paper65.pdf](http://archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp8/tomo2/Paper65.pdf)

RINCÓN G.; GARZON J.C. y DE MORAES J.J. Campo Guando Primer Descubrimiento de la Antecala del Siglo XXI en el Valle Superior del Magdalena, Colombia [en línea]. 2003, p.1. [Consultado 25 junio 2018]. Disponible en internet: [http://archives.datapages.com/data/colombia\\_acggp/simp8/tomo2/Paper66.htm](http://archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp8/tomo2/Paper66.htm)

SARMIENTO, L.F; RANGEL, A. . Petroleum Systems of the Upper Magdalena Valley, Colombia. [en línea]. 2003. [Consultado 31 Agosto 2018]. Disponible en internet: <https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=eurekamag.com/pdf/019/019708164.pdf>

SCHLUMBERGER. Barra pulida; Vástago de bombeo. Glossary. [en línea]. [Consultado 8 julio 2018]. Disponible en internet: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/polished\\_rod.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/polished_rod.aspx)

SCHLUMBERGER. Basamento. Geología. [en línea]. 2018. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/basement.aspx>

SCHLUMBERGER. Cuenca Sedimentaria. Geología. [en línea]. 2018. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sedimentary\\_basin.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sedimentary_basin.aspx)

SCHLUMBERGER. Espesor de Capa . Geología. [en línea]. 2018. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bed\\_thickness.aspx?p=1](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bed_thickness.aspx?p=1)

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Conformable [en línea]. [Consultado 10 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/c/conformable.aspx>.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Fault [en línea]. [Consultado 10 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/fault.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Porosity [en línea]. [Consultado 10 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/porosity.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Seal [en línea]. [Consultado 10 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/seal.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Source Rock [en línea]. [Consultado 10 septiembre 2018]. Disponible en internet: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source\\_rock.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source_rock.aspx)

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Trap [en línea]. [Consultado 10 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/t/trap.aspx>.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: workover [en línea]. [Consultado 28 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/workover.aspx>.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: workover [en línea]. [Consultado 28 septiembre 2018]. Disponible en internet: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dog\\_leg.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dog_leg.aspx)

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: workover [en línea]. [Consultado 28 septiembre 2018]. Disponible en internet: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pump\\_submergence.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pump_submergence.aspx).

SENER. Secretaria de Energía. Glosario de Términos Petroleros. Campo. [en línea]. 2015, p.4. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO\\_DE\\_TERMINO\\_S\\_PETROLEROS\\_2015.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINO_S_PETROLEROS_2015.pdf)

SGM. Geoquímica [en línea]. 2017. [Consultado 13 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Geoquimica/Introduccion-geoquimica.html>

SHEAR COUPLINGS. [en línea]. 2018. [Consultado 28 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.plainsmanmfg.com/product/shear-couplings/>

SHELDON, Jhon, et al. Inherent Dangers in PCP Run – Life Field Data Analysis. 2010. p.2. SPE 137264.

SIGNIFICADOS. Significado de Yacimiento [en línea]. [Consultado 10 septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.significados.com/yacimiento/>

TENARIS. HolloRod™ Series [en línea]. [Consultado 13 octubre 2018]. Disponible en internet: <http://www.tenaris.com/en/Products/SuckerRods/ProgressiveCavityPumping/HolloRodSeries.aspx>

TENARIS. PCRod® Hollow Series for Progressive Cavity Pump. Version 09. 2011.p.4

TENARIS. Sucker Rods Catalogue. Versión 02. 2018.

TENARIS. Varillas Huecas para Bombeo por Cavidades Progresivas. Versión 05. Tenaris Marketing Communications. 2009.

U.S. Energy Information Administration (EIA). Petroleum & Other Liquids. [en línea]. 2018. [Consultado 23 Octubre 2018]. Disponible en internet: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RB RTE&f=M>

UMEREZ, Renato. Rocas Volcano Sedimentarias. [en línea]. 2014. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.monografias.com/docs/Rocas-Volcano-Sedimentarias-F3XBQZGFJ8G2Z>

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE MADRID. Petrología de Rocas Sedimentarias. [en línea]. 2012. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: [https://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet\\_sed.htm](https://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet_sed.htm)

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID. Tamaño absoluto de Grano. [en línea]. 2014. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://petroigne.wordpress.com/esta-es-la-segunda-pagina/texturas-en-rocas-plutonicas/texturas-que-definen-el-tipo-de-roca-igneas/tamanos-de-grano/>

UNIVERSIDAD DE CHILE. Departamento de Geología. Pórfidos Cupríferos. [en línea]. 2004. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.cec.uchile.cl/~vmaksaev/PORFIDOS%20CUPRIFEROS.pdf>

UNIVERSIDAD DE CHILE. Rocas Sedimentarias [en línea]. p.1 [Consultado 15 septiembre 2018]. Disponible en internet: [http://mct.dgf.uchile.cl/AREAS/mine\\_mod231.pdf](http://mct.dgf.uchile.cl/AREAS/mine_mod231.pdf)

UNIVERSIDAD DE CHILE. Rocas Sedimentarias [en línea]. p.2 [Consultado 15 septiembre 2018]. Disponible en internet: [http://mct.dgf.uchile.cl/AREAS/mine\\_mod231.pdf](http://mct.dgf.uchile.cl/AREAS/mine_mod231.pdf)

UNIVERSIDAD DE GRANADA. Petrología: Rocas Metamórficas [en línea]. 2010. [Consultado 14 septiembre 2018]. Disponible en internet: [https://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet\\_met.htm](https://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet_met.htm)



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES. Geología Estructural [en línea]. 2015. [Consultado 15 septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://geociencias.uniandes.edu.co/investigacion/geologia-estructural>

UNIVERSIDAD DE MALAGA. Roca Sedimentaria Arenitas. Areniscas. [en línea]. 2013. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Rocas-Sedimentaria-Arenitas.-Arenisca>

UNIVERSIDAD DE MALAGA. Roca Sedimentaria Limolita. [en línea]. 2013. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Roca-Sedimentaria-Limolita>

UNIVERSIDAD DE MALAGA. Roca Sedimentaria Lutita. [en línea]. 2013. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Roca-Sedimentaria-Lutita>

UNIVERSIDAD DE MALAGA. Roca Sedimentaria Rudita. Conglomerado. [en línea]. 2013. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Roca-Sedimentaria-Rudita.-Conglomerado>

UNIVERSIDAD DE SONORA. Arenitas líticas. . [en línea]. 2018. [Consultado 7 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detriticas/arenital.htm>

UNIVERSIDAD DE SONORA. Sistema de Abanicos Aluviales [en línea]. p.1 [Consultado 13 septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/grijalva/ambientesfluviales/sistemadeabanicosaluviales.htm>

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Geología del Petróleo. [en línea]. [Consultado 13 septiembre 2018]. Disponible en internet: [http://bdigital.unal.edu.co/1477/5/189\\_-\\_4\\_Capi\\_3.pdf](http://bdigital.unal.edu.co/1477/5/189_-_4_Capi_3.pdf)

VALDERRAMA, Luisa. Sistema de levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas. 2016.

VON FLATERN, Rick. Bombas eléctricas sumergibles. Schlumberger. [en línea]. 2015, p.1. [Consultado 2 julio 2018]. Disponible en internet:

WEATHERFORD ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS. Aplicaciones y Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva. 2016. p.16 -21

WEATHERFORD. Corod® Continuos Rod and Well Services. United States. 2013.

WELL SERVICES. [en línea]. 2018. [Consultado 28 Septiembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.petropedia.com/definition/7115/well-services-well-maintenance--repair>

WILSON, David. MTBF: Understanding Its Role in Reliability. [en línea].2012 .[Consultado 30 Septiembre 2018]. Disponible en: [https://wilsonconsultingservices.net/MTBF\\_M2.pdf](https://wilsonconsultingservices.net/MTBF_M2.pdf)

ZADCO. M.Y., Alkendi. ADNOC Environmental Impact Severity Matrix: An Innovative Impact Rating Matrix. 2006. p. 3. SPE 98852.

## **ANEXOS**

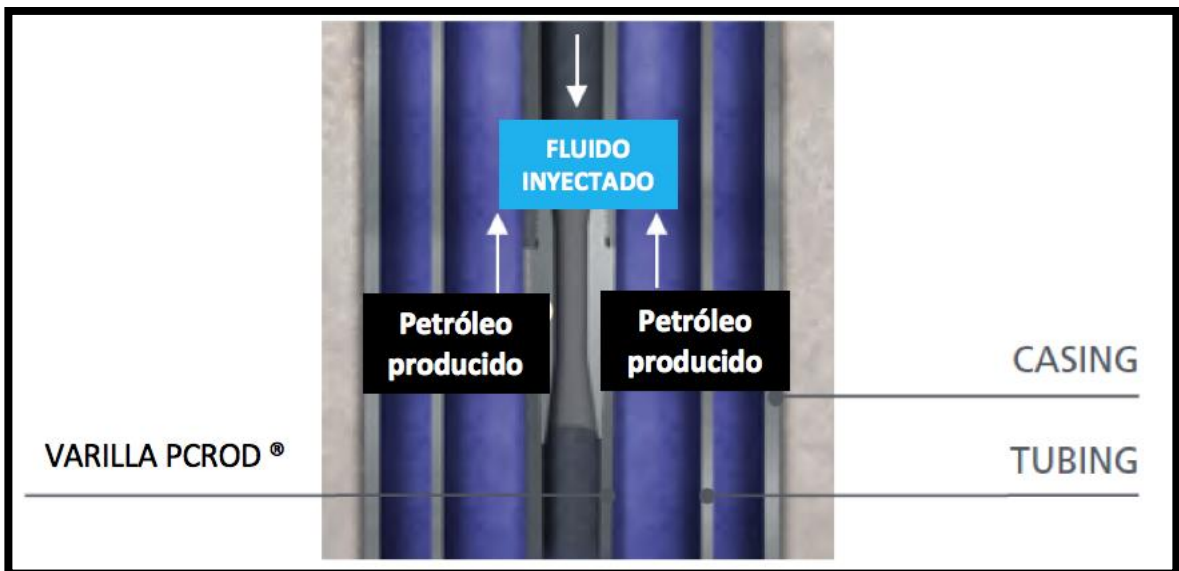
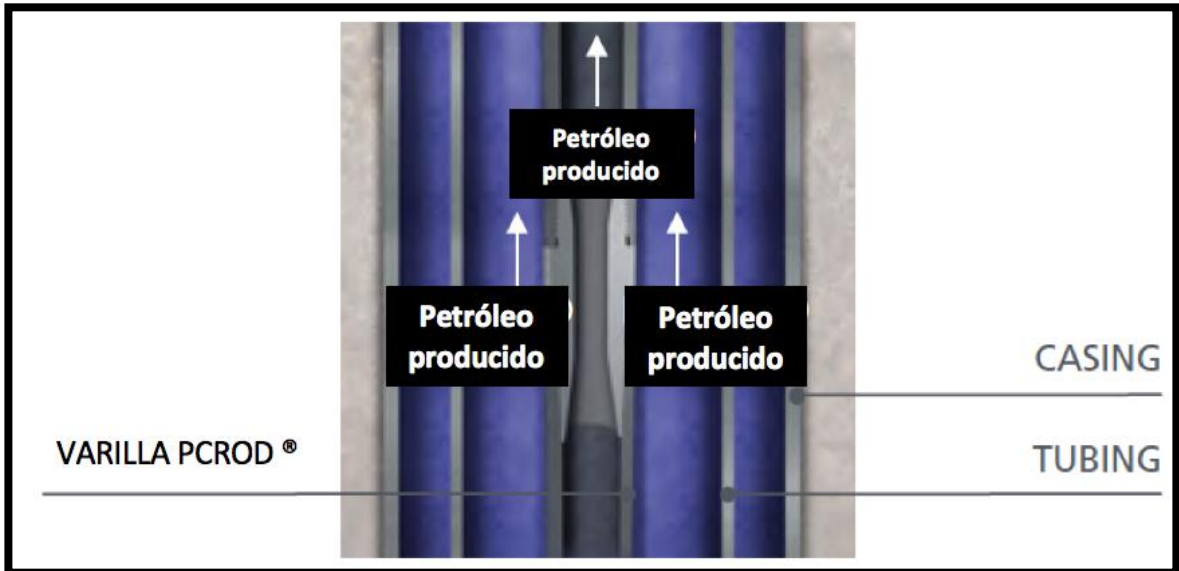
## ANEXO A.

### PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS VARILLAS CONVENCIONALES MODIFICADAS (UHS) TENARIS.

Propiedades Mecánicas	
Tensión de rotura (Ksi)	115 MIN
Cedencia (Ksi)	138-155

## ANEXO B.

### PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE FLUIDOS EN LAS VARILLAS HOLLOW RODS.



## ANEXO C.

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS VARILLAS HOLLOW RODS TENARIS.

PRODUCTO	Ø Ext. del tubo	Espesor del tubo	Ø Ext. del recalque	Torque max. de trabajo *	Peso métrico sin niple	Peso métrico con niple	Rango de Longitud	Ø Int. min. de unión
PCPRod®1000	48,8 mm	6,7 mm	Sin recalque	1.000 libras.pie	6,95 kg/m	7,1 kg/m	9,35 a 9,75 m	20 mm
PCPRod®1500	42,2 mm	5,0 mm	50 mm	1.500 libras.pie	4,6 Kg/m	4,7 kg/m	8,53 a 9,20 m	17 mm
PCPRod®2500	48,8 mm	6,7 mm	60 mm	2.500 libras.pie	6,95 Kg/m	7,2 kg/m	9,35 a 9,65 m	20 mm

\*Tenaris recomienda el uso de un factor de seguridad 0,9 para maximizar la resistencia a la fatiga.

**ANEXO D.**

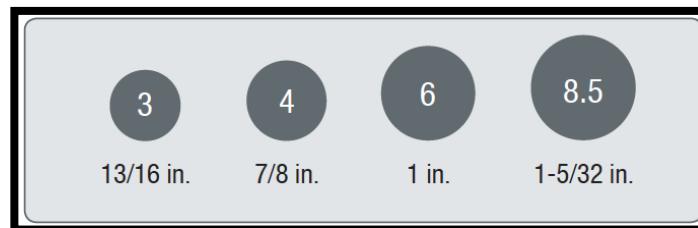
**PROPIEDADES MECÁNICAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE VARILLAS CONTINUA COROD®.**

Grado API	Códigos	Material	Tensión de Rotura (min.)		Limite elástico (min., 0.2% offset)		Enlonga.(min.)	Dureza(max.)	
			psi	MPa	psi	MPa		psi	Rockwell
<b>D Carbono</b>	D, DR	1536M	115,000	790	85,000	590	10	28	271
<b>Aleación D</b>	DE, DER	4120M	115,000	790	90,000	620	10	28	271
<b>Aleación D</b>	DWR	4320M	115,000	790	90,000	620	10	30	286
<b>D Especial</b>	SE, SER	4120M	140,000	965	115,000	790	4.5	36	336
<b>D Especial</b>	SWR	4320M	145,000	1,000	120,000	825	4.5	38	353

## ANEXO E.

### CAPACIDADES MÁXIMAS DE TORQUE DE LOS DIFERENTES TIPOS DE VARILLAS CONTINUA COROD®.

COROD #	TAMAÑO		CÓDIGOS			
	in.	mm	DR/DER	SER	DWR	SWR
8.5	1-5/32	29.4	1,490 ft-lbf 2,020 N·m	2,000 ft-lbf 2,712 N·m	1,490 ft-lbf 2,020 N·m	2,000 ft-lbf 2,712 N·m
6	1	25.4	955 ft-lbf 1,295 N·m	1,300 ft-lbf 1,763 N·m	955 ft-lbf 1,295 N·m	1,300 ft-lbf 1,763 N·m
4	7/8	22.2	640 ft-lbf 868 N·m	900 ft-lbf 1,220 N·m	N/A	900 ft-lbf 1,220 N·m
3	13/16	20.6	500 ft-lbf 678 N·m	700 ft-lbf 949 N·m	N/A	700 ft-lbf 949 N·m



**Tamaños de las varillas (COROD #)**



ANEXO F.

PROPIEDADES FÍSICAS DE LA SARTA DE VARILLA CONTINUA PROROD™.

PROPIEDADES FÍSICAS DE LA VARILLA CONTINUA PROROD™					
Tipos de Varilla	620C	780M	750N	960M	970N
Tensión, ksi (Mpa) min.	120 (827)	120 (827)	125 (862)	140 (965)	140 (965)
Cedencia, ksi (Mpa) min.	85 (586)	100 (689)	100 (689)	115 (793)	115 (793)
Dureza, Rockwell	22 min	22 min	22 min	30 min	30 min

## ANEXO G.

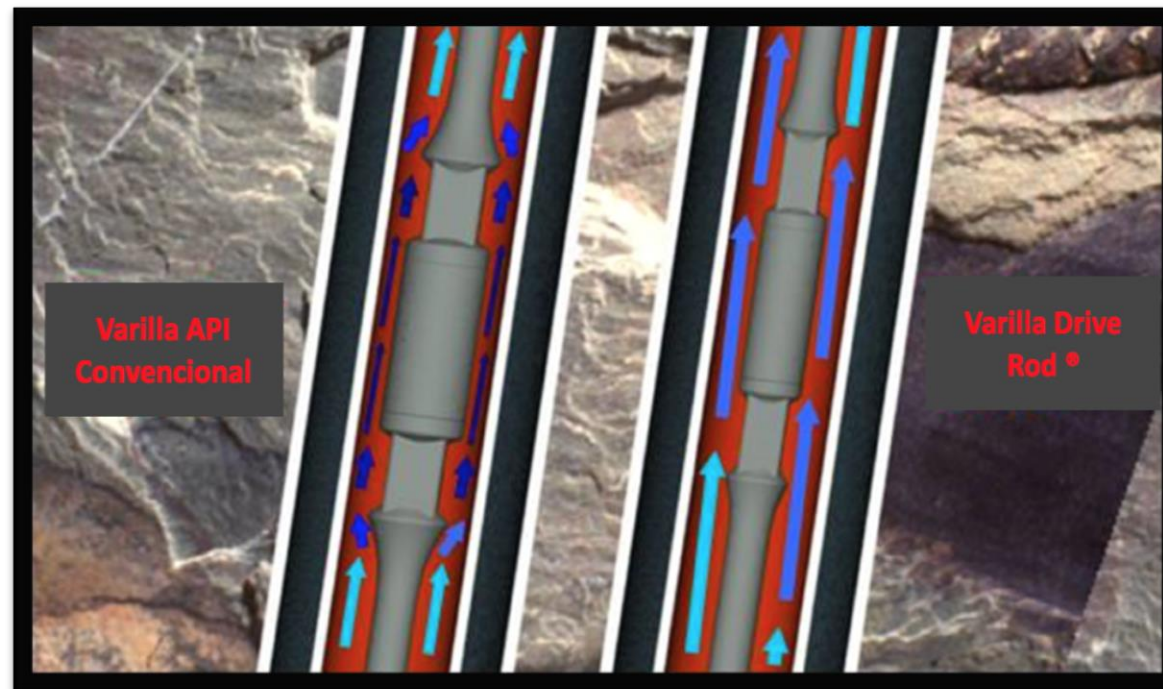
### VALORES MÁXIMOS DE TORQUE QUE SOPORTA CADA TIPO DE VARILLA CONTINUA PROROD™.

<b>MÁXIMO TORQUE PERMITIDO [ Todos los valores de torque están dados en ft-lbs (N-m)]</b>					
<b>Tamaño de varilla</b>	<b>Grado D Carbono (620C) AISI 1536M</b>	<b>Grado D Aleado (780M) AISI 4120M</b>	<b>Grado D Aleado Especial (750N) AISI 4320M</b>	<b>Servicio Especial (960M) AISI 4120M</b>	<b>Servicio Especial (970N) AISI 4330M</b>
<b>13/16" (20.6 mm)</b>	540 (732)	565 (766)	580 (786)	725 (983)	725 (983)
<b>7/8" (22.2 mm)</b>	680 (922)	735 (997)	750 (1,017)	900 (1,220)	900 (1,220)
<b>1" (25.4 mm)</b>	1,015 (1,376)	1,100 (1,491)	1,110 (1,505)	1,350 (1,830)	1,350 (1,830)
<b>1 1/8" (28.6 mm)</b>	1,445 (1,959)	1,535 (2,081)	1,550 (2,101)	1,900 (2,576)	1,900 (2,576)

\* Para maximizar la resistencia a la fatiga Apergy recomienda utilizar un factor de seguridad de 0.8.

## ANEXO H.

### COMPARACIÓN DE LA RESTRICCIÓN DE FLUJO ENTRE LA VARILLA API CONVENCIONAL Y LA VARILLA DRIVE ROD®.



Tamaño de la conexión (Drive Rod ®)	Tamaño de la conexión (API Convencional)	Área Adicional de flujo usando Drive Rods ®
1" con $7/8$ " pin	1" Diámetro Reducido	28%
1" con $7/8$ " pin	1" Regular	51%
$1-1/4$ " con 1" pin	$1-1/8$ " Diámetro Reducido	27%
$1-1/4$ " con 1" pin	$1-1/8$ " Regular	50%

El área adicional obtenida al utilizar las Drive Rods ® se calculo con una tubería de producción de 3.5". Estas varillas además vienen en su presentación estándar con cuplas de diámetro reducido.

**ANEXO I.**

**TORQUE MÁXIMO DE SERVICIO PARA LAS VARILLAS DRIVE RODS® (FT-LBS).**

<b>Tamaño de Varilla</b>	<b>Grado D Carbono (54)</b>	<b>Grado D Aleado (78)</b>	<b>Grado D Aleado Especial (75)</b>	<b>Servicio Especial (90)</b>	<b>Servicio Especial (96)</b>	<b>Servicio Especial (97)</b>
<b>*1" (25.4mm) Drive Rods</b>	N/A	1,100	1,110	1,100	1,200	1,200
<b>*1-1/4" (31.75mm) Drive Rods</b>	N/A	2,000	2,100	2,000	2,500	2,500
<b>*1-1/2" (38.1mm) Drive Rods</b>	N/A	3,000	3,150	3,000	3,750	3,750

\* Para maximizar la resistencia a la fatiga Apergy recomienda utilizar un factor de seguridad de 0.8 de máximo torque.

**TORQUE MÁXIMO DE SERVICIO PARA LAS VARILLAS DRIVE RODS® (N-M)**

<b>Tamaño de Varilla</b>	<b>Grado D Carbono (54)</b>	<b>Grado D Aleado (78)</b>	<b>Grado D Aleado Especial (75)</b>	<b>Servicio Especial (90)</b>	<b>Servicio Especial (96)</b>	<b>Servicio Especial (97)</b>
<b>*1" (25.4mm) Drive Rods</b>	N/A	1,491	1,505	1,491	1,627	1,627
<b>*1-1/4" (31.75mm) Drive Rods</b>	N/A	2,712	2,847	2,712	3,390	3,390
<b>*1-1/2" (38.1mm) Drive Rods</b>	N/A	4,067	4,271	4,067	5,084	5,084

\* Para maximizar la resistencia a la fatiga Apergy recomienda utilizar un factor de seguridad de 0.8 de máximo torque.

## ANEXO J. ESTADO MECÁNICO DEL POZO A-1.

ESTADO MECANICO DEFINITIVO				DVA-PRO-001-F3				
				Rev. 0				
				Feb-14				
CLIENTE	PERENCO		CAMPO		A			
POZO	A-1		MOTIVO INTERVENCIÓN		WORKOVER			
REALIZADO POR			FECHA		2-Aug-17			
<b>REVESTIMIENTO Y TUBING</b>								
TIPO	DIAMETRO	PESO	GRADO	ID	DRIFT	JTS	DESDE	HASTA
CASING	7	26 LB FT	K-55	6.276	6.151	9	0	4756
TUBING	3 1/2	9,3 LB FT	N80	2.992	2.867	131	0	3901
<b>INTERVALOS PERFORADOS</b>								
FORMACION	BASE	TOPE	ESTADO	BASE	TOPE	ESTADO		
	4155	4147	ABIERTO					
	4210	4199	ABIERTO					
	4215	4212	ABIERTO					
	4237	4230	ABIERTO					
	4251	4245	ABIERTO					
	4296	4289	ABIERTO					
	4318	4315	ABIERTO					
	4328	4324	ABIERTO					
	4339	4332	ABIERTO					
ULTIMO FONDO (ft)	4503.0		FECHA ULTIMO FONDO		11-Aug-14			
PESCADO EN FONDO	NO		TOPE DE PESCADO (ft)		NA			
COLLAR FLOTADOR (ft)					4748			

EQUIPO DE SUPERFICIE						
DESCRIPCIÓN	MARCA	MODELO	SN	POTENCIA	SUMINISTRA	
OIL LIFTGI500	OLT	GI500		75 HP	APERGY	
MOTOR ELECTRICO	US MOTOR			75 HP	APERGY	
BOP Tec composite 7-1/16-2M x 3-1/8"-3M w/ 3LP & 2LP. w/ 1-1/2" rams. R-45. Rotador Eléctrico	RODEC	BOP		NA	OPERADOR	
VARIABLE FREQUENCY DRIVE	YASKAWA	F7U4045		75 HP	OPERADOR	

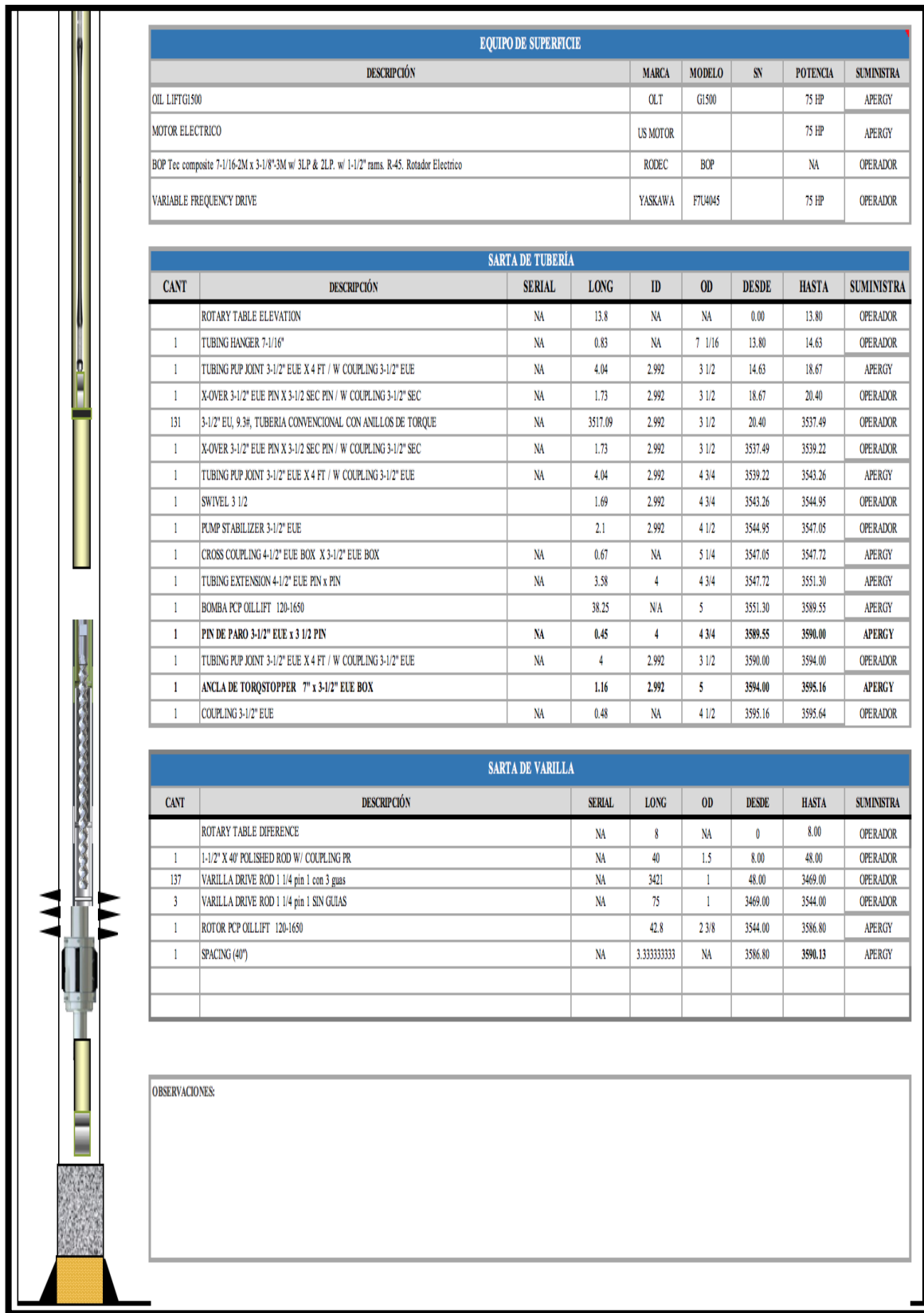
SARTA DE TUBERÍA								
CANT	DESCRIPCIÓN	SERIAL	LONG	ID	OD	DESDE	HASTA	SUMINISTRA
	ROTARY TABLE ELEVATION	NA	13.8	NA	NA	0.00	13.80	OPERADOR
1	TUBING HANGER 7-1/16"	NA	0.83	NA	7 1/16	13.80	14.63	OPERADOR
1	TUBING PUP JOINT 3-1/2" EUE X 4 FT / W COUPLING 3-1/2" EUE	NA	4.04	2.992	3 1/2	14.63	18.67	APERGY
1	X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2 SEC PIN / W COUPLING 3-1/2" SEC	NA	1.73	2.992	3 1/2	18.67	20.40	OPERADOR
131	3-1/2" EUE, 9.3#, TUBERIA CONVENCIONAL CON ANILLOS DE TORQUE	NA	3868.00	2.992	3 1/2	20.40	3888.40	OPERADOR
1	X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2 SEC PIN / W COUPLING 3-1/2" SEC	NA	1.73	2.992	3 1/2	3888.40	3890.13	OPERADOR
1	TUBING PUP JOINT 3-1/2" EUE X 4 FT / W COUPLING 3-1/2" EUE	NA	4.04	2.992	4 3/4	3890.13	3894.17	APERGY
1	SWIVEL 3 1/2		1.69	2.992	4 3/4	3894.17	3895.86	OPERADOR
1	PUMP STABILIZER 3-1/2" EUE		2.1	2.992	4 1/2	3895.86	3897.96	OPERADOR
1	CROSS COUPLING 4-1/2" EUE BOX X 3-1/2" EUE BOX	NA	0.67	NA	5 1/4	3897.96	3898.63	APERGY
1	TUBING EXTENSION 4-1/2" EUE PIN x PIN	NA	3.58	4	4 3/4	3898.63	3902.21	APERGY
1	BOMBA PCP OILLIFT 120-1650		38.25	NA	5	3902.21	3940.46	APERGY
1	PIN DE PARO 3-1/2" EUE x 3 1/2 PIN	NA	0.45	4	4 3/4	3940.46	3940.91	APERGY
1	TUBING PUP JOINT 3-1/2" EUE X 4 FT / W COUPLING 3-1/2" EUE	NA	4	2.992	3 1/2	3940.91	3944.91	OPERADOR
1	ANCLA DE TORQSTOPPER 7" x 3-1/2" EUE BOX		1.16	2.992	5	3944.91	3946.07	APERGY
1	COUPLING 3-1/2" EUE	NA	0.48	NA	4 1/2	3946.07	3946.55	OPERADOR

SARTA DE VARILLA								
CANT	DESCRIPCIÓN	SERIAL	LONG	OD	DESDE	HASTA	SUMINISTRA	
	ROTARY TABLE DIFFERENCE	NA	8	NA	0	8.00	OPERADOR	
1	1-1/2" X 40' POLISHED ROD W/ COUPLING PR	NA	40	1.5	8.00	48.00	OPERADOR	
137	VARILLA DRIVE ROD 1 1/4 pin 1 con 3 guas	NA	3771	1	48.00	3819.00	OPERADOR	
3	VARILLA DRIVE ROD 1 1/4 pin 1 SIN GUAS	NA	75	1	3819.00	3894.00	OPERADOR	
1	ROTOR PCP OILLIFT 120-1650		42.8	2 3/8	3894.00	3936.80	APERGY	
1	SPACING (40')	NA	3.33333333	NA	3936.80	3940.13	APERGY	

OBSERVACIONES:







EQUIPO DE SUPERFICIE					
DESCRIPCIÓN	MARCA	MODELO	SN	POTENCIA	SUMINISTRA
OIL LIFT G1500	OLT	G1500		75 HP	APERGY
MOTOR ELECTRICO	US MOTOR			75 HP	APERGY
BOP Tee composite 7-1/16-2M x 3-1/8"-3M w/ 3LP & 2LP. w/ 1-1/2" rams. R-45. Rotador Electrico	RODEC	BOP		NA	OPERADOR
VARIABLE FREQUENCY DRIVE	YASKAWA	F7U0405		75 HP	OPERADOR

SARTA DE TUBERÍA								
CANT	DESCRIPCIÓN	SERIAL	LONG	ID	OD	DESDE	HASTA	SUMINISTRA
	ROTARY TABLE ELEVATION	NA	13.8	NA	NA	0.00	13.80	OPERADOR
1	TUBING HANGER 7-1/16"	NA	0.83	NA	7 1/16	13.80	14.63	OPERADOR
1	TUBING PUP JOINT 3-1/2" EUE X 4 FT / W COUPLING 3-1/2" EUE	NA	4.04	2.992	3 1/2	14.63	18.67	APERGY
1	X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2 SEC PIN / W COUPLING 3-1/2" SEC	NA	1.73	2.992	3 1/2	18.67	20.40	OPERADOR
131	3-1/2" EU, 9.3#, TUBERIA CONVENCIONAL CON ANILLOS DE TORQUE	NA	3517.09	2.992	3 1/2	20.40	3537.49	OPERADOR
1	X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2 SEC PIN / W COUPLING 3-1/2" SEC	NA	1.73	2.992	3 1/2	3537.49	3539.22	OPERADOR
1	TUBING PUP JOINT 3-1/2" EUE X 4 FT / W COUPLING 3-1/2" EUE	NA	4.04	2.992	4 3/4	3539.22	3543.26	APERGY
1	SWIVEL 3 1/2		1.69	2.992	4 3/4	3543.26	3544.95	OPERADOR
1	PUMP STABILIZER 3-1/2" EUE		2.1	2.992	4 1/2	3544.95	3547.05	OPERADOR
1	CROSS COUPLING 4-1/2" EUE BOX X 3-1/2" EUE BOX	NA	0.67	NA	5 1/4	3547.05	3547.72	APERGY
1	TUBING EXTENSION 4-1/2" EUE PIN x PIN	NA	3.58	4	4 3/4	3547.72	3551.30	APERGY
1	BOMBA PCP OILLIFT 120-1650		38.25	N/A	5	3551.30	3589.55	APERGY
1	PIN DE PARO 3-1/2" EUE x 3 1/2 PIN	NA	0.45	4	4 3/4	3589.55	3590.00	APERGY
1	TUBING PUP JOINT 3-1/2" EUE X 4 FT / W COUPLING 3-1/2" EUE	NA	4	2.992	3 1/2	3590.00	3594.00	OPERADOR
1	ANCLA DE TORQSTOPPER 7" x 3-1/2" EUE BOX		1.16	2.992	5	3594.00	3595.16	APERGY
1	COUPLING 3-1/2" EUE	NA	0.48	NA	4 1/2	3595.16	3595.64	OPERADOR

SARTA DE VARILLA								
CANT	DESCRIPCIÓN	SERIAL	LONG	OD	DESDE	HASTA	SUMINISTRA	
	ROTARY TABLE DIFERENCE	NA	8	NA	0	8.00	OPERADOR	
1	1-1/2" X 40' POLISHED ROD W/ COUPLING PR	NA	40	1.5	8.00	48.00	OPERADOR	
137	VARILLA DRIVE ROD 1 1/4 pin 1 con 3 guas	NA	3421	1	48.00	3469.00	OPERADOR	
3	VARILLA DRIVE ROD 1 1/4 pin 1 SIN GUIAS	NA	75	1	3469.00	3544.00	OPERADOR	
1	ROTOR PCP OILLIFT 120-1650		42.8	2 3/8	3544.00	3586.80	APERGY	
1	SPACING (40')	NA	3.333333333	NA	3586.80	3590.13	APERGY	

OBSERVACIONES:

## ANEXO L.

### METODOLOGÍA A UTILIZAR PARA EVALUAR EL RENDIMIENTO DE DIFERENTES TIPOS DE SARTAS DE VARILLAS UTILIZADAS EN POZOS CON SLA PCP.

1. Conseguir un completo historial de operación que incluya un detallado reporte de fallas y problemas de la operación de determinado pozo que tenga un formato parecido al presentado en las siguientes **Tablas 93 y 94**.

**Tabla 93.** Historia de operación del pozo X.

Corrida	F.I.A	Fecha de parada	Razón de parada	C.F	D.N.O	D.O	
1	1.0	Oct/22/10		-			
	1.1		Abr/18/11	Flushing.	-	-	178
	1.2		Abr/25/11	Flushing.	-	-	7
	1.3		May/05/11	Flushing.	-	-	10
	1.4		Dic/13/11	Excesivo desgaste en el rotor.	F.P	1	222
2	Dic/14/11	Mar/21/12	Tubería presenta fractura en las conexiones	F.S	1	98	

**Fuente:** Elaboración propia.

\*F.P=Falla Progresiva.

\*F.S=Falla Súbita.

Como se puede observar esta plantilla fue la utilizada en el campo A y por ende la presentada en el desarrollo de este proyecto de grado en el **Capítulo 3**. En estos formatos se registra toda la información de operación de los pozos tales como número de corridas, fecha de instalación y arranque del pozo (F.I.A), fecha de parada, razón de parada, clasificación de falla, días no operativos (D.N.O) y días operativos (D.O.).

**Tabla 94.** Tipos de sartas de varillas utilizadas en el pozo X.

CORRIDA	CLASE DE VARILLA
1	HOLLOW ROD 1000
2	COROD SER
3	CONVENCIONAL TIPO 97
4	DRIVE ROD 97

**Fuente:** Elaboración propia.

La **Tabla 94** por su parte presenta las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en cada corrida del sistema PCP (Bombeo de Cavidades progresivas) durante su mismo historial de operación. Es importante resaltar que para que la evaluación del rendimiento pueda ser realizada de manera representativa se recomienda que el historial sea mínimo de 2 años y que el periodo del cual se disponga la información de operación se hayan utilizado 2 o más tecnologías diferentes de sartas de varillas.

2. Ya con la información organizada se debe pasar a desarrollar las siguientes gráficas:

- Gráfica de causas de intervenciones durante la operación del pozo.
- Gráfica de distribución de fallas del pozo.
- Gráfica de las diferentes razones para intervenir el pozo bajo la operación de cada tecnología de sarta de varillas que haya sido utilizada en el pozo.

Ejemplos de cada una de estas gráficas las pueden encontrar en el **Capítulo 3** de este proyecto de grado igualmente.

3. Ya teniendo claros los problemas y/o fallas presentadas con cada tipo de configuración de sarta de varillas, se pasa a evaluar la implementación de las diferentes tecnologías en lo pozos de estudio.

Para esta evaluación se recomienda utilizar KPIs (Key Performance Indexes) tales como Run Life, MTBF y MTTR. Las fórmulas para realizar los cálculos se pueden encontrar finalizando el **Capítulo 3**.

En esta evaluación se recomienda asimismo realizar una tabla que organice todos los días operativos y no operativos tal como la **Tabla 95** para de esta manera poder realizar los cálculos de forma más sencilla y rápida.

**Tabla 95.** Datos de operación de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo X.

Tipo de varilla	Días operativos	Días no operativos	Fallas	MTBF (Días)	MTTR (Días)
<b>HOLLOW RODS 1000 Y 1500</b>	417	1	3	392	5
	98	1			
	573	-			
	88	13			
<b>TOTAL</b>	1176	15			
<b>DRIVE RODS</b>	446	-	-	446	-

Fuente: Elaboración propia.

4. Realizados los cálculos se recomienda unificar toda esta información por medio de una gráfica que permita observar los KPIs de las diferentes tecnologías de sartas de varillas utilizadas en el pozo. Ejemplo de estas gráficas las pueden encontrar en el **Capítulo 4**.

Es importante resaltar que el MTBF mientras más días tenga mejor rendimiento va a significar al igual que el Run Life. Diferente al MTTR que mientras más bajo sea representa un mejor desempeño.

5. Con los resultados obtenidos del anterior paso 4 y con base a la calificación y rangos propuestos en el **Capítulo 5** se pasa a definir la nota para cada tecnología utilizada en el pozo. Dependiendo de qué tan cercano se encuentre cada resultado a la máxima calificación posible de 9 se pueden obtener conclusiones respecto al rendimiento/desempeño de cada tipo de sarta de varilla utilizada en el pozo.

6. Finalmente, con el fin de corroborar los análisis obtenidos en los anteriores pasos 3, 4 y 5 se recomienda realizar un análisis financiero con un horizonte de evaluación de por lo menos 12 meses que permita establecer que tan viable financieramente es cada tecnología de sarta de varillas.

Estos 6 pasos resumen de manera simple y sencilla la metodología a utilizar para evaluar el rendimiento de diferentes tipos de sartas de varillas utilizadas en pozos con SLA PCP. La mejor manera de aplicar esta metodología es imprimir estas tres últimas páginas y utilizar todo el desarrollo de este trabajo de grado como una guía para obtener el resultado más acertado para el análisis.