



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 31 de agosto de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Gabriela Cabrera Ceballos, con C.C. No. 1085321855

Daniela Molina Landínez, con C.C. No. 1075293846

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado "Evaluación técnico económica para la implementación de un sistema Electro PCP como alternativa en la disminución del índice de fallas causado por la ruptura de la tubería y varilla en campo Terciarios" presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma:

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Evaluación técnica económica para la implementación de un sistema Electro PCP como alternativa en la disminución del índice de fallas causado por la ruptura de la tubería y varilla en campo Terciarios

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Cabrera Ceballos	Gabriela
Molina Landínez	Daniela

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Ibáñez Giraldo	John
Aranda Aranda	Ervin

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 144

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas_x_ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_x_ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros_x_



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: ninguno

MATERIAL ANEXO: ninguno

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): ninguno

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Bombeo por cavidades progresivas	Progressive cavity pumping
2. motor de imanes permanentes	Permanent magnet motor
3. Severidad de pata de perro	Dog Leg Severity
4. Análisis Causa Raíz	Root Cause Analysis
5. Sistema de Levantamiento Artificial	Artificial Lift System

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Se evaluó la viabilidad de la implementación del Sistema de Levantamiento Artificial (SLA) por Bombeo Electro Sumergible por Cavidades Progresivas (BESCP) como solución a las fallas recurrentes en el SLA actual de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), el cuál reporta los mayores Índices de Falla (IF) en el campo Dina Terciarios de Ecopetrol S. A. mediante una metodología de selección propuesta. Para ello, se requiere llevar a cabo una evaluación técnica y económica. Para la evaluación técnica, se analizó una muestra de los 10 pozos cuyo índice de falla de los últimos cinco años fuese mayor a uno, identificando aquellos que presenten como la principal causa de falla la ruptura de varilla y tubería, consecuencia de la geometría del pozo y al alto Dog Leg Severity (DLS) del mismo hallando siete pozos candidatos. Posteriormente, se realizó una evaluación económica del cambio de SLA a los pozos candidatos proyectada a dos años teniendo en cuenta la disponibilidad de equipos, costos de instalación o CAPEX, costos operativos u OPEX, capacidades de producción y parámetros de operación del campo suministrados por Ecopetrol S. A., usando los índices financieros de Valor Presente Neto (VPN) y tiempo de recuperación de la inversión. La evaluación completa arrojó tres pozos seleccionados, eligiendo un pozo como piloto en el campo del sistema BESCP y otros dos pozos como candidatos a intervenciones futuras.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The viability of the implementation of an Artificial Lift System (ALS) was evaluated for the Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) as a solution to the prevalent fails in the current ALS of progressive cavity pumping (PCP), which reported the higher Failure Indexes (FI) at Dina Terciarios field of Ecopetrol S. A by means of a proposed selection methodology. In order to find the most likely wells, is required to carry on a technical and economic evaluation. Because of this process, there are 10 wells whose FI along the last five years was higher than one; identifying those wells whose main failure cause was the rupture of tubing and rod string as a consequence of the well geometry and the analysis of the Dog Leg Severity (DLS) finding seven candidate wells. The next step was the economic evaluation for the implementation of the new ALS to the candidate wells projected to the next two years considering the availability of equipment, Capital Expenditures (CAPEX), Operating Expenditures (OPEX), capacity of production and field operating parameters provided by Ecopetrol S. A., using profitability Indexes as Net present value (NPV) and payback time. The whole evaluation resulted in three selected wells to install the ESPCP system; the pilot was only one well at Terciarios field and the other two wells are future projects.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez

Firma:

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA ELECTRO PCP COMO ALTERNATIVA EN LA DISMINUCIÓN DEL
ÍNDICE DE FALLAS CAUSADO POR LA RUPTURA DE LA TUBERÍA Y VARILLA
EN CAMPO TERCARIOS**

GABRIELA CABRERA CEBALLOS

DANIELA MOLINA LANDÍNEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA

2018

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA ELECTRO PCP COMO ALTERNATIVA EN LA DISMINUCIÓN DEL
ÍNDICE DE FALLAS CAUSADO POR LA RUPTURA DE LA TUBERÍA Y VARILLA
EN CAMPO TERCARIOS.**

GABRIELA CABRERA CEBALLOS

DANIELA MOLINA LANDÍNEZ

Proyecto de grado para optar por el título de: Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR

JOHN IBAÑEZ GIRALDO

Ingeniero de Petróleos- ECOPETROL S. A.

CODIRECTOR

ERVIN ARANDA ARANDA

Ingeniero de petróleoos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA

2018

Nota de aceptación

Director del proyecto

Jurado

Jurado

Neiva, _____

Contenido	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
GENERALIDADES DEL CAMPO DINA TERCIARIOS	2
1.1 HISTORIA DEL CAMPO DINA TERCIARIOS.....	2
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.3 MARCO GEOLÓGICO	3
1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	6
GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	8
2.1. CAPACIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	10
INTRODUCCIÓN AL SISTEMA PCP.....	15
3.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y DEFINICIONES	15
3.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA PCP.....	16
3.3. SISTEMA DE TUBERÍA O PRODUCCIÓN.....	17
3.3.1. Tubería.....	18
3.3.2. Conexiones de la Sarta de Producción	20
3.3.3. Rotador de Tubería.....	21
3.3.4. Ancla Antitorque	22
3.3.5. Centralizador de Tubería	23
3.3.6. Swivel	23
3.3.7. Pin de Paro	24
3.3.8. Separadores de Gas	24
3.4. SISTEMA DE VARILLA O BOMBEO	24
3.4.1. Varilla Convencional	24
3.4.2. Varilla Continua.....	24
3.4.3. Varilla Hueca “Hollow Rod”.....	25
3.4.4. Barra Lisa.....	26
3.4.2. Centralizadores y guías	26
3.4.3. Conexiones o “couplings”.....	26
3.4.4. Shear Coupling.....	27

3.5. BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS	27
3.5.1. Rotor	27
3.5.2. Estator PCP	29
3.5.3. Elastómero	29
3.5.4. PCP Insertas	32
3.6. EQUIPO DE SUPERFICIE	33
3.7. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS A LEVANTAR CON PCP	36
3.8. VARIABLES OPERACIONALES DEL POZO QUE INTERVIENEN EN EL DESEMPEÑO Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA PCP	37
3.9. CONSIDERACIONES GENERALES PARA APLICACIÓN DE LA PCP	37
FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ EN EL SISTEMA DE PCP	39
4.1. TIPOS DE FALLA	39
4.1.1. Fallas en el rotor	39
4.1.2. Fallas en el estator	41
4.1.3. Fallas en la Sarta de Varilla	44
4.1.4. Fallas en la Sarta de Tubería: Desgaste Varilla-Tubería	46
INTRODUCCIÓN A LA BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS	49
5.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y DEFINICIONES	49
5.2. COMPONENTES DEL SISTEMA	49
METODOLOGÍA APLICADA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS AL CAMBIO DE SLA	55
6.1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	59
6.2. IDENTIFICACIÓN DE POZOS CRÍTICOS	60
6.2.1. Pozos Excluidos del Estudio	60
6.3. ANÁLISIS DE CAUSA DE FALLA EN CADA POZO	61
6.3.1. Análisis de Falla Pozo DT-103	62
6.3.2. Análisis de Falla Pozo DT-128	66
6.3.3. Análisis de Falla Pozo DT-102	70
6.3.4. Análisis de Falla Pozo DT-118	74

6.3.5.	<i>Análisis de Fallas Pozo DT-082</i>	78
6.3.6.	<i>Análisis de Falla Pozo DT-123</i>	81
6.3.7.	<i>Análisis de Falla Pozo DT-090</i>	85
6.3.8.	<i>Análisis de Falla Pozo DT-076</i>	89
6.3.9.	<i>Análisis de Falla Pozo DT-109</i>	93
6.3.10.	<i>Análisis de Falla Pozo DT-112</i>	97
6.4.	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	100
DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP		104
EVALUACIÓN ECONÓMICA		108
8.1.	ÍNDICES FINANCIEROS	109
8.1.1.	<i>Valor Presente Neto</i>	109
8.1.2.	<i>Tasa interna de retorno</i>	109
8.2.	EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL CAMBIO DE SLA	110
8.2.1.	<i>Información del servicio a pozo</i>	110
8.2.2.	<i>Parámetros de producción</i>	112
8.2.3.	<i>Parámetros de evaluación</i>	112
8.3.	EVALUACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	117
RECOMENDACIONES		120
CONCLUSIONES		122
REFERENCIAS		124

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1 Localización Geográfica Campo Dina Terciarios	3
Figura 2 Esquema Estructural del Campo Dina Terciarios	4
Figura 3 Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena	5
Figura 4 Producción histórica de crudo, gas y agua del campo Dina Terciarios	7
Figura 5 Histórico de Producción de GOR y WOR del campo Dina Terciarios.....	7
Figura 6 Cabeza de Succión Positiva Neta Requerida (NPSHr)	12
Figura 7 Componentes Bomba de Cavidades Progresivas	15
Figura 8 Fluido a Través de la Bomba de Cavidades Progresivas	16
Figura 9 Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas	17
Figura 10 Rotadores de Tubería	21
Figura 11 Ancla Antitorque.....	22
Figura 12 Centralizador de Tubería.....	23
Figura 13 Swivel.....	23
Figura 14 Distribución de Cargas de Contacto en la Sarta de Varilla.....	25
Figura 15 Espacio Anular según el Tipo de Varilla	25
Figura 16 Partes del Rotor	27
Figura 17 Parámetros Capacidad Volumétrica PCP.....	28
Figura 18 Capacidad volumétrica y Contorno del Rotor.....	28
Figura 19 Partes del Estator.....	29
Figura 20 Bomba de Cavidades Progresivas tipo Inserta	33
Figura 21 Tipos de Driveheads.....	34
Figura 22 Ataque ácido.....	39
Figura 23 Fallas por fatiga.....	40
Figura 24 Corrosión por picadura.....	41
Figura 25 Falla por Histéresis.....	42
Figura 26 Hinchamiento Del Elastómero	43
Figura 27 Descompresión Explosiva de Gas en el Elastómero	43
Figura 28 Falla Interfaz agente adhesivo-elastómero.....	44

Figura 29 Interfaz estator- agente adhesivo.....	44
Figura 30 Tipos de Carga de Contacto	46
Figura 31 Contacto inducido por curvatura.....	47
Figura 32 Comparación de cargas de contacto.....	48
Figura 33 Esquema del Ensamble de una Bomba Electro sumergible de cavidades progresivas	49
Figura 34 Movimientos rotacionales en el Flex Shaft.....	50
Figura 35 Campos magnéticos o líneas de flujo en el Motor de inducción.....	51
Figura 36 Flujo Magnético en un Motor de imanes permanentes	52
Figura 37 Rotores de PMM para Altas y Bajas velocidades (ESP-PMM y ESPCP-PMM)	53
Figura 38 Tipos de Cable para Motor de Fondo.....	54
Figura 39 Tendencia del Índice de fallas por SLA del Campo Dina Terciarios años 2013 a 2017	56
Figura 40 Metodología de Cambio de SLA de PCP a ESPCP	58
Figura 41 Condiciones operacionales DT-103	62
Figura 42 Perfil pozo DT-103	64
Figura 43 Severidad de Dog leg vs Profundidad de Fallas pozo DT-103	64
Figura 44 Condiciones operacionales DT-128	66
Figura 45 Perfil pozo DT-128	68
Figura 46 Severidad de Dog Leg vs Profundidad Medida de fallas DT-128	68
Figura 47 Condiciones operacionales DT-102	70
Figura 48 Perfil pozo DT-102	72
Figura 49 Severidad de Dog leg vs Profundidad Medida de fallas DT-102.....	72
Figura 50 Condiciones operacionales DT-118	74
Figura 51 Perfil pozo DT-118	76
Figura 52 Severidad de Dog leg vs Profundidad Medida de fallas DT-118.....	76
Figura 53 Condiciones operacionales DT-082	78
Figura 54 Severidad de Dog leg vs profundidad de fallas DT-082	80
Figura 55 Geometría pozo DT-123	83
Figura 56 Severidad de Dog Leg vs Profundidad Medida de fallas pozo DT-123	83
Figura 57 Condiciones operacionales DT-090	85

Figura 58 Perfil de pozo DT-090.....	87
Figura 59 Severidad de DogLeg vs profundidad medida de fallas pozo DT-090	87
Figura 60 Condiciones operacionales DT-076	89
Figura 61 Perfil pozo DT-076	91
Figura 62 Severidad de DogLeg vs profundidad medida de fallas DT-076.....	91
Figura 63 Condiciones operacionales DT-109	93
Figura 64 Geometría pozo DT-109	95
Figura 65 Severidad de DogLeg vs profundidad de fallas DT-109.....	95
Figura 66 Condiciones operacionales DT-112	97
Figura 67 Perfil pozo DT-112	99
Figura 68 Severidad de DogLeg vs Profundidad Medida de fallas pozo DT-112	99
Figura 69 Diagrama de Consideraciones para la selección de una PCP	104
Figura 70 Diseño propuesto DT-109.....	106
Figura 71 Elastómero Seleccionado	107
Figura 72 Promedio del impacto de fallas en el pozo DT-109 en los últimos dos años.....	110
Figura 73 Tiempo medio de falla sistema PCP y ESPCP para el pozo DT-109.	111
Figura 74 Datos de entrada Evaluación económica pozo DT-109 sistema PCP.....	114
Figura 75 Datos de entrada Evaluación económica pozo DT-109 sistema ESPCP	115
Figura 76 Resultado Evaluación económica pozo DT-109 sistema PCP.....	116
Figura 77 Resultado Evaluación económica pozo DT-109 sistema ESPCP	116
Figura 78 Pruebas de Producción y Monitoreo de Condiciones de Operación Equipo ESPCP DT-109	118

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1 Formaciones productoras del campo Dina Terciarios	6
Tabla 2 Fuente Primaria de Energía de los Sistemas de Levantamiento.....	10
Tabla 3 Limitaciones en la Fracción de Gas Libre en los SLA	11
Tabla 4 Valores de NPSHr	12
Tabla 5 Límites de Severidad de Dog Leg en los SLA	13
Tabla 6 Eficiencias de Sistemas de Levantamiento.....	14
Tabla 7 Comparación General de los SLA.....	14
Tabla 8 Ventajas y Desventajas del Sistema PCP	16
Tabla 9 Propiedades del acero	18
Tabla 10 Clasificación de Tubería Según su Resistencia	19
Tabla 11 Inspección de tuberías con ensayos no destructivos.....	20
Tabla 12 Tipos de Elastómero y sus Propiedades	30
Tabla 13 Efectos del contenido de ACN en el NBR	31
Tabla 14 Resumen de Fallas comunes en elastómeros.....	45
Tabla 15 Ventajas y Desventajas de un Motor de Imanes Permanentes	53
Tabla 16 Índice de fallas por SLA del Campo Dina Terciarios años 2013 a 2017	55
Tabla 17 Pozos Críticos.....	60
Tabla 18 Pozos excluidos por mejoramiento de Run life efectivo.....	61
Tabla 19 Resumen pozo DT-103.....	62
Tabla 20 Resumen de corridas y fallas DT-103	63
Tabla 21 Resumen pozo DT-128.....	66
Tabla 22 Resumen de corridas y fallas DT-128	67
Tabla 23 Resumen pozo DT-102.....	70
Tabla 24 Resumen de corridas y fallas pozo DT-102	71
Tabla 25 Resumen pozo DT-118.....	74
Tabla 26 Resumen de corridas y fallas DT-118	75
Tabla 27 Resumen pozo DT-082.....	78
Tabla 28 Resumen de corridas y fallas DT-082	79

Tabla 29 Resumen pozo DT-123.....	81
Tabla 30 Resumen de corridas y fallas DT-123	82
Tabla 31 Resumen pozo DT-090.....	85
Tabla 32 Resumen de corridas y fallas DT-090	86
Tabla 33 Resumen pozo DT-076.....	89
Tabla 34 Resumen de corridas y fallas DT-076	90
Tabla 35 Resumen pozo DT-109.....	93
Tabla 36 Resumen de corridas y fallas DT-109	94
Tabla 37 Resumen pozo DT-112.....	97
Tabla 38 Resumen de corridas y fallas DT-112	98
Tabla 39 Pozos Descartados por Análisis Técnico.....	101
Tabla 40 Pozos Descartados por bajo Aporte.....	101
Tabla 41 Selección de Pozo Candidato para Piloto de Prueba	102
Tabla 42 Datos de Entrada Diseño PMM-PCP	105
Tabla 43 Resumen fallas e impacto en el pozo DT-109 en los últimos dos años.	110
Tabla 44 Producción de Pozos antes del cambio de SLA	112
Tabla 45 Parámetros de Evaluación	113
Tabla 46 Resultado Evaluación Económica de Pozos Candidatos.....	117
Tabla 47 Comparativo de pruebas antes y después del cambio de SLA pozo DT-109.....	119

Lista de Ecuaciones

	Pág.
Ecuación 1 Capacidad volumétrica de la bomba.....	27
Ecuación 2 Índice de falla	55
Ecuación 3 Índice de Fallas por Pozo.....	60
Ecuación 4 Flujo de Caja.....	108
Ecuación 5 Valor Presente Neto.....	109
Ecuación 6 Tasa Interna de Retorno.....	109

Abreviaturas

BOPD:	Barriles de crudo producidos al día.
BFPD:	Barriles de fluido producidos al día.
BSW:	Contenido de agua y sedimentos.
BWPD:	Barriles de agua producidos al día.
KPCD:	Miles de pies cúbicos al día.
GOR:	Gas Oil Ratio o relación gas aceite.
WOR:	Water Oil Ratio o relacion agua aceite.
Psia:	Libra por pulgada cuadrada absoluta como unidad de medida de presión
HP:	Horsepower o caballos de potencia, utilizada en el sistema anglosajón.
Hz:	Hertz, unidad de frecuencia expresada en ciclos por segundo.
Ft:	Pies como unidad de medida de profundidad en el sistema inglés.
MD:	Messure Depth o profundidad medida.
ppm de Cl:	Partes por millón de cloro como unidad de medida de la salinidad
Ty:	Temperatura de yacimiento
F:	Grados Fahrenheit como unidad absoluta de temperatura
mD:	Mili Darcy como unidad de medida de permeabilidad
OOIP:	Original Oil In Place o petróleo original in situ
API:	Siglas de American Petroleum Institute
BHA:	Ensamble de equipo de fondo.
SLA:	Sistema de Levantamiento Artificial.
PCP:	Progressive cavity pump o bomba de cavidades progresivas.
ESP:	Electric Submersible Pump o bomba electrosumergible.

ESPCP:	Electrical Submersible Progressive Cavity Pump, sistema que integra la tecnología de las <i>bombas</i> de cavidades progresivas dentro de un sistema electro sumergible
SRP:	Sucker Rod Pump o sistema de levantamiento mecánico.
GL:	Gas Lift o sistema de levantamiento artificial por gas.
JP:	Jet pump o Bombeo hidráulico.
VLR:	Vapor to liquid ratio o relación líquido vapor.
NPSHr:	Net Positive Suction Head Required o Presión de entrada requerida.
OPEX:	Gastos operativos, de mantenimiento o servicio (Operating expense)
CAPEX:	Gastos de capital (Capital Expenditure)
ACN:	Acrilonitrilo, compuesto químico con fórmula C_3H_3N
NBR:	Caucho nitrilo sintético (Nitrile Butadiene Rubber)
ACR:	Análisis Causa Raíz.
TDH:	Cabeza dinámica total.
VPN:	Valor Presente Neto.
TIR:	Tasa Interna de Retorno.
FDC:	Flujo de Caja.
VSD:	Variador o controlador de velocidad (Variable speed drive unit).
HNBR:	Elastómero de Nitrilo hidrogenado.
XNBR:	Elastómero compuesto por Nitrilo carboxilado.
BHT:	Temperatura en fondo de pozo.

Dedicatoria

A Dios, mis padres y hermana.

- Gabriela Cabrera Ceballos

Dedico este proyecto a mis hermanos.

A mis padres por mostrarme el camino hacia la superación.

A mis amigos por permitirme aprender más de la vida a su lado.

Esto es posible gracias a ustedes.

- Daniela Molina Landínez

AGRADECIMIENTOS

A Ecopetrol S. A. por habernos dado la oportunidad de realizar el proyecto de grado.

A nuestros directores de proyecto los ingenieros John Ibáñez y Ervin Aranda, por su excelente disposición a colaborarnos y guiarnos en cada etapa del proyecto, brindándonos su experiencia y conocimiento técnico al atender nuestras inquietudes.

A la Universidad Surcolombiana por la formación académica impartida en estos años y a sus docentes, compañeros y administrativos, quienes contribuyeron de forma importante en nuestra formación personal, para ser profesionales orgullosas y con sentido de pertenencia hacia nuestra alma máter

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de levantamiento artificial tienen una gran importancia en la producción de hidrocarburos, por lo tanto, se hace menester la elaboración de un buen diseño técnico para que sea exitosa la aplicación del mismo teniendo en cuenta las características principales de los yacimientos, pozos y fluidos producidos.

En el presente proyecto se evaluará la viabilidad de la implementación del Sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas como solución a un problema recurrente con el sistema de levantamiento PCP el cual reporta los mayores índices de fallas en el campo Dina Terciarios; esto mediante un análisis técnico con la metodología propuesta en la cual se identifican las principales causas de falla y su relación con la ruptura de varilla y tubería debido a las cargas de contacto, posteriormente se realiza una evaluación económica la cual incluye la disponibilidad de equipos, su costo inicial, costos operativos, capacidades de producción y variables operacionales de cada pozo, usando los índices financieros de Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno.

Lo que se busca con el análisis es encontrar los problemas que acentúan la ocurrencia de fallas y además replantear si el sistema PCP actual es el más adecuado, y de no serlo demostrar la aplicabilidad económica y técnica de la instalación de la Bomba ESPCP.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES DEL CAMPO DINA TERCIARIOS

Se presentan las generalidades con el objetivo de darle contexto en el espacio y tiempo al desarrollo del proyecto.

1.1 Historia del Campo Dina Terciarios

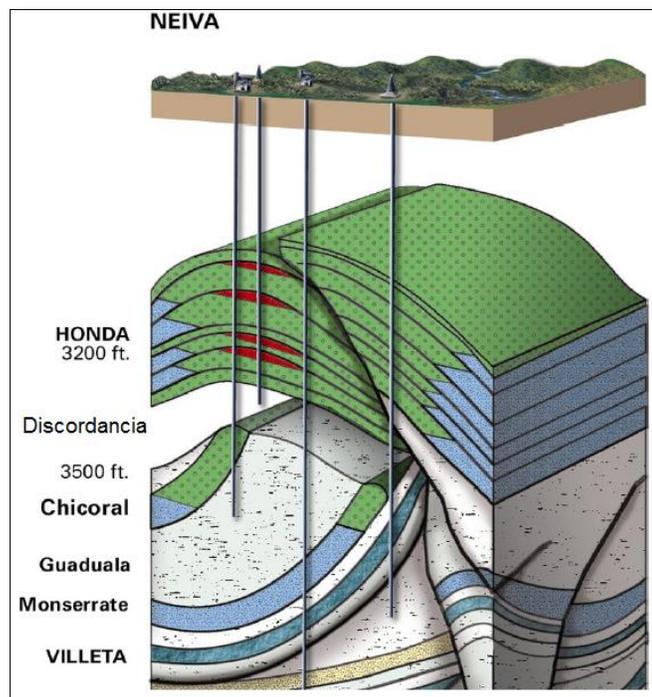
El campo Dina Terciarios fue descubierto en el año 1961 por las compañías Intercol, Tenesse Colombia y Colbras localizado en el sector central-oeste de la Concesión Neiva-540, con la perforación del pozo Dina-1, el cuál fue completado en mayo del mismo año en la formación Monserrate. En 1963 se completó el pozo Dina-2 productor de las Formaciones Honda y Barzalosa, fecha en la cual el campo inició explotación comercial, con una producción del orden de 300 BOPD.

El campo fue desarrollado paulatinamente entre los años 60's y los 70's cuando se perforaron los pozos de Dina-1 a Dina-13 y Dina Terciario-1 a Dina Terciario-8 (DT-1 a DT-8). Mediante un programa activo de desarrollo en los 80's, se perforaron los pozos DT-9 a DT-54. En 1987, la producción del campo era de 4.700 BOPD. El último desarrollo se llevó a cabo entre 1988 y 1990 con la perforación de los pozos DT-55 a DT-64, fecha en la cual la producción del campo alcanzó niveles de 6.000 BOPD. La producción de los campos proviene de las Formaciones Doima - Chicoral, Barzalosa y Honda del Terciario y de la Formación Monserrate del Cretáceo, las cuales son unidades de flujo hidráulicamente independientes. La producción alcanzó el pico máximo de producción de aceite de 8000 BOPD en el año 2011.

1.2 Localización Geográfica

El campo Dina Terciarios está ubicado a 15 kilómetros al norte de la ciudad de Neiva en el departamento del Huila por la vía panamericana que conduce Neiva-Bogotá. Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la sub cuenca de Neiva en medio de la cordillera central y oriental, localizado en el sector central-oeste de la Concesión Neiva-540. La Figura 1 muestra su ubicación y municipios cercanos.

Figura 2 Esquema Estructural del Campo Dina Terciarios



Fuente: Ecopetrol S. A. (2014). PLAN DE DESARROLLO CAMPO DINA TERCIAROS. Modificado por autoras.

El yacimiento productor más importante del campo Dina Terciarios lo constituyen las areniscas de la formación Honda (Terciario Superior-Mioceno) de donde proviene aproximadamente el 90% de la producción del campo a la fecha; está subdividida en 10 unidades estratigráficas y cada unidad corresponde a un yacimiento independiente con sus respectivos contactos de agua-aceite y gas-aceite, lo cual establece para esta formación la presencia de multicapas o múltiples yacimientos.

Los yacimientos secundarios productores son la formación Barzalosa (Terciario Oligoceno), Grupo Chicoral (Eoceno), la Formación Doima (Oligoceno) y la Formación Monserrate (K-4) del cretácico que han aportado el 10% de la producción total del campo. (Ecopetrol S. A., 2014).

Figura 3 Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena

		GRUPO	FORMACION	AMBIENTE	LITOLOGIA	
CUATERNARIO						
TERCIARIO	Neógeno	Secuencia Sin-Orogénica	Plioceno-Holoceno	Gigante / Mesa (1000 mts)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.	
			Media Superior	Honda (2500 mts)	Terrestre, Llanuras Aluviales	
			Mioceno	Barzalosa (50 - 300 mts)	Terrestre, Lagunas	
				Inferior	Doima	
			Paleógeno	Secuencia Sin-Orogénica	Oligoceno	
	Eoceno Superior	Chicoral				
	Paleoceno	Teruel			Terrestre, Paállico.	
		San Francisco				
		Guadalupe				
	CRETÁCEO	Superior	Secuencia Preorogénica	Maastrichtiano	Monserate (150 - 200 mts)	Marino Inter a Intamarea.
Maastrichtiano Campaniano				Villeta (700 - 1100 mts)	Plataforma Detrítico - Calcárea	
Inferior		Secuencia Preorogénica	Santoniano Albiano	Caballos (90 - 200 mts)	Fluvial Salobre	
			Albiano	Yaví (385 mts)	Supra intermareal Terrestre.	
			Aptiano	Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclástico	
JURÁSICO						

Fuente: Ecopetrol S. A. (2014). PLAN DE DESARROLLO CAMPO DINA TERCIARIOS.

En general, se muestran algunas propiedades petrofísicas y de los fluidos de cada formación en la Tabla 1.

Tabla 1 Formaciones productoras del campo Dina Terciarios

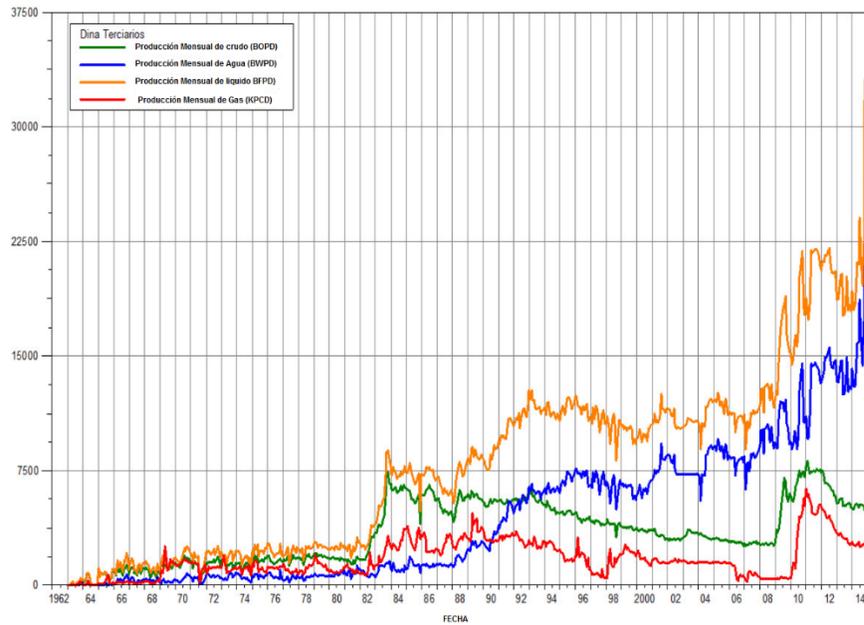
Propiedad/Característica	Formación Honda	Formación Barzalosa	Formación Doima-chicoral	Formación Monserrate
Edad	Mioceno	Oligoceno	Oligoceno-Eoceno	Cretáceo-Tardío
Tipo de Formación	Arena arcillosa	Arena arcillosa	Arcillosa y conglomerática	Arenisca
Contenido de arcillas	Esmectita-Caolinita	Caolinita	Caolinita (12-30%)	Caolinita (<10%)
Espesor total promedio (ft)	1400	50	300	200
Espesor neto promedio (ft)	500	17	35	25
Profundidad Promedio (ft)	2300	3500	3500	3500
Buzamiento zona de Interés	-	-	Alto	Alto
Presión de yacimiento actual (Psia)	1150	1600	1500	1450
Temperatura de yacimiento (°F)	130	128	133	150
Presión Inicial de Yacimiento (psia)	1290	1560	1550	1600
Presión de burbuja (psi)	1800	1640	1412	1950
Sw promedio Inicial (%)	50	35	35	30
Permeabilidad Promedio (mD)	50	25	6	75
Porosidad promedio (%)	17	15	11	18
°API	20	-	19.3	18
%BSW	73.6	10	7	90
Viscosidad del crudo a Ty (cP)	32-40	19.9	19.5	20.5
Salinidad agua de formación (ppm Cl)	3030	2727	2970	1818
Capa de gas presente	SI	SI	No determinada	SI
GOR (PC/Bbl)	200	200	200	200
Gravedad específica del gas	0.65	-	0.584	0.67

Fuente: Ecopetrol S. A. (2014). PLAN DE DESARROLLO CAMPO DINA TERCIARIOS. Modificado por autoras.

1.4 Historial de Producción del Campo

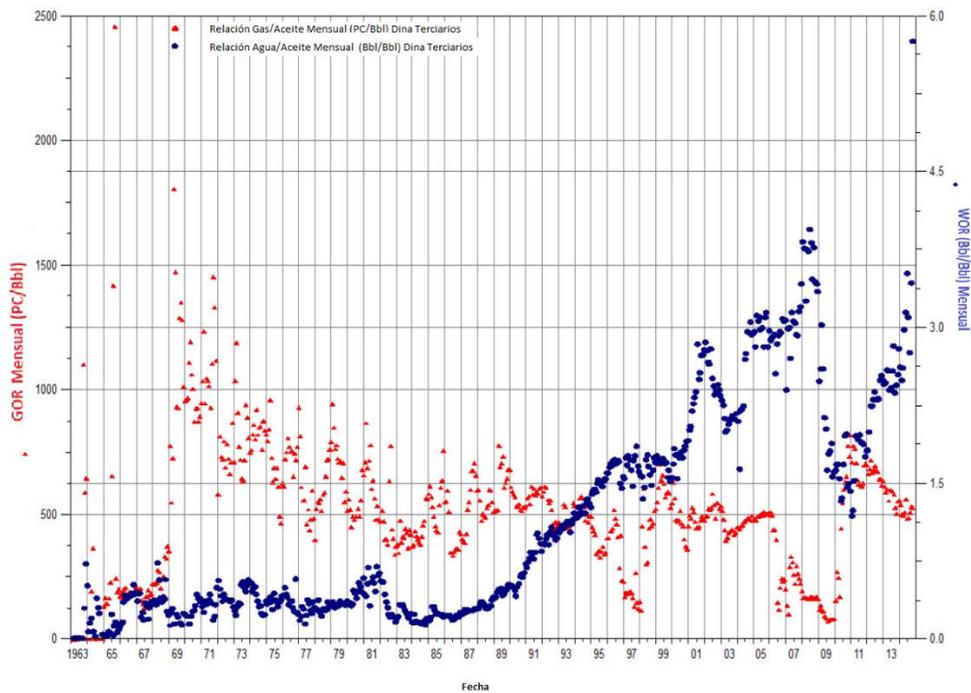
El campo Dina Terciarios actualmente tiene producción de las formaciones Honda, Monserrate y Doima-Chicoral, siendo el 70% del OOIP y el 88% de la producción total acumulada del campo perteneciente a la formación Honda. El campo tuvo un pico máximo de producción de 8000 BOPD en el año 2011. En la Figura 4 se presenta el historial de producción de aceite, gas, agua y líquido del campo al año 2014; en la Figura 5 se presenta la producción histórica de GOR y WOR en Dina Terciarios al año 2014.

Figura 4 Producción histórica de crudo, gas y agua del campo Dina Terciarios



Fuente: Ecopetrol S. A. (2014). PLAN DE DESARROLLO CAMPO DINA TERCIAROS. Modificado por autoras.

Figura 5 Histórico de Producción de GOR y WOR del campo Dina Terciarios



Fuente: Ecopetrol S. A. (2014). PLAN DE DESARROLLO CAMPO DINA TERCIAROS. Modificado por autoras

CAPÍTULO II

GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Son métodos usados para reducir la presión de fondo de pozo y así obtener un mayor caudal de producción; es decir, suministrarles presión a los fluidos de yacimiento para llevarlos hasta la batería en superficie. La mayoría de los pozos petroleros necesitarán sistemas de levantamiento a lo largo de su vida productiva para generar flujo en superficie o incrementarlo. Igualmente, muchos pozos de gas se benefician del levantamiento artificial para retirar líquidos de las formaciones de tal forma que el gas pueda fluir a una tasa mayor.

El objetivo básico al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en el recobro de hidrocarburos, con lo cual se extiende la vida útil del campo y se mejora la rentabilidad del mismo. Para alcanzar el máximo potencial de cualquier campo de crudo o gas en desarrollo, es preciso seleccionar el método de levantamiento artificial más económico (Gill, Chamorro, & IHS Inc, 2009).

Los métodos usados históricamente para realizar la selección del mejor SLA en un campo en particular varían ampliamente en la industria. Éstos incluyen la experticia del operador; qué métodos están disponibles para instalarse en ciertas partes del mundo, qué está funcionando en campos aledaños o similares; determinar qué métodos levantarán los caudales deseados y las profundidades requeridas; evaluando listas de ventajas y desventajas; de tal forma que se seleccionen sistemas evaluando su costo inicial, costos operativos, capacidades de producción, etc. Con el uso de la economía como una herramienta para la selección, usualmente con un Valor Presente Neto.

Los SLA de uso más extendido en la industria (Centrilift, 2009), se muestran a continuación:

- Bomba con Varilla de Succión o Bombeo Mecánico (*Sucker Rod Pump – SRP o Rod Lift – RL*): son las más ampliamente utilizadas. El sistema consiste de una unidad en superficie conectada a una bomba de desplazamiento positivo en fondo con varilla o *Sucker Rod*. Su principio de funcionamiento es el movimiento reciprocante en superficie transmitido por la sarta de varilla que se conecta con la bomba en fondo. La bomba está constituida por un émbolo, una válvula estática y una viajera, que convierten el movimiento reciprocante en movimiento vertical del fluido.

- Bomba Electro sumergible (*Electrical Submersible Pump - ESP*): representa un método económico y efectivo para levantar grandes volúmenes de fluidos a altas profundidades bajo una variedad de condiciones de pozo. El sistema se compone de un motor eléctrico, una sección de sello, separador de gas (opcional), una bomba centrífuga multietapas, un cable de potencia eléctrica, un controlador del motor y transformadores. Es un sistema versátil que podemos encontrar en muchos ambientes alrededor del mundo, levanta un amplio rango de caudales (desde 200 a 120.000 BFPD).
- Levantamiento por gas (*Gas Lift – GL*): las burbujas de gas ayudan en el levantamiento del fluido; este proceso involucra la inyección de gas a una determinada profundidad, ya sea por tubería o por anular. El gas inyectado pasa a través de una válvula donde se mezcla con el fluido y reduce su densidad, logrando que la presión levante la combinación de fluidos hasta superficie donde serán separados; el crudo se transporta para venta y el gas se comprime para ser reinyectado. Su inyección puede ser continua o intermitente, dependiendo de las características de producción del pozo y el arreglo del equipo de levantamiento de gas. Este método es el que presenta la menor eficiencia energética de todos.
- Bomba de Cavidades Progresivas (*Progressive Cavity Pump - PCP*): bomba de desplazamiento positivo que usa cavidades selladas progresivas para levantar los fluidos hasta superficie. Emite un flujo no pulsante, lo cual reduce el riesgo de emulsificación y evita el bloqueo por gas; unas buenas combinaciones del diseño de las cavidades progresivas con materiales de alto grado de construcción hacen que sea ideal para producir fluidos viscosos y/o abrasivos. Existen dos variaciones del sistema: uno corresponde al accionado por sarta de varillas (*Rod Driven Progressive Cavity Pump- RDPCP*) y otro con un motor eléctrico en fondo (*Electrical Submersible Progressive Cavity Pump- ESPCP*). Estos dos sistemas, su funcionamiento, ensamble y componentes serán revisados en mayor detalle en los siguientes capítulos, dado que son los sistemas de interés en este proyecto.
- Bomba Hidráulica (*Jet Pump- JET*): su principio de funcionamiento es bombear el fluido por medio de la transferencia de energía entre un fluido motriz y el fluido a producir, haciendo que el primero entre a alta presión en la boquilla de la bomba llevando consigo el fluido producido a la cámara y se mezcle. En este sistema de producción se requiere una

presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación, el bombeo tipo jet utiliza agua o aceite como fluido motriz.

2.1. Capacidades de los Sistemas de Levantamiento Artificial

Muchos autores (Neely, y otros. 1981, Cleg, y otros. 1993, Lea, y otros. 1999, Oyewol, y otros. 2008, Bellarby 2009) han evaluado múltiples criterios que incluyen caudal, diseño de pozo, costo, confiabilidad, impacto ambiental, manejo de sólidos, operatividad, etc., los cuales se consideran importantes en el desempeño hidráulico de los pozos con el fin de desarrollar metodologías de optimización para la selección de un SLA adecuado (Kefford, Gaurav, & Integrated Production Technologies Limited, 2016), ya que estos criterios tendrán diversos grados de significancia dependiendo de las propiedades específicas del yacimiento y su ambiente operativo. A continuación, se presenta una comparación realizada por P. A. Kefford y M. Gaurav (2016) de las capacidades de cada sistema de levantamiento.

La Tabla 2 muestra los tipos de levantamiento considerados y su fuente primaria de energía en superficie, cómo es transmitida la potencia a fondo de pozo y el tipo de bomba.

Tabla 2 Fuente Primaria de Energía de los Sistemas de Levantamiento

SLA	Fuente de Energía en superficie	Transferencia de energía (de superficie a fondo)	Tipo de Bomba
ESP	Transformador/VSD	Eléctrica	Desplazamiento dinámico
ESPCP	Transformador/VSD	Eléctrica	Desplazamiento positivo
RD-PCP	Motor eléctrico	Mecánica	Desplazamiento positivo
SRP	Prime Mover	Mecánica	Desplazamiento positivo
JP	Power Fluid Pump	Hidráulica	Desplazamiento dinámico
GL	Compresor	Lift Gas	N/A

Fuente: Kefford, P., Gaurav, M., & Integrated Production Technologies Limited. (2016). Well Performance Calculations for Artificial Lift Screening. SPE-181344-MS Annual Technical Conference and Exhibition (pág. 4). Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineering. Modificado por Autoras.

-Capacidad de Flujo: Para la mayoría de SLA se define en términos de la tasa de flujo de fluido total volumétrico a condiciones de succión de la bomba. La máxima capacidad está relacionada al diámetro de la bomba y así mismo al revestimiento o tubería propuesta.

-Capacidad de manejo de Gas: Típicamente se define como la máxima fracción libre de gas (FGF) o tasa de vapor-liquido (VLR) a condiciones de succión de la bomba. La Tabla 3 muestra las capacidades de manejo de gas denotadas por varios autores, teniendo en cuenta alternativas para reducir el impacto. La resistencia a la temperatura del sistema PCP y ESPCP está en 120°C, sujeta

al elastómero, y el segundo tiene un motor de fondo resistente a una temperatura por encima de los 150°C (Zhongxian, y otros, 2016).

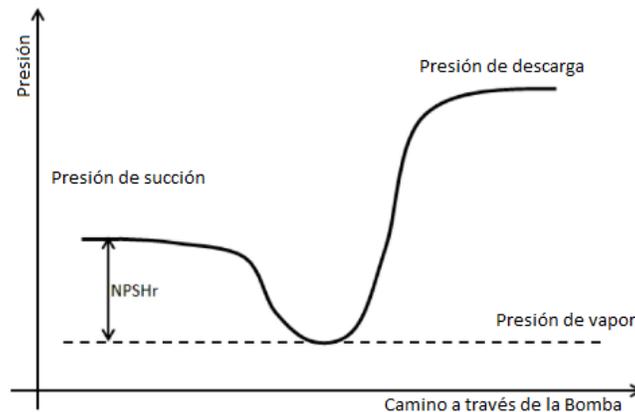
Tabla 3 Limitaciones en la Fracción de Gas Libre en los SLA

ESP	5-10% Bloqueo de gas por bombas de flujo radial convencionales (Bellarby 2009, capítulo. 6.3.3) VLR= 3Psuc (Turpin c 1980) correlación para flujo radial convencional mostrando dependencia en la presión de sección. 70% Usando etapas de bomba helicoidal (Camilleri y otros. 2011) 75% Usando tecnología de manejo de gas (Bagci y otros. 2011)
PCP	33% Debido a trabajo en seco y sobrecalentamiento del elastómero del estator. (Hua y otros. 2011) 60% Usando en metal la totalidad de la bomba. (Arredondo y otros. 2014)
SRP	50% Límite relacionado a bloqueo por gas. (Clegg y otros. 1993)
JP	Gas libre en una jet pump puede llevar a flujo crítico y reducir la capacidad. (Verma y otros. 2014)
GL	No hay límites superiores. El beneficio del gas lift se reduce potencialmente en ambientes de alta cantidad de gas libre.

Fuente: Kefford, P., Gaurav, M., & Integrated Production Technologies Limited. (2016). Well Performance Calculations for Artificial Lift Screening. SPE-181344-MS Annual Technical Conference and Exhibition (pág. 5). Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineering. Modificado por Autoras

- Cabeza de succión positiva neta (NPSHr): En pozos con baja presión de fondo, como en aplicaciones con gas o mantos de carbón (CBM), el NPSHr es una consideración importante. A medida que los fluidos se mueven a través de la bomba, hay típicamente una caída inicial de presión a medida que el fluido acelera a través del ojo de un impulsor, una válvula de entrada o en el cuello de una jet pump por ejemplo. Si el fluido cae por debajo de la presión de vapor, puede ocurrir cavitación, donde pequeñas burbujas de vapor se forman y rápidamente colapsan cuando la presión vuelve a subir. Éste colapso causa una onda de choque que puede dañar el interior de los equipos de bombeo (Takacs 2009, capítulo 2.2.2.4). La mínima diferencia de presión requerida entre la entrada de la bomba y la presión de vapor para prevenir la cavitación es el NPSHr (Figura 6).

Figura 6 Cabeza de Succión Positiva Neta Requerida (NPSHr)



Fuente: Kefford, P., Gaurav, M., & Integrated Production Technologies Limited. (2016). Well Performance Calculations for Artificial Lift Screening. SPE-181344-MS Annual Technical Conference and Exhibition (pág. 6). Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineering. Modificado por Autoras

Bassett (2006) provee una útil discusión respecto a los valores de NPSHr para diferentes técnicas de levantamiento artificial en la Tabla 4:

Tabla 4 Valores de NPSHr

ESP	20-30 psi (46-70ft) en líquidos (Simpson y otros 2003) 64 psig para ESP estandar, 16 psig para especifica ESP tipo CBM (Bassett 2006)
PCP	60 ft (Simpson y otros 2003) 25 psig (Bassett 2006)
SRP	75-100 ft (Simpson y otros 2003) 32 psig (Bassett 2006)
JP	86 psig (en un pozo de 1200 ft) (Bassett 2006)

Fuente: Kefford, P., Gaurav, M., & Integrated Production Technologies Limited. (2016). Well Performance Calculations for Artificial Lift Screening. SPE-181344-MS Annual Technical Conference and Exhibition (pág. 6). Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineering. Modificado por Autoras

- Capacidad de cabeza: Está directamente relacionado con la presión diferencial² máxima que se puede alcanzar. Para las ESPs y PCPs ésta se puede incrementar al aumentar la longitud de la bomba (por ejemplo, incrementando el número de etapas o de cavidades)
- Profundidad de asentamiento y severidad de dog legs: Generalmente hablando y desde una perspectiva de comportamiento hidráulico, es preferible posicionar el equipo de levantamiento artificial tan cerca al yacimiento como sea posible. Las razones claves son,

² Es la presión de descarga menos la presión de succión de la bomba.

primero porque el fluido estará sometido a mayor presión, reduciendo el riesgo a interferencia por gas, y segundo, es posible alcanzar una mayor caída de presión.

Algunas excepciones incluyen:

- Pozos de alta temperatura donde se prefiere una posición de la bomba a una profundidad más superficial (dónde será más frío y así se prolonga el tiempo de vida del equipo)
- Pozos de alta productividad con bajo GOR (dónde altas caídas de presión no son requeridas)
- Técnicas de levantamiento hidráulico (dónde la potencia de regreso del fluido causa na caída excesiva de presión friccional.

La Tabla 5 muestra algunos rangos en los valores de Severidad de Dog Leg admisibles para cada sistema de levantamiento porque los límites exactos dependerán del tamaño de los equipos y del tamaño del revestimiento.

Tabla 5 Límites de Severidad de Dog Leg en los SLA

ESP	3°/100ft para equipo estándar. Por encima de los 12°/100ft usando equipos especializados (Gallup, y otros. 1990) 20°/100ft en revestimiento de 7", 12°/100ft en revestimiento de 5-1/2" (Bassett 2010)
ESPCP	15°/100ft (Taufan y otros, 2005) 1.5-3.5°/100ft con Bomba horizontal (Garcia, 2013)
RD-PCP	4.5°/100ft (Correa y otros, 2013)
SRP	15°/100ft usando guías de varilla (Clegg y otros, 1993)
JP	24°/100ft en tubería de 2" (Clegg y otros, 1993)
GL	La severidad de Dogleg no es un inconveniente típico pero el acceso de wireline convencional (para cambio de válvulas) está limitado a 70° de desviación. (Clegg y otros, 1993)

Fuente: Kefford, P., Gaurav, M., & Integrated Production Technologies Limited. (2016). Well Performance Calculations for Artificial Lift Screening. SPE-181344-MS Annual Technical Conference and Exhibition (pág. 7). Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineering. Modificado por Autoras

- Capacidad de potencia: Para sistemas eléctricos de fondo (ESP y ESPCP) la máxima potencia del eje que el motor puede proveer es considerable. Pr se ve limitado por el tamaño del revestimiento y puede ser un factor limitante cuando se tienen diámetros internos angostos de revestimiento. En los sistemas accionados con motor de superficie como RD-PCP y SRP existen menos restricciones en espacio, pero operacionalmente el torque y las cargas pueden ser limitantes particularmente en pozos altamente desviados.

- Eficiencia: al calcular la potencia requerida para cada técnica de levantamiento requiere un entendimiento de la eficiencia con la cual la potencia desde superficie se convierte en trabajo útil impulsando la presión de los fluidos producidos. Las eficiencias deben incluir estimados de todas las perdidas. La Tabla 6 presenta un resumen de las eficiencias sugeridas por varios autores para los SLA.

Tabla 6 Eficiencias de Sistemas de Levantamiento

ESP	50% eficiencia general (bomba, motor, cable) (Bellarby 2009 Capitulo 6.3.1.) 33-41% eficiencia general del sistema (Takacs 2011) 50% eficiencia general del sistema (Clegg y otros 1993)
ESPCP & RDPCP	>80% eficiencia hidráulica (Bellarby 2009 Capitulo 6.6.1.). Falta incluir las perdidas mecánicas y del motor para los sistemas con varilla y las perdidas eléctricas para los sistemas con motor de fondo. 50-70% eficiencia general del sistema (Clegg y otros 1993)
SRP	50-56% eficiencia general del sistema (Takacs 2011)
JP	10-20% eficiencia operativa (Clegg y otros 1993) 20-25% eficiencia hidráulica (Brown 1980)

Fuente: Kefford, P., Gaurav, M., & Integrated Production Technologies Limited. (2016). Well Performance Calculations for Artificial Lift Screening. SPE-181344-MS Annual Technical Conference and Exhibition (pág. 8). Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineering. Modificado por Autoras

En general, se muestra la comparación de los aspectos más importantes de los sistemas (López Uribe, Chaustre Ruiz, & Ayala Marín, 2014) en la Tabla 7.

Tabla 7 Comparación General de los SLA

Parámetro	SRP	ESP	PCP	JET Pump	ESPCP	Gas Lift
Costos de Capital	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bueno	Alto
Costos Operacionales	Bajo	Bueno	Bajo	Alto	Bueno	Bueno
Run life pozos verticales	Moderado	Moderado	Moderado	Alto	Moderado	Alto
Run life pozos horizontales	Bajo	Moderado	Bajo	Alto	Moderado	Alto
Manejo de arena	Moderado	Bajo	Moderado	Muy bueno	Moderado	Moderado
Eficiencia	Moderado	Bajo	Moderado	Bajo	Moderado	Moderado
Flexibilidad operacional	Moderado	Muy bueno	Muy bueno	Bajo	Moderado	Muy bueno
Manejo de gas	Moderado	Muy bueno				
Manejo de producción	Muy bueno	Moderado	Muy bueno	Moderado	Moderado	Muy bueno

Fuente: López Uribe, J., Chaustre Ruiz, A., & Ayala Marín, C. (2014). Producing Extra Heavy Oil From Llanos Basin, Colombia, Through Progressive Cavity Pumps and Electric Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field. SPE 171041- MS Heavy and Extra Heavy Oil Conference- Latin America (pág. 5). Medellín, Colombia: Society of Petroleum Engineers. Modificado por Autoras

CAPÍTULO III

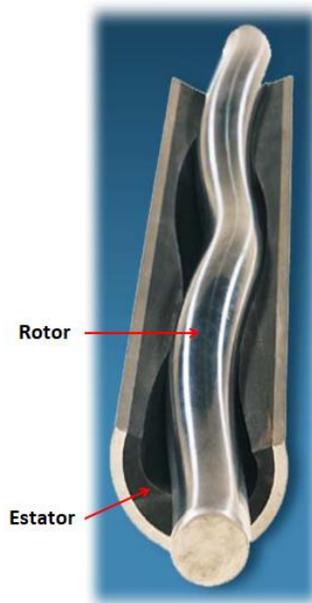
INTRODUCCIÓN AL SISTEMA PCP

3.1. Principio de funcionamiento y definiciones

La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice como muestra la Figura 7, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

1. El rotor metálico, es la pieza interna conformada por una sola hélice
2. El estator, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí.

Figura 7 Componentes Bomba de Cavidades Progresivas



Fuente: Dunn Clegg, J., & Lake, L. W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook. Production Operations Engineering*. Estados Unidos de América: Society of Petroleum Engineers. Modificado por Autoras

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor del eje del estator (Figura 8).

Figura 8 Fluido a Través de la Bomba de Cavidades Progresivas



Fuente: PCM. (Diciembre de 2015). *Artificial Lift Solutions: Progressing Cavity Pumps Solutions*. Obtenido de OilProduction.net: http://oilproduction.net/files/pcm_artificial_lift_brochure.pdf

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator, éstas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

3.2. Ventajas y Desventajas del Sistema PCP

En la Tabla 8 se muestran las principales ventajas y desventajas del sistema PCP.

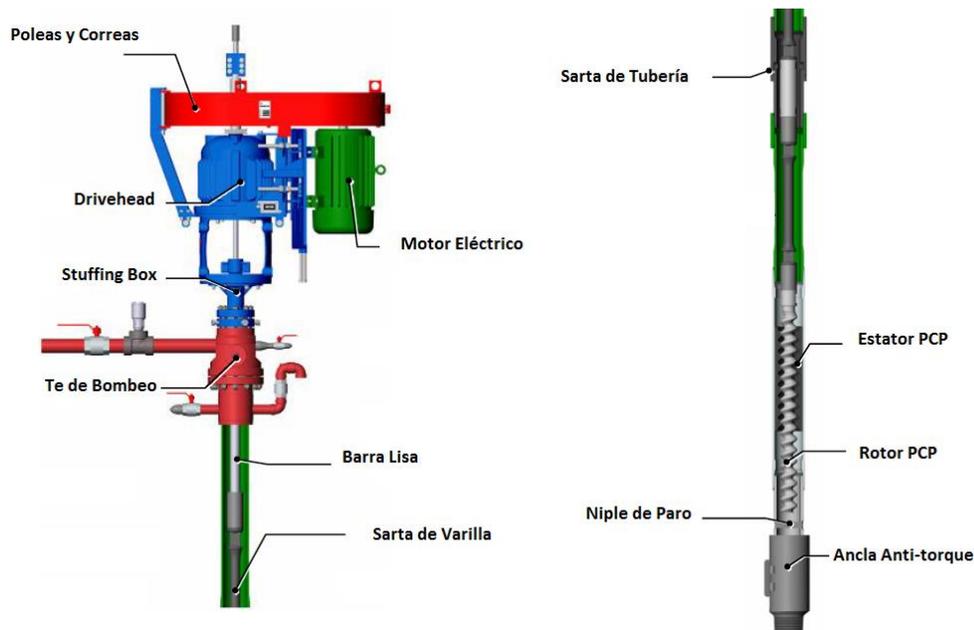
Tabla 8 Ventajas y Desventajas del Sistema PCP

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Habilidad para producir fluidos altamente viscosos. • Habilidad para producir con altas concentraciones de arena. • Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea). • Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles. • Muy buena resistencia a la abrasión. • Bajos OPEX Y CAPEX • Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo). • Simple instalación y operación. • Bajo mantenimiento. • Equipos de superficie con baja huella ambiental y bajo nivel de ruido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitación en las tasas de producción (máximo 3150 Bbl/día) (CFER Technologies, 2016). • Limitación en la capacidad de levantamiento (máximo 9840 ft) (CFER Technologies, 2016). • Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máxima de 350 °F o 178 °C). • Alta sensibilidad a los fluidos producidos. • Baja eficiencias volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables. • Requiere un nivel de fluido constante ya que no permite trabajo en seco. • Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción en pozos direccionales y horizontales.

Fuente: CFER Technologies, 2016; Dunn Clegg & Lake, 2007.

Se diferencian dos sub sistemas: la sarta de tubería o producción, que consiste en la tubería y algunos accesorios y la sarta de varilla o de bombeo que incluye la (s) varilla (s) (con sus accesorios) y la bomba (Figura 9).

Figura 9 Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas



Fuente: Weatherford, SPE, & Dunn, L. (9 de Marzo de 2015). *Progressive Cavity Pumping Systems Overview with a Focus on Coal Seam Gas Applications*. Obtenido de SPE: <https://www.spe-qld.org/useruploads/files/pcpspeaustraliafinalv1.pdf>. Modificada por Autoras

3.3. Sistema de Tubería o Producción

La tubería es el conducto principal a través del cual los fluidos de yacimiento se envían a la superficie. La sarta de producción se ensambla generalmente con la tubería de producción y los componentes de la terminación en una configuración que se adecua a las condiciones del pozo y al método de producción. Una función importante de la sarta de producción es la protección de los tubulares principales del pozo, incluidas la tubería de revestimiento y la tubería de revestimiento corta, contra la corrosión o la erosión producida por el fluido de yacimiento.

Antes de describir los componentes de la sarta de producción se introducen las propiedades físicas del acero en la Tabla 9, ya que es el principal componente de este sistema.

Tabla 9 Propiedades del acero

Propiedad	Concepto	Efecto
Esfuerzo en el punto cedente	<p>Punto cedente: punto donde se obtiene elongación sin aumento de la carga en la curva de elongación del material la cual es linealmente proporcional a la carga aplicada.</p> <p>Esfuerzo cedente: La razón entre la carga correspondiente al punto cedente y el área transversal de la sección sometida a la prueba.</p>	<p>Los aumentos de cargas, a partir del punto cedente, ocasionan deformaciones permanentes del material (rango plástico) hasta que físicamente la sección de prueba se rompe (punto de ruptura).</p> <p>Al esfuerzo en el punto de rotura se le denomina esfuerzo final en tensión.</p>
Ductilidad	<p>Propiedad que poseen algunos materiales de deformarse en el rango plástico, sin fracturarse.</p> <p>Un material con una ductilidad alta se deforma apreciablemente antes de romperse.</p>	<p>La ductilidad se expresa como un porcentaje de elongación con respecto a una sección patrón, usando una especificación API para cada grado de tubería.</p>
Dureza	<p>Propiedad que posee un material para resistir a la formación de una fractura quebradiza.</p> <p>Fractura dúctil: Ocurre con una deformación plástica antes y durante la propagación de fractura.</p> <p>Fractura quebradiza: Ocurre con muy poca elongación y con una mayor rapidez que la fractura dúctil.</p>	<p>Cuando el material falla, se dice que experimenta una fractura dúctil o una fractura quebradiza.</p>

Fuente: Coimbra, L. (s.f.). *Clasificación de Tuberías*. Obtenido de academia.edu: http://www.academia.edu/22848246/Clasificaci%C3%B3n_de_tuber%C3%ADas

3.3.1. Tubería

Su función es llevar el fluido desde la formación productora hasta el cabezal del pozo.

3.3.1.1. grados de acero

Los grados de acero recomendados por el API establecen la composición química, propiedades físicas y mecánicas de la tubería. Cada grado tiene designado una letra y un número. La designación numérica refleja el esfuerzo cedente mínimo del material. Este esfuerzo puede ser suficiente para soportar fuerzas en la tubería causadas por cambios de presión y temperatura a profundidad.

- ✓ Cuando se requieran tuberías que deben soportar mayores esfuerzos que una de grado J-55 se puede usar, N-80, C-75 o C-95.
- ✓ La tubería de grado C recibe tratamiento térmico para darle mayor dureza.

En la Tabla 10 se presenta una tabla que define los tipos de tubería.

Tabla 10 Clasificación de Tubería Según su Resistencia

Tuberías de alta resistencia	Las tuberías se pueden clasificar como tuberías de alta resistencia que soportan esfuerzos mayores que 8000 psi y su grado es de C-75, C-98 y P-105. NOTA: Pueden presentar problemas debido a la eliminación de la ductilidad y el aumento de la sensibilidad a roturas, lo cual es particularmente notable en tuberías P-105.
Tuberías de baja resistencia	Son generalmente dúctiles, por esta razón la concentración de esfuerzos se ejecuta parcialmente mediante la plasticidad del elemento.

Fuente: Coimbra, L. (s.f.). *Clasificación de Tuberías*. Obtenido de academia.edu:
http://www.academia.edu/22848246/Clasificaci%C3%B3n_de_tuber%C3%ADas

3.3.1.2. inspección de tubería

La inspección de la tubería se hace con los ensayos no destructivos (END), que son las pruebas para localizar los indicadores de falla y discontinuidades que pueden causar fallas en los sistemas. Se realizan de manera que no se afecta la utilidad futura del objeto o material; es la evaluación de los materiales sin la necesidad de dañarlo (American Institute of Nondestructive Testing, s.f.). La Tabla 11 describe los tipos de inspección en tuberías.

Generalmente, los criterios de inspección son diferentes para cada empresa. PDVSA (1992), recomienda los siguientes criterios de inspección:

- Para tuberías nuevas de grado J-55 sólo se deben realizar inspecciones visuales, de una manera muy cuidadosa. Por lo general, estas no presentan defectos de fabricación, por lo tanto, no se justifica usar otro método de inspección que no sea el visual.
- Para tuberías nuevas de grado C-75 y de mayor grado se debe usar una inspección electromagnética. Aquellas tuberías que presenten defectos de 5 a 12.5% de su espesor de pared no deben usarse.
- Uniones con defectos igual o mayores al 12.5% del espesor de la tubería no deben usarse.
- Acoples de tuberías de grado C-75 y mayores deben ser inspeccionadas con el método de partículas magnéticas y por el método visual.
- Tuberías de grado N-80 y mayores deben ser inspeccionadas mediante el método electromagnético, si presentan defectos de corrosión y/o de servicio a la vista.

Tabla 11 Inspección de tuberías con ensayos no destructivos

TIPO	DESCRIPCIÓN
Visual	<p>Toda tubería que se va a colocar dentro de un pozo debe ser revisada visualmente antes de ser instalada.</p> <p>Algunos de los efectos que se pueden detectar visualmente son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Defectos de fabricación, tales como roturas, abolladuras, soldaduras, escamas. • Defectos de la fabricación de sus roscas. • Daños que pueden ocurrir en el cuerpo de la tubería y/o en sus roscas durante el transporte y manejo de esas tuberías.
Prueba Hidrostática	<p>Una vez que la tubería se instala en el pozo se le hace una prueba de presión hidrostática. Estas pruebas se realizan a presiones por el orden del 80% del esfuerzo cedente mínimo. Sin embargo, una prueba hidrostática exitosa no representa una garantía suficiente de que no existan defectos en la fabricación de las tuberías sometidas a tales pruebas.</p> <p>Es posible que existan defectos de fabricación que sólo se detectan después de transcurridos varios ciclos de cambio en las presiones y temperaturas de trabajo de esas tuberías.</p>
Electromagnética	<p>En este método se introduce en la tubería un cable conductor en forma de resorte para medir la respuesta de la tubería al paso de corriente. Existen varios métodos para realizar estas pruebas y cada uno de ellos se identifica mediante la empresa que lo patrocina. Por ejemplo: Sonoscope, Tuboscope, Scanalog, scanograph.</p> <p>Esencialmente, en cada uno de esos métodos se investigan, fundamentalmente, defectos internos de la tubería</p>
Mediante partículas magnéticas	<p>En este método se induce un campo magnético en la tubería. Esto permite que partículas regadas en la parte externa de la tubería se alinien para indicar defectos longitudinales de ella.</p> <p>Este método de inspección no es tan confiable como el electromagnético, ya que sólo se limita a la parte externa de la tubería.</p>

FUENTE: Coimbra, L. (s.f.). *Clasificación de Tuberías*. Obtenido de academia.edu: http://www.academia.edu/22848246/Clasificaci%C3%B3n_de_tuber%C3%ADas

3.3.2. Conexiones de la Sarta de Producción

Es el dispositivo mecánico que se utiliza para unir tramos de tubería, equipos de fondo y accesorios para formar una sarta de tubería con características geométricas y funcionales específicas. Estas juegan un papel muy importante dentro del diseño de la sarta de producción o inyección, debido a que:

- ✓ Más del 90% de las fallas que sufren las sarts de tubería se originan en las conexiones.
- ✓ Estas representan entre el 10% de la longitud total de la tubería y el 50% del costo total de ésta.

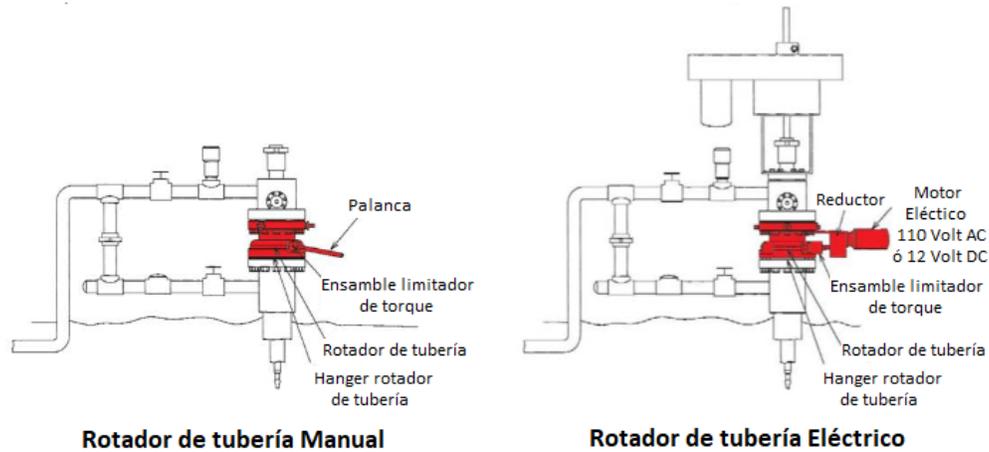
Existen 2 tipos de conexiones (PDVSA, 1992):

- Conexiones UN (NOT-UPSET) Poseen roscas de 10 vueltas. Tienen una resistencia menor que la del cuerpo del tubo.
- Conexiones EU (EXTERNAL UPSET) Poseen 8 vueltas por rosca y una resistencia superior a la del cuerpo del tubo. Éstas son las más utilizadas porque proveen un servicio confiable a la mayoría de los pozos.

3.3.3. Rotador de Tubería

Cuando el desgaste de los tubos es un problema importante, como en los pozos horizontales e inclinados, los sistemas de rotadores de tubería se pueden usar para mejorar sustancialmente la vida útil de la sarta de tubería, ya que permiten que la tubería gire mientras la bomba está en funcionamiento; actúan en conjunto con la swivel. La tubería está suspendida por un soporte llamado “*thrust bearing*” y un mecanismo rotador que se puede accionar manualmente (el sistema permite al operador rotar la sarta de tubería típicamente a diario o semanalmente, se recomienda una operación diaria de 3-4 rotaciones) o equiparse eléctricamente para girar el tubo continuamente (este sistema rota la sarta aproximadamente dos veces durante un periodo de 24 horas). (Evolution Oil Tools Inc, s.f.).

Figura 10 Rotadores de Tubería



Fuente: National Oilwell Varco. (2014). *RODEC Tubing Rotator Solutions*. Obtenido de <https://www.nov.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=13077>

3.3.4. Ancla Antitorque

La mayoría de equipos PCP operan en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) por lo que el torque resistivo en el sistema (i.e. fricción) tiende a desenroscar las conexiones de las tuberías. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de las conexiones de la tubería. El ancla antitorque evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenroscado, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor. No siempre es necesaria su instalación, puesto que, en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques importantes y o se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.

La instalación de un ancla de torque en presencia de arena facilita la extracción de la tubería, en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de liberarla girando la columna hacia la izquierda. (Hirschfeldt, 2008)

Figura 11 Ancla Antitorque



Fuente: Evolution Oil Tools Inc. (Junio de 2011). *Completion Tools Catalogue*. Obtenido de [eotools.com](http://eotools.com/pdfs/39/Anchor%20Catchers%20-%20SB-2,%20SC-1_18-Oct-11.pdf): http://eotools.com/pdfs/39/Anchor%20Catchers%20-%20SB-2,%20SC-1_18-Oct-11.pdf

3.3.5. Centralizador de Tubería

Para contrarrestar el efecto de vibración en algunos pozos, particularmente aquellos que operan a altas velocidades, se usan centralizadores de tubería. Su uso ayuda a mitigar las fallas de la tubería causadas por el retroceso y / o la fatiga.

Figura 12 Centralizador de Tubería

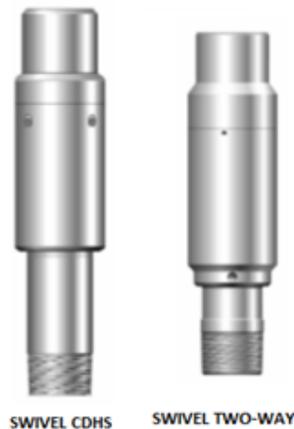


Fuente: Evolution Oil Tools Inc. (Junio de 2011). *Artificial Lift Systems*. Obtenido de eotools.com: <http://eotools.com/products/Evolution%20Artificial%20Lift%20Systems.pdf>

3.3.6. Swivel

Se diseñan para instalarse en conjunto con los rotadores de tubería en pozos que utilizan bombas de cavidades progresivas y un ancla anti torque en el caso de la swivel CDHS y la Two-Way Swivel respectivamente.

Figura 13 Swivel



Fuente: Evolution Oil Tools Inc. (Junio de 2011). *Artificial Lift Systems*. Obtenido de eotools.com: <http://eotools.com/products/Evolution%20Artificial%20Lift%20Systems.pdf>. Modificada por Autoras

3.3.7. Pin de Paro

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es:

- Hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamento.
- Servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando.
- Succión de la bomba.

Los más usuales son de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torque o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamento.

3.3.8. Separadores de Gas

Ubicados en fondo de pozo. Se usan rutinariamente para separar el gas libre del fluido de producción antes de que ingrese a la bomba. Al eliminar el gas libre, el fluido producido reduce su compresibilidad y aumenta la eficiencia volumétrica de la bomba (la cual se determina en base al volumen de líquido únicamente). Las aplicaciones de los separadores son simples, debido a que crean un recorrido del fluido que direcciona al gas a su flujo hacia el anular.

3.4. Sistema de Varilla o Bombeo

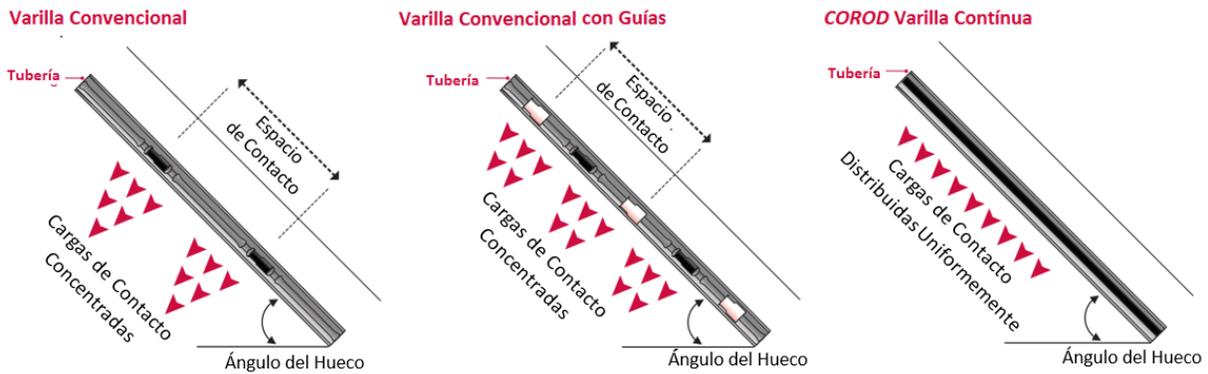
3.4.1. Varilla Convencional

Son varillas de acero, enroscadas unas con otras por medio de acoples, que va desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de las juntas de tubería, por ejemplo, diámetros de 7/8" o 1" (acoples *slim hole*) en tuberías 2 7/8". Su longitud puede ser de 25ft o 30 ft.

3.4.2. Varilla Continua

No necesita acoples, ya que tiene únicamente dos conexiones: una en el tope y otra al fondo; esto da como resultado la distribución de cargas de contacto a lo largo de la superficie de toda la sarta de varilla, reduciendo significativamente el desgaste de varilla y tubería (Figura 14).

Figura 14 Distribución de Cargas de Contacto en la Sarta de Varilla



Fuente: Weatherford. (2014). *COROD Continuous Rod and Well Services*. Obtenido de Weatherford.com: <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/production-optimization/corod-continuous-rod-and-well-services/>. Modificado por Autoras.

Al eliminar la necesidad de acoples, centralizadores y guías de varilla se crea un espacio anular más grande entre la tubería de producción y la sarta de varilla como se observa en la Figura 15; esto minimiza las pérdidas de presión, lo que aumenta la eficiencia del sistema y reduce los costos de producción. Adicionalmente, son más livianas que las varillas convencionales reduciendo la tensión en las unidades de superficie.

Figura 15 Espacio Anular según el Tipo de Varilla



Fuente: Weatherford. (2014). *COROD Continuous Rod and Well Services*. Obtenido de Weatherford.com: <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/production-optimization/corod-continuous-rod-and-well-services/>. Modificado por Autoras.

3.4.3. Varilla Hueca “Hollow Rod”

Las barras huecas (*hollow rods*) con conexión Premium, sus beneficios son:

- Reducen fallas prematuras debido a ruptura de pines causada por sobre torque durante las operaciones.
- Reducen el efecto de *back spin* y mejoran la transmisión de torque.
- Aumenta la tasa de bombeo debido a la alta capacidad de torque.
- Mejora la seguridad del personal de operaciones porque reduce la acumulación de giros en la sarta de varilla y el efecto back spin durante las operaciones de workover.
- Aumenta la efectividad de los inhibidores de corrosión o cualquier otro diluyente mientras son inyectados por la varilla hueca; su instalación no requiere equipos ni herramientas especiales.

3.4.4. Barra Lisa

El extremo superior de la sarta se completa con un vástago cromado enroscado a las varillas, el cual va empaquetado en superficie, por medio de un dispositivo “prensa”. Todo esto se conectan al puente de producción. La barra lisa puede ser de diferentes medidas. Algunas de las más usadas son 1.1/4”; 1.1/2” en macizos, o bien 48 mm en vástagos huecos; dependiendo de la sarta que se tenga en el pozo y del cabezal que se utilice en superficie

3.4.2. Centralizadores y guías

Reducen el torque en pozos desviados y la frecuencia de trabajos de intervención, ya que minimiza el desgaste de la varilla por el frotamiento del movimiento rotacional. Schlumberger (2016) sugiere la instalación de un mínimo de cinco centralizadores en pozos verticales para prevenir la trasmisión del movimiento excéntrico del rotor a la sarta de varillas (un centralizador de 12 ft sobre el rotor) y a su vez previene que el tambaleo de la sarta de varilla se transmita a la barra lisa, lo que reduce la vida útil del sello o *stuffing box* (un centralizador en la base de la barra lisa o en el fono de la varilla adyacente). Las guías eliminan el desgaste interno de la tubería causado por la sarta de varilla; minimiza el contacto metal-metal entre ambos componentes por la distribución de cargas de contacto (Figura 14), además de centralizar la varilla y reducir la fricción aumentando la eficiencia del bombeo.

3.4.3. Conexiones o “couplings”

Se usan para conectar las varillas convencionales y la barra lisa. Están construidas de materiales de alta calidad de acero al carbón o aleaciones de acero, conforme a los requerimientos de las

especificaciones API. Se clasifican principalmente en acoples de varilla, cuya caja tiene el mismo tamaño en ambos extremos; acoples de barra lisa diseñados para conectar la barra lisa con la varilla convencional; sub- acoples o acoples *crossover* que tienen diferente medida de la caja en ambos extremos. (Hengshui Haiwang- Oil Thermal Recovery Equipment, 2014)

3.4.4. Shear Coupling

Se usa para separar de forma confiable la sarta de varilla del BHA cuando la bomba o la varilla se atascan, previniendo el engorroso proceso de retirar la sarta de varilla y tubería simultáneamente. Se puede utilizar tanto en bombas insertas como de tubería.

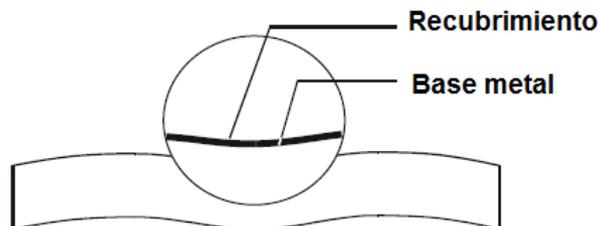
3.5. Bombas de Cavidades Progresivas

3.5.1. Rotor

Los componentes principales del rotor son:

- 1) Base metal
- 2) Recubrimiento

Figura 16 Partes del Rotor



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps. Modificado por Autoras.

Adicionalmente, hay subcomponentes como la soldadura y los acoples en varilla convencional.

La capacidad volumétrica V de la PCP (Bbls/día/rpm) en una configuración 1:2 depende de la excentricidad del rotor en el estator y el diámetro del rotor (área efectiva el flujo) y de la longitud de paso del estator (Figura 17).

$$V = A * P = (4 * e * d) * P$$

Ecuación 1 Capacidad volumétrica de la bomba

Donde

V = Desplazamiento de la bomba

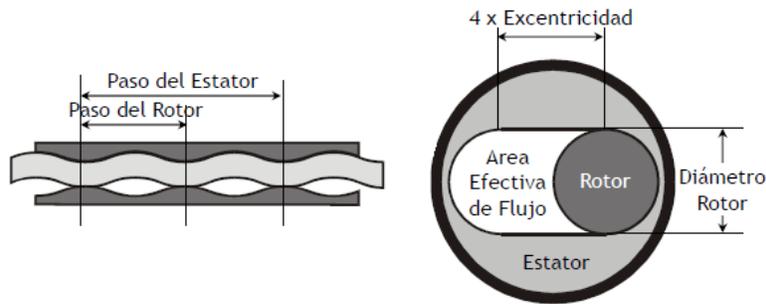
A = Área de desplazamiento

E = Excentricidad

D = Diámetro del rotor

P = Longitud de paso del estator

Figura 17 Parámetros Capacidad Volumétrica PCP



Fuente: Díaz R., V. H. (23 de Mayo de 2016). *Curso Automatización y Optimización de Sistemas de Producción: Bombeo por Cavidades Progresivas*. Obtenido de Victorhugodiaz.com.

La selección del rotor es importante para garantizar el mejor desempeño de la bomba. Esto se hace en base a parámetros como la profundidad de bombeo, la tasa de flujo, corrosividad y contenido de sólidos. En la Figura 18 se muestran los barriles de fluido a producir dependiendo del contorno del rotor. (GE Oil&Gas; GreenCo, 2014).

Figura 18 Capacidad volumétrica y Contorno del Rotor

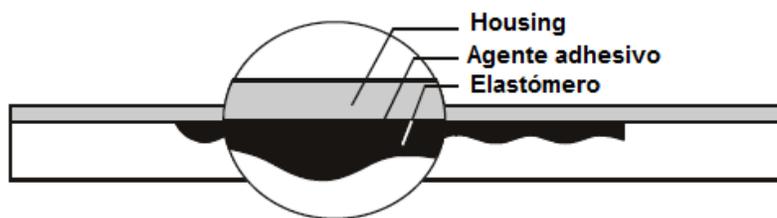
	Éstandar																		Serie Wide mouth			
BFPD@100RPM	11	25	44	65	100	125	170	195	200	275	330	400	500	580	690	705	755	820	950	50	88	132
Contorno de los Rotores																						
Tamaño OD del Estator (in)	2½	2½	2½	3½	3½	3½	4½	4½	3½	4½	4½	4½	4½	4½	4½	5½	4½	5½	4½	3½	4½	4½

Fuente: GE Oil&Gas; GreenCo. (2014). *Progressing Cavity Pump Technology that Improves Well Performance*. Obtenido de Geoilandgas.com: <https://www.geoilandgas.com/sites/geog/files/greco-processing-cavity-pump-pcp-brochure.pdf>. Modificado por Autoras.

3.5.2. Estator PCP

Es la parte externa; está constituido por una camisa de acero, revestido internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor. Dentro de éste componente se encuentran los siguientes sub-componentes:

Figura 19 Partes del Estator



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps. Modificado por Autoras.

- 1) Agente adhesivo: mantiene el elastómero dentro del *housing*.
- 2) Housing
- 3) Elastómero: es la base del sistema PCP en el que está moldeado el perfil de doble hélice del estator. De su correcta determinación y su interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la PCP.

3.5.3. Elastómero

Es el componente más crítico del equipo de fondo de pozo, responsable del 80% de los reemplazos de bomba, siendo el componente fallado más común en las corridas con corta vida útil. (Weatherford, 2006). Tienen comportamiento elástico y los más comúnmente utilizados son los elastómeros de nitrilo e hidrogenados.

Familia del Nitrilo: son el resultado de la copolimerización del butadieno y acronitrilo (ACN) y se clasifican como nitrilo medio (25% a 35% ACN) y nitrilo alto o HN (35% a 40% ACN); el ACN mejora la resistencia al crudo mientras que el butadieno influye el comportamiento elástico.

Elastómeros hidrogenados: tienen un mayor grado de saturación lo cual mejora la resistencia al calor y al H₂S.

Los fluidos producidos a temperatura de fondo de pozo pueden dañar el elastómero. Su interacción con estos fluidos puede causar hinchamiento, blandura, contracción, endurecimiento y burbujas. El hinchamiento va de la mano con la blandura y usualmente es el resultado de la interacción con crudos livianos con alto contenido de solventes aromáticos. Algunos aditivos a base de amina actúan como inhibidores de corrosión, que además pueden causar blandura. Los solventes de bajo peso molecular y crudos parafínicos causan su contracción. El H₂S cambia las propiedades mecánicas del elastómero. Cuando está expuesto a CO₂ y sometido a una despresurización repentina, se forman burbujas.

Las bombas pierden eficiencia en aplicaciones abrasivas debido al desgaste del elastómero. La tasa de desgaste depende de la concentración de abrasivos, el tamaño de las partículas y la dureza, la velocidad del fluido y la interferencia de la bomba. El desgaste se reduce con la correcta selección de materiales y optimizando los diseños. (Montiveros, Pluspetrol S.A., Echavarría, Briozzo, & Weatherford, 2013)

En la Tabla 12 se muestra una tabla comparativa de los tipos de elastómero y sus propiedades.

Tabla 12 Tipos de Elastómero y sus Propiedades

Familia	ISO Code	Max Temp (°C)	Resistencia a la Temp del agua (<50°C)	Resistencia a la Temp del agua (>50°C)	Resistencia al H ₂ S	Resistencia la abrasión	Resistencia al CO ₂	Resistencia a los aromáticos
Nitrilo Medio	118	60	Moderado	Baja	Moderado	Alta	Baja	Baja
	116	80	Muy Buena	Buena	Moderado	Muy Buena	Moderado	Moderado
	309	80	Buena	Moderado	Buena	Buena	Moderado	Muy Buena
Nitrilo Alto	306	100	Buena	Moderado	Buena	Buena	Buena	Muy Buena
	310	100	Buena	Buena	Buena	Muy Buena	Buena	Muy Buena
	312	100	Alta	Alta	Buena	Moderado	Alta	Alta
Nitrilo Hidrogenado	501	140	Alta	Alta	Alta	Muy Buena	Buena	Buena
	503	140	Alta	Alta	Muy Buena	Muy Buena	Buena	Muy Buena

Fuente: Montiveros, M., Pluspetrol S.A., Echavarría, L., Briozzo, M., & Weatherford. (2013). PCP Sand Handling Technologies. *SPE-165669 Progressive Cavity Pumps Conference* (págs. 4-5). Calgary, Alberta, Canadá: Society of Petroleum Engineering.

Algunos elastómeros comunes y sus características principales son:

- *Caucho NBR o base nitrílica (nitrile butadiene rubber)*: Se clasifica dependiendo de la resistencia que éste tiene ante el envejecimiento térmico y la clase, la cual se basa en la

resistencia a aceites derivados del petróleo y se mide mediante el hinchamiento volumétrico; su variación obedece principalmente al contenido de acrilonitrilo. La Tabla 13 muestra los efectos del contenido de acrilonitrilo en las propiedades finales del material.

Tabla 13 Efectos del contenido de ACN en el NBR

Propiedad	Mayor % de acrilonitrilo
Resistencia a aceites	Aumenta
Resistencia a hidrocarburos	Aumenta
Resistencia ténsil	Aumenta
Dureza	Aumenta
Resistencia a la abrasión	Aumenta
Permeabilidad a los gases	Aumenta
Resistencia a altas temperaturas	Aumenta
Resistencia a bajas temperaturas	Disminuye
Resiliencia	Disminuye
Compatibilidad con plastificantes	Disminuye
Deformación remanente por compresión	Aumenta

Fuente: Solórzano Belandria, C. A. (2010). *Estudio de Compatibilidad de Elastómeros Empleados en Bombas de Cavidades Progresivas con Crudo* (pág. 13). Sartenejas, Caracas, Venezuela.: Universidad Simón Bolívar

- **HNBR Nitrilo hidrogenado (hydrogenated nitrile butadiene rubber):** es una modificación química importante del NBR, donde se reduce sustancialmente la concentración de insaturaciones presentes en la molécula del elastómero. A diferencia de NBR, este es sensible a oxidación y al ataque por azufre debido al alto contenido de insaturaciones. Aporta las mismas cualidades mecánicas que NBR y mayor resistencia a la abrasión, térmica y química debido a la menor concentración de insaturaciones.
- **XNBR Nitrilo carboxilado:** debido a la adhesión de un grupo carboxílico a la estructura química, tiene una mejora en cuanto a la resistencia a la abrasión y al desgarre, factores importantes en crudos con alto contenido de partículas sólidas y abrasivas como la arena.
- **Fluoroelastómeros:** contienen alta resistencia química y térmica. A mayor contenido de flúor, mejores serán estas propiedades. Se usan en ambientes agresivos con temperatura máxima de trabajo continuo de 205°C y máxima de exposición de 300°C. el más comercialmente utilizado en la industria es el Viton³. (Solórzano Belandria, 2010)

³ Tetropolímero de fluouro de vinilideno-hexafluoruropropileno-tetrafluoruro de etileno (VF₂/HFP/TFE por sus siglas en inglés)

Selección del elastómero

Para la selección del elastómero a utilizar es necesario realizar lo siguiente:

- Caracterización físico – química en la fase líquida (análisis S.A.R.A.). Mediante el cual se determina: Viscosidad, Gravedad API, Contenido de Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfáltenos.
- Estudio de compatibilidad entre el elastómero y el crudo. Mediante el cual se evalúa la capacidad mecánica inicial del elastómero y la variación de las propiedades mecánicas en muestras envejecidas.
- Temperatura en fondo de pozo: la exposición del elastómero al calor puede causar una expansión del material y una reacción que altera la estructura química, que resulta en un deterioro irreversible de las propiedades del material. La temperatura de fondo de pozo es una función de dos variables:
 1. La profundidad de instalación debido al gradiente geomecánico.
 2. La tasa de desplazamiento. La deformación cíclica del material del elastómero puede producir el fenómeno de histéresis; una porción de la energía flexible se convierte en energía térmica, siendo la temperatura del elastómero aproximadamente 20% mayor que la temperatura de fondo de pozo.

3.5.4. PCP Insertas

Sistemas configurados de igual forma que los sistemas impulsados desde superficie, con la excepción que, tanto el rotor como el estator hacen parte de la sarta de varillas/sarta de bombeo. Este diseño permite que se pueda desinstalar el estator sin remover la sarta de tubería. El beneficio inmediato de este diseño es el ahorro de tiempo en las intervenciones (tiempo de taladro). El mayor inconveniente del sistema es la limitación impuesta por los diámetros de la tubería en el tamaño de la bomba (por ejemplo, el desplazamiento de la bomba).

Figura 20 Bomba de Cavidades Progresivas tipo Inserta



Fuente: National Oilwell Varco. (2018). *Insertable PC Pump System*. Retrieved from nov.com: https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Process_and_Flow_Technologies/Artificial_Lift_Solutions/Progressing_Cavity_Pump_Systems/Pumps/Insertable_PC_Pump_System/Insertable_PC_Pump_System.aspx

3.6. Equipo de superficie

El equipo desarrolla las siguientes funciones:

- Sostiene la sarta de varilla y las cargas axiales
- Entrega el torque requerido a la barra lisa
- Le da el movimiento rotativo a la barra lisa a la velocidad requerida
- Durante los *shutdown*, provee una liberación segura de energía almacenada.
- Previene la fuga de fluidos del sistema

Todos los sistemas incluyen el cabezal de rotación o drive head, un sistema de empaque o *stuffing box*, equipo de transmisión de potencia y el motor.

Cabecal de rotación “Drivehead”

Existen varias clases de Drivehead dependiendo a la naturaleza de su funcionamiento (Figura 21) como:

Figura 21 Tipos de Driveheads



Cabezal Eléctrico



Cabezal de motores de Imán Permanente



Cabezal Hidráulico

Fuente: National Oilwell Varco. (2015). *Progressing Cavity Pump Systems*. Retrieved from nov.com: http://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Process_and_Flow_Technologies/Artificial_Lift/Progressing_Cavity_Pump_Systems/Progressing_Cavity_Pump_Systems.aspx

- ***Cabecal de rotación “Drivehead” Eléctrico***

Son fáciles de usar, requieren poco mantenimiento y ofrecen una capacidad de ajuste casi ilimitada.

- ***Cabecal de rotación “Drivehead” Hidráulico***

Es el equipo de accionamiento mecánico instalado en superficie directamente sobre la cabeza del pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes “*bearing*” que soportan la carga axial del sistema; incluye el sistema de freno (puede ser mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o de un dispositivo externo; y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque “*stuffing box*” para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie y el sistema de frenado.

- ***Cabezal de rotación “Drivehead” de motores de imán permanente (PMM)***

Es el equipo de accionamiento mecánico instalado en superficie directamente sobre la cabeza del pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes “*bearing*” que soportan la carga axial del sistema; incluye el sistema de freno (puede ser mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o de un dispositivo externo; y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque “*stuffing box*” para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie y el sistema de frenado.

Sistema de sello “Stuffing Box”

Se instala recubriendo la parte superficial de la barra lisa sobre la línea de flujo y mantiene un sello hidráulico en el sistema de producción. Los convencionales usan un material de empaque especial comprimido hacia la barra lisa, haciendo la función de sello entre la barra lisa y el pozo. Debido a los esfuerzos y carga axial a la que se somete este componente, requiere una constante revisión y mantenimiento.

Sistema de frenado

Compuesto de un sistema de disco y pastillas de fricción accionadas hidráulicamente o mecánicamente al ocurrir un *back spin*; al parar el sistema repentinamente, la sarta de varillas libera energía debido a la torsión acumulada girando en forma inversa. A esta rotación inversa se agrega la producida por la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular en el momento de la parada. Esto puede generar graves daños al equipo de superficie como el desenrosque de la sarta de varillas e inclusive la rotura de la polea. Se usa generalmente para potencias transmitidas menores a 75 HP.

Equipo de transmisión de Potencia

Es el dispositivo utilizado para transferir la energía (torque y velocidad) desde la fuente de energía primaria o motor “*prime mover*” hasta el cabezal de rotación “*drivehead*” y la barra lisa. Existen tres tipos e sistema de transmisión tradicionalmente usados: sistema con poleas y correas, sistema de transmisión a engranajes, sistema de transmisión hidráulica. Generalmente los sistemas hidráulicos son menos eficientes que los sistemas de transmisión eléctrica; sin embargo, requieren menor infraestructura de campo y tienen una alta tasa de disminución de velocidad variable, lo que

lo hace más popular en sistemas de bajo caudal y alta viscosidad, donde las velocidades del motor son mucho mayores que las velocidades de la bomba y se requiere un control flexible de velocidad. Las correas y poleas son la parte principal del sistema de transmisión de potencia. Según el torque y la potencia que se necesiten transmitir a la sarta de varilla, además del tipo de *drivehead*, se determina la relación de transmisión que el conjunto de poleas y correas debe tener.

Motor “Prime Mover”

Pueden ser eléctricos o de combustión interna. Se seleccionan de acuerdo a la potencia que se requiera en caballos de fuerza la disponibilidad de electricidad y/o combustible en el lugar de la instalación. Los más usados son los motores eléctricos debido a las facilidades de mantenimiento e instalación y además su bajo costo. La potencia total de la bomba depende del torque total y la viscosidad del fluido. (Barón Valderrama & Pérez Correa, 2012)

3.7. Características de los Fluidos a Levantar con PCP

Gravedad y viscosidad del petróleo: El petróleo pesado y viscoso genera caídas de presión en la tubería de producción, las cuales deben ser absorbidas por la bomba ya que en la medida que el petróleo sea más pesado y viscoso, afectará su desenvolvimiento. La alta viscosidad incrementa el valor del torque de las varillas en la tubería.

Presencia de Contaminantes en el gas: A pesar de que los elastómeros con que se construye el estator toleran ciertos gases, siempre es recomendable realizar pruebas de compatibilidad inicial para evitar daños prematuros y prolongar su tiempo de vida.

Contenido de gas en el fluido de formación: De acuerdo al principio de funcionamiento de las bombas, pueden transportar fluidos multifásicos con alta relación gas aceite a la entrada, pero deben instalarse en el pozo a un nivel por encima de la profundidad donde la presión es aproximadamente igual a la presión de burbuja, aunque debe tenerse mucha precaución en el diseño, ya que a ese nivel el volumen es mayor.

Temperatura del Fluido: Generalmente, la profundidad donde se instala la bomba no excede los 6500 ft, y por ello las temperaturas son menores a 230 F, que es la temperatura crítica de los elastómeros de nitrilo. Sin embargo, en caso de levantar crudos pesados con vapor, la temperatura puede alcanzar los 392 F, donde se requerirán elastómeros especiales.

Presencia de Aromáticos: Los elastómeros son muy sensibles al hinchamiento. De acuerdo al contenido de aromáticos se debe seleccionar el elastómero más apropiado.

Presencia de arena: Los fluidos bombeados pueden contener arena; se debe evitar que la arena se aglomere en la entrada de la bomba y evitar que durante el paro no se sedimente en la tubería y así evitar problemas en el arranque.

3.8. Variables operacionales del Pozo que intervienen en el desempeño y funcionamiento del sistema PCP

- **POTENCIA ACTIVA (KWATTS):** Útil para determinar la demanda de potencia real del sistema y la verificación del diseño del pozo en términos de los tamaños de los equipos que fueron seleccionados para el mismo. Permite calcular el torque de las varillas que accionan la bomba, parámetro que ayuda a evitar operaciones extremas que pudieran partir las varillas y hacer necesaria la intervención de un equipo de workover.
- **CONSUMO DE CORRIENTE DEL SISTEMA (AMP):** Guarda mucha relación con la variable anterior, aunque es más fácil de interpretar y asociar con problemas de producción de arena e hinchamientos del elastómero del estator.
- **PRESIONES DE SUPERFICIE (REVESTIDOR Y EDUCTOR, LPC):** Indicadores principales de presencia de fluidos en la superficie del pozo. Permiten detectar situaciones de fugas u obstrucciones en la línea de flujo, así como condiciones extremas de operación de la bomba.
- **NIVEL DE FLUIDO Y/O PRESIONES DE FONDO:** Indicativo de la sumergencia de la bomba, así como de la capacidad de aporte del pozo (productividad). Permite obtener indirectamente parámetros como la presión estática y fluyente, realizar pruebas de restauración y declinación de presión.

3.9. Consideraciones generales para aplicación de la PCP

- ✓ Las bombas pueden bajarse en revestimientos desde 4-1/2" y 5-1/2" o de mayor diámetro.
- ✓ Las bombas son adaptables a tuberías con diámetros externos que entre 2-3/8" y 4-1/2".

- ✓ La bomba debe tener un nivel de sumergencia ≥ 300 pies.
- ✓ La viscosidad del crudo debe ser evaluada previamente en el laboratorio, con el propósito de conocer con precisión las caídas de presión por fricción.
- ✓ A pesar de que los elastómeros con que se construye el estator toleran ciertos gases (CO_2 , H_2S), siempre es recomendable realizar pruebas de compatibilidad inicial.
- ✓ Para crudos pesados con vapor, la temperatura puede alcanzar los 350°F , por lo que es necesario utilizar elastómeros especiales (consultar al fabricante).
- ✓ Se debe verificar la presencia de aromáticos.
- ✓ En pozos que producen arena, se debe evitar que esta se aglomere en la entrada de la bomba para descartar posibles paradas de producción y disminución velocidad de bombeo. Diseñar bomba con rotores revestidos con “Cromo T” elastómeros muy elásticos

CAPÍTULO IV

FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ EN EL SISTEMA DE PCP

Según la Guía de aprendizaje de la Metodología de Análisis Causa Raíz ACR (Pemex, 2015), el Análisis Causa Raíz (ACR) es una metodología de confiabilidad que emplea un conjunto de técnicas o procesos, para identificar factores casuales de falla. Es decir, el origen de un problema definido, relacionado con el personal, los procesos, las tecnologías, y la organización, con el objetivo de identificar actividades o acciones rentables que los eliminen.

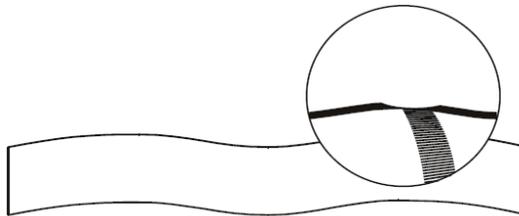
4.1. Tipos de falla

Según la Guía General para el Análisis de Fallas en PCP (Saveth, Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps, 2008), existe una gran variedad de tipos de falla, las cuales se pueden presentar en los diferentes sistemas anteriormente mencionados. A continuación, se explican las más comunes.

4.1.1. Fallas en el rotor

- Desgaste por abrasión: Ocurre cuando el recubrimiento en el rotor se deteriora. Puede ser superficial o más profundo en la base metal. En cualquier caso, el perfil puede afectar el desempeño de la bomba, debido a que el ajuste entre el rotor-estator cambia
- Ataque ácido: ocurre cuando el pH del fluido producido es inferior a 6.0, lo cual resulta en el desprendimiento de la platina de cromo (Figura 22), dejando la superficie muy áspera que desgasta al elastómero y la producción cae. Sucede usualmente cuando se realiza acidificación del pozo sin retirar la bomba. La corrosión también es creada en pozos con gases ácidos y con corte de agua salada.

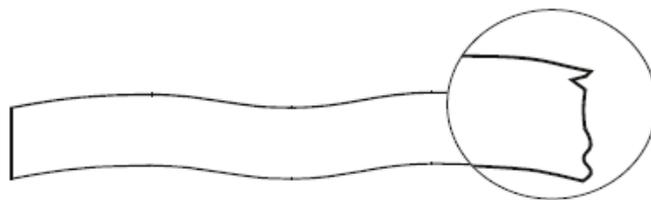
Figura 22 Ataque ácido



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps.

- Fallas por fatiga: una falla por fatiga es el resultado del sometimiento de un material a esfuerzos cíclicos. Estas fallas son progresivas y crecen a partir de pequeñas fisuras. El rotor es rígido, lo que hace que cualquier esfuerzo lateral innecesario o que bloquee la bomba, resulte en falla (Figura 23). El movimiento natural del rotor es excéntrico; si el rotor no se inserta correctamente en la instalación inicial, la porción de rotor que se encuentre por fuera del tope de la bomba puede experimentar un movimiento excéntrico mayor con respecto a su diseño. Cualquier daño en la superficie del rotor puede reducir su área de sección transversal; esto incrementará la carga en ese punto, creando un “*stress riser*”. Otro mecanismo de falla del rotor es la fatiga torsional, la cual ocurre cuando la bomba se bloquea por alguna razón (por ejemplo, presencia de sólidos, hinchamiento del elastómero, etc.); de esta manera, una parte del rotor se bloquea y otra parte tiende a seguir rotando generando un “*twist off*”.

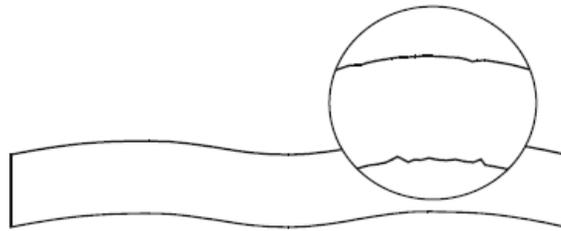
Figura 23 Fallas por fatiga



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps.

- Corrosión por picadura: Conocida como “*pitting*”. Ocurre cuando ya existe un daño inicial en el recubrimiento del rotor, permitiendo que el ataque corrosivo llegue a la base metal. Este daño inicial es usualmente químico, asociado al fluido de producción. A pesar de la dureza de la superficie del recubrimiento y a su bajo coeficiente de fricción, la platina de cromo es porosa y puede permitir la entrada de estos fluidos bajo el cromo hacia la base metal causando corrosión; esto hace que esa área específica de cromo se caiga dejando una picadura. En los casos más severos, puede ocurrir una falla por fatiga al disminuir el área transversal por debajo de la mínima aceptable para los esfuerzos entre el cuerpo del rotor.

Figura 24 Corrosión por picadura



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps.

- Espaciamiento inadecuado: falla provocada por procesos de instalación inadecuados. Dadas las condiciones de pozo, las varillas (convencionales) tendrán una elongación, dependiendo del tamaño de la varilla, la cabeza dinámica total y el área de la sección transversal efectiva de la bomba. Si no se tiene en cuenta apropiadamente el estiramiento, el espaciamiento del rotor dentro del estator puede ser muy alto o bajo, permitiendo que el exceso de esfuerzos recaiga sobre el rotor y/o las varillas, resultando en una falla por fatiga torsional. En caso de sentar el rotor muy abajo y si no se cuenta con un ancla antitorque instalada, el torque adicional del rotor en el “tag bar” puede resultar en el destornillamiento del estator y la tubería.

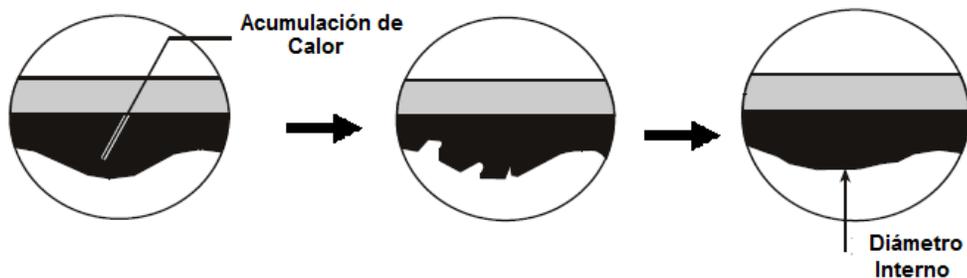
4.1.2. Fallas en el estator

- Trabajo en seco: esto provoca que el elastómero se torne duro, frágil y extremadamente agrietado. En un caso extremo, provoca que el contorno del elastómero desaparezca.
- Histéresis: es el resultado de la sobre-presurización del elastómero. Ocurre en el menor diámetro del estator (la sección más angosta del elastómero). Es un proceso normal que ocurre a medida que el elastómero se gasta como se observa en la Figura 25; sin embargo, puede ser prematuro en base a los siguientes factores:
 - Profundidad de asentamiento de la bomba por debajo de la presión nominal
 - La TDH resultante por debajo de la presión nominal de la bomba.
 - Inserción inapropiada del rotor resultando en menos presión disponible.

Durante la operación normal, el calor que se genera en las áreas de menor diámetro de la bomba debido a la flexión del elastómero, es disipado por la producción de fluidos a través de la bomba. Sin embargo, cuando se genera calor excesivo en cualquiera de los

casos mencionados anteriormente, el elastómero trabajará más de lo que su diseño recomienda y fallará prematuramente. El fluido que pasa a través de la bomba no es el adecuado para disipar la acumulación de calor a su mínimo; esto reduce la resistencia del elastómero y a su vez la habilidad de generar la presión necesaria.

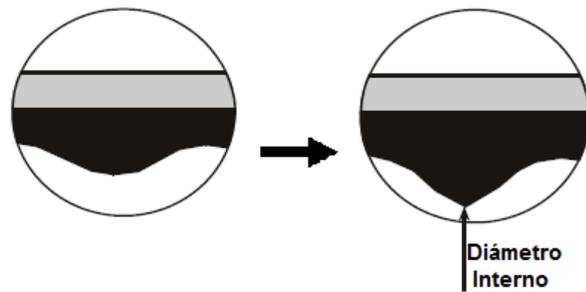
Figura 25 Falla por Histéresis



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps. Modificada por Autoras.

- Desgaste por abrasión: se da por la presencia de abrasivos en el fluido deteriorando al elastómero; a mayor porcentaje de abrasivos, las probabilidades de desgastar prematuramente las líneas de sello que se forman por la interferencia en el ajuste rotor-estator también aumentarán. A pesar de que la PCP puede manejar arena, se deben considerar parámetros como la velocidad (altas velocidades aceleran el desgaste de la bomba), geometría de la bomba (una bomba con un “*swept rotor angle*” SWA tiende a admitir abrasivos al elastómero) y la presión diferencial a través de la bomba (las altas presiones por cavidad sellada aumentan el efecto abrasivo). Como resultado del desgaste del elastómero, el deslizamiento dentro de la bomba aumenta y cae la producción.
- Hinchamiento: puede ser químico o térmico. El hinchamiento químico se da cuando el elastómero es afectado por fluidos de producción (crudo con altos grados API) o tratamientos químicos que son incompatibles con él; ambos fluidos presentan alto porcentaje de aromáticos que incluyen benceno y/o componentes similares al benceno en su comportamiento químico, siendo permanente e irreversible. El hinchamiento térmico se da únicamente debido a la elevación de la temperatura; es predecible y no es permanente, porque una vez la temperatura disminuye, la expansión térmica del elastómero también. Independientemente de la causa del hinchamiento, se genera la expansión del elastómero incrementando el ajuste de interferencia entre rotor-estator, a su vez el aumento del torque.

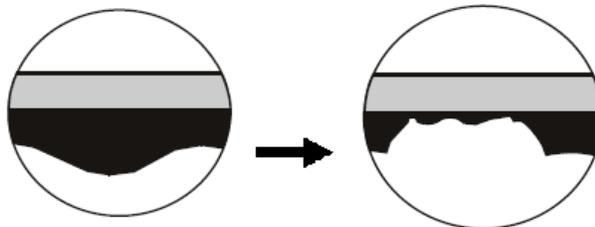
Figura 26 Hinchamiento Del Elastómero



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps. Modificada por Autoras

- Descompresión explosiva: Ocurre cuando el gas bajo presión entra a la matriz del elastómero y se expande debido a la caída de presión (caída resultante de una igualación de nivel de fluido en el pozo después de una parada o la extracción de la bomba), generando ampollas o burbujas dentro del elastómero, despedazándolo y desgarrándolo (Figura 27). Esta expansión puede llegar al punto de romper el elastómero.

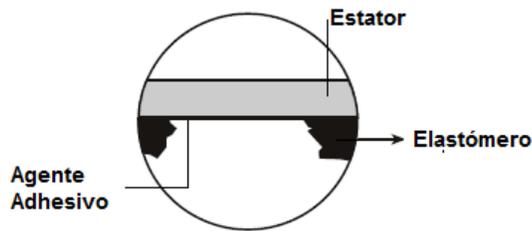
Figura 27 Descompresión Explosiva de Gas en el Elastómero



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps.

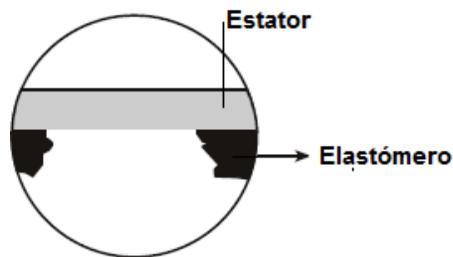
- Falla de adherencia: ocurre cuando el agente adhesivo falla, causando el desprendimiento del elastómero del estator. Esto puede tener dos interfaces: a. falla entre el agente adhesivo y el elastómero, lo cual deja remanentes de adhesivo en el estator y no en el elastómero (Figura 28) b. falla entre el agente adhesivo y el estator, lo cual no deja remanentes de adhesivo en el estator, pero si en el elastómero (Figura 29).

Figura 28 Falla Interfaz agente adhesivo-elastómero



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps. Modificada por Autoras

Figura 29 Interfaz estator- agente adhesivo



Fuente: Saveth, K. (1 de Agosto de 2008). Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps. Modificada por Autoras

4.1.2.1. *fallas en el elastómero*

Se presentan las limitaciones y problemas comunes en el elastómero en la Tabla 14. (Mills, Gaymard, & Kudu Industries Inc., 1996).

4.1.3. **Fallas en la Sarta de Varilla**

- Fallas por fatiga: según el Manual de Ingeniería de Producción (Dunn Clegg & Lake, 2007), la fatiga es un fenómeno que existe cuando los componentes están bajo cargas fluctuantes, como lo son las varillas. Causando hendiduras. Estas hendiduras usualmente comienzan con una concentración de esfuerzos en el componente. (Correa, y otros, 2013) Con el tiempo y después de repetidos ciclos la hendidura progresa y eventualmente crece lo suficiente para que el material restante falle repentinamente; la naturaleza de la falla tiene dos pasos: el crecimiento lento de la hendidura y su posterior ruptura repentina.
- Corrosión: ataca en la degradación de la varilla, no solo con la remoción del material (lo cual genera una reducción de la sección transversal de la varilla), sino que aumenta en gran

medida el daño por fatiga. Cualquier hendidura en la superficie, actúa como un “stress riser”. Con el tiempo, estos “stress risers” se transformarán en agrietamiento provocando fallas en la varilla. (Leste Aihevba Caim India Limited, y otros, 2016).

Tabla 14 Resumen de Fallas comunes en elastómeros

AGENTE DE FALLA	DESCRIPCIÓN	SOLUCIÓN
Solventes aromáticos	Es la mayor limitante en el rango operativo de la PCP en la aplicación a pozos con crudo liviano debido a la absorción de aromáticos (benzeno, xileno y tolueno), causando blandura e hinchamiento. Se vuelven mas agesivos al aumentar la temperatura	Alto contenido de nitrilo (HN). Crudos livianos con contenido de aromáticos por encima de 13% se bombean a 40°C con elastomeros HN.
H ₂ S	Reticulación (cross-linking) progresiva del polimero que produce encogimiento, fragilidad y ruptura; los aromáticos producen el efecto contrario.	Un balance en las concentraciones de H ₂ S, solventes aromáticos y el contenido de acronitrilo. Los copolímeros de butadieno fluorocarbonado extienden el rango de aplicación de elastomeros en ambientes de gas amargo.
CO ₂	Deterioro del elastómero por enduecimiento. Usualmente se presenta con H ₂ S, y ambs componentes requieren concentraciones opuestas de acronitrilo.	Se han combatido concentraciones por encima del 30% con elastomeros HN. Los copolímeros de butadieno fluorocarbonado se pueden aplicar a ambientes con concentraciones de 28% CO ₂ y 3% H ₂ S y 3% de solventes aromáticos
Abrasión	Al incrementar el contenido de acronitrilo, aumenta la dureza y el desgaste en los rotores	En crudos pesados con bajo contenido de aromáticos y condiciones abrasivas se usan elastomeros con bajo contenido de nitrilo (Buta-N). El Clorosulfito de polietileno es más resistente a la adsorción de agua y tienen mejor resistencia a la abrasión
Agua	Todos los elastómeros absorben agua y se hinchan; a menor contenido de carbono y acronitrilo, menor es el hinchamiento.	Una capa de crudo protege el elastómero en los pozos (aun cuando el corte es menor al 1%). Sin embargo, el Clorosulfito de polietileno es más resistente a la adsorción de agua.
Temperatura	Aumenta la suceptibilidad al ataque quimico, disminuye las propiedades mecánicas desde el punto frágil hasta el punto de deterioro del mismo (por encima de los 248 F).	Elastomeros HNBR resisten mayorees temperaturas (por encima de los 320 F)

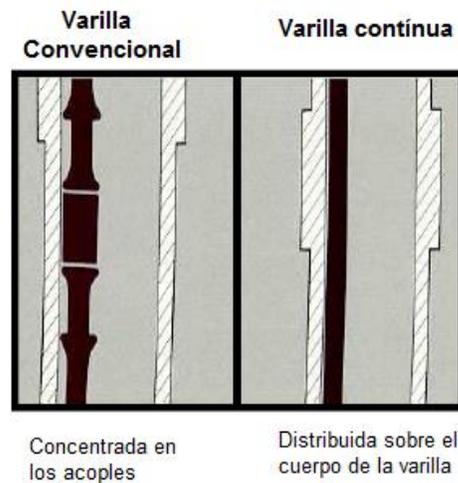
Fuente: Mills, R., Gaynard, R., & Kudu Industries Inc. (1996). New Applications for Wellbore Progressing Cavity Pumps. *SPE 35541-International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico* (p. 3). Mexico: Society of Petroleum Engineers. Modificado por Autoras

4.1.4. Fallas en la Sarta de Tubería: Desgaste Varilla-Tubería

Es provocado por el contacto entre los dos elementos, lo cual resulta en un desgaste por fricción. Según el estudio y aplicación de sistemas PCP en pozos desviados en Valle Superior del Magdalena en Colombia (Correa, y otros, 2013), los parámetros que afectan éste desgaste son:

- Cargas de contacto: se define como la fuerza ejercida sobre la varilla por efecto del contacto entre la sarta de varilla y la tubería. estas cargas se vuelven significativas en pozos desviados y horizontales; dependen del diámetro interno de la tubería, la configuración de la sarta de varilla, geometría del pozo, tensión de la varilla y distribución del contacto entre la varilla y la tubería. En la Figura 30 se diferencian los tipos de carga de contacto según la sarta de varilla utilizada.

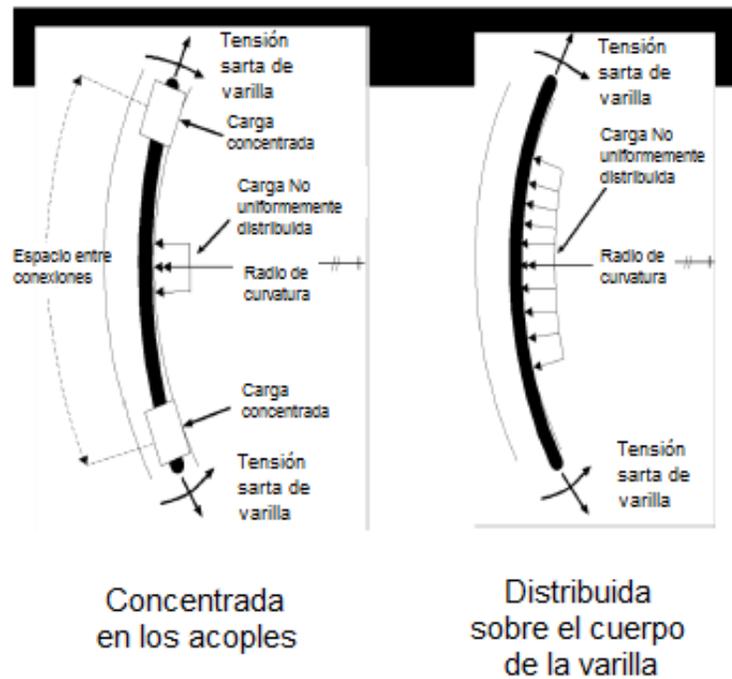
Figura 30 Tipos de Carga de Contacto



Fuente: Correa, S., Pertuz, G., Cuellar, H., Moreno, L. F., Salazar, J. I., & Romero, J. (2013). Successful PCP Applications in High Deviated Wells: Breaking Away the Paradigm of PCP Only for Vertical or Low Deviated Wells in Colombia. SPE 165053 -Artificial Lift Conference- Americas (págs. 2-4). Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers. Modificada por Autoras.

En varilla convencional, el contacto tiende a concentrarse en los acoples; la carga es inducida por gravedad, que a su vez es inducida por la curvatura del pozo como se observa en la Figura 31.

Figura 31 Contacto inducido por curvatura

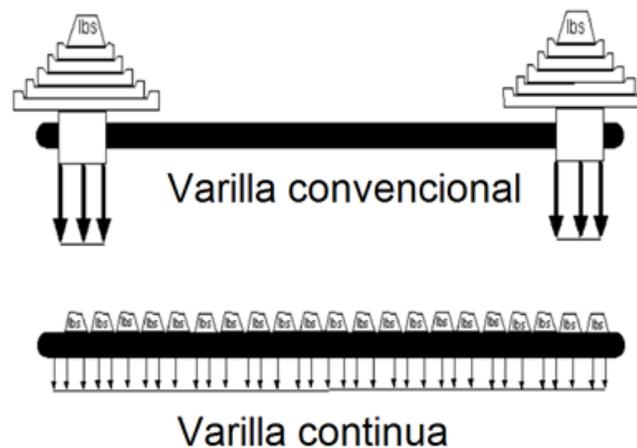


Fuente: Correa, S., Pertuz, G., Cuellar, H., Moreno, L. F., Salazar, J. I., & Romero, J. (2013). Successful PCP Applications in High Deviated Wells: Breaking Away the Paradigm of PCP Only for Vertical or Low Deviated Wells in Colombia. SPE 165053 -Artificial Lift Conference- Americas (págs. 2-4). Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers. Modificado por Autoras

Las guías de las varillas y centralizadores, pueden aumentar el punto muerto de la pared de la tubería, pero también pueden distribuir la carga de contacto en varias ubicaciones en lugar de solo en los acoples de varilla. El desgaste se verá reducido si se aumenta el área de contacto como se muestra en la Figura 32. Esto se puede lograr agregando más guías o de mayor longitud.

La varilla continua está diseñada para eliminar los problemas operacionales y mecánicos relacionados con las conexiones con acoples de varilla convencional, porque distribuye la carga a lo largo del cuerpo.

Figura 32 Comparación de cargas de contacto



Fuente: Correa, S., Pertuz, G., Cuellar, H., Moreno, L. F., Salazar, J. I., & Romero, J. (2013). Successful PCP Applications in High Deviated Wells: Breaking Away the Paradigm of PCP Only for Vertical or Low Deviated Wells in Colombia. SPE 165053-Artificial Lift Conference- Americas (págs. 2-4). Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers. Modificado por Autoras.

Bajo las mismas condiciones, la distribución de las cargas de contacto asociada a varilla continua es de 50 a 75 veces menor que las asociadas con acoples de varilla convencional, la longitud transversal de contacto es aproximadamente 50% más pequeña y la presión de contacto es de 25 a 35 veces menor (Correa, y otros, 2013).

- Contraste de dureza entre materiales: El desgaste entre dos superficies metálicas en contacto (como lo son la tubería y la varilla), está relacionado con el contraste de dureza entre ambos. La tasa de desgaste de un material disminuye a medida que aumenta su dureza; la tasa de desgaste del material más suave aumenta en cuanto la diferencia de dureza entre ambos materiales aumenta. La tubería usualmente es el componente con menor dureza, así que tiende a desgastarse en menor tiempo (Leste Aihevba Caim India Limited, y otros, 2016)
- Velocidades de rotación de la varilla: El desgaste en la tubería depende del número de veces que la superficie de la varilla ha estado en contacto con la tubería; de esta manera, las altas velocidades permiten que la varilla contacte y desgaste la pared interna de la tubería con mayor frecuencia. Altas velocidades reducen el “run life” de los sistemas de bombeo.

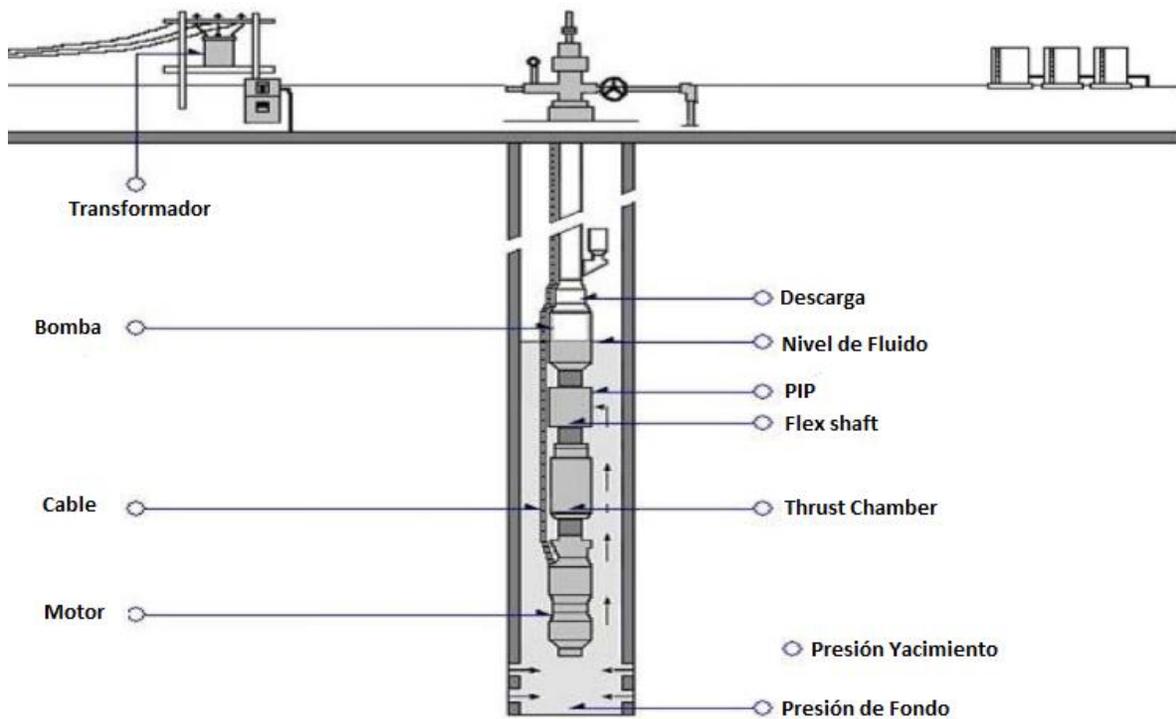
CAPÍTULO V

INTRODUCCIÓN A LA BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS

5.1.Principio de Funcionamiento y Definiciones

La ESPCP es una bomba de cavidades progresivas impulsada por un motor eléctrico en fondo (Saveth & Borets, PMM-PCP Field Trials Using a New Generation Permanent Magnet Motor Technology, 2014).

Figura 33 Esquema del Ensamble de una Bomba Electro sumergible de cavidades progresivas



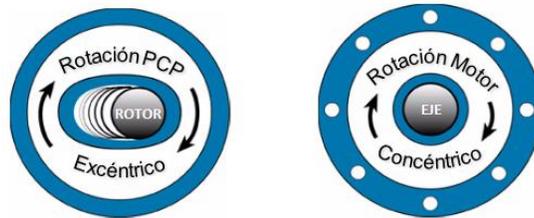
Fuente: Saveth & Borets, PMM-PCP Field Trials Using a New Generation Permanent Magnet Motor Technology, 2014. Modificada por Autoras.

5.2.Componentes del Sistema

Se presentan los principales componentes del sistema ESPCP según casos de estudio y publicaciones de la compañía Borets (Saveth, Sagalovsky, & Borets, Case Histories of Running Progressing Cavity Pumps with Submersible Permanent Magnet Motors, 2013).

- a. *Eje flexible “Flex shaft”*: Convierte el movimiento concéntrico del motor en excéntrico para transmitir la potencia mecánica al rotor de la PCP (Figura 34). Transfiere la carga de empuje a la cama de empuje. La máxima capacidad de torque es de 500 ft-lbs (Mallina, 2009).

Figura 34 Movimientos rotacionales en el Flex Shaft



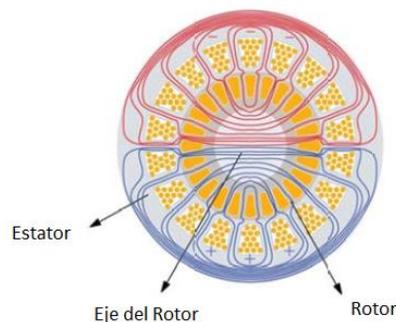
Fuente: MALLIN; Bill. ESPCP. Ingeniería de Aplicaciones Baker Hughes Colombia. 2009. Modificada por Autoras.

- b. *Cámara de empuje “Thrust Chamber”*: Recibe la carga axial o empuje que va del eje del rotor (bomba) al motor; soporta cargas de 3.5 a 10 toneladas fuerza. Tiene un diseño de tipo cerrado lleno de aceite. Una cámara de bolsa, tres o-rings y el cojinete de empuje de alta carga, que soporta la generada por la rotación en sentido inverso durante el desbloqueo de la misma. Cuenta con los acoples mecánicos adecuados para la conexión y manejo del Flex Shaft.
- c. *Caja Reductora “gear box”*: Es un componente que sólo está presente cuando se tienen motores de inducción debido a que reduce la velocidad que entrega el motor a la bomba en rangos aceptables para la misma (100-500 RPM) y aumenta el torque. El motor convencional de dos polos trabaja a velocidades de aproximadamente 3600RPM (a 60 Hz), mientras que la velocidad máxima de la mayoría de PCP es entre 400-500 RPM. Incluso un motor de inducción de 4 polos resultaría con velocidades muy altas aproximadamente de 1800 RPM (a 60 Hz). Las bombas PCP operadas a velocidades altas pueden tener un impacto negativo en la habilidad innata de la bomba de manejar fluidos viscosos y con arena suspendida como también el manejo de gas.
- d. *Motor*: Es el componente del sistema cuya función principal es proveer el giro y torque al eje de la bomba, convirtiendo la energía eléctrica en movimiento. Sus componentes principales son el rotor, estator, eje, *bearings* o rodamientos, cable de imanes aislado y encapsulado en embobinado. A continuación, se comparan los tipos de motores que se tienen.

- e. *Motores convencionales o de inducción IM*: Son Motores inducidos por el paso de corriente a través de las bobinas del estator que inducen un flujo de corriente en las bobinas del rotor. La corriente eléctrica trifásica del estator crea un campo magnético que se mueve a través de las laminaciones y bobinas del estator. Este campo magnético crea o induce un campo magnético secundario a través de la laminaciones y barras del rotor ya que también tiene conductores. La Figura 35 muestra la representación de los campos magnéticos o líneas de flujo. Este “movimiento relativo” entre ambos campos magnéticos es lo que crea el torque dentro del motor. Los dos campos magnéticos nunca se sincronizan por lo tanto existe un deslizamiento. En cuanto la carga del motor aumenta, el torque requerido también aumenta por lo tanto el movimiento relativo entre ambos campos magnéticos aumenta, el deslizamiento aumenta y la velocidad del motor disminuye.

Estos motores tienden a calentarse y requieren suficiente refrigeración del fluido del pozo para mantener la temperatura de operación por debajo del máximo permisible. No pueden ser instalados debajo de perforados sin una camisa y son muy sensibles a cambios en la composición del fluido, caudal y producción de gas. Se acoplan con una caja reductora; los sistemas ESP usan un motor de 2 polos diseñados para operar a 3000 RPM (50Hz). Las soluciones alternativas con 4 a 6 polos reducen la velocidad en un factor de 2 a 3 respectivamente. Sin embargo, el aumento en el número de polos requiere un aumento en la longitud del motor para entregar la misma potencia (debido al aumento en el número de bobinas eléctricas) y esto puede ser restrictivo en pozos desviados.

Figura 35 Campos magnéticos o líneas de flujo en el Motor de inducción

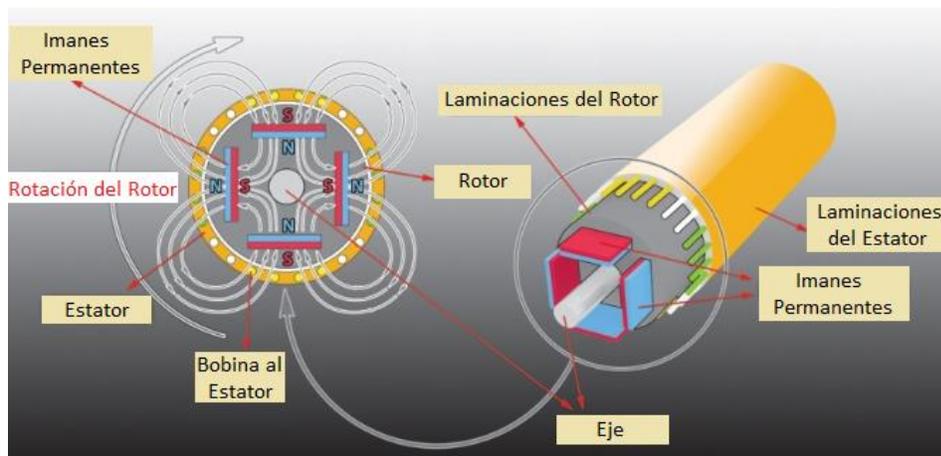


Fuente: Saveth, K., Sagalovsky, A., & Borets. (2013). Case Histories of Running Progressing Cavity Pumps with Submersible Permanent Magnet Motors. *SPE-165654 Progressing Cavity Pumps Conference* (págs. 1-4). Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers. Modificada por Autoras.

f. *Motores de imanes permanentes PMM*: Es un motor sincrónico, significa que no presenta pérdidas por deslizamiento. Presenta alta eficiencia comparado con los motores asincrónicos, lo que representa una reducción del consumo de energía.

Así como en el motor de inducción, el estator crea campos magnéticos, sin embargo, el rotor del sistema PMM en lugar de barras conductoras, tiene imanes permanentes que suministran el flujo magnético a los rotores Figura 36.

Figura 36 Flujo Magnético en un Motor de imanes permanentes



Fuente: Seczon, L., & Sagalovskiy, A. (2013). Fiel Experience with the Application and Operation of Permanent Magnet Motors in the ESP Industry: Success Stories and Lessons Learned. *SPE-165030 Artificial Lift Conference-Americas* (págs. 1-2). Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers. Modificada por Autoras.

Al no existir la necesidad de inducir el segundo campo magnético, no existe ningún “movimiento relativo” entre dos campos magnéticos; tienen un funcionamiento sincrónico. Adicionalmente, cuando las cargas en el motor aumentan, la velocidad del mismo permanece constante debido a que el deslizamiento en el flujo magnético entre rotor y estator es cercano a cero. Los imanes suministran el flujo magnético a los rotores, lo cual se traduce en reducción en el suministro de potencia requerida y crean permanentemente potentes polos que entregan torque a bajas velocidades eliminando la necesidad de una caja reductora en el BHA. El flujo del rotor y estator se mantiene en un ángulo de 90° (Seczon & Sagalovskiy, 2013). Según la configuración de polos, así mismo se tienen las velocidades máximas deseadas.

Figura 37 Rotores de PMM para Altas y Bajas velocidades (ESP-PMM y ESPCP-PMM)



Fuente: Seczon, L., & Sagalovskiy, A. (2013). Fiel Experience with the Application and Operation of Permanent Magnet Motors in the ESP Industry: Success Stories and Lessons Learned. *SPE-165030 Artificial Lift Conference-Americas* (págs. 1-2). Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers.

La comparación entre ambos motores (Abdullah, Ajeel, Bafakyh, Lehman, & Delaville, 2016) se presenta en la Tabla 17:

Tabla 15 Ventajas y Desventajas de un Motor de Imanes Permanentes

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Mayor factor de potencia (14% más eficiencia) • Menor tamaño y peso del motor (Hasta en un 60%) • Menor calentamiento (disminuido en un 20-25%) • Mayor rango de operación • Mejor control 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor costo que el motor de inducción • Complejidad para la operación y control • Inversión en equipos de superficie por cambio de sistema. • Limitación en la temperatura de fondo • Requiere conocer parámetros de ingeniería para la programación del VSD

Fuente: Novomet Colombia.

- g. *Cable*: Es el enlace entre el equipo de fondo y la potencia en superficie. Su función es transmitir la potencia al motor. El cable va unido a la tubería de producción y debe ser construido de manera que prevenga daño mecánico y pueda retener las propiedades físicas y eléctricas cuando sea expuesto a los fluidos del pozo (Centrilift, 2009).

Figura 38 Tipos de Cable para Motor de Fondo



Fuente: Centrilift, B. H. (2009). *Submersible Pump Handbook- Ninth Edition*. Claremore Oklahoma: Baker Hughes.

CAPÍTULO VI

METODOLOGÍA APLICADA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS AL CAMBIO DE SLA

Los sistemas de levantamiento artificial instalados en el campo Dina Terciarios son Bombeo Mecánico, bombeo por Cavidades Progresivas y Bombeo Electrosumergible. El índice de fallas se emplea como un indicador clave de desempeño, que permite medir la efectividad del funcionamiento de cada uno de los sistemas de extracción con base en el número de fallas dentro de un grupo de pozos activos (Monroy, y otros, 2015). Por esta razón, se calculó el índice de fallas (IF) de cada sistema de levantamiento para los últimos cinco años⁴ con la Ecuación 2.

$$IF = \frac{\sum \text{Fallas en SLA}_{(1 \text{ año})}}{\text{Pozos activos promedio}_{(1 \text{ año})}}$$

Ecuación 2 Índice de falla

Como se muestra en la Tabla 16, el sistema PCP es aquel que presenta mayor IF después del sistema ESP; sin embargo, el alto IF en el sistema ESP se debe a que solo hay un pozo activo que falló dos veces durante el año 2016.

Tabla 16 Índice de fallas por SLA del Campo Dina Terciarios años 2013 a 2017

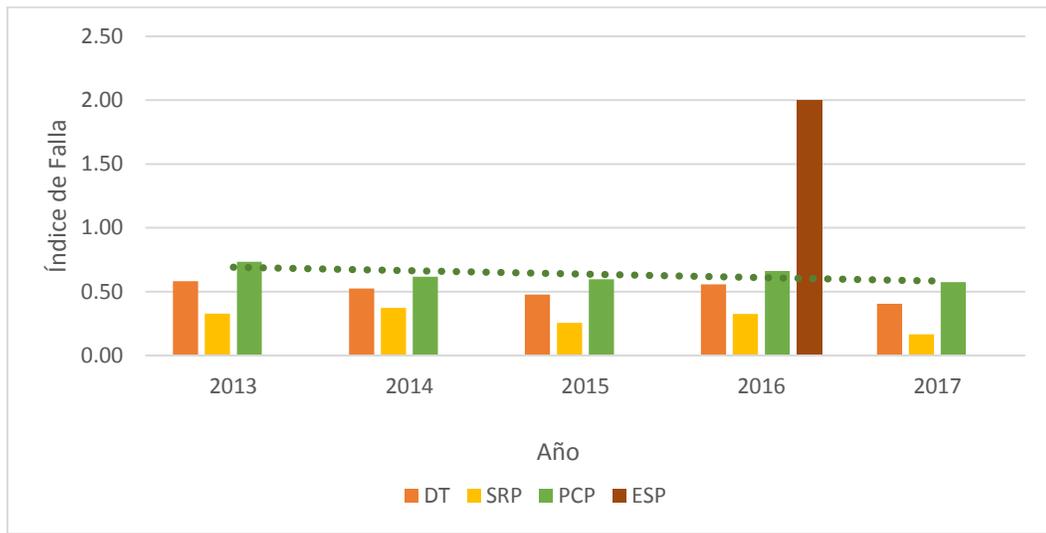
ÍNDICE DE FALLA	AÑO				
	2013	2014	2015	2016	2017
CAMPO	0.58	0.53	0.48	0.56	0.41
SRP	0.33	0.37	0.25	0.33	0.17
PCP	0.73	0.62	0.60	0.66	0.58
ESP	0.00	0.00	0.00	2.00	0.00

Fuente: Autoras con base en Estadísticas de Ecopetrol S. A

El mejoramiento del desempeño histórico del sistema PCP se observa con la reducción del índice de fallas en un 40% en los últimos cinco años, presentando una tendencia decreciente como se muestra en la Figura 39.

⁴ Se toman los últimos cinco años de referencia puesto que es un periodo más representativo del comportamiento actual de los pozos.

Figura 39 Tendencia del Índice de fallas por SLA del Campo Dina Terciarios años 2013 a 2017



Fuente: Autoras con base en Estadísticas de Ecopetrol S. A

La reducción del índice de fallas en todos los sistemas del campo Dina Terciarios y, especialmente en el sistema PCP, es un reto técnico que influye directamente el factor económico de los proyectos; esto debido a que una optimización de los sistemas manifiesta la reducción de costos operativos OPEX asociados a las intervenciones por mantenimiento y la producción diferida. Para el caso particular del sistema PCP, es necesario detectar las medidas de mejora en la vida útil de los equipos que Ecopetrol S. A. ha implementado en el campo y cuáles todavía se pueden realizar, aun cuando esto implique reevaluar la aplicabilidad del SLA actual. Para el análisis de falla se elaboró una metodología de selección de pozos candidatos al cambio de SLA como una estrategia en la reducción de fallas (Figura 40), teniendo en cuenta una evaluación técnico-económica. Esta metodología tiene 3 etapas:

ETAPA 1: identificación de pozos críticos. Se hace a partir del Índice de Fallas por Pozo IFP que es un indicador del Run Life promedio de pozo en los últimos cinco años. Se seleccionan aquellos cuyo Run Life promedio es menor a un año y se excluyen aquellos que han presentado una mejora en la última instalación.

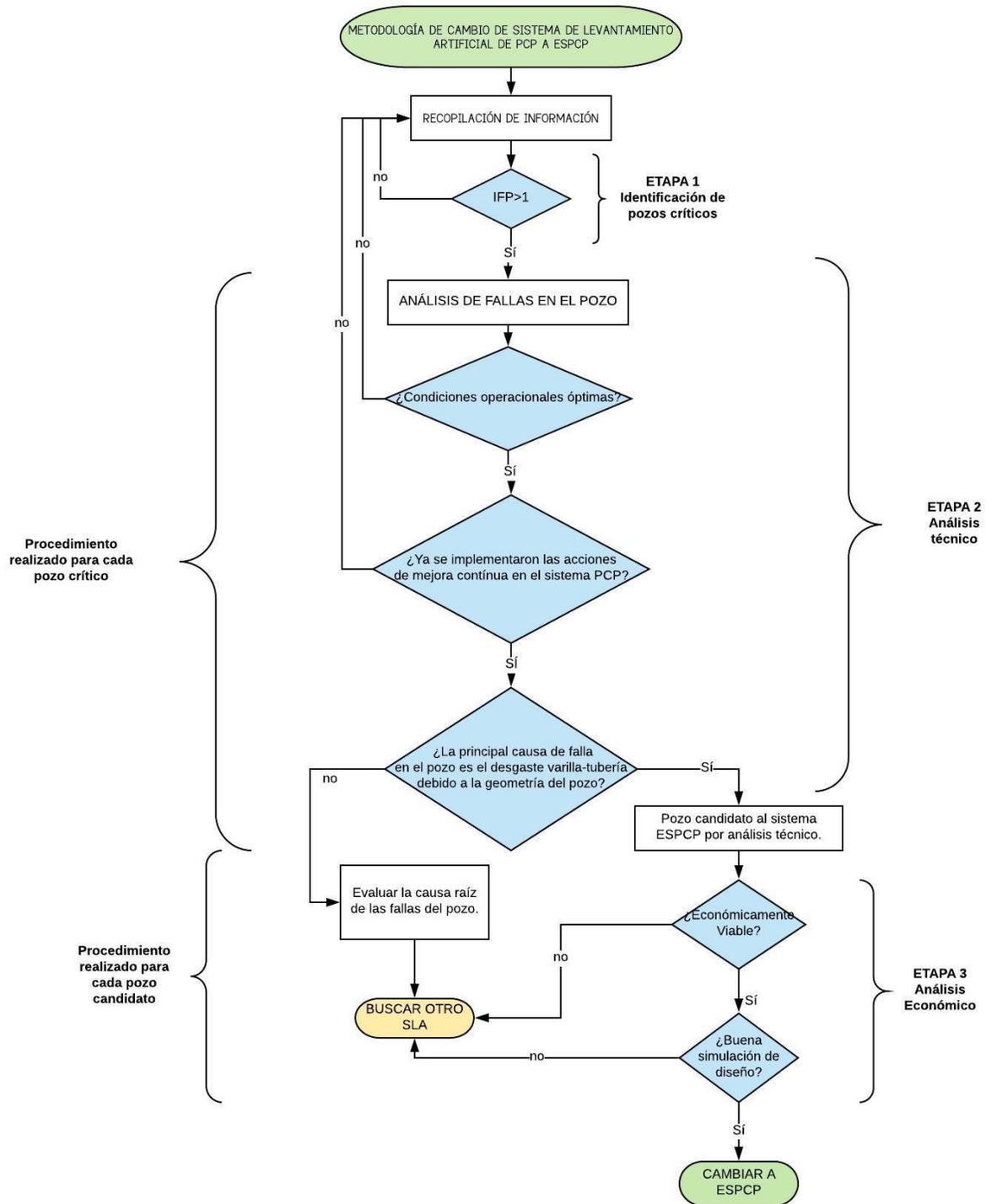
ETAPA 2: Análisis de causa de falla en los pozos. Es la etapa más extensa y comprende el análisis técnico de la viabilidad del cambio del sistema PCP al ESPCP, después de haber descartado causas asociadas al monitoreo de las variables operacionales como velocidad y sumergencia y haber revisado que las acciones de mejora continua para el sistema PCP ya se hayan implementado

según los antecedentes del pozo. En este punto se verifica si la causa de falla es el deterioro de varilla y tubería producto del contacto y fricción continuo por el movimiento rotacional de la varilla dentro de la sarta de tubería. Después del análisis de los parámetros mencionados anteriormente, se tienen dos posibles desenlaces:

- La causa principal de falla no está relacionada con el sistema de transmisión de movimiento rotatorio con varillas, es decir, las altas cargas de contacto varilla-tubería. En este caso es necesario hacer un estudio más completo de la causa raíz de la falla en el pozo para evaluar la implementación de otro SLA con varilla.
- La causa principal de falla en el pozo está relacionada con el desgaste varilla-tubería. Es un pozo candidato para la evaluación económica del cambio al sistema ESPCP.

ETAPA 3: Análisis económico. Es el parámetro determinante de la viabilidad del cambio de SLA a ESPCP. Es posible que el cambio no resulte rentable y por lo tanto se pueda optar por otro sistema sin varilla.

Figura 40 Metodología de Cambio de SLA de PCP a ESPCP



Fuente: Autoras

6.1. Recopilación de la Información

La importancia de la fase inicial radica en que es el punto de partida para hacer un buen análisis de fallas; la fuente de la información, su clasificación y organización adecuada evitan los errores en etapas posteriores que obligarían a regresar, reduciendo la eficiencia del proceso. Las principales fuentes de información son:

1) *ECOPETROL S. A.*

- Historial de servicios a pozo: Tipo de servicio a pozo, tiempos de operación, costos de intervención y producción diferida, evidencia durante la desinstalación de los equipos, especificaciones de los equipos y run life, producción de arena.
- Completamiento inicial de los pozos: Geometría del hueco (severidad de dog leg) y profundidad del fondo de pozo para analizar el aporte de arena y sedimentos con la producción.
- Estadísticas: Ecopetrol S. A. guarda un registro detallado de cada servicio a pozo donde se identifica, entre otras cosas, el primer componente fallado del servicio, la razón de desinstalación de los equipos y en algunos casos un análisis de la causa de la falla en cada corrida.
- Pruebas de pozo: Información sobre la producción mensual de fluidos, GOR, %BSW, sumergencia.
- Ventanas operacionales: Base de datos con el registro de las velocidades, torque y corriente en cada pozo.
- Análisis Causa Raíz (ACR): Corresponden a estudios realizados con el fin de mejorar el rendimiento y la vida útil del pozo identificando la causa raíz de las fallas. Se usaron ACR del año 2012 al 2015.

2) *MANUALES*

Manuales de equipos, bombas y accesorios, del sistema PCP y ESPCP. Esta información es de suma importancia porque representa el trabajo investigativo y su sintonización en la fundamentación teórica de este proyecto.

3) TRABAJOS INVESTIGATIVOS

Incluyendo Papers, antecedentes de ACR en equipos de subsuelo, publicaciones de experiencias en el campo Dina Terciarios.

6.2. Identificación de Pozos Críticos

Un pozo crítico es aquel que falla más de una vez al año (Rubiano, y otros, 2015). La Ecuación 3 calcula del Índice de Falla por Pozo⁵ (IFP).

$$IFP = \frac{\text{No. de Fallas en el Pozo}}{\text{No. de Años}}$$

Ecuación 3 Índice de Fallas por Pozo

Si el IFP es mayor a 1, significa que falló más de una vez por año y se considera un pozo crítico. En la Tabla 17 se muestran aquellos pozos críticos en los últimos 5 años.

Tabla 17 Pozos Críticos

No.	POZO	2013	2014	2015	2016	2017	Total	IFP
1	DT-082	1	3	4	1	0	9	1.8
2	DT-112	2	1	2	2	1	8	1.6
3	DT-123	0	4	0	3	0	7	1.4
4	DT-109	2	1	1	2	1	7	1.4
5	DT-090	2	1	1	1	2	7	1.4
6	DT-103	2	0	1	3	1	7	1.4
7	DT-128	1	0	1	3	2	7	1.4
8	DT-076	0	1	2	1	2	6	1.2
9	DT-102	2	2	1	1	0	6	1.2
10	DT-118	1	1	2	1	1	6	1.2

Fuente: Autoras con base en Estadística de Ecopetrol S. A.

De esta manera se pre-seleccionaron 10 pozos críticos que a continuación serán analizados bajo el análisis de causa de falla propuesto.

6.2.1. Pozos Excluidos del Estudio

Antes de comenzar el análisis de cada pozo, se identificaron y excluyeron de este estudio tres pozos (Tabla 18) debido a que han presentado una mejora en el Run Life efectivo en las últimas

⁵ Promedio de fallas por año.

corridas; esto corresponde a un indicativo de que se le ha dado solución (una mejora relativa) al problema.

Tabla 18 Pozos excluidos por mejoramiento de Run life efectivo

POZO	IFP	ÚLTIMO RUN LIFE (DÍAS)
DT-132	1.4	437
DT-081	1.2	530
DT-104	1.2	501

Fuente: Autoras con base en Estadística de Ecopetrol S. A.

A continuación, se muestra el proceso paso a paso del análisis de fallas, la verificación de las condiciones operacionales e implementación de acciones de mejora continua y, finalmente, la viabilidad técnica del cambio a ESPCP en los pozos críticos. La evaluación de la viabilidad económica se presenta en el Capítulo VIII.

6.3. Análisis de Causa de Falla en Cada Pozo

Con el objetivo de visualizar de manera más práctica los antecedentes de vida en el pozo y llegar de manera precisa a la causa del problema, se dispuso la información así:

- **Nombre del pozo**
- **Tabla resumen de cada pozo:** Incluye los caudales de los fluidos de producción.
- **Condiciones operacionales del pozo:** Una gráfica del historial de sumergencia, velocidad y corriente del pozo a partir del año 2015⁶.
- **Resumen de antecedentes de falla del pozo:** Tabla por pozo con el resumen de las evidencias encontradas en cada corrida, señalando el Run life, el primer componente fallado y las condiciones más importantes de los equipos utilizados. Aquí es posible observar algunos cambios importantes en los equipos utilizados.
- **Geometría del pozo:** Incluye un perfil 3D del pozo, una gráfica de la severidad de DogLeg versus la profundidad medida del pozo con la respectiva señalización de los puntos de ruptura de tubería y varilla donde falló en cada corrida.

⁶ Información a partir del año 2015.

- **Análisis de falla del pozo:** Se analiza la causa de las fallas en los pozos con base en la información anterior.
- **Observaciones y recomendaciones de mejora continua:** Se identifica si el pozo es candidato o no para el cambio al sistema ESPCP.

6.3.1. Análisis de Falla Pozo DT-103

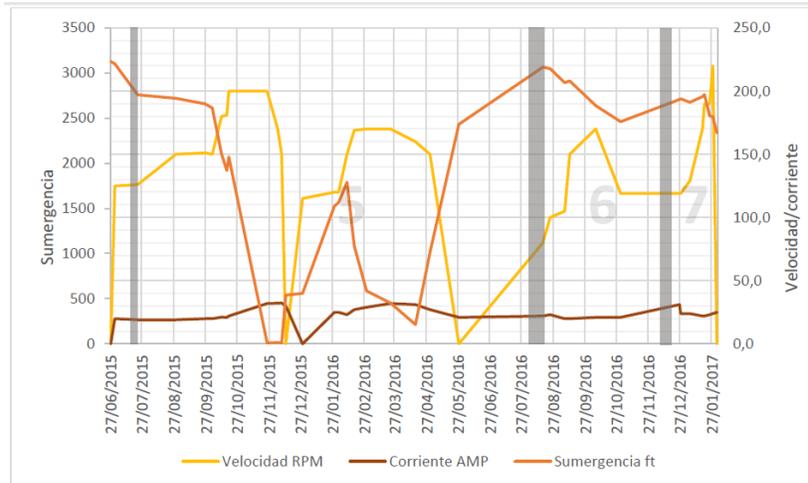
Tabla 19 Resumen pozo DT-103

BFPD	292
%BSW	98.00
BOPD	6
BWPD	286
GAS (KPCD)	1.00
GOR (PC/Bbl)	171.05

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT- 103**

Figura 41 Condiciones operacionales DT-103



Fuente: Autoras con base en registros de variables operacionales de Ecopetrol S. A.

Los niveles de sumergencia varían, llegando incluso a niveles por debajo de los 100 ft con leves aumentos de velocidad de operación. No es posible leer una tendencia marcada de las RPM ya que los datos son oscilantes.

• **Resumen de Antecedentes de Falla DT-103**

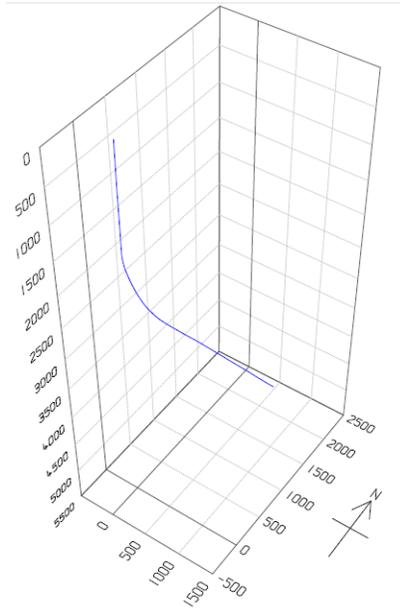
Tabla 20 Resumen de corridas y fallas DT-103

C#	Run Life	Fallas					Condiciones de Operación
1	674	Acanalamiento de Tubería	Tubería rota	Desgaste de centralizadores, Varilla y Acoples	Pin de paro con rosca de caja con hilos quemados	Niplesilla con desgaste interno	-Varilla convencional Nueva Centralizadores -Tubería usada
2	263	Acanalamiento de Tubería	Tubería rota	Desgaste de centralizadores, Varilla y Acoples			Varilla convencional Centralizadores Tubería Usada
3	187	Acanalamiento de Tubería severo	Tubería rota	No registra extracción de sarta de Varilla	No registra extracción de Bomba		-Varilla Continua -Tubería Usada
4	387	Varilla Partida	Desgaste de varilla	No hay desinstalación de sarta de tubería			Varilla Continua Usada y Nueva -Hanger rotador y Swivel -Tubería Nueva
5	22	Acanalamiento de Tubería	Fuga en tubería	Desgaste de varilla	Desgaste del rotor	Seating nipple con desgaste interno	-No se desinstala la sarta de tubería anterior -Varilla Continua Usada -Hanger rotador y Swivel
6	114	Varilla desconectada					Varilla Continua Usada -Hanger rotador y swivel
7	52	No hay desinstalación, posible varilla partida/desconectada. Pozo inactivo desde 14 de febrero del 2017.					-No se desinstala la sarta de tubería anterior -Varilla Continua 7/8" Usada

Fuente: Autoras

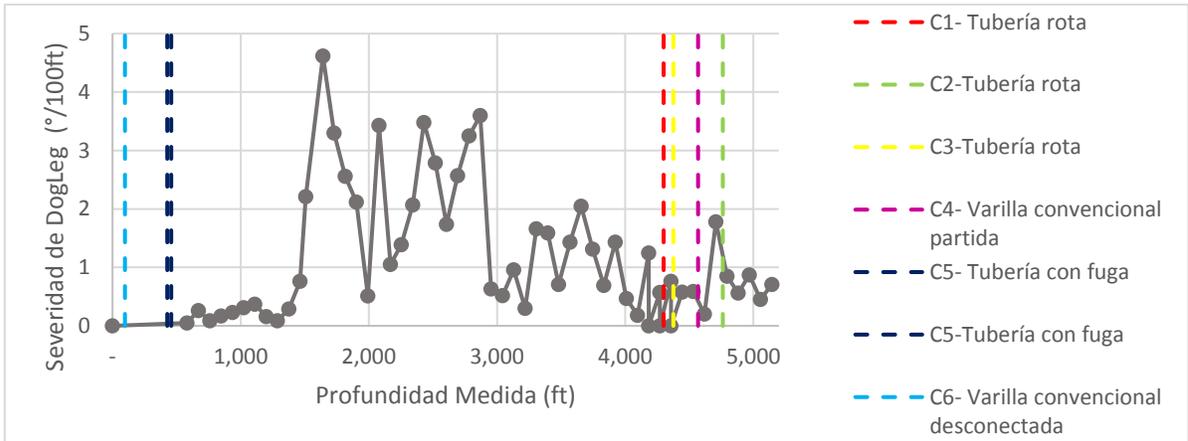
- **Geometría del Pozo DT-103**

Figura 42 Perfil pozo DT-103



Fuente: Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Figura 43 Severidad de Dog leg vs Profundidad de Fallas pozo DT-103



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Las profundidades de falla se dan en severidades de Dog Leg menores a 2°/100ft, en las zonas más superficiales (menor a 500 ft) y cercanas a la profundidad de asentamiento de la bomba (mayor a 4300 ft).

- **Análisis de Fallas DT-103**

Todas las fallas están relacionadas con el desgaste de varilla o tubería y no presentan problemas con el elastómero. Al estudiar el efecto del tipo de varilla, si es convencional o continua, se evidencia que el pozo ha presentado corridas que exceden el tiempo crítico bajo ambas configuraciones. Las cargas de contacto son un factor determinante en la generación de la falla debido a que el acanalamiento interno está presente en cada corrida. Además, se identifica que las profundidades de falla se dan en severidades de dog leg menores a $2^\circ/100\text{ft}$, en las zonas más superficiales (menor a 500 ft) y cercanas a la profundidad de asentamiento de la bomba (mayor a 4300 ft) debido a que la varilla por el efecto gravitacional y compresional tiende a apoyarse sobre la sarta de tubería generando el desgaste por fricción y posterior ruptura.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- La bomba está ubicada por debajo de perforados a 4837 ft (base de perforados a 3645 ft).
- Se ha instalado tanto varilla convencional como varilla continua y se puede observar que la selección de una sobre la otra no afecta la vida útil de la sarta de tubería.
- La implementación de mejoras como la instalación de rotador de tubería con swivel no sirvieron para extender el Run Life debido a que no se generó la rotación que éstas implicaban para homogenizar el desgaste, esto se evidencia en el acanalamiento de la tubería.
- Se presentan fallas a profundidades bastante superficiales y una de ellas por desconexión, para evitar lo último se recomienda prolongar el tiempo de arranque post-parada en los pozos y evitar que ocurra mientras aún queda efecto de back spin esperado de un sistema PCP. Otra alternativa es el arranque del pozo por parte del operador y no automáticamente.
- A pesar de que las fallas son ocasionadas por el desgaste de varilla y tubería, la producción del pozo es baja y es necesario evaluar la viabilidad económica para la implementación del sistema ESPCP.

6.3.2. Análisis de Falla Pozo DT-128

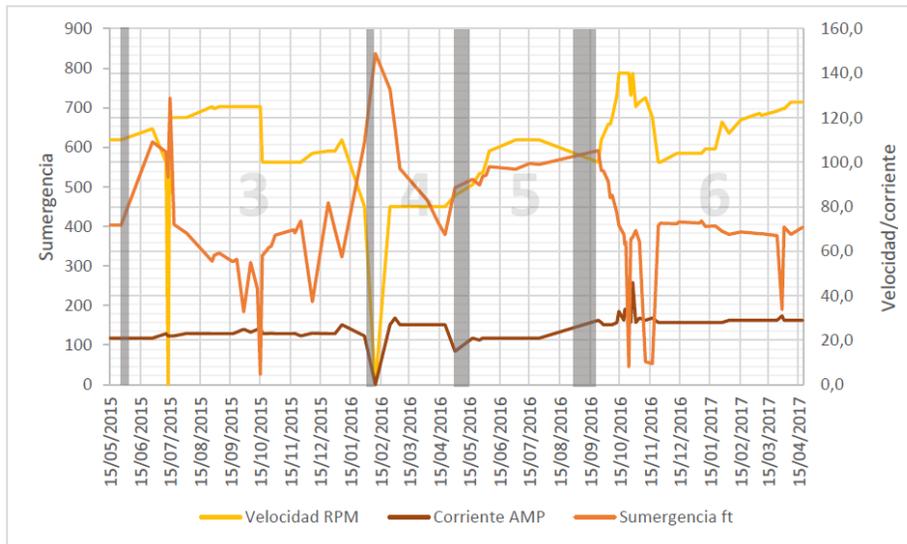
Tabla 21 Resumen pozo DT-128

BFPD	197
%BSW	71.00
BOPD	57
BWPD	140
GAS (KPCD)	32.00
GOR (PC/Bbl)	559.25

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT-128**

Figura 44 Condiciones operacionales DT-128



Fuente: Autoras con base en registros de variables operacionales de Ecopetrol S. A.

Se recomienda el trabajo de la bomba a una velocidad aproximada de 100-120 RPM dado a que en ese rango se mantienen los niveles de sumergencia óptimos alrededor de 200 ft

- **Resumen de Antecedentes de Falla DT-128**

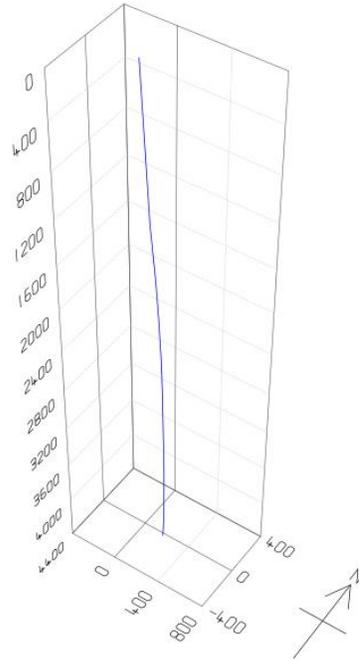
Tabla 22 Resumen de corridas y fallas DT-128

C#	Run Life	Fallas					Condiciones de Operación
1	710	Tubería en buen estado	No registra evidencia en varilla	Ampollas en el Estator			-Tubería usada
2	528	Acanalamiento interno severo de tubería	Corrosión en tubería	Abundante scale en la sarta de varilla	Corrosión en ancla antitorque y pin de paro	Primer componente fallado desconocido	-Tubería usada
3	215	Acanalamiento interno de tubería	Tubería rota	No registra evidencia en varilla	Desgaste y desgarre del elastómero		-Tubería nueva
4	68	Acanalamiento interno de tubería	Tubería rota	Scale en la tubería	Desgaste de la sarta de varilla	Corrosión en la niplesilla	-Tubería usada
5	99	Acanalamiento interno de tubería	Tubería rota	No registra evidencia en varilla	No registra evidencia en la bomba		-Rotador y Swivel -Tubería usada
6	217	Acanalamiento interno severo de tubería	Tubería rota	Corrosión y parafina en tubería	Desgaste en sarta de varilla		-Rotador y swivel -Tubería inspeccionada y nueva
7	17	Pozo inactivo desde el 9 de septiembre del 2017. No se ha hecho la desinstalación de equipos					-Rotador y swivel -Tubería inspeccionada y nueva

Nota: en todas las corridas se ha instalado ancla antitorque, separador de gas y varilla continua.
Fuente: Autoras

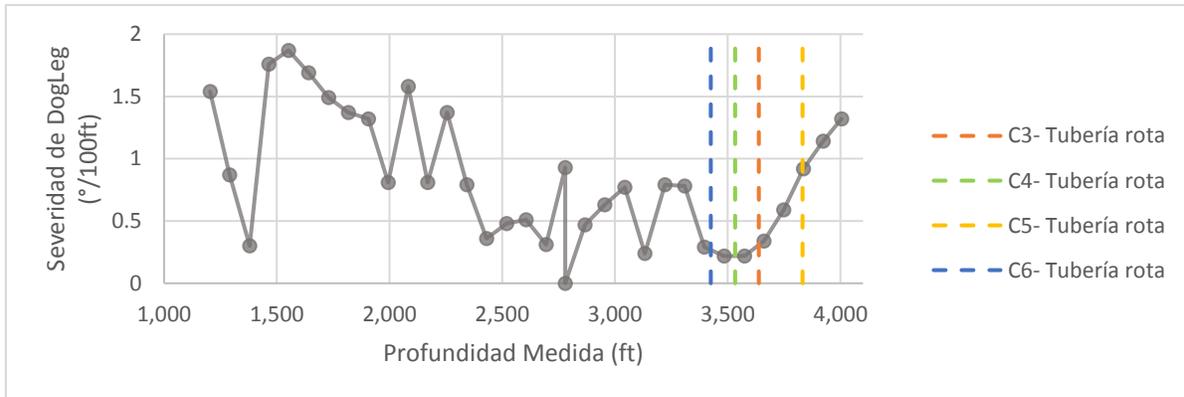
- **Geometría del Pozo DT-128**

Figura 45 Perfil pozo DT-128



Fuente: Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Figura 46 Severidad de Dog Leg vs Profundidad Medida de fallas DT-128



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Tendencia a fallar hacia la parte inferior de la tubería (entre 3400 ft y 3800 ft), a pesar de ser un pozo con baja severidad de Dog leg y un máximo de 1.87 °/100ft.

- **Análisis de Falla DT-128**

Después de la primera corrida, donde se intervino el pozo por desgaste normal o esperado de la bomba debido al alto Run Life que llevaba, las fallas más comunes se presentan en el cuerpo de la tubería. La evidencia común es el acanalamiento interno y desgaste severo de la tubería por fricción con la sarta de varillas debido a las cargas de contacto varilla-tubería. Existe la tendencia a fallar hacia la parte inferior de la tubería (entre 3400 ft y 3800 ft), a pesar de ser un pozo con baja severidad de Dog leg y un máximo de 1.87 °/100ft. De esa manera, el desgaste se ve acentuado por tres factores: la corrosión del pozo, la alta producción de arena tras cada corrida, haciendo necesaria limpieza en algunos servicios y la falta de una inspección adecuada antes de su instalación y el cambio oportuno de la sarta de tubería, corriendo varias veces la sarta en mal estado. La incompatibilidad del elastómero con los fluidos del pozo es un problema frecuente que requiere un seguimiento oportuno.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- La bomba se ubica actualmente bajo perforados a 4009 ft. Base de perforados a 3895 ft.
- Se instaló rotador de tubería y swivel, sin mostrar una mejora continua en el Run Life de los pozos debido a que no se rotó la tubería, esto se evidencia al sacar una tubería acanalada.
- Hacer énfasis en la selección del elastómero, su alta producción de gas, inyección de químicos para tratar los problemas con la corrosión y los problemas inherentes a los fluidos de formación hace que se deba estudiar con más cautela la mejor opción para el elastómero de la bomba.

6.3.3. Análisis de Falla Pozo DT-102

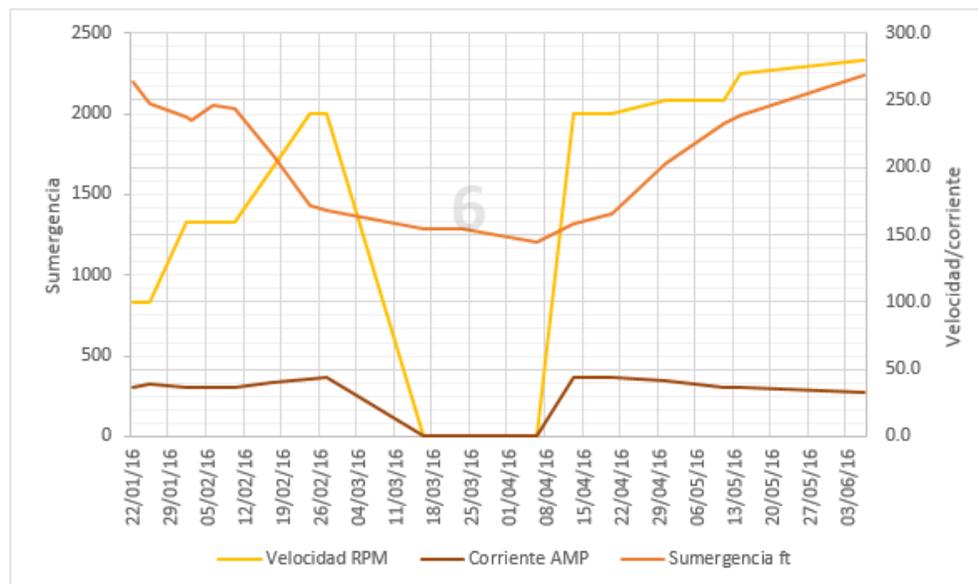
Tabla 23 Resumen pozo DT-102

BFPD	1230
%BSW	97.00
BOPD	37
BWPD	1193
GAS (KPCD)	2.00
GOR (PC/Bbl)	54.20

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT-102**

Figura 47 Condiciones operacionales DT-102



Fuente: Autoras con base en registros de variables operacionales de Ecopetrol S. A.

Se observan altas velocidades de operación alrededor de 250 RPM.

• **Resumen de Antecedentes de Falla DT-102**

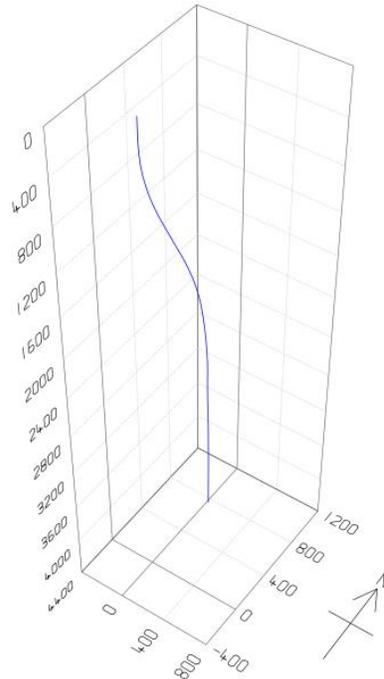
Tabla 24 Resumen de corridas y fallas pozo DT-102

C#	Run Life	Fallas					Condiciones de Operación
1	196	Acanalamiento interno de la tubería	Corrosión en tubería	Tubería rota	Erosión en el separador de gas	Ancla antitorque en mal estado/ swivel corroída	-Varilla continua usada -Tubería usada -Rotador de tubería y swivel -Separador de gas
2	131	Varilla partida	Desgaste en el separador de gas y niplesilla				-Varilla continua usada -Tubería usada -Rotador de tubería y swivel -Separador de gas
3	235	Acanalamiento interno de tubería	Desgaste severo de varillas, centralizadores y acoples	Tubería rota	Corrosión avanzada en la bomba/ Rugosidad en el elastómero	Daño en la aleta del ancla /Marcas de trabajo del pup joint con el rotor	-Varilla convencional centralizada -Rotador de tubería y swivel -Tubería usada -Tubing screen
4	24	Acanalamiento interno de tubería	Corrosión en tubería	Tubería rota	No registra extracción de varilla		-Varilla convencional centralizada -Tubería nueva -Tubing screen -Rotador de tubería y swivel
5	176	Acanalamiento interno de tubería	Tubería rota	Desgaste severo de varillas, centralizadores y acoples	Desgarre del elastómero		-Rotador de tubería y swivel -Sarta de tubería nueva -Varilla continúa -Tubing screen
6	149	Pozo inactivo desde el 7 de junio del 2016. No se ha hecho la desinstalación de los equipos.					-Tubería nueva -Rotador de tubería y swivel -Varilla continua -Camisa

Fuente: Autoras

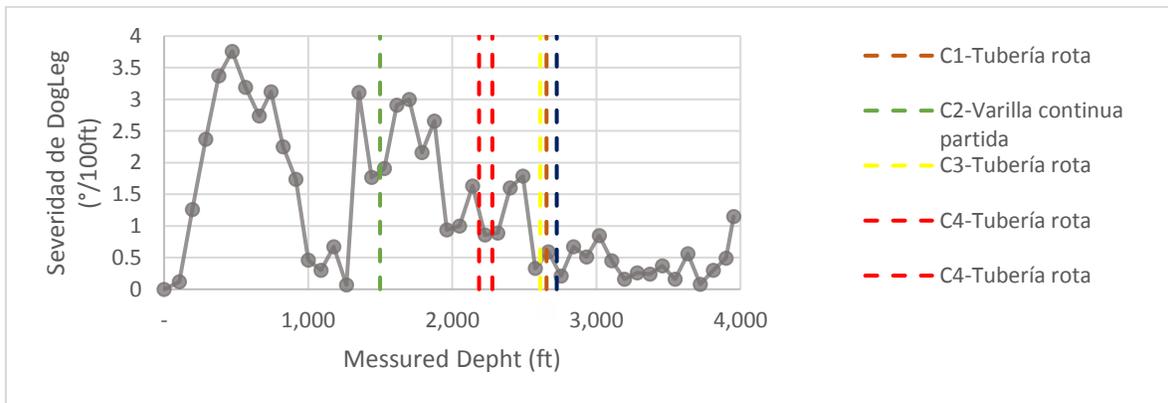
- **Geometría del Pozo DT-102**

Figura 48 Perfil pozo DT-102



Fuente: Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Figura 49 Severidad de Dog leg vs Profundidad Medida de fallas DT-102



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

La severidad de dog leg a la que se presentan las fallas no representa una tendencia marcada, ya que las fallas no se presentan a altas severidades. (máxima de 3.76°/100ft).

- **Análisis de Falla DT-102**

Las fallas presentadas constantemente por tubería rota están asociadas a las altas velocidades de operación alrededor de 250 RPM, ya que las cargas de contacto varilla-tubería no son altas a la severidad de dog leg a la que se presentan (máxima severidad de dog leg en el pozo de 3.76°/100ft) lo cual no representa una tendencia marcada. A esta hipótesis se suma el hecho de que solo en algunos servicios se hizo la inspección adecuada y el cambio oportuno de la sarta de tubería, corriendo varias veces la sarta en mal estado. A pesar de que la producción de gas no es significativa, los problemas recurrentes de daño en el elastómero se deben al CO₂ en el gas que genera corrosión y descompresión explosiva de la PCP (Molano Trujillo , Sánchez, Hernandez , & Rengifo , 2015). El pozo si presenta arenamiento y limpieza de arena en algunos servicios, razón por la cual se instaló *tubing screen* en las ultimas corridas y así evitar daño abrasivo en el equipo de fondo.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- El equipo actualmente está ubicado frente a perforados a una profundidad de a 2856 ft. Base de perforados a 3506 ft y tope a 1783 ft.
- Se recomienda realizar una inspección electromagnética previa a la instalación de tubería para verificar la operatividad de la misma en los servicios, ya que éste fue un factor determinante en la ruptura de tubería en algunas corridas.
- Se hace necesario el control y monitoreo de velocidad del pozo debido a que presenta fallas continuas por tubería rota asociadas a las velocidades elevadas de extracción. El pozo presenta alta sumergencia, de manera que se puede evaluar la posibilidad de instalación de una bomba de alto caudal y así reducir la velocidad de operación.
- Es un pozo viable para un cambio de sistema de levantamiento sin varilla puesto que sus fallas están relacionadas con la geometría sinuosa del pozo.

6.3.4. Análisis de Falla Pozo DT-118

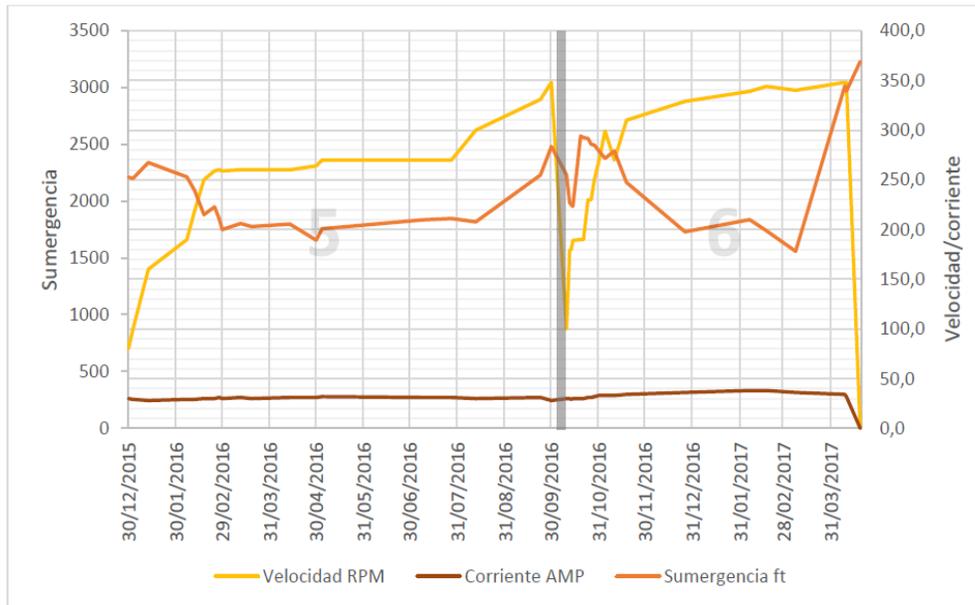
Tabla 25 Resumen pozo DT-118

BFPD	1179
%BSW	97.00
BOPD	35
BWPD	1144
GAS (KPCD)	4.00
GOR (PC/Bbl)	113.10

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT-118**

Figura 50 Condiciones operacionales DT-118



Fuente: Autoras con base en registros de variables operacionales de Ecopetrol S. A.

Se observan altas velocidades de operación del pozo, siendo la máxima de 270 RPM a 350 RPM.

- **Resumen de Antecedentes de Falla DT-118**

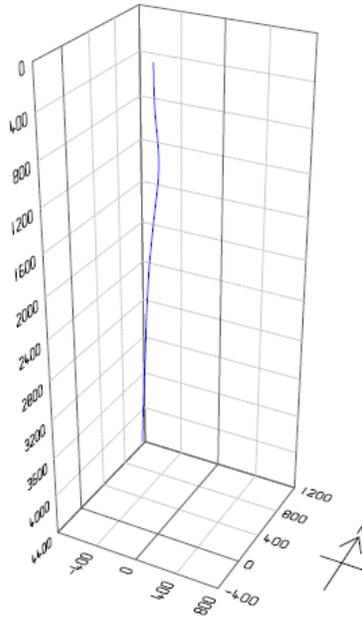
Tabla 26 Resumen de corridas y fallas DT-118

C#	Run Life	Fallas				Condiciones de Operación
1	868	Acanalamiento interno de tubería	Corrosión tubería	Desgaste en varillas , centralizadores y acoples	Pérdida de cromo en el Recubrimiento del rotor	-Separador de gas -Varilla convencional
2	237	Acanalamiento interno y jetting de tubería	Tubería rota	Desgaste y corrosión en sarta de varillas	Bomba en mal estado	-Tubería y varilla convencional usada
3	118	Conexiones – Pin partidos	Corrosión sarta de varilla	Desgaste en la sarta de varilla		-Tubería usada -varilla convencional de dos grados diferentes
4	40	Acanalamiento interno de tubería	Conexiones – Pin partidos	Desgaste en la sarta de varilla		- No se desinstala la sarta de tubería anterior -Varilla convencional usada
5	280	Acanalamiento interno de tubería	Tubería rota	No registra extracción de varilla		-Rotador y Swivel -Varilla continua nueva
6	192	Desgaste en sarta de tubería	Corrosión severa en tubería	Desgaste en la sarta de varilla	Primer componente fallado desconocido	-Rotador y Swivel -Varilla continua usada
7		POZO ACTIVO DESDE 21 DE JUNIO DEL 2017				-Rotador y Swivel -Varilla continua usada

Nota: todas las corridas tienen ancla antitorque
Fuente: Autoras

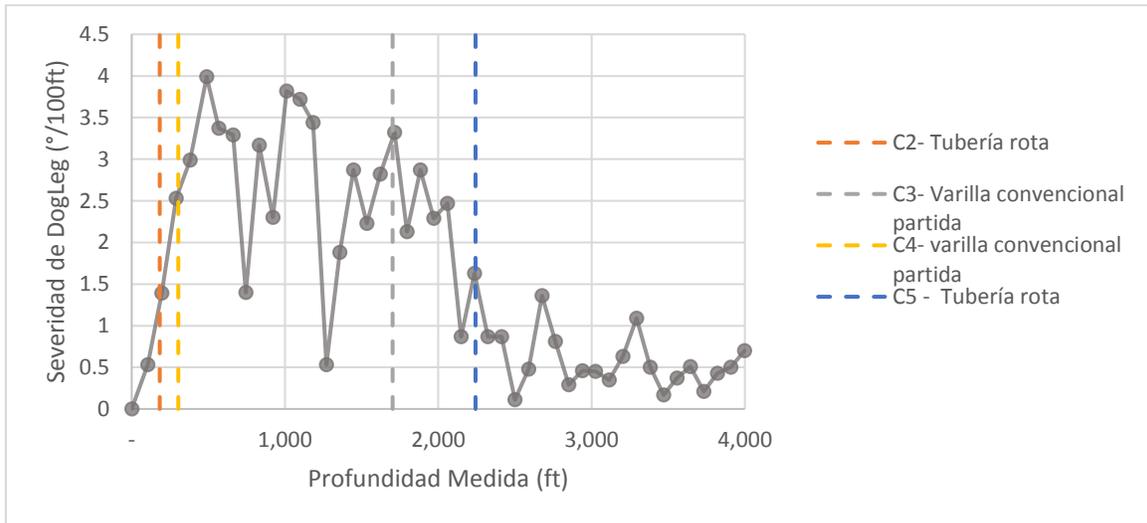
- **Geometría del Pozo DT-118**

Figura 51 Perfil pozo DT-118



Fuente: Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Figura 52 Severidad de Dog leg vs Profundidad Medida de fallas DT-118



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Las fallas se presentan en las cercanías de las severidades de dog leg mayores (de 1.5°/100ft hasta 3.4°/100ft).la máxima severidad del pozo es de 3.99°/100ft

- **Análisis de Falla DT-118**

El desgaste por fricción debido a las cargas de contacto entre varilla convencional centralizada y la tubería, se presenta en todas las corridas; las fallas se presentan en la cercanía de las severidades de dog leg mayores (de 1.5°/100ft hasta 3.4°/100ft). La máxima severidad del pozo es de 3.99°/100ft; la ocurrencia de estas fallas se ve afectada por las altas velocidades de operación del pozo, siendo la máxima de 270 RPM a 350 RPM.

Otro factor relevante es la instalación de componentes de la sarta de varillas sin previa inspección: tanto componentes usados con un alto run life, haciendo que la ruptura sea un evento esperado como el uso de varillas de diferente grado limitando el sistema al torque de menor grado y causando la ruptura en las conexiones. La corrosión es un agente que contribuye al desgaste prematuro, no solo de los componentes de la sarta de varillas sino también la tubería. A pesar de que se logró aumentar el Run Life en el sistema con la instalación de rotador de tubería y swivel, no se mejora sustancialmente ya que el Run Life no supera los 300 días.

El pozo produce arena que genera jetting en la tubería en los tramos frente a perforados; por eso se instalaron blast joint a dichas profundidades para evitar el daño prematuro.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- La bomba se encuentra ubicada a 3268 ft frente a perforados. Base de perforados a 3645 ft.
- Realizar algún tratamiento para inhibir la corrosión, debido a que se presenta en todos los componentes de subsuelo y es un factor que aumenta el desgaste y falla.
- Se sugiere la instalación de varilla continua debido a las evidencias por desgaste de acoples, centralizadores y varillas. De esta manera se lograría disminuir las cargas de contacto entre varilla y tubería.
- No es recomendable volver a instalar un elastómero NBRA debido a que las corridas con dicho elastómero son las más cortas.
- El pozo tiene una alta producción de gas; esto disminuye la eficiencia de la bomba obligando a aumentar la velocidad de operación para levantar fluidos. Se recomienda la instalación de un separador de gas como en la primera corrida que obtuvo un buen Run Life.

6.3.5. Análisis de Fallas Pozo DT-082

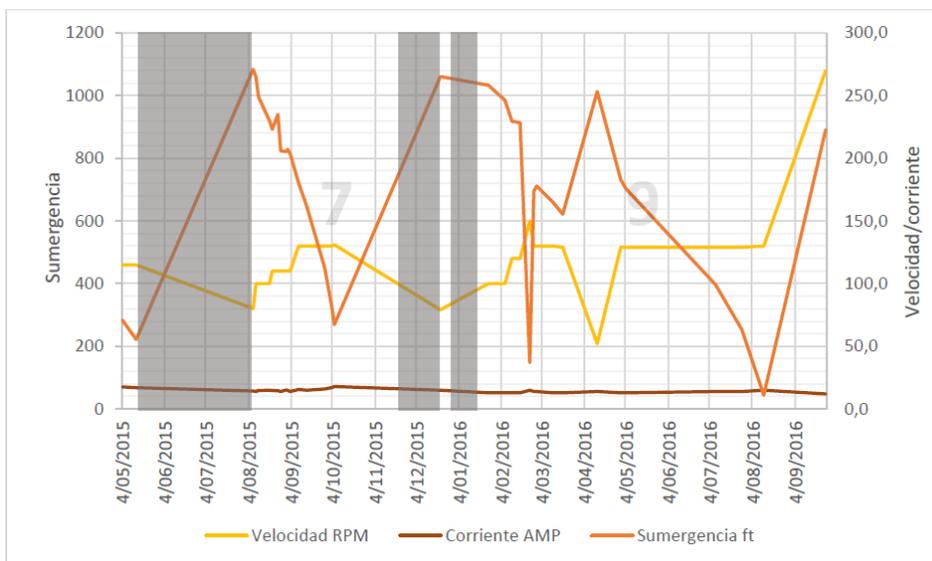
Tabla 27 Resumen pozo DT-082

BFPD	79
%BSW	86.00
BOPD	11.00
BWPD	68
GAS (KPCD)	14.00
GOR (PC/Bbl)	1272.91

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT-082**

Figura 53 Condiciones operacionales DT-082



Fuente: Autoras con base en registros de variables operacionales de Ecopetrol S. A.

La velocidad de la bomba se mantiene a un promedio de 120 RPM y una sumergencia sobre los 800 ft.

- **Resumen de Antecedentes de Falla DT-082**

Tabla 28 Resumen de corridas y fallas DT-082

C#	Run Life	Fallas				Condiciones de Operación
1	1441	Tubería en buen estado	Desgaste en todos los centralizadores y varilla continua	Elastómero desgarrado	Rotor en buen estado	-Separador de gas -Varilla continúa y convencional centralizada
2	190	Varilla partida				-Instalación de dos bombas -Reemplazo de varilla continua por convencional
3	100	Varilla partida	Desgaste en varilla y centralizadores			-No se desinstala la sarta de tubería anterior
4	123	No registra extracción de la sarta de tubería	Varilla partida	Elastómero hinchado y desgarrado	Rotor superior partido	-No se desinstala la sarta de tubería anterior -Cambio de varillas y centralizadores desgastados -Corren los mismos rotores
5	95	Varilla partida				-Instalación de una sola bomba -Varilla convencional usada -Tubería usada e inspeccionada
6	64	Acanalamiento interno de tubería	Corrosión en tubería	Desgaste en el cuerpo de la varilla	Varilla partida	-No se desinstala la sarta de tubería anterior - Shear coupling nuevo y varilla nueva solo en punto de ruptura
7	100	Corrosión en varilla	Varilla partida	Desgaste en el cuerpo de la varilla		-Misma bomba y sarta de tubería -Nueva varilla convencional
8	2	Acanalamiento de tubería	Pines de tubería quemados	Varilla partida	No registra evidencia de la bomba	-No se desinstala la sarta de tubería anterior -Varillas nuevas y usadas
9	257	Desgaste considerable de la varilla	Primer componente fallado desconocido	Pozo inactivo desde el 228 de septiembre del 2016		-Varilla continúa

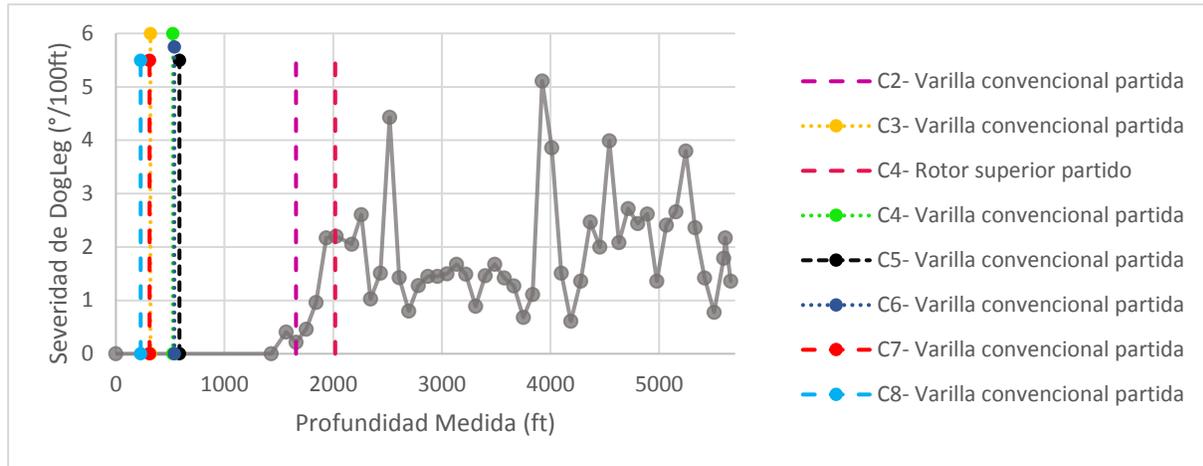
Nota: Siempre se instaló ancla antitorque. Toda la varilla convencional se instaló centralizada.

Fuente: Autoras

- **Geometría del Pozo DT-082**

El perfil del pozo no está disponible en los estados mecánicos suministrados por Ecopetrol S. A.

Figura 54 Severidad de Dog leg vs profundidad de fallas DT-082



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Al comparar las fallas presentadas con la severidad de dog leg del pozo (máximo de 4.43°/100ft a 2520ft MD puesto que las profundidades de asentamiento no superan los 3533 ft MD), no se ve una relación evidente entre las mismas.

- **Análisis de Falla DT-082**

Posterior a la primera corrida, la cual falla por el desgaste normal o esperado de los equipos debido al alto Run Life, los siguientes casos de falla en la varilla se dan, según los reportes, porque no se hizo una adecuada inspección de las mismas antes de su instalación en cada corrida; adicionalmente en algunos casos existía un alto ajuste entre rotor y estator producto del hinchamiento del elastómero por la producción de gas, hinchamiento y posterior desgarre, lo que produce sobre torque y partidura de la varilla. Al comparar las fallas presentadas con la severidad de dog leg del pozo (máximo de 4.43°/100ft), no vemos una relación evidente por lo cual las cargas de contacto no son un factor a considerar en las fallas presentadas, así como el mínimo aporte de arena. Sin embargo, las fracturas tienen una tendencia hacia la parte superior de la sarta de varilla (300 a 500 ft). Según la experiencia en las PCP al sur de Oklahoma (Oglesbly, Arellano, & Scheer, 2003) Esto puede ser resultado de la acumulación de estrés causando falla por fatiga debido a la pobre o inadecuada alineación del eje “drive shaft” con la varilla.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- El equipo actualmente está ubicado debajo de perforados
- La velocidad de la bomba se mantiene a un promedio de 120 RPM y mantiene una sumergencia alta, sobre los 800 ft.
- No se ha instalado rotador/swivel ni se instaló separador de gas después de la primera corrida pese a la producción considerable de gas y el excelente run life con la instalación de este.
- Es muy importante verificar minuciosamente la integridad de la sarta de varillas, para determinar correrlas nuevamente o instalar unas nuevas.
- Se recomienda verificar curvas de eficiencia y compatibilidad del elastómero instalado con los fluidos del pozo, ya que se han presentado problemas de corrosión y no se descarta que sea la incompatibilidad de los mismos con el elastómero lo que cause el hinchamiento de la bomba.
- A la tendencia de falla hacia la parte superior de a sarta de varillas, se sugiere que los *driveheads* sean bridados en lugar de enroscado a la tubería. Instalación de varilla más corta, hecha de material semi-flexible con alta resistencia, como el titanio o un material compuesto instalado bajo el drivehead (Oglesbly, Arellano, & Scheer, 2003)

6.3.6. Análisis de Falla Pozo DT-123

Tabla 29 Resumen pozo DT-123

BFPD	331
%BSW	78.00
BOPD	73
BWPD	258
GAS (KPCD)	15.00
GOR (PC/Bbl)	205.99

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT-123**

Los datos disponibles de las condiciones de operación en este pozo no se muestran debido a que su comportamiento es anómalo en todos sus registros y no son representativos para el objeto de estudio ya que muestran valores de sumergencia por debajo de los 100 ft.

- **Resumen de Antecedentes de Falla DT-123**

Tabla 30 Resumen de corridas y fallas DT-123

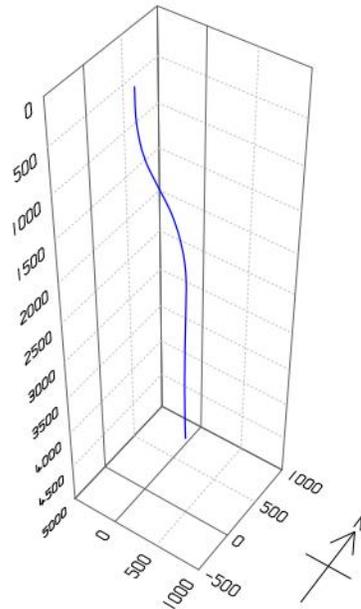
C#	Run Life	Fallas					Condiciones de Operación
1	1011	Acanalamiento interno, corrosión y Scale en tubería	Blast joints acanalados	Varilla partida	Desgaste en cuerpo de varilla	Desgarre de elastómero	-Separador de gas -Varilla Continua y Nueva
2	119	Acanalamiento interno de tubería	No registra evidencia en sarta de varilla	Rotor partido	Desgarre de elastómero		-Varilla Continua y Nueva
3	30	Barra lisa partida					-Tubería inspeccionada
4	8	Acanalamiento interno de tubería	Desgaste en sarta de varilla	Elastómero Hinchado	Rotor partido		-No se desinstala la sarta de tubería anterior
5	525	Varilla partida	Desgaste en sarta de varilla				-Tubería usada
6	117	Acanalamiento interno de tubería	Tubería rota	Desgaste y corrosión en sarta de varilla	Corrosión en niplesilla		-No se desinstala la sarta de tubería anterior
7	4	No falla					-Instaló rotador y Swivel
8	84	Acanalamiento interno severo de tubería	Varilla partida				-No se desinstala la sarta de tubería ni varilla anterior
9	POZO ACTIVO DESDE EL 27 DE ABRIL DEL 2017						-Rotador y Swivel

Nota: siempre se instaló varilla continúa y ancla antitorque

Fuente: Autoras

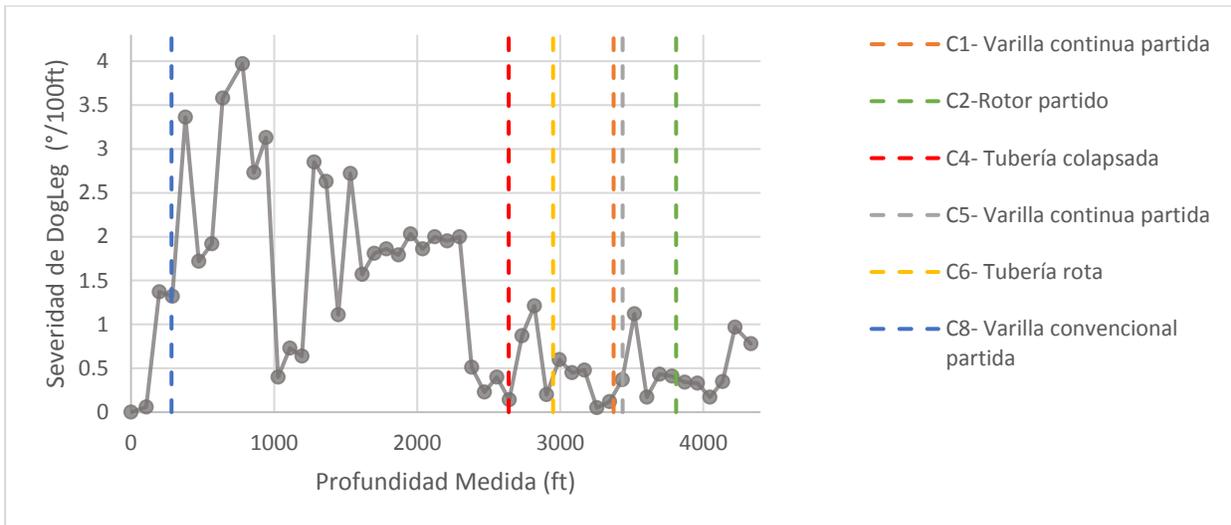
- **Geometría del Pozo DT-123**

Figura 55 Geometría pozo DT-123



Fuente: Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Figura 56 Severidad de Dog Leg vs Profundidad Medida de fallas pozo DT-123



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico Fuente

Las profundidades a las que se presentan las fallas tienen severidad de dog leg menores a 0.5 °/100ft (máximo de 3.97°/100ft).

- **Análisis de Falla DT-123**

El primer componente fallado en el pozo la mayoría de las veces es la varilla. El problema con mayor recurrencia en el pozo es el desgarramiento e hinchamiento del elastómero, tras el éxito rotundo de la primera corrida con elastómero NBRA, se intentó usar el mismo elastómero, pero de diferente fabricante, dando como resultado tres corridas con tiempos de vida muy cortos; sólo hasta retomar la bomba que dio excelente run life se vuelven a incrementar éstos tiempos, agregando una mejora en el tipo del elastómero al pasar a HN-309, que sería Nitrilo Hidrogenado. La causa de las fallas en los elastómeros es la incompatibilidad del elastómero con el fluido utilizado en los servicios para realizar espaciamiento, bombeo en directa y pruebas de integridad, incurriendo en errores en la selección del material. Esto provoca el desgaste o, en algunos casos, la partidura del rotor por el alto ajuste rotor-estator, aumento del torque en la bomba generando la ruptura de la varilla

Existe evidencia del desgaste por las cargas de contacto entre varilla-tubería: acanalamiento interno en la tubería y desgaste de la varilla continua; sin embargo, las profundidades a las que se presentan las fallas tienen severidad de dog leg menores a $0.5^\circ/100\text{ft}$ (máximo de $3.97^\circ/100\text{ft}$). La producción de arena acelera el desgaste de los componentes causando abrasión en la varilla y falla prematura. También se han presentado fallas por errores en la instalación de los equipos. Una de las fallas se dio debido a que quedó mal torquado un tornillo en la instalación de la grapa del cabezal lo que genera que caiga la sarta y posteriormente rompe la barra lisa y se produce un incendio en superficie. Esto nos muestra que se deben tener las medidas de precaución adecuadas para evitar accidentes y fallas prematuras en los equipos instalados.

Se usó separador de gas únicamente en la primera corrida, presentando un Run Life mayor a mil días; no se volvió a instalar este accesorio, permitiendo la entrada de gas al equipo de fondo. Esto puede aumentar la corrosión y desgaste tanto en la bomba como en la sarta de varilla y tubería.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- La bomba está ubicada por debajo de perforados a 3835 ft. Base de perforados a 3580ft (profundidad medida)
- Las velocidades de operación del pozo son bajas; están entre 130RPM y 170RPM.

- Se recomienda no volver a instalar Elastómero OBX se obtuvo malos resultados en tres corridas con dicha configuración y realizar pruebas de compatibilidad de los fluidos del pozo con los diferentes elastómeros.
- Se recomienda instalar un separador de gas debido a que la producción de gas es considerable y puede ayudar a alargar el tiempo de vida del elastómero.

6.3.7. Análisis de Falla Pozo DT-090

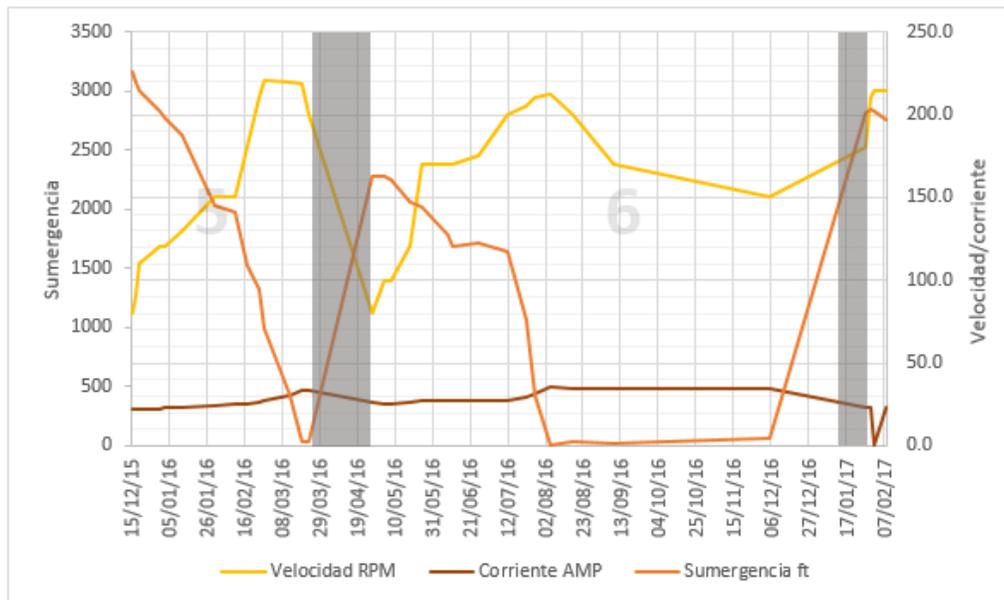
Tabla 31 Resumen pozo DT-090

BFPD	262
%BSW	99.00
BOPD	3
BWPD	259
GAS (KPCD)	1.00
GOR (PC/Bbl)	381.80

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT- 090**

Figura 57 Condiciones operacionales DT-090



Fuente: Autoras con base en registros de variables operacionales de Ecopetrol S. A.

La velocidad de la bomba no supera los 220 RPM; sin embargo, la sumergencia si ha tenido niveles por debajo de los 50 ft a velocidades de 150 RPM.

- **Resumen de Antecedentes de Falla Pozo DT-090**

Tabla 32 Resumen de corridas y fallas DT-090

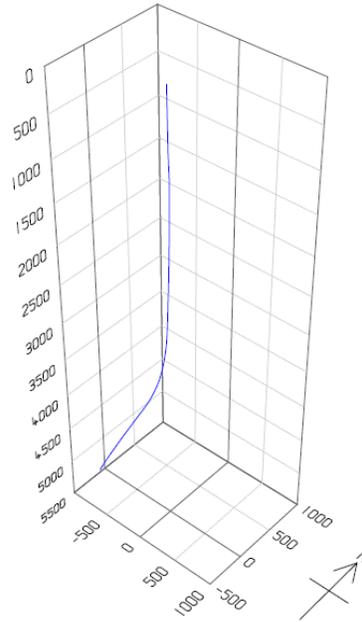
C#	Run Life	Fallas					Condiciones de Operación
1	216	Acanalamiento interno de tubería	Tubería rota	Desgaste en centralizadores	Pin quemado de la bomba		Bomba nueva dos filtros de arena
2	251	Acanalamiento interno de tubería	Desgaste en todos los centralizadores	Desgaste en varilla	Desgarre en el elastómero	Daño del Housing del estator	-Bomba nueva -Dos filtros de arena -Previa limpieza química
3	268	Acanalamiento interno y corrosión de tubería	Tubería rota	Desgaste en barra lisa y varilla continua	Hinchamiento de elastómero	Perdida de cromo en el rotor	-Bomba nueva -Varilla continua -Dos filtros de arena
4	432	Atascamiento del rotor dentro del estator	Desconexión de varilla	Corrosión interna del estator			-Bomba nueva dos filtros de arena -Varilla continua - Rotador y Swivel
5	104	Colapso en tubería	Desconexión de barra lisa	Residuos de elastómero y scale en el estator	Desgarre de elastómero	Filtros, niplesilla y pines de swivel quebrados	-Varilla continua -Bomba nueva -Dos filtros de arena -Rotador y Swivel
6	269	Desgaste en varilla	Shear Coupling partido	Corrosión en varilla	Perdida de cromo del rotor		-Bomba nueva -Varilla continua -Rotador convencional
7	26	Acanalamiento interno severo en tubería	Varilla continua (cuello de ganso) partido	Desprendimiento de elastómero del housing			-No se desinstala la sarta de tubería anterior -Varilla continua
8	POZO ACTIVO DESDE EL 23 DE AGOSTO DEL 2017						-Rotador y Swivel -Varilla continua

Nota: se instaló ancla antitorque en todas las corridas

Fuente: Autoras.

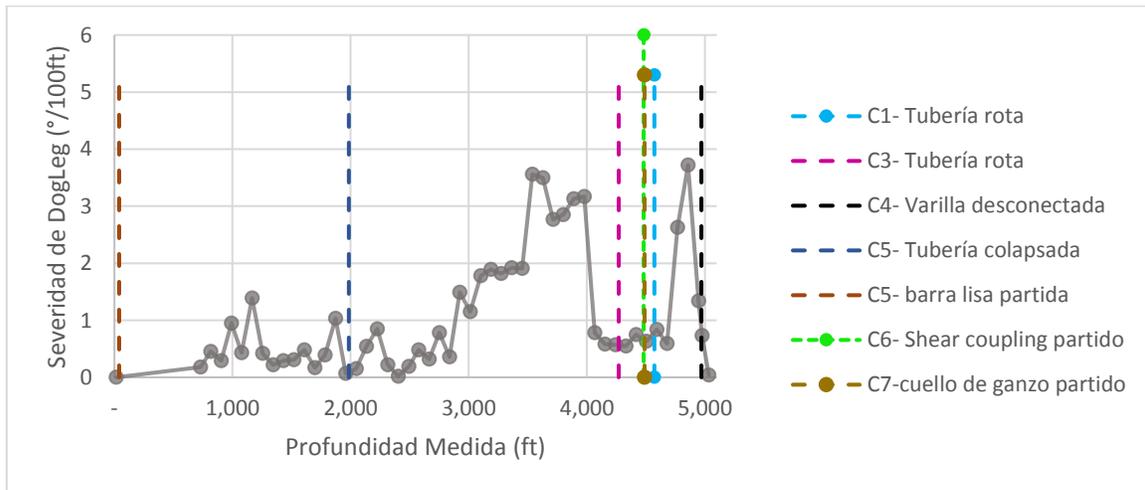
- **Geometría del Pozo DT-090**

Figura 58 Perfil de pozo DT-090



Fuente: Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Figura 59 Severidad de DogLeg vs profundidad medida de fallas pozo DT-090



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Se puede observar la tendencia a presentar falla hacia la parte inferior de los componentes (entre 4200 ft y 4900 ft). La mayor severidad de dog leg en el pozo es de 3.7°/100ft

- **Análisis de Falla DT-090**

El problema más frecuente del pozo y la razón general de desinstalación de los equipos es el desgaste de tubería y varilla, desencadenando en la ruptura de uno de los dos elementos –o ambos. Esto se debe al contacto entre la sarta de varilla y tubería, evidenciando acanalamiento interno y desgaste en centralizadores, acoples y cuerpo de varilla; se puede observar la tendencia a presentar falla hacia la parte inferior de los componentes (entre 4200 ft y 4900 ft). La mayor severidad de dog leg en el pozo es de 3.7°/100ft. A partir de la corrida siete se logró mejorar el Run Life por encima de los 300 días debido a la instalación de rotador y swivel al pozo, así como el cambio de varilla convencional a varilla continua para reducir las cargas de contacto. Sin embargo, el problema persiste.

Adicionalmente, se presenta desgarre, hinchamiento o desgaste del elastómero en casi todas las corridas. Este desgaste puede ser producto de la presencia de burbujas de gas que dañan el elastómero por efecto de la descompresión explosiva. El gas también puede influir en la corrosión de la bomba, problema evidenciado en la desinstalación de los equipos.

El pozo presenta arenamiento; se realizan servicios de limpieza y adicionalmente se instalan filtros de arena en el BHA y tratamiento de limpieza frente a perforados.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- El equipo está ubicado debajo de perforados a 4601 ft. Base de perforados a 4506 ft.
- No es recomendable poner el quipo por encima de perforados debido a que actualmente opera con bajas sumergencias y el hacerlo limitaría la producción deseada.
- Se implementaron mejoras como Rotador de Tubería, pero durante la extracción de la sarta se observarla acanalamiento, lo que indica es que no se hizo uso de la herramienta cuya función es homogenizar el desgaste y así alargar el tiempo de vida de la tubería.
- Sería candidato a un sistema de levantamiento sin varilla puesto que se tienen fallas relacionadas con los altos dog legs y ya se han implementado opciones para disminuir el desgaste sin resultados favorables.

6.3.8. Análisis de Falla Pozo DT-076

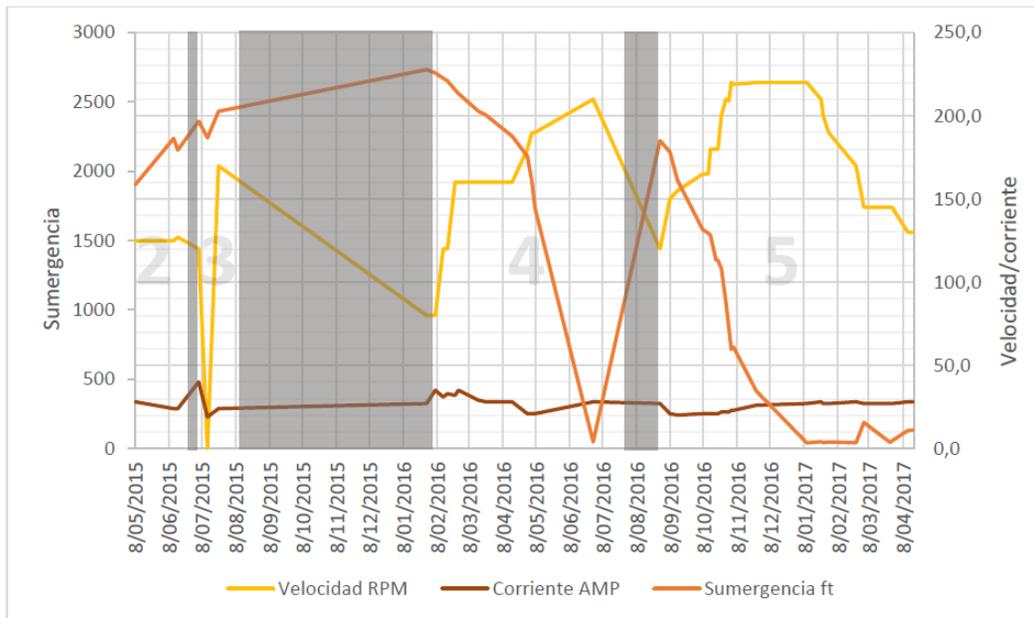
Tabla 33 Resumen pozo DT-076

BFPD	262
%BSW	99.00
BOPD	3
BWPD	259
GAS (KPCD)	1.00
GOR (PC/Bbl)	381.80

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT- 076**

Figura 60 Condiciones operacionales DT-076



Fuente: Autoras con base en registros de variables operacionales de Ecopetrol S. A.

Los niveles de velocidad son muy variables, oscilan por debajo de 50 RPM ganando sumergencias superiores a 2500 ft y velocidades de 220 RPM, disminuyendo drásticamente los niveles de sumergencia.

- **Resumen de Antecedentes de Falla DT-076**

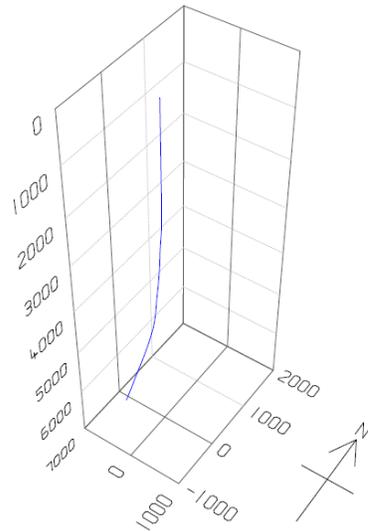
Tabla 34 Resumen de corridas y fallas DT-076

C#	Run Life	Fallas					Condiciones de Operación
1	1281	Acanalamiento interno de tubería	Tubería rota	Desgaste en acoples, centralizadores y varillas	Desgarre e hinchamiento del elastómero	Desgaste en seatting nipple	-Centralizadores y Varilla convencional usada -Tubería usada
2	377	Parafina considerable en la varilla	Shear coupling roto	Desgaste severo en acoples de las varillas	Desgaste del rotor en crestas		-Instalación de dos bombas nuevas -Centralizadores y Varilla convencional usada -Tubería usada
3	41	No registra evidencia en sarta de tubería	Varilla partida	No registra evidencia en las bombas			-No se desinstala la sarta de tubería anterior -Se corre la misma varilla convencional con centralizadores, reemplazando la varilla partida
4	191	No registra evidencia en sarta de tubería	Desconexión de varilla	Conexión s-Pin de varilla partido	Desgaste del rotor en crestas	Estator y ancla antitorque en mal estado	-Instalación de una sola bomba usada -Centralizadores y varilla convencional usada -Tubería usada
5	288	Acanalamiento interno de tubería	Fisura en tubería	Shear coupling desgastado	Abundante parafina	Ancla antitorque desgastada	-Bomba usada -Centralizadores y varilla convencional usada -Tubería usada
6	17	Acanalamiento interno de tubería	Tubería rota	No registra evidencia en sarta de varilla	No registra evidencia en la bomba	Pozo inactivo desde el 20 de agosto del 2017	-Bomba nueva -Centralizadores nuevos y varilla convencional usada -Tubería usada

Nota: Siempre se instaló ancla antitorque
Fuente: Autoras

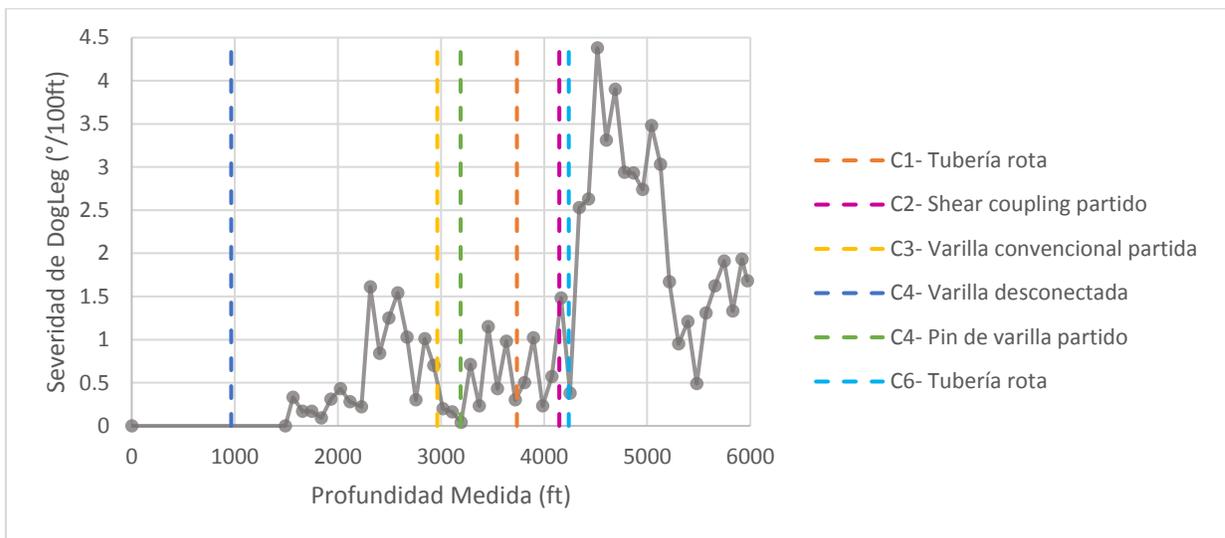
- **Geometría del Pozo DT-076**

Figura 61 Perfil pozo DT-076



Fuente: Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Figura 62 Severidad de DogLeg vs profundidad medida de fallas DT-076



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Las fallas no se ven directamente relacionadas con la severidad de dog leg ya que todas se presentaron por debajo de 1.5°/100ft, la máxima severidad de dog leg del pozo es de 4.38 °/100ft a 4515 ft MD, sin embargo, las profundidades de asentamiento de las bombas no superan los 4444 ft MD.

- **Análisis de Falla DT-076**

Después de la primera corrida, en la que el pozo falla por desgaste normal o esperado de los equipos debido al alto Run Life, la mayoría de fallas que se presentan son por fricción, desgaste y posterior fractura del cuerpo de la varilla y conexiones o de algún componente de la sarta de varillas como el shear coupling; sin embargo, estas rupturas no se ven directamente relacionadas con la severidad del dog leg, ya que están todas por debajo de 1.5°/100ft. En la mayoría de los casos se observaron problemas en la PCP como hinchamiento del elastómero, desgaste en el rotor y en otros componentes de la bomba, lo cual es un indicador de sobretorque dando lugar a la fractura de la sarta de varillas e incluso, la desconexión de las mismas. El pozo tiene aporte de arena, la cual genera abrasión, desgaste y alto ajuste rotor-estator en la bomba aumentando el torque del sistema y produciendo la falla.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- El equipo está ubicado por debajo de perforados a 4211 ft. Base de perforados a 4045 ft.
- Se instalaron dos bombas para la corrida dos y no se observa mejora en el Run Life del sistema con dicha configuración.
- Un problema es el fluido altamente parafínico, factor que ha sido un problema recurrente en el pozo. Se recomienda realizar algún tipo de tratamiento de estimulación química orgánica al pozo.
- No ha habido instalación de rotador de tubería ni swivel.
- El pozo no maneja una producción considerable de gas.
- Se recomienda revisar el diseño y protocolo de revisión del estado de las varillas, también evaluar la posibilidad de instalar sarta de varilla continua y Tubing screen para manejo de arena, además el pozo maneja fluidos de formación parafínicos y tiene bajos dog legs lo que implica que no presenta restricciones para un sistema de levantamiento con varilla.

6.3.9. Análisis de Falla Pozo DT-109

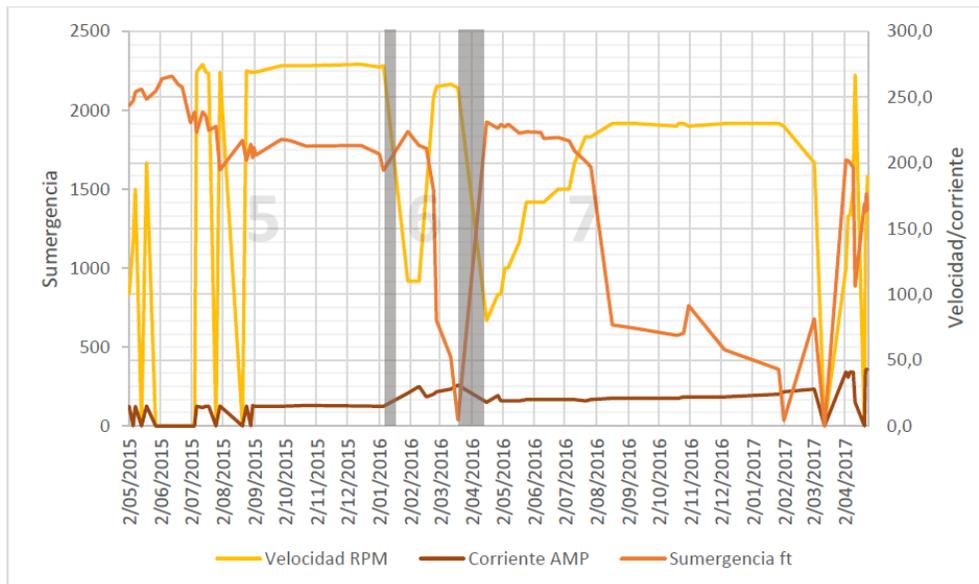
Tabla 35 Resumen pozo DT-109

BFPD	243
%BSW	85.00
BOPD	36
BWPD	206
GAS (KPCD)	4.00
GOR (PC/Bbl)	109.83

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT-109**

Figura 63 Condiciones operacionales DT-109



Fuente: Autoras con base en registros de variables operacionales de Ecopetrol S. A.

La máxima velocidad del sistema que se maneja es de 275 RPM según los datos recibidos y corriente 43 Amp, se observa la tendencia de que al incrementarse la frecuencia de operación disminuye la sumergencia

• **Resumen de Antecedentes de Falla DT-109**

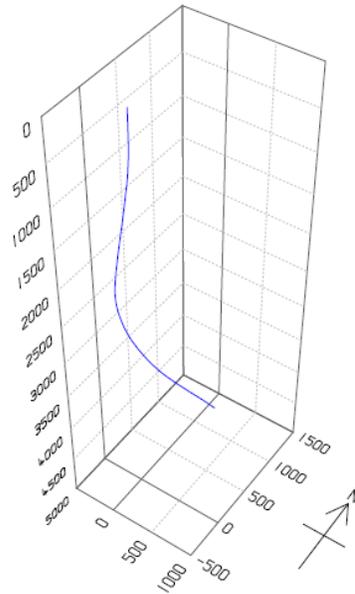
Tabla 36 Resumen de corridas y fallas DT-109

#C	Run Life	Fallas			Condiciones de Operación	
1	566	Acanalamiento de Tubería	Desgaste y corrosión en varilla y Shear Coupling	Desgaste recubrimiento de rotor	Desgarre del Elastómero	-Centralizadores -Tubería usada
2	246	Acanalamiento de Tubería	Desgaste y corrosión varilla y centralizadores	Tubería Colapsada	Desgaste recubrimiento de rotor	-Tratamiento Orgánico -Centralizadores -Tubería Usada
3	187	Acanalamiento de Tubería	Desgaste y corrosión de varilla y centralizadores	Niplesilla con desgaste interno	Desgarre del Elastómero	-Centralizadores -Tubería Usada
4	315	Acanalamiento de Tubería	Desgarre del Elastómero	Tubería Rota		-Centralizadores -Tubería Usada
5	255	Acanalamiento de Tubería	Tubería Rota			-Varilla Continua -Hanger rotador y Swivel -Tubería Usada
6	65	Acanalamiento de Tubería	Roscas de Tubería en mal estado	Swivel con pines rotos	Desgarre del Elastómero	-Varilla Continua -Hanger rotador y swivel -Tubería Usada
7	322	Acanalamiento de Tubería severo	Varilla Partida (Shear Coupling)	Corrosión		-Varilla Continua -Hanger rotador y swivel -Tubería Usada
8		Pozo inactivo desde el 1 de abril del 2017.				-Varilla Continua -Hanger rotador y swivel -Tubería Usada

Fuente: Autoras

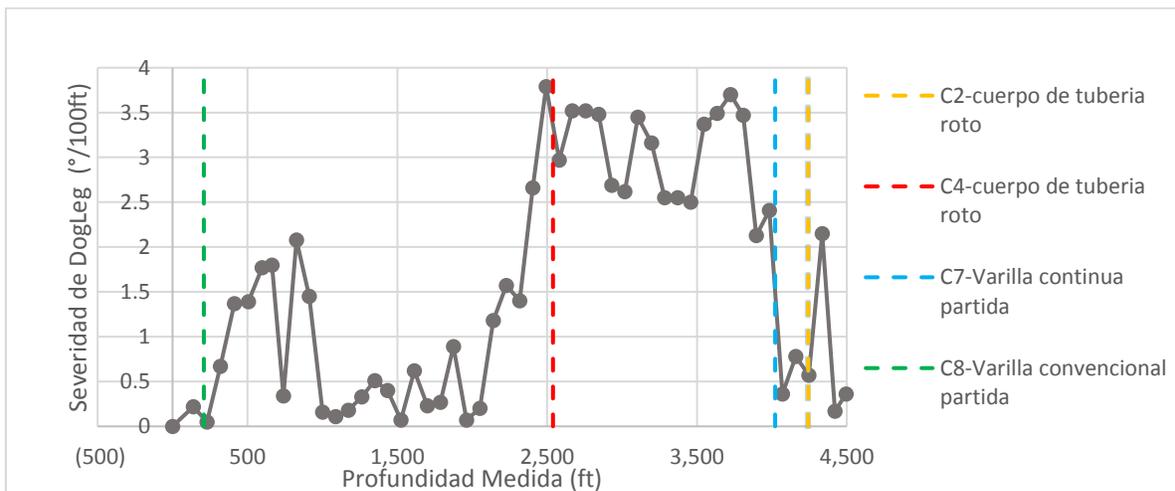
- **Geometría del Pozo DT-109**

Figura 64 Geometría pozo DT-109



Fuente: Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Figura 65 Severidad de DogLeg vs profundidad de fallas DT-109



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Las profundidades de falla en la mayoría de casos son cercanas a las zonas de mayor severidad de dogleg (mayor a 2°/100ft).

- **Análisis de Fallas DT-109**

El pozo DT-109 tiene como causa de falla más frecuente el desgaste por las elevadas cargas de contacto que se presentan entre varilla y tubería a raíz de la geometría del pozo, esto se evidencia con la profundidad de falla, en la mayoría de casos son cercanas a las zonas de mayor severidad de dogleg (mayor a 2°/100ft). A pesar de la implementación de medidas de mejora continua como lo es la instalación de rotador de tubería y swivel y el cambio de varilla convencional a continua para disminuir las cargas de contacto entre varilla y tubería, no se presenta una mejora significativa en el Run Life del pozo. Este problema se amplifica por la corrosión en el sistema de bombeo y producción, creando “stress risers” en la sarta de varilla o puntos donde será más propenso a fallar.

La bomba y, particularmente el elastómero, es un componente que se ve afectado en la mayoría de casos ya sea por hinchamiento o desgaste en el recubrimiento cromado del rotor; lo primero provoca un alto ajuste rotor estator, aumentando el torque en la bomba y la torsión de la sarta de varilla y como consecuencia, el desgaste o partidura de la sarta de varilla y del recubrimiento del rotor.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- La bomba está ubicada por debajo de perforados a 4399 ft. Base de perforados a 4295ft.
- En el pozo ya se han usado diferentes tipos de elastómero; sin embargo, se siguen presentando problemas en el mismo, que afectan el tiempo de vida útil del equipo. Es importante tener en cuenta los estudios de compatibilidad del elastómero y los fluidos en el pozo como medida preventiva y de mejora continua y reducir los costos de intervención prolongando la vida útil del equipo de fondo.
- Se instala Rotador de tubería como una mejora al sistema, pero al extraer la sarta de producción se puede observar acanalamiento, lo que implica que la herramienta no estuvo en uso para homogenizar el desgaste.
- El pozo no presenta aportes significativos de arena tras cada corrida, por tal motivo son muy escasas las limpiezas realizadas en las intervenciones.

6.3.10. Análisis de Falla Pozo DT-112

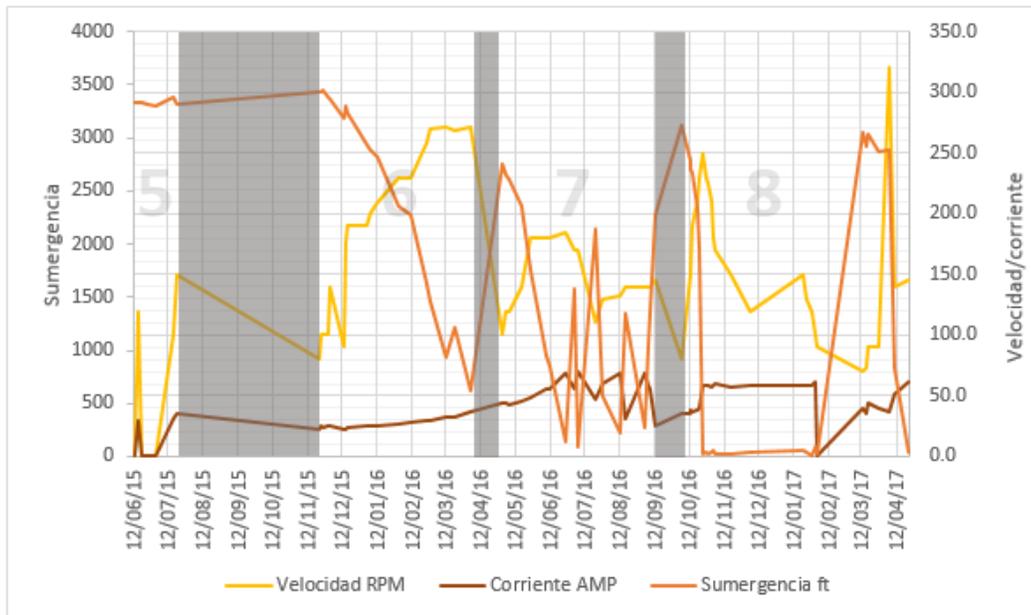
Tabla 37 Resumen pozo DT-112

BFPD	525
%BSW	94.00
BOPD	32
BWPD	494
GAS (KPCD)	2.00
GOR (PC/Bbl)	63.45

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

- **Condiciones Operacionales DT-112**

Figura 66 Condiciones operacionales DT-112



Fuente: Autoras con base en registros de variables operacionales de Ecopetrol S. A.

Se encuentra trabajando con velocidades inferiores a 272 RPM.

• **Resumen de Antecedentes de Falla DT-112**

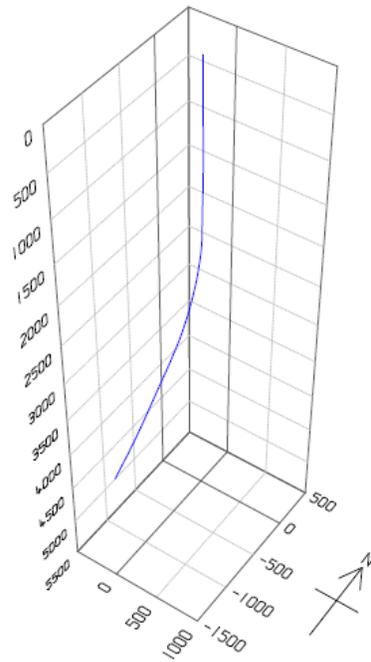
Tabla 38 Resumen de corridas y fallas DT-112

C#	Run Life	Fallas					Condiciones de Operación
1	93	Pin de paro roto	Desgaste de rotor	Desgarre del elastómero	Desgaste de Centralizadores	Fisura de varilla	-Varilla convencional -Centralizadores -Tubería Usada
2	53	Varilla Partida (Shear Coupling)	No hay desinstalación de sarta de tubería				-Varilla convencional -Centralizadores -Tubería Usada
3	626	Tubería rota	Acanalamiento de Tubería	Desgarre del Elastómero	Corrosión (total centralizadores)	Desgaste de acoples de varilla	-Misma sarta de tubería -Varilla convencional -Centralizadores
4	124	Tubería rota					-Varilla convencional -Centralizadores -Tubería Usada
5	44	Primer componente Fallado desconocido	No registra extracción: Sarta de tubería, bomba	Desgaste severo de Centralizadores	Shear coupling en mal estado	Desgaste barra lisa	-Varilla convencional -Centralizadores -Tubería Usada
6	141	Fuga en tubería	Acanalamiento de Tubería	Desgaste de varilla, centralizadores y acoples	Corrosión leve (tubería-niplesilla)	Swivel con 2 pines partidos	-Varilla convencional -Centralizadores -Hanger rotador y Swivel -Tubería Usada
7	138	Desgaste severo de Tubería	Varilla Partida	Rotor pegado en estator			-Varilla convencional -Centralizadores -Hanger rotador y Swivel -Tubería Nueva
8	215	No hay desinstalación de equipos pero el reporte de fallas muestra como primer componente fallado el estator desgarrado					-Varilla convencional -Centralizadores -Hanger rotador y Swivel -Tubería Usada

Fuente: Autoras

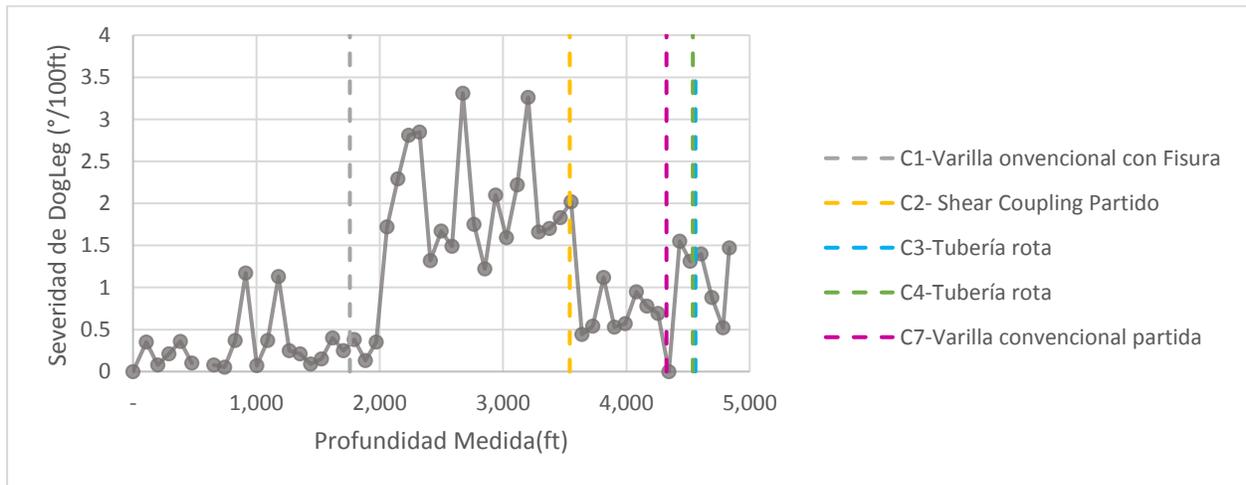
- **Geometría del Pozo DT-112**

Figura 67 Perfil pozo DT-112



Fuente: Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Figura 68 Severidad de DogLeg vs Profundidad Medida de fallas pozo DT-112



Fuente: Autoras con base en el Estado Mecánico suministrado por Ecopetrol S. A.

Los puntos donde se hallan los problemas de tubería están ubicados en zonas de contacto relativamente bajas; 4 corridas fallando bajo una severidad de dog leg de $1.5^{\circ}/100$ ft.

- **Análisis de Fallas DT-112**

Según un análisis de falla posterior se determina que la falla más frecuente es debido a las elevadas cargas de contacto entre varilla y tubería a raíz de la geometría del pozo. Se encuentra que los puntos donde se hallan los problemas de tubería están ubicados en zonas de contacto relativamente bajas (4 corridas fallando a una severidad de dog leg de $1.5^\circ/100$ ft), sin embargo, al no tener centralización de la varilla ocurría esto. Se encuentra trabajando con velocidades inferiores a 272 RPM y se observa una zona de dog legs severos entre 2.147 ft y 3.204 ft.

Las tuberías a 4437 ft presentan alta abrasión siendo un pozo que maneja arena y presenta bastantes problemas con los elastómeros debido a la adición de fluidos o químicos para controlar la corrosión que presenta el pozo.

- **Observaciones y Recomendaciones de Mejora Continua**

- El equipo se encuentra debajo de perforados (4578 ft), la base de perforados está a 4500 ft.
- Estudiar en detalle la compatibilidad de los fluidos del pozo y químicos inyectados con el elastómero que se desee utilizar, es un pozo que presenta bastante problema con el elastómero y por ello un sistema PCP puede no ser el más ideal si no se tiene un elastómero que resista éstas condiciones.
- Si se sigue utilizando un sistema de varillas, se debe seguir con los accesorios como el rotador de tubería y swivel, desde su aplicación han mejorado y hasta duplicado el Run Life de corridas anteriores, además considerar el uso de varilla continua para disminuir las cargas de contacto.

6.4. Selección de Pozos Candidatos

El análisis causa raíz de los 10 pozos críticos reveló que no todos se deben principalmente al desgaste por las altas cargas de contacto varilla-tubería; por el contrario, mostraron que se deben tener muy presentes algunos puntos de mejora tales como la verificación del buen estado de los equipos antes de instalarlos, realizar las pruebas de compatibilidad fluido del pozo/tratamiento-elastómero, entre otras. Por todas estas razones, no se consideran los pozos de la Tabla 39 como candidatos.

Tabla 39 Pozos Descartados por Análisis Técnico

POZO	COMENTARIOS	RESULTADO
DT-123	Los antecedentes muestran que la causa de las fallas en el pozo no está relacionada con el desgaste de varilla-tubería; el foco de estudio para mejorar la vida útil de los equipos es el elastómero del sistema PCP; la producción de gas es importante, haciendo que las pruebas de compatibilidad del fluido y elastómero sean fundamentales para la adecuada selección de la bomba. se pueden evaluar otros sistemas de levantamiento, teniendo en cuenta que el uso de varilla no es un factor limitante.	Descartado para piloto de prueba
DT-076	Las fallas no se ven directamente relacionadas con la severidad de dog leg ya que todas se presentaron por debajo de 1.5°/100ft, el máximo dog leg del pozo es de 4.38 °/100ft a 4515 ft MD, sin embargo, las profundidades de asentamiento de las bombas no superan los 4444 ft MD.	Descartado para piloto de prueba
DT-082	Reportes de falla muestran que las fallas en su mayoría se daban por no realizar la adecuada inspección y cambio de la sarta de varilla antes de ingresar al pozo en conjunto con las altas velocidades de operación; el hinchamiento del elastómero por la entrada de gas a la bomba crea sobretorque y posterior ruptura de la varilla. Se presentaron fallas por fatiga debido a la pobre o inadecuada alineación del eje “drive shaft” con la varilla.	Descartado para piloto de prueba

Fuente: Autoras

De los 7 pozos restantes, se descartaron 2 debido a que su aporte es muy bajo según la última prueba de producción y no resulta rentable la instalación del nuevo sistema de levantamiento como se muestra en la Tabla 40. Esto se comprobó al realizar un análisis económico cuyo resultado fue No recomendado en el Capítulo VIII.

Tabla 40 Pozos Descartados por bajo Aporte

POZO	BFPD	%BSW	BOPD	BWPD	KPCD	GOR PC/Bbl	RESULTADO
DT-103	292	98	6	286	1	171	Descartado para piloto de prueba
DT-090	262	99	3	259	1	382	Descartado para piloto de prueba

Fuente: Autoras con base en Datos de producción de Ecopetrol S. A.

Finalmente, se evaluó el escenario para la instalación de un sistema ESPCP bajo las condiciones actuales de operación en los 5 pozos restantes como se muestra en la Tabla 41.

Tabla 41 Selección de Pozo Candidato para Piloto de Prueba

POZO	ESCENARIO	RESULTADO
DT -118	<p>La razón por la que el equipo actual está bajo los perforados es para mantener el gas controlado y que la eficiencia de la bomba no disminuya, y también para crear mayor drawdown cuando lo requieran. Para la instalación de la bomba ESPCP debajo de perforados, se disminuiría la entrada de gas a la bomba, aumentando el nivel de sumergencia; sin embargo, no es viable debido a que el motor de la ESPCP necesita refrigeración. Si se instala por encima de perforados la eficiencia disminuiría por la entrada de gas a la bomba, aun cuando hay un alto corte de agua obligando a operar a más de 500 rpm.</p> <p>Además, requiere para producir su capacidad actual motor de 100 hp, no disponible en Colombia. Con el diseño ESPCP (potencia motora disponible para aplicación 48 Hp), alcanzaría una producción máxima de 600 BFPD, 90 % BSW. No es viable en el sistema actual.</p>	Descartado para piloto de prueba
DT-102	<p>El equipo está ubicado frente a perforados y se debe verificar el aporte de cada intervalo abierto con la finalidad de comprobar la velocidad de refrigeración en el motor, de manera que no es viable para el sistema actual</p> <p>Se llevó a cabo una simulación con una bomba NTZ 400 150ST50 arrojando los siguientes parámetros:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Velocidad de operación cercana a 500 RPM. - Eficiencia volumétrica esperada 81 %, torque total 423 lb-ft, carga de motor 84 %. <p>La bomba puede generar mayor toque al permisible, por eso no es viable para el sistema actual.</p>	Descartado para piloto de prueba
DT-112	<p>Es un candidato viable a instalar el sistema PMM PCP. El pozo se encuentra inactivo; la ejecución de un piloto incurriría en gastos adicionales por la reactivación del mismo. Según indicaciones del área de Producción de la GDH, el pozo está en prueba y no se puede intervenir.</p> <p>Presenta un perfil favorable para una posible expansión del proyecto</p>	Candidato a instalar el sistema PMM PCP, sin embargo, según indicaciones, el pozo está en prueba y no se puede intervenir.
DT-128	<p>El pozo presenta la producción más alta de gas entre los pozos de estudio, factor que ha influido en daño al elastómero. Además, presenta problemas severos de corrosión, presencia de scale y parafina, por lo que los tratamientos químicos se hacen necesarios. Por estas razones las pruebas de compatibilidad de fluido-elastómero son fundamentales para alargar la vida útil del sistema PCP. No es viable instalar un sistema</p>	Candidato a instalar el sistema PMM PCP con medidas preventivas de falla por posible refrigeración deficiente del motor.

ESPCP; debido a que para mantener la sumergencia del pozo, se requiere instalar la bomba debajo de perforados; sin embargo, esto haría que el motor de fondo se recaliente. Una posible solución es la instalación de un encamisado o chaqueta para refrigeración del motor, siempre y cuando el drift del revestimiento lo permita.

DT-109

El Pozo presenta fallas relacionadas con la severidad dog leg; específicamente en las proximidades de las mayores severidades. Los valores de sumergencia están por encima de los 1000 ft y el intake de la bomba se encuentra debajo de perforados a 4399 ft. Pozo activo, perfil favorable para el proyecto.

Pozo Candidato para piloto de prueba

Fuente: Autoras

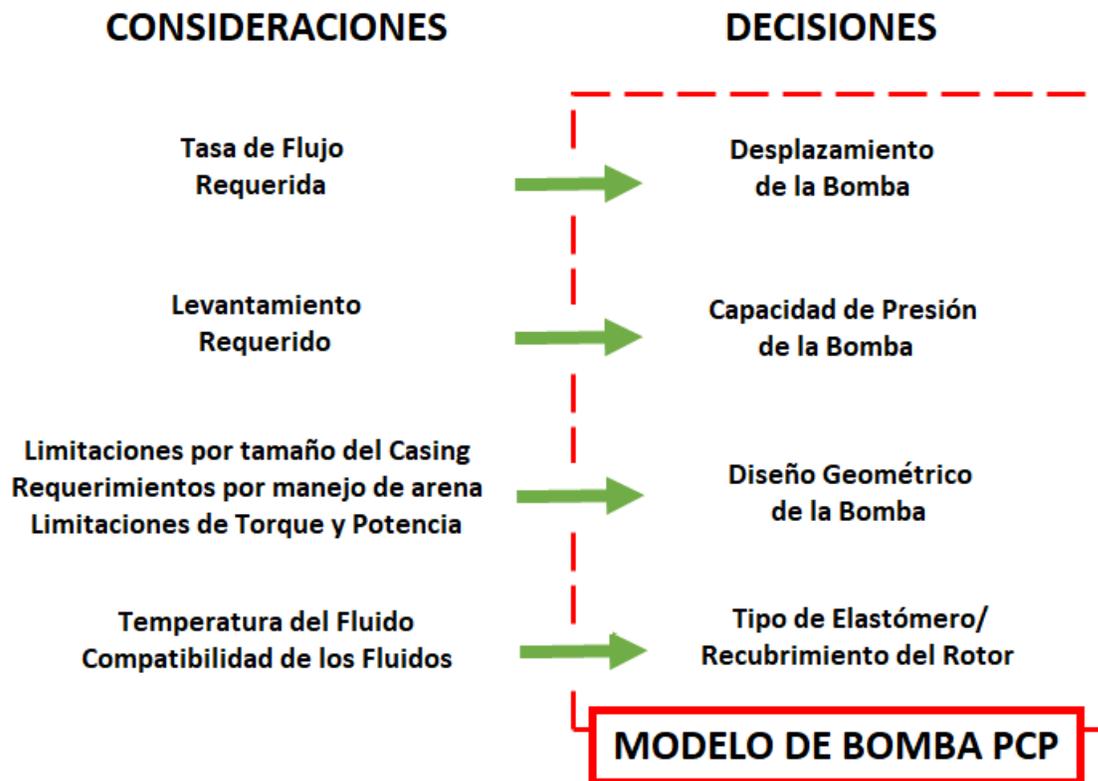
El pozo candidato DT-109 paró el día 27 de noviembre del 2017. La causa principal de falla es el sobretorque de la bomba, provocando la ruptura de la varilla convencional a 208 ft de profundidad, desgaste de la sarta de varilla en general y acanalamiento interno de la tubería con picos de corrosión. Este evento coincide con la presentación de la propuesta; por esta razón, la implementación del piloto se hace por oportunidad.

CAPÍTULO VII

DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP

Luego de llegar al pozo candidato, se prosigue con el diseño para la implementación del SLA ESPCP. Para la selección de la bomba se tiene en cuenta las siguientes consideraciones, de las cuales los puntos más críticos del diseño son la tasa de flujo requerida y la capacidad de levantamiento:

Figura 69 Diagrama de Consideraciones para la selección de una PCP



Fuente: Autoras

Una vez establecidos los requerimientos mínimos de desplazamiento y levantamiento, se determinan qué bomba cumple con ellos. Los modelos se pueden encontrar en los catálogos de los fabricantes o distribuidores, así como también en la base de datos de los programas de dimensionamiento. De no haber bombas que satisfagan dichos requerimientos, se debe cambiar el

diseño o las condiciones operacionales; es muy importante también considerar el costo y disponibilidad de ciertos modelos particulares a la hora de la selección. Por último, es necesario definir la energía requerida para operar el rotor y así mover el fluido dado por el torque, el cuál va a ser proporcionado por el motor de fondo y debe estar dimensionado para resistir las cargas del sistema. Adicionalmente, el diseño cuenta con un par de sellos y un componente de eje flexible: el primero protege el motor de los fluidos del pozo y de las cargas axiales mientras que el segundo es el encargado de convertir el movimiento concéntrico proveniente del motor en excéntrico que requiere la PCP.

La compañía Borets realizó este diseño considerando la información suministrada por Ecopetrol S. A., teniendo en cuenta las expectativas de producción y las condiciones a las cuales se espera que el pozo quede operando como se muestra en la Tabla 42:

Tabla 42 Datos de Entrada Diseño PMM-PCP

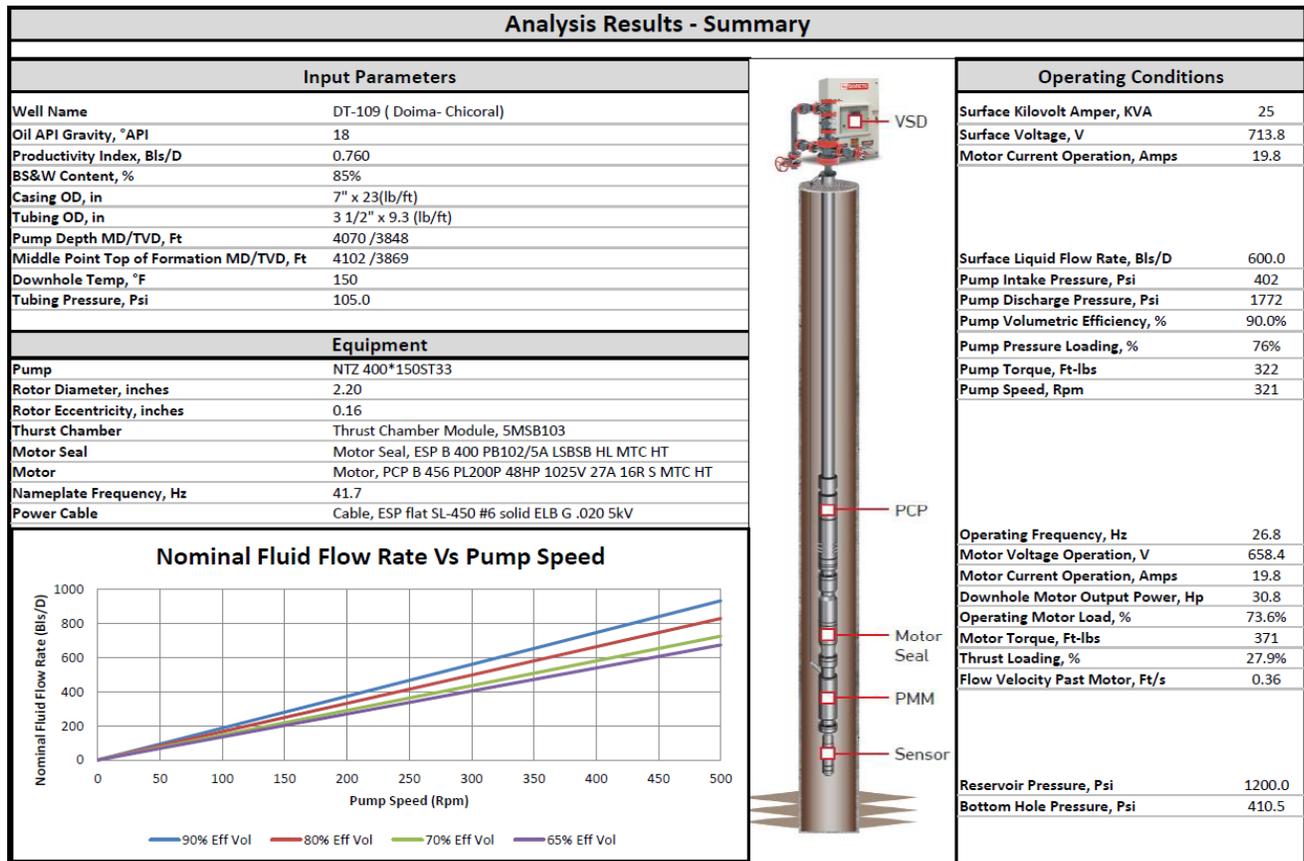
Nombre del Pozo	DT-109
Índice de Productividad (Bbls/Psi)	0.76
Gravedad API del crudo (°API)	18
Caudal en superficie (BFPD)	600
Contenido de BSW (%)	85%
Presión de yacimiento (Psi)	1200
Presión de tubería en cabeza de pozo (Psi)	105
Viscosidad a BHT ⁷ (Cp)	4
Temperatura en el Intake de la bomba (°F)	150
Temperatura en cabeza de Pozo (°F)	90

Fuente: Programa de Instalación DT-109 de Borets.

En la Figura 70, se presenta la simulación realizada con el sistema de bombeo PMM-PCP seleccionado con una bomba NTZ 400*150ST33 con un motor PMM de 10 polos con base en los datos anteriores. El rango de operación es desde los 250 RPM hasta 413 RPM; la máxima velocidad recomendada de este modelo es de 500 RPM. El punto de diseño es a 413 RPM que permite lograr la tasa de producción de 600 BFPD teniendo en cuenta la productividad del pozo, hecho a condiciones de producción y presión a la entrada de la bomba de 333 psi.

⁷ Temperatura en fondo de pozo

Figura 70 Diseño propuesto DT-109



Fuente: Propuesta Borets y Frontera Energy Colombia.

La profundidad de asentamiento requerido para el equipo PMM-PCP es de 4070 ft⁸; la severidad de dog leg a esa profundidad es de 0.36°/100ft. Se configuraría el VSD para operar en RPM, siendo 1 Hz equivalente a 12 RPM.

El elastómero seleccionado para la bomba es de tipo NBR con alto contenido de Acrilonitrilo, buena resistencia a la abrasión y resistencia a temperaturas máximas de 100°C (Figura 71).

⁸ Profundidad medida correspondiente al intake de la bomba.

Figura 71 Elastómero Seleccionado

TECHNICAL DATA SHEET ELASTOMER COMPOUND		NETZSCH
286		
Supplier	Elastomer Code	Polymer - Chemistry
Netzsch do Brasil	286	NBR
Content	Nitrosamine free	Phthalate free
High A.C.N level	yes	yes
FDA Approval	CAS Number	Accredited
no	9003-18-3	NdB Laboratory
Color	Hardness (Shore A)	Abrasion Resistance
Black	73 (+/- 4)	Very Good
Maximum Temperature Application (°C)		Minimum Temperature Application (°C)
100		-5
Chemical Resistance		
Water, hot water, mineral oils and natural oils		
Remarks		
Nitrile butadiene rubber. Very good resistance against oil.		
Revision 01 - 2015		

Fuente: Propuesta Borets y Frontera Energy Colombia.

CAPÍTULO VIII

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la evaluación económica de este proyecto, se tomaron a consideración y análisis, índices financieros tales como VPN (Valor Presente Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno). Éstos índices se obtuvieron del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dio al flujo de efectivo del proyecto considerado por Ecopetrol S. A. Para ello, se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- a) Flujo de caja o flujo de efectivo del proyecto: es el resultado de la cantidad de dinero que ingresa y egresa de las arcas del negocio anualmente.

$$FDC = Ingresos - Egresos$$

Ecuación 4 Flujo de Caja

- b) Ingresos: entradas líquidas que generaría el proyecto; ingresos por ventas en este caso. El precio de negociación del crudo de referencia WTI de venta fue de 50 USD/Bbl para el 2018, inflado anualmente.
- c) Egresos: son todas las salidas líquidas de dinero o volumen, necesarias para la ejecución y operación del proyecto tales como el costo de producción o levantamiento (10.67 USD/BBL), costos asociados al proyecto (producción diferida en las intervenciones proyectadas).
- d) Impuestos y regalías: pagos al estado sobre la producción básica del campo por la explotación del recurso hidrocarburo no renovable (16.3%).
- e) Inversión neta o inicial: incluye el costo del equipo de intervención o *Workover* cotizado en dólares por días de servicio (USD/Día), el equipo de subsuelo que incluye el diseño de la propuesta (sarta de varilla, sarta de tubería, bomba de subsuelo, motor de fondo, VSD y accesorios).
- f) Inflación: Las cifras monetarias del análisis se expresan en la moneda que corresponde al periodo de análisis (2,5% anual).
- g) Tasa de descuento: es la tasa mínima de interés que representa el valor por el cual el inversionista está dispuesto a arriesgar su capital bajo un determinado grado de riesgo. (10% para este proyecto definido por Ecopetrol S. A.)

8.1. Índices Financieros

Después de determinar la inversión inicial y los flujos de caja, se evalúa el proyecto como se muestra a continuación

8.1.1. Valor Presente Neto

Ofrece información de monto del dinero a valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión. El valor se relaciona a una tasa de descuento determinada. Para calcular el VPN se utiliza la Ecuación 11:

$$VPN_{td} = \frac{FDC_0}{(1 + td)^0} + \frac{FDC_1}{(1 + td)^1} + \frac{FDC_2}{(1 + td)^2} + \dots + \frac{FDC_n}{(1 + td)^n}$$

Luego

$$VPN = \sum_{n=0}^t \frac{FDC_t}{(1 + td)^t}$$

Ecuación 5 Valor Presente Neto

Donde:

VPN_{td} : Valor presente neto a una tasa de descuento td

td : Tasa de descuento

FDC : flujo de caja del año corriente

t : año corriente

8.1.2. Tasa interna de retorno

Ofrece información sobre el rendimiento económico del proyecto expresada en forma porcentual aplicando un proceso iterativo como se muestra en la Ecuación 12:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FDC_t}{(1 + TIR)^t}$$

Ecuación 6 Tasa Interna de Retorno

Donde TIR corresponde a la Tasa interna de retorno

8.2. Evaluación Económica para el Cambio de SLA

Con base en el “Formato Evaluación Económica de Intervenciones a Pozos Productores de Crudo” de Ecopetrol S. A., se requieren algunos datos de entrada para cada pozo candidato como se muestra a continuación.

8.2.1. Información del servicio a pozo

Duración: tiempo estimado de intervención (días) desde que ingresa el equipo hasta la puesta en marcha del pozo. El promedio de tiempo de intervención es de 4 días para todos los pozos.

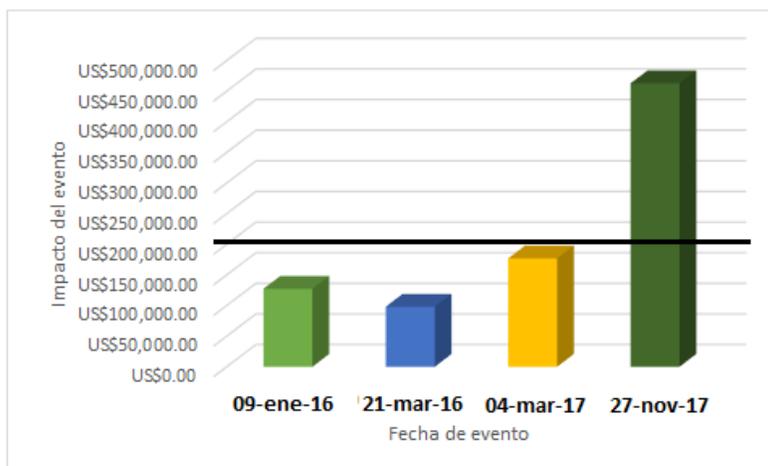
Presupuesto: valor total de las actividades en dólares. Se usa el promedio de los costos de intervención de los últimos dos años para el escenario de PCP. Para el pozo DT-109 se muestran en la Tabla 43 y Figura 72.

Tabla 43 Resumen fallas e impacto en el pozo DT-109 en los últimos dos años.

FALLAS		
Fecha de falla	Compo nente fallado	Run Life
9-ene-2016	Tubería	255
21-mar-2016	Estator	65
4-mar-2017	Varilla	322
27-nov-2017	Varilla	240
PROMEDIO		220

Fuente: Autoras con base en información de Ecopetrol S. A.

Figura 72 Promedio del impacto de fallas en el pozo DT-109 en los últimos dos años



Fuente: Autoras

De esta forma, el costo promedio de operación es de US\$216,336.21 para 7.3 meses (220 días).

Para el presupuesto estimado del pozo DT-109 en la instalación del sistema ESPCP se tiene en cuenta el CAPEX y OPEX:

- CAPEX o gastos de capital correspondientes a los gastos físicos, es decir, el equipo SLA.
- OPEX o gastos de operación por el servicio de ensamblaje e instalación RIG (Rigoberto Moix Muntó, 2014).

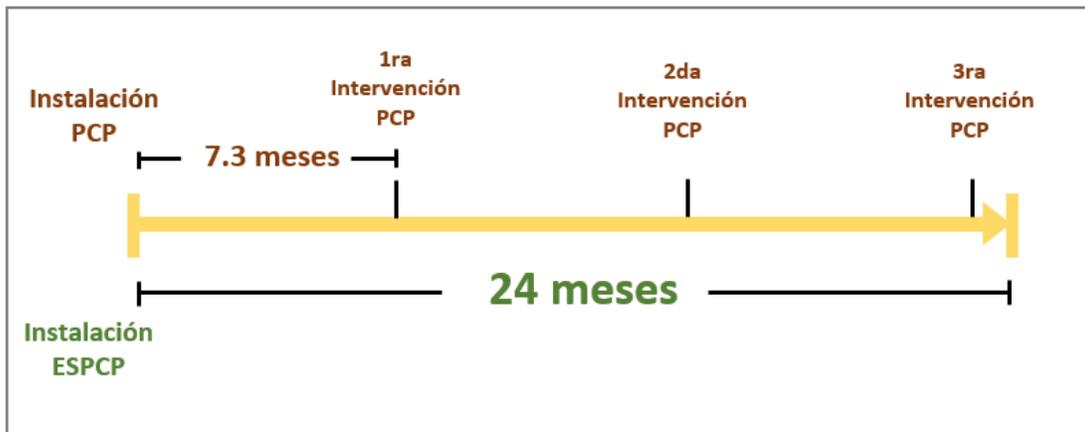
El valor total de costos estimado es de USD\$325,118 para 24 meses y se toma para todos los pozos en la evaluación económica del sistema ESPCP.

Fecha de ejecución: fecha de inicio de actividad. Se estima la fecha de inicio para el día primero de enero del 2018.

Tiempo medio de falla: Run Life en meses del sistema instalado. Para el sistema PCP, se calculó con el promedio de vida útil en los servicios de dos años anteriores, siendo el Run Life promedio del pozo DT-109 en los últimos dos años con equipo PCP de 220 días.

El Run Life de garantía del sistema ESPCP propuesto es de 2 años (24 meses) a partir del primero de enero del 2018. como se muestra en la Figura 73.

Figura 73 Tiempo medio de falla sistema PCP y ESPCP para el pozo DT-109.



Fuente: Autoras

En los siguientes dos años de operación, ocurrirían 3 intervenciones con el sistema PCP y ninguna con ESPCP; esto implica una mayor cantidad de costos operativos en el sistema PCP que se suman al final del periodo de estudio de 24 meses

El presupuesto real para el sistema PCP del pozo DT-109 en 24 meses sería de US\$865,344.84. Estos cálculos se realizaron para los siete pozos candidatos.

8.2.2. Parámetros de producción

Producción antes del servicio: caudal de producción en BOPD que actualmente tiene el pozo tomado de la última prueba de pozo. Este caudal depende del estado del mismo, ya que si se encuentra inactivo será cero, de lo contrario será el reportado en la última prueba.

Los resultados de la última prueba de producción reportada y el estado de los pozos se muestran en la Tabla 46:

Tabla 44 Producción de Pozos antes del cambio de SLA

POZO	FECHA	BFPD	%BSW	BOPD	ESTADO	KPCD	GOR (PC/Bbl)
DT-103	07-ene-17	292	98	6	Inactivo	1	171
DT-128	05-abr-17	197	71	57	Inactivo	32	559
DT-102	16-mayo-16	1230	97	37	Inactivo	2	54
DT-118	03-jul-17	1179	97	35	Activo	4	113
DT-090	29-ene-17	262	99	3	Activo	1	382
DT-109	10-nov-17	650	84	104	Activo	5	48
DT-112	09-abr-17	525	94	32	Inactivo	2	63

Fuente: Autoras con base en información de Ecopetrol S. A.

Potencial esperado: caudal esperado en BOPD después de la intervención. Se propone un escenario correspondiente a la misma producción antes del servicio.

Declinación histórica: tasa de declinación anual resultado del histórico de producción según el IPR para todos los pozos (0.2 años^{-1}).

Declinación esperada: tasa de declinación anual resultado de la intervención del pozo (0.2 años^{-1}).

8.2.3. Parámetros de evaluación

Costo de levantamiento: costo del levantamiento para el campo en USD/BBL para el campo Dina Terciarios reportado en el último informe de gestión correspondiente a 10.67 USD/Bbl.

Precio WTI (West Texas Intermediate): precio definido para el año en curso (50 USD/Bbl).

Regalías de producción Básica: porcentaje de regalías a la producción básica en el campo correspondientes al 16.3%⁹.

Tasa de descuento: porcentaje definido por la Vicepresidencia Corporativa de Estrategia VCE para la evaluación de proyectos (10%).

Calidad y transporte: descuento por calidad y transporte aplicado al precio WTI (5.64 USD/Bbl).

Impuesto de renta: porcentaje que grava los ingresos netos operacionales (40%).

Los parámetros de evaluación son los mismos para todos los pozos en la evaluación económica porque son datos del campo Dina Terciarios. En la Tabla 47 se resumen:

Tabla 45 Parámetros de Evaluación

PARÁMETRO POZOS	VALOR
Costo de Levantamiento (USD/Bbl)	10.67
Precio WTI (USD/Bbl)	50
Regalías (%)	16.3%
Tasa de descuento (%)	10%
Calidad y Transporte (USD/Bbl)	5.64
Impuesto de Renta (%)	40%
Inflación (%)	2.50%

Fuente: Autoras con base en información de Ecopetrol S. A.

El VPN se interpreta como el valor en dólares que genera el proyecto después de recuperar la inversión total. Cuando éste valor es positivo, el proyecto es rentable; de lo contrario no lo es. En la Figura 74 y Figura 75 se muestran los datos de entrada de la evaluación financiera para ambos sistemas de levantamiento PCP y ESPCP respectivamente en el Pozo DT-109.

⁹ Este valor se calcula como un factor intermedio entre la producción básica e incremental del campo.

Figura 74 Datos de entrada Evaluación económica pozo DT-109 sistema PCP

	FORMATO EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INTERVENCIONES A POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	
	EXTRACCIÓN VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-F-011	Elaborado 02/05/2012

FECHA ACTUAL:	<input type="text" value=""/>	mm/dd/aaaa
DILIGENCIADO POR:	<input type="text" value=""/>	REGISTRO: <input type="text" value=""/>
CAMPO:	<input type="text" value="DINA TERCARIOS"/>	POZO: <input type="text" value="DT109"/>
OBJETIVO:	<input type="text" value="CAMBIO DE BOMBA PCP"/>	

INFORMACION DEL SERVICIO A POZO		
DURACION	<input type="text" value="4"/>	días
PRESUPUESTO	<input type="text" value="865,344"/>	USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="01/01/18"/>	mm/dd/aaaa
TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="24"/>	Meses

PARAMETROS DE PRODUCCION		
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="104.0"/>	BPPD
DECLINACION HISTORICA	<input type="text" value="0.200"/>	año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="104.0"/>	BPPD
DECLINACION ESPERADA	<input type="text" value="0.200"/>	año-1

PARAMETROS DE EVALUACION		
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="10.67"/>	USD/BL
TASA DESCUENTO	<input type="text" value="10.0"/>	% EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="50.00"/>	USD/BL
CALIDAD & TRANSPORTE	<input type="text" value="5.64"/>	USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="16.3"/>	%
IMPUESTO DE RENTA	<input type="text" value="40"/>	%

Fuente: Autoras con base en “Formato Evaluación Económica de Intervenciones a Pozos Productores de Crudo” de Ecopetrol S. A.

Figura 75 Datos de entrada Evaluación económica pozo DT-109 sistema ESPCP

	FORMATO EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INTERVENCIONES A POZOS PRODUCTORES DE CRUDO		
	EXTRACCIÓN VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-F-011	Elaborado 02/05/2012	Versión: 1

FECHA ACTUAL:	<input type="text" value=""/>	mm/dd/aaaa
DILIGENCIADO POR:	<input type="text" value=""/>	REGISTRO: <input type="text" value=""/>
CAMPO:	<input type="text" value="DINA TERCARIOS"/>	POZO: <input type="text" value="DT109"/>
OBJETIVO:	<input type="text" value="CAMBIO DE SLA A ESPCP"/>	

INFORMACION DEL SERVICIO A POZO			
DURACION	<input type="text" value="4"/>	días	PRESUPUESTO <input type="text" value="325,118"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="01/01/18"/>	mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA <input type="text" value="24"/> Meses

PARAMETROS DE PRODUCCION			
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="104.0"/>	BPPD	DECLINACION HISTORICA <input type="text" value="0.200"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="104.0"/>	BPPD	DECLINACION ESPERADA <input type="text" value="0.200"/> año-1

PARAMETROS DE EVALUACION			
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="10.67"/>	USD/BL	TASA DESCUENTO <input type="text" value="10.0"/> % EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="50.00"/>	USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE <input type="text" value="5.64"/> USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="16.3"/>	%	IMPUESTO DE RENTA <input type="text" value="40"/> %

Fuente: Autoras con base en “Formato Evaluación Económica de Intervenciones a Pozos Productores de Crudo” de Ecopetrol S. A.

Este procedimiento se repitió para los cinco pozos restantes. Los resultados del análisis se muestran en la Figura 76 para el sistema PCP y Figura 77 para sistema ESPCP.

Figura 76 Resultado Evaluación económica pozo DT-109 sistema PCP

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALL	24 meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	Dec-19
VPN	68,404 USD	COSTO DE LA INVERSION	883,798 USD
EFI	0.08	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	22 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		
A LIMITE ECONOMICO	24 meses	CORRESPONDE A LA FECHA	Dec-19
VPN	68,404 USD	EFI	0.08
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	22 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		

Fuente: Autoras con base en “Formato Evaluación Económica de Intervenciones a Pozos Productores de Crudo” de Ecopetrol S. A.

Figura 77 Resultado Evaluación económica pozo DT-109 sistema ESPCP

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALL	24 meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	Dec-19
VPN	608,630 USD	COSTO DE LA INVERSION	343,572 USD
EFI	1.77	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	7 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		
A LIMITE ECONOMICO	24 meses	CORRESPONDE A LA FECHA	Dec-19
VPN	608,630 USD	EFI	1.77
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	7 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		

Fuente: Autoras con base en “Formato Evaluación Económica de Intervenciones a Pozos Productores de Crudo” de Ecopetrol S. A.

Este procedimiento se realizó para los pozos restantes y el resultado se resume en la Tabla 48.

Tabla 46 Resultado Evaluación Económica de Pozos Candidatos.

POZO	SLA	RESULTADO	VPN (USD)	EFICIENCIA (%)	TIEMPO RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (MESES)
DT-103	PCP	No se recomienda	-132,116	-0.71	25
	ESPCP	No se recomienda	-270,183	-0.83	25
DT-090	PCP	No se recomienda	--- ¹⁰	-0.93	25
	ESPCP	No se recomienda	-298,183	-0.92	25
DT-102	PCP	No se recomienda	-182,883	-0.35	25
	ESPCP	Se recomienda	13,646	0.04	23
DT-112	PCP	No se recomienda	-219,097	-0.43	25
	ESPCP	No se recomienda	-32,133	-0.10	25
DT-118	PCP	No se recomienda	-1,040	0	25
	ESPCP	No se recomienda	-10,876	-0.03	25
DT-128	PCP	Se recomienda	60,451	0.13	21
	ESPCP	Se recomienda	196,762	0.61	13
DT-109	PCP	Se recomienda	68,404	0.08	22
	ESPCP	Se recomienda	608,630	1.77	7

Fuente: Autoras

A pesar de que se recomiendan ambos trabajos en el pozo DT-128 y DT-109, el VPN del sistema ES-PCP es mayor en ambos casos, lo que hace a la instalación del sistema ES-PCP más atractiva.

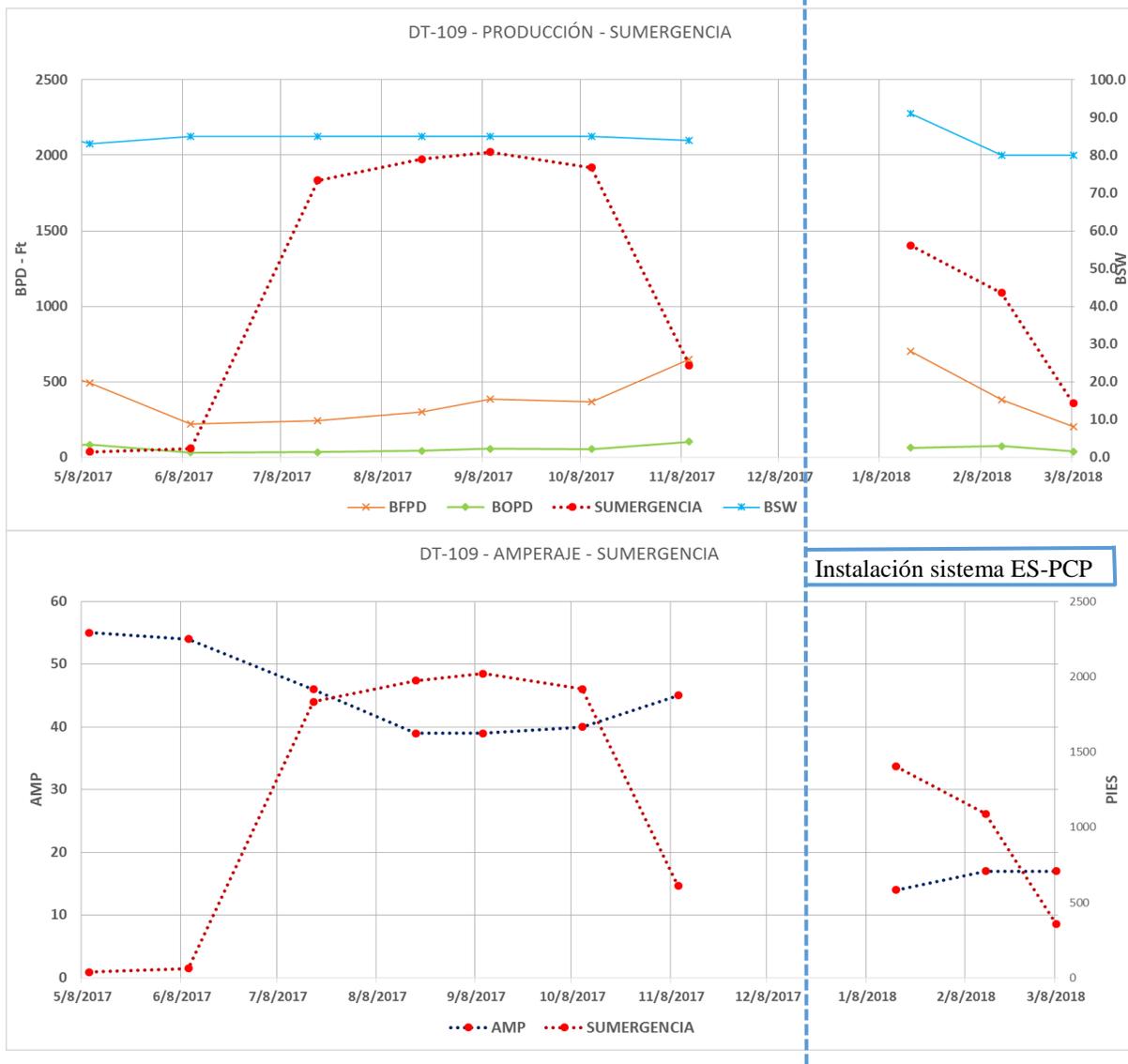
8.3. Evaluación de la Ejecución del Proyecto

La intervención del pozo se llevó a cabo el día 31 de diciembre del 2017. El costo real de ejecución es el 24% más del valor estimado. Luego de la instalación se han realizado tres pruebas de producción y monitoreo de condiciones de operación de los equipos como muestra la Figura 78.

¹⁰ VPN no legible en la tabla de resultados, correspondiente a un valor negativo.

Figura 78 Pruebas de Producción y Monitoreo de Condiciones de Operación Equipo ESPCP

DT-109



Fuente: Frontera Energy Colombia

La línea punteada vertical de color azul representa la fecha de instalación del sistema ESPCP. De acuerdo a esta información se observa que, en el corto periodo de evaluación, el pozo ha presentado sumergencias críticas que son características en este pozo de acuerdo a su historia, que se traducen en una disminución de fluidos totales al compararlas con las pruebas inmediatamente anteriores al servicio (Tabla 50).

Tabla 47 Comparativo de pruebas antes y después del cambio de SLA pozo DT-109

Sistema	Fecha	Amp	BFPD	%BSW	BOPD	RPM	SUMER. (ft)	KPI (Amp/BFPD)
PCP	10-jul-17	54	220	85	33	855	61	0.245
	10-nov-17	45	650	84	104	220	610	0.069
ESPCP	8-mar-18	17	202	80	40	120	359	0.084
	22-mar-19	21.9	185	80	40	110	81	0.118

Fuente: Frontera Energy Colombia. Modificado por Autoras

Sin embargo, es importante notar el cambio en el comportamiento o consumo del amperaje antes y después de la instalación, el cual presenta una disminución considerable.

RECOMENDACIONES

Para asegurar un mayor run life del sistema ESPCP y una correcta inspección de fallas se debe garantizar un buen manejo o movilización de cada componente, desde su despacho en taller, entrega en campo hasta devolución para desensamble e identificación de falla, esto debido a la naturaleza frágil de algunos componentes de los equipos.

Para realizar un análisis más acertado es muy importante contar con fuentes de información confiables, completas y actualizadas, debe incluir todos los detalles: información de los pozos, información de los bancos de prueba, parámetros operacionales tales como torque, intake y presión de descarga, data de producción, estados mecánicos, ventanas operacionales, días de operación, entre otras.

Instalar bombas con mayor desplazamiento para disminuir frecuencia de operación; en ciertos casos y mientras la geometría del pozo lo permita, se recomienda correr una bomba más larga a menores velocidades para producir la misma rata de flujo, de esta forma se tiene un menor número de ciclos, disminuyendo lo velocidad de desgaste. Cambiar los equipos de superficie por unos con mayor potencia en pozos de mayor aporte, esto debido a que las bombas con mayor desplazamiento generan mayores requerimientos de potencia y actualmente es una limitante que restringe el uso de dichas bombas, que pueden mitigar o disminuir la ocurrencia de las fallas por desgaste de tubería y varilla.

Instalar separador de gas para pozos con producción significativa, la cantidad y composición del gas son dos factores que afectan el elastómero de manera negativa reduciendo el run Life de la Bomba.

Asegurar el funcionamiento periódico de los rotadores manuales, actualmente se tienen únicamente este tipo de rotadores y su uso adecuado ayuda a homogenizar el desgaste de la tubería y por tanto una prolongación en la vida del sistema. Realizar una inspección electromagnética de la tubería durante la extracción de la sarta de producción, es de gran importancia sobre todo cuando se va re-instalar la tubería; la inspección visual no basta para dar un diagnóstico del estado y vida útil de los tubos.

Se debe rediseñar la sarta de varillas teniendo en cuenta su operación bajo tensión e inspeccionar visualmente de forma detallada antes de su instalación. Es importante colocar piezas de sacrificio tales como guías de varilla en los puntos críticos donde se presenta mayor desgaste por fricción, al tener dichas guías menor dureza que la tubería, se desgastan antes de un evento catastrófico de ruptura de varilla o tubería. La verificación del enderezamiento de la varilla continua antes de ser bajada al pozo también es importante debido a que se moviliza y se almacena en carretes, adicionalmente se puede confirmar la verticalidad de la misma durante su extracción. Para disminuir la desconexión de varilla se recomienda prolongar el tiempo de arranque post-parada en los pozos y evitar que ocurra mientras aún queda efecto de back spin esperado de un sistema PCP. Otra alternativa es el arranque del pozo por parte del operador y no automáticamente. Verificar procedimiento de aplicación del torque en la varilla, es importante que se realice con la herramienta adecuada y la cantidad de torque exacta, para evitar fallas en las conexiones y roscas.

La implementación de equipos y /o accesorios mejoran el rendimiento porque ayudan a retrasar las fallas por desgaste varilla-tubería del pozo. Estos accesorios son los blast joints intercalados con la tubería que retrasan el desgaste de la tubería al aumentar el espesor en las zonas sometidas a mayores cargas de contacto; los rotadores de tubería y swivel que homogenizan el desgaste; los centralizadores y guías en la sarta de varilla convencional que distribuyen las cargas de contacto en varias ubicaciones en lugar de solo en los acoples de varilla; instalación de varilla continua y tubería continua revestida de *shurf flo moore* que reducen las cargas de contacto; instalación de bombas con menor ajuste rotor estator que reducen el torque de fricción entre los mismos;

Considerar la profundidad de asentamiento de la bomba; el beneficio de ganar sumergencia al sentar la bomba debajo de los perforados en contraposición al daño que podría ocasionar en la bomba el arenamiento del pozo (rat hole) y la inminente entrada de arena a la bomba; además del sobrecalentamiento que se tiene en el motor de tenerse un sistema ESPCP, al estar bajo perforados no se tendría la refrigeración adecuada a no ser que se instale una camisa en conjunto, lo que a su vez aumenta el Diámetro externo del BHA, lo que genera mayores restricciones dependiendo del revestimiento que se tenga.

CONCLUSIONES

Las causas de las fallas en los pozos con mayor índice de severidad van desde los errores en la selección de bombas y elastómeros por la incompatibilidad de fluidos, una inspección pobre de los equipos antes de su instalación y puesta en marcha haciendo que fallen prematuramente, hasta el desgaste por la acción combinada de fricción y corrosión entre varilla y tubería provocando su ruptura.

No se puede estudiar o descartar la efectividad de los rotadores de tubería debido a que en la mayoría de corridas en las que se instaló este accesorio, no se usó.

Se pudo observar que las corridas que tienen instalado separador de gas y que presentan una alta producción del mismo tuvieron un run life significativamente mayor.

Se identificó que el elastómero es un componente que falla repetitivamente en ciertos pozos y la ausencia de estudios de compatibilidad más detallados afectan en la óptima selección del elastómero más adecuado según las condiciones de los fluidos con los que interactúa, tales como los fluidos de producción (crudo, gas y agua), tratamientos orgánicos e inorgánicos y sólidos en suspensión.

Se percibió que al contar con información más detallada se pueden obtener resultados más cercanos a la realidad y, por ende, tomar decisiones de inversión con menor riesgo e incertidumbre.

Se reconoce la importancia de la evaluación económica en la planeación del proyecto, no es suficiente pasar la evaluación técnica y determinar que es el sistema más adecuado (ESPCP) si el pozo no tiene la producción necesaria para recuperar la inversión y hacer viable el cambio de SLA.

Las fallas son reportadas como un evento en el que hubo paro de producción debido a un componente fallado; sin embargo, es importante discriminar aquellas que comprometieron la integridad del equipo de fondo y aquellas que no; esto debido a que muchas veces solo se hacen servicios de varilleo y la bomba instalada anteriormente no se cambia, acumulando el Run life del mismo. Esta manera de reportar el run life distorsiona el rendimiento de los equipos y puede afectar los análisis posteriores de equipos en los pozos.

Se encontró que muchas fallas están asociadas directamente a errores en la inspección y verificación del estado de los equipos antes su instalación. Éste un factor clave para evitar las fallas prematuras del sistema.

El correcto análisis de las variables operacionales como los niveles de sumergencia a las velocidades de operación de la misma, profundidad de sentamiento de la bomba y su posición con respecto a perforados, es determinante en la simulación de la instalación de los equipos y su óptimo funcionamiento.

Al comparar las pruebas a similares condiciones con el sistema PCP y el nuevo sistema implementado ESPCP en el pozo DT-109, se concluye que desde el punto de vista de intensidad de corriente eléctrica se presenta un ahorro de energía del 51%. Sin embargo, el KPI de consumo por barril de fluido levantado no disminuye con la instalación del sistema como se esperaba.

Se evidencia que cuando se hace un cambio de PCP a un sistema con motor de fondo hay que tener en cuenta la pérdida de sumergencia inherente a la elevación de la posición del equipo para quedar por encima de perforados, esto para tener una buena refrigeración del motor, y como ésta pérdida limita el potencial de extracción de fluidos del pozo, que es lo que está ocurriendo con el piloto de ESPCP.

Referencias

- Evolution Oil Tools Inc. (n.d.). *CTR Tubing Rotator*. Retrieved from Near maintenance-free production tubing life extension:
<https://eotools.com/index.php/component/virtuemart/15/1/artificial-lift/ctr-tubing-rotator-detail.html>
- National Oilwell Varco. (2014). *RODEC Tubing Rotator Solutions*. Retrieved from <https://www.nov.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=13077>
- Abdullah, F., Ajeel, A., Bafakyh, A. S., Lehman, M., & Delaville, M. (2016). Deployment of a Multiphase Progressive Cavity Pump Coupled with a Submersible Permanent Magnet Motor. *SPE-184207 MS Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition* (p. 5). Manama, Kingdom of Bahrain: Society of Petroleum Engineers.
- American Institute of Nondestructive Testing. (n.d.). *What is NDT?* Retrieved from [trainingndt.com](https://www.trainingndt.com): <https://www.trainingndt.com/what-is-ndt/what-is-ndt>
- Barón Valderrama, M. A., & Pérez Correa, J. E. (2012). *Selección de los sistemas de levantamiento artificial para el campo Río Zulia*. Bogotá D. C.: Fundación Universidad de América.
- Centrilift, B. H. (2009). *Submersible Pump Handbook- Ninth Edition*. Claremore Oklahoma: Baker Huges.
- CFER Technologies. (2016). *PCP Systems*. Retrieved from [pcp-pump.com](http://www.pcp-pump.com): <http://www.pcp-pump.com/pcp-systems>
- Coimbra, L. (n.d.). *Clasificación de Tuberías*. Retrieved from [academia.edu](http://www.academia.edu): http://www.academia.edu/22848246/Clasificaci%C3%B3n_de_tuber%C3%ADas
- Correa, S., Pertuz, G., Cuellar, H., Moreno, L. F., Salazar, J. I., & Romero, J. (2013). Successful PCP Applications in High Deviated Wells: Breaking Away the Paradigm of PCP Only for Vertical or Low Deviated Wells in Colombia. *SPE 165053- Artificial Lift Conference- Americas* (pp. 2-4). Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers.
- Díaz R., V. H. (2016, Mayo 23). *Curso Automatización y Optimización de Sistemas de Producción: Bombeo por Cavidades Progresivas*. Retrieved from Victorhugodiaz.com:

https://victorhugodiaz.com/_files/200000003-b5cf0b6cda/FIPP%20-%20Curso%20de%20Bombeo%20por%20Cavidades%20Progresivas%20v1.pdf

Dunn Clegg, J., & Lake, L. W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook. Production Operations Engineering*. Estados Unidos de América: Society of Petroleum Engineers.

Ecopetrol S. A. (2014). *Plan de desarrollo campo dina terciaros*.

Evolution Oil Tools Inc. (2011, Junio). *Artificial Lift Systems*. Retrieved from eotools.com: <http://eotools.com/products/Evolution%20Artificial%20Lift%20Systems.pdf>

Evolution Oil Tools Inc. (2011, Junio). *Completion Tools Catalogue*. Retrieved from eotools.com: http://eotools.com/pdfs/39/Anchor%20Catchers%20-%20SB-2,%20SC-1_18-Oct-11.pdf

GE Oil&Gas; GreenCo. (2014). *Progressing Cavity Pump Technology that Improves Well Performance*. Retrieved from Geoilandgas.com: <https://www.geoilandgas.com/sites/geog/files/grenco-processing-cavity-pump-pcp-brochure.pdf>

Gill, E., Chamorro, A., & IHS Inc. (2009, Junio). *Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros*. Retrieved from OilProduction.Net: <http://oilproduction.net/files/Aumento%20de%20produccion%20en%20campos%20maduros.pdf>

Hengshui Haiwang- Oil Thermal Recovery Equipment. (2014). *Sucker Rod Couplings for Sucker Rod and Polished Rod*. Retrieved from sucker-rod.com: <http://www.sucker-rod.com/suckerrod/sucker-rod-couplings.html>

Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas Volumen I*. Retrieved from OilProduction.net: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Kefford, P., Gaurav, M., & Integrated Production Technologies Limited. (2016). Well Performance Calculations for Artificial Lift Screening. *SPE-181344-MS Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. 3-8). Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineering.

Leste Aihvba Caim India Limited, Agarwal, S., Panigrahi, N., Ranjan, A., Nekkanti, S. K., Bohra, A., . . . Agarwal, V. (2016). *Advances in Completion Design to Improve Bhagyam PCP*

- Run Life. *SPE 184224 MS- Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition* (p. 4). Manama, Kingdom of Bahrain: Society of Petroleum Engineers.
- López Uribe, J. E., Chaustre Ruiz, A. J., & Ayala Marín, C. A. (2014). Producing Extra Heavy Oil From Llanos Basin, Colombia, Through Progressive Cavity Pumps and Electric Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field. *SPE 171041- MS Heavy and Extra Heavy Oil Conference- Latin America* (p. 5). Medellín, Colombia: Society of Petroleum Engineers.
- Mallina, B. (2009). *ESPCP. Ingeniería de Aplicaciones* . Colombia: Baker Hughes.
- Mills, R., Gaymard, R., & Kudu Industries Inc. (1996). New Applications for Wellbore Progressing Cavity Pumps. *SPE 35541-International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico* (p. 3). Mexico: Society of Petroleum Engineers.
- Molano Trujillo , M., Sánchez, A., Hernandez , N. M., & Rengifo , D. (2015). *Análisis Causa Raíz de Eventos en el Pozo DT-102*. Neiva: Ecopetrol S. A.
- Monroy, M., Gutierrez, J., Prada, J., Martín, J. L., Rubiano, E., Labrador, S., . . . Occidental de Colombia Inc. (2015, Mayo 27-28). Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in La Cira Infantas Field. *SPE 173950 MS- Artificial Lift Conference- Latin America and Caribbean* (p. 2). Salvador, Bahia Brazil: Society of Petroleum Engineers.
- Montiveros, M., Pluspetrol S.A., Echavarría, L., Briozzo, M., & Weatherford. (2013). PCP Sand Handling Technologies. *SPE-165669 Progressive Cavity Pumps Conference* (pp. 4-5). Calgary, Alberta, Canadá: Society of Petroleum Engineering.
- National Oilwell Varco. (2015). *Progressing Cavity Pump Systems*. Retrieved from nov.com: http://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Process_and_Flow_Technologies/Artificial_Lift/Progressing_Cavity_Pump_Systems/Progressing_Cavity_Pump_Systems.aspx
- National Oilwell Varco. (2018). *Insertable PC Pump System*. Retrieved from nov.com: https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Process_and_Flow_Technologies/Artificial_Lift_Solutions/Progressing_Cavity_Pump_Systems/Pumps/Insertable_PC_Pump_System/Insertable_PC_Pump_System.aspx

- Netzsch . (n.d.). PCP Product Overview Netzsch ST Model.
- Oglesbly, K. D., Arellano, J. L., & Scheer, G. (2003). Fourteen Years of Progressing Cavity Pumps in a Southern Oklahoma Waterflood. *SPE 80919 - Production and Operations Symposium* (p. 3). Oklahoma U.S.A.: Society of Petroleum Engineers.
- PCM. (2015, Diciembre). *Artificial Lift Solutions: Progressing Cavity Pumps Solutions*. Retrieved from OilProduction.net: http://oilproduction.net/files/pcm_artificial_lift_brochure.pdf
- PDVSA. (1992, Junio). *Manual de Ingenieria de Diseño: Materiales de Tubería. Volumen 13-1*. Retrieved from Scribd: <https://es.scribd.com/doc/211170829/PDVSA-H-221-Materiales-Para-Tuberias>
- Pemex, A. V. (2015, junio 1). *Metodología de Análisis Causa Raíz*. Retrieved from http://aprendizajevirtual.pemex.com/nuevo/guias_pdf/Guia_SCO_Analisis_Causa_Raiz.pdf
- Rigoberto Moix Muntó. (2014). *EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS PETROLEROS* (Vol. Primera edición). BOGOTÁ: HIPERGRAPH.
- Rubiano, E., Martín, J. L., Prada, J., Monroy, M., Labrador, L., Celis, J., . . . Ecopetrol S. A. (2015). Run life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. *SPE 173913 MS - Artificial Lift Conference- Latin America and Caribbean* (p. 12). Slavador, Bahia, Brazil: Society of Petroleum Engineers.
- Saveth, K. (2008, Agosto 1). *Geeneral Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps*. Retrieved from <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/pcp-bombas-de-cavidades-progresivas2/item/1724-general-guidelines-for-failure-analysis-of-downhole-progressing-cavity-pumps>
- Saveth, K., & Borets. (2014). PMM-PCP Field Trials Using a New Generation Permanent Magnet Motor Technology. *SPE- 171349-MS Artificial Lift Conference & Exhibition North America* (p. 4). Houston, Texas, USA.: Society of Petroleum Engineers.
- Saveth, K., Sagalovsky, A., & Borets. (2013). Case Histories of Running Progressing Cavity Pumps with Submersible Permanent Magnet Motors. *SPE-165654 Progressing Cavity Pumps Conference* (pp. 1-4). Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers.

- Schlumberger. (2016). *KUDU Sucker Rod Centralizer*. Retrieved from slb.com/pcp: https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/PCPs/kudu-sucker-rod-centralizer-ps.pdf
- Schlumberger, & Moon, T. (2016). *The Defining Series: Progressing Cavity Pumps*. Retrieved from Oilfield Review: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-PCP.pdf?la=en&hash=8BD37AAE3A81DAB5ED336E6CA380CF445023F3F0
- Seczon, L., & Sagalovskiy, A. (2013). Field Experience with the Application and Operation of Permanent Magnet Motors in the ESP Industry: Success Stories and Lessons Learned. *SPE-165030 Artificial Lift Conference- Americas* (pp. 1-2). Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers.
- Solórzano Belandria, C. A. (2010). *Estudio de Compatibilidad de Elastómeros Empleados en Bombas de Cavidades Progresivas con Crudo*. Sartenejas, Caracas, Venezuela.: Universidad Simón Bolívar.
- Weatherford. (2006). *Progressive Cavity Pumping Systems*. Retrieved from University of Houston SPE Student Chapter: <http://uhspe.org/wp-content/uploads/2014/11/Weatherford-Artificial-Lifts-Progressing-Cavity-Pumping-Systems.pdf>
- Weatherford. (2014). *COROD Continuous Rod and Well Services*. Retrieved from Weatherford.com: <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/production-optimization/corod-continuous-rod-and-well-services/>
- Weatherford, SPE, & Dunn, L. (2015, Marzo 9). *Progressive Cavity Pumping Systems Overview with a Focus on Coal Seam Gas Applications*. Retrieved from SPE: <https://www.spe-qld.org/useruploads/files/pcpspeaustraliafinalv1.pdf>
- Zhongxian, H., Peng, H., Shijia, Z., Lixin, Z., PetroChina, RIPED, . . . Jilin Oil Field Company. (2016). Field Trial analyzing of Rodless PCP Technology: Problems, Improvements and Results. *SPE 182251-MS Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition* (p. 3). Perth, Australia: Society of Petroleum Engineers.