

**PROPUESTA TÉCNICA PARA LA MITIGACIÓN DEL ÍNDICE DE SEVERIDAD EN LOS POZOS DE
MAYOR NÚMERO DE FALLAS REPETITIVAS EN EL CAMPO YARIGUÍ - CANTAGALLO.**

**CAMILA ANDREA ROMERO SIERRA
MAYERLY DURÁN CAMARGO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

**PROPUESTA TÉCNICA PARA LA MITIGACIÓN DEL ÍNDICE DE SEVERIDAD EN LOS POZOS DE
MAYOR NÚMERO DE FALLAS REPETITIVAS EN EL CAMPO YARIGUÍ - CANTAGALLO.**

**CAMILA ANDREA ROMERO SIERRA
MAYERLY DURÁN CAMARGO**

**Trabajo de grado para optar el título
de Ingeniera de Petróleos**

**Director
Edison Odilio García Navas
Magíster en Ingeniería de Petróleos**

**Codirector
Gerson Eduardo Caballero López
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

DEDICATORIA

A Dios por guiarme en cada decisión tomada, por todas las bendiciones recibidas y por permitirme cumplir esta meta.

A mi familia amada, mi madre Yolanda Sierra Pineda, mi padre John Alberto Romero Cortés y mi hermano Gerardo Adolfo Romero Sierra, ellos son mi vida entera, mi motivación para ser mejor cada día tanto personal como profesionalmente, a ellos inmensas gracias por estar siempre apoyándome en los proyectos que emprendo, por formarme con tanto amor y por brindarme las oportunidades que me han hecho la persona que soy en el presente.

A toda mi familia, a mis abuelos, mis tías, tíos, primas y primos, por estar siempre en los acontecimientos importantes de mi vida.

A mí querido novio Christopher Moreno por esa relación tan hermosa a pesar de la distancia y el tiempo que esperamos para estar juntos de nuevo, por su amor, apoyo y comprensión.

A mi gran amiga Mayerly Durán Camargo, mi compañera de aventuras, la persona con la que compartí no solo la mayor parte de esta etapa de universidad sino también viajes, películas, fiestas y muchos momentos agradables.

A mis amigos y compañeros de universidad, por cada experiencia vivida en esta etapa que me ayudó a formarme como una persona íntegra.

Al Campo Yariguí-Cantagallo, por ser mi hogar durante 6 meses durante la práctica industrial en los que aprendí y crecí tanto personal como profesionalmente.

Camila Andrea Romero Sierra

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado ofrecen sus agradecimientos:

A nuestro director Edison Odilio García Navas por su constante apoyo con el desarrollo de este trabajo de investigación y sus valiosas recomendaciones.

A nuestro codirector Gerson Eduardo Caballero López, por su guía y orientación para poder llevar a cabo este trabajo de investigación, gracias por su disposición para aclarar dudas y por brindarnos la información necesaria.

A los ingenieros de control de producción del campo Yariguí-Cantagallo, Luis Ernesto Marín, Fabio Enrique Argüello, Yudy Gonzáles, Fredy Durán, Edward Guevara, por su colaboración y amabilidad durante la visita al Campo Yariguí-Cantagallo.

A todas las personas que de una u otra manera contribuyeron a la realización de este trabajo de investigación.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	19
1.1 BOMBEO MECÁNICO	19
1.1.1. Principio de funcionamiento.....	19
1.1.2. Componentes de superficie	20
1.1.2.1. Motor	20
1.1.2.2. Unidad de bombeo	21
1.1.2.3. Sistema reductor de velocidades	21
1.1.2.4. Sistema de articulación.....	21
1.1.2.5. Sistema de contrapesos	21
1.1.2.6. Barra pulida.....	22
1.1.2.7. Prensa estopa.....	22
1.1.2.8. Clasificación de las unidades de bombeo	22
1.1.2.9. Nomenclatura de las unidades de bombeo	25
1.1.3. Componentes de subsuelo.....	26
1.1.3.1. Bomba de subsuelo	26
1.1.3.2. Sarta de varillas	32
1.1.3.3. Ancla de gas	34
1.1.3.4. Tubería de producción.....	34
1.1.4. Mecanismos de falla	34
1.1.4.1. Fallas en las varillas.....	35
1.1.4.2. Fallas en la bomba de fondo	41
1.1.4.3. Fallas en la tubería de producción.....	46
1.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	50
1.2.1. Principio de funcionamiento.....	50
1.2.2. Componentes de superficie	51
1.2.2.1. Fuentes de energía	51
1.2.2.2. Cabezal de pozo.....	51
1.2.2.3. Transformador	51
1.2.2.4. Variador	52
1.2.2.5. Caja de venteo.....	52
1.2.3. Componentes de subsuelo.....	52
1.2.3.1. Sensor	52
1.2.3.2. Motor	54
1.2.3.3. Cable de potencia	54
1.2.3.4. Cable de extensión del motor	56
1.2.3.5. Protector o Sello.....	56
1.2.3.6. Intake/Separador de gas.....	58

1.2.3.7. Bomba.....	59
1.2.4. Mecanismo de falla.....	65
1.2.4.1 Fallas en bomba.....	65
1.2.4.2 Fallas en intake.....	67
1.2.4.3 Fallas en separador de gas.....	68
1.2.4.4 Fallas en sellos.....	68
1.2.4.5 Fallas en motor.....	69
1.2.4.6 Fallas en cable.....	70
<u>2 CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO</u>	<u>71</u>
2.1. HISTORIA DEL CAMPO.....	72
2.2 GEOLOGÍA ESTRATIGRÁFICA	75
2.3 DATOS GENERALES	77
<u>3 ESTADÍSTICA DE FALLA EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO PERÍODO 2014-2016.....</u>	<u>79</u>
3.1. CONCEPTO DE FALLA EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.....	79
3.2 CLASIFICACIÓN DE FALLA EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	80
3.3 LÍMITES DE ESTUDIO DE FALLA.....	81
3.3.1. Sistema de bombeo mecánico	81
3.3.2. Sistema de bombeo electro sumergible	82
3.4. CATEGORÍAS Y DESCRIPTORES DE FALLA.....	83
3.5. CAUSA GENERAL DE FALLA.....	84
3.6. GESTIÓN DE ANÁLISIS DE FALLAS	87
3.7. COMPONENTE FALLADO Y CAUSA DE FALLA PERÍODO 2014-2016.....	87
3.7.1 Componentes del sistema de bombeo mecánico	89
3.7.1.1. Componente fallado y causa de falla período 2014-2016	89
3.7.2. Componentes del sistema de bombeo electro sumergible	91
3.7.2.1. Componente fallado y causa de falla período 2014-2016	92
<u>4 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CRÍTICOS</u>	<u>94</u>
4.1. ÍNDICE DE SEVERIDAD	94
4.2 ÍNDICE DE SEVERIDAD DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO 2014-2016	94
4.3 POZOS CRÍTICOS	95
4.3.1. Selección de pozos críticos.....	95
4.3.1.1. Pozos críticos del sistema de bombeo mecánico	96
4.3.1.2. Pozos críticos del sistema de bombeo electro sumergible	100

<u>5 ALTERNATIVAS TÉCNICAS DE SOLUCIÓN.....</u>	<u>103</u>
5.1. BOMBEO MECÁNICO	103
5.1.1. Pozo 1	103
5.1.2. Pozo 2	114
5.1.3. Pozo 3	120
5.1.4. Pozo 4	126
5.1.5. Pozo 5	134
5.1.6. Pozo 6	142
5.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	151
5.2.1. Pozo 7	151
5.2.2. Pozo 8	155
5.2.3 Pozo 9	159
5.2.4. Pozo 10.....	163
<u>6 CONCLUSIONES.....</u>	<u>170</u>
<u>7 RECOMENDACIONES.....</u>	<u>171</u>
<u>ANEXOS</u>	<u>174</u>

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. UNIDAD CONVENCIONAL CLASE I.	23
FIGURA 2. UNIDAD BALANCEADA POR AIRE CLASE III.	24
FIGURA 3. UNIDAD MARK II CLASE III.	25
FIGURA 4. FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE SUBSUELO.	28
FIGURA 5. COMPONENTES DE SUBSUELO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.	53
FIGURA 6. CABLE PLANO TIPO HTF3 CON TUBO CAPILAR PARA BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES.	55
FIGURA 7. PROTECTORES O SELLOS.	58
FIGURA 8. BOMBA CENTRIFUGA, IMPULSOR Y DIFUSOR.	60
FIGURA 9. FLUJO RADIAL Y MIXTO EN BOMBAS CENTRÍFUGAS.	61
FIGURA 10. CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE.	63
FIGURA 11. LOCALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO.	71
FIGURA 12. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO.	75
FIGURA 13. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO.	78
FIGURA 14. DIAGRAMA DE DECISIÓN DE OCURRENCIA DE FALLA DE SISTEMAS DE EXTRACCIÓN.	80
FIGURA 15. LÍMITES DE ESTUDIO BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.	82
FIGURA 16. DIAGRAMA DE FLUJO DE GESTIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE EXTRACCIÓN.	88
FIGURA 17. COMPONENTES FALLADOS EN EL SISTEMA BM AÑOS 2014 AL 2016.	90
FIGURA 18. CAUSA DE FALLA EN EL SISTEMA BM AÑOS 2014 AL 2016.	91
FIGURA 19. COMPONENTES FALLADOS EN EL SISTEMA BES AÑOS 2014 AL 2016.	93
FIGURA 20. CAUSA DE FALLA EN EL SISTEMA BES AÑOS 2014 AL 2016.	93
FIGURA 21. ÍNDICE DE SEVERIDAD DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO PERÍODO 2014-2016.	95
FIGURA 22. CARGAS DE VARILLAS ANTES Y DESPUÉS DEL 8 DE AGOSTO 2014 PARA EL POZO 1.	107
FIGURA 23. CARGAS DE VARILLAS ANTES Y DESPUÉS DEL 18 DE FEBRERO 2015 PARA EL POZO 1.	108
FIGURA 24. ANÁLISIS DE FALLA DE VARILLA PARTIDA PARA EL POZO 1.	109
FIGURA 25. CARGAS DE VARILLAS ANTES Y DESPUÉS DEL 10 DE MAYO 2016 PARA EL POZO 1.	110
FIGURA 26. REGISTRO DE LA DESVIACIÓN Y DOGLEG DEL POZO 1.	111
FIGURA 27. VARIACIÓN DE LOS NIVELES DE SUMERGENCIA DEL POZO 2.	117
FIGURA 28. REGISTRO DE LA DESVIACIÓN Y DOGLEG DEL POZO 2.	118
FIGURA 29. DISTRIBUCIÓN DE CARGAS EN LAS VARILLAS 17 OCTUBRE DE 2014 POZO 3.	123
FIGURA 30. CARGAS DE VARILLAS ANTES Y DESPUÉS DEL 26 DE MAYO 2016 PARA EL POZO 3.	125
FIGURA 31. CARGAS DE VARILLAS ANTES Y DESPUÉS DEL 20 DE JULIO DEL 2015 PARA EL POZO 4.	129
FIGURA 32. CARGAS DE VARILLAS ANTES Y DESPUÉS DEL 28 DE ENERO DEL 2016 PARA EL POZO 4.	130
FIGURA 33. RESTOS DE CENTRALIZADORES ENCONTRADOS EN LAS VÁLVULAS DEL POZO 4.	131
FIGURA 34. CARGAS DE VARILLAS AL 2 DE MARZO DEL 2016 PARA EL POZO 4.	131
FIGURA 35. REGISTROS DE DESVIACIÓN Y DOGLEG DEL POZO 4.	132
FIGURA 36. DINAGRAMA 13 DE ENERO 2016 PARA EL POZO 5.	138
FIGURA 37. DINAGRAMA 23 DE MAYO DE 2016 POZO 5.	139
FIGURA 38. REGISTROS DE LA DESVIACIÓN Y DOGLEG DEL POZO 5.	140
FIGURA 39. DISTRIBUCIÓN DE CARGAS EN LAS VARILLAS ANTES Y DESPUÉS DE LA FALLA.	142
FIGURA 40. CARGAS DE VARILLAS ANTES Y DESPUÉS DEL 7 DE OCTUBRE 2014 PARA EL POZO 6.	146
FIGURA 41. CARTAS DINAGRÁFICAS ANTES Y DESPUÉS DEL 7 DE OCTUBRE 2014 PARA EL POZO 6.	147
FIGURA 42. CARTAS DINAGRÁFICAS ANTES Y DESPUÉS DEL 4 DE ABRIL 2015 PARA EL POZO 6.	148
FIGURA 43. DISTRIBUCIÓN DE CARGAS EN LAS VARILLAS ANTES Y DESPUÉS DEL CAMBIO DE SARTA.	149
FIGURA 44. CARTAS DINAGRÁFICAS ANTES Y DESPUÉS DEL 5 DE JULIO 2016 PARA EL POZO 6.	149

FIGURA 45. CARTA DINAGRÁFICA DE 30 DE DICIEMBRE DE 2016.....	150
FIGURA 46. VARIACIÓN DE LOS NIVELES DE SUMERGENCIA DEL POZO 7.	154
FIGURA 47. CONDICIONES OPERACIONALES BES DEL POZO 7.....	155
FIGURA 48. CONDICIONES OPERACIONALES BES DEL POZO 8.....	159
FIGURA 49. CONDICIONES OPERACIONALES BES DEL POZO 9.....	163
FIGURA 50. DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS CON Y SIN TRATAMIENTO QUÍMICO.	167
FIGURA 51. CONDICIONES OPERACIONALES BES DEL POZO 10.....	169

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. ESPECIFICACIONES DE UNA UNIDAD DE BOMBEO.	26
TABLA 2. NOMENCLATURA API PARA LAS BOMBAS DE SUBSUELO.	31
TABLA 3. CLASES DE VARILLAS API.	33
TABLA 4. FALLAS EN EL UPSET DE LAS VARILLAS DE BOMBEO.	38
TABLA 5. FALLAS EN EL CUERPO DE LAS VARILLAS DE BOMBEO.	39
TABLA 6. FALLAS EN EL PIN DE LAS VARILLAS DE BOMBEO.	40
TABLA 7. FALLAS EN EL ACOPLA DE LAS VARILLAS DE BOMBEO.	41
TABLA 8. FALLAS EN LA VARILLA DE VÁLVULA DE LA BOMBA DE SUBSUELO.	42
TABLA 9. FALLAS EN EL BARRIL DE LA BOMBA DE SUBSUELO.	43
TABLA 10. FALLAS EN EL PISTÓN DE LA BOMBA DE SUBSUELO.	44
TABLA 11. FALLAS EN EL ANCLAJE DE LA BOMBA DE SUBSUELO.	44
TABLA 12. FALLAS EN EL CONJUNTO DE VÁLVULAS DE LA BOMBA DE SUBSUELO.	45
TABLA 13. FALLAS EN LA PARTE SUPERIOR DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	47
TABLA 14. FALLAS EN LA PARTE INFERIOR DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	48
TABLA 15. FALLAS EN LA JUNTA DE FONDO.	49
TABLA 16. NOMENCLATURA DE LAS BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES.	64
TABLA 17. FALLAS DE LOS COMPONENTES DE LA BOMBA.	65
TABLA 18. FALLAS QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN LAS BOMBAS.	66
TABLA 19. FALLAS EN EL INTAKE.	67
TABLA 20. FALLAS EN EL SEPARADOR DE GAS.	68
TABLA 21. FALLAS EN LOS SELLOS.	68
TABLA 22. FALLAS EN LOS COMPONENTES DEL MOTOR.	69
TABLA 23. FALLAS EN EL CABLE.	70
TABLA 24. DATOS GENERALES DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO.	77
TABLA 25. CATEGORÍAS Y DESCRIPTORES DE FALLA.	83
TABLA 26. CAUSAS DE FALLA GENERAL Y ESPECIFICA PARA LOS SISTEMAS DE EXTRACCIÓN.	85
TABLA 27. COMPONENTES Y SUBCOMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.	89
TABLA 28. COMPONENTES Y SUBCOMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.	92
TABLA 29. POZOS CRÍTICOS DE BM Y BES EN EL 2014.	96
TABLA 30. POZOS CRÍTICOS DE BM Y BES EN EL 2015.	96
TABLA 31. POZOS CRÍTICOS DE BM EN EL 2016.	96
TABLA 32. DATOS GENERALES DEL POZO 1.	104
TABLA 33. INTERVENCIONES POZO 1 DEL 2014 AL 2016.	105
TABLA 34. SCREENING PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA ESPCP PARA EL POZO 1.	112
TABLA 35. CONSUMO DE ENERGÍA ANTES Y DESPUÉS DE LA CONVERSIÓN DE SISTEMA EN EL POZO X.	113
TABLA 36. DATOS GENERALES DEL POZO 2.	114
TABLA 37. INTERVENCIONES POZO 2 DEL 2014 AL 2016.	115
TABLA 38. SCREENING PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA BES PARA EL POZO 2.	119
TABLA 39. DATOS GENERALES DEL POZO 3.	121
TABLA 40. INTERVENCIONES POZO 3 DEL 2014 AL 2016.	122
TABLA 41. DATOS GENERALES DEL POZO 4.	126
TABLA 42. INTERVENCIONES POZO 4 DEL 2014 AL 2016.	127
TABLA 43. SCREENING PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA ESPCP PARA EL POZO 4.	133
TABLA 44. DATOS GENERALES DEL POZO 5.	135

TABLA 45. INTERVENCIONES POZO 5 DEL 2014 AL 2016.	136
TABLA 46. DATOS GENERALES DEL POZO 6.....	142
TABLA 47. INTERVENCIONES POZO 6 DEL 2014 AL 2016.	143
TABLA 48. DATOS GENERALES DEL POZO 7.....	151
TABLA 49. INTERVENCIONES POZO 7 DEL 2014 AL 2016.	152
TABLA 50. DATOS GENERALES DEL POZO 8.....	156
TABLA 51. INTERVENCIONES POZO 8 DEL 2014 AL 2016.	157
TABLA 52. DATOS GENERALES DEL POZO 9.....	160
TABLA 53. INTERVENCIONES POZO 9 DEL 2014 AL 2016.	161
TABLA 54. DATOS GENERALES DEL POZO 10.....	164
TABLA 55. INTERVENCIONES POZO 10 DEL 2014 AL 2016.	165

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 1	174
ANEXO B. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 2.....	175
ANEXO C. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 3.....	176
ANEXO D. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 4.	177
ANEXO E. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 5.....	178
ANEXO F. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 6.....	179
ANEXO G. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 7.	180
ANEXO H. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 8.	181
ANEXO I. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 9.....	182
ANEXO J. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 10.	183
ANEXO K. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 1	184
ANEXO L. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 2.....	184
ANEXO M. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 2.	184
ANEXO N. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 3.	185
ANEXO O. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 4.	185
ANEXO P. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 5.	185
ANEXO Q. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 6.....	186
ANEXO R. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 7.	186
ANEXO S. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 7.....	186
ANEXO T. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 8.....	187
ANEXO U. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 9.	187
ANEXO V. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO 10.	187

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA TÉCNICA PARA LA MITIGACIÓN DEL ÍNDICE DE SEVERIDAD EN LOS POZOS DE MAYOR NÚMERO DE FALLAS REPETITIVAS EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO*

AUTORES: CAMILA ANDREA ROMERO SIERRA
MAYERLY DURÁN CAMARGO**

PALABRAS CLAVES: SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, MECANISMO DE FALLA, INDICE DE SEVERIDAD, POZO CRITICO

DESCRIPCIÓN:

La implementación de los sistemas de levantamiento artificial se hace necesaria a la hora de producir pozos con baja presión de yacimiento o cuando se requiere aumentar o mantener una tasa deseada de producción del pozo. Sin embargo, una vez que se ha diseñado e instalado el sistema de extracción, este es susceptible a presentar fallas en su funcionamiento debido a ciertos factores relacionados con las condiciones propias del sistema, las condiciones impuestas por el pozo y factores externos al sistema de levantamiento.

La generación de estas fallas se traduce en incrementos en costos por actividades de intervención y restauración del sistema. Esto también implica pérdidas de producción debido a los barriles que se dejan de producir durante la inactividad del pozo. Por consiguiente, el presente trabajo de investigación está enfocado en identificar los pozos con fallas repetitivas del campo Yariguí-Cantagallo con base en la definición de índice de severidad, para así establecer la causa principal de falla y las posibles alternativas técnicas de solución para mitigar el índice de severidad del campo en el periodo de estudios del 2014 al 2016. Las propuestas técnicas que se presentan en el trabajo de investigación están basadas en una ardua revisión bibliográfica, análisis de las condiciones operativas de los sistemas de bombeo mecánico y bombeo electro sumergible, revisión de los reportes de intervención de los pozos y de la consulta a ingenieros del campo Yariguí-Cantagallo.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odilio García Navas. Ing. de Petróleos, M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL PROPOSAL FOR THE MITIGATION OF THE SEVERITY INDEX IN THE WELLS OF THE HIGHER NUMBER OF REPETITIVE FAILURES IN THE YARIGUÍ-CANTAGALLO FIELD*

AUTHORS: CAMILA ANDREA ROMERO SIERRA
MAYERLY DURÁN CAMARGO**

KEYWORDS: ARTIFICIAL LIFTING SYSTEMS, FAILURE MECHANISM, SEVERITY INDEX, CRITICAL WELL

DESCRIPTION:

The implementation of artificial lift systems is necessary when producing wells with low reservoir pressure or when it is required to increase or maintain a desired rate of well production. However, once the extraction system has been designed and installed, it is susceptible to failures due to certain factors related to the conditions of the system, the conditions imposed by the well and factors external to the lifting system.

The generation of these failures translates into increases in costs for intervention activities and system restoration. This also implies production losses due to the barrels that are no longer produced during the inactivity of the well. Therefore, the present work of investigation is focused on identifying the wells with repetitive faults of the field Yariguí-Cantagallo based on the definition of severity index, in order to establish the main cause of failure and the possible technical solution alternatives to mitigate the Field severity index in the study period from 2014 to 2016. The technical proposals presented in the research work are based on an arduous bibliographical review, analysis of the operating conditions of mechanical pumping and submersible pumping systems, review of well intervention reports and consultation with engineers in the Yariguí-Cantagallo field.

* Bachelor Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odilio García Navas. Ing. de Petróleos, M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

Para producir pozos con presiones muy bajas o para incrementar la tasa de flujo, se requiere de la implementación de sistemas de levantamiento artificial, de los cuales, existen diversos tipos con características de funcionamiento y criterios de selección diferentes, pero que tienen en común el principio de suministrar la energía que se requiere para conseguir que los fluidos lleguen desde el fondo de pozo a superficie. Una vez que se han diseñado e instalado los componentes del equipo de levantamiento elegido, es evidente que están susceptibles a fallar. Los costos de levantamiento representan uno de los mayores gastos de operación en los campos y, por lo tanto, los productores deben mantener todos los sistemas con la máxima eficiencia con un mínimo de tiempo de inactividad y un largo tiempo entre fallas.

Factores externos como cuestiones propias del sistema de extracción son origen de numerosas fallas en los pozos, lo que genera incrementos en costos por actividades de intervención y restauración del sistema. Esto implica, algunas veces, grandes pérdidas de producción debido a los barriles que se dejan de producir durante la inactividad de un pozo.

Las fallas recurrentes en los sistemas de levantamiento pueden ser monitoreadas a partir de los indicadores de desempeño. Los indicadores de seguimiento son usados para evaluar la efectividad del desempeño de los diferentes sistemas de extracción, basándose en el número de fallas ocurridas dentro de un grupo de pozos activos. El índice de severidad es uno de estos indicadores y su objetivo es la identificación de fallas repetitivas en pozos que son considerados críticos.

El manejo de las fallas incluye, impedir, identificar, implementar y registrar la raíz de la causa “real” de cada falla y es importante la gestión eficaz en general de los activos, en función de los costos. Tras el estudio de la principal causa de falla es necesario la rápida identificación e implementación de soluciones técnicas y económicamente viables para mitigar la causa de falla, y como resultado, lograr la reducción del índice de severidad.

El presente trabajo de grado ofrece la propuesta de un plan de acción de mejora para disminuir la ocurrencia de fallas específicamente en los sistemas de bombeo mecánico y bombeo electro-sumergible en los pozos denominados malos actores o pozos “problema”, permitiendo así la reducción del índice de severidad y por consiguiente la producción diferida en el campo, repercutiendo de manera favorable en la optimización tanto de la producción como en los costos de intervención.

1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Un sistema de levantamiento artificial hace alusión al uso de medios artificiales para incrementar el flujo de líquidos, tales como aceite o agua, de un pozo productor. Generalmente esto se logra mediante el uso de un dispositivo mecánico dentro del pozo, como una bomba, o a través de la disminución del peso de la columna hidrostática con la inyección de gas en el líquido a cierta distancia en el pozo. El levantamiento artificial es necesario en pozos cuando no hay suficiente presión en el yacimiento para levantar los fluidos producidos hacia superficie, sin embargo, a menudo son usados en pozos que fluyen naturalmente para incrementar la tasa de flujo por encima de la que fluiría de forma natural.¹

1.1 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico convencional nació prácticamente a la par con la industria petrolera cuando el Coronel Drake perforó su pozo en Pennsylvania en 1859. Por su larga historia, este sistema de producción se ha convertido en el método más popular y usado en la industria petrolera a nivel mundial debido a su simplicidad y robustez. Sin embargo, es un sistema mecánicamente complejo debido a la cantidad de esfuerzos involucrados para su operación.

La función del sistema de bombeo mecánico es extraer fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente originado por una unidad de bombeo superficial, que transmite la energía por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la tubería de producción en el fondo del pozo cerca de las perforaciones del yacimiento.²

1.1.1. Principio de funcionamiento³ En este método se utiliza una bomba de desplazamiento positivo recíproca de una acción, la bomba de subsuelo está compuesta fundamentalmente por un cilindro o barril, un pistón viajero con su válvula viajera y una válvula fija asentada en la zapata inferior. Durante la carrera ascendente se

¹ RUBIANO, Edward, et al. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference, Brazil, 2015. p 6

² VILLEGAS, David. Aplicación de un nuevo sistema de bombeo mecánico no convencional con tubería flexible para la explotación de pozos de crudo pesado. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Ciudad Universitaria. México 2014. p 4

³ LÓPEZ, Juan. Seminario Ace International: Análisis de riesgo para sistemas de bombeo electro-sumergible. Cantagallo, Bolívar, 2015. p 42

debe cerrar la válvula viajera para que el pistón pueda desplazar la columna del fluido ascendentemente, al mismo tiempo se genera una baja presión dentro del barril de la bomba que permite la apertura de la válvula fija, de esta manera entra el fluido del pozo hacia el interior del barril. Durante la carrera descendente la válvula fija cerrará y el pistón comprimirá el fluido dentro del barril hasta que abra la válvula viajera permitiendo al fluido comprimido pasar a la parte superior del pistón para que eventualmente sea empujado en la siguiente carrera ascendente. La bomba es accionada por una sarta de varillas, metálica o de fibra de vidrio, continua o de tramos enroscados, que se encuentra conectada en superficie a una unidad de bombeo, ésta unidad puede ser un balancín convencional, Mark II o balanceado por cilindro de aire; la mayoría de ellas son accionadas por un motor eléctrico y la unidad de bombeo se encarga de reducir las rpm del motor y transformar el movimiento rotacional del eje del motor eléctrico en un movimiento suave de sube y baja a la barra pulida (“stroke”) que la conecta a la sarta de varillas. La fuente de energía proviene del motor eléctrico que recibe fuerza electromotriz de una red eléctrica existente.

1.1.2. Componentes de superficie⁴ Como su nombre lo indica, hace referencia al conjunto de partes del sistema que se pueden observar a simple vista y que se encuentran a nivel del suelo. A continuación, se describe cada uno de estos elementos.

1.1.2.1. Motor La unidad motriz es típicamente un motor eléctrico o a gas, la mayoría de las unidades motrices son motores eléctricos. La función de la unidad motriz es suministrar la potencia que el sistema de bombeo necesita y afecta el consumo de energía y las cargas de la caja de engranaje. Los hp del motor dependen de la profundidad, del nivel de fluido, de la velocidad de bombeo y del balanceo de la unidad. El tamaño de la unidad motriz tiene un impacto significativo en la eficiencia del sistema, en la mayoría de los campos petroleros los motores están usualmente sobredimensionados, lo que garantiza que estarán disponibles suficientes caballos de fuerzas en el sistema, pero al precio de bajar la eficiencia.

• **Motores eléctricos:** La corriente eléctrica es proporcionada por estaciones generadoras a través de líneas de transmisión; un motor eléctrico es razonablemente eficiente cuando opera dentro de su rango de capacidad y con un torque relativamente uniforme. La capacidad de los motores eléctricos para realizar el trabajo se encuentra afectada por la

⁴ MEZA, Edixon y PACHECO, Heisel. Diagnóstico en pozos con el sistema de producción de bombeo mecánico a través de la obtención de las cartas dinagráficas de fondo. Tesis de grado especial (Ingeniería de Petróleos). Universidad central de Venezuela. Caracas 2011. p 8-18

cantidad de calor disipada en un intervalo de tiempo dado, la pérdida de calor se debe principalmente a que el motor impulsa una carga cíclica muy variable, cuando se logra una carga torsional uniforme disminuyen los requerimientos de corriente eléctrica.

- **Motores de combustión interna:** El principio de funcionamiento de los motores de combustión interna se basa en la ignición de una mezcla aire-combustible de un cilindro. El motor de combustión interna trabaja más eficientemente cuando opera dentro de su capacidad promedio y con una carga de torque relativamente uniforme; en este caso se requiere menor cantidad de combustible para realizar un trabajo dado. Los motores a gas generalmente queman gas rentado y usualmente son más económicos que operar motores eléctricos; sin embargo, los costos de capital y de mantenimiento son mayores a los de motores eléctricos. Son utilizados principalmente en locaciones remotas donde no se dispone de energía eléctrica.

1.1.2.2. Unidad de bombeo Las principales funciones de la unidad de bombeo son, cambiar el movimiento angular de la unidad motriz a un movimiento reciprocante lineal, reducir la velocidad del motor para mejorar la velocidad de la bomba. Por supuesto la unidad debe disponer de suficientes equipos y de capacidad estructural para soportar la carga máxima inducida por la sarta de varillas.

La mayoría de las unidades emplean una manivela y un mecanismo de balancín para obtener un movimiento reciprocante. La manivela y el balancín proveen medios para contrarrestar la condición de carga cíclica de la varilla de bombeo para un funcionamiento eficaz.

1.1.2.3. Sistema reductor de velocidades Convierte la energía del momento rotacional sometido a las altas velocidades del motor primario a energía de momento rotacional de baja velocidad. La máquina motriz se somete al equipo reductor de velocidad (caja de engranaje) mediante correas. El reductor de velocidad puede ser tres tipos: simple, doble y triple; la reducción doble es la más usada cuya relación de engranajes es 30:1.

1.1.2.4. Sistema de articulación Tiene por objeto trasladar el movimiento rotatorio primario a reciprocante, lo cual se realiza a través de la manivela-biela-viga-balancín.

1.1.2.5. Sistema de contrapesos Distribuye de forma equilibrada las cargas durante el ascenso y descenso para reducir la potencia máxima efectiva y el momento máximo rotacional. Los contrapesos ayudan a reducir el torque que la caja de engranaje debe

suministrar, estos ayudan a la caja de engranaje en la carrera ascendente cuando las cargas en la barra pulida son más grandes. En la carrera descendente, la caja de engranaje levanta los contrapesos con la ayuda de las cargas de las varillas, quedando listos para ayudar de nuevo en la carrera ascendente. Es decir, en la carrera ascendente los contrapesos proporcionan energía a la caja de engranaje y en la carrera descendente los mismos almacenan energía. Lo ideal operacionalmente es igualar el torque en la carrera ascendente y descendente usando la cantidad correcta del momento del contrabalanceo, cuando esto pasa, la unidad está balanceada.

1.1.2.6. Barra pulida Es el elemento que conecta la unidad de bombeo a la sarta de cabillas, posee una superficie lisa y brillante que previene el desgaste de los empaques de la prensa estopa. Si el pozo no produce suficiente petróleo para mantener lubricada la barra pulida entonces un lubricador se instala encima de la prensa estopa. Su función principal es soportar el peso de la sarta de cabillas, bomba y fluido; por ello la barra pulida es la que experimenta cargas más altas que cualquier otra parte de la sarta.

1.1.2.7. Prensa estopa Los empaques del prensa estopa están diseñadas para prevenir fugas de fluido en el cabezal y para ello son apretadas. La tendencia es siempre apretar lo más que se pueda para evitar los derrames, pero esto trae como consecuencia que, en muchos casos, las empaaduras se quemen por la alta fricción y se genera una fuerza de agarre que incide en las cargas del sistema.⁵

1.1.2.8. Clasificación de las unidades de bombeo⁶ Las unidades de bombeo o balancines se diseñan con geometría de palanca Clase I y de palanca Clase III, sin embargo, los primeros pueden ser: serie A, serie B o serie C, (un tipo adicional serían los de serie M que son diseñados con una geometría de palanca clase II y que consideran adicionalmente el torque). Esta nueva nomenclatura con letras hace referencia a la geometría de la viga. Así, los aparatos serie A se construyen con los brazos de la viga principal de la misma longitud, con lo cual la carrera de la cabeza de caballo es el doble del radio R de la manivela. Los aparatos, serie B y C se construyen con la dimensión desde el cojinete central al eje del pozo de mayor longitud que el brazo posterior de la viga, con el objeto de aumentarle la carrera al aparato.

⁵ NUÑEZ, Carlos y RODRÍGUEZ, Juan. Metodología para el análisis diagnóstico de problemas asociados a la tasa de producción en pozos con bombeo mecánico aplicada a un campo colombiano. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2016. p 33

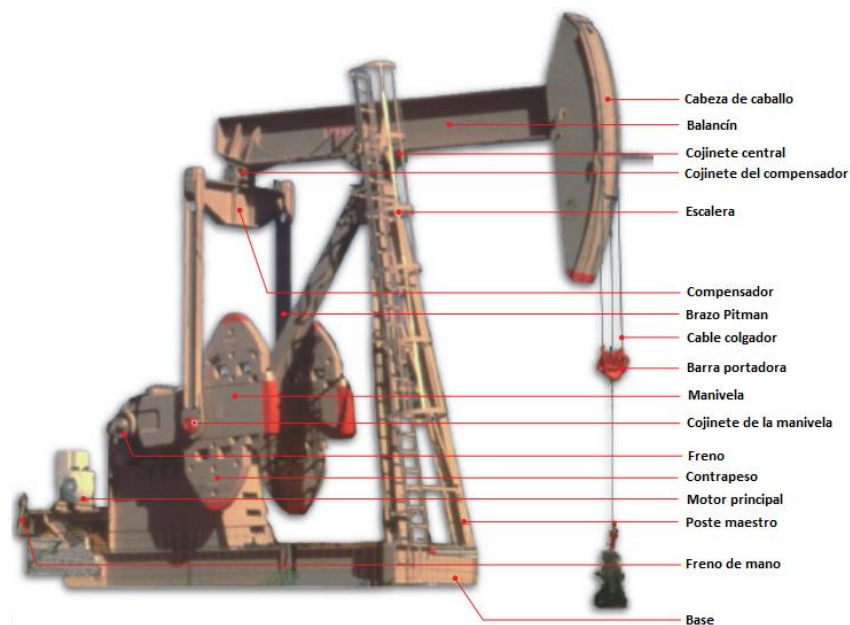
⁶ DÍAZ, Jorge y LÓPEZ, Juan. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación Campo Payoa. Tesis de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2007. p 33

El aspecto físico o tipo de balancín está dado por la clase palanca y el tipo de balanceo. Los de Clase I pueden estar balanceados en la viga o en la manivela y los de Clase III en la manivela o por aire. La geometría Clase I cuenta con la caja reductora en la parte trasera con apoyo en la mitad del balancín y su representación es la unidad de bombeo convencional y las unidades con geometría Clase III, cuentan con la caja reductora en el frente; las unidades Mark II y Aero-balanceada son la representación de este tipo de geometría.⁷

La geometría de este tipo de unidades Clase III se caracteriza por tener un punto de apoyo al final de la viga viajera, es decir, lejos de la cabeza del balancín. Dentro de esta clase se ubican las unidades balanceadas por aire y las conocidas como Lufkin Mark II.

• **Unidades convencionales Clase I:** Comúnmente denominados como Unidad Convencional de Bombeo. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Unidad convencional Clase I.



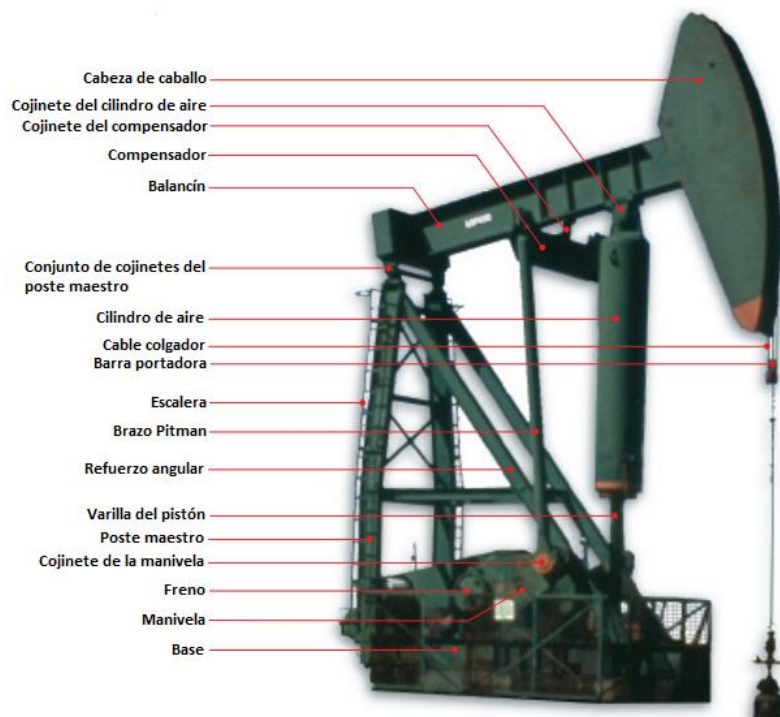
Fuente: Modificado de Catálogo Lufkin, 2006.

⁷ NUÑEZ, Carlos y RODRÍGUEZ, Juan. Metodología para el análisis diagnóstico de problemas asociados a la tasa de producción en pozos con bombeo mecánico aplicada a un campo colombiano. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2016. p 22-23

La unidad convencional balanceada por manivelas es la más universal, conocida y popular utilizada en los campos petroleros, de fácil manejo y mantenimiento mínimo. Un limitante para este tipo de unidades es que su tamaño aumenta notablemente en función de la producción a extraer.

• **Unidades balanceadas por aire Clase III:** Este tipo de unidades posee las siguientes características: a) un tanque cilíndrico ubicado frente a la unidad, el cual aloja un pistón y un cilindro de aire. La fuerza que ejerce el aire comprimido en el cilindro se utiliza para contrapesar la carga del pozo; b) para evitar escape de aire entre el pistón y el cilindro se dispone de un depósito de aceite al tope del pistón que actúa como un sello de aire; c) para hacer que el sistema de presión llegue a un nivel de trabajo se utiliza un compresor de aire auxiliar a fin de controlar y mantener la presión del aire dentro de un rango preestablecido. Las unidades balanceadas por aire son estructuralmente distintas de las unidades convencionales debido a que los brazos de la manivela están conectados entre el punto de carga y el punto de apoyo del balancín mientras que la unidad convencional tiene el punto de apoyo entre la carga y los brazos de la manivela. Figura 2.

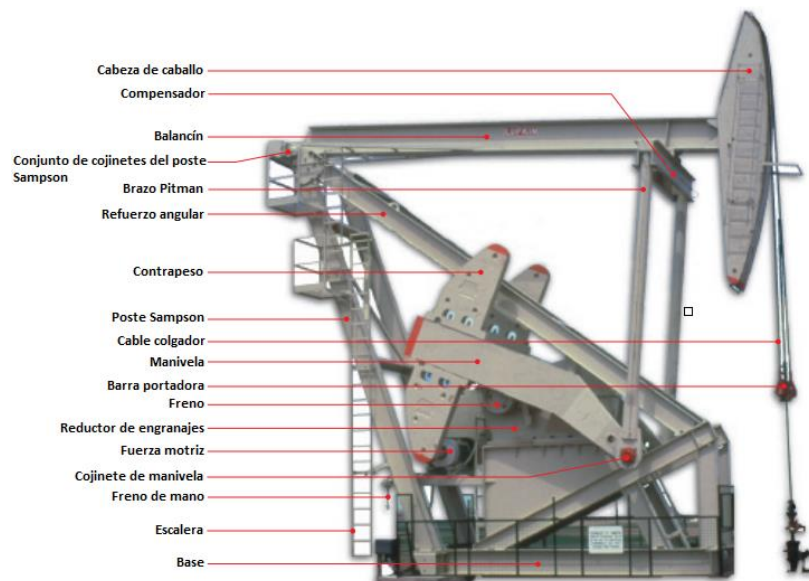
Figura 2. Unidad balanceada por aire Clase III.



Fuente: Modificado de Catálogo Lufkin, 2006.

- Unidad de bombeo Mark II Clase III:** Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos caballaje. La forma poco común del Mark II redonda en una carrera ascendente más rápida a aceleración baja, donde la carga es más alta, lo cual resulta en menores cargas máximas y en más duración de las varillas de bombeo. Este tipo de sistema de bombeo es de clase III y fue diseñado con el propósito de disminuir los requerimientos de torque y potencia de las unidades convencionales. Su balanceo es a través de contra pesos y su rotación (vista de lado izquierdo de la unidad) es conforme a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación, no puede operar en rotación contraria por que dañaría considerablemente el reductor. En la Figura 3 se puede apreciar un esquema de esta unidad.

Figura 3. Unidad Mark II Clase III.



Fuente: Modificado de Catálogo Lufkin, 2006.

1.1.2.9. Nomenclatura de las unidades de bombeo El Instituto Americano del Petróleo, API por sus siglas en inglés, ha desarrollado un método estándar para describir las unidades de bombeo.

Por ejemplo, C-228-246-86, entonces se tiene las siguientes especificaciones como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Especificaciones de una unidad de bombeo.

C	Representa el tipo de unidad: A: balanceada por aire B: balanceada en la viga (Beam Balanced) C: balanceada en la manivela o Unidad convencional (Crank Balanced) M: unidad Mark II
228	Torque que soporta la unidad: representa la capacidad de carga de la caja de engranaje en miles lb-in. A veces va acompañado de una letra que representa el tipo de reducción empleada; D, es el caso de unidades convencionales que utilizan un sistema de doble reducción.
246	Peso máximo que levanta la unidad: esta cifra representa el peso máximo en cientos de libras.
86	Máximo recorrido de la unidad: representa el máximo recorrido en pulgadas.

Fuente: MONTES, Erik. Seminario Ace International: Diseño y análisis de fallas para bombeo mecánico. Cantagallo, Bolívar 2015.

1.1.3. Componentes de subsuelo⁸ a continuación se describen brevemente cada uno de los componentes de subsuelo para el sistema de bombeo mecánico.

1.1.3.1. Bomba de subsuelo Este es uno de los elementos clave del sistema pues el tamaño de la bomba es uno de los factores que determina la tasa de producción del pozo. Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca ninguna producción en pozos con baja presión de fondo.

Estas bombas trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo tipo cilindro-pistón y sus partes básicas son:

⁸ DÍAZ, Jorge y LÓPEZ, Juan. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación Campo Payoa. Tesis de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2007. p 37-47

- Barril o cilindro
- Pistón o émbolo
- Válvulas (válvula viajera y válvula fija)
- Anclaje de fondo (mecanismo de sello)

Funcionamiento de la bomba⁹: Funcionan por diferencias de presión, mediante bolas y asientos; para permitir la entrada y sello de fluidos en ciclos periódicos sincronizados. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamada válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón; a la entrada del barril de la bomba se encuentra otra válvula denominada válvula fija la cual está fija a la tubería y no se mueve.¹⁰

Durante la carrera ascendente la válvula viajera se cierra con lo cual la parte móvil del sistema levanta la columna de fluido, simultáneamente la válvula estacionaria se abre permitiendo que el fluido ingrese nuevamente en la recámara.

Finalizada la carrera ascendente, se cierra la válvula estacionaria debido al aumento de la presión de la recámara y se abre la válvula viajera, permitiendo el paso de fluido a través de ella, mientras el pistón desciende hasta el punto muerto inferior. El fluido es transferido al conjunto estacionario del sistema de bombeo y comienza nuevamente el ciclo ascendente. La Figura 4 ilustra el funcionamiento de una bomba de subsuelo.

- **Ps:** Presión de succión de la bomba (Presión debido a la columna de fluido en el anular junto con la presión de la columna de gas y la presión de superficie).
- **Pc:** Presión de la cámara o barril de la bomba de fondo.
- **Pd:** Presión de descarga (Presión debido a la columna hidrostática hasta superficie).

Partes de la bomba: A continuación, se presentan las partes de la bomba.

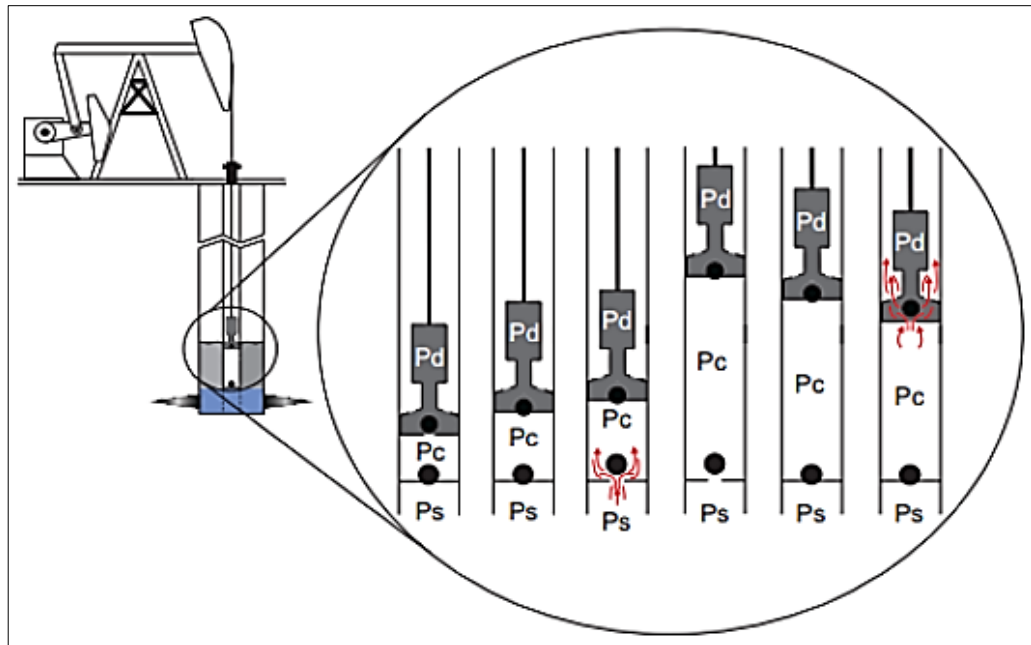
- **Barril** Conformar un tramo de tubería metálica con una pared interna pulida para permitir el movimiento suave del pistón. El tamaño nominal de la bomba es el diámetro

⁹ NUÑEZ, Carlos y RODRÍGUEZ, Juan. Metodología para el análisis diagnóstico de problemas asociados a la tasa de producción en pozos con bombeo mecánico aplicada a un campo colombiano. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2016. p 39-40

¹⁰ MEZA, Edixon y PACHECO, Heisel. Diagnóstico en pozos con el sistema de producción de bombeo mecánico a través de la obtención de las cartas dinagráficas de fondo. Tesis de grado especial (Ingeniería de Petróleos). Universidad central de Venezuela. Caracas 2011. p 19

interno exacto del barril. Existen diferentes tipos de barriles para bombas de subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (tubing) o tipo camisa (liner).

Figura 4. Funcionamiento de la bomba de subsuelo.



Fuente: ORDOÑEZ, Bernardo. Proposta de controles de operação de poços com bombeio mecânico através da pressão de fundo. Trabajo de Maestría (Ingeniería de Automatización y sistemas). Programa de Pós-graduação em Engenharia de Automação e Sistemas. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2008.

- **Pistón** Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. Y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos.

Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro, cromo y silicio). Estos últimos son recomendados para condiciones abrasivas, pero donde no existan problemas de ácido sulfúrico. Los pistones metálicos proporcionan la solución en pozos profundos ya que se obtiene un sello metal-metal más efectivo y un mejor ajuste entre el

barril y el pistón. Se fabrican en versiones planas y acanaladas, estas últimas son ventajosas cuando el pozo produce arena, ya que las partículas sólidas quedan atrapadas en los canales, evitando la abrasión del barril y del émbolo.

Los pistones de copa comúnmente se utilizan en barriles con bombas de tubería de producción. Se fabrican las copas de lona impregnada de brea, caucho o plástico. La aplicación de estos pistones está restringida a poca profundidad y han ido desapareciendo del mercado.

Los pistones de composición de anillos consisten en un número grande de anillos de tela y caucho en ranuras individuales cortadas en un mandril de metal. Tampoco son muy recomendables a menos que sea para poca profundidad.

La longitud de un pistón puede determinarse fácilmente aplicando una regla empírica que determina un pie de pistón por cada 1000 pies de profundidad.

• **Válvulas** Las válvulas son consideradas el corazón de una sarta de varillas porque una operación eficiente de bombeo depende principalmente de una acción apropiada de las válvulas fija y viajera. Dichas válvulas son simples válvulas de cheque y operan sobre el principio de una bola y un asiento.

Los asientos vienen maquinados, esmerilados y acabados de tal forma que están protegidos contra la corrosión y están fabricados con materiales resistentes a la erosión. Las bolas metálicas tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento es esmerilado para proporcionar un perfecto sellamiento.

La válvula viajera se puede colocar ya sea por encima o por debajo del émbolo. La posición superior es la recomendada en pozos que producen muy poco o no producen gas. La ubicación de la válvula viajera por debajo del pistón reduce el espacio muerto entre la válvula fija y la válvula viajera, una característica deseada cuando se producen fluidos gasíferos. Las bombas con este tipo de disposición de la válvula proporcionan eficiencias volumétricas favorables y están menos propensas al bloqueo por gas.

Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la Válvula Fija permite el llenado del barril y la Válvula Viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. Fallas en las válvulas son la causa más común de fallas

en las bombas. La bola y el asiento son hechos como un par, y la bola y asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra válvula.

- **Anclaje de fondo** Las anclas o colgadores son utilizadas para fijar una parte estacionaria de una bomba de varilla, ya sea el barril o el émbolo a la sarta de producción. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción. El ancla va dentro de un niple de asentamiento previamente instalado en la tubería donde queda mecánicamente asegurado por las fuerzas de fricción. La otra función del ancla es la de evitar que los fluidos se regresen por la tubería, sellando la presión de la columna de fluido proveniente de la presión de fondo del pozo.

Las anclas pueden ser mecánicas o tipo copas. Las anclas mecánicas son recomendadas especialmente en pozos profundos ya que se utiliza para condiciones extremas de temperatura, ya que el seguro mecánico hace improbable que ellas se desasienten. Las anclas tipo copa son de un plástico o material similar por lo que ofrecen menos resistencia que las anclas tipo mecánicas para desasentar la bomba.

Tipos de bomba: Las dos principales categorías de bombas de subsuelo son tipo tubería (tubing pumps) y de tipo insertos o varillas (insert pumps) que se especifican en la norma API 11AX, su diferencia radica en la forma como está instalado el barril de trabajo en el pozo.¹¹

- **Bombas de tubería** El barril de trabajo es una parte integral de la tubería de producción. En la parte inferior se coloca un niple de asentamiento donde irá la válvula fija.

La ventaja principal que tienen sobre otros tipos de bombas, es una mayor capacidad de bombeo al tener un barril más grande; y al ser parte integral de la tubería, puede soportar grandes cargas. Su principal desventaja está en que si la bomba falla, se debe retirar la sarta completa de producción.¹²

¹¹MONTES, Erik. Seminario Ace International: Diseño y análisis de fallas para bombeo mecánico. Cantagallo, Bolívar 2015. p 48

¹²VILLEGAS, David. Aplicación de un nuevo sistema de bombeo mecánico no convencional con tubería flexible para la explotación de pozos de crudo pesado. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Ciudad Universitaria. México 2014. p 43

• **Bombas insertables**¹³ Son bombas que se fijan mediante un sistema de anclaje al tubing, debido a esto no es necesario sacar el tubing para retirarlas de fondo ahorrando tiempo. Para instalarla se debe colocar en el tubing un niple de asentamiento y posteriormente se baja la bomba mediante una sarta de varillas, hasta que el anclaje de la bomba se fije en el asiento. Las bombas insertables pueden ser de barril estacionario o barril móvil y así mismo pueden tener anclaje inferior o superior. De acuerdo a lo anterior existen tres tipos de ensamblajes las cuales tienen una aplicación específica.

- Barril estacionario y anclaje inferior (RWB, RHB)
- Barril estacionario y anclaje superior (RWA, RHA)
- Barril viajero y anclaje inferior. (RWT, RHT)

Otra división de las bombas es dependiendo del espesor del barril:

- H para barriles gruesos (de 1/4" a 3/16") se usan específicamente para profundidades de 7000 pies o cargas de fluidos sobre las 7000lbs.
- W para barriles delgados (1/8").

Nomenclatura de las bombas: A continuación, se muestra la nomenclatura desarrollada por el API para designar las bombas de subsuelo. Tabla 2. Por ejemplo, se tiene la siguiente especificación:

25-150-RHBM-30-5-4

Tabla 2. Nomenclatura API para las bombas de subsuelo.

25	Diámetro externo de la bomba (diámetro del tubing): 15: 1,900" OD 20: 2 3/8" OD 25: 2 7/8" OD 30: 3 1/2" OD
150	Diámetro del pistón de la bomba: 125: 1 1/4"

¹³NUÑEZ, Carlos y RODRÍGUEZ, Juan. Metodología para el análisis diagnóstico de problemas asociados a la tasa de producción en pozos con bombeo mecánico aplicada a un campo colombiano. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2016. p 41-42

	150: 1 1/2" 175: 1 3/4" 200: 2,00" 250: 2 1/2" 275: 2 3/4"
R	Tipo de bomba: R: Bomba de inserto T: Bomba de tubería
H	Tipo de barril: H: Barril de pared gruesa W: Barril de pared delgada
B	Posición del anclaje: A: Anclaje en la posición superior B: Anclaje en la posición inferior
M	Tipo de anclaje: M: Anclaje mecánico C: Anclaje de copas
30	Longitud del barril: Este número representa la longitud en pies del barril. Lo máximo disponible suele ser 30 pies.
5	Longitud del pistón: Este número representa la longitud en pies del pistón. La longitud suele elegirse de acuerdo con la profundidad. 1 pie de pistón por cada 1000 pies de profundidad.
4	Longitud de extensiones: En ocasiones se deben agregar extensiones para poder obtener el recorrido necesario.

Fuente: MONTES, Erik. Seminario Ace International: Diseño y análisis de fallas para bombeo mecánico. Cantagallo, Bolívar 2015.

1.1.3.2. Sarta de varillas Una sarta de varillas está compuesta por varillas de succión conectadas una con otras hasta llegar a la profundidad de bombeo establecida previamente. Su función es transmitir el movimiento mecánico y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo y, se ubican dentro de la tubería de producción.

Generalmente las varillas son fabricadas de acero, fibra de vidrio y combinación de materiales. Las varillas se pueden clasificar en dos grupos según su diseño, varillas convencionales (varillas de acero macizo) y varillas no convencionales (varillas continuas, varillas huecas, varillas de aleaciones de acero, varillas de fibra de vidrio, etc.).

Existen otros componentes que hacen parte de la sarta de varillas como:

- Pony rods
- Sinker bars o Barras de peso
- Acoples o couplings
- Centralizadores

Las varillas que se utilizan en la industria están clasificadas en API, y no API (Varillas electra, varillas continuas COROD, varillas de fibra de vidrio, varillas Hollow Rod); Las varillas API de acuerdo al tipo de material se dividen en clases: C, D, K. Tabla 3. Las varillas API se encuentra en dos tamaños de 25 pies de longitud (variación± 2 pulgadas) y 30 pies (variación± 2 pulgadas).¹⁴

Tabla 3. Clases de varillas API.

Clase	Material	Resistencia a la tensión, lb/in ²		Uso
		Máxima	Mínima	
K	Níquel-Molibdeno	85000	115000	Resistentes a la corrosión.
C	Carbono-Manganeso	90000	115000	Para pozos con cargas reducidas o medianas, no corrosivos o con inhibición eficaz.
D	Níquel-Cromo-Molibdeno	115000	140000	Varillas utilizadas en pozos donde los esfuerzos son muy grandes.

Fuente: Escalante Sharon. Curso Bombeo Mecánico. Producción de hidrocarburos 3.

¹⁴NUÑEZ, Carlos y RODRÍGUEZ, Juan. Metodología para el análisis diagnóstico de problemas asociados a la tasa de producción en pozos con bombeo mecánico aplicada a un campo colombiano. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2016. p 38

Los diámetros de las varillas van desde 1/2 de pulgada a 1 1/8 de pulgada con incrementos de 1/8 de pulgada.

1.1.3.3. Ancla de gas¹⁵ Las anclas de gas son extensiones de la bomba diseñadas para separar el gas libre que se produce de los fluidos antes que entren en la bomba. Ellas operan bajo el principio que el gas es menos denso que el aceite, por esto el gas se mueve hacia arriba mientras que el aceite lo hace hacia abajo. La separación de gas se hace por desviación en un tubo de admisión, ranurado o perforado, en la bomba; el fluido sube por el revestimiento, permitiendo que, entre más líquido a la bomba, esto mejora la eficiencia volumétrica de la bomba e incrementa la producción.

Muchos tipos de anclas han sido desarrollados en un intento por minimizar la interferencia de gas, las más ampliamente conocidas son las anclas de gas tipo “por boy”, anclas naturales, y de tipo empaques.

1.1.3.4. Tubería de producción La tubería de producción es el medio de transporte del fluido a la superficie y soporta la carga del fluido mientras la bomba baja a recoger otra carga, cuando la profundidad de la bomba no excede los 3500 pies, la tubería es suspendida desde la superficie por el cabezal de la tubería de producción, a mayores profundidades la tubería se ancla.¹⁶

Cuando la tubería es suspendida a grandes profundidades tiende a pandearse debido a los ciclos de bombeo lo que puede llegar a afectar significativamente la eficiencia de la bomba, esto hace necesario la instalación del ancla de tubería.

1.1.4. Mecanismos de falla¹⁷ La mayoría de las fallas asociadas con los sistemas de levantamiento artificial puede ser atribuida a uno de los tres componentes principales del fondo del pozo: sarta de varillas, la bomba de fondo o tubería de producción.

Una falla en las varillas, bomba de subsuelo o en la tubería de producción se define como cualquier evento catastrófico que requiere que el personal de servicio extraiga o reemplace uno o más de estos componentes.

¹⁵ MONTES, Erik. Seminario Ace International: Diseño y análisis de fallas para bombeo mecánico. Cantagallo, Bolívar 2015. p 63

¹⁶ ÁLVAREZ, Francisco y VEGA, José. Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo. Tesis de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2008. p 38-39

¹⁷ NORRIS. Análisis de las fallas de las varillas de bombeo. Un informe especial de norris. p 3-11, 15,21

1.1.4.1. Fallas en las varillas Todas las fallas de la varilla de bombeo, varilla corta y de acoples son fallas por tensión o fatiga. Sin embargo, existen diferentes tipos de fallas que afectan el desempeño de las varillas y que se describen brevemente más adelante.

- **Fallas por tensión:** Las fallas por tensión ocurren cuando la carga aplicada excede la resistencia a la tensión de la varilla. La carga se concentrará en algún punto de la sarta de varillas, y crean una apariencia de estrechamiento alrededor de la circunferencia de la varilla, y la fractura ocurre donde se reduce la sección transversal. Este raro mecanismo de las fallas, sólo ocurre cuando se aplica demasiada carga en la sarta de varillas. Una falla por tensión se caracteriza por una reducción del diámetro de la zona de la sección transversal en el punto de la fractura.

- **Fallas por fatiga:** Las fallas por fatiga son progresivas y comienzan como pequeñas grietas por esfuerzo que crecen bajo la acción de los esfuerzos cíclicos. Las superficies de la fractura de una típica falla por fatiga, tienen una parte por fatiga, una parte de desgarramiento por tensión y un desgarramiento final por esfuerzo cortante. Las fallas por fatiga son iniciadas por una multitud de elevadores de esfuerzo. Los elevadores de esfuerzo son discontinuidades visibles o microscópicas que causan un aumento del esfuerzo local en la sarta de varillas durante la carga.

- **Fallas de diseño y operación:** La prevención de las fallas de la varilla de bombeo comienza con el diseño. Es posible que las sartas de varillas deficientemente diseñadas contribuyan a las fallas de otros componentes del sistema de levantamiento artificial, tales como el corte de los tubos de la varilla, como resultado de cargas compresoras de la varilla.

La selección del tamaño y grado de la varilla de bombeo depende de muchos factores, incluyendo, esfuerzos máximos previstos, márgenes de los esfuerzos y ambientes de operación. Un buen diseño inicial puede convertirse en un diseño deficiente si cambian las condiciones del pozo. Los cambios en el volumen de los fluidos, el nivel de los fluidos, la longitud de la carrera, las carreras por minuto o el tamaño de la bomba, impactan con severidad el sistema total de extracción artificial. Cuando una de las condiciones precedentes cambia, el diseño del sistema de extracción artificial debe ser nuevamente evaluado.

- **Fallas mecánicas:** Las fallas mecánicas son responsables de un gran porcentaje del número total de todas las fallas de las sargas de varillas. Las fallas mecánicas incluyen todos los tipos de fallas, excepto las fallas por corrosión y los defectos de fabricación.

El momento de la falla estará motivado por muchas variables, de las cuales, el esfuerzo máximo, el ambiente de la operación, la orientación del daño, la química de la varilla de bombeo, el tipo de tratamiento con calor de la varilla de bombeo, el margen del esfuerzo y el tipo de daño, serán los más importantes.

El daño mecánico puede ser causado por el diseño ineficaz del elevador artificial, procedimientos inadecuados de cuidado y manipulación, procedimientos descuidados de montaje y desconexión, prácticas de operación discontinuadas o cualquier combinación de estos elementos.

- **Fallas de la varilla por flexión:** Las fallas de fatiga por flexión son responsables de un considerable número de todas las fallas mecánicas. Es un hecho que todas las varillas de bombeo dobladas, eventualmente fallan. Las varillas de bombeo nuevas son fabricadas con una rectitud de cuerpo establecida, y cualquier grado de flexión mayor a esta, causará un aumento del esfuerzo local en el punto de flexión, durante la carga aplicada. Cuando el cuerpo de la varilla doblada es halado en forma recta durante la carga, se alcanza rápidamente la resistencia a la rotura del material. El ciclo de exceder continuamente la resistencia de rotura del material, es repetida durante el ciclo de bombeo y causa fisuras de fatiga por esfuerzo en el lado cóncavo de la flexión. Estas fisuras de fatiga por esfuerzo progresan a través de la barra durante la carga, hasta que no quede suficiente metal en la barra, para sostener la carga y ocurre la fractura.

- **Fallas por daños superficiales:** Se debería hacer todo lo posible para impedir el daño mecánico en la superficie a las varillas de bombeo, varillas cortas y acoples. Los daños superficiales aumentan el esfuerzo durante las cargas aplicadas, causando potencialmente, fallas de la sarga de varillas. El tipo de daño y su orientación, contribuye a este efecto de esfuerzo aumentado. Las varillas de bombeo con indicación de daños en la superficie no se deben usar y deben ser reemplazadas. Se debe evitar todo contacto de metal con metal que podría ocasionar abolladuras, mellas o raspaduras.

- **Fallas de conexión:** La conexión API de la varilla de bombeo está diseñada como una conexión con soporte rotativo cargado con fricción. Debido a que la resistencia de la

conexión de la varilla de bombeo es baja, cuando se somete a cargas cíclicas, es necesario limitar las cargas cíclicas con precarga de unión macho (pin). Si la precarga del pasador es mayor que la carga aplicada, la carga en la conexión permanece constante y no ocurre fatiga de cargas cíclicas. La carga por fricción que se desarrolla entre la cara del soporte de la unión macho y la cara del soporte del acople ayuda a afianzar la conexión, para impedir que se suelte en el fondo del hoyo. Sin embargo, si la precarga es menor que la carga aplicada, la cara del soporte de la unión macho y la cara del soporte del acople se separarán bajo la carga, durante el movimiento cíclico de la unidad de bombeo.

Una vez que estas caras se separen, la conexión es cargada cíclicamente y ocasionará una falla por pérdida de desplazamiento o pérdida de ajuste. Las fallas por pérdida de desplazamiento pueden ocurrir por una lubricación no adecuada, por montaje (apriete) inadecuado, exceso de torsión, desgaste por golpeteo de los tubos o cualquier combinación de estos elementos.

- **Fallas de fatiga por corrosión:** La corrosión es uno de los mayores problemas que se encuentran en los fluidos producidos y es responsable por casi dos tercios de todas las fallas de las varillas de bombeo. La corrosión es el resultado destructor de una reacción electroquímica entre el acero utilizado para hacer varillas de bombeo y el medio ambiente de la operación al cual están sometidas.

El elemento hierro del acero, se combina con la humedad o los ácidos, para formar otros compuestos, tales como, óxido, sulfato, carbonato, de hierro, etc. Alguna forma y concentración de agua está presente en todos los pozos considerados corrosivos y la mayoría contienen cantidades considerables de impurezas y gases disueltos.

Todos los ambientes del fondo del pozo son corrosivos hasta cierto grado. Algunos fluidos corrosivos pueden ser considerados no corrosivos si la tasa de penetración de la corrosión, registrada en mm (milímetros) de pérdida de espesor por año (mpy), es lo suficientemente baja, que no causará problemas. Sin embargo, la mayoría de los pozos en producción están plagados con problemas de corrosión y ninguna varilla de bombeo fabricada en la actualidad puede soportar con éxito, sola, los efectos de esta corrosión. Todos los grados de las varillas de bombeo deben ser protegidas adecuadamente, mediante el uso de programas eficaces de inhibición química (referencia a ediciones actuales de, Práctica Recomendada de API 11BR y Estándar RPO195 NACE).

• **Fallas por defectos de fabricación:** Las fallas debidas a los defectos de fabricación son raras y ocurren pocas veces. Los defectos de fabricación son fácilmente reconocidos y ningún fabricante está excluido de la posibilidad de defectos en el material. Algunos de los defectos que se presentan son a) el defecto de discontinuidad: son defectos a lo largo de la varilla, son fallas que tienen normalmente bases ahusadas longitudinalmente y bordes agudos con indicaciones de fisuras longitudinales en la base de la discontinuidad; b) defecto de forjado: las fracturas ocurren internamente, la fractura es granulada en apariencia, se puede deber desde la mala calidad del material hasta el enfriamiento y calentamiento del material; c) defecto de proceso: se debe a una diferencia de dureza entre el material el cual ocasiona ataques de corrosión; y d) defecto de fresado y maquinado: son debidos a errores humanos como arrollar dos veces las roscas lo cual genera deformación del material y posterior falla.

En las Tablas 4, 5, 6 y 7, se muestra un resumen de las diferentes fallas que se pueden presentar en los subcomponentes de las varillas de bombeo.

Tabla 4. Fallas en el upset de las varillas de bombeo.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Upset	Fractura	En la zona de falla no se observan por corrosión.	<ul style="list-style-type: none"> • Entallas causadas por daño de los asientos del elevador, los cuales se encuentran desgastados o desalineados. • Defectos de fabricación tales como inclusiones, grietas de forja. • La mesa de la varilla no está alineada apropiadamente. Defectos superficiales causados por corrosión.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Tabla 5. Fallas en el cuerpo de las varillas de bombeo.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Cuerpo	Fractura	En la zona de ruptura no se observan daños por corrosión.	<ul style="list-style-type: none"> • Agrietamiento progresivo (fatiga) debido a las cargas cíclicas durante la operación, verificar tiempo de servicio de la varilla o nivel de cargas de operación.
			<p>En las varillas de alta resistencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presencia de pequeños defectos en la zona de inicio de la grieta de fatiga, de fabricación o manipulación. • La carga aplicada es mayor a la resistencia de la varilla. • Fragilización del material debido a la corrosión por H2S. <p>Varilla sometida a cargas de compresión.</p>
		El material presenta elongación plástica, caracterizado por encuellamiento.	<p>Varillas grado C, D, K:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las cargas aplicadas están por encima de la resistencia de la varilla. • Diseño deficiente.
		La superficie presenta rebordes y marcas tipo trinquete.	<ul style="list-style-type: none"> • Incorrecta manipulación de la varilla.
		El área de la fractura presenta picado superficial incipiente.	<p>Varillas grado C, D, K:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las cargas aplicadas están muy cerca del límite del material y presenta daño por corrosión incipiente.
			<p>Varillas de alta resistencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fragilización inducida por hidrógeno, o agrietamiento inducido por sulfuros.
		El área de la fractura presenta picado superficial moderado y severo. En la zona de falla, la varilla se encuentra doblada.	<p>Varillas de alta resistencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las varillas normalmente fallan antes que el picado sea de tamaño grande.
			<p>Varillas grado C, D, K:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Corrosión severa ocasionada por H2S. • Antes de la ruptura, la varilla o la sarta sufrió una caída o torcedura. • Varilla torcida por una incorrecta manipulación.
Esfoliamiento o decapado	<ul style="list-style-type: none"> • En las varillas de alta resistencia con capa endurecida, la capa se desprende por fragilización por H2S debido a corrosión. 		

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Tabla 6. Fallas en el pin de las varillas de bombeo.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Pin	Fractura	La ruptura se presenta por el ultimo hilo enroscado pin.	<ul style="list-style-type: none"> • Insuficiente torque de apriete durante el trabajo previo. • Los hilos de la rosca presentan radios de curvatura agudos, hilos de la rosca no laminados. • Pin fracturado por fatiga, si el período de tiempo entre el primer pin fracturado y la instalación original es significativa.
		La ruptura se presenta por la zona del cuello.	Varillas de alta resistencia con capa endurecida: <ul style="list-style-type: none"> • Insuficiente torque de apriete durante el trabajo previo. • Daño mecánico tipo entallas en la superficie del cuello generadas durante el maquinado. • Radio de curvatura por debajo de especificaciones del API.
		La fractura se localiza en la zona de los hombros.	<ul style="list-style-type: none"> • En varillas endurecidas, el desprendimiento de la capa es probable a un defecto de fabricación.
		La fractura está en el área del cuadrante.	<ul style="list-style-type: none"> • Daño causado por una llave desgastada en el trabajo previo. • Esfuerzos inducidos por las entallas generadas por la marcación por estampado.
	Galling o ludimiento (rosca molida)	Daño de los hilos de la rosca (rosca molida).	<ul style="list-style-type: none"> • Roscas montadas debido a un mal enroscado (make up). • Material extraño en los hilos de la rosca.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Tabla 7. Fallas en el acople de las varillas de bombeo.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Acople	Fractura	Fractura localizada en la raíz del último hilo enroscado.	<ul style="list-style-type: none"> • Apriete insuficiente, o el acople está golpeando la tubería causando su desconexión.
		Fractura localizada en el centro del acople.	<ul style="list-style-type: none"> • Agrietamiento por fatiga debido a las cargas aplicadas. • Reducción de área transversal del acople debido a desgaste por rozamiento. • Pérdida de material debido a un deficiente programa de control de la corrosión. • Si el acople es de alta dureza, probablemente está ocurriendo agrietamiento inducido por H2.
		En la zona de fractura se observan entallas o marca de llave.	<ul style="list-style-type: none"> • Incorrecta manipulación.
		Erosión, corrosión.	<ul style="list-style-type: none"> • Acoples rozando, alta velocidad del fluido y fluido corrosivo.
		Desgaste superficial.	<ul style="list-style-type: none"> • El anclaje de la tubería presenta tensión insuficiente. • El pozo presenta excesiva desviación. • Las varillas están en compresión debido a un mal diseño, golpe de fluido o bomba pegada.
	Grieta longitudinal (raja)	Grieta longitudinal.	<ul style="list-style-type: none"> • Sobre apriete del acople.
		Ensanchamiento en las áreas de sello.	<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de material extraño en el acople antes de ser apretado.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

1.1.4.2. Fallas en la bomba de fondo En las Tablas 8, 9, 10, 11 y 12 se resume las principales fallas evidenciadas en las bombas de subsuelo API, identificando cada uno de los componentes que la conforman.

Tabla 8. Fallas en la varilla de válvula de la bomba de subsuelo.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Varilla del pistón (Rod Valve R11)	Zona del pin superior	Fractura del pin, la barra tiene amortiguador o adaptador de golpes.	<ul style="list-style-type: none"> • Golpe repetitivo causado por un espaciamento inapropiado de la bomba. • Pandeo de la varilla debido a cargas de compresión generadas durante la carrera descendente del pistón. • Pandeo del tubo durante la carrera descendente del barril (bombas de barril viajero).
		Fractura del pin, la barra no tiene amortiguador de golpes o adaptador.	<ul style="list-style-type: none"> • Golpe de fluido "Fluid Pound". • Similar al anterior.
Tubo de tiro (Tube Pull T11)	Zona del pin inferior	Fractura del pin, la barra (tubo) presenta torcedura en el extremo inferior.	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrecarga sobre la varilla/tubo durante el desasentado de la bomba.
	Guía	Deformada por golpes	<ul style="list-style-type: none"> • Contacto entre la guía y el conector (B21) debido a un espaciamento inapropiado.
		Desgaste	<ul style="list-style-type: none"> • Rozamiento con la varilla/tubo de tiro debido a pandeo. (Ver causas de la ruptura del pin superior). • Golpe de fluido "Fluid Pound".
			<p>En bombas de barril viajero:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Corrosión del tubo por fluido corrosivo en ambiente estancado. • Rozamiento entre el tubo y el tapón inferior del barril (plug, pull), ocasionado por pandeo del tubo por manejo de arena, peso del fluido, etc. • Rozamiento con la varilla/tubo de tiro debido a pandeo (ver causas de la ruptura del pin superior). • Golpe de fluido. • Desgaste por tiempo de uso.
Fractura	<ul style="list-style-type: none"> • Fatiga (agrietamiento progresivo debido a las cargas de operación). 		

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Tabla 9. Fallas en el barril de la bomba de subsuelo.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Barril	Cuerpo	Entallas o rayas (entallas múltiples superficiales).	<ul style="list-style-type: none"> • Material extraño como arena, sulfuro de hierro, o en ambientes agrios (H₂S) se presentan pedazos sueltos (hojuelas) del recubrimiento cromado del barril. • Ocasionado por partículas sueltas, típicamente partículas metálicas alojadas entre el barril y el pistón. • Entallas de forma helicoidal generadas en fábrica durante el pulimiento de la capa de spray metal del barril.
		Agujeros	<ul style="list-style-type: none"> • Barril de acero: inhibidor de corrosión inapropiado, o corrosión galvánica. En bombas con anclaje inferior se presenta corrosión por fluido corrosivo estancado. • Barril de bronce: desgaste severo interno.
		Fractura de la caja (box end)	<ul style="list-style-type: none"> • Altas cargas de operación + D15. • Baja resistencia mecánica del material. • Pérdida de espesor de pared por corrosión externa. •
		Estallado	<ul style="list-style-type: none"> • Baja resistencia del barril. • Uso de anclaje superior en pozo profundo. •
		Colapsado	<ul style="list-style-type: none"> • Vacío ocasionado por taponamiento de válvula fija (Suaveo). •
		Pérdida de capa crome plate	<ul style="list-style-type: none"> • Trabajo previo de acidificación en el pozo.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Tabla 10. Fallas en el pistón de la bomba de subsuelo.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Pistón	Cuerpo	Fractura con picado superficial	<ul style="list-style-type: none"> • Daño externo: el pistón no presenta la capa de termo rociado el cual es apropiado para ambientes ácidos (H2S). • Daño interno: deficiente sistema de control de corrosión o corrosión galvánica.
		Fractura sin indicaciones de picado	<ul style="list-style-type: none"> • Agrietamiento de la capa de spray metal debido a dilatación térmica o manipulación incorrecta del pistón.
		Entallas o rayaduras (rayado múltiple de poca profundidad).	<ul style="list-style-type: none"> • Material extraño como arena, sulfuro de hierro, o en ambientes agrios (H2S) se presentan pedazos sueltos (hojuelas) del recubrimiento cromado del barril. • Ocasionado por partículas individuales, lo más típico es una partícula metálica alojada entre el barril y el pistón.
	Pin	Fracturas	<ul style="list-style-type: none"> • Defecto de manufactura causado por una junta o soldadura deficiente del pin al cuerpo del pistón. • Sobrecarga; debido a pega del pistón o durante el desanclaje de la bomba.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Tabla 11. Fallas en el anclaje de la bomba de subsuelo.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Anclaje	Tipo mecánico	Corte por fluido	<ul style="list-style-type: none"> • Pase de fluido (wash-out) debido a un mal asentamiento.
	Tipo copas	Copas torcidas	<ul style="list-style-type: none"> • Trabajos repetitivos de asentamiento y desanclaje de la bomba. • Dañado durante la corrida en el pozo.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Tabla 12. Fallas en el conjunto de válvulas de la bomba de subsuelo.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Conjunto de válvulas	Asiento	Fracturado o astillado	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones de operación con golpe de fluido. • Metalurgia incompatible entre el asiento y la bola. • Baja tenacidad del material del asiento. • Golpes de la bola de alta densidad o peso.
	Asiento		<ul style="list-style-type: none"> • Abrasión por sólidos. • Programa ineficiente de control de corrosión, o metalurgia inadecuada del asiento.
		Desgaste, picado	<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de sólidos en los fluidos producidos. • Material de baja resistencia a la abrasión y a la corrosión. • Abrasión por largo tiempo de servicio.
	Bola	Desgaste, picado	<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de sólidos en los fluidos producidos. • Material de baja resistencia a la abrasión y a la corrosión. • Abrasión por largo tiempo de servicio.
	Caja	Deformado por golpes	Válvula viajera: <ul style="list-style-type: none"> • Golpe de fluido. • Golpes por bola de carburo de tungsteno.
			Válvula fija: <ul style="list-style-type: none"> • alta presión de entrada de fluido.
		Fractura	En la válvula viajera es ocasionado por golpe de fluido. Baja resistencia a la fatiga del material. Esfuerzos altos de operación. Agrietamiento bajo esfuerzo por presencia de H ₂ S.
		Picado (con o sin fractura)	<ul style="list-style-type: none"> • Material de baja resistencia a la corrosión. • Programa deficiente de control de la corrosión en aceros al carbón. • Corrosión galvánica. Combinación de materiales de metalurgia diferente.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

1.1.4.3. Fallas en la tubería de producción Al igual que la sarta de varillas, la tubería de producción presenta fallas por tensión, fallas por fatiga, fallas de diseño y operación, fallas mecánicas, fallas por daños superficiales, fallas de conexión, fallas de fatiga por corrosión y fallas por defectos de fabricación, y que de algún modo afectan el funcionamiento del sistema. A continuación, son mencionadas algunas situaciones promotoras de fallas en la tubería de producción:

- **Rozamiento de las varillas:** el movimiento recíproco de la sarta de varillas dentro del pozo, algunas veces causa un desgaste severo de la tubería de producción; el desgaste por fricción de la varilla es generalmente causado por una desviación aguda del pozo.¹⁸ Por lo tanto, pozos desviados incrementan la fricción entre varillas y tubería de producción.

- **Pandeo de la tubería de producción:** cuando la tubería de producción no es anclada, ésta es susceptible de sufrir el efecto de pandeo debido a su estiramiento y contracción durante cada ciclo de bombeo. Estos movimientos generados pueden provocar desgaste y grietas en el cuerpo de la tubería de producción. Esta condición se hace más grave cuando en el pozo existe el continuo rozamiento entre las varillas y la tubería de producción en la zona en que esta se encuentra pandeada.

- **Presencia de incrustaciones de parafinas escamas:** restricciones de flujo debido al taponamiento de la tubería de producción. Este taponamiento es generado por la precipitación de parafinas o escamas.

- **Presencia de fluidos corrosivos:** generalmente, los pozos son un ambiente natural de fluidos corrosivos que afectan la tubería de producción. Un deficiente control de la corrosión puede generar el desgaste y perforaciones de la tubería de producción.

En las Tablas 13 y 14 se presentan los modos de falla que se pueden generar en la tubería de producción tanto en la parte superior como inferior. Además, se muestra en la Tabla 15 las fallas ocasionadas en la junta de fondo.

¹⁸RODRÍGUEZ, Milton. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el campo Casabe. Tesis de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2005. p 45

Tabla 13. Fallas en la parte superior de la tubería de producción.

Componente fallado		Síntomas	Causa probable de falla
Cuerpo	Tubería con grieta longitudinal (tipo raja)	El tubo no presenta picado y el acople de la varilla está desgastado.	<ul style="list-style-type: none"> • El pozo presenta desviación excesiva. • La junta entre tubería esta torcida. • La conexión entre varillas está torcida.
		Se está presentando rozamiento entre los acoples y la tubería.	<ul style="list-style-type: none"> • El acople “muerde” la superficie interna del tubo al final de la carrera. Probablemente, resulta con forma de medialuna.
		Picado	<ul style="list-style-type: none"> • Fluidos corrosivos en el pozo, tales como CO₂ y BSW mayor a 30%. • Corrosión externa debido a entrada de oxígeno al pozo a través del anular. • Presencia de bacterias sulfato reductoras. • Ausencia o deficiente inhibición de la corrosión.
		Deterioro por corrosión general o uniforme.	<ul style="list-style-type: none"> • Todo lo anterior. • Ausencia o deficiente sistema de control de la corrosión.
		Picado interno con presencia de desgaste.	<ul style="list-style-type: none"> • Probablemente todo lo anterior.
		Grieta longitudinal con pérdida de espesor de tubo y desgaste excesivo de la varilla.	<ul style="list-style-type: none"> • El pozo presenta desviación excesiva. • La junta entre tuberías está torcida. • La conexión entre varillas esta torcida. • El acople “muerde” la superficie.
		Grieta longitudinal cercana al extremo roscado de la tubería.	<ul style="list-style-type: none"> • Las mordazas producen entallas muy profundas durante el apriete (make up); en ambiente con H₂S el efecto de las entallas es más severo.
	Grieta longitudinal en la soldadura o cerca a ésta sin pérdida de espesor.	<ul style="list-style-type: none"> • Grietas longitudinales en la costura o próxima a la costura (tubería ERW), la fractura de debe a un deficiente proceso de alivio de esfuerzos (tratamiento térmico de normalización). 	
Torceduras	Tubería torcida	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo inapropiado de la tubería. • Golpe de impacto por caída de la tubería en el pozo. 	

Continuación Tabla 13.

Componente fallado	Síntomas		Causa probable de falla
Pin	Rosca desgarrada (Ludimiento-Galled).		<ul style="list-style-type: none"> • Proceso de roscado deficiente. • Rosca contaminada con partículas (tierra), o con fluidos del pozo. Compuesto (grasa) no adecuada para la rosca tubing), o aplicación deficiente. • Deficiencia en la alineación del tubo durante el enrosque, (rosca montada). • Deficiencia en la manipulación de la tubería (rosca golpeada).
Junta (Acople)	Grieta	Longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> • Agrietamiento bajo esfuerzo causado por la fragilización por H₂, posiblemente debido a metalurgia inapropiada. • Defecto de fabricación.
		Inclinada	<ul style="list-style-type: none"> • Sobre torque de la junta durante el make up.
	Rosca desgarrada (Ludimiento-Galled).		<ul style="list-style-type: none"> • Proceso de enroscado inapropiado, ídem para pin de tubería con desgarramiento.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Tabla 14. Fallas en la parte inferior de la tubería de producción.

Componente fallado	Síntomas		Causa probable de falla
Cuerpo	Grieta longitudinal o agujero.	Desgaste sin presencia de picado, existe rozamiento entre la tubería y los acoples debido a que la tubería se pandea durante la carrera ascendente del pistón.	<ul style="list-style-type: none"> • Desgaste excesivo causado por las varillas o las barras de peso debido a la presencia de cargas de compresión altas. • Ausencia de ancla, ancla localizada lejos de la bomba. • Baja tensión aplicada sobre el ancla. • Equipo de anclaje de la tubería sometido a compresión.
		Otros daños incluidos el pin y las juntas.	<ul style="list-style-type: none"> • Ver daños indicados en la tubería de la sección superior.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Tabla 15. Fallas en la junta de fondo.

Componente fallado	Síntomas	Causa probable de falla	
Cuerpo	Agujero	<ul style="list-style-type: none"> • Acero desnudo: Falla típica por corrosión-erosión causada por los fluidos a la descarga de la bomba. 	
		<ul style="list-style-type: none"> • Tubería con recubrimiento orgánico o cerámico: Falla por corrosión-erosión causada por la presencia de defectos de tipo holliday en el recubrimiento en la zona de descarga de la bomba. 	
	Raja	Grieta longitudinal con presencia de desgaste superficial.	<ul style="list-style-type: none"> • Desgaste severo causado por cargas de compresión sobre la Rod Valve.
		Grieta longitudinal con entallas.	<ul style="list-style-type: none"> • La guía en espiral tiene un resalte u otra imperfección que está dañando la junta.
		Horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • El barril de la bomba puede estar equipado con un anillo centralizador.

Fuente: Ecopetrol, S.A.

1.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El 93% de los sistemas de levantamiento artificial que se usan en los campos de Ecopetrol en Colombia son bombeo electro sumergible, bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas de allí la importancia de tener claridad en estos sistemas para garantizar su adecuada operación de acuerdo a las condiciones de cada pozo. En el campo Yariguí-Cantagallo actualmente hay 69 pozos que son de bombeo electro sumergible de un total de 109 pozos activos, esto equivale al 63% de los pozos del campo.

1.2.1. Principio de funcionamiento¹⁹ Un equipo de bombeo electro-sumergible consta básicamente de una (o varias) bomba(s) centrífuga multietapa (impulsor-difusor), sumergida y suspendida en el extremo inferior de la tubería de producción, y cuyo eje está conectado, a través de una sección protectora, a un motor eléctrico trifásico (o varios) que es energizado por un cable eléctrico que transporta energía eléctrica desde una fuente de poder situada en la superficie. El conjunto motor-protector-bomba, tiene un acoplamiento continuo que se logra mediante ejes de conexión estriada, de tal forma que al girar el eje del motor gira también el eje del protector, del separador dinámico (opcional) y el de la bomba.

El sistema recibe energía electromotriz de una red de distribución (o de un generador portátil) la cual pasa por un banco de transformadores trifásicos para bajar la tensión eléctrica a la requerida por el variador de frecuencia (480 Voltios). El variador entrega al transformador secundario la corriente trifásica a la frecuencia (Hertz) deseada por el operador (de acuerdo a las RPM deseada en el motor eléctrico) y el transformador secundario energiza el cable de potencia con el voltaje, V_s , requerido por el equipo de subsuelo: motor + cable (se requiere selección adecuada de los "TAPS" por parte del operador).

En el estator del motor sumergible la corriente alterna trifásica genera un campo magnético que induce corriente al rotor y esta a su vez genera otro campo magnético que trata de igualar a la velocidad del campo magnético del estator (3600 rpm) provocando el movimiento giratorio del rotor-eje, lo que permite realizar trabajo. Mientras mayor sea el trabajo exigido mayor será la diferencia de velocidad de los campos magnéticos o velocidad de deslizamiento (slip) y mayor torque se generará en el eje.

¹⁹MAGGILOLO, Ricardo. Sistemas de bombeo electro sumergible (BES/ESP). Ace International. Programa de capacitación. 2008.

En la bomba el impulsor de cada etapa otorgará al fluido energía cinética y cada difusor la transforma en energía potencial (altura “head” o presión). El número de etapas N, debe ser lo suficiente para que la presión de descarga logre llevar la producción hasta la superficie.

Resumiendo: la fuerza electromotriz es transportada, a través del cable, desde la superficie hasta el motor de inducción en el subsuelo, donde se transforma en movimiento rotativo de un eje conectado al rotor, este eje transmite sus rpm al eje de la bomba donde las etapas transfieren energía cinética al fluido y luego la transforma en energía potencial, esta energía es utilizada para vencer el peso de la columna, la fricción en la tubería de producción y la contrapresión en el cabezal.

1.2.2. Componentes de superficie²⁰ Son los equipos eléctricos que permiten suministrar la potencia eléctrica necesaria para operar los equipos de fondo de acuerdo a los parámetros de diseño, estos son:

1.2.2.1. Fuentes de energía Se requiere de instalaciones eléctricas que cumplan con las necesidades técnicas requeridas tanto de energía como de diferencia de potencial, para esto se debe tener: disponibilidad del voltaje primario, frecuencia y capacidad de potencia instalada. El principal medio para la generación de potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna (AC). Estos generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica la cual es luego transmitida por el sistema de transmisión y distribución.

1.2.2.2. Cabezal de pozo Su función es sostener todo el equipo de fondo, además permite pasar a través de este el conector que une el cable de superficie con el cable de subsuelo. El cabezal de boca de pozo debe contener un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas o la surgencia imprevista del pozo.

1.2.2.3. Transformador Es un dispositivo eléctrico que permite transformar un voltaje de entrada a un voltaje nuevo de salida, ya sea para elevarlo o reducirlo, su uso se hace necesario ya que la distribución de la potencia eléctrica en los campos petrolíferos es generalmente de voltajes intermedios hasta los 6000 voltios y debido a que los equipos

²⁰ CARDOZO RODRIGUEZ, Néstor, y PABÓN, Luis. Análisis de falla de pozos de bombeo electro sumergible en el campo Cantagallo. Tesis de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, 2009. P 25-27.

operan en un rango de 250 a 4000 voltios, se hace necesaria una transformación de ese voltaje.

- **Transformador reductor (SDT):** se usa en caso de que la energía suministrada al sistema provenga de una línea de alta tensión. Este transformador reducirá el voltaje de la línea, al voltaje requerido a la entrada del controlador; si la energía proviene de generadores de potencia, estos suministran directamente el voltaje requerido por el controlador de frecuencia o por el panel de control.

- **Transformador elevador (SUT):** incrementa el voltaje que sale del controlador de frecuencia a los requerimientos del motor para que opere eficientemente.

1.2.2.4. Variador Es un dispositivo electrónico que varía la frecuencia de la corriente que llega al motor, permitiendo aumentar o disminuir la velocidad de la bomba, esto hace posible que sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación, comúnmente los rangos de operación se encuentran entre 30 y 90 Hertz, es conveniente considerar que la velocidad de la bomba es directamente proporcional a la frecuencia de operación. El caudal entregado por la bomba de acuerdo a su velocidad puede ser controlado por simple variación de la frecuencia suministrada, teniendo en cuenta los límites de carga que puede soportar el motor.

1.2.2.5. Caja de venteo Esta localizado en la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Su función principal es proveer venteo a la atmosfera del gas que pudiese haber emigrado a través del cable de potencia, además que provee un punto de fácil acceso para hacer pruebas y así chequear las condiciones eléctricas del equipo que se encuentra en el fondo; la caja de venteo es un punto de conexión entre el cable de potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que viene del motor.

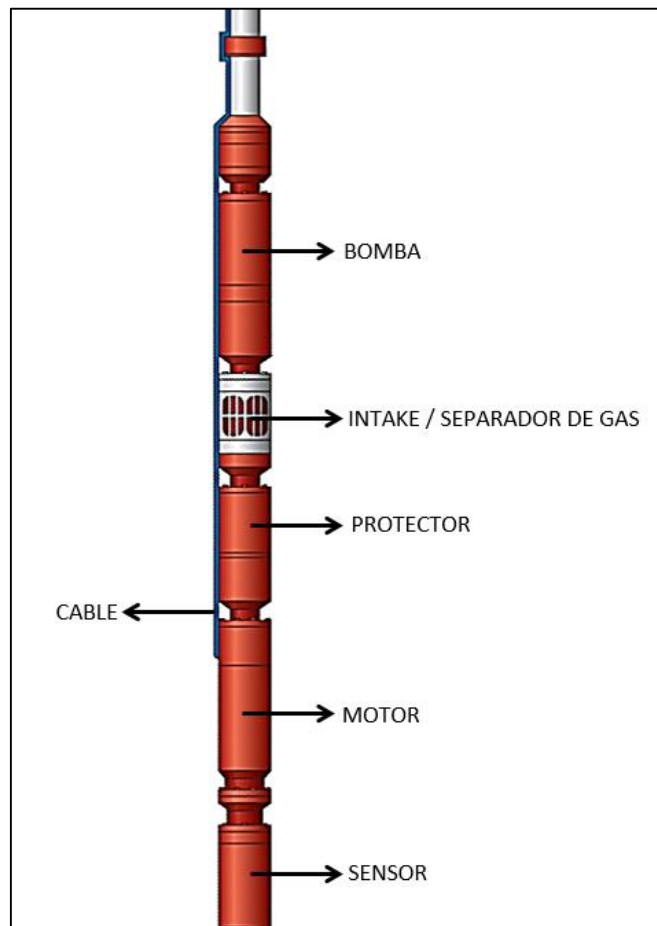
1.2.3. Componentes de subsuelo A continuación se presenta una instalación típica de un sistema BES donde se describen los componentes de subsuelo del equipo, como se muestra en la Figura 5.

1.2.3.1. Sensor Es una herramienta de monitoreo de subsuelo, equipada con sensores que envía señales de presión y temperatura a través del cable hasta un lector digital en superficie. Mediante este monitoreo los operadores pueden reconocer la existencia de desviaciones con respecto a las tendencias establecidas y luego adoptar medidas para prolongar la vida útil de la bomba y mejorar la producción.

El sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión (intake), vibración, corriente de fuga, y flujo.

Se han encontrado referencias de una correlación entre la vibración y la producción de arena a través de la bomba. De igual manera altos niveles de vibración pueden estar indicando un probable problema por venir, cuando esto sucede se recomienda disminuir la frecuencia y revisar los parámetros.²¹

Figura 5. Componentes de subsuelo de bombeo electro sumergible.



Fuente: Modificado de BREMNER, Chad, et al. Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles. Oilfield Review, Schlumberger. Primavera de 2007.

²¹ RAMÍREZ, Marto. Bombeo electro sumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting. ESP OIL Engineering Consultants. Workshop internacional. Venezuela. 2004. p 19.

1.2.3.2. Motor²² El motor es el elemento encargado de suministrar la potencia necesaria para hacer girar la bomba. Consiste en un motor trifásico bipolar, tipo jaula de ardilla el cual utiliza el principio básico de los motores de inducción magnética.

Los componentes básicos de un motor para bombeo electro sumergible son el housing dentro del cual se arma el motor, que está constituido por un tubo de acero con roscas en sus extremos para fijarlo al cabezal y a la base del mismo, un eje hueco que transmite la potencia al resto del equipo y permite circular por su interior el aceite, para mantener constante la temperatura del mismo dentro del motor; en el cabezal se aloja un cojinete de empuje encargado de soportar el peso del eje del motor y una cavidad por donde se realiza el empalme entre el cable del equipo y el devanado del motor. Dentro del housing se aloja el estator laminado, en cuyo interior gira, entre dos cojinetes, el eje y el rotor tipo jaula de ardilla.

Los motores en general tienen el estator lleno de una resina epóxica o barnices especiales los cuales se aplican una vez bobinado el mismo, esto le permite una mayor resistencia mecánica al bobinado lográndose además un buen aislamiento y una mayor difusión térmica. El motor va lleno de un aceite mineral altamente refinado que provee una gran resistencia dieléctrica, una buena lubricación de los cojinetes y una alta conductibilidad térmica. El enfriamiento se obtiene mediante la transferencia del calor al fluido del pozo que pasa por el motor. Por esta razón, la profundidad de colocación se limita normalmente a un punto por encima del fluido entrante al pozo, de manera que circule alrededor del motor antes de ser admitido por la bomba, a no ser que se prevea algún método de enfriamiento (camisa refrigerante sobre el motor, protector y toma de bomba).

1.2.3.3. Cable de potencia²³ Son trifásicos normalmente de cobre y conducen la corriente (amperaje) desde el controlador en superficie hasta el motor en el subsuelo. El cable consiste de tres conductores que pueden ser sólidos o trenzados. Sobre los conductores individuales se utiliza también una capa de aleación de estaño para proveer una protección adicional para sustancias como el sulfuro de hidrogeno en el pozo. Cada conductor es aislado individualmente con un material apropiado, este aislamiento es

²² SEVILLANO, Jimmy. Análisis de falla del sistema de bombeo electro sumergible en la superintendencia Castilla-Chichimene de Ecopetrol en 2012. Monografía de grado para optar al título de especialista en producción de hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2015. p 24-25.

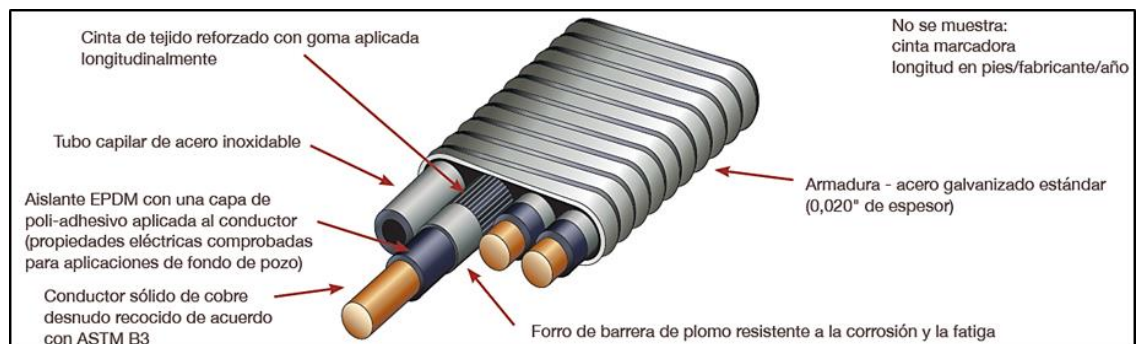
²³MAGGILOLO, Ricardo. Sistemas de bombeo electro sumergible (BES/ESP). Ace International. Programa de capacitación. 2008.

mecánicamente adherido al conductor, estos conductores aislados pueden tener adicionalmente, una barrera protectora y/o una malla aplicada sobre ellos. Luego, el cable es re encamisado para protección química y mecánica y finalmente, este es acorazado o blindado. Figura 6.

También puede ser ensamblado con un tubo capilar para inyección química: antiespumantes, anti-incrustaciones, diluentes, anticorrosivos, etc. Su configuración puede ser plana o redonda, en los cables planos una desventaja es que este es asimétrico mientras que el redondo es completamente simétrico. En el cable redondo, todos los conductores se calientan por igual, mientras que, en el plano los dos conductores externos se encuentran en ambiente similar por lo que se calientan uniformemente, pero el conductor central, sin embargo, tiene dos calentadores a los lados por lo que no puede disipar tanto calor como los otros.

El resultado es que el conductor central de un cable plano trabaja más caliente que los otros dos. La caída de voltaje en un conductor depende directamente de la temperatura, y como la temperatura es más alta, la pérdida será mayor. En consecuencia, en el cable plano, el voltaje trifásico en los terminales del motor normalmente estará desbalanceado, aunque el voltaje este perfectamente balanceado en la superficie, sin embargo, por limitaciones de espacio físico en el pozo se utiliza por lo general el cable plano.

Figura 6. Cable plano tipo HTF3 con tubo capilar para bombas eléctricas sumergibles.



Fuente: Catálogo kerite ESP cable. Cables para bombas eléctricas sumergibles.

1.2.3.4. Cable de extensión del motor²⁴ Este cable conecta el cable de potencia que viene del cabezal del pozo con el conector del motor. Generalmente, el cable de extensión se empalma al cable del pozo justo por encima de la bomba. Su longitud debe ser aproximadamente 6 pies adicionales a la suma de la longitud de la bomba, del separador y sello (longitudes típicas de 50 a 100 pies).

Este cable de extensión puede presentar problemas ya que debe ser instalado en un espacio más reducido que el cable del pozo, debido a que la bomba y el motor, en muchos casos son de un diámetro mayor que los cuellos de tubería. Además, está localizado en el lugar de mayor temperatura en el pozo en donde los factores ambientales serán más exigentes. Debido a esto, el cable de extensión normalmente es de sección plana.

Aunque el cable de extensión es plano, también es muy corto y cualquier desbalance de voltaje resultara insignificante. El extremo inferior de esta extensión es el “Poth-Head” que constituye el conector que permite establecer continuidad de la corriente entre el cable de extensión y el motor, puede ser de dos tipos: tipo enchufe o tipo empalme.

1.2.3.5. Protector o Sello²⁵ Se encuentra ubicado entre la bomba y el motor, y posee numerosas funciones:

- Conducir el empuje ascendente o el empuje descendente desarrollado por la bomba: Estas fuerzas se distribuyen a lo largo de la vasta superficie del cojinete de empuje del protector. Por lo tanto, los cojinetes deben ser regulados para operar con valores superiores al empuje máximo que generará la bomba.
- Acoplar el esfuerzo de torsión desarrollado por el motor a la bomba: El eje del protector debe ser capaz de desarrollar un esfuerzo de torsión máximo sin exceder su límite elástico, lo que podría producir la rotura del eje.
- Mantener los fluidos del pozo fuera del motor. El protector transfiere la presión entre el aceite del motor y el fluido producido en el espacio anular, sin permitir la mezcla de los dos fluidos.

²⁴MAGGIOLO, Ricardo. Sistemas de bombeo electro sumergible (BES/ESP). Ace International. Programa de capacitación. 2008.

²⁵ BREMNER, Chad, et al. Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles. Oilfield Review, Schlumberger. Primavera de 2007. p 40.

- Proveer un depósito de fluido para permitir la expansión térmica del aceite del motor: La instalación de la bomba somete un sistema BES a incrementos de temperatura entre la superficie y la profundidad de colocación. Durante la operación, el calor interno eleva aún más la temperatura. Los incrementos de temperatura hacen que el aceite dieléctrico del motor se expanda. El protector da lugar a esta expansión, permitiendo que el exceso de volumen expandido de aceite pase del motor al protector y desplazando un volumen equivalente de fluido de pozo del protector al pozo. Cuando un motor se detiene, su aceite se contrae a medida que el motor se enfría y el protector provee un depósito de aceite limpio que fluye nuevamente hacia el motor, manteniendo separados los fluidos del pozo. Si el motor se detuviera sin contar con los beneficios de un protector, su aceite se contraería con el enfriamiento del motor, creando un vacío que se llenaría con los fluidos del pozo.

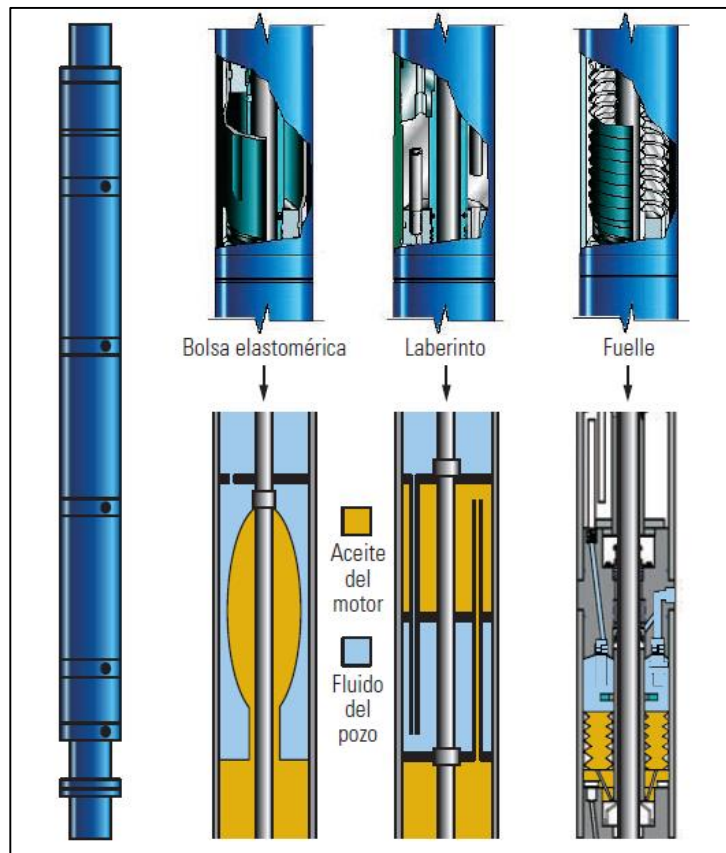
Los protectores se dividen generalmente en tres categorías: los diseños de tipo laberinto, bolsa elastomérica y fuelle como se pueden observar en la Figura 7. El diseño de tipo laberinto utiliza la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, aunque estén en contacto directo. Para que este diseño funcione, el fluido del pozo tiene que ser más pesado que el aceite del motor y la unidad debe instalarse en el pozo en posición vertical o casi vertical. En pozos con altas relaciones gas/petróleo, el peso específico del fluido del pozo puede ser menor que el del aceite del motor.

En pozos desviados, el protector de tipo bolsa puede resultar más adecuado. Este diseño utiliza una bolsa elastomérica de alta temperatura y alto desempeño para separar los fluidos del pozo—situados en el lado externo—del aceite limpio del motor que se encuentra en el interior. La bolsa se flexiona para dar cabida a los cambios térmicos de volumen producidos en el aceite del motor. No obstante, está diseñada para operar a sólo 204°C [400°F] y como sucede con todos los sellos elastoméricos, la bolsa es susceptible a la presencia de elementos abrasivos y puede rasgarse si se expone en el pozo a líquidos o gases químicamente incompatibles, tales como el ácido sulfhídrico [H₂S]. La exposición a temperaturas elevadas también puede endurecer la bolsa y los sellos, causando una pérdida de elasticidad que finalmente produce su falla.

Los protectores de tipo bolsa elastomérica y laberinto normalmente muestran un buen desempeño en las condiciones de pozo para las que se diseñan. El protector de tipo fuelle se adecua mejor a condiciones de pozo hostiles, donde los protectores son sometidos a temperaturas elevadas, elementos abrasivos, químicos utilizados en tratamientos de

pozos, dióxido de carbono [CO₂] o H₂S. Este protector se llena con un aceite que conserva la viscosidad a altas temperaturas y utiliza un fuelle metálico para dar cabida a la expansión y contracción térmica del aceite. Utilizando materiales seleccionados para minimizar los esfuerzos térmicos, está diseñado para operar a una temperatura del aceite de hasta 246°C [475°F]. El fuelle también está construido para operar con una concentración de H₂S del 30%, dependiendo de la temperatura.

Figura 7. Protectores o sellos.



Fuente: BREMNER, Chad, et al. Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles. Oilfield Review, Schlumberger. Primavera de 2007.

1.2.3.6. Intake/Separador de gas Se encuentra entre la base de la bomba y el tope del protector, su función principal es permitir la entrada de fluido del pozo hacia la bomba. Existen dos tipos básicos de entrada a la bomba: una es la estándar o convencional y la otra es separadores de gas estáticos o dinámicos.

- **Entrada estándar o convencional:** esta entrada no separa el gas libre, la única separación de gas que pudiese ocurrir será solamente una separación natural, ya que todo el gas libre no se dirige a la entrada con el resto del fluido, la entrada puede estar integrada a la bomba.

- **Separador de gas:** mediante cambios en la dirección del flujo en reverso (tipo estático) o por segregación centrífuga (tipo dinámico) desvía gran parte del gas libre hacia el espacio anular.

- ✓ **Tipo estático:** Los fluidos entran por una multitud de pasajes que cambian la dirección del flujo, favoreciendo la coalescencia del gas, separando el gas libre, para que fluya hacia el espacio anular.

- ✓ **Tipo dinámico:** Los fluidos entran por la base del separador a una cámara donde son centrifugados por una serie de aspas. Los fluidos más pesados se desplazan hacia la zona externa y el gas se queda en el centro. Un sistema de pequeñas tuberías saca el gas al anular y el líquido lo envían a la bomba.

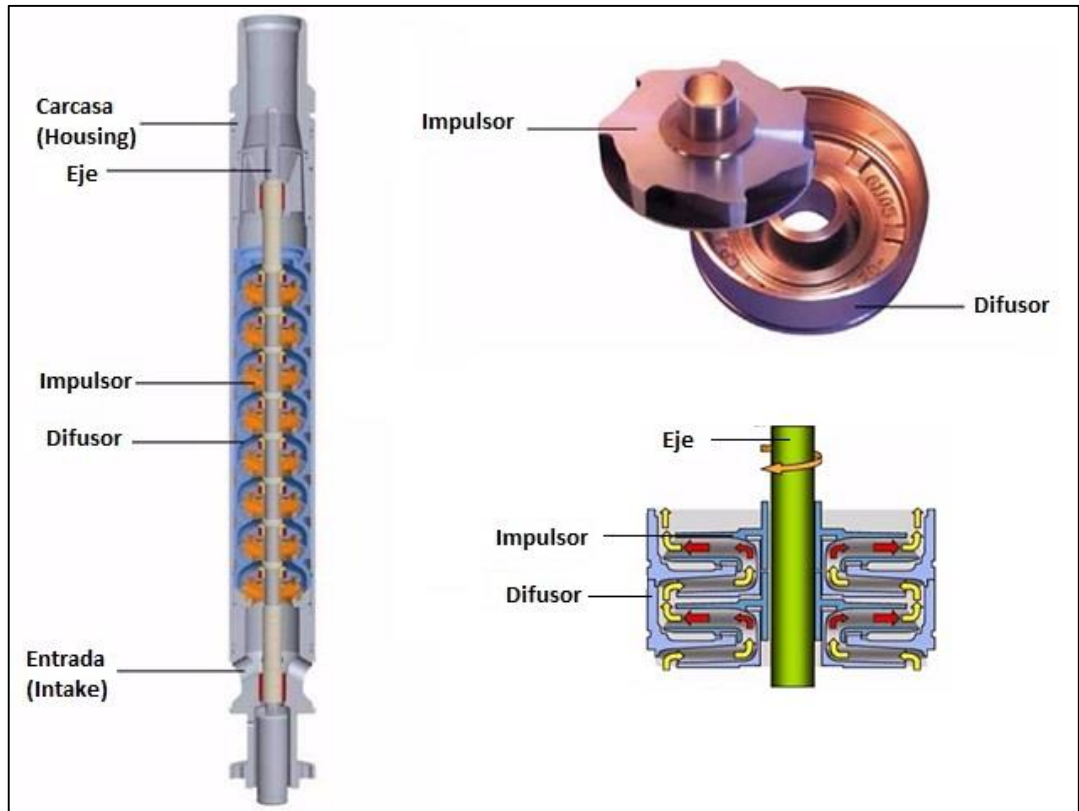
1.2.3.7. Bomba Una bomba centrífuga crea presión mediante la rotación de una serie de alabes en un impulsor. A medida que el impulsor gira imparte una fuerza centrífuga al fluido e incrementa su velocidad, como se ve indicado en la Figura 8 por las flechas rojas. El impulsor transfiere energía cinética al fluido que circula a través de él, por otro lado, el difusor convierte esta energía cinética en energía potencial, elevando la presión a la descarga de la etapa y direcciona el fluido al impulsor que está arriba de él, como se ve indicado en la Figura 8 por las flechas amarillas.

Una etapa confiere una pequeña cantidad de energía al fluido, por lo cual se hace necesaria la utilización de varias etapas para conseguir que el fluido llegue a la superficie.

- **Flujo radial y mixto:** El diseño geométrico de la etapa controla la tasa de flujo que puede circular a través de ella. Por limitaciones de espacio físico en el pozo para bombear altas tasas de producción no se puede aumentar el diámetro del impulsor, de allí que se debe diseñar impulsores cuyo pasaje del fluido posea una componente más axial que radial, de esta forma las bombas centrífugas pueden tener dos clasificaciones generales, las de flujo radial y las de flujo mixto. Las bombas de flujo pequeño generalmente tienen un diseño de flujo radial. En la Figura 9 se muestra la configuración de este tipo de etapa, se observa que el impulsor descarga la mayor parte del fluido en una dirección radial. Cuando las bombas alcanzan flujos de diseño del orden de aproximadamente 1900 BPD en las

bombas serie 400 (4" de diámetro) y del orden de 3500 BPD en bombas de mayor diámetro, el diseño cambia a un flujo mixto. En la Figura 9 se muestra esta configuración. El impulsor en este tipo de diseño de etapa le imparte una dirección al fluido que contiene una componente axial considerable, a la vez que mantiene una dirección radial.

Figura 8. Bomba centrífuga, impulsor y difusor.

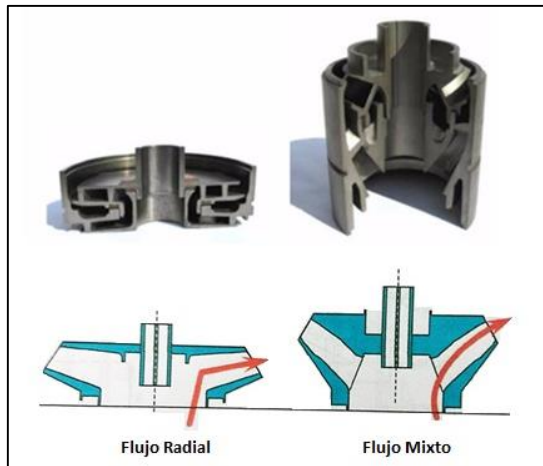


Fuente: Modificado de BAKER HUGHES. Centrilift submersible pump handbook. Ninth edition. Versión 1. 2009.

Tipos de construcción de bombas²⁶: Los tres tipos básicos de construcción son: flotante, de compresión y semi-flotante.

²⁶MAGGILOLO, Ricardo. Sistemas de bombeo electro sumergible (BES/ESP). Ace International. Programa de capacitación. 2008.

Figura 9. Flujo radial y mixto en bombas centrífugas.



Fuente: Modificado de BAKER HUGHES. Centrilift submersible pump handbook. Ninth edition. Version 1. 2009.

• **Bomba de compresión:** Este tipo de bomba permite una mayor vida útil en el manejo de fluidos abrasivos y mayor margen de caudal, en esta bomba cada impulsor está fijado al eje de forma rígida, de modo que no puede moverse sin movimiento del eje, en consecuencia, todo el empuje generado por la bomba lo soporta el cojinete de empuje del protector directamente a través del eje, este cojinete puede manejar mucho más empuje que las arandelas de empuje en los impulsores. En este tipo de bombas se puede trabajar con tranquilidad fuera del rango operativo, sin correr riesgos de desgaste anormal en las etapas.

Algunas de las razones que justifican el uso de este tipo de bombas son:

- ✓ Algunas etapas generan demasiado empuje para ser manejado por una arandela de empuje; en las bombas de compresión este empuje lo soporta un cojinete que puede sobredimensionarse.
- ✓ Algunos fluidos (como propano) no pueden lubricar lo suficiente una arandela de empuje, acelerándose el desgaste de las mismas; en las bombas de compresión las partes en contacto del cojinete de empuje están lubricadas por el aceite del motor.
- ✓ Si hay elementos abrasivos o corrosivos presentes en el fluido del pozo también se acelera el desgaste de las arandelas de empuje.
- ✓ Ocasionalmente en los pozos muy gaseosos, el volumen de flujo cambia tan drásticamente que algunos de los impulsores de una bomba flotante podrían tener un

empuje excesivo mientras otros tienen empuje aceptable, en este caso, una bomba de compresión podría ser una buena alternativa.

✓ Debido a que todo el empuje está manejado en el protector, si se dimensiona adecuadamente el cojinete de empuje del protector, la bomba puede operar sobre un amplio rango sin reducir su vida útil.

- **Bomba flotante:** Para pozos que no tengan el problema de los abrasivos existen bombas de impulsores flotantes, cada impulsor está libre para moverse hacia arriba o abajo en el eje, en consecuencia, cada etapa maneja su propio empuje en las arandelas de empuje, de tal forma que cada impulsor descansa sobre el difusor inferior cuando esté trabajando con empuje descendente. Estas bombas se diseñan para trabajar dentro de su rango operativo, fuera del mismo los desgastes son mayores a los que pueden soportar las arandelas de empuje.

Algunas de las razones que justifican el uso de este tipo de bombas son:

✓ Algunas veces se requieren muchas etapas de tal forma que la capacidad del cojinete de empuje del protector no sería un problema.

✓ Impulsores flotantes bajo condiciones de empuje descendente provee un sello que evita la fuga de abrasivos entre los cojinetes radiales, forzando a que pasen a través de la bomba.

✓ Los impulsores flotantes son mucho más flexibles en el ensamblaje debido a que realmente la tolerancia no representa un problema (compresión de etapas).

- **Bomba semi-flotante (“BFL”, flotante abajo):** Los impulsores superiores son del tipo compresión mientras los inferiores son del tipo flotante. Esto es un diseño especial para manejar todo el empuje descendente en la misma bomba. Es un diseño usado en el pasado cuando la tecnología de fabricación de cojinetes de empuje no era tan avanzada como la actual.

- **Curva de desempeño de la bomba centrífuga²⁷:** La bomba electro sumergible se comporta respondiendo a una curva de rendimiento o eficiencia de acuerdo al diseño del tipo de etapa como se muestra en la Figura 10. Estas curvas se calculan a diferentes

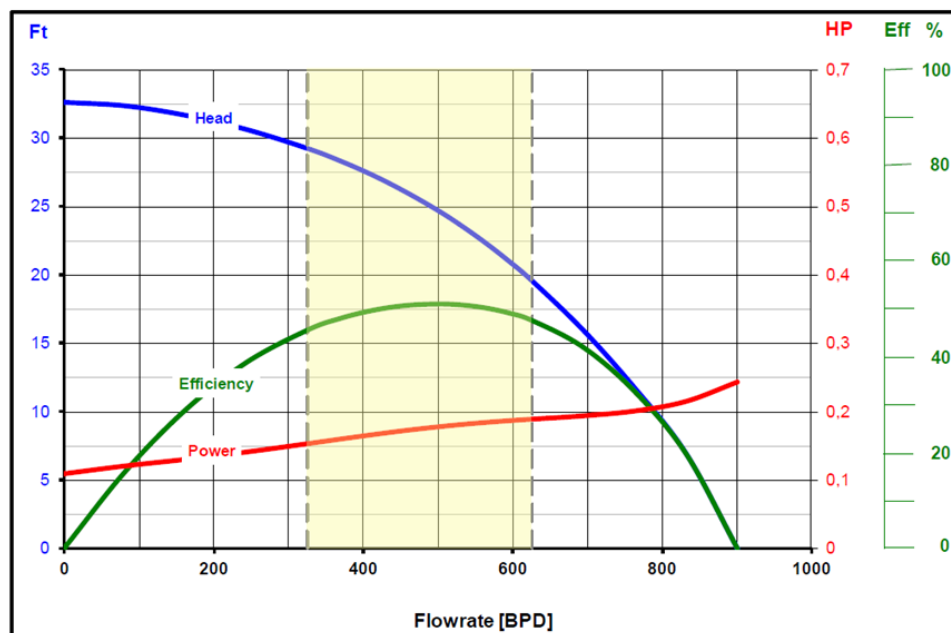
²⁷ MACHETE, Eliana. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electro sumergible y bombeo mecánico VSH” utilizados en el campo caño limón. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2007. p 46-47.

frecuencias mostrando el rango de operación y el punto de mayor eficiencia. Suministran información sobre una sola etapa de la bomba BES, pero con base en ellas se puede calcular la cabeza entregada por toda la bomba, el caudal o capacidad, la eficiencia y otros parámetros con que debe operar.

Toda bomba debe diseñarse para que opere lo más cerca al centro del tornado, donde entrega el máximo de eficiencia hidráulica y mecánica. Si una bomba opera a un caudal mayor que el del diseño se puede producir excesivo empuje hacia arriba (up-thrust), o por el contrario cuando la bomba opera a un caudal menor que el del diseño se puede presentar excesivo empuje hacia abajo (downthrust).

Para medir el rendimiento de la bomba se utiliza agua fresca (gravedad específica 1.0) como fluido, por lo tanto, para calcular la potencia de otros líquidos, esta debe ser multiplicada por la gravedad específica del fluido. La cabeza para una aplicación determinada puede ser calculada en pies, y la cabeza y capacidad deseadas pueden ser leídas directamente de las curvas sin corrección, siempre y cuando la viscosidad del líquido sea cercana a la del agua. El número de etapas requeridas se calcula dividiendo la cabeza dinámica total entre la cabeza en pies por cada etapa.

Figura 10. Curva de desempeño de la bomba electro sumergible.



Fuente: BORETS. Product Catalogue 2014.

• **Nomenclatura de bombas electro sumergibles:** El campo Yariguí-Cantagallo cuenta actualmente con dos proveedores de bombas que son Borets y Alkhorayeft, a continuación, se describirá la nomenclatura usada por Borets para las especificaciones de la bomba. Tabla 16.

Pump, ESP B 400-2400 CW 4.5M HSG 75 STG CP CT HSS TA MT HT

Tabla 16. Nomenclatura de las bombas electro sumergibles.

Pump	Bomba
ESP	Bomba electro sumergible (Electric submersible pump)
400	Serie de la Bomba , diámetro de la bomba 4,00"
2400	Caudal de la bomba , bpd, a 60 Hz
CW	Dirección de rotación del eje <ul style="list-style-type: none"> • CW, en sentido horario (clockwise) • Sin código, en sentido anti horario
4.5M HSG	Longitud nominal de la carcasa (HSG-housing) <ul style="list-style-type: none"> • M, en metros
75 STG	Numero de etapas (STG-stages)
CP CT	Diseño de la bomba <ul style="list-style-type: none"> • FP, ensamblaje tipo flotante • CP, ensamblaje tipo compresión • PK, ensamblaje de paquetes • UT, Tándem superior • CT , Tándem central
HSS	Eje <ul style="list-style-type: none"> • HS, acero resistente a la corrosión • HSS, Inconel 718 • Sin código, Monel k-500
TA	Rodamientos de etapa de carburo de tungsteno <ul style="list-style-type: none"> • XA, Cojinetes en todos los difusores • TA, Cojinetes espaciados a 0.35 m • TA1, Cojinetes espaciados a 0.5 m • TA2, Cojinetes espaciados a 1m • Sin código, sin cojinetes

MT	<p>Detalles de la carcasa y material de fijación</p> <ul style="list-style-type: none"> • SS, Cabeza, base, material de la carcasa es acero inoxidable SS (Stainless Steel), sujetadores material - Monel K-500 • MT, Cabeza, base, material de la carcasa es acero al carbono CS (Carbon Steel), sujetadores material - Monel K-500 • MTS, Cabeza, material de la base es SS; El material de la carcasa es CS; sujetadores material - Monel K-500 • MTSC, Cabeza, material de la base es SS, material de la cubierta es CS con la capa del SS; Material de fijaciones - Monel K-500 • MTC, Cabeza, base, material de la carcasa es CS con el recubrimiento de los SS, material de los sujetadores - Monel K-500 • Sin código, Cabeza, base, carcasa, sujetadores material es CS.
HT	<p>O-rings (anillos tóricos)</p> <ul style="list-style-type: none"> • HT, el material del o-ring es AFLAS (es el nombre comercial de un fluoroelastómero basado en un copolímero alternativo de tetrafluoroetileno y polipropileno) • Sin código, el material del o-ring es HNBR

Fuente: BORETS. Product Catalogue 2014.

1.2.4. Mecanismo de falla²⁸ A continuación se describen las fallas que se pueden presentar en cada uno de los componentes de subsuelo del bombeo electro sumergible, bomba de subsuelo, el intake, separador de gas, el motor, el cable eléctrico de potencia, y los sellos, asociando los síntomas que se presentan cuando ocurre el evento de falla y además se enuncian las probables causas de falla.

1.2.4.1 Fallas en bomba

Tabla 17. Fallas de los componentes de la bomba.

²⁸OSPINA, Jonathan y BELTRAN, Leonardo. Metodología para la aplicación de la teoría de Bayes en el análisis causa raíz de falla de los equipos de fondo, asociados a los sistemas de levantamiento: Bombeo Mecánico y electro sumergible como herramienta dinámica para asegurar la gestión del conocimiento en la superintendencia de operaciones Putumayo Ecopetrol. S.A. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2012. p 159-168.

Componente fallado	Falla	Síntomas	Causa probable de falla
Impulsores Difusores	Atascamiento	Material alojado en los puntos de contacto del difusor y el impulsor que evitan el libre movimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Excesiva producción de sólidos (arena, carbolita) • Revestimiento a hueco abierto
Etapas	Taponamiento	Malla taponada con partículas de carbolita y/o carbonato de calcio	<ul style="list-style-type: none"> • Depósitos de arena
	Desgaste	<ul style="list-style-type: none"> • Material de las etapas con entalladuras por fricción. • Sólidos en el interior de los álabes de las etapas 	<ul style="list-style-type: none"> • Excesiva producción de sólidos (arena y/o carbolita) • Revestimiento a hueco abierto
Eje	Desgaste Abrasivo y posterior ruptura	"Bomba Pegada" Bomba trabajando en la zona de esfuerzos descendentes	<ul style="list-style-type: none"> • Mala operación al tratar de desbloquear la bomba • Excesiva producción de sólidos (Arena – Carbolita) • Ausencia de Mallas para el control de sólidos • Revestimiento a Hueco Abierto
Eje	Desgaste Abrasivo y posterior ruptura	Material alojado en los puntos de contacto del difusor y el impulsor que evitan el libre movimiento	Deposición de Carbonato de Calcio
		Torque Excesivo	Revestimiento a Hueco Abierto

Otros eventos de falla en bombas

Tabla 18. Fallas que se pueden presentar en las bombas.

Falla	Síntomas	Causa probable de falla
Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado – Corrosión en la tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones inapropiadas para la Operación. • Fluidos Corrosivos
Corrosión del componente	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de fluidos corrosivos CO2 y/o H2S • Fugas en la Tubería 	<ul style="list-style-type: none"> • Mala aplicación de la malla • Utilización de bombas NO resistentes a la abrasión y corrosión.

Continuación Tabla 18.

Falla	Síntomas	Causa probable de falla
Empuje Ascendente ("up thrust")	Las fuerzas hidráulicas generadas por el fluido sobre el impulsor en sus caras superior e inferior no están equilibradas. Las fuerzas de la cara inferior o succión del impulsor son mayores a las fuerzas de la cara superior, lo cual hace que éste se mueva hacia arriba quedando más cerca del difusor.	<ul style="list-style-type: none"> • La bomba se trabaja con caudales mayores a su capacidad nominal o del punto de máxima eficiencia.
Empuje Descendente ("downthrust")	Las fuerzas de la cara superior o descarga del impulsor son mayores a las fuerzas de la cara inferior, lo cual hace que éste se mueva hacia abajo quedando en contacto con el difusor de la etapa anterior.	<ul style="list-style-type: none"> • La bomba está trabajando con caudales menores al límite inferior de mejor eficiencia.
Desgaste	<ul style="list-style-type: none"> • Los empujes sobre los elementos básicos de la bomba centrífuga (impulsor, difusor y eje), son transferidos a los cojinetes de soporte de empujes. • Condiciones fuera del punto de mejor eficiencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Implementación de equipos de mayor capacidad comparada con las condiciones de operación de los pozos.
Baja eficiencia	Baja Producción – Alto GOR	<ul style="list-style-type: none"> • Gran cantidad de gas libre a la entrada de la bomba. • El equipo no cuenta con separadores de gas. • Bajo nivel de Sumergencia • Diseño inadecuado de las etapas de la bomba que no permite llevar el fluido a la superficie • Alto corte de agua. Incremento del BSW.
Atascamiento	Pega de las bombas durante el servicio	<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.

1.2.4.2 Fallas en intake

Tabla 19. Fallas en el Intake.

Falla	Síntomas	Causa probable de falla
Atascamiento	Pega de las bombas durante el servicio.	<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado.	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones inapropiadas para la operación.

1.2.4.3 Fallas en separador de gas

Tabla 20. Fallas en el separador de gas.

Falla	Síntomas	Causa probable de falla
Desgaste	Álabes del separador con marcas de abrasión.	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de partículas sólidas en el fluido que erosiona los elementos internos.
Taponamiento	Grandes cantidades de material sólido que impiden la salida y la succión de gas.	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de partículas sólidas en el fluido que taponan los elementos internos. • Revestimiento a Hueco Abierto
Atascamiento	Pega del separador durante el servicio.	<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones inapropiadas para la operación.

1.2.4.4 Fallas en sellos

Tabla 21. Fallas en los sellos.

Falla	Síntomas	Causa probable de falla
Contaminación	Aceite contaminado y de color diferente al inicialmente instalado.	<ul style="list-style-type: none"> • Ingreso de arena y/o carbolita, la cual al entrar en contacto con el sello mecánico lo destruye pues en esta zona hay baja presión con una alta velocidad en las partículas sólidas.
Atascamiento	Pega del conjunto durante el servicio.	<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado en fondo.	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones inapropiadas para la operación.
Desgaste por abrasión	Entalladuras o rajadas en el sello.	<ul style="list-style-type: none"> • Revestimiento a Hueco Abierto
Baja eficiencia del motor	Alto Run Life, bajo índice de fallas.	<ul style="list-style-type: none"> • Aceite y sellos trabajados y desgastados.

1.2.4.5 Fallas en motor

Tabla 22. Fallas en los componentes del motor.

Componente fallado	Falla	Síntomas	Causa probable de falla
Estatores/Rotor /Pothead	Corto circuito	Presencia de Agua - Aceite	<ul style="list-style-type: none"> ● Contaminación del aceite debido al excesivo manejo de sólidos, que dañan los sellos.
Otros eventos	Falla eléctrica	Sistema Aterrizado. Bajo aislamiento y alta fuga de corriente, corto a tierra y entre fases.	<ul style="list-style-type: none"> ● Insuficiente fluido en movimiento para refrigerar el motor. ● La velocidad del fluido del pozo debe ser > 1 ft/seg. ● Fallas en los equipos de superficie que controlan el motor eléctrico. ● Los parámetros de diseño no están alineados con los requerimientos de potencia de la bomba, con el gradiente del fluido o con la cabeza dinámica total a ser levantada. ● Contaminación del aceite refinado debido al paso de los fluidos del pozo a los sellos generado por el excesivo manejo de sólidos. En sellos tipo Bolsa por la incompatibilidad con las características de los fluidos de la formación (Alto CO₂/H₂S).
Otros eventos	Falla Eléctrica		
	Atascamiento	Pega del conjunto durante el servicio.	<ul style="list-style-type: none"> ● Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
	Daño Mecánico	Fallas prematuras (Bajo Run Life) - Daños Mecánicos	<ul style="list-style-type: none"> ● Alto "dogleg" con respecto a la profundidad de instalación del componente. (Mayor a 1° cada 100 ft).

1.2.4.6 Fallas en cable

Tabla 23. Fallas en el cable.

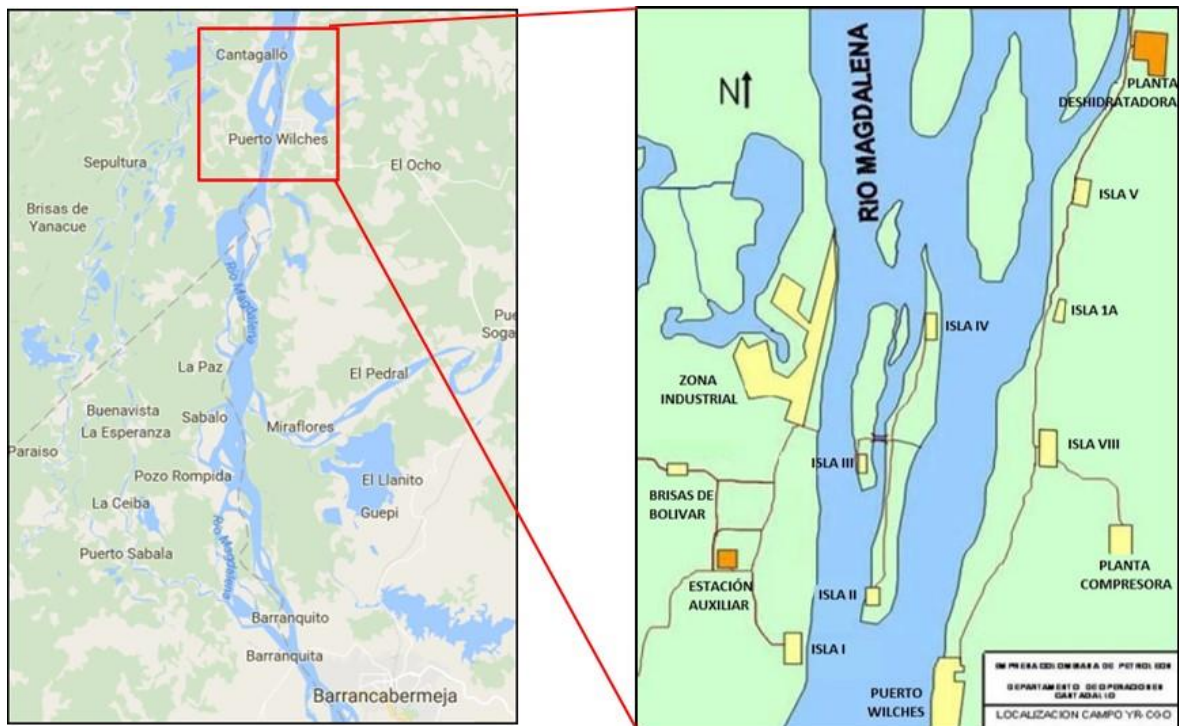
Componente fallado	Falla	Síntomas	Causa probable de falla
Fases	Fractura por químicos	Cable aterrizado	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección del producto Inhibidor de Carbonatos por el Capilar. • Bajo PH (< 1), del producto inhibidor de carbonatos.
	Fracturamiento o ruptura	Cable aterrizado	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura de la tubería por Corrosión.
Cable de extensión del motor (MLE)	Sobre corriente y sobrecalentamiento	Cable aterrizado - Salto eléctrico entre fases	<ul style="list-style-type: none"> • Salto eléctrico entre las fases y la armadura. • Arranques realizados por encima de los Hz recomendados (Causa Humana).
	Estallido	Cable aterrizado la altura del empalme entre el cable de extensión del motor y el cable de potencia.	<ul style="list-style-type: none"> • Salto eléctrico entre las fases y la armadura. • Continúas paradas y encendidas de los equipos de superficie y del sistema de generación eléctrico.
Cintas	Salto eléctrico entre fases	El fluido del pozo ataca el aislamiento y provoca salto eléctrico entre fases.	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de la adherencia durante la operación.
Otros eventos	Atascamiento	Pega del cable durante el servicio.	<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
	Daño en el protector	Achatamiento de la coraza protectora – golpes mecánicos.	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad insuficiente de protectores de cable y super bandas.

2 CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

El campo Yariguí-Cantagallo se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 20 km al NE de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al NW de Bogotá, en los departamentos de Santander y Bolívar, más exactamente en los márgenes del río Magdalena en el municipio de Puerto Wilches. Figura 11.

El campo se encuentra distribuido en Islas a lo largo del margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo. La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena, pero además cuenta con dos vías terrestres alternas, una que comunica al municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Figura 11. Localización y distribución del campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia de Río, Ecopetrol, S.A.

2.1. HISTORIA DEL CAMPO²⁹

Los Campos Yariguí y Cantagallo hacen parte de las antiguas Concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y más tarde, en el año de 1953 a la Shell Cóndor. Durante la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos: Cimitarra 1 y Cimitarra 2.

El pozo Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), alcanzó una profundidad de 1494 ft, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 ft, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 (posteriormente CG-2) alcanzó una profundidad de 6170 ft, donde se encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 ft. El pozo produjo 286 barriles de aceite de 20,1° API del terciario, considerándose a este pozo como el descubridor del campo.

Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos. Luego siguió un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cóndor.

De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del Río Magdalena. Los pozos CG-5, 7, 8 y 11 resultaron secos, con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-5 y 11 fueron de extensión en el extremo meridional de la Concesión. Los pozos CG-1, 3 y 9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad.

La compañía Shell Cóndor en el período de julio de 1952 a diciembre del siguiente año perforó 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo.

A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del campo Cantagallo. Las perforaciones, direccionales en su mayoría, se llevaron a

²⁹ CARREÑO, Mildreth. Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo, SRI, Ecopetrol S.A. mediante la ejecución de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas B, C y CG. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.2006. P 19-23.

cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, que es la continuación lateral hacia el Este del campo Cantagallo.

En el período de 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el Campo Yariguí, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales; los pozos Yariguí (YR) 1, 2, 6, 15, 32, 33, 40 y los pozos YR-7, 8, 12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 se reactivó posteriormente en octubre de 1975.

En diciembre de 1965, la compañía Shell, hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una rata de inyección promedio de 7000 bwpd a 3500 psi, sin embargo, la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41. Entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A.

En el período de 1976 a 1983, bajo la administración de Ecopetrol se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un período de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto, fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y bombeo electro sumergible. La explotación de los yacimientos se llevó a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se

cañonearon las arenas “C” y en menor proporción en arenas “B”. Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas “CG”, el 70% de éstos se completaron en arenas “C” y se han producido conjuntamente las dos zonas.

La producción comercial del campo se inició en el año de 1952 y en 1959 la explotación del campo Cantagallo alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 2795 BOPD, y en 1962 el campo Yariguí lo hace con una producción de 18575 BOPD. En 1962 el campo Yariguí-Cantagallo alcanza un total de 20300 barriles de aceite por día, siendo ésta su máxima producción en la historia.

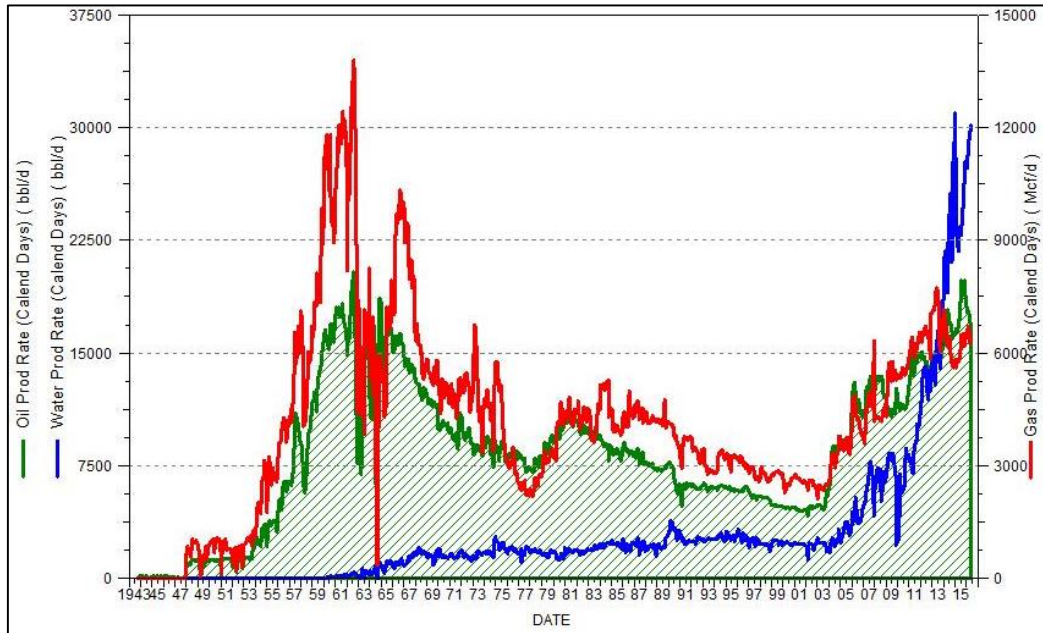
Después en junio de 2014 se registró un récord de producción de 18400 barriles diarios de petróleo, una cifra que no se presentaba desde 1962, esta producción superó los pronósticos definidos para el mes de febrero en más de 2000 barriles por día.

Un año después el campo registra un nuevo récord de producción de 20080 barriles equivalentes por día, superando en 1180 barriles equivalentes por día la producción proyectada para el año 2015 en 18900 barriles equivalentes por día. Estos incrementos en la producción se debieron principalmente a la ejecución de proyectos como perforación e inyección de agua y a la ejecución de un plan de mejoras operativas como reactivación de pozos inactivos, trabajos en pozos inyectoros (estimulaciones y limpiezas), cambios de sistemas de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo electro sumergible y optimización de los mismos.

Como se puede observar en la Figura 12, en el primer semestre de 2016 la producción estuvo en el rango de 17000 a 18000 barriles de aceite por día, aproximadamente 6200 millones de pies cúbicos estándar por día de gas y se alcanzó una producción de agua de 30000 barriles por día. La producción acumulada de petróleo está aproximadamente en 223 millones de barriles de petróleo.

Actualmente estos campos pertenecen a la Gerencia de operaciones de desarrollo y producción del río de ECOPETROL S.A.

Figura 12. Producción histórica del campo.



Fuente: OFM. Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia de Río, Ecopetrol, S.A.

2.2 GEOLOGÍA ESTRATIGRÁFICA

El campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en la sección Noroccidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo (Occidente del campo Cantagallo).

La columna estratigráfica perforada por algunos pozos en el campo abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente del campo La Cira. En la Figura 13 se puede observar la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Formaciones Productoras: en el campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas se constituyen en las principales fuentes de producción de hidrocarburos. La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del campo, siendo estos las arenas CG y C; en la formación Mugrosa, donde se encuentran las arenas B, sólo

es productor en algunos sectores del campo el miembro inferior B3. A continuación se hace una breve descripción de las formaciones desde superficie hasta las unidades de interés:

- **Formación Real:** compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso, tiene 2600 ft de espesor aproximadamente.
- **Formación Colorado:** formación compuesta por la denominada unidad Arenas A, la cual, litológicamente está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas y La Cira shale que es el nombre formal para el miembro superior de la Formación Colorado, caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.
- **Formación Mugrosa:** formación que se subdivide en cuatro miembros informales de base a techo así: "Arenas B3", "Arenas B2", "Arenas B1", "Arenas B0" y el "Horizonte Fosilífero de Mugrosa" (con base en las propiedades de los registros eléctricos). Las "Arenas B3" se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas grauwáticas con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayacentes "Arenas C" de la Formación La Paz es discordante, mientras que con las suprayacentes "Arenas B2" es concordante.
- **Formación La Paz:** formación que contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados "Arenas Cantagallo" y "Arenas C". Las Arenas C constituyen el miembro superior de la Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft. Estratigráficamente se ubica entre las "Arenas Cantagallo" en la base y las "Arenas B" de la formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las "Arenas B" es discordante, dado por la ausencia de la formación Esmeraldas
- **Arenas Cantagallo (CG):** Principal horizonte productor, constituido por areniscas grauwáticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general

denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 ft.

2.3 DATOS GENERALES

Tabla 24. Datos generales del campo Yariguí-Cantagallo.

Dato	Valor
Aceite original en el Sitio	1048 MMbbls
Producción acumulada de petróleo	223 MMbbls
Gravedad API promedio del crudo a 15°C (60°F)	18
BSW promedio	44%
Producción promedio crudo	16000 BPD
Producción promedio agua	30000 BPD
Producción promedio de gas	6 MMFCS
Pozos productores activos	109
Pozos de bombeo electro sumergible	69
Pozos de bombeo mecánico	39
Pozos de bombeo electro sumergible por cavidades progresivas	1
Pozos inyectoros de agua activos	28

Fuente: Archivos locales del campo Yariguí-Cantagallo – 2016.

Figura 13. Columna estratigráfica del Campo Yariguí-Cantagallo.

PER.	EPOCA	FORMACION	ZONA	LITOLOGIA
Terciario	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpn)		
	MIOCENO	GRUPO REAL (Tmr)		
	OLIGOCENO	FM. COLORADO (Too)		La Cira Shale
				Arenas A0
				Arenas A1
				Arenas A2
			Arenas A3	
			Arenas B0	
			Arenas B1	
			Arenas B2	
			Arenas B3	
			Arenas C	
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)		Arenas Cantagallo	
Cretaceo	CAMPANIANO	FORMACION UNIR (Kcu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ksl)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO			
	ALBIANO	FORMACION SIMFI (Kis)		
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Kt)		
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kip)		
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSAS LANCIA (Kirb)		
VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (Kite)			
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)			

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia de Río, Ecopetrol, S.A.

3 ESTADÍSTICA DE FALLA EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO PERÍODO 2014-2016

Con el fin de realizar una estadística de las fallas presentadas en el campo en el período 2014 - 2016 se recolectaron y organizaron los datos correspondientes a eventos de falla asociados a los sistemas de bombeo mecánico y bombeo electro sumergible reportados en softwares como Open Wells, Oil Field Management y archivos locales del campo, para conocer cuáles son los componentes que presentan mayor ocurrencia de falla y que causa estas fallas. Antes de esto se hace necesario definir y clasificar las fallas que se presentan en los sistemas de producción y delimitar su estudio para los sistemas de bombeo mecánico y bombeo electro sumergible.

3.1. CONCEPTO DE FALLA EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN³⁰

De acuerdo a la norma ISO 14224, una falla es la terminación de la habilidad de un determinado elemento para desarrollar una función requerida. También se presenta cuando el sistema de extracción no puede cumplir la función para la cual fue diseñado, esté operando o cuando deje de operar. Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Si se realiza un servicio de flushing o re espaciamento exitoso, no se considera una falla.
- Cuando se interviene un pozo por falla, aunque se intervenga con varios equipos, se cuenta como una sola falla.
- Baja eficiencia de bomba por fuera de los parámetros establecidos se considera falla.

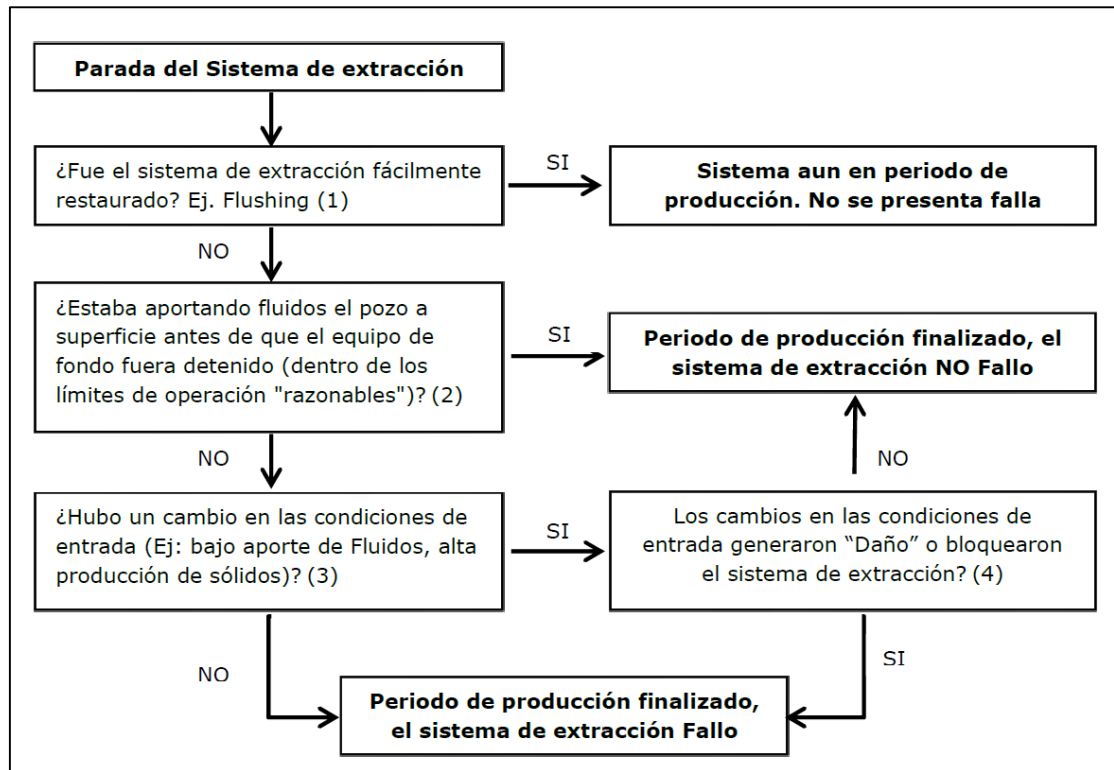
En la Figura 14 se describe un diagrama de flujo para identificar cuando un sistema de extracción ha fallado.

- (1) Fácilmente Restaurado es: No se realiza desinstalación (pulling) o reparación de componentes. Costos mínimos necesarios para reactivar el sistema
- (2) Si se produce una reactivación fallida la respuesta es "NO". Ej. Flushing no exitoso.
- (3) Las condiciones actuales del pozo son muy diferentes a las del diseño.

³⁰ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. 2014. p 5.

(4) "Daño" es cualquier falla que puede afectar significativamente el desempeño del sistema para el cual fue diseñado.

Figura 14. Diagrama de decisión de ocurrencia de falla de sistemas de extracción.



Fuente: ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. 2014.

3.2 CLASIFICACIÓN DE FALLA EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Las fallas la podemos clasificar en falla directa o falla indirecta, Se entiende por falla directa, aquella atribuible directamente a uno de los componentes del sistema de extracción por defectos de fabricación, ensamble e instalación (dependen del proveedor). Se entiende por falla indirecta, aquella atribuible a todas las condiciones externas diferentes a una falla directa en los componentes del sistema de extracción, Ejemplo: Monitoreo inadecuado, tratamiento del pozo, sabotaje, etc.

La clasificación de falla de sistemas de producción se divide en tres categorías³¹:

- **Falla del SLA:** El sistema no desempeña la función requerida debido a fallas mecánicas o eléctricas de los componentes del SLA.
- **Falla No del SLA:** El sistema no desempeña la función requerida debido a: falla de elementos no incluidos en los límites de los SLA, alta producción de arena, y taponamiento externo por parafinas, asfáltenos o scale.
- **No falla:** El sistema es removido del pozo debido a diferentes causas de una falla; tales como: desinstalación y abandono, alto corte de agua, baja producción del pozo, trabajos de Workover, suspensión del pozo.

La idea de usar estas tres categorías diferentes es centrar esfuerzos en las fallas del SLA como un punto de partida para mejorar la vida útil, y después de eso, la implementación de mejoras en fallas no del SLA y no fallas. Con el fin de iniciar este proceso, es importante tener una clara definición de los límites del sistema de levantamiento artificial.

3.3 LÍMITES DE ESTUDIO DE FALLA

El límite de un SLA generalmente está dado por la bomba de subsuelo (incluyendo accesorios) y componentes usados para la transmisión de potencia sin inclusión del equipo de superficie. La exclusión del equipo de superficie en esta clasificación es debida principalmente al hecho de que para realizar un mantenimiento correctivo en superficie no se requiere una intervención al pozo (Workover). Los límites establecidos para los sistemas de bombeo mecánico y bombeo electro-sumergible son:

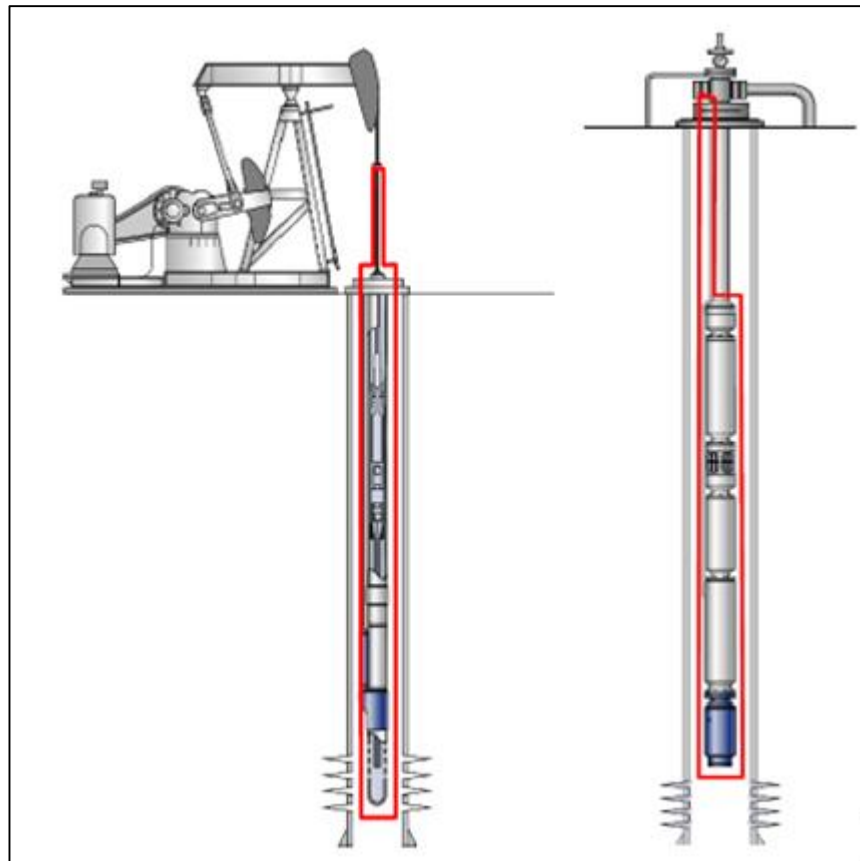
3.3.1. Sistema de bombeo mecánico Para este tipo de sistema de extracción, se incluyen tres sub-sistemas principales como se muestra en la Figura 15.

- **Sistema bomba:** el montaje de componentes de las bombas de subsuelo; incluyendo el barril de la bomba, pistón, válvulas, separador de gas, etc.

³¹SPE-173913-MS. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. 2015.p 6-7.

- **Sistema tubería de producción:** el montaje de componentes necesarios para entregar una tasa de flujo a través de un conducto sellado desde la descarga de una bomba de subsuelo a la superficie. Incluyendo el cuerpo de la tubería, conexiones de tubería, ancla de tubería, etc.
- **Sistema varillas de succión:** el montaje de componentes necesarios para la transmisión de potencia desde la superficie. Incluyendo el cuerpo de la varilla, el acople de la varilla, guías de varilla, barra pulida, etc.

Figura 15. Límites de estudio bombeo mecánico y bombeo electro sumergible.



Fuente: SPE-173913-MS. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. 2015.

3.3.2. Sistema de bombeo electro sumergible Para este tipo de sistema de extracción, es incluido un sub-sistema como se muestra en la Figura 15.

- **Sistema bomba:** el montaje de componentes de las bombas de subsuelo. Esto incluye el sensor BES, el motor BES, el sello BES, el intake o separador de gas BES, ancla de gas BES, bomba BES, cable de potencia, etc.

- **Sistema tubería de producción:** el montaje de componentes necesarios para entregar una tasa de flujo a través de un conducto sellado desde la descarga de una bomba de subsuelo a la superficie. Incluyendo el cuerpo de la tubería, conexiones de tubería, ancla de tubería, etc.

3.4. CATEGORÍAS Y DESCRIPTORES DE FALLA³²

La categoría de la falla hace referencia a la clasificación del tipo de falla, es decir, pueden ocurrir fallas de tipo mecánico, eléctrico, del material, externo, entre otros. Por otro lado el descriptor de falla es la respuesta al interrogante ¿Cómo falló el sistema?, por ejemplo: Roto (tubería), partido/fracturado (varilla), entre otros. Los descriptores de falla de los sistemas de extracción se pueden observar en la Tabla 25.

Tabla 25. Categorías y descriptores de falla.

Categoría	Descriptor de Falla	Descripción	
Eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> • No pasó prueba Hypot • Alta Impedancia / Resistencia • Baja Impedancia / Resistencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Circuito Abierto • Corto Circuito • Desbalance entre Fases 	Fallas relacionadas con el suministro y transmisión de energía eléctrica.
Externo	<ul style="list-style-type: none"> • Recubierto-Externo • Recubierto-Interno • Contaminado 	<ul style="list-style-type: none"> • Tapado • Atascado cerrado • Atascado abierto 	Fallas causadas por sucesos o sustancias externas, por ejemplo, parafina, asfáltenos, scale, arena, sulfuro de hierro. “Atascado abierto” o “atascado cerrado” hace referencia a la posición en que quedan atascadas las válvulas.
Material	<ul style="list-style-type: none"> • Ampollado • Fragilizado • Quemado • Corroído • Decolorado 	<ul style="list-style-type: none"> • Endurecido • Derretido • Sobrecalentado • Hinchado • Desgastado 	Normalmente está relacionado con las características físicas del material, es decir, color, dureza, acabado, etc.
Categoría	Descriptor de Falla	Descripción	

³²ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. 2014. p 14-15.

Mecánico	<ul style="list-style-type: none"> • Doblado • Partido / Fracturado • Pandeado • Explotado / Reventado • Colapsado • Agrietado • Dañado • Abollado • Desconectado • Falló en prueba de presión • Falló en prueba de vibración • Tolerancia o alineamiento defectuoso 	<ul style="list-style-type: none"> • Fuga • Suelto / Rotando • Baja Eficiencia • Roto (Perforado) • Rayado • Aplastado /Aplanado • Atascado • Despedazado • Torcido • Marcas de Vibración / Frotación • Vibración / Desbalanceo 	<p>Normalmente es el resultado de Fuerza, Presión o Torque. El término “tapado” se utiliza para describir áreas de flujo que se tapan con materiales tales como asfáltenos, arena o scale</p>
Otro	<ul style="list-style-type: none"> • Descartado por Mantenimiento • Pérdida de Material 		

Fuente: ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. 2014.

3.5. CAUSA GENERAL DE FALLA³³

Considera toda condición de diseño, fabricación, instalación y operación que pudo ser causante de una falla del sistema de extracción. Para tener certeza de la causa de falla se debe hacer un análisis muy minucioso de todas las variables que estaban en contacto con el equipo cuando se produjo la falla, se debe realizar una inspección y desarme de todos los componentes del sistema para adjuntar evidencias que nos ayuden a identificar los errores y posibles mejoras para las próximas instalaciones. En conclusión, la causa de falla es la respuesta a la pregunta ¿Por qué falló el sistema?, por ejemplo, Operación – Monitoreo inadecuado. A continuación, se describen las causas de falla en la Tabla 26.

³³ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. Campo Yariguí-Cantagallo. 2014. p 16-17

Tabla 26. Causas de falla general y Especifica para los Sistemas de Extracción.

Causa de Falla: General	Causa de Falla: Especifica		Descripción
Diseño / Selección del Sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Selección del Equipo • Selección del Equipo - materiales • Datos inapropiados usados en el Diseño 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección del Equipo - capacidad de presión • Selección del Equipo - capacidad volumétrica • Configuración del Sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño / Selección Inapropiado del Sistema, Incluye el uso de datos inadecuados o errores en los cálculos. • Capacidad de flujo, potencia de levantamiento o potencia del motor incorrectas. • Selección Incorrecta del Equipo. • Selección Incorrecta del material.
Manufactura	<ul style="list-style-type: none"> • Prueba del equipo • Problemas de Fabricación • Diseño Mecánico 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de Materiales • Control de Calidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño mecánico incorrecto de piezas o componentes. • Fabricación inadecuada del conjunto de partes o componentes. • Pruebas incorrecta del equipo o inadecuado control de calidad.
Almacenamiento y Transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Embalaje • Almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Manipulación incorrecta o inadecuada durante el almacenamiento o el transporte de equipo.
Instalación	<ul style="list-style-type: none"> • Ensamblaje del Sistema • Limpieza de Pozo • Instalación – Servicio de Campo 	<ul style="list-style-type: none"> • Instalación - Servicio de Taladro • Se corrió equipo dañado 	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimientos inadecuados durante la instalación o preparación del pozo. • Ensamble incorrecto del sistema, incluyendo los empalmes de cables y conexiones de brida.
Operación	<ul style="list-style-type: none"> • Método de recuperación mejorada • Monitoreo inadecuado 	<ul style="list-style-type: none"> • Tratamiento del pozo • Procedimiento de Operación • Operación de otros pozos del campo 	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimientos de funcionamiento o monitoreo inadecuados. • Las prácticas de manejo del Campo.
Fluidos o Yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Asfáltenos • Temperatura de Fondo • Gas Libre • Arena • Falla de Yacimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Scale • Parafina • Corte de Agua • Alto Influjos • Bajo o ningún flujo • Fluidos Corrosivos 	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones inesperadas del yacimiento, ocasionando taponamientos por scale, parafina, asfáltenos, arenas etc., o bajo/ alto productividad, mayor GOR o corte de agua

Causa de Falla: General	Causa de Falla: Específica	Descripción	
Completamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Falla de las Perforaciones / Liner / Hueco Abierto • Sistema de Control de Arena dañado o inapropiado 	<ul style="list-style-type: none"> • Fallas de completamiento del hueco • Fallas no relacionadas con el sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Fallas del completamiento de hueco del pozo, ej. Revestimiento, liner, etc. <p>Todo lo que este en el pozo sin incluir el sistema de extracción.</p>
Otros	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones Climáticas/Oceanográficas • Desastre Natural 	<ul style="list-style-type: none"> • Sabotaje / Vandalismo • Interrupción de suministro de Potencia / Rayo 	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones Climáticas, Guerra, Ataques Terroristas, etc.
Desconocido	<ul style="list-style-type: none"> • Desconocido 		Causa de Falla desconocida
Desgaste Normal o Esperado	<ul style="list-style-type: none"> • Desgaste Normal o Esperado 		<ul style="list-style-type: none"> • Vida útil del equipo cumplida o superación de las expectativas de duración.
Limitación de la Tecnología	<ul style="list-style-type: none"> • Limitación de la Tecnología 		<ul style="list-style-type: none"> • La tecnología actual de BES no puede funcionar de manera fiable en una operación determinada.
Construcción del Pozo	<ul style="list-style-type: none"> • Sección No Tangente 		<ul style="list-style-type: none"> • El pozo no fue diseñado / perforado para una aplicación BES.
Facilidades de superficie	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro de Potencia de pobre calidad • Falla de Equipo de Flujo en Superficie 	<ul style="list-style-type: none"> • Falla de Equipo de Accionamiento en Superficie • Falla de Equipo Eléctrico en superficie 	<ul style="list-style-type: none"> • Falla de la Instrumentación o control de superficie. • Fallas por equipo de flujo en superficie, por ejemplo: atascamiento de la tubería de superficie. • Fallas de Equipo de accionamiento en superficie, por ejemplo: fallas por equipo de transmisión de potencia o motor de superficie.

Fuente: ECOPEL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. 2014.

3.6. GESTIÓN DE ANÁLISIS DE FALLAS³⁴

En los sistemas de extracción (levantamiento artificial o flujo natural) en pozos productores, existen ciertos factores que intervienen en el buen funcionamiento de los equipos, ocasionando fallas que reducen la vida útil de cada uno de sus componentes, generando gastos por intervenciones y producción diferida; es por esto que se hace necesario realizar la gestión de análisis de falla, y se requiere la siguiente información:

- Identificación, estado mecánico del pozo, equipos instalados y desviación del pozo.
- Condiciones de diseño del sistema de extracción.
- Fechas de instalación, arranque y parada del sistema.
- Parámetros operacionales (caudal, velocidad del sistema, sumergencia, etc.).
- Propiedades de los fluidos (BSW, viscosidad, densidad, etc.).
- Parámetros del yacimiento (presión de yacimiento, temperatura de fondo, etc.).
- Descripción del equipo de fondo (fabricante, tipo, modelo, metalurgia, etc.).
- Historial de intervenciones anteriores con sistemas fallados y no fallados.
- Diagnóstico preliminar de la falla antes de la intervención de subsuelo.
- Evidencias durante la desinstalación del sistema de extracción.
- Reportes de desensamble (Teardown) y protocolos de prueba de los componentes del sistema.
- Reportes de instalación, desinstalación y arranques del sistema.
- Especificaciones de equipos y demás documentos requeridos para completar el análisis.

La gestión de fallas de sistemas de extracción se desarrolla como se muestra en la Figura 16.

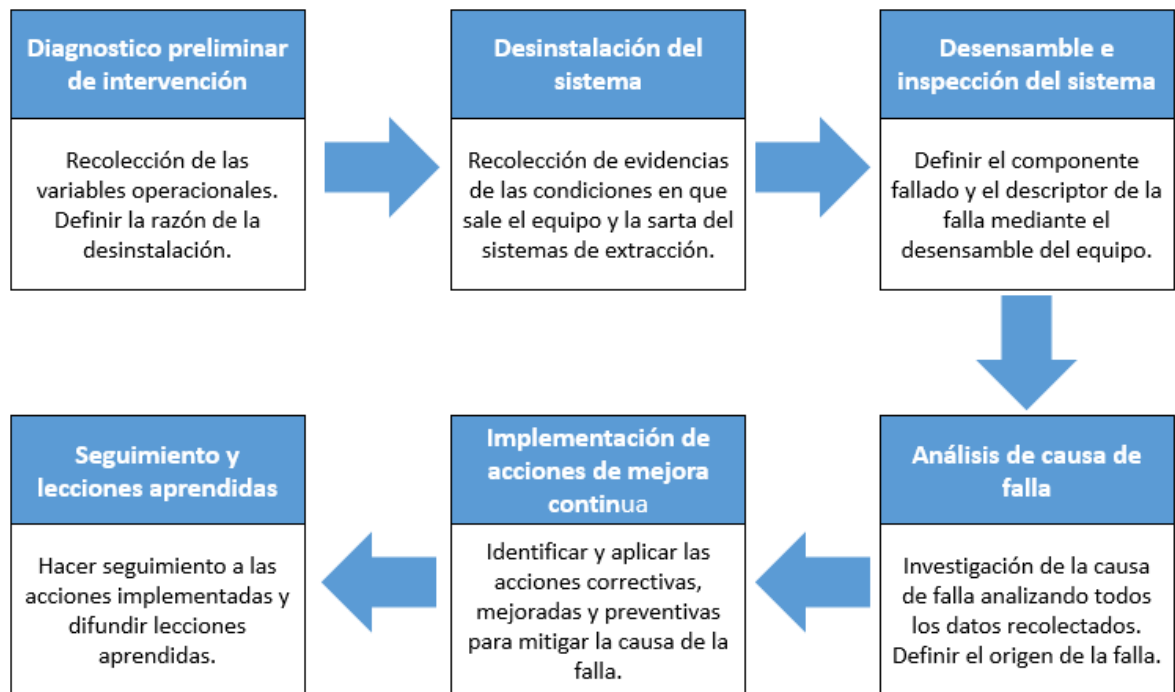
3.7. COMPONENTE FALLADO Y CAUSA DE FALLA PERÍODO 2014-2016

El componente fallado es el componente o parte del sistema de extracción que en un evento de sucesos llevó a la falla del sistema de extracción, dicho componente no siempre es la parte que se encuentra con más daños severos o el cual generó la razón de la desinstalación. Para lograr descubrir dicho elemento a veces se requiere hacer un análisis

³⁴ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. Campo Yariguí-Cantagallo. 2014. p 3-4

más detallado; por ejemplo: en el caso de que se haya quemado el motor por atascamiento de las bombas debido a manejo de sólidos, entonces en este caso el componente fallado es la bomba.³⁵

Figura 16. Diagrama de flujo de gestión de fallas en sistemas de extracción.



Fuente: Modificado de ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. 2014.

Por otro lado, la causa de falla hace referencia a toda condición de diseño, fabricación, instalación y operación que pudo ser causante de una falla del sistema de extracción. Para tener certeza de la causa de falla se debe hacer un análisis muy minucioso de todas las variables que estaban en contacto con el equipo cuando se produjo la falla; se debe realizar una inspección y desarme de todos los componentes del sistema para adjuntar evidencias que nos ayuden a identificar los errores y posibles mejoras para las próximas instalaciones.³⁶

³⁵ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. Campo Yariguí-Cantagallo. 2014. p 9

³⁶ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. Campo Yariguí-Cantagallo. 2014. p 16

Una vez se ha determinado el componente fallado del sistema de extracción a través del desensamble del equipo, se realiza el análisis correspondiente de todos los datos o evidencias recolectadas para definir la causa de falla. En el presente trabajo se recolectó la información obtenida de los reportes de las intervenciones realizadas a los pozos producidos con los sistemas de bombeo mecánico y bombeo electro sumergible en el período comprendido entre los años 2014 y 2016 para identificar las diferentes fallas ocasionadas en los componentes de estos sistemas de extracción y el posible origen o causa de las mismas. Para poder entender la estadística de fallas en cada uno de los sistemas en estudio, bombeo mecánico y bombeo electro sumergible, es importante definir primero cuáles son sus principales componentes sobre los cuales se manifiestan las diferentes fallas.

3.7.1 Componentes del sistema de bombeo mecánico En el caso del sistema de bombeo mecánico, son todos los componentes asociados al bombeo mecánico, excluyendo los equipos de superficie. A continuación, en la Tabla 27 se muestra cada uno de los componentes y subcomponentes del sistema de bombeo mecánico.

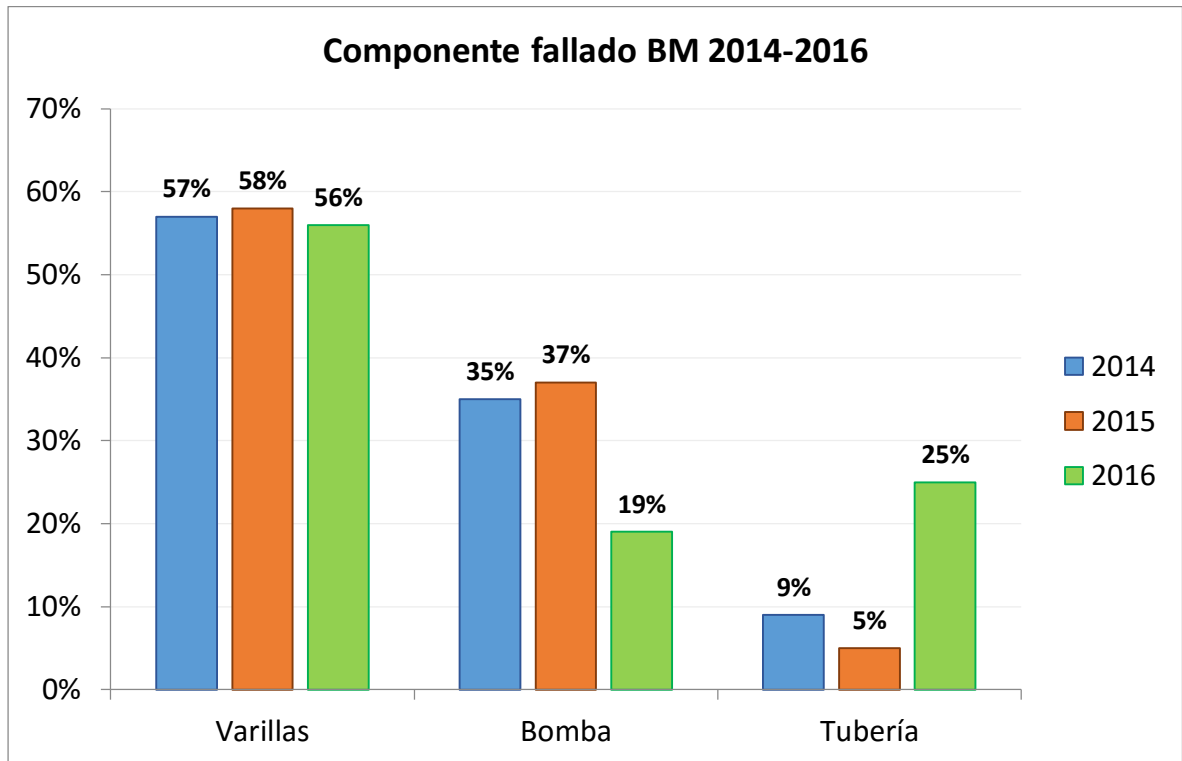
Tabla 27. Componentes y subcomponentes del sistema de bombeo mecánico.

Componente	Subcomponente
Varillas	Cuerpo de varilla, conexiones, conexiones-cuadrante, conexiones-pin, conexiones-acople, barra lisa, guías, centralizadores.
Bomba	Barril, conector, acople, rodvalve, anclaje, válvula viajera, pistón, pulltube, niplesilla, caja, válvula fija, bushing.
Intake	Puertos de succión/malla, acople, juntas de cola, housing, equipos para separación de arena, equipos para separación de gas.
Tubería	Cuerpo de la tubería, conexiones, conexiones-pin, conexiones-acople.

Fuente: Modificado de ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. 2014.

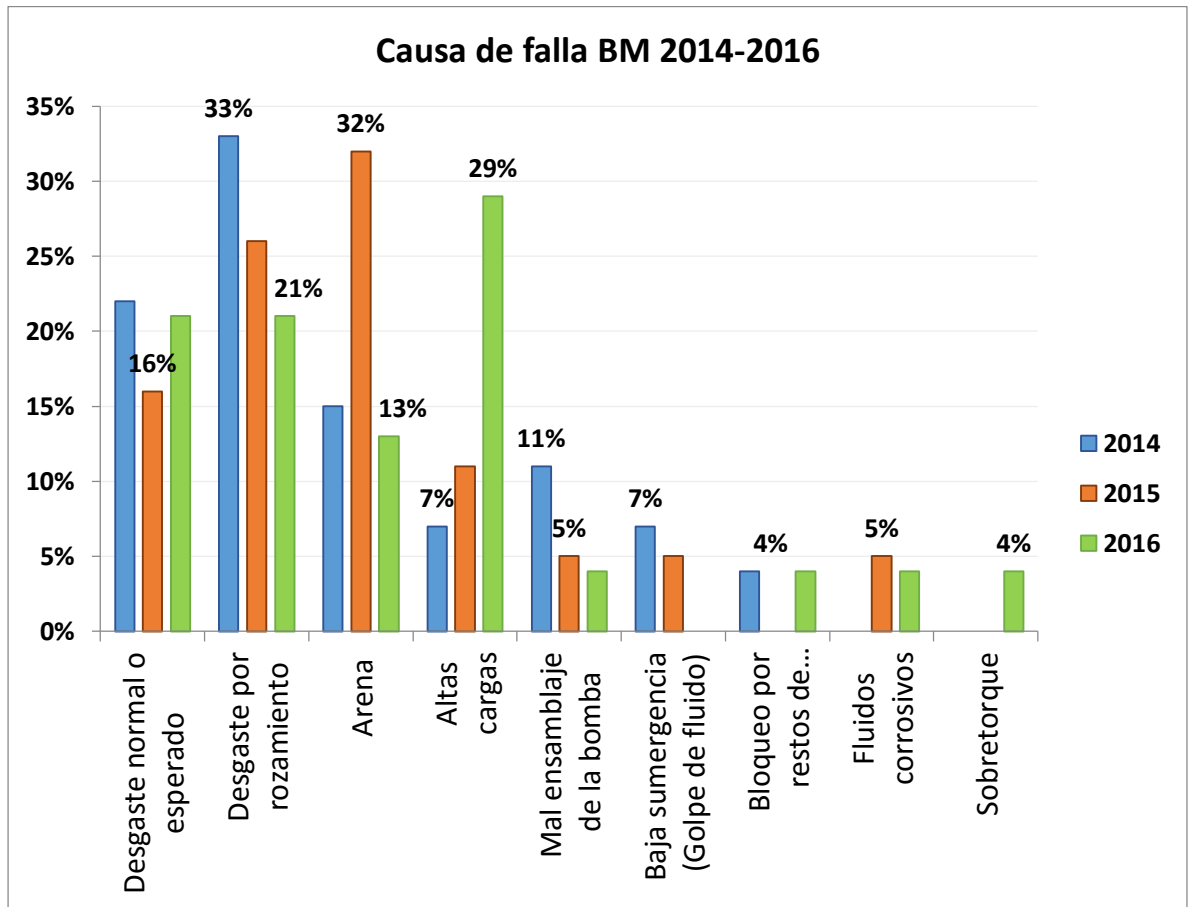
3.7.1.1. Componente fallado y causa de falla período 2014-2016 Es importante resaltar que los datos aquí graficados fueron obtenidos de la recopilación y revisión de los reportes de pulling o intervenciones realizadas a los pozos durante el período de estudio.

Figura 17. Componentes fallados en el sistema BM años 2014 al 2016.



Como se puede observar en la Figura 17 y 18, el componente con el porcentaje de falla más alto es la varilla, se puede ver que en el período de estudio un poco más de la mitad de las fallas presentadas en el bombeo mecánico han sido atribuidas a varilla partida cuyas causas principales son desgaste normal o esperado, desgaste por rozamiento y altas cargas. El segundo componente en presentar más fallas es la bomba cuyas causas principales se deben al taponamiento por arena, desgaste normal o esperado de las válvulas y mal ensamblaje de la bomba. En un porcentaje menor se encuentra la tubería rota causada principalmente por fluidos corrosivos y desgaste por rozamiento con las varillas en los pozos con altas desviaciones y cambios abruptos de dogleg.

Figura 18. Causa de falla en el sistema BM años 2014 al 2016.



3.7.2. Componentes del sistema de bombeo electro sumergible En el sistema de bombeo electro sumergible sus componentes son todos aquellos relacionados al sistema de bombeo electro sumergible, excluyendo los equipos de superficie. Los componentes del sistema pueden ser identificados en la Tabla 28.

En la Figura 19 se muestra en porcentaje la ocurrencia de fallas en cada uno de estos componentes a lo largo del período 2014-2016 en el Campo Yariguí-Cantagallo y, además se mencionan las posibles causas aludidas a las fallas presentadas en el sistema de bombeo electro sumergible.

Tabla 28. Componentes y subcomponentes del sistema de bombeo electro sumergible.

Componente	Subcomponente
Cable	Cable de potencia principal, motor lead extensión, pigtail, conector del pothead, penetrador de empaque, empalmes, penetrador de cabezal.
Bomba	Base/intake, acople, difusores, cabeza/descarga, housing, impulsores, O-rings, malla, eje, shaft support bearings, snap-rings, thrust washers.
Sello	Cámara de la bolsa, base, acople, puerto de drenaje/válvula de llenado, housing, cámara de laberinto, sellos mecánicos, aceite, O-rings, cabeza, cojinetes radiales, válvulas de alivio, eje, cojinete axial.
Motor	Base, acople, puerto de drenaje/válvula de llenado, filtro, cabeza, housing, conectores del extremo del motor, aceite, O-rings, estator, cojinete axial, cojinetes del motor, rotores, eje.
Tubería	Cuerpo de la tubería, conexiones, conexiones-pin, conexiones-acople.

Fuente: Modificado de ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. 2014.

3.7.2.1. Componente fallado y causa de falla período 2014-2016 Como se puede ver en las Figuras 19 y 20, el componente con el mayor porcentaje de falla en bombeo electro sumergible corresponde a la bomba cuya principal causa identificada ha sido el taponamiento de las etapas por arena, scale o parafina. El segundo componente con mayor porcentaje de falla es la tubería rota que falla por su afectación debido al contacto con fluidos corrosivos. En un menor porcentaje se tienen fallas asociadas con el cable y el motor cuya falla corresponde a prácticas inadecuadas de instalación. Por último, se tiene el sello como el componente con menor porcentaje de falla cuya falla identificada corresponde al desgaste normal del mismo.

Figura 19. Componentes fallados en el sistema BES años 2014 al 2016.

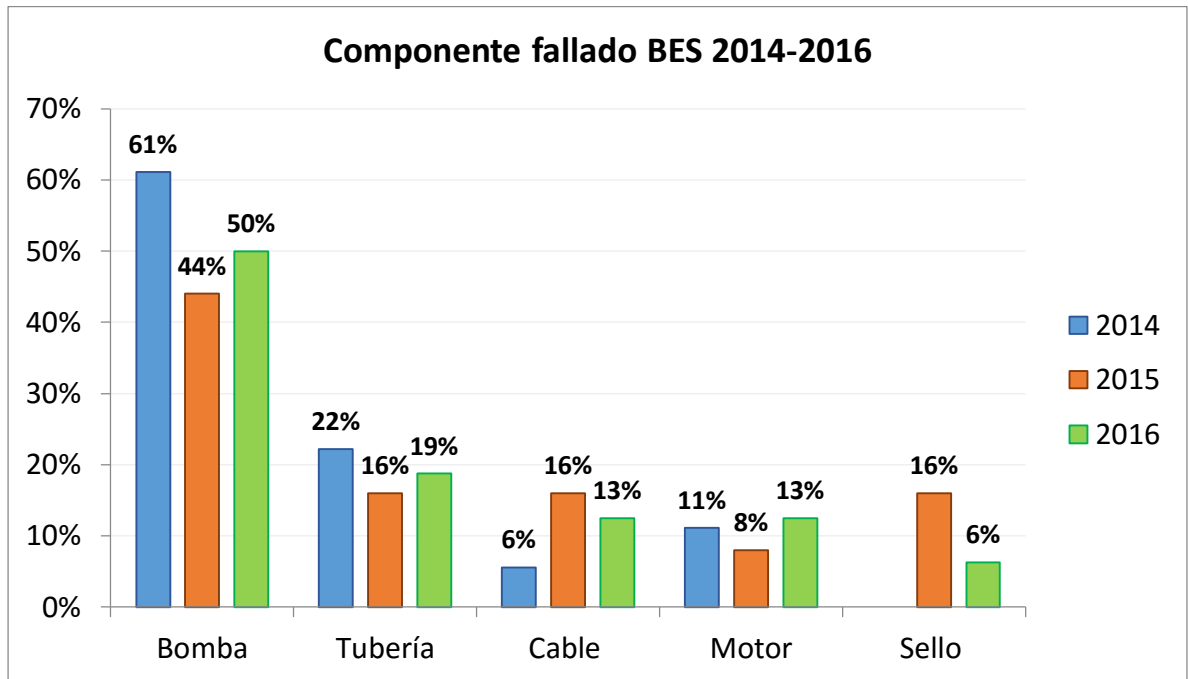
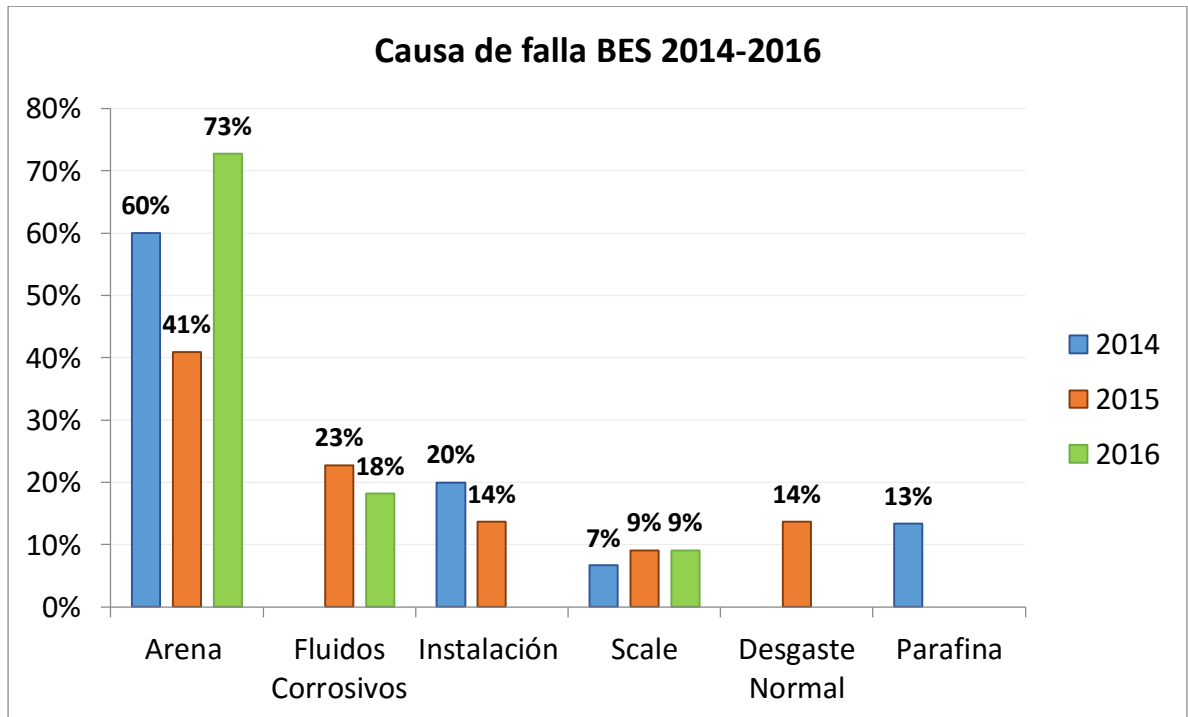


Figura 20. Causa de falla en el sistema BES años 2014 al 2016.



4 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CRÍTICOS

Una vez es instalado un sistema de levantamiento artificial, este es monitoreado continuamente por indicadores de rendimiento estipulados por cada campo. El análisis del comportamiento de los indicadores de rendimiento es una buena forma de hacer seguimiento al desempeño de los sistemas de extracción a través del tiempo. Dentro de los indicadores más comunes se encuentran: cantidad de fallas por sistema, índice de falla, índice de intervención, Run Life y Run Time promedio, y el índice de severidad. El índice de severidad es definido abajo y con base en el concepto de este indicador se va a realizar la identificación de los pozos críticos del campo Yariguí-Cantagallo.

4.1. ÍNDICE DE SEVERIDAD

El índice de severidad de pozos activos del proceso de extracción se calcula con la siguiente fórmula:

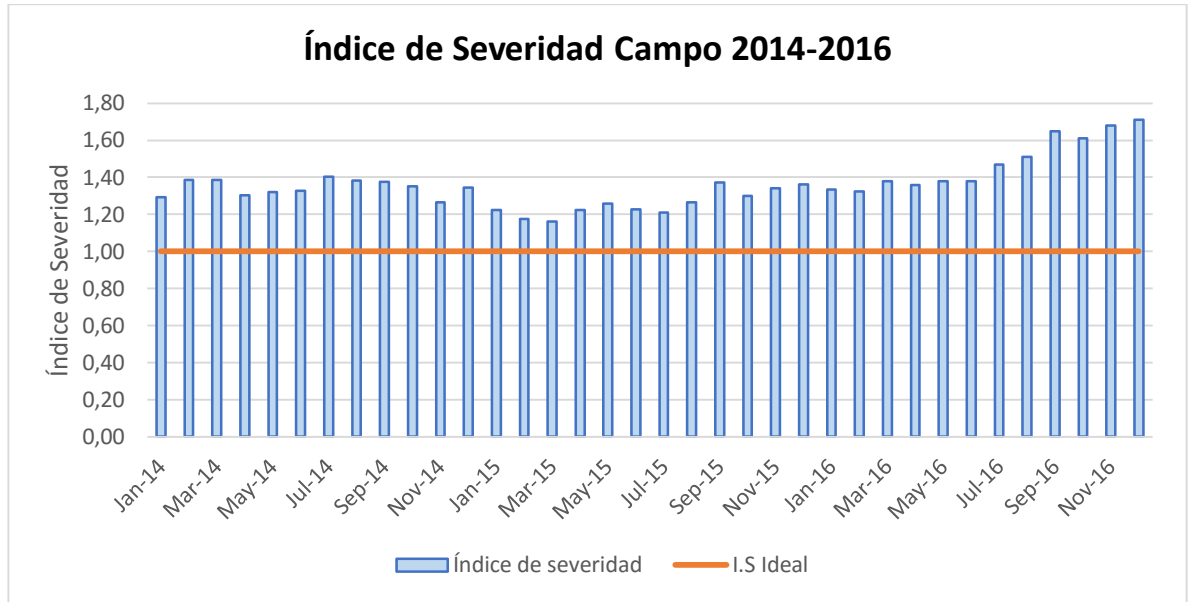
$$I.S = \frac{\# \text{ Fallas en los últimos 12 meses (acumulado)}}{\# \text{ Pozos fallados acumulado de los últimos 12 meses}} \quad \text{Ec. 1}$$

El objetivo es identificar los pozos con fallas repetitivas o malos actores. Cuando el Índice de Severidad es igual a 1, los sistemas fallan solo una vez en el lapso de tiempo evaluado (ideal).

4.2 ÍNDICE DE SEVERIDAD DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO 2014-2016

Actualmente en el campo Yariguí-Cantagallo se encuentra un total de 109 pozos activos de los cuales 69 son bombeo electro sumergible (ESP), 39 Bombeo Mecánico (BP) y 1 bombeo electro sumergible por cavidades progresivas (ESPCP). Las conversiones realizadas del sistema de bombeo mecánico a bombeo electro sumergible en el año 2014 contribuyeron a la reducción del índice de severidad del campo que pasó de estar en 1,34 en el 2014 a 1,26 en el 2015 y a 1,48 al final del mes de diciembre de 2016, como se muestra en la Figura 21, debido al aumento de fallas en pozos producidos por bombeo mecánico.

Figura 21. Índice de severidad del campo Yariguí-Cantagallo período 2014-2016.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia de Río, Ecopetrol, S.A.

4.3 POZOS CRÍTICOS

Lo ideal en un pozo tras la implementación de un sistema de extracción es que falle una vez en un período determinado, generalmente un año. Sin embargo, por diferentes razones un pozo puede tener más de una falla en ese mismo año. Por lo tanto, aquellos pozos en los cuales se registra más de un evento de falla en un período de evaluación son denominados pozos críticos. La importancia de la identificación de los pozos críticos en un campo radica en el posible control o mitigación de las fallas generadas, lo que conllevaría a la disminución de la producción diferida generada por el volumen de fluidos que se dejan de producir durante la inactividad del pozo. Y por supuesto todo esto se traduciría en la optimización de costos.

4.3.1. Selección de pozos críticos Para la selección de los pozos críticos del campo Yariguí-Cantagallo fue necesario realizar una revisión de los reportes de intervención así como de los eventos históricos de falla de todos los pozos producidos por bombeo mecánico y bombeo electro sumergible para identificar aquellos en los que se presentaron fallas repetitivas para cada año del 2014 al 2016. A continuación, en las Tablas 29, 30 y 31, se muestran los pozos seleccionados como pozos críticos en el campo.

Tabla 29. Pozos críticos de BM y BES en el 2014.

Año 2014			
Pozos de BM	Número de fallas	Pozos de BES	Número de fallas
P5	2	P9	2
P6	2	P10	2

Tabla 30. Pozos críticos de BM y BES en el 2015.

Año 2015			
Pozos de BM	Número de fallas	Pozos de BES	Número de fallas
P1	2	P7	2
P2	2	P8	2
-	-	P10	2

Tabla 31. Pozos críticos de BM en el 2016.

Año 2016	
Pozos de BM	Número de fallas
P1	2
P2	2
P3	2
P4	3
P5	4

4.3.1.1. Pozos críticos del sistema de bombeo mecánico Tras la selección de los pozos críticos que son producidos por el sistema de bombeo mecánico, se recopila toda la información relacionada con los eventos históricos de falla y se describe brevemente a continuación para cada uno de estos pozos con el fin de revisar las fallas más frecuentes.

- **Pozo 1**

Antecedentes: el pozo se terminó de perforar y completar en el 2003 llegando a una profundidad de 7912 pies. En el 2008 se dio la primera falla por varilla partida en el pozo, razón por la cual se cambió en su totalidad la sarta de varillas. Dos años después, en el 2010, la falla de tipo mecánica se repite donde se saca varilla partida por mitad del acople. En el 2011 se maniobró sarta para despegar la bomba de subsuelo; ésta salió con las conexiones desgastadas y no salió la válvula fija, por lo tanto, se armó y se bajó una nueva

bomba. Además, se bajaron 10 varillas, del total de sarta de varillas, con centralizadores intercalados. En el año siguiente, se desmonta el sistema de extracción por varilla partida en las conexiones. Tiempo después la producción es detenida por falla en la bomba a una profundidad de 6579 pies debido a que la varilla de pistón estaba partida por la B-21. A inicios del 2013 el pozo fue intervenido, sin embargo, no se presentó ninguna falla. El objetivo de la intervención fue por la modificación de la zona productora. Aunque a finales de ese mismo año se hizo necesario el cambio de una varilla afectada, la cual salió partida por el cuerpo debido principalmente a malas configuraciones en el sistema.

Ya para el período de evaluación 2014-2016, se presentaron un total de cinco fallas en el sistema de BM: cuatro fallas en varillas y una falla por bomba tapada por parafina. Estas afectaciones se distribuyeron de la siguiente manera, varilla partida por cuerpo en el 2014 donde tres varillas fueron reemplazadas, además se cambió acoples desgastados. Aunque se realizó cambio total de la sarta de varillas por cumplimiento de ciclos de funcionamiento en el 2014, esto se reportó como no falla del sistema de levantamiento. En el 2015, se presentan dos inconvenientes por varilla partida, sumado a esto se efectúa un re-espaciamiento en el pozo. Para el 2016 se detecta falla en la bomba debido a su taponamiento por gran cantidad de parafina. Esta falla ocurrió debido a la gran cantidad de parafina que se encontró en la jaula del pistón inferior y superior tapando el flujo de fluido, al igual que el asiento de las válvulas presentaban parafina causando escurrimiento. Finalmente, en mayo reiteradamente se saca varilla partida (varilla 3/4" grado D) a una profundidad de 5000 pies. La falla se dio cinco días después de salir el pozo de Well Service por cambio de bomba. En esta se presenta una fractura de la varilla sobre el pin roscado, cuya superficie de fractura se origina en el último hilo roscado del pin. Según el análisis, la ruptura de la varilla se debió a un proceso de sobre torque en el apriete de la varilla, que originó grietas que propagaron rápidamente a muy bajos ciclos llevando a la ruptura final de forma dúctil.

- **Pozo 2**

Antecedentes: el pozo se perforó en junio de 1980, alcanzando una profundidad total de 8360 pies. Conforme el reporte histórico de eventos de falla en este pozo se ha presentado un total de nueve fallas tanto en varillas como en bomba de subsuelo y tubería. A lo largo del 2012 la bomba se vio afectada en tres ocasiones. Una de ellas debido a que la varilla del pistón salió partida por mitad a una profundidad de 6107 pies.

En la siguiente intervención, la bomba nuevamente fue reemplazada, sin embargo, una vez terminada la instalación, el pozo no bombeó y se decide dejarlo así para monitoreo por un tiempo. Además, se bajó varilla centralizada, intercalando lisa con centralizada. Por último, la bomba requirió cambio ya que su pistón se encontraba pegado. En ese mismo año, la tubería sufrió una falla de tipo mecánica, en la cual se evidenció agrietamientos a una profundidad de 2079 pies por altas fricciones con la varilla.

En el transcurso del 2013 al 2014 la sarta de varillas se vio afectada en las conexiones-acoples, donde se tuvo una frecuencia de falla de 1 por año en el pozo. Aunque las fallas se atribuyeron a malas configuraciones en el sistema de bombeo mecánico. En el 2015, aparte de la falla en una de las varillas del sistema, se registró una falla mecánica en el sistema tubería la cual se encontraba perforada en el cuerpo debido al rozamiento con la varilla. En la desinstalación, 46 juntas de 3 1/2" salieron no operativas por canalización. Como se puede observar, este pozo es considerado pozo crítico o mal actor en el 2015 debido a que su frecuencia de fallas es de 2, es decir, se presentaron dos fallas en el mismo año. En enero de 2016 la tubería sale perforada una vez más. El tubo # 118 de 3 1/2" RII salió roto por cuerpo debido al rozamiento con la varilla.

- **Pozo 3**

Antecedentes: el pozo fue perforado y completado en el 2010. En el 2011 no se registra acción de bombeo del pozo por falla mecánica en el cuerpo de una de las varillas de la sarta. Esta se encontró partida a una profundidad de 4700 pies. En el 2014, la producción del pozo es detenida por falla en la varilla de la bomba la cual salió partida por la varilla B-21. Por lo tanto, se hizo necesario el cambio de la bomba de subsuelo. En lo transcurrido del año 2016, el sistema de bombeo mecánico del pozo ha fallado en dos ocasiones por varillas partidas, específicamente en las conexiones-acople, la cual se evidenció partida por la mitad después de la desinstalación del sistema, y cuerpo de la varilla.

- **Pozo 4**

Antecedentes: Este pozo fue perforado en el 2006 y completado en el 2007, posteriormente en el 2010 se saca tubería, en el 2011 se presenta una falla por corto circuito en el cable de alimentación del sensor además se evidencia presencia de scale y se decide realizar la conversión de bombeo electro sumergible a bombeo mecánico; en el 2012 el pozo falla por varilla partida, en el 2015 se lleva a cabo un cañoneo adicional y se

tiene una falla por varilla partida, en esa intervención se evidencia gran desgaste de las varillas por cuerpo y coupling, en el 2016 el pozo falla tres veces la primera por varilla partida, la segunda porque la válvula fija se atascó por restos de centralizadores y la tercera por varilla partida por el acople a una profundidad de 5579 pies.

- **Pozo 5**

Antecedentes: Este pozo fue perforado en 2006 y completado en 2007. Por presentar baja sumergencia y producción de arena, se realiza la conversión de bombeo electro sumergible a bombeo mecánico. En el 2010 se cambia la configuración de la bomba a pistón de anillos y se añade válvula sandcheck obteniendo un buen resultado ya que el pozo no falla durante el siguiente año, luego en el 2012 el pozo falla dos veces por varilla partida por pin, como opción de mejora se revisan las cargas en las varillas, la centralización y los ciclos de funcionamiento obteniendo un buen resultado ya que el pozo no falla el siguiente año, después en el 2014 el pozo falla 2 veces por baja eficiencia en la válvula fija. En el 2016 el pozo ha fallado 4 veces por varilla partida por pin, acople y cuerpo, en las intervenciones se evidenció el desgaste que sufren varios acoples además de la presencia de parafina.

En resumen, este pozo ha presentado 6 fallas en el período de estudio 2014-2016, de las cuales 4 corresponden a varilla partida debido al gran rozamiento que sufren las varillas y 2 corresponden a fallas en la bomba por baja eficiencia en las válvulas fijas y por presentar pega en el pistón.

- **Pozo 6**

Antecedentes: se perforó y completó en el 2007. El pozo es producido utilizando el sistema de bombeo mecánico, el cual se intervino por primera vez en diciembre de 2007 debido a que no se presentaba ningún flujo en superficie. Tras la desinstalación del sistema se determinó una falla de tipo mecánico en la varilla la cual se encontraba partida en la parte superior. Nuevamente en el 2010 y el 2014 se presentaron fallas por varilla partida, una en el cuerpo de la varilla y otra en la varilla de pistón. Además, en octubre de 2014 la producción fue detenida debido a fallas en la bomba de subsuelo donde se estableció como causa principal la mala configuración de la misma. Posteriormente, la bomba fue cambiada. La falla en la bomba se repitió a inicios del 2015. A finales del 2015 el pozo fue intervenido, sin embargo, tanto la varilla como la bomba salieron sin

inconvenientes, esta operación se realizó con el objetivo de cambio de estos componentes, debido a un redimensionamiento del sistema. En el 2016 la varilla del pistón salió desconectada. Sin embargo, el pozo no presentó ningún problema durante el 2016 después de la última falla. En resumen, en el período de evaluación 2014-2016 el pozo solo ha presentado un total de cuatro fallas, una en el cuerpo de la varilla y tres en la varilla del pistón.

4.3.1.2. Pozos críticos del sistema de bombeo electro sumergible A continuación se describe en brevedad el historial de eventos de fallas de cada uno de los pozos de bombeo electro sumergible, clasificados como críticos.

- **Pozo 7**

Antecedentes: Este pozo fue perforado y completado en 1962, en 1963 se instala el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico, luego en 1971 se cambia a bombeo hidráulico, al año siguiente se vuelve a cambiar a bombeo mecánico, en 1974 se cambia a bombeo hidráulico y en ese mismo año a bombeo mecánico.

En 1997 se realiza el cañoneo de las arenas C en los intervalos 7500-7514 y 7575 -7579. En 1998 se cambió la configuración de las varillas y se cambió la bomba por baja eficiencia. En 1999 se cambia la bomba por otra de iguales características, pero con doble válvula fija de carburo de tungsteno. En el 2001 se reporta el pozo con baja eficiencia, debido a un bloqueo por gas, por lo cual se cambia el ancla de gas por una descentralizada.

En el 2005 el pozo falla por varilla partida. En el 2006 se lleva a cabo un fracturamiento y tratamiento orgánico y en ese mismo año el pozo falla dos veces, una por varilla partida y la otra por tubería rota, en el 2009 el pozo falla por varilla partida y en ese mismo año se cambia la bomba añadiendo a su configuración válvula dardo y válvula sandcheck.

En el 2010 el pozo falla por varilla partida, en el 2013 el pozo se interviene tres veces, en la primera intervención se hace una optimización cambiando la bomba y se evidencia presencia de arena y desgaste en los acoples, la segunda intervención si corresponde a falla ya que se dio una falla por varilla del pistón partida, y la tercera intervención corresponde a una optimización ya que se realiza la conversión de sistema de bombeo mecánico a bombeo electro sumergible con Y-TOOL.

Posteriormente en el 2015 el pozo falla en dos ocasiones, una falla es por bomba ya que, debido a la arena presente, los impulsores de la bomba tienen una baja eficiencia, en esa intervención se decide instalar un desarenador maple para mitigar este problema. La segunda falla fue por un corto circuito dado por una mala instalación, en esa intervención se limpió fondo de arena. En el 2016 el sistema no presentó falla.

- **Pozo 8**

Antecedentes: Este pozo fue perforado y completado en el 2007, el sistema de levantamiento artificial instalado fue de bombeo electro sumergible, posteriormente en el 2008 se realiza una optimización y se cambia la bomba, después en el 2012 el pozo tiene una falla eléctrica por un corto circuito, luego en el 2013 el pozo se intervino tres veces de las cuales dos corresponden con fallas. La primera falla fue por bomba ya que la producción de arena atascó los impulsores, después se hizo una optimización y se cambió de sistema de levantamiento artificial, pasándose de bombeo electro sumergible a bombeo mecánico, posterior a esto se presenta la segunda falla por bomba que fue causada por el atascamiento del pistón debido a la gran cantidad de arena. En el 2014 se realiza la conversión de bombeo mecánico a bombeo electro sumergible. Posteriormente en el 2015 el pozo presenta dos fallas, la primera por tubería rota y la segunda por una falla eléctrica en el motor debida a un corto circuito provocado por la mala instalación.

- **Pozo 9**

Antecedentes: Se perforó en 1976. Después del completamiento, se instaló el sistema de bombeo mecánico. En el 2000 se realizó una reparación de revestimiento. Se probó el revestimiento a diferentes profundidades mediante pruebas de inyectividad encontrando el revestimiento roto en el intervalo 5145 pies a 5390 pies, se hizo una cementación remedial en el intervalo. Ya en el 2003, se evidenció la primera falla mecánica por varilla partida. En junio de 2004 se cañoneó de nuevo en el intervalo 6778 pies – 6793 pies. En ese mismo año, también el pozo fue intervenido dos veces por inconvenientes en la bomba de fondo.

En septiembre de 2013 el sistema de levantamiento es cambiado de bombeo mecánico a bombeo electro sumergible. En el 2014, se registra la primera falla en el equipo, donde el eje de la bomba de fondo se encuentra roto por alta acumulación de arena. Durante la desinstalación del sistema de levantamiento, se evidencia sólidos en la descarga, además

la bomba presenta atascamiento por sólidos y la Unidad Procesadora de Gas (GPU, por sus siglas en inglés) tiene el giro restringido y eje roto debido a la presencia de arena que generó restricción en la rotación del equipo y posteriormente ruptura del eje en la primera etapa del lado de la cabeza. Tres meses después la falla en la bomba se repite afectando el eje debido a que el pozo presenta una alta producción de arena. Esta vez, se evidencia obstrucción por encima de la válvula cheque; la bomba superior tiene el eje roto en la cabeza con giro totalmente restringido y la inferior se encuentra pegada, y la GPU con eje roto en base. Se realizó una limpieza de arena.

La causa principal de estas fallas repetitivas es la acumulación de sólidos en las etapas, lo que genera una obstrucción en el paso del fluido causando la restricción en la rotación y por consiguiente la ruptura del eje. Por esta razón, el pozo se considera como pozo crítico para el año 2014. En el 2015, el pozo solo fue intervenido con el objetivo de ejecutar squeeze o aislamiento de zona en el intervalo 6778 pies a 6793 pies.

A inicios de 2016 el equipo de fondo es desinstalado por fallas mecánicas en la bomba otra vez. Además, se encontró motor con aceite contaminado. La causa principal: acumulación de sólidos. Por esta razón se decide instalar desarenador con 10 juntas de cola a 6844 pies. Así, en el período de evaluación 2014-2016 este pozo ha tenido una cantidad de tres eventos de falla en la bomba por arenamiento.

- **Pozo 10**

Antecedentes: este pozo fue perforado y completado en el 2011. En el 2013, el sistema de tubería fue retirado del pozo debido a perforaciones encontradas en la tubería a una profundidad de 3276 pies, ocasionando el bajo flujo en superficie. La causa que dio origen a esta falla no estuvo relacionada con el sistema. En el 2014, otro componente del sistema tubería de producción falla debido al taponamiento por parafina provocando el bajo aporte de fluido en superficie y un incremento de la presión en superficie. De igual manera, fue necesario el cambio de la bomba BES por taponamiento parcial de las etapas de la bomba, después en ese mismo año se presenta otra falla debida a tubería rota causada por fluidos corrosivos. Para el 2015, el sistema de BES de este pozo presentó dos fallas: ocurrió una falla en la tubería y una falla en la bomba. La falla relacionada a la tubería fue de tipo mecánica, donde se evidenció perforaciones en el cuerpo a una profundidad de 3141 pies debido a la presencia de fluidos corrosivos en el pozo. Por otro lado, la falla por bomba se debió a la obstrucción total del paso de fluido en la bomba por la presencia de arena.

5 ALTERNATIVAS TÉCNICAS DE SOLUCIÓN

En el siguiente capítulo se expondrán las diferentes propuestas técnicas, para los pozos identificados como pozos críticos o malos actores, como estrategia de mitigación o eliminación de las frecuentes fallas presentadas y por consiguiente la reducción del índice de severidad de los sistemas de extracción del campo Yariguí-Cantagallo. Cada alternativa de solución aquí planteada está basada en una ardua documentación sobre casos reales de eventos de falla y los respectivos planes de acción implementados tanto en el campo Yariguí-Cantagallo como de otros campos pertenecientes a Ecopetrol, artículos técnicos, trabajos de investigación y consulta a expertos.

La definición de la propuesta técnica para cada uno de los pozos, se desarrolló en tres pasos: 1) la recopilación de la información de las condiciones actuales de operación del pozo, 2) la revisión de cada una de las intervenciones realizadas al pozo durante el período de estudio para identificar la falla presentada con mayor frecuencia y la posible causa de la falla, 3) el análisis de cada evento de falla y cada una de las recomendaciones y opciones de mejora llevadas a cabo, además de la revisión del comportamiento de las variables operacionales en el período de estudio y de los dinagramas tomados.

5.1. BOMBEO MECÁNICO

Para el planteamiento de las alternativas técnicas de solución para los pozos críticos producidos por el sistema de bombeo mecánico, se realizó un análisis sobre el comportamiento de los diferentes parámetros de operación del pozo, una revisión del reporte de las actividades de intervención realizadas y analogías entre pozos con las mismas características y eventos de falla.

5.1.1. Pozo 1 En el período de estudio el pozo ha fallado cuatro veces por varilla partida y una vez por bomba tapada por parafina, siendo varilla partida su falla predominante.

- Información del pozo

Tabla 32. Datos generales del pozo 1.

Sistema de levantamiento Pozo 1		
Unidad de bombeo	A-912-305-168	
Especificación de la bomba	20-175-RHAC-21-17-0,5-0,5	
Accesorios	Doble válvula viajera Válvula antigás Pistón de anillos Filtro strainer	
Producción y características del fluido Pozo 1		
Caudal de producción de aceite	135	bpd
Caudal de producción de agua	103	bpd
Caudal de producción de gas	21	kscf/d
BSW	49	%
RGP	200	scf/stb
°API	18,8	°API
Gravedad específica del fluido	0,94	
Condiciones operativas actuales Pozo 1		
Presión de yacimiento	1700	psia
Presión de fondo fluyendo	770	psia
Índice de productividad	0,226	bpd/psia
AOF	282	bpd
Draw Down	930	psia
CHP	46	psi
PIP	498	psia
Velocidad de bombeo	7,2	spm
Recorrido de superficie	168	in
Sumergencia de la bomba	1039	ft
Estado mecánico Pozo 1 (Ver Anexo A)		
Profundidad de la bomba	6479	ft
Tope de perforados	6744	ft
Base de perforados	7648	ft

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia de Río, Ecopetrol, S.A.

• **Intervenciones realizadas en el período de estudio 2014-2016**

Tabla 33. Intervenciones pozo 1 del 2014 al 2016.

Pozo 1	23-Feb-14	8-Ago-14	18-Feb-15	8-Mar-15	28-Abr-16	10-May-16
Razón específica de desinstalación	Sin Flujo en Superficie	Reemplazo Proactivo	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie
Sub-sistema fallado	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM
Primer componente fallado	Varillas	No Falla	Varillas	Varillas	Bomba	Varillas
Primer subcomponente fallado	Cuerpo de Varilla	No Falla	Cuerpo de Varilla	Cuerpo de Varilla	Caja	Conexiones-Pin
Categoría de la falla	Mecánico	No Falla	Mecánico	Mecánico	Externo	Mecánico
Descriptor de falla	Partido / Fracturado	No Falla	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado	Tapado	Partido / Fracturado
Causa general de la falla	Altas desviaciones y dogleg.	No Falla	Altas desviaciones y dogleg.	Altas desviaciones y dogleg.	Fluidos o yacimiento	Instalación del sistema
Causa específica de la falla	Rozamiento tubería-varilla	No Falla	Rozamiento tubería-varilla	Rozamiento tubería-varilla	Parafina	Sobretorque
Profundidad de tope de la falla	2200	No Falla	2626	2425	6570	4925
Profundidad de base de la falla	2200	No Falla	2626	2425	6570	4925

Continuación Tabla 33.

Pozo 1	23-Feb-14	8-Ago-14	18-Feb-15	8-Mar-15	28-Abr-16	10-May-16
Diagnóstico preliminar antes de intervención	Sin acción de bombeo	Cambio sarta total de varilla por cumplimiento de ciclos de funcionamiento.	Sin acción de bombeo	Sin acción de bombeo, varilla partida.	Sin acción de bombeo	Sin acción de bombeo
Resumen de desinstalación	Varilla # 14 de 7/8" salió partida por cuerpo.	No Falla	Varilla # 30 de 7/8" salió partida por cuerpo.	Varilla # 17 de 7/8" salió partida por cuerpo.	Se bombeó 60 bls de salmuera sin llenar tubería. La bomba salió con pistón pegado. Tanto las varillas como la bomba salieron impregnadas de parafina.	Varilla # 5 de 3/4" salió partida por pin superior.
Runlife	78	163	189	16	399	5

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia de Río, Ecopetrol, S.A.

• **Análisis**

En la Figura 22, se puede apreciar el cambio en la carga de varillas que se presenta antes y después de la intervención realizada el 8 de agosto de 2014. En un dinagrama tomado el 21 de agosto se observa la nueva distribución de cargas en la que se aprecia una reducción en las cargas de las varillas, ya que se pasa de tener cargas con un factor de servicio de 0,6 debido a que las varillas tenían 42 millones de ciclos y estaban cargadas aproximadamente en un 120%, al cambiarlas se tiene un factor de servicio de 1 ya que las varillas son nuevas teniendo cargas de alrededor del 70%.

Teniendo en cuenta que para la falla del 18 de febrero del 2015 las varillas contaban con apenas 2 millones de ciclos se descarta que se presentara la falla por cumplimiento de ciclos de uso de la varilla, Figura 23, después falla el 8 de marzo de 2015 de nuevo por varilla partida. Se cambia varilla de 1" grado D a grado N97 y se rediseña la centralización, este cambio es exitoso ya que el pozo supera el Run Life promedio funcionando por 399

días, fallando el 28 de abril de 2016, aclarando que esta falla ocurre no por varilla partida sino por bomba tapada por parafina.

Figura 22. Cargas de varillas antes y después del 8 de agosto 2014 para el pozo 1.

Antes 6 Julio 2014

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	D	D	D	
Diameter	in 1.000	0.875	0.750	
	1.0	72.8	71.4	80.7
Service Factor	0.85	85.6	84.0	94.9
	0.60	121.3	119.0	134.5

Después 21 Agosto 2014

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	D	D	D	
Diameter	in 1.000	0.875	0.750	
	1.0	70.4	67.9	77.1
Service Factor	0.85	82.8	79.8	90.7
	0.60	117.3	113.1	128.5

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Después de intervenir el pozo por la falla de bomba tapada por parafina, esta se reemplaza por una de las mismas características RHAC 2 1/2" 1,75 21' y 5 días después se presenta varilla partida por pin, esta falla se envió al ICP para su correspondiente estudio y las conclusiones de este fueron:

- La grieta se presentó en la raíz del último hilo roscado de la varilla.
- Una vez iniciada la grieta, esta se propagó bajo condiciones de esfuerzos cíclicos durante la carrera ascendente/descendente, generados rápidamente a muy bajos ciclos llevando a la ruptura final por fatiga.

- Se observó adelgazamiento del cuello del pin registrando 20,564 mm, muy por debajo de la tolerancia mínima establecida por API (23,11 mm).
- Se evidenció deformación plástica y marcas de contacto metal-metal reflejando una condición de sobretorque en el proceso de apriete del coupling.

En la Figura 24, se puede observar el análisis realizado por el ICP.

Figura 23. Cargas de varillas antes y después del 8 de marzo 2015 para el pozo 1.

Antes 15 Enero 2015					
Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range					
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type		D	D	D	
Diameter	in	1.000	0.875	0.750	
		1.0	80.7	78.5	86.4
Service Factor	0.85	94.9	92.4	101.6	
	0.60	134.5	130.9	144.0	

Después 27 Marzo 2015					
Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range					
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type		N97	D	D	
Diameter	in	1.000	0.875	0.750	
		1.0	59.4	59.6	68.4
Service Factor	0.85	69.9	70.1	80.5	
	0.60	99.1	99.3	114.0	

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Después de esta falla causada por sobretorque se implementa un procedimiento adecuado de corrida de varillas, usando un torquímetro con el objeto de minimizar las fallas por malas prácticas de manipulación y apriete. Además, se rediseña la sarta de varillas al combinar grado D con grado especial como se observa a continuación. Figura 25.

Figura 24. Análisis de falla de varilla partida para el pozo 1.



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP.

Figura 25. Cargas de varillas antes y después del 10 de mayo 2016 para el pozo 1.

Antes 6 Mayo 2016

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range					
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5
Rod Type	N97	D	D		
Diameter	in 1.000	0.875	0.750		
	1.0	60.7	61.9	68.4	
Service Factor	0.85	71.4	72.8	80.5	
	0.60	101.2	103.2	114.0	

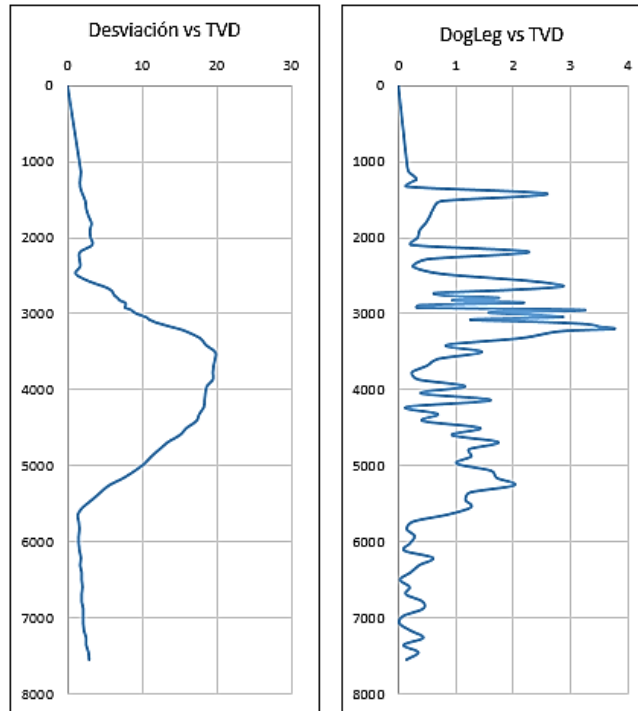
Después 18 Mayo 2016

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range						
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	
Rod Type	N97	N97	D	N97	D	
Diameter	in 1.000	0.875	0.875	0.750	0.750	
	1.0	59.4	44.7	62.5	46.8	77.3
Service Factor	0.85	69.9	52.6	73.6	55.0	91.0
	0.60	99.0	74.5	104.2	77.9	128.9

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Haciendo una revisión de los registros de desviación del pozo (Survey), en la Figura 26, se observa que el pozo tiene una desviación máxima de 19,7 grados y un dogleg máximo de 3,75 grados/100 pies, además se pueden apreciar cambios abruptos en el dogleg del pozo, esto es una de las causas que originan las reiteradas fallas en este pozo debidas a la constante fricción entre las varillas y la tubería originando las continuas fallas de varilla partida.

Figura 26. Registro de la desviación y Dogleg del pozo 1.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo. Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• Propuesta técnica

Una vez se ha realizado el análisis al comportamiento del pozo, se concluye que la falla más frecuente en el sistema se da por varilla partida, debida principalmente a la fricción por los altos valores de desviación y cambios abruptos de dogleg.

Se propone realizar el cambio de sistema de levantamiento de bombeo mecánico (BM) a bombeo electro sumergible por cavidades progresivas (ESPCP) por las siguientes razones:

- A pesar de las mejoras en el diseño de la centralización y el cambio de varillas a grado especial para disminuir las cargas de varilla, el pozo continúa fallando por varilla partida ocasionado por el desgaste mecánico entre la sarta de varillas y la tubería. Al realizar la conversión de sistema a ESPCP, se elimina el uso de varillas y por consiguiente su falla más frecuente por varilla partida.
- Comparando las variables del pozo con el siguiente screening para la instalación del sistema ESPCP, Tabla 34, se tiene:

Tabla 34. Screening para la instalación del sistema ESPCP para el pozo 1.

Variables	Rangos						Pozo 1
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo	
Tasa de producción (BPD)	1 a 5 y > 5500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2801 a 3500	101 a 1500 y 2501 a 2800	1501 a 2500	210
BSW (%)	>90	56 a 90	41 a 55	16 a 40	7 a 15	0,1 a 6	46
RGP (scf/stb)	>600	351 a 600		201 a 350	51 a 200	0 a 50	200
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 150 a 250	71 a 150	145
Tratamiento aplicado		Solventes	Ácidos	Inhibidores		Sin tratamiento	Sin tratamiento
Profundidad del pozo (ft)	>14000	11001 a 14000	9001 a 11000	7001 a 9000	4001 a 7000	1 a 4000	7912
Tamaño de casing (ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7	7
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10	19,7
Severidad Dogleg (°/100 ft)			>10	9 a 10	4 a 8	0 a 3	3,75
Presión de fondo fluyendo (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	500 a 1000	770

Fuente: Modificado de MUÑOZ, Álvaro, y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros: Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado (Ingeniería de petróleos). Bucaramanga, 2007. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

- Teniendo en cuenta que para el sistema de bombeo mecánico en el campo Cantagallo se maneja una sumergencia en un rango de 300 a 500 ft, y que la sumergencia actual del

pozo se encuentra en 700 ft, esto puede llegar a ocasionar el accionamiento incorrecto de las válvulas por la presión que ejerce la columna de fluido, por lo tanto, haciendo la conversión se evita este posible inconveniente.

- Es una mejor opción la instalación del sistema ESPCP en comparación con el sistema de BM con respecto al consumo de energía ya que al sistema ESPCP se le puede implementar un motor de imanes permanentes para la generación de energía, razón por la cual se disminuye el consumo y a la vez esto se traduce en una disminución de costos.

El motor de imanes permanentes es un motor sincrónico, que significa que no presenta pérdidas por deslizamiento. Presenta alta eficiencia comparado con los motores asincrónicos lo que representa una reducción del consumo de energía.

A continuación, se muestra en la Tabla 35 la disminución en ahorro de energía (KW) por barril producido para el pozo X, el cual fue convertido de sistema de BM a sistema ESPCP con motor de imanes permanentes en mayo de 2016 en el campo Yariguí-Cantagallo:

Tabla 35. Consumo de energía antes y después de la conversión de sistema en el pozo X.

Pozo	Tecnología	BSW [%]	Fluido total [bfpd]	Potencia promedio [kwh]	kw día	kw/bls	Costo de kw/bl (\$col)	Costo de energía año [\$ col]	bls crudo [bopd]
X	BM	65%	160	27	648	4,05	575	\$ 33.585.840	56
X	BES-PCP-PMM	65%	106	3,7	88,8	0,84	119	\$ 4.602.504	37

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Como se puede apreciar el consumo de potencia promedio pasa de 27 kwh a 3,7 kwh, esto a su vez conlleva a una disminución del costo de potencia por barril producido, pasando de 575 \$/bl a 119 \$/bl generando una reducción del 80% en costos de consumo de energía.

- Con respecto a la precipitación de parafina, ya que el pozo 1 presentó una falla el 28 de abril de 2016 por taponamiento de la bomba por parafina, al realizar la conversión al sistema ESPCP se tendría un mayor control de su precipitación debido al calentamiento adicional que genera el motor. Además, si se requiere la implementación de un

tratamiento químico para parafina en el sistema de bombeo mecánico se tiene una restricción (empaquet) debido a que la tubería se encuentra anclada.

5.1.2. Pozo 2 En el año 2014 el pozo 2 presenta falla por varilla partida, después en el 2015 se hace crítico al fallar 2 veces por varilla partida y tubería rota y en el 2016 falla dos veces, una por varilla partida y una por cuerpo de tubería rota.

• **Información del pozo**

Tabla 36. Datos generales del pozo 2.

Sistema de levantamiento Pozo 2		
Especificación de la bomba	UPPER: WD 1000 MF 120HSG, 105 STG FULL AR CMP, UHSS, CH LOWER: WD 1000 MF 120HSG, 105 STG FULL AR CMP, UHSS, CH	
Accesorios	No	
Producción y características del fluido Pozo 2		
Caudal de producción de aceite	137	bpd
Caudal de producción de agua	648	bpd
Caudal de producción de gas	11	kscf/d
BSW	81	%
RGP	146	scf/stb
°API	15,3	°API
Gravedad específica del fluido	0,96	
Condiciones operativas actuales Pozo 2		
Presión de yacimiento	3000	psia
Presión de fondo fluyendo	2038	psia
Índice de productividad	0,670	bpd/psi
AOF	1303	bpd
Draw Down	962	psia
CHP	40	psi
Frecuencia de operación	44	Hz
Presión a la entrada de la bomba (PIP)	1567	psi
Vibraciones	0,21	gravit
Temperatura del Motor	111	°F
Sumergencia de la bomba	2244	ft

Estado mecánico Pozo 2 (Ver Anexo B)		
Profundidad de la bomba	6003	ft
Tope de perforados	7501	ft
Base de perforados	8212	ft

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• **Intervenciones realizadas en el período de estudio 2014-2016**

Tabla 37. Intervenciones pozo 2 del 2014 al 2016.

Pozo 2	10-Sep-14	22-Abr-15	20-Oct-15	12-Ene-16	24-Ago-16
Razón específica de desinstalación	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie
Sub-Sistema fallado	Sistema BM	Sistema BM	Sistema de Tubería	Sistema de Tubería	Sistema BM
Primer componente fallado	Varillas	Varillas	Tubería	Tubería	Varillas
Primer subcomponente fallado	Conexiones - Acople	Conexiones - Acople	Cuerpo	Cuerpo	Cuerpo
Categoría de la falla	Mecánico	Mecánico	Mecánico	Mecánico	Mecánico
Descriptor de falla	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado	Roto (Perforado)	Roto (Perforado)	Partido / Fracturado
Causa general de la falla	Altas desviaciones y dogleg.	Altas desviaciones y dogleg.	Altas desviaciones y dogleg.	Altas desviaciones y dogleg.	Altas desviaciones y dogleg.
Causa específica de la falla	Rozamiento tubería-varilla.	Rozamiento tubería-varilla.	Rozamiento tubería-varilla.	Rozamiento tubería-varilla.	Rozamiento tubería-varilla.
Profundidad tope de la falla	2850	73	No se registró	4490	3925
Profundidad base de la falla	2850	73	No se registró	4490	3925
Diagnóstico preliminar antes de intervención	Sin acción de bombeo. Posible varilla partida.	Sin acción de bombeo. Posible pistón pegado.	Sin acción de bombeo.	Sin flujo en superficie.	Sin flujo en superficie.

Continuación Tabla 37.

Pozo 2	10-Sep-14	22-Abr-15	20-Oct-15	12-Ene-16	24-Ago-16
Resumen de desinstalación	Varilla # 41 de 7/8" salió partida por acople.	Varilla # 3 de 1" Salió acople partido a mitad.	46 jts de 3 1/2" EUE salieron no operativas por canalización	Tubo # 118 de 3-1/2" RII salió roto por cuerpo, debido al rozamiento de la varilla.	Varilla # 29 de 3/4" salió partida por cuerpo.
Runlife	361	209	177	73	216

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• Análisis

La primera falla que se presenta en el pozo 2 durante el período de estudio, se da el 10 de septiembre de 2014 por varilla partida en conexiones-acople a una profundidad de 2850 ft con desviaciones del pozo de alrededor de 26 grados. Sin embargo, no se hizo cambio de sarta de varilla, solo fue reemplazada la varilla de 7/8" que salió partida. Su diseño continuó siendo el siguiente: 78 varillas de 3/4" grado D centralizada, 74 varillas de 7/8" grado D y 70 varillas de 1" grado D.

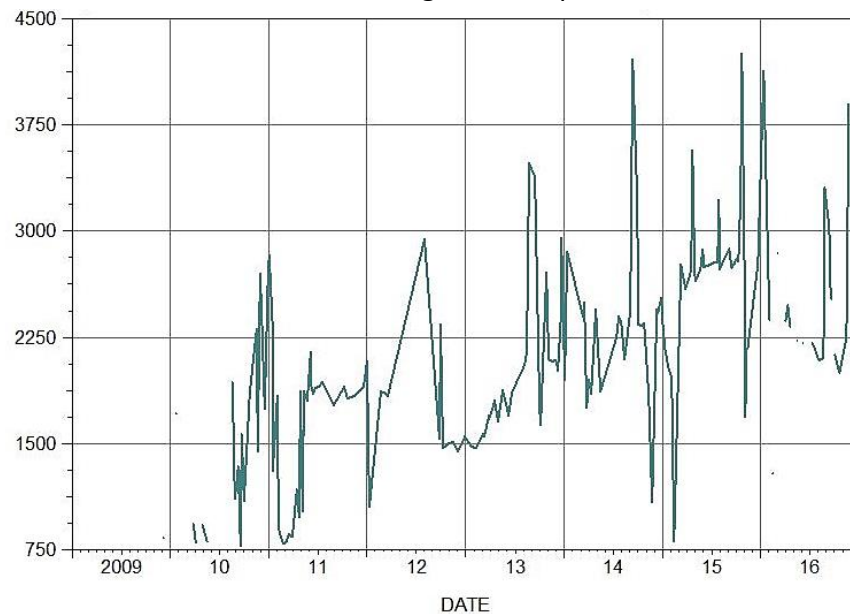
El 22 de abril de 2015, nuevamente falla el pozo por varilla partida en conexiones-acople, pero esta vez a una profundidad de 73 pies donde una varilla de 1" salió partida por acople, registrando una duración de funcionamiento de 209 días. La varilla de 1" partida fue reemplazada, además se centralizaron tres varillas, y se mantuvieron las 78 varillas de 3/4" grado D centralizada, y 74 varillas de 7/8" grado D.

El 20 de octubre de 2015, 177 días después de la última falla, el pozo presenta una falla en el cuerpo de la tubería, donde 46 juntas de 3 1/2" salieron no operativas por canalización, sin embargo, la profundidad a la que ocurre la falla no se registra. Posiblemente la causa sea debida a la constante fricción de las varillas con la tubería. Tras la siguiente instalación, el 30 de octubre de 2016, se realizó el siguiente cambio de tubería de 3 1/2": se pasó de 195 juntas RI a 34 juntas RI y 169 juntas RII. Esta tubería instalada no fue nueva sino inspeccionada. También, se realizó el cambio total de la sarta de varilla donde se instaló el siguiente diseño: 108 varillas de 3/4" grado N96, 80 varillas de 7/8" grado N96 y 49 varillas de 1" grado N96, con nuevo diseño de centralización.

Además, se cambió la bomba de RHAC 1,75 de diámetro del pistón a una bomba RHAC 2,25 de diámetro del pistón debido al constante incremento en la sumergencia del pozo,

como se muestra en la Figura 27. La sumergencia del pozo se ha incrementado en los últimos años gracias a la inyección de agua del pozo inyector (PI X) mejorando la producción del pozo.

Figura 27. Variación de los niveles de sumergencia del pozo 2.



Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

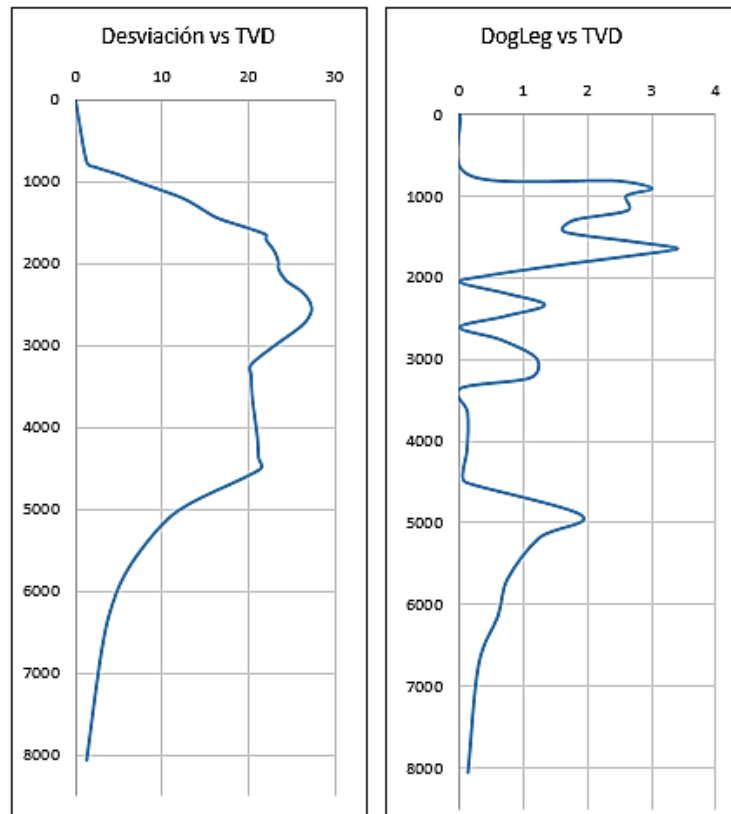
El 12 de enero de 2016 el pozo es parado debido a que no presentó flujo en superficie, tras su desinstalación el día 16 de enero de 2016, se evidencia cuerpo de tubería de 3 1/2" roto por cuerpo, debido al rozamiento de la varilla, a una profundidad de 4490 ft con un valor de desviación del pozo de 21 grados. Se reemplazaron 77 tuberías de 3 1/2" RII por tubería nueva y se inspeccionaron 160 tuberías de 3 1/2" RI. Sin embargo, el diseño de sarta de varilla y diseño de centralización se mantuvo, pero 18 varillas centralizadas de 3/4" fueron cambiadas por desgaste en los centralizadores.

Finalmente, el 24 de agosto presenta su última falla del 2016 por varilla de 3/4" partida por cuerpo a una profundidad de 3925 ft con 21 grados de desviación en ese punto. El pozo dura parado durante 6 días hasta su desinstalación y arranca de nuevo el 1 de septiembre de 2016. El diseño de sarta de varilla se mantiene, aunque 22 varillas centralizadas de 3/4" y 9 varillas de 7/8" centralizadas fueron cambiadas por nuevas por el desgaste en los centralizadores.

Haciendo una revisión de los registros de desviación de pozos (Survey) como se puede ver en la Figura 28, se observa que el pozo tiene una desviación máxima de 27,2 grados y un dogleg máximo de 3,41 grados/100 pies, además se pueden apreciar cambios abruptos en el dogleg del pozo, esto es una de las causas que originan las reiteradas fallas en este pozo debidas a la continua fricción entre las varillas y la tubería originando fallas tanto de varilla partida como de tubería rota.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se puede concluir que las fallas originadas en la tubería y las varillas son debidas principalmente al rozamiento por varilla como consecuencia de los altos valores de desviación del pozo.

Figura 28. Registro de la desviación y Dogleg del pozo 2.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

- **Propuesta técnica**

Una vez se ha realizado el análisis al comportamiento del pozo, se concluye que la falla más frecuente en el sistema se da por varilla partida y tubería rota debido principalmente a la fricción por los altos valores de desviación y cambios abruptos de dogleg.

Se realizó el cambio de sistema de levantamiento de bombeo mecánico (BM) a bombeo electro sumergible (BES) durante el desarrollo del trabajo de investigación, específicamente el 25 de diciembre de 2016, por las siguientes razones:

- Con el fin de eliminar las recurrentes fallas en las varillas y tubería por fricción debida a la fuerte desviación del pozo.
- Se evidencia un comportamiento ascendente del nivel de sumergencia del pozo como se muestra en la Figura 27, debido a que es un pozo afectado por el pozo inyector PI X.
- En el campo Cantagallo generalmente se maneja una sumergencia de 300 ft a 500 ft para el buen funcionamiento de la bomba en el sistema de bombeo mecánico, en el caso del pozo 2 el nivel de sumergencia alcanza un valor de 2300 ft; por consiguiente, este alto nivel de líquido sobre la bomba puede generar alta presión sobre las válvulas ocasionando el accionar incorrecto de las mismas.
- Comparando las variables del pozo con el siguiente screening para la instalación del sistema BES, Tabla 38, se tiene:

Tabla 38. Screening para la instalación del sistema BES para el pozo 2.

Variables	Rangos						Pozo 2
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo	
Tasa de producción (BPD)	< 100 y > 60000	100 a 200	201 a 300 y 30001 a 50000	301 a 1000 y 30001 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000	720
BSW (%)				91 a 99,9	71 a 90	0,1 a 70	81

Variables	Rangos						Pozo 2
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo	
RGP (scf/stb)	> 5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50	200
Temperatura (°F)	> 450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150	145
Tratamiento aplicado			Ácidos Solventes Inhibidores			Sin tratamiento	Sin tratamiento
Profundidad del pozo (ft)	> 15000	12501 a 15000	10001 a 12000	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000	8360
Tamaño de casing (ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7	7
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10	27,2
Severidad Dogleg (°/100 ft)			>10		4 a 10	0 a 3	3,41

Fuente: Modificado de MUÑOZ, Álvaro, y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros: Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado (Ingeniería de petróleos). Bucaramanga, 2007. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

- Por otro lado, el pozo manejaba una buena capacidad de producción de alrededor de 740 barriles totales y un índice de productividad de 0,226 bpd/psi. Por lo tanto, el pozo era un buen candidato para la conversión de sistema.

5.1.3. Pozo 3 Desde que inició producción en el 2010 este pozo no había presentado más de 1 falla por año hasta el 2014 donde falla por varilla del pistón partida y en el 2016 se presentan dos fallas por varilla partida.

- Información del pozo

Tabla 39. Datos generales del pozo 3.

Sistema de levantamiento Pozo 3		
Unidad de bombeo	A-912-305-168	
Especificación de la bomba	25-175-RHAC-20-2-0,5-0,5	
Accesorios	Doble válvula viajera Válvula antigás Pistón de anillos Filtro strainer	
Producción y características del fluido Pozo 3		
Caudal de producción de aceite	213	bpd
Caudal de producción de agua	17,25	bpd
Caudal de producción de gas	33	Kscf/d
BSW	7,5	%
RGP	155	scf/stb
°API	19,9	°API
Gravedad específica del fluido	0,93	
Condiciones operativas actuales Pozo 3		
Presión de yacimiento	1383	psia
Presión de fondo fluyendo	833	psia
Índice de productividad	0,473	bpd/psi
AOF	441	bpd
Draw Down	550	psia
CHP	45	psi
Velocidad de bombeo	7,6	spm
Recorrido en superficie	168	in
Sumergencia de la bomba	910	ft
Estado mecánico Pozo 3 (Ver Anexo C)		
Profundidad de la bomba	6510	ft
Tope de perforados	6960	ft
Base de perforados	7828	ft

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• **Intervenciones realizadas en el periodo de estudio 2014-2016**

Tabla 40. Intervenciones pozo 3 del 2014 al 2016.

Pozo 3	07-Nov-14	25-Feb-16	26-May-16
Razón específica de desinstalación	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie
Sub-Sistema fallado	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM
Primer componente fallado	Bomba	Varillas	Varillas
Primer subcomponente fallado	Rod Valve	Conexiones - Acople	Cuerpo de varilla
Categoría de la falla	Mecánico	Mecánico	Mecánico
Descriptor de falla	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado
Causa general de la falla	Diseño o Selección del Sistema	Cambio abrupto de dogleg	Altas desviaciones
Causa específica de la falla	Altas cargas de operación	Desgaste por rozamiento	Rozamiento
Profundidad tope de la falla	6510	2250	5925
Profundidad base de la falla	6510	2250	5925
Diagnóstico preliminar antes de intervención	Sin acción de bombeo. Varilla partida.	Sin acción de bombeo.	Sin acción de bombeo.
Resumen de desinstalación	Varilla del pistón partido, quedó para pescar G-11.	Varilla # 14 de 7/8" salió partida por acople, en la varilla # 14 queda la mitad y en la varilla # 15 la otra mitad.	Varilla # 85 de 3/4" N97 salió partida por cuerpo
Runlife	1362	470	87

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

- **Análisis**

Teniendo en cuenta el período de estudio establecido, el pozo 3 presenta una falla en la bomba de subsuelo el 7 de noviembre de 2014 por varilla del pistón partida y la cual se encontraba a una profundidad de 6510 ft con una inclinación del pozo de 14 grados; el hecho posiblemente se atribuye a las altas cargas de operación que se manejaban como se puede observar en la Figura 29, en un dinagrama tomado el 17 de octubre de 2014 antes de la falla.

Figura 29. Distribución de cargas en las varillas 17 octubre de 2014 pozo 3.

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	D	D	D	
Diameter	in 1.000	0.875	0.750	
	1.0	80.5	72.5	80.9
Service Factor	0.85	94.7	85.3	95.2
	0.60	134.1	120.8	134.8

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Después de la intervención realizada al pozo, se instaló una nueva bomba (RHAC 2 1/2" 1,75 21 ft) con los siguientes accesorios: doble válvula fija, válvula viajera, válvula antigás, pistón de anillos y filtro strainer. Además, el diseño de sarta de varillas estuvo configurado por 105 varillas de 3/4", 76 varillas de 7/8" y 76 varillas de 1" todo grado D, sin centralización y con 17,12 millones de ciclos de funcionamiento.

En el 2015 el pozo 3 no presenta ninguna falla, éste se mantiene estable con una sumergencia entre 800 y 900 ft y un buen llenado de la bomba como se pudo evidenciar en los dinagramas realizados durante el 2015.

El 25 de febrero de 2016 el pozo presenta una falla mecánica a una profundidad de 2250 ft con una inclinación asociada de 9 grados y un cambio abrupto de dogleg pasando de

0,46 a 1,15 grados/100 pies, en la cual una varilla de 7/8" salió partida por acople. En la siguiente instalación, el 29 de febrero de 2016, se cambió la bomba por una nueva con las mismas especificaciones (la bomba anterior tenía un Run Life de 470 días), también el diseño de la sarta de varillas, donde se instalaron 76 varillas de 1" grado D nuevas con 10 varillas centralizadas, 76 varillas de 7/8" grado D nuevas con 12 varillas centralizadas, y finalmente 105 varillas de 3/4" grado N97 nuevas. Las varillas de 1" grado D reemplazadas contaban con 22,31 ciclos de funcionamiento en el momento de su cambio.

Después de 87 días desde la última instalación específicamente el 26 de mayo de 2016, el pozo no registra flujo en superficie debido a que una varilla de 3/4" salió partida por cuerpo a una profundidad de 5925 ft con una inclinación del pozo de 15 grados en ese punto y sin cambios fuertes de dogleg. Considerando lo mencionado anteriormente se plantea que la causa de falla es debida principalmente por la desviación del pozo ocasionando fricción entre la varilla y la tubería porque en el momento de falla, la varilla de 3/4" solo tenía 0,95 millones de ciclos de funcionamiento y como se puede observar en la Figura 30, en el dinagrama tomado el 10 de mayo de 2016, las cargas sobre las varillas de 3/4" estaba alrededor del 47%.

El 30 de mayo de 2016 se realiza la siguiente instalación donde se cambió la bomba a una con las mismas especificaciones, se reemplazó la varilla de 3/4" grado N97 partida y se realizó el cambio total de las varillas de 7/8" y 1" grado D con 23,31 millones de ciclos de funcionamiento a varillas grado especial N97. Por consiguiente, se disminuyó las cargas de las varillas a un promedio del 29% como se muestra en el dinagrama tomado el 8 de junio de 2016 en la Figura 30.

El arranque del sistema inicia el 31 de mayo de 2016 y se mantiene estable durante los siguientes meses de 2016, es decir, el pozo no vuelve a presentar ninguna falla. La sumergencia en el pozo en los registros acústicos realizados, reflejan un comportamiento poco variable con un valor aproximado de 900 ft y en los dinagramas se observa una distribución de cargas en las varillas que no supera el 60%.

Figura 30. Cargas de varillas antes y después del 26 de mayo 2016 para el pozo 3.

Antes 10 de mayo de 2016

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	D	D	N97	
Diameter	in 1.000	0.875	0.750	
	1.0	63.7	55.3	47.3
Service Factor	0.85	75.0	65.0	55.7
	0.60	106.2	92.1	78.9

Después 8 de junio de 2016

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	N97	N97	N97	
Diameter	in 1.000	0.875	0.750	
	1.0	53.1	47.0	42.8
Service Factor	0.85	62.5	55.3	50.4
	0.60	88.6	78.3	71.3

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• **Propuesta técnica**

Una vez se ha realizado el análisis al comportamiento del pozo, se concluye que la falla más frecuente en el sistema se da por varilla partida, sin embargo, desde el inicio de su producción en el 2010 este pozo pasa a ser crítico en el 2016 por presentar dos fallas.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, el pozo en realidad no es tan crítico, por lo tanto, no se define una propuesta técnica por las siguientes razones:

- Tras la intervención realizada el 30 de mayo de 2016 se realiza cambio de diseño de sarta de varillas cambiando el total de estas de grado D a grado especial N97, generando así una reducción de carga de alrededor del 26% como se puede apreciar en la Figura 30. Además, se centralizaron las varillas donde se presentaba mayor carga lateral. También se realizó cambio de bomba con las mismas especificaciones anteriores (RHAC 2 1/2" 1,75 21').

- Después de la última intervención en la que se mejoró la distribución de cargas y se cambió la bomba, se revisaron los dinagramas hasta diciembre del 2016 en los cuales se pudo observar un comportamiento estable del pozo, un buen llenado de la bomba y una sumergencia relativamente constante.

5.1.4. Pozo 4 En el 2015 falla por varilla partida y se vuelve crítico en el 2016 ya que presenta un total de tres fallas, dos asociadas a varilla partida y una a taponamiento de las válvulas en la bomba por restos de centralizadores.

- **Información del pozo**

Tabla 41. Datos generales del pozo 4.

Sistema de levantamiento Pozo 4		
Unidad de bombeo	M-640-305-168	
Especificación de la bomba	25-175-RHAC-21	
Accesorios	Doble válvula fija Válvula antigás Pistón anillos Filtro strainer	
Producción y características del fluido Pozo 4		
Caudal de producción	78	bpd
Caudal de producción de agua	33	bpd
Caudal de producción de gas	4	Mscf/d
BSW	40	%
RGP	176	Mscf/Bl
°API	19,8	°API
Gravedad específica del fluido	0,94	
Condiciones operativas actuales Pozo 4		
Presión de yacimiento	1400	psia
Presión de fondo fluyendo	784	psia
Índice de productividad	0,089	bpd/psi
AOF	86	bpd
Draw Down	616	psia
CHP	75	psi
Velocidad de bombeo	7,9	spm

Condiciones operativas actuales Pozo 4		
Recorrido en superficie	149,5	in
Sumergencia de la bomba	505	ft
Estado mecánico Pozo 4 (Ver anexo D)		
Profundidad de la bomba	6499	ft
Tope perforados	7096	ft
Base perforados	8165	ft

Fuente: Campo Yarigüí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S. A.

• **Intervenciones realizadas en el periodo de estudio 2014-2016**

Tabla 42. Intervenciones pozo 4 del 2014 al 2016.

Pozo 4	26-Ene-15	20-Jul-15	28-Ene-16	11-Feb-16	14-Mar-16
Razón específica de desinstalación	Cambio o Modificación de la Zona Productora	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Bajo Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie
Sub-Sistema fallado	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM
Primer componente fallado	No Falla	Varillas	Varillas	Bomba	Varillas
Primer Subcomponente fallado	No Falla	Cuerpo de Varilla	Cuerpo de Varilla	Válvula Fija	Conexiones - Acople
Categoría de la falla	No Falla	Mecánico	Mecánico	Externo	Mecánico
Descriptor de falla	No Falla	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado	Atascado Abierto	Partido / Fracturado
Causa general de la falla	No Falla	Diseño o Selección del Sistema	Altas desviaciones	Altas desviaciones y dogleg	Diseño o Selección del Sistema
Causa específica de la falla	No Falla	Altas cargas de operación	Desgaste por rozamiento	Desgaste por rozamiento	Altas cargas de operación
Profundidad tope de la falla	No Falla	2610	5125	6482	5579

Continuación Tabla 42.

Pozo 4	26-Ene-15	20-Jul-15	28-Ene-16	11-Feb-16	14-Mar-16
Profundidad base de la falla	No Falla	2610	5125	6482	5579
Diagnóstico preliminar antes de intervención	Cañoneo adicional.	Sin acción de bombeo	Sin acción de bombeo	Bajo flujo en superficie. Posible bomba con bloqueo en válvulas.	Sin flujo en superficie.
Resumen de desinstalación	Se cañonearon los intervalos 7716'-7741', 7763'-7786', 7901'-7946', 7958'-7981', 7985'-8010', 8031'-8106', 8113'-8165'	Varilla # 30 de 7/8" salió partida por cuerpo. 11 varillas de 7/8" salieron con desgaste en cuerpo y coupling. 22 varillas de 3/4" con coupling desgastado.	Varilla # 54 de 3/4" salió partida por cuerpo, se observa partida 15 ft	No se evidenció anomalía en la parte externa de la bomba. Se espera realizar Teardown para saber falla interna de la bomba.	Varilla # 21 de 3/4" salió partido por el coupling.
Resumen investigación de la falla	No Falla	Sin causa de falla identificada	Sin causa de falla identificada	Restos de centralizadores pasaron sobre los orificios del filtro strainer bloqueando la válvula fija y la válvula viajera, causando el no aporte de fluido en cabeza.	Sin causa de falla identificada
Runlife	893	163	188	7	30

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S. A.

• **Análisis**

Al momento de fallar el 20 de julio de 2015 las varillas presentaban 15 millones de ciclos, lo que quiere decir que son ciclos bajos teniendo en cuenta que a los 50 millones de ciclos se deben cambiar las varillas, por lo tanto, se descarta que esta haya sido la razón de falla de las varillas. Por otro lado, se tiene que a la profundidad de falla (2610 ft) el pozo tiene una inclinación de tan solo 1,3 grados, siendo esta muy baja para ser la causante de falla.

En un dinagrama tomado el 8 de julio del 2015 antes de la falla del 20 de julio se presentaban cargas por encima del 80%. Después de la falla y del cambio de varillas realizado en el que solo se reemplazan la varilla partida y las desgastadas se observa una disminución en la carga de las varillas quedando en el rango del 70% al 80% reportado en un dinagrama tomado el 30 de julio del 2015 como se muestra en la Figura 31.

Figura 31. Cargas de varillas antes y después del 20 de Julio del 2015 para el pozo 4.

Antes 8 Julio 2015				
Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	D	D	D	
Diameter	in 1.000	0.875	0.750	
	1.0	82.3	84.8	94.9
Service Factor	0.85	96.8	99.7	111.7
	0.60	137.2	141.3	158.2

Después 30 Julio 2015				
Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	D	D	D	
Diameter	in 1.000	0.875	0.750	
	1.0	76.0	75.4	84.9
Service Factor	0.85	89.4	88.8	99.8
	0.60	126.6	125.7	141.4

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S.A.

Antes de la falla presentada el 28 de enero de 2016 en un dinagrama tomado el 22 de enero de 2016 las varillas cumplen 17 millones de ciclos. La falla ocurrió a una profundidad de 5125 ft con una desviación del pozo de 16 grados y un cambio de dogleg de 0,89 a 0,32 grados/100 pies.

Después de cambiar el diseño de centralización y distribución de cargas se puede ver en el dinagrama tomado el 8 de febrero de 2016 como disminuye la carga de estas, al cambiar

las varillas de 1" por varillas grado especial N97 y al cambiar la configuración de las varillas de 7/8" de grado D a combinada con grado especial N97, donde se puede apreciar una disminución de cargas de aproximadamente 44%. Figura 32.

Figura 32. Cargas de varillas antes y después del 28 de enero del 2016 para el pozo 4.

Antes 22 Enero 2016

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	D	D	D	
Diameter	in 1.000	0.875	0.750	
	1.0	64.0	66.2	80.3
Service Factor	0.85	75.3	77.9	94.4
	0.60	106.6	110.3	133.8

Después 8 Febrero 2016

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	N97	N97	D	D
Diameter	in 1.000	0.875	0.875	0.750
	1.0	43.0	41.0	33.3
Service Factor	0.85	50.6	48.3	39.2
	0.60	71.6	68.4	55.6

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S.A.

La siguiente falla ocurre el 11 de febrero de 2016, en el Teardown se presentó taponamiento tanto en la válvula viajera como en la fija, debido a restos de centralizadores. Figura 33. El material de los centralizadores utilizados en el campo es teflón.

Figura 33. Restos de centralizadores encontrados en las válvulas del pozo 4.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S.A.

Después el 14 de marzo de 2016 se presenta de nuevo falla por varilla partida de 3/4" a una profundidad de 5579 ft con una desviación de 15 grados, antes de esta falla en un dinagrama tomado el 2 de marzo se observa que al tener 20 millones de ciclo la varilla grado D de 3/4" está cargada al 92,3%. Figura 34.

Figura 34. Cargas de varillas al 2 de marzo del 2016 para el pozo 4.

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range						
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5
Rod Type		N97	N97	D	D	
Diameter	in	1.000	0.875	0.875	0.750	
	1.0	60.7	63.6	69.4	78.4	
Service Factor	0.85	71.4	74.8	81.6	92.3	
	0.60	101.1	106.0	115.6	130.7	

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S.A.

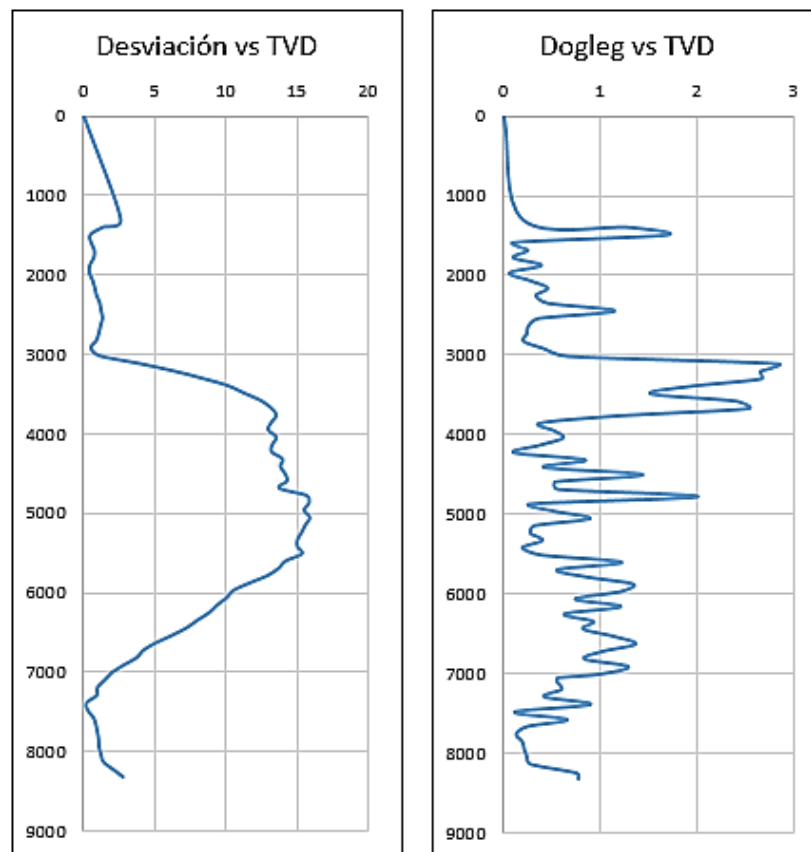
Después de la falla del 14 de marzo de 2016 el pozo dura parado por 5 meses, se interviene el 15 de agosto de 2016 en esa intervención se realiza una limpieza al pozo. Después arranca de nuevo el 24 de agosto de 2016, 12 días después el 5 de septiembre el

pozo falla de nuevo por posible varilla partida, esto se encuentra sin confirmar ya que el pozo no ha sido intervenido y actualmente se encuentra parado.

- **Propuesta técnica**

Una vez se ha realizado el análisis al comportamiento del pozo, se concluye que la falla más frecuente en el sistema se da por varilla partida, una posible causa de falla puede ser atribuida a los cambios abruptos de dogleg del pozo. Figura 35. Además, ésta también puede ser la causante del desprendimiento de partes de los centralizadores que bloquean las válvulas de la bomba como ocurrió en la falla presentada el 11 de febrero de 2016.

Figura 35. Registros de desviación y dogleg del pozo 4.



Fuente: Campo Yarigúí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Se propone realizar el cambio de sistema de levantamiento de bombeo mecánico (BM) a bombeo electro sumergible por cavidades progresivas (ESPCP) por las siguientes razones:

- Haciendo una revisión del potencial de producción e índice de productividad del pozo se observa que presenta valores bajos (ver Tabla 41) y por lo tanto no es recomendable seguir produciendo con el sistema de bombeo mecánico.
- El pozo 4 presenta cambios abruptos de dogleg, causando un gran desgaste en los centralizadores y el desprendimiento de partes de estos por el continuo rozamiento con la tubería. Al realizar la conversión de sistema a ESPCP, se elimina el uso de varillas y por consiguiente la ocurrencia de estas fallas.
- Comparando las variables del pozo con el siguiente screening para la instalación del sistema ESPCP, Tabla 43, se tiene:

Tabla 43. Screening para la instalación del sistema ESPCP para el pozo 4.

Variables	Rangos						Pozo 4
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo	
Tasa de producción (BPD)	1 a 5 y > 5500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2801 a 3500	101 a 1500 y 2501 a 2800	1501 a 2500	120
BSW (%)	>90	56 a 90	41 a 55	16 a 40	7 a 15	0,1 a 6	40
RGP (scf/stb)	>600	351 a 600		201 a 350	51 a 200	0 a 50	176
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 150 a 250	71 a 150	145
Tratamiento aplicado		Solventes	Ácidos	Inhibidores		Sin tratamiento	Sin tratamiento
Profundidad del pozo (ft)	>14000	11001 a 14000	9001 a 11000	7001 a 9000	4001 a 7000	1 a 4000	8407
Tamaño de casing (ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7	7

Variables	Rangos						Pozo 4
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo	
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10	15,86
Severidad Dogleg (°/100 ft)			>10	9 a 10	4 a 8	0 a 3	2,84
Presión de fondo fluyendo (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	500 a 1000	784

Fuente: Modificado de MUÑOZ, Álvaro, y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros: Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado (Ingeniería de petróleos). Bucaramanga, 2007. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

- Es una mejor opción la instalación del sistema ESPCP en comparación con el sistema de BM con respecto al consumo de energía ya que al sistema ESPCP se le puede implementar un motor de imanes permanentes para la generación de energía, razón por la cual se disminuye el consumo de energía y esto se traduce en una disminución de costos. Como se mencionó anteriormente para el pozo 1.

5.1.5. Pozo 5 En el 2014 falla dos veces por bomba y en el 2016 falla cuatro veces por varilla partida.

- Información del pozo

Tabla 44. Datos generales del pozo 5.

Sistema de levantamiento Pozo 5		
Unidad de bombeo	M-640-305-168	
Especificación de la bomba	25-175-RHAC-21	
Accesorios	Doble válvula fija Pistón anillos Filtro strainer	
Producción y características del fluido Pozo 5		
Caudal de producción de aceite	102	bpd
Caudal de producción de agua	18	bpd
Caudal de producción de gas	3,03	Mscf/d
BSW	15	%
RGP	2970	Mscf/Bl
°API	18,5	°API
Gravedad específica del fluido	0,94	
Condiciones operativas actuales Pozo 5		
Presión de yacimiento	1100	psia
Presión de fondo fluyendo	724	psia
Índice de productividad	0,319	bpd/psia
AOF	230	bpd
Draw Down	376	psi
CHP	50	Psi
Velocidad de bombeo	5,4	spm
Recorrido en superficie	168	in
Sumergencia de la bomba	15	ft
Estado mecánico Pozo 5 (Ver anexo E)		
Profundidad de la bomba	6461	ft
Tope perforados	6895	ft
Base perforados	7476	ft

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S. A.

• **Intervenciones realizadas en el periodo de estudio 2014-2016**

Tabla 45. Intervenciones pozo 5 del 2014 al 2016.

Pozo 5	03-Abr-14	05-Jun-14	04-Feb-16	23-Abr-16	08-Jun-16	14-Jul-16
Razón específica de desinstalación	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie
Sub-Sistema fallado	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM
Primer componente fallado	Bomba	Bomba	Varillas	Varillas	Varillas	Varillas
Primer subcomponente fallado	Válvula Fija	Válvula Fija	Conexiones - Pin	Conexiones - Pin	Conexiones - Acople	Cuerpo de varilla
Categoría de la falla	Mecánico	Mecánico	Mecánico	Mecánico	Mecánico	Mecánico
Descriptor de falla	Baja Eficiencia	Baja Eficiencia	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado
Causa general de la falla	No Identificada	No Identificada	Baja sumergencia	Fluidos o yacimiento	Baja sumergencia	Baja sumergencia
Causa específica de la falla	No Identificada	No Identificada	Golpe de fluido	Parafina	Golpe de fluido	Golpe de fluido
Profundidad tope de la falla	6402	6402	3725	2043	547	4100
Profundidad base de la falla	6402	6402	3725	2043	547	4100

Continuación Tabla 45.

Pozo 5	03-Abr-14	05-Jun-14	04-Feb-16	23-Abr-16	08-Jun-16	14-Jul-16
Diagnóstico preliminar antes de intervención	Sin acción de bombeo. Falla de bomba.	Sin acción de bombeo. Falla de bomba.	Sin acción de bombeo. Posible varilla partida.	Sin acción de bombeo. Posible varilla partida.	Sin acción de bombeo. Posible varilla partida.	Sin acción de bombeo. Posible varilla partida.
Resumen de desinstalación	Cambio de bomba.	Cambio de bomba.	Varilla # 75 de 7/8" salió partida por el pin de la rosca. Salieron varios coupling de 3/4" y 7/8" desgastados, se cambiaron por nuevos.	Varilla # 6 de 7/8" salió con el pin partido y la bomba con pistón pegado.	El coupling de la varilla # 21 de 7/8" salió partido por la mitad. Las últimas 10 varillas de 3/4" salieron con desgaste en coupling y cuerpo, al igual que salieron con presencia de parafina.	Varilla # 83 de 3/4" N97 salió partida por cuerpo. No se evidenció arena ni parafina en el BHA, salió arenado el último tubo de cola.
Runlife	462	60	590	71	38	

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S. A.

• **Análisis**

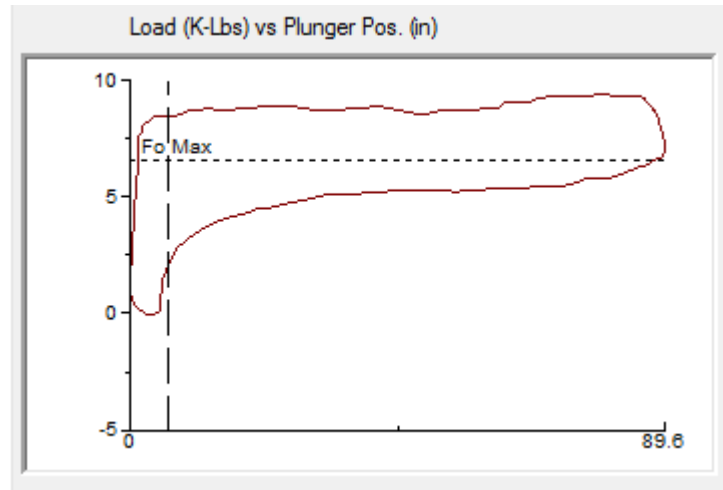
El 3 de abril del 2014 se presenta falla por baja eficiencia en la válvula fija de la bomba, en la intervención realizada se cambia la bomba RHAC 2 ½" 1,75 21' a una RHAC 1,75 13' tanto antes como después la bomba tenía doble válvula fija, válvula antigás, pistón de anillos, sin embargo en la intervención se añade filtro strainer.

El 5 de junio de 2014 a tan solo 60 días después de la última falla por baja eficiencia en la válvula fija se presenta la misma falla, se instala una bomba RHAC 2 ½" 1,75 24' y el pozo no vuelve a fallar por 590 días cuando se presenta una falla el 4 de febrero de 2016.

En un dinagrama tomado el 25 de enero de 2016 antes de ocurrir la falla el 4 de febrero de 2016 por varilla de 7/8" partida por conexión-pin a una profundidad de 3725 con una desviación aproximada de 9 grados y un cambio de dogleg de 1,49 a 2,38 grados/100 pies.

Sin embargo, la causa se atribuye a los cambios abruptos de dogleg del pozo que junto a la baja sumergencia (23 ft) que ocasiona golpe de fluido como se puede observar en la Figura 36, generaron esfuerzos de compresión sobre las varillas originando su pandeo y posteriormente su fractura.

Figura 36. Dinagrama 13 de enero 2016 para el pozo 5.



Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

El 23 de abril de 2016 el pozo falla por varilla de 7/8" partida por conexión-pin a una profundidad de 2043 ft con una desviación de 1,5 grados y cambio de dogleg de 0,21 a 0,37. En la desinstalación, también se evidencia pistón de la bomba pegado por parafina. Debido a la pega del pistón se generó una sobrecarga sobre las varillas ocasionando su fractura.

Se realiza el cambio de varilla grado D a grado especial N97. Además, se cambia la unidad de bombeo por una más grande, se pasa de tener una unidad American C-456-365-120 a una unidad Lufkin M-640D-305-168 para que soportara más carga de las varillas. También se cambia la bomba a una con las mismas características (RHAC 2 1/2" 1,75 21 ft).

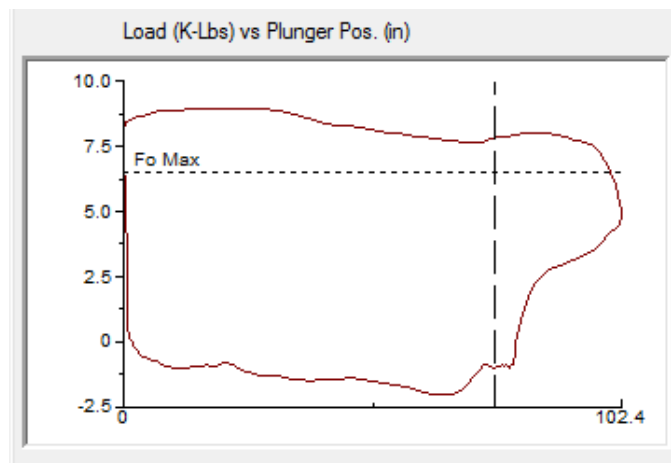
El 8 de junio de 2016 se presenta falla por varilla de 7/8" partida por conexión-acople a una profundidad de 547 pies. Esta falla se tribuye al golpe de fluido como se evidencia en el dinagrama tomado el 23 de mayo de 2016 antes de la falla, Figura 37, ocasionado por la baja sumergencia del pozo.

En su intervención se cambia la varilla partida y las desgastadas. Y debido a que el pozo continuó presentando bajos niveles de sumergencia se decide temporizarlo el 5 de julio del 2016.

El 14 de julio 2016 el pozo presenta falla por varilla de 3/4" partida por cuerpo a una profundidad de 4100 con una desviación de 20 grados y un cambio de dogleg de 2,69 a 0,36. De modo que, la falla se atribuye a las altas desviaciones y cambios abruptos de dogleg que presenta en el pozo.

El pozo 5 dura parado hasta el 8 de diciembre del 2016 que arranca de nuevo, y en esa intervención se realizan varios cambios.

Figura 37. Dinagrama 23 de mayo de 2016 pozo 5.

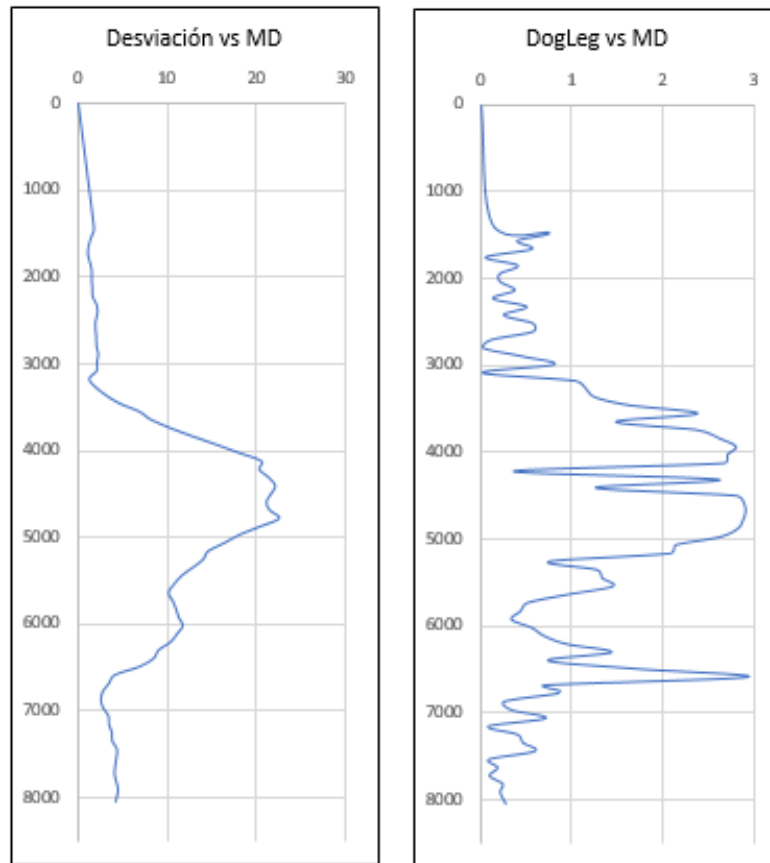


Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• Propuesta técnica

Una vez se ha realizado el análisis al comportamiento del pozo, se concluye que la falla más frecuente en el sistema se da por varilla partida debido a que el pozo presenta una fuerte desviación como se muestra en la Figura 38 (máxima inclinación de 22,61 grados), lo que genera el constante rozamiento entre la varilla y la tubería. Otra causa de varilla partida corresponde al golpe de fluido que presenta el pozo, generado por su baja sumergencia (15 a 25 ft).

Figura 38. Registros de la desviación y dogleg del pozo 5.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Durante el desarrollo del trabajo de investigación se realizaron algunas recomendaciones que ya se hicieron efectivas y actualmente están en seguimiento.

El pozo 5 se temporizó en el mes de julio de 2016 debido a la poca sumergencia presentada por el pozo, sin embargo, el 14 de julio de 2016 se presenta varilla partida por cuerpo. El pozo permaneció parado hasta el mes de diciembre de 2016, tiempo en el cual se realizó una estimulación propuesta por ingeniería de yacimientos. Y en la última intervención al pozo, realizada el 7 de diciembre de 2016, se realizaron los siguientes cambios:

- Cambio de bomba

Antes: RHAC 2 ½" 1,75 21'

Después: RHAC 2" 1,25 21'

El cambio a una bomba más pequeña se realizó porque se tenía incertidumbre sobre el resultado de la estimulación. Además, se estableció una velocidad de bombeo baja de 5,4 spm para ir evaluando el comportamiento del pozo.

- Cambio de unidad

Antes: Lufkin M-640D-305-168, recorrido 1 de 3, 130, 7,1 spm

Después: Lufkin A-912D-305-168, recorrido 3 de 3, 168, 5,4 spm

El cambio a una unidad más grande se realizó para que esta soportara la carga de las varillas y también por si era necesario cambiar a una bomba más grande y así la unidad la pudiera soportar.

- Cambio de tubería

Antes: tubería 3 ½" 264 RI y 14 RII

Después: tubería 3 ½" 215 RII

El cambio de tubería se realizó debido al rozamiento entre la tubería y las varillas por las fuertes desviaciones que presenta el pozo como se observa en la Figura 61, lo que hubiera podido causar falla por tubería rota. Esta tubería instalada fue inspeccionada de otro pozo que fue abandonado.

- Cambio de sarta de varillas

Se rediseñó la sarta de varillas incluyendo varilla de 1" grado especial N97 y se centralizaron algunos tramos de varillas de 7/8" y 3/4". Toda la sarta instalada fue nueva. Como se observa en la Figura 39, este cambio de la sarta de varilla generó una reducción de alrededor del 42% en la distribución de cargas sobre las varillas.

Figura 39. Distribución de cargas en las varillas antes y después de la falla.

Antes 24 de junio de 2016

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	N97	N97		
Diameter	in 0.875	0.750		
	1.0	70.6	73.9	
Service Factor	0.85	83.0	87.0	
	0.60	117.6	123.2	

Después 12 de diciembre de 2016

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range				
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type	N97	N97	N97	
Diameter	in 1.000	0.875	0.750	
	.0	48.6	43.3	38.2
Service Factor	0.85	57.1	51.0	44.9
	0.60	80.9	72.2	63.6

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

5.1.6. Pozo 6 En el 2014 falla dos veces, una por varilla partida y otra por varilla del pistón partida.

- **Información del pozo**

Tabla 46. Datos generales del pozo 6.

Sistema de levantamiento Pozo 6	
Unidad de bombeo	A-640D-305-168
Especificación de la bomba	25-175-RHAC-21
Accesorios	Doble válvula fija, válvula antigás, pistón de anillos, filtro strainer

Producción y características del fluido Pozo 6		
Caudal de producción	119	bpd
Caudal de producción de agua	1,2	bpd
Caudal de producción de gas	42	Mscf/d
BSW	1	%
RGP	351	Mscf/BlS
°API	19,8	°API
Gravedad específica del fluido	0,94	
Condiciones operativas actuales Pozo 6		
Presión de yacimiento	1000	psia
Presión de fondo fluyendo	403	psia
Índice de productividad	0,161	bpd/psi
AOF	122	bpd
Draw Down	597	psia
CHP	50	psi
Velocidad de bombeo	6	spm
Recorrido en superficie	118,3	in
Sumergencia de la bomba	11	ft
Estado mecánico Pozo 6 (Ver anexo F)		
Profundidad de la bomba	6080	ft
Tope perforados	6477	ft
Base perforados	7532	ft

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S. A.

- **Intervenciones realizadas en el período de estudio 2014-2016**

Tabla 47. Intervenciones pozo 6 del 2014 al 2016.

Pozo 6	07-Apr-14	07-oct-14	04-Apr-15	05-Dec-15	05-Jul-16
Razón específica de desinstalación	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Redimensionamiento del Sistema	Sin Flujo en Superficie
Sub-Sistema fallado	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM	Sistema BM
Primer componente fallado	Varillas	Bomba	Bomba	No Falla	Bomba

Continuación Tabla 47.

Pozo 6	07-Apr-14	07-oct-14	04-Apr-15	05-Dec-15	05-Jul-16
Primer subcomponente fallado	Cuerpo de Varilla	Rod Valve	Rod Valve	No Falla	Rod Valve
Categoría de la falla	Mecánico	Mecánico	Mecánico	No Falla	Mecánico
Descriptor de falla	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado	No Falla	Desconectado
Causa general de la falla	Baja sumergencia	Baja sumergencia	Baja sumergencia	No Falla	Baja sumergencia
Causa específica de la falla	Golpe de fluido	Golpe de fluido	Golpe de fluido	No Falla	Golpe de fluido
Profundidad tope de la falla	3725	6080	6080	No Falla	6080
Profundidad base de la falla	3725	6080	6080	No Falla	6080
Diagnóstico preliminar antes de intervención	Sin acción de bombeo. Varilla partida.	Sin acción de bombeo. Varilla partida.	Sin flujo en superficie.	Cambio sarta de varilla y bomba	Sin flujo en superficie
Resumen de desinstalación	Varilla # 5 de 3/4" salió partida por cuerpo.	Varilla del pistón partida, quedó para pescar la G-11.	Varilla del pistón partida en la B-21, quedó para pescar G-11.	La sarta de varilla y bomba salieron sin inconvenientes.	La varilla del pistón salió desconectada, quedó para pescar la G-11.
Runlife	1350	178	172	239	211

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

- **Análisis**

El 7 de abril de 2014 el pozo 6 no presenta flujo en superficie debido a que una varilla de 3/4" salió partida por cuerpo a una profundidad de 3725 ft. Teniendo en cuenta la revisión del Survey del pozo, se descarta que la causa se asociara a altas desviaciones o cambios abruptos de dogleg en ese punto. El sistema contaba con el siguiente diseño de sarta de varilla: 73 varillas de 1", 72 varillas de 7/8" y 94 varillas de 3/4" grado D con 22,24 millones de ciclos de funcionamiento hasta el momento de la falla, por lo tanto, también se descarta que la causa de falla fuese por cumplimiento de ciclos de funcionamiento.

Haciendo una revisión de los dinagramas tomados antes de la falla se pudo observar que el pozo presentaba golpe de fluido debido a la baja sumergencia, la cual se encontraba entre 15 y 30 ft, por consiguiente, la causa de falla se atribuye al golpe de fluido.

En la siguiente instalación, realizada el 12 de abril de 2014, se cambió la bomba con las siguientes especificaciones: RHAC 2 1/2" 1,75 21 ft. La bomba anterior tenía un Run Life de 1350 días. También se reemplazó la varilla de 3/4" partida y se instalaron dos varillas más de 3/4" grado D.

Seis meses después, específicamente el 7 de octubre de 2014 el pozo no bombea. Una vez realizada la desinstalación, se evidencia varilla del pistón partida. Después de su intervención, se realizó cambio de bomba con las mismas especificaciones y accesorios tales como: doble válvula fija, válvula viajera, válvula antigás, pistón de anillos y filtro strainer. En cuanto a las varillas, se bajó la misma sarta la cual para la fecha de la falla cumplía 23,35 millones de ciclos de funcionamiento.

En la Figura 40, se muestra la distribución de cargas de las varillas en los dinagramas tomados antes y después de la falla. Como se puede observar las cargas en las varillas no superan el 80%, así la causa de falla por exceso de carga no se tiene en cuenta.

Figura 40. Cargas de varillas antes y después del 7 de octubre 2014 para el pozo 6.

Antes 5 septiembre de 2014

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range					
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type		D	D	D	
Diameter	in	1.000	0.875	0.750	
	1.0	52.2	54.2	64.1	
Service Factor	0.85	61.5	63.8	75.5	
	0.60	87.1	90.4	106.9	

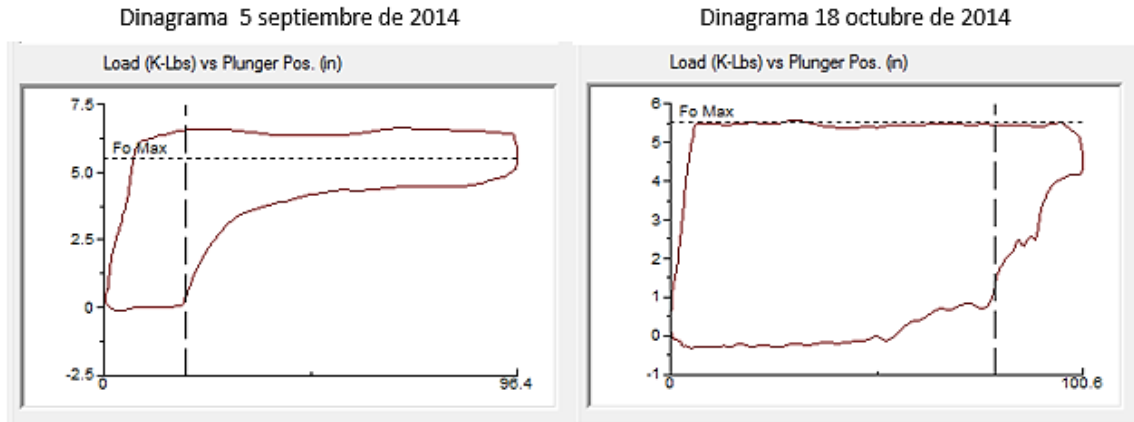
Después 18 octubre de 2014

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range					
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4
Rod Type		D	D	D	
Diameter	in	1.000	0.875	0.750	
	1.0	50.7	56.2	64.8	
Service Factor	0.85	59.7	66.2	76.3	
	0.60	84.6	93.7	108.1	

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Como se muestra en la Figura 41, en un dinagrama tomado el 5 de septiembre de 2014 antes de la ocurrencia de la falla se logra observar que el pozo presenta un fuerte golpe de fluido. Esta condición de golpe fuerte de fluido genera grandes esfuerzos, razón por la cual se le atribuye la falla en la varilla del pistón. Las observaciones realizadas en la toma del dinagrama indican: baja sumergencia en el pozo, de alrededor de 17 pies, golpe fuerte de fluido. En el dinagrama del 18 de octubre de 2014, Figura 41, después de la intervención realizada el 14 de octubre donde se cambió la bomba, y se mantuvo la velocidad de bombeo (6 spm) y el recorrido (118 in), el pozo aún presenta un leve golpe de fluido y baja sumergencia.

Figura 41. Cartas dinamográficas antes y después del 7 de octubre 2014 para el pozo 6.



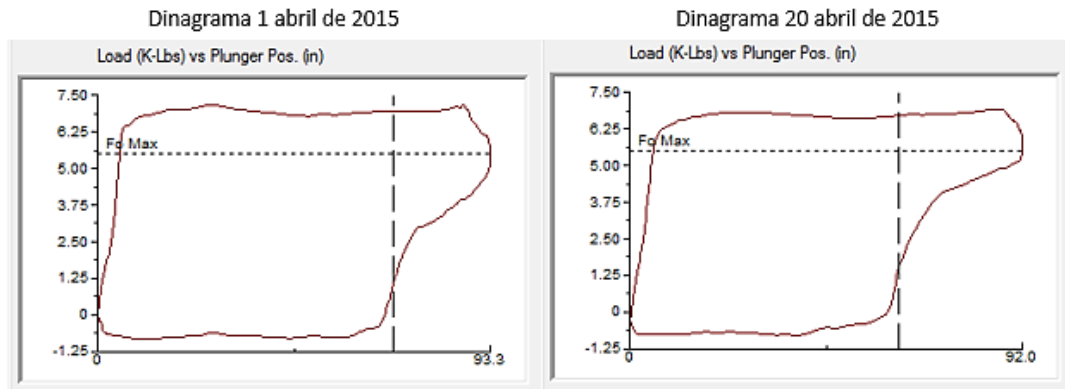
Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Durante la revisión de los posteriores dinagramas realizados durante los últimos meses del 2014, se reporta altos valores de CHP, cerca de 126 psi, con alto flujo de gas en el anular por lo que se recomienda realizar venteo del mismo. Además, se sigue presentando golpe severo de fluido debido a la poca o casi nula sumergencia del pozo.

El 4 de abril de 2015, nuevamente falla la bomba por varilla del pistón partida. Así, el 10 de abril se instala una nueva bomba con las mismas características y se baja la misma configuración de sarta de varillas, la cual hasta la fecha cumple 25 millones de ciclos de funcionamiento.

Se puede concluir que la reiterada falla en la varilla del pistón se sigue dando debido a que el pozo continúa presentando golpe de fluido como se puede observar en la Figura 42, en los dinagramas tomados antes y después del evento de falla. Una de las recomendaciones dadas para evitar esta situación es la reducción de la velocidad de bombeo, sin embargo, esto no se lleva a cabo debido a que no se quiere disminuir la producción del pozo.

Figura 42. Cartas dinamográficas antes y después del 4 de abril 2015 para el pozo 6.

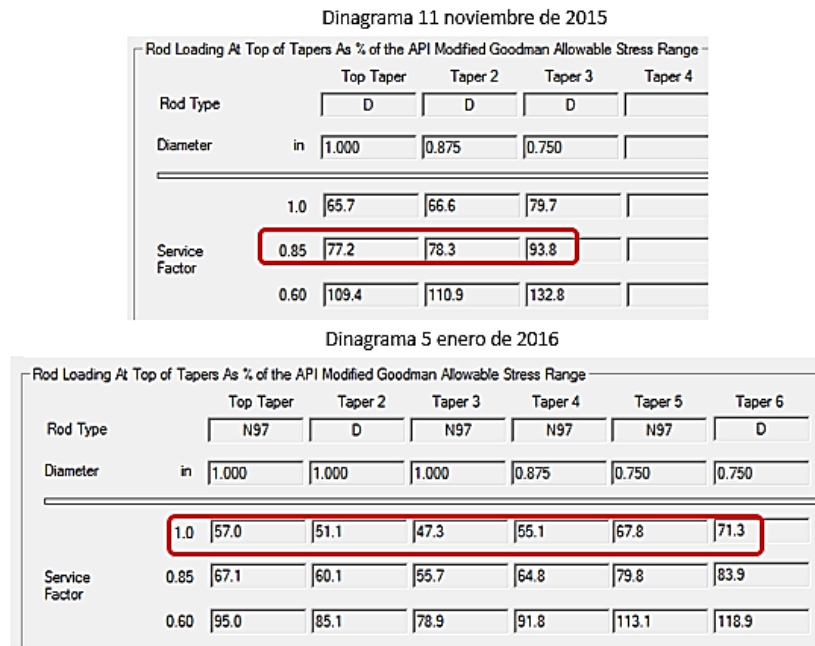


Fuente: Campo Yarigúí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

El 5 de diciembre de 2015, el pozo es intervenido para realizar el cambio total de la sarta de varilla, de grado D a sarta combinada grado D y grado especial N96, y la bomba con las mismas especificaciones. Sin embargo, el pozo no presentó ninguna falla en el sistema, y la anterior sarta de varillas con 27 millones de ciclos de funcionamiento y bomba con Run Life de 239 días salieron sin inconvenientes. El pozo es arrancado nuevamente el 7 de diciembre de 2015. En la Figura 43, se muestra la nueva distribución de cargas en las varillas en un dinagrama tomado antes y después de la intervención del pozo.

El 5 de julio de 2016 el pozo 6 nuevamente no bombea. El 11 de julio se realizó la desinstalación del sistema y se evidenció que la varilla del pistón se encontraba desconectada. Por lo tanto, se cambió la bomba con las mismas características y se bajó la misma sarta de varillas, la cual hasta el momento contaba con 2 millones de ciclos de funcionamiento. Teniendo en cuenta la revisión del dinagrama tomado antes de la falla (27 de junio de 2016), se plantea que la causa de falla posiblemente se asocie al golpe de fluido que frecuentemente se da en el pozo debido a su bajo nivel de sumergencia. Sin embargo, en el dinagrama tomado un día posterior del arranque del sistema, la bomba presenta un buen llenado. Figura 44.

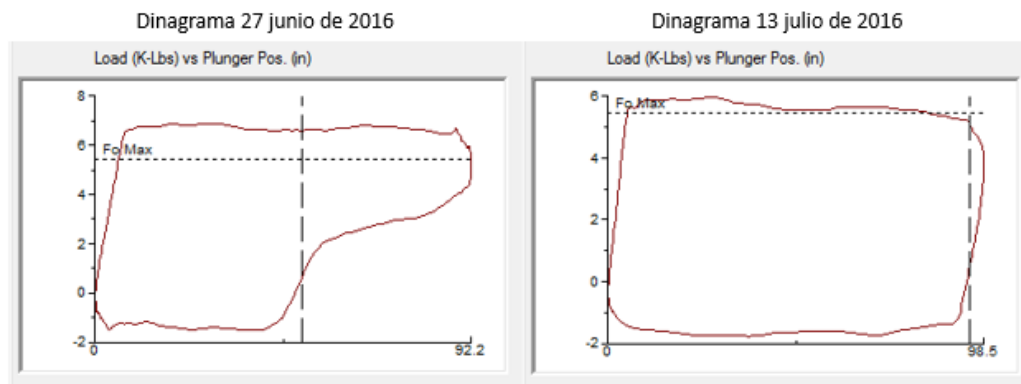
Figura 43. Distribución de cargas en las varillas antes y después del cambio de sarta.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

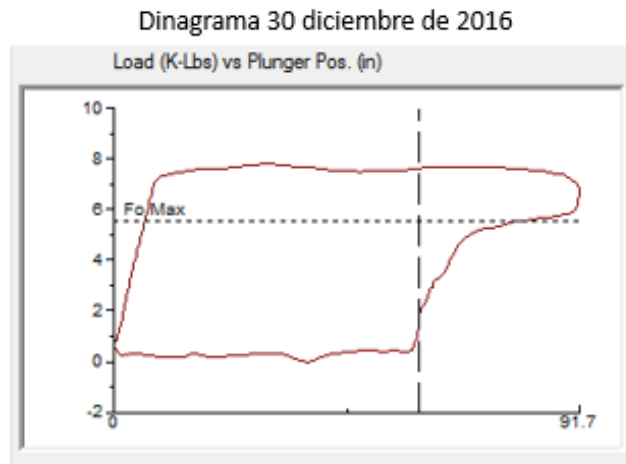
A pesar, que para el 13 de julio de 2016 la bomba presenta buen llenado, en la revisión de los dinagramas posteriores se puede observar que el golpe de fluido no desaparece como se muestra en el dinagrama del 30 de diciembre de 2016. Figura 45. Es decir, el pozo aún se sigue tardando en recuperar su nivel de sumergencia.

Figura 44. Cartas dinamográficas antes y después del 5 de Julio 2016 para el pozo 6.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Figura 45. Carta dinamográfica de 30 de diciembre de 2016.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• Propuesta técnica

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se concluye que la principal falla se da en la varilla del pistón ya que no existe un buen llenado de la bomba por la baja sumergencia del pozo, pues este no alcanza a recuperarla debido a que la tasa de bombeo supera la tasa de aporte de la formación lo que ha generado el constante golpe de fluido.

Como se puede observar en la Figura 45, en el dinagrama tomado el 30 de diciembre de 2016, el pozo continúa presentando golpe de fluido ocasionado por los bajos niveles de fluido ya que el pozo tarda en recuperar sumergencia. Por lo general, se prefiere modificar el recorrido de la unidad, sin embargo, en este caso la longitud del recorrido actual se encuentra en su mínimo, 118 pulgadas. Entonces se propone disminuir la velocidad de bombeo a un valor por debajo de 6 spm (velocidad de bombeo actual) y monitorear el comportamiento que presenta el pozo para determinar la velocidad adecuada. En caso de seguir presentando golpe de fluido por bajo nivel de sumergencia se considera como última alternativa temporizar el pozo de modo que la formación tenga el tiempo suficiente para aumentar su sumergencia.

Si se presenta nuevamente una falla por varilla de pistón luego de implementadas las recomendaciones mencionadas anteriormente, se propone realizar el cambio de bomba a una más pequeña, RHAC 2" 1,25 21 ft, (actualmente se tiene RHAC 2 1/2" 1,75 21 ft).

5.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Para el planteamiento de las alternativas técnicas de solución para los pozos críticos producidos por el sistema de bombeo electro sumergible, se realizó un análisis sobre el comportamiento de los diferentes parámetros de operación del pozo, una revisión del reporte de las actividades de intervención realizadas y analogías entre pozos con las mismas características y eventos de falla.

5.2.1. Pozo 7 En el 2015 presenta dos fallas, una en la bomba ocasionada por la producción de arena en cuya intervención se decide instalar un desarenador y otra falla en el motor causada por la migración de fluidos del pozo al interior del motor.

- **Información del pozo**

Tabla 48. Datos generales del pozo 7.

Sistema de levantamiento Pozo 7		
Especificación de la bomba	(2) 400-350-120HSG-182STG-CP-CT-TA	
Accesorios	Desarenador Maple	
Producción y características del fluido Pozo 7		
Caudal de producción de aceite	105	bpd
Caudal de producción de agua	18,45	bpd
Caudal de producción de gas	27	Mscf/d
BSW	15	%
RGP	260	Mscf/Bls
°API	18,6	°API
Gravedad específica del fluido	0,94	
Condiciones operativas actuales Pozo 7		
Presión de yacimiento	2580	psia
Presión de fondo fluyendo	1427	psia
Índice de productividad	0,105	bpd/psi
AOF	188	bpd
Draw Down	1153	psia

Condiciones operativas actuales Pozo 7		
CHP	50	psi
Frecuencia de operación	48	Hz
Presión a la entrada de la bomba (PIP)	1198,9	psi
Vibraciones	0,44	gravit
Temperatura del Motor	169,3	°F
Sumergencia de la bomba	2498	ft
Estado mecánico Pozo 7 (Ver anexo G)		
Profundidad de la bomba	7099	ft
Tope perforados	7500	ft
Base perforados	8168	ft

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

- **Intervenciones realizadas en el período de estudio 2014-2016**

Tabla 49. Intervenciones pozo 7 del 2014 al 2016.

Pozo 7	13-Ene-15	26-May-15
Razón específica de desinstalación	Bajo Flujo en Superficie	Corto Circuito
Sub-Sistema fallado	Sistema BES	Sistema BES
Primer componente fallado	Bomba	Motor
Primer subcomponente fallado	Impulsores	Motor y Conectores
Categoría de la falla	Mecánico	Eléctrico
Descriptor de falla	Baja Eficiencia	Corto Circuito
Causa general de la falla	Fluidos o Yacimiento	Instalación
Causa específica de la falla	Arena	Instalación – Servicio de Campo

Continuación Tabla 49.

Pozo 7	13-Ene-15	26-May-15
Diagnóstico preliminar antes de intervención	Sin flujo en superficie.	Sin flujo en superficie, desbalance entre fases.
Resumen de desinstalación	Bombas con giro restringido, motor y sellos en buenas condiciones mecánicas y eléctricas, arena en válvula check.	Válvula check tapada con arena, giro del conjunto BHA atascado; bomba upper con giro atascado; bomba lower giro con arrastre; separador giro ok; sellos upper y lower con aceite contaminado, giro ok, motor ok.
Resumen de desensamble	Bombas giro libre. Impulsores con desgaste severo radial de skirt, Hub con desgaste radial severo, pasaje de fluido sin obstrucción. Difusores con desgaste radial severo en bore. Eje Ok. Housing en buenas condiciones.	Motor con giro libre y suave, eléctricamente en mal estado, presento 2 fases abiertas, se observó agua al retirar el sensor de fondo, se observó explosión en una de las fases en la conexión "Y" inferior. Bloque de conexión pothead con O'ring mordido. Sellos en condiciones normales de operación. Intake VGS Ok. Bombas con giro libre y suave, se observa desgaste en la superficie upthrust de impulsores y difusores, paso de fluido sin obstrucción, eje sin daños.
Resumen investigación de la falla	La pérdida de producción es debido al arenamiento a nivel de perforados, presentó descenso en la PIP y no hubo respuesta a los incrementos de respuesta. En el TD se evidenció deterioro por el manejo de sólidos en Hub, Bore y álabes del impulsor.	La falla eléctrica del motor fue causada por la migración de fluidos de pozo al interior del motor ocasionando pérdida de aislamiento eléctrico y produjo la explosión de los terminales inferiores del motor y la base. La contaminación se produjo por el uso de un O'ring de menor diámetro generando pérdida de hermeticidad del motor.
Runlife	396	115

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol. S. A.

• **Análisis**

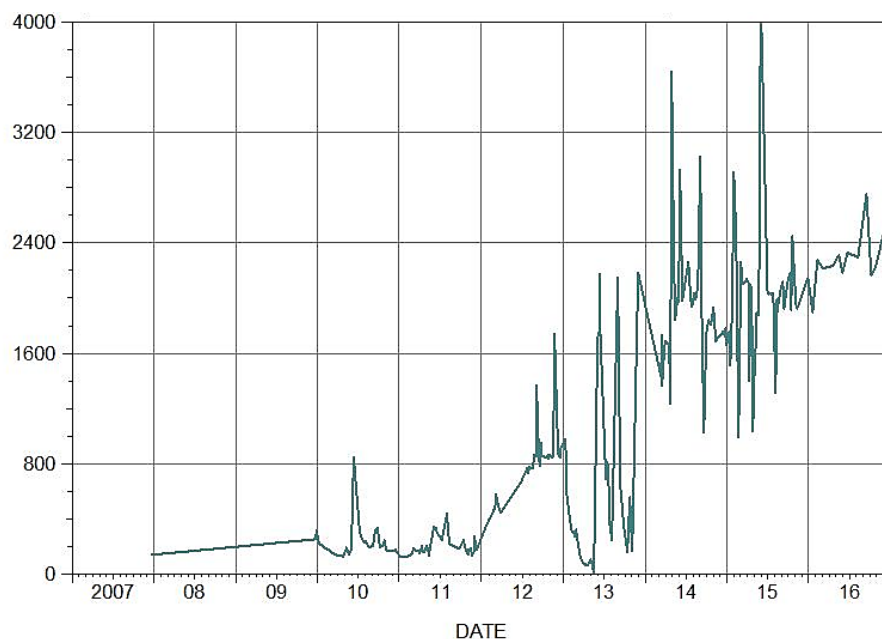
Tras la falla originada en la bomba el 13 de enero de 2015 debido a la acumulación de arena, el 27 de enero de 2015 el fondo encontrado es de 7479 ft y teniendo en cuenta el fondo dejado el 4 de diciembre de 2013, 8000 ft, se encontraron 522 ft de arena, lo que equivale a una tasa de arenamiento de 40 ft por mes. Por esta razón, el 30 de enero de 2016 se realiza limpieza de arena, dejando fondo de 8000 ft y se instala un desarenador Maple.

El 15 de junio de 2015 se lleva a cabo una limpieza de arena nuevamente al pozo, en el cual se encuentra fondo a 7930 el 9 de junio de 2015. Teniendo en cuenta el fondo dejado el 27 de enero de 2015, 70 pies de arena son removidos.

Durante el 2016, el pozo 7 se mantiene estable, sin presentar falla alguna, principalmente debido al buen desempeño del desarenador, ya que este pozo fue crítico por la alta acumulación de arena en el equipo de bombeo electro sumergible.

Como se puede observar en la Figura 46, el nivel de sumergencia ha venido incrementado gracias a la inyección de agua de tres pozos aledaños, alcanzando un valor de 2498 ft de sumergencia reportado en el registro acústico del 7 de diciembre del 2016.

Figura 46. Variación de los niveles de sumergencia del pozo 7.

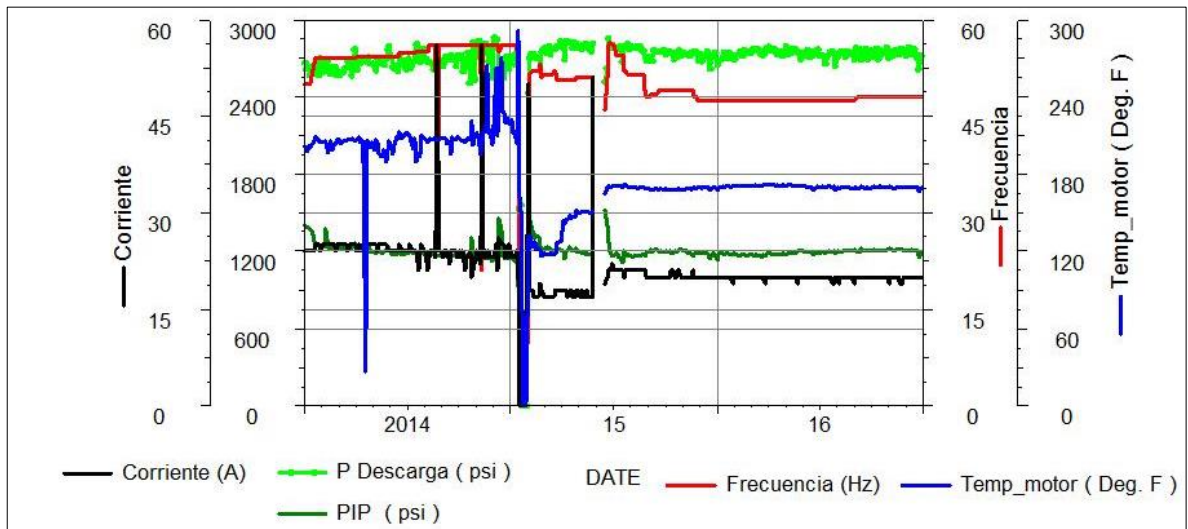


Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

Por otro lado, en la Figura 47, se muestra el comportamiento de algunas variables relacionadas con el desempeño del sistema de bombeo electro sumergible: frecuencia de operación, temperatura del motor, presión a la entrada de la bomba (PIP), corriente del motor y presión de descarga. En esta se puede apreciar que después de la última falla presentada en mayo de 2015, estas variables se han mantenido constantes conllevando al

comportamiento estable del pozo. Todo debido al buen manejo de sólidos dado por el desarenador. Además, no se manifiesta otra causa diferente a la acumulación de arena que pueda originar una nueva falla en el sistema.

Figura 47. Condiciones operacionales BES del pozo 7.



Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• Propuesta técnica

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, solo se presentan dos fallas en el sistema en el periodo de estudio, específicamente en el año 2015, una generada por la presencia de arena y la otra por mala instalación del sistema. Por ello, se considera crítico solo en el 2015 aunque una de las fallas no fue falla del sistema BES.

Por consiguiente, para este pozo no se requiere una propuesta técnica ya que el pozo deja de ser crítico en el 2016 al tener un Runlife actual de 577 días valor que supera el Runlife promedio de 289 días, esto es gracias al buen funcionamiento del desarenador instalado después de la falla del 13 de enero de 2015.

5.2.2. Pozo 8 En el 2014 se cambia de bombeo mecánico a bombeo electro sumergible y en el 2015 presenta dos fallas, una por tubería rota y otra por corto circuito en el cable de potencia.

- Información del pozo

Tabla 50. Datos generales del pozo 8.

Sistema de levantamiento Pozo 8		
Especificación de la bomba	400-959-120HSG-180STG-CP-CT-HSS-TA	
Accesorios	No	
Producción y características del fluido Pozo 8		
Caudal de producción de aceite	153	bpd
Caudal de producción de agua	747	bpd
Caudal de producción de gas	92	Mscf/d
BSW	83	%
RGP	600	Mscf/Bls
°API	19,8	°API
Gravedad específica del fluido	0,94	
Condiciones operativas actuales Pozo 8		
Presión de yacimiento	2750	psia
Presión de fondo fluyendo	2016	psia
Índice de productividad	1,363	bpd/psia
AOF	2362	bpd
Draw Down	734	psia
CHP	60	psi
Frecuencia de operación	40	Hz
Presión a la entrada de la bomba (PIP)	1473,4	psi
Vibraciones	0,24	gravit
Temperatura del Motor	156,6	°F
Sumergencia de la bomba	1297	ft
Estado mecánico Pozo 8 (Ver anexo H)		
Profundidad de la bomba	6019	ft
Tope perforados	7111	ft
Base perforados	7750	ft

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• **Intervenciones realizadas en el periodo de estudio 2014-2016**

Tabla 51. Intervenciones pozo 8 del 2014 al 2016.

Pozo 8	24-Ene-14	29-Ene-15	15-May-15
Razón específica de Desinstalación	Cambio de Método de Levantamiento	Sin Flujo en Superficie	Desbalance entre Fases
Sub-Sistema fallado	Sistema BM	Sistema de Tubería	Sistema BES
Primer componente fallado	No Falla	Tubería	Cable
Primer subcomponente fallado	No Falla	Cuerpo	Cable de Potencia Principal
Categoría de la falla	No Falla	Mecánico	Eléctrico
Descriptor de falla	No Falla	Roto (Perforado)	Corto Circuito
Causa general de la falla	No Falla	Fluidos o Yacimiento	Desgaste Normal o Esperado
Causa Específica de la falla	No Falla	Fluidos corrosivos	Desgaste Normal o Esperado
Profundidad tope de la falla	No Falla	3360	4469
Profundidad base de la falla	No Falla	3360	4469
Diagnóstico preliminar antes de intervención	No Falla	Sin flujo en superficie.	Falla eléctrica, aterrizado.
Resumen de desinstalación	Tanto el BHA de BM como el de producción salen en buenas condiciones.	Tubo # 110 roto 8' por encima del coupling, equipo BES sale con giro libre.	Conjunto BES con giro Ok, presencia de corrosión. Válvula check presentó pequeñas cantidades de sólidos. Motor en perfectas condiciones eléctricas. El resto del equipo se revisa cuando se realice el Tear Down. Los tubos 76 y 74 presentaron agujero con corrosión.

Continuación Tabla 51.

Pozo 8	24-Ene-14	29-Ene-15	15-May-15
Resumen de desensamble			Bombas y GPU, con presencia de corrosión en housing. Motor con buenas medidas eléctricas. MLE buenas medidas eléctricas. Cable se encontró corto circuito a 3631' de fondo a superficie. La fase ubicada al lado del capilar presentó el corto circuito, no se evidenció daños en zonas cercanas al daño.
Resumen investigación de la falla	No falla	Se evidenció corrosión en la tubería.	La falla fue debido al corto circuito en el cable de potencia posiblemente por falla en el aislamiento del mismo, sobre la zona del corto circuito no se evidenció daño mecánico, el plomo y el EPDM en buenas condiciones.
Runlife	86	360	88

Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• **Análisis**

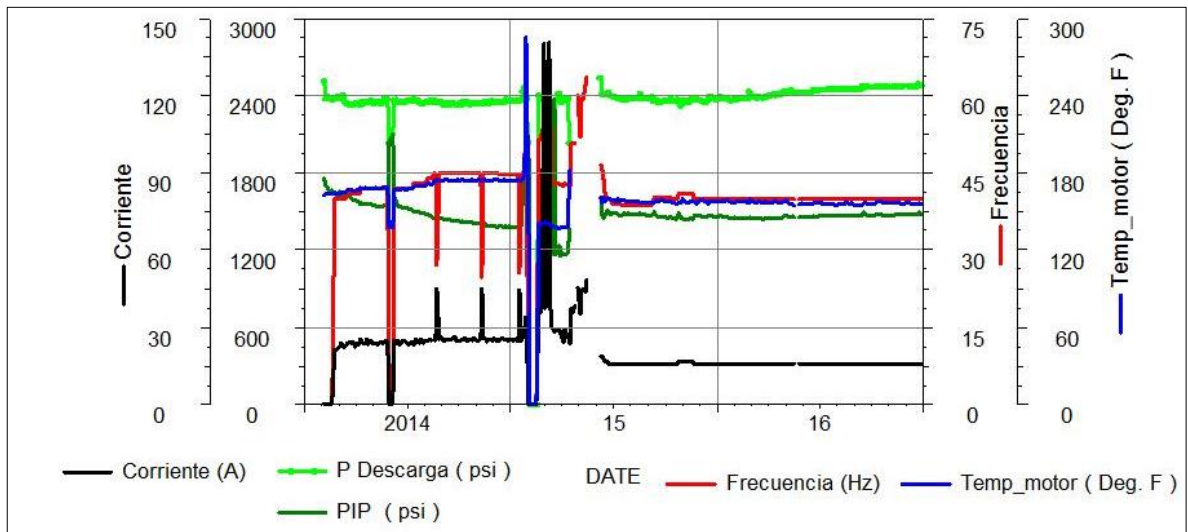
En el 2014 se convierte de bombeo mecánico a bombeo electro sumergible y en el 2015 se considera crítico al presentar dos fallas: una por tubería rota y otra por corto circuito en el cable de potencia. Siendo la corrosión la principal causa de falla por tubería rota.

El 29 de enero de 2015 el pozo falla por tubería rota (tubo roto 8 ft por encima del coupling) a una profundidad de 3360 ft. Tras la desinstalación del sistema se evidenció corrosión en la tubería de modo que la causa de falla fue asociada a la presencia de fluidos corrosivos.

La tasa de arenamiento se encuentra en alrededor de 20 ft por mes. Teniendo en cuenta el rat hole del pozo, a esa tasa se esperaría que en dos años alcance la base de perforados.

El tratamiento químico para la inhibición de corrosión inició el 23 de julio del 2014, para el mes de junio se deja de inyectar por baches y se empieza tratamiento continuo hasta la fecha. Gracias al tratamiento químico para inhibir la corrosión se pasó de presentar 6,4 mpy antes de iniciar el tratamiento a tan solo 0,8 mpy actualmente. Además, el pozo cuenta con inyección de inhibidor de scale por capilar.

Figura 48. Condiciones operacionales BES del pozo 8.



Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• Propuesta técnica

Una vez realizado el análisis de las intervenciones realizadas, se puede concluir que su principal afectación es dada por la presencia de fluidos corrosivos y en menor grado por la producción de arena.

Para este pozo no se requiere una propuesta técnica ya que el pozo deja de ser crítico en el 2016 al tener un Runlife actual de 586 días valor que supera el Runlife promedio de 369 días. Además, como se puede observar en la Figura 48, las principales condiciones operativas del sistema han sido estables desde junio del 2015.

Teniendo en cuenta que este pozo tiene una tasa de arenamiento de 20 ft por mes y el éxito que ha presentado la instalación de desarenadores en otros pozos críticos del campo se recomienda como medida preventiva instalar desarenador, a pesar de que, durante el periodo de estudio, el pozo no fue crítico por causa de la arena, pero en tiempos futuros lo puede llegar a ser.

5.2.3 Pozo 9 Este pozo fue crítico en el 2014 por fallas en el eje de la bomba debidas a la alta acumulación de arena y en el 2016 falla la bomba por acumulación de sólidos por lo cual se decide instalar un desarenador Maple con 10 juntas de cola.

- Información del pozo

Tabla 52. Datos generales del pozo 9.

Sistema de levantamiento Pozo 9		
Especificación de la bomba	(2) 400WD-100MF-FULL AR-CP/UHSS-105STG	
Accesorios	Desarenador con 10 juntas de cola	
Producción y características del fluido Pozo 9		
Caudal de producción de aceite	76	bpd
Caudal de producción de agua	324	bpd
Caudal de producción de gas	46	Mscf/d
BSW	81	%
RGP	611	Mscf/Bls
°API	14,5	°API
Gravedad específica del fluido	0,97	
Condiciones operativas actuales Pozo 9		
Presión de yacimiento	2650	psia
Presión de fondo fluyendo	1376	psia
Índice de productividad	0,275	bpd/psi
AOF	514	bpd
Draw Down	1274	psia
CHP	45	psi
Frecuencia de operación	44,5	Hz
Presión a la entrada de la bomba (PIP)	914,6	psi
Vibraciones	0,18	gravit
Temperatura del Motor	160,4	°F
Sumergencia de la bomba	1685	ft
Estado mecánico Pozo 9 (Ver anexo I)		
Profundidad de la bomba	6484	ft
Tope perforados	7039	ft
Base perforados	8072	ft

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• **Intervenciones realizadas en el período de estudio 2014-2016**

Tabla 53. Intervenciones pozo 9 del 2014 al 2016.

Pozo 9	03-May-14	01-Sep-14	03-Ene-16
Razón específica de desinstalación	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie
Sub-Sistema fallado	Sistema BES	Sistema BES	Sistema BES
Primer componente fallado	Bomba	Bomba	Bomba
Primer subcomponente fallado	Eje	Eje	Eje
Categoría de la falla	Mecánico	Mecánico	Mecánico
Descriptor de falla	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado	Partido / Fracturado
Causa general de la falla	Fluidos o Yacimiento	Fluidos o Yacimiento	Fluidos o Yacimiento
Causa específica de la falla	Arena	Arena	Arena
Diagnóstico preliminar antes de intervención	Sin flujo en superficie.	Sin flujo en superficie.	Sin flujo en superficie.
Resumen de desinstalación	Se evidencia sólidos en la descarga, cable. La bomba presenta atascamiento por sólidos (no gira), la GPU giro restringido, en la aplanchada se verifica giro y se evidencia eje roto, el separador de gas y sellos tienen giro libre.	Se evidencia obstrucción por encima de la cheque, bomba upper con eje roto en la cabeza, bomba lower pegada, GPU con giro pegado y eje roto en la base, separador de gas en buenas condiciones, motor con aceite trabajado y bajo aislamiento.	Bomba upper giro atascado y presencia sólidos, los demás componentes giro Ok. El equipo en general presenta sólidos en housing, medidas eléctrica Ok, motor con aceite contaminado.
Resumen de desensamble	Se evidencia eje roto en la GPU en lado de cabeza. Bomba con alta acumulación de sólidos, giro totalmente restringido.	Bomba superior giro totalmente restringido, acumulación de sólidos en etapas, eje roto en cabeza. Bomba inferior giro totalmente restringido. GPU giro restringido, eje roto en base, acumulación sólidos en etapas. Separador de gas giro libre. Sellos Ok.	

Continuación Tabla 53.

Pozo 9	03-May-14	01-Sep-14	03-Ene-16
Resumen Investigación de la falla	GPU con eje roto debido a la presencia de arena, que generó restricción en la rotación del equipo y posteriormente ruptura del eje en la primera etapa del lado de la cabeza.	GPU con eje roto en base debido a la presencia de arena, todas las etapas presentaron acumulación de arena tanto en GPU como bombas. La acumulación de sólidos en las etapas genera una restricción en el paso del fluido, causando restricción en la rotación y por consiguiente eje roto.	
Runlife	199	83	449

Fuente: Campo Yarigúí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• **Análisis**

En la falla de la bomba causada por arena el 3 de mayo de 2014, el fondo encontrado fue de 7738 ft, lo que equivale al 26% de perforados cubiertos de arena. En la siguiente falla por arena nuevamente en la bomba, el 1 de septiembre de 2016, se encontraron 152 ft de arena lo que equivale a una tasa de arenamiento de 51 ft por mes.

Debido a la falla repetitiva en bomba por acumulacion de sólidos, el 31 de enero de 2016 se instaló desarenador Maple con 10 juntas de cola y se realizó cambio de bomba de 87 etapas a 105 etapas debido al aumento de produccion de agua, la cual estuvo alrededor de 280 bpd durante el 2016. Este aumento en la producción de agua en el pozo 10 se debe principalmente al proyecto de inyección de agua que se inició en el 2009, donde es afectado por dos pozos inyectoros. Por lo tanto el BSW durante el 2016 fue de aproximadamente del 80%.

Gracias a la instalación del desarenador, el pozo no ha vuelto a fallar, siendo su última falla en enero de 2016 lo que equivale a 347 días de Run life superando su Run life promedio de 244 días.

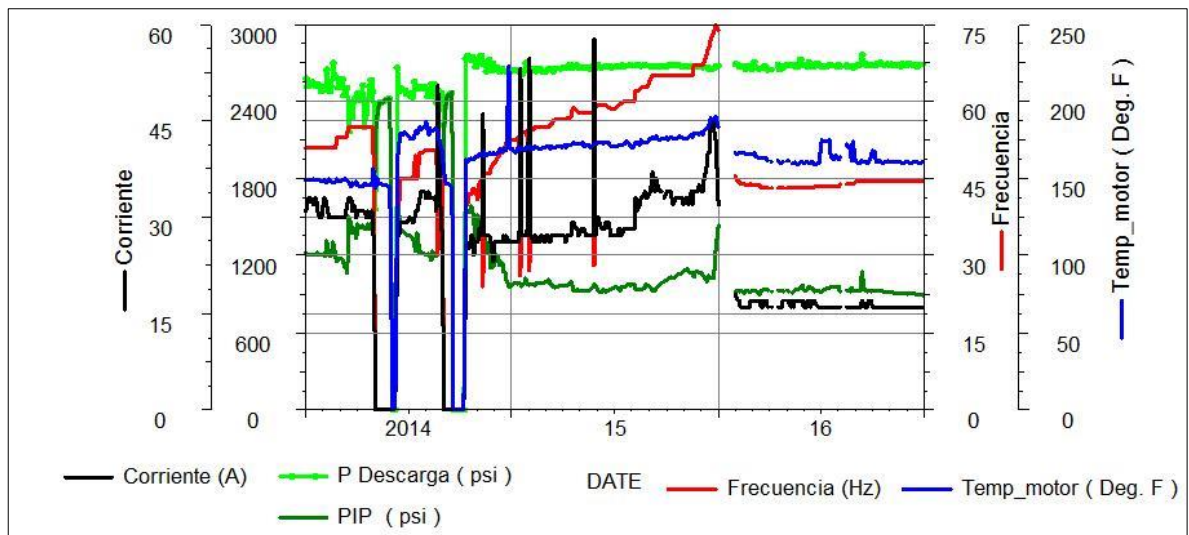
Por otro lado, el 28 de junio de 2016 se inició tratamiento químico para la corrosión, utilizándose el mecanismo de inyección continuo. Esto debido principalmente a los elementos ferrosos y ácidos (específicamente CO₂) contenidos en el agua de producción.

En cuanto a la revisión de los registros acústicos, se puede concluir que el pozo durante el 2016 tuvo una sumergencia estable cercana a 1600 ft.

• Propuesta técnica

No se requiere propuesta técnica ya que en su última intervención se instaló un desarenador que permitió sobrepasar el Run Life promedio del pozo de 244 días a 347 días. Además, en la revisión de las variables relacionadas al funcionamiento del sistema BES, la Figura 49 muestra el comportamiento de las mismas, donde la frecuencia de operación, la temperatura del motor, la PIP, corriente del motor y presión de descarga tienen un comportamiento estable debido al control de arena por parte del desarenador instalado.

Figura 49. Condiciones operacionales BES del pozo 9.



Fuente: Campo Yarigú-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

5.2.4. Pozo 10 Este pozo desde su inicio de producción en el 2011 no es crítico sino hasta el 2014 en el que falla dos veces: una por bomba tapada por parafina y otra por tubería rota ocasionada por fluidos corrosivos. Después en el 2015 continúa siendo crítico al

presentar dos fallas: una por tubería rota ocasionada de nuevo por fluidos corrosivos y la otra por impulsores de la bomba tapados por arena.

- **Información del pozo**

Tabla 54. Datos generales del pozo 10.

Sistema de levantamiento Pozo 10		
Especificación de la bomba	400WD-1000MF-FULL AR CP -105 STG 400WD-1000MF-FULL AR CP -68 STG	
Accesorios	No	
Producción y características del fluido Pozo 10		
Caudal de producción de aceite	169	bpd
Caudal de producción de agua	21	bpd
Caudal de producción de gas	59	Kscf/d
BSW	11	%
RGP	350	scf/Bls
°API	14,1	°API
Gravedad específica del fluido	0,97	
Condiciones operativas actuales Pozo 10		
Presión de yacimiento	2500	psia
Presión de fondo fluyendo	1324	psia
Índice de productividad	0,170	bpd/psi
AOF	299	bpd
Draw Down	1176	psia
CHP	80	psi
Frecuencia de operación	39,9	Hz
Presión a la entrada de la bomba (PIP)	1090,8	psi
Vibraciones	0,40	gravit
Temperatura del Motor	140,5	°F
Sumergencia de la bomba	1074	ft
Estado mecánico Pozo 10 (Ver anexo J)		
Profundidad de la bomba	6488	ft
Tope perforados	6856	ft
Base perforados	7212	ft

Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

• **Intervenciones realizadas en el periodo de estudio 2014-2016**

Tabla 55. Intervenciones pozo 10 del 2014 al 2016.

Pozo 10	4-Jun-14	6-Dic-14	17-Abr-15	21-Oct-15
Razón específica de desinstalación	Bajo Flujo en Superficie	Bajo Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie	Sin Flujo en Superficie
Sub-Sistema fallado	Sistema BES	Sistema de Tubería	Sistema de Tubería	Sistema BES
Primer componente fallado	Bomba	Tubería	Tubería	Bomba
Primer subcomponente fallado		Cuerpo	Cuerpo	Impulsores
Categoría de la falla	Externo	Mecánico	Mecánico	Externo
Descriptor de Falla	Tapado	Roto (Perforado)	Roto (Perforado)	Tapado
Causa general de la falla	Fluidos o Yacimiento	Fluidos o Yacimiento	Fluidos o Yacimiento	Fluidos o Yacimiento
Causa específica de la falla	Parafina	Fluidos Corrosivos	Fluidos Corrosivos	Arena
Diagnóstico preliminar antes de intervención	Bajo aporte en superficie, incremento de la presión en superficie.	Bajo aporte en superficie.	Sin flujo en superficie.	Sin flujo en superficie, aumento de la PIP sin responder a incrementos de frecuencia.
Resumen de desinstalación	Bombas con giro normal, GPU con giro normal, sello upper cámara superior contaminada el resto ok.	Bomba upper con giro pegado, GPU, sellos, motor salieron con giro ok. MLE con presencia de arena.	Tubo # 8 de 3-1/2" EUE RI salió roto (7/31" circular) por corrosión. Válvula check con evidencia de sólidos metálicos y de formación (arena y scale); giro conjunto BHA libre; bomba lower y vapro se evidenció presencia de arena y scale; motor ok.	Se evidencia arena después de la Drain, bomba upper atascada en arena, eje roto; bomba lower presencia arena; bomba vapro presencia arena, giro Ok. Separador upper y lower giro Ok. Sellos sin inspeccionar; motor presenta aceite trabajado limpio; se evidencia corrosión parte externa. Cable buenas medidas eléctricas.

Continuación Tabla 55.

Pozo 10	4-Jun-14	6-Dic-14	17-Abr-15	21-Oct-15
Resumen de desensamble	Ligeras obstrucciones en las bombas con sólidos aglomerados	Bombas y GPU mostraron condiciones normales de operación, etapas bomba con desgaste normal, resto equipo ok.	Bombas giro suave, desgaste moderado por sólidos en balance ring y hub de impulsor, eje OK; intake con giro suave, componentes de separación OK, sello superior e inferior OK, eje en buenas condiciones; motor eléctricamente OK, eje con giro suave y libre, sin contaminación, conexiones base y cabeza OK.	Bomba UT sin giro, obstrucción total cabeza por material sólido. Al retirar la cabeza bomba se observó taponamiento pasaje fluido. Eje de bomba con múltiples fracturas (primera a nivel etapa # 99, segunda a nivel etapa 100). Conjuntos impulsores con desgaste moderado en superficie HUB. Orificios balanceo obstruidos. Superficie downthrust con desgaste ligero. Primer impulsor destruido. Conjuntos difusores inferiores, obstrucción parcial de pasaje de fluido por arena, pasajes superiores obstruidos totalmente por arena.
Resumen investigación de la falla	El bajo aporte en superficie se debe al taponamiento parcial de las etapas de la bomba, reduciendo la presión en la misma.	La falla no fue por el equipo BES, no se encontró ni ejes rotos ni coupling faltantes.	Aunque en el sistema se observó desgastes ligeros-moderados por los sólidos finos, no ocasionó la pérdida de producción. Esta pérdida se atribuye a tubería rota según evidencias en el pull.	La pérdida de fluido se debe a la obstrucción total del paso de fluido en bomba superior. Durante el Tear Down se observó múltiples fracturas del eje producto del atascamiento por arena.
Runlife	208	167	90	167

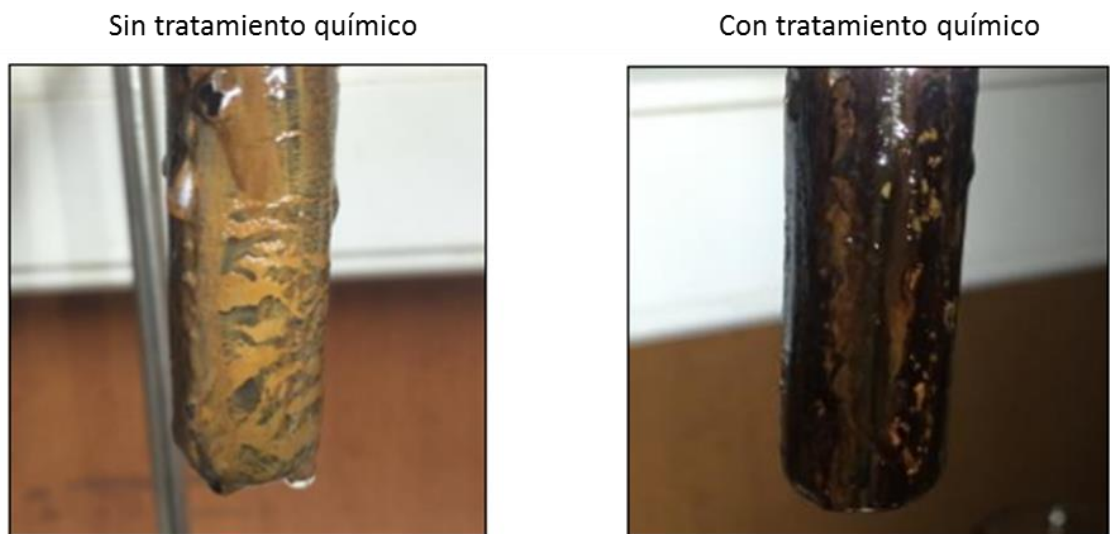
Fuente: Campo Yarigüí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

- **Análisis**

Después de la revisión de las diferentes intervenciones realizadas al pozo 10, se puede concluir que la principal causa de falla es la presencia de fluidos corrosivos.

El 4 de junio el pozo falla por taponamiento de la bomba debido a la precipitación de parafina. Por consiguiente, se implementó tratamiento químico para el control de la formación de depósitos de parafinas en el crudo producido por el pozo 10, con el objetivo de evitar taponamiento en las líneas de producción, bomba de subsuelo, válvulas y accesorios que impacten de manera negativa la producción del pozo y la integridad de los equipos. En la Figura 50, se muestra la depositación de parafinas con y sin tratamiento químico.

Figura 50. Depositación de parafinas con y sin tratamiento químico.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

El 6 de diciembre de 2014 el pozo falla nuevamente por tubería, pero en esta ocasión debido a que salió perforada (tubo #8 de 3 1/2") por su exposición a fluidos corrosivos. Específicamente en el campo Cantagallo se presenta corrosión localizada por presencia de CO₂. De manera que el 27 de enero de 2015 se inició tratamiento químico para la corrosión.

Sin embargo, tras la implementación del tratamiento químico para la corrosión, el 17 de abril de 2015 el pozo falla por tubería rota donde se evidenció corrosión en la tubería durante la intervención. En la siguiente instalación, se realizó el cambio total de la tubería.

Esta situación acontecida fue debida a que el tratamiento químico contra corrosión downhole aplicado no fue lo suficientemente eficiente para cumplir con los indicadores de desempeño para evitar la presencia de tubería rota asociada al fenómeno de corrosión localizada por CO₂. Por lo tanto, el 12 de junio de 2015, se realizó el cambio del inhibidor de corrosión por un producto de mayor eficiencia, diseñado para fluidos con severa tasa de corrosión. Después de esto, el pozo 10 pasó de tener una velocidad de corrosión de 8,14 mpy a una velocidad de 0,8 mpy. Esto demuestra el éxito del tratamiento químico implementado y se asegura la integridad de la línea de producción del pozo.

En la intervención realizada el 5 de mayo de 2015 al pozo 10, se llevó a cabo el aislamiento de los perforados 7236-7270 ft (Ver Anexo J) mediante la instalación de un Bridge Plug a 7220 ft, con el fin de aislar zonas acuíferas.

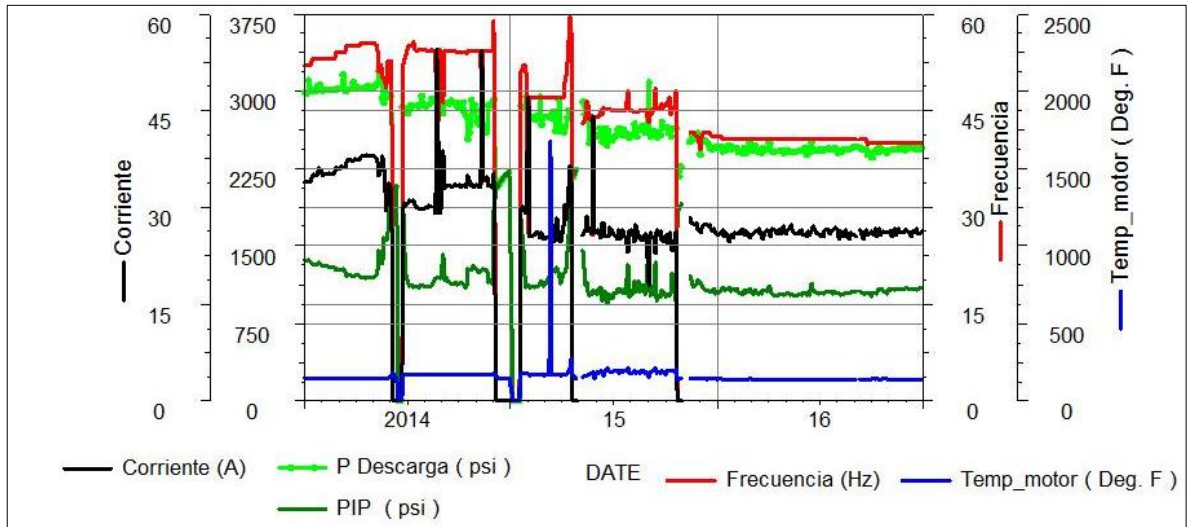
El 21 de octubre de 2015 no se presenta flujo en superficie debido múltiples fracturas en los impulsores de la bomba por atascamiento por arena y el 11 de noviembre de 2015 se realiza el cambio de bomba. En la intervención el fondo encontrado fue de 7166 ft y el fondo dejado en la intervención del 5 de mayo de 2016 fue de 7200 ft, es decir, se encontraron 34 ft de arena depositada en tan solo 190 días, lo que equivaldría a una tasa de arenamiento de 5,4 ft de arena por mes.

Finalmente, se observa el comportamiento de las variables relacionadas al desempeño del sistema en la Figura 51, donde se aprecia una tendencia constante en los valores de cada una de estas variables, lo que sugiere que después de la última falla presentada y durante todo el 2016, el pozo mantiene una condición estable.

• Propuesta técnica

Tras su última falla, el sistema tiene un Runlife de 428 días, valor que supera su Runlife promedio de 279 días, además como se observa en la figura 70 sus condiciones operacionales han mantenido un comportamiento estable desde octubre de 2016. Por lo tanto, no se presenta propuesta técnica. Además, el tratamiento químico para inhibir la corrosión ha sido un éxito ya que el pozo pasó de presentar una velocidad de corrosión de 8,14 mpy a una velocidad de corrosión de 0,8 mpy.

Figura 51. Condiciones operacionales BES del pozo 10.



Fuente: Campo Yariguí-Cantagallo, Gerencia Río, Ecopetrol, S.A.

6 CONCLUSIONES

Los indicadores de desempeño de los sistemas de extracción son una herramienta útil de seguimiento de la funcionalidad de los mismos. En este caso, es importante llevar un monitoreo constante del índice de severidad ya que este nos permite identificar aquellos pozos con más fallas repetitivas para así centrar esfuerzos en la generación de estrategias que permitan maximizar la rentabilidad de cada sistema de extracción.

La estadística de fallas es una forma útil de identificar las fallas más frecuentes y sus respectivas causas para establecer planes de acción que permitan mitigar el índice de severidad.

Para el sistema de levantamiento por bombeo mecánico en el campo Yariguí- Cantagallo el principal componente fallado en el período de estudio fueron las varillas con un porcentaje de falla del 57%, cuya causa predominante de falla corresponde al rozamiento de la varilla con la tubería debido a las altas desviaciones en los pozos y sus cambios abruptos de dogleg. Además, de las altas cargas de las varillas por mal diseño, o por no contar con la clase de varilla o la clase de material apropiado en el momento de ocurrencia de la falla.

Para el sistema de levantamiento de bombeo electro sumergible en el campo Yariguí- Cantagallo el principal componente fallado en el período de estudio fue la bomba con un porcentaje de falla del 52%, cuya causa principal de falla es el taponamiento de las etapas por arena. La implementación de desarenadores en pozos que presentaban estas fallas por arena ha sido exitosa ya que estos pozos disminuyeron su frecuencia de falla.

Teniendo en cuenta la definición del índice de severidad se identificaron 10 pozos críticos lo que corresponde al 10% de los 105 pozos activos del campo.

Los 6 pozos críticos de bombeo mecánico presentaron un total de 27 fallas en el período de estudio, siendo el 63% de las fallas por varilla partida. Los 4 pozos críticos de bombeo electro sumergible presentaron un total de 11 fallas en el período de estudio, siendo el 54% de las fallas por bomba.

Durante el período de estudio se evidenció que los pozos producidos por el sistema de bombeo electro sumergible presentaron un comportamiento más estable frente a los pozos con sistema de bombeo mecánico, por lo tanto, no se presentan alternativas técnicas de solución para estos pozos.

Para los pozos críticos de bombeo mecánico se propuso realizar 3 conversiones de sistema de extracción: 2 al sistema ESPCP Y 1 a BES con el fin de eliminar las frecuentes fallas por varillas partida.

7 RECOMENDACIONES

Se recomienda la implementación de un banco donde sea posible realizar el Teardown de las bombas de bombeo mecánico en un corto período de tiempo.

Se sugiere que exista una sinergia y una metodología de trabajo entre la empresa operadora y la proveedora que permita asegurar un diseño adecuado de los sistemas de extracción.

Se recomienda la consolidación detallada y ordenada de la información de los pozos con respecto a los diferentes eventos de falla.

Se recomienda utilizar la metodología llevada a cabo en este trabajo de grado para su aplicación en otros campos, estudiando las condiciones individuales de cada pozo identificado como crítico.

BIBLIOGRAFÍA

BREMNER, Chad, et al. Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles. Oilfield Review, Schlumberger. Primavera de 2007.

CARDOZO, Néstor y PABÓN, Luis. Análisis de falla de pozos de bombeo electro sumergible en el campo Cantagallo. Bucaramanga, 2009. Tesis de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

CARREÑO, Mildreth. Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo, SRI, Ecopetrol S.A. mediante la ejecución de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas B, C y CG. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

DÍAZ, Jorge y LÓPEZ, Juan. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite, aplicación Campo Payoa. Tesis de grado (Ingeniero de Petróleos). Bucaramanga, 2007. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

ECOPETROL S.A. Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción. 2014.

MAGGIOLO, Ricardo. Sistemas de bombeo electro sumergible (BES/ESP). Ace International. Programa de capacitación. 2008.

MACHETE, Eliana. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electro sumergible y bombeo mecánico VSH” utilizados en el campo caño limón. Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

MONROY, Manuel, et al. Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field. Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference, Brazil, 2015.

MONTES, Erik. Diseño y análisis de fallas para bombeo mecánico. Seminario Ace International. Cantagallo, Bolívar 2015.

NORRIS. Análisis de las fallas de las varillas de bombeo. Informe especial. Tulsa 2000-2007.

NUÑEZ, Carlos y RODRÍGUEZ, Juan. Metodología para el análisis diagnóstico de problemas asociados a la tasa de producción en pozos con bombeo mecánico aplicada a un campo colombiano. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Bucaramanga, 2016. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

OSPINA, Jonathan y BELTRAN, Leonardo. Metodología para la aplicación de la teoría de Bayes en el análisis causa raíz de falla de los equipos de fondo, asociados a los sistemas de levantamiento: Bombeo Mecánico y electro sumergible como herramienta dinámica para asegurar la gestión del conocimiento en la superintendencia de operaciones Putumayo Ecopetrol. S.A. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

PACHECO, Heisel y MEZA, Edixon. Diagnóstico en pozos con el sistema de producción de bombeo mecánico a través de la obtención de las cartas dinagráficas de fondo. Caracas, 2011. Trabajo de grado especial (Ingeniero de Petróleos). Universidad Central de Venezuela.

PARTIDAS, Héctor. Bombeo mecánico: Optimización, Diagnóstico y Operación. ESP OIL Engineering Consultants. Workshop international. Venezuela, 2003.

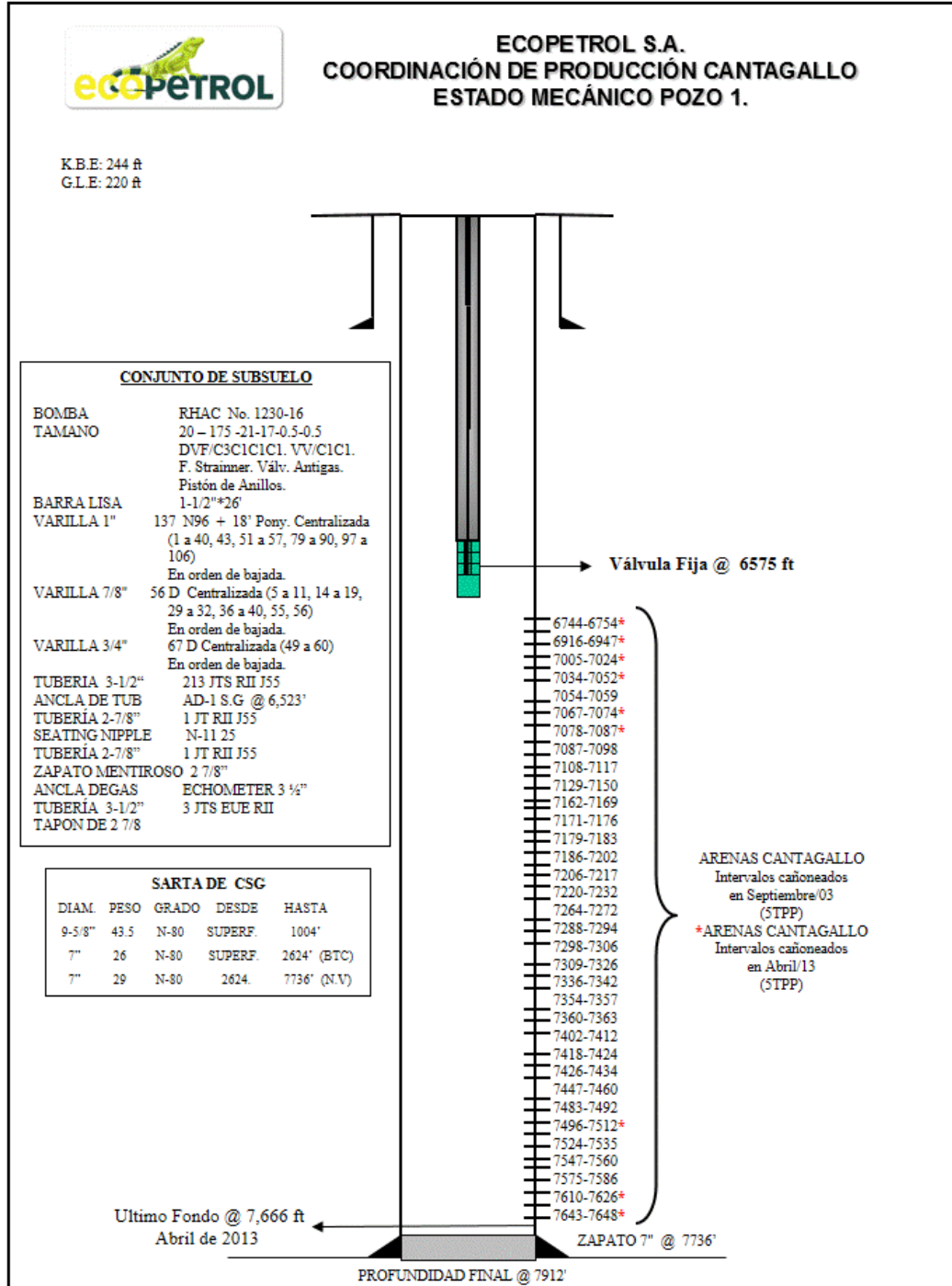
RODRÍGUEZ, Milton. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el campo Casabe. Bucaramanga, 2005. Tesis de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

RUBIANO, Edward, et al. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference, Brazil, 2015.

SEVILLANO, Jimmy. Análisis de falla del sistema de bombeo electro sumergible en la superintendencia Castilla-Chichimene de Ecopetrol en 2012. Bucaramanga, 2015. Monografía de grado (Especialista en Producción de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

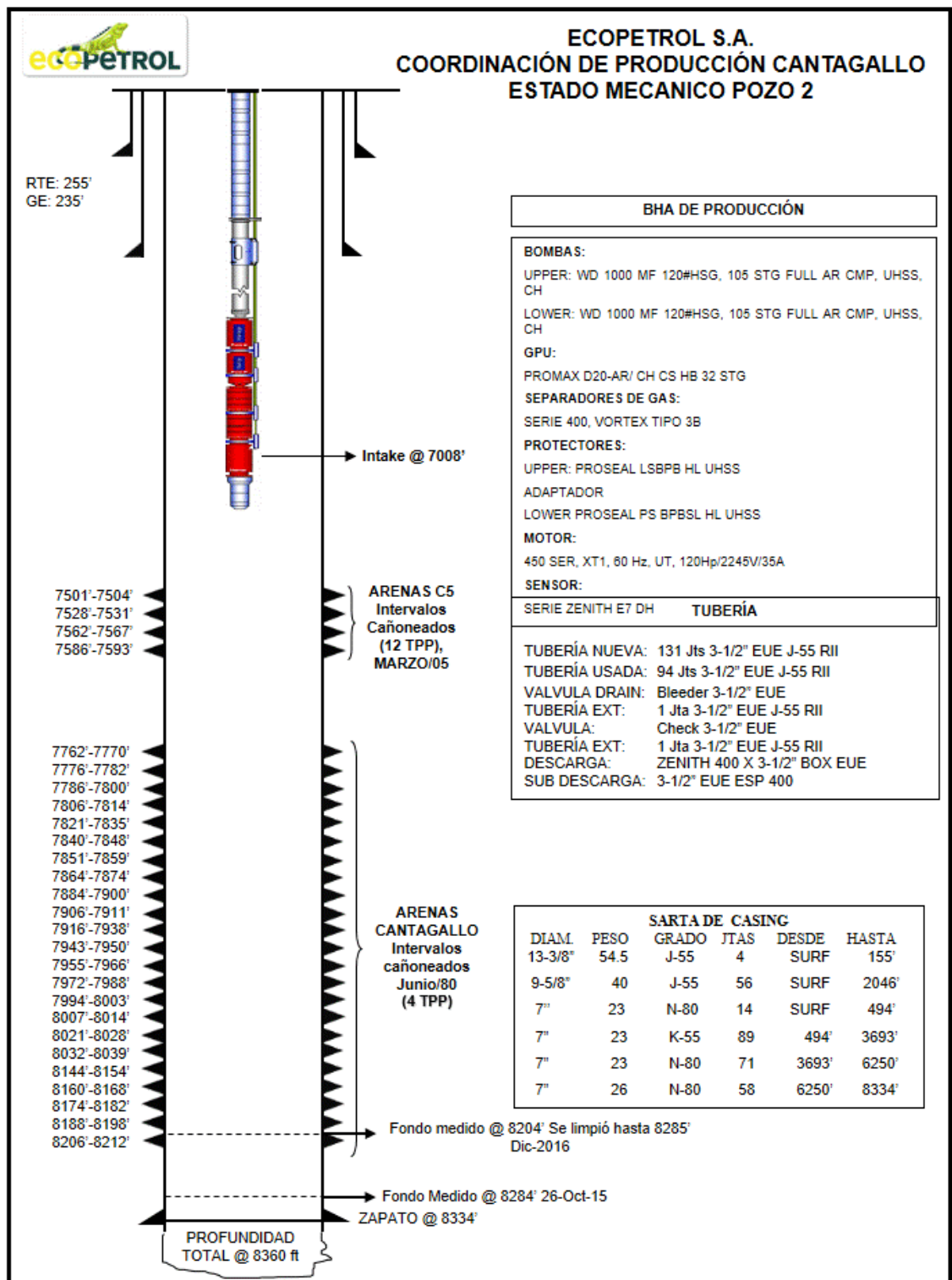
ANEXOS

ANEXO A. Estado mecánico del Pozo 1



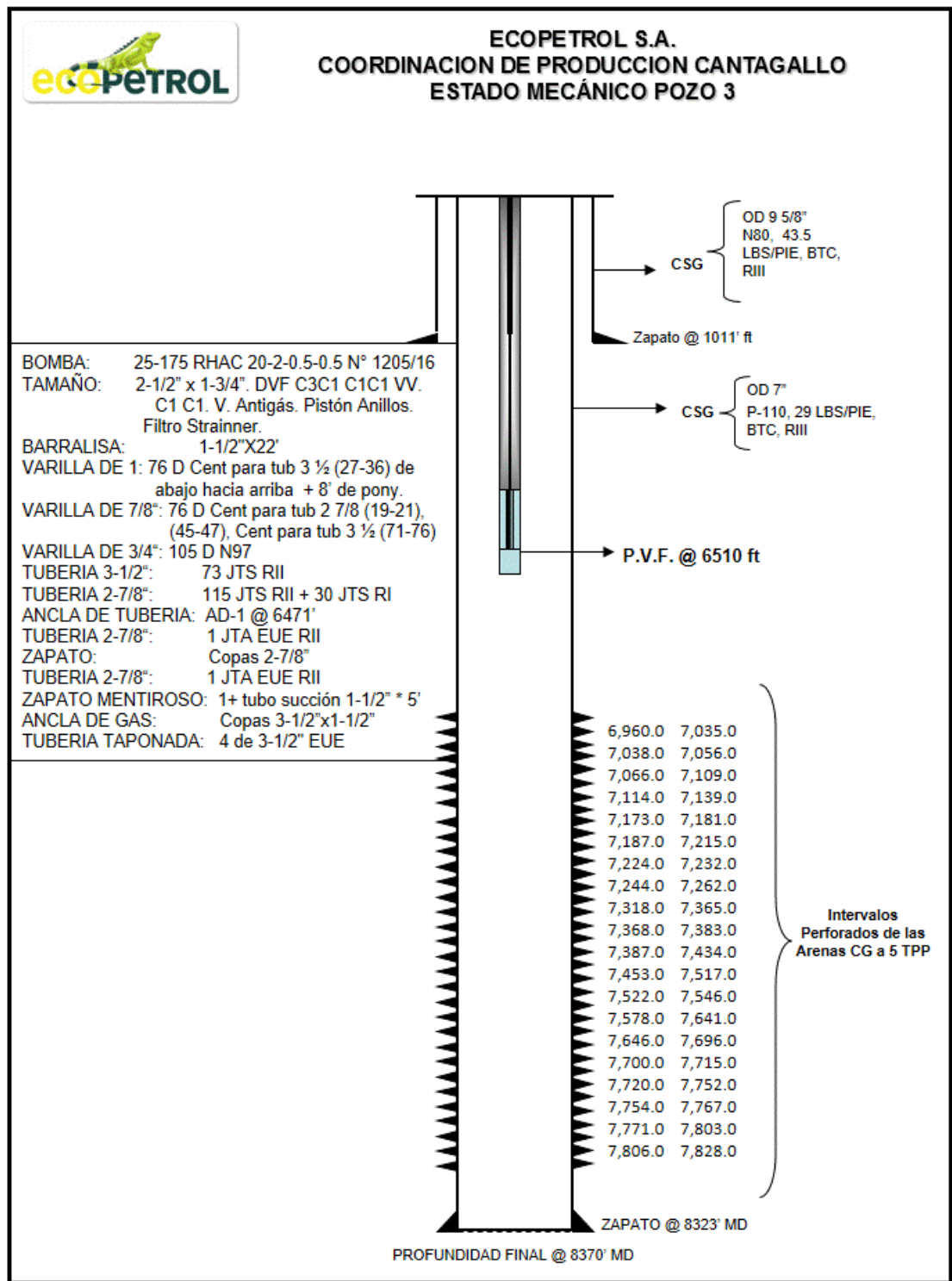
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO B. Estado mecánico del Pozo 2.



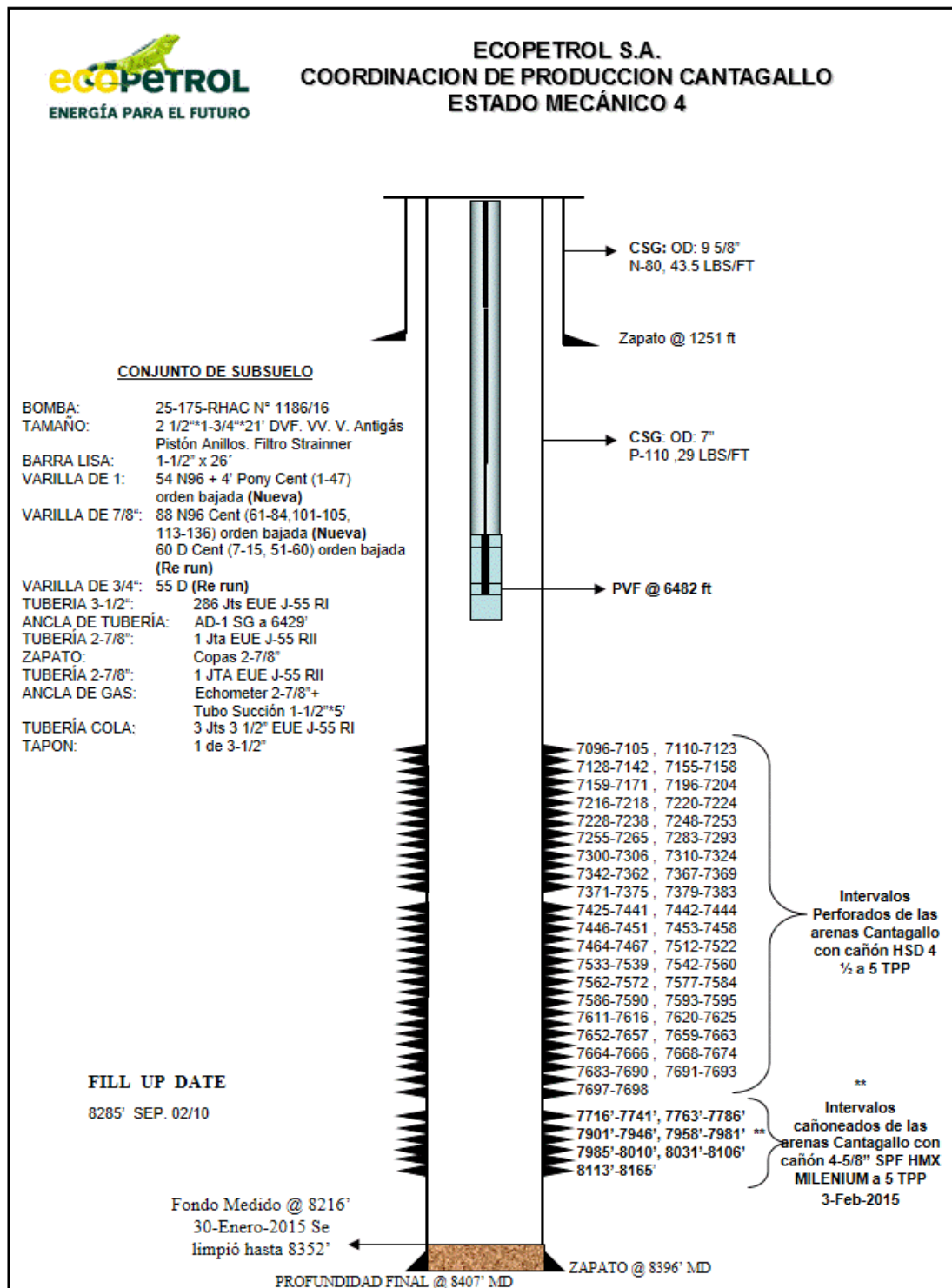
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO C. Estado mecánico del Pozo 3.



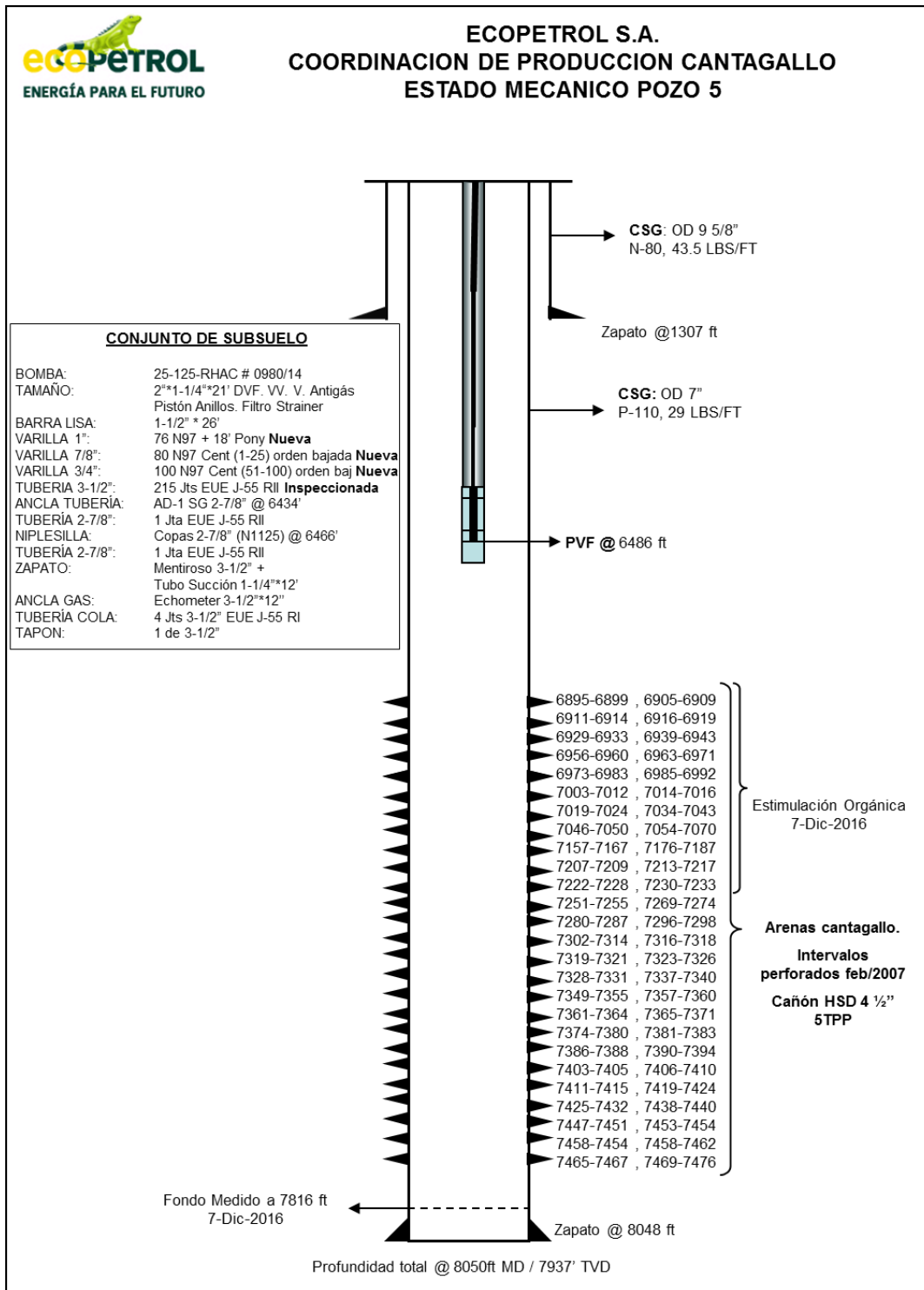
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO D. Estado mecánico del Pozo 4.



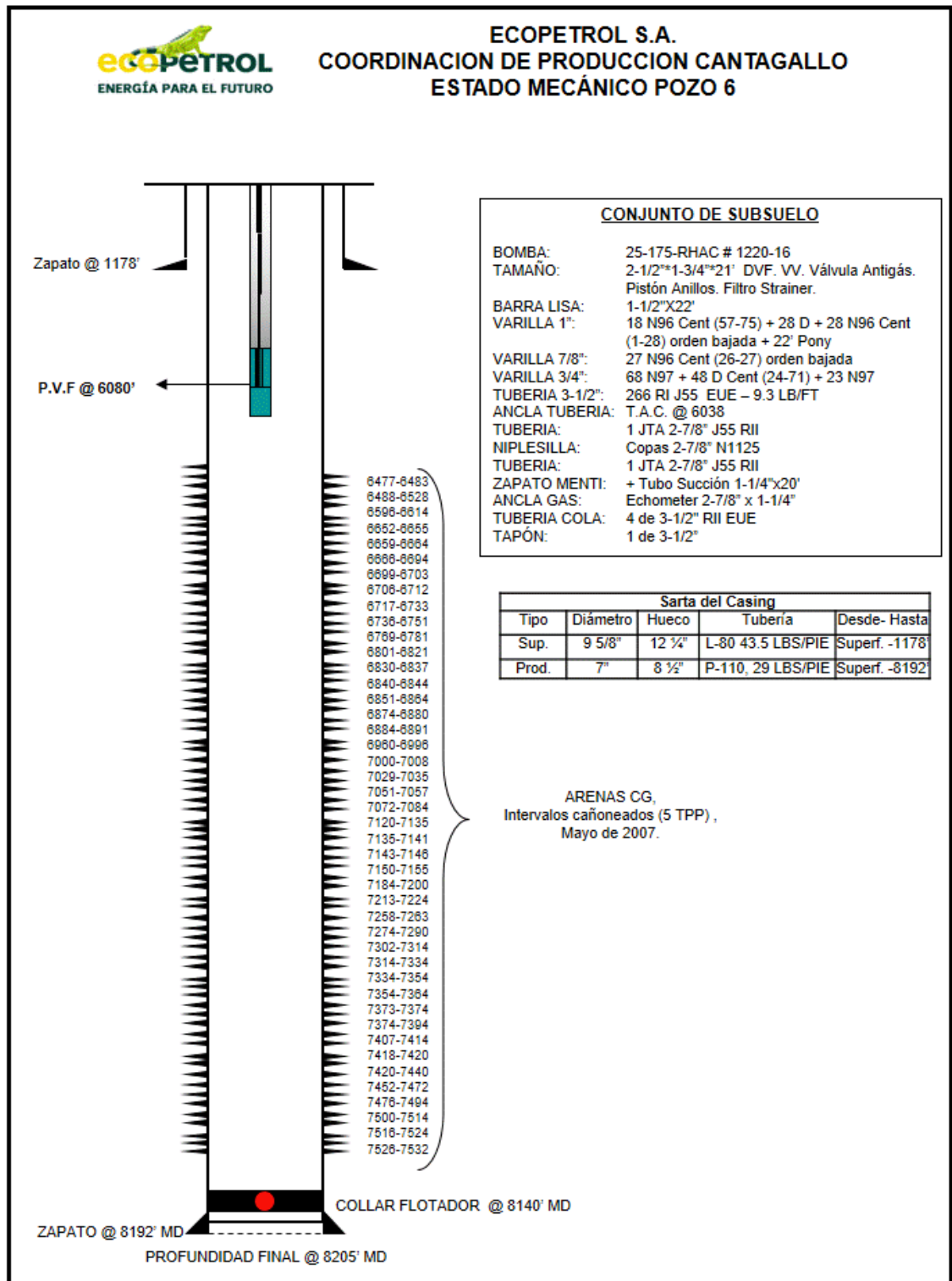
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO E. Estado mecánico del Pozo 5.



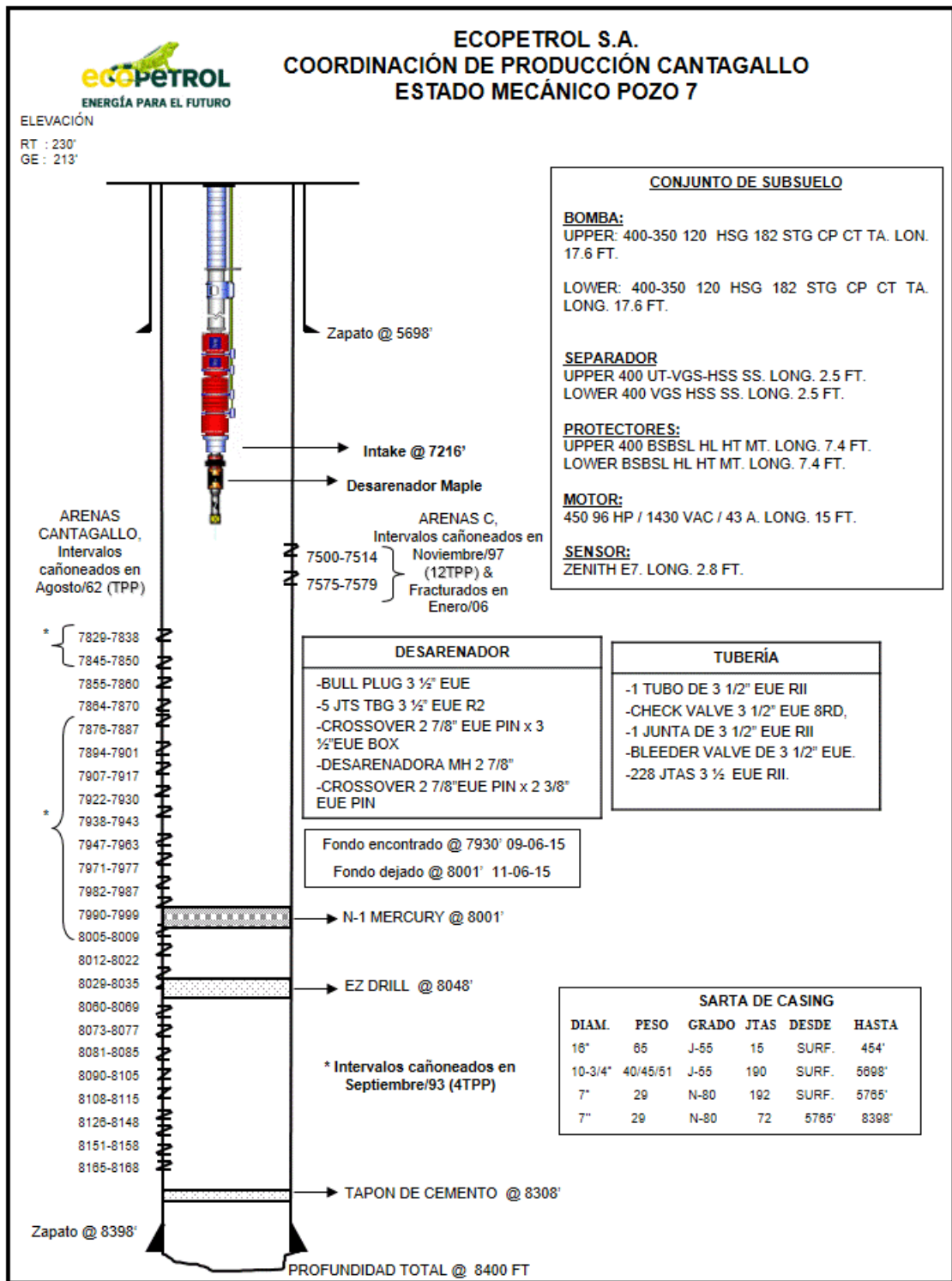
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO F. Estado mecánico del Pozo 6.



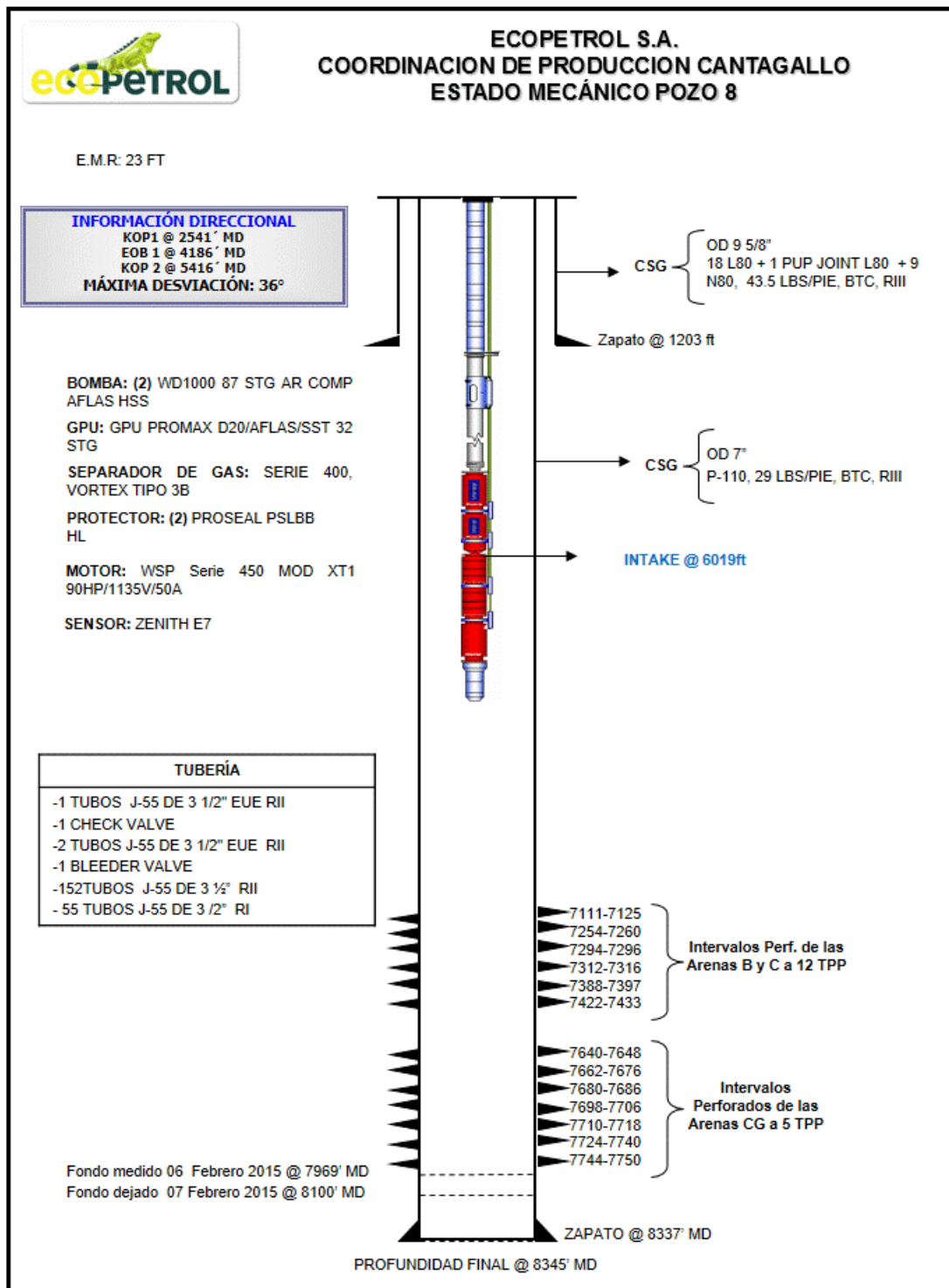
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO G. Estado mecánico del Pozo 7.



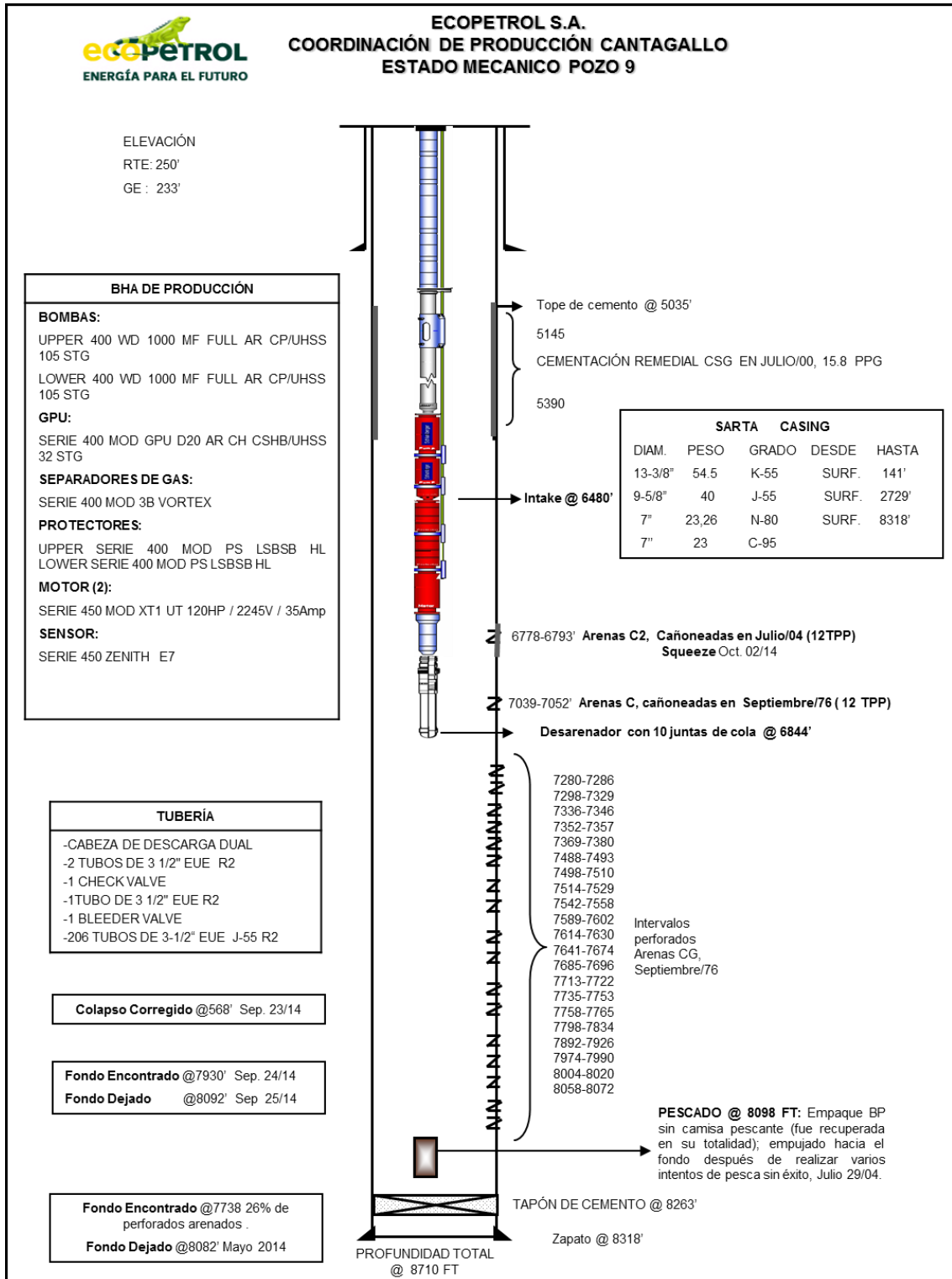
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO H. Estado mecánico del Pozo 8.



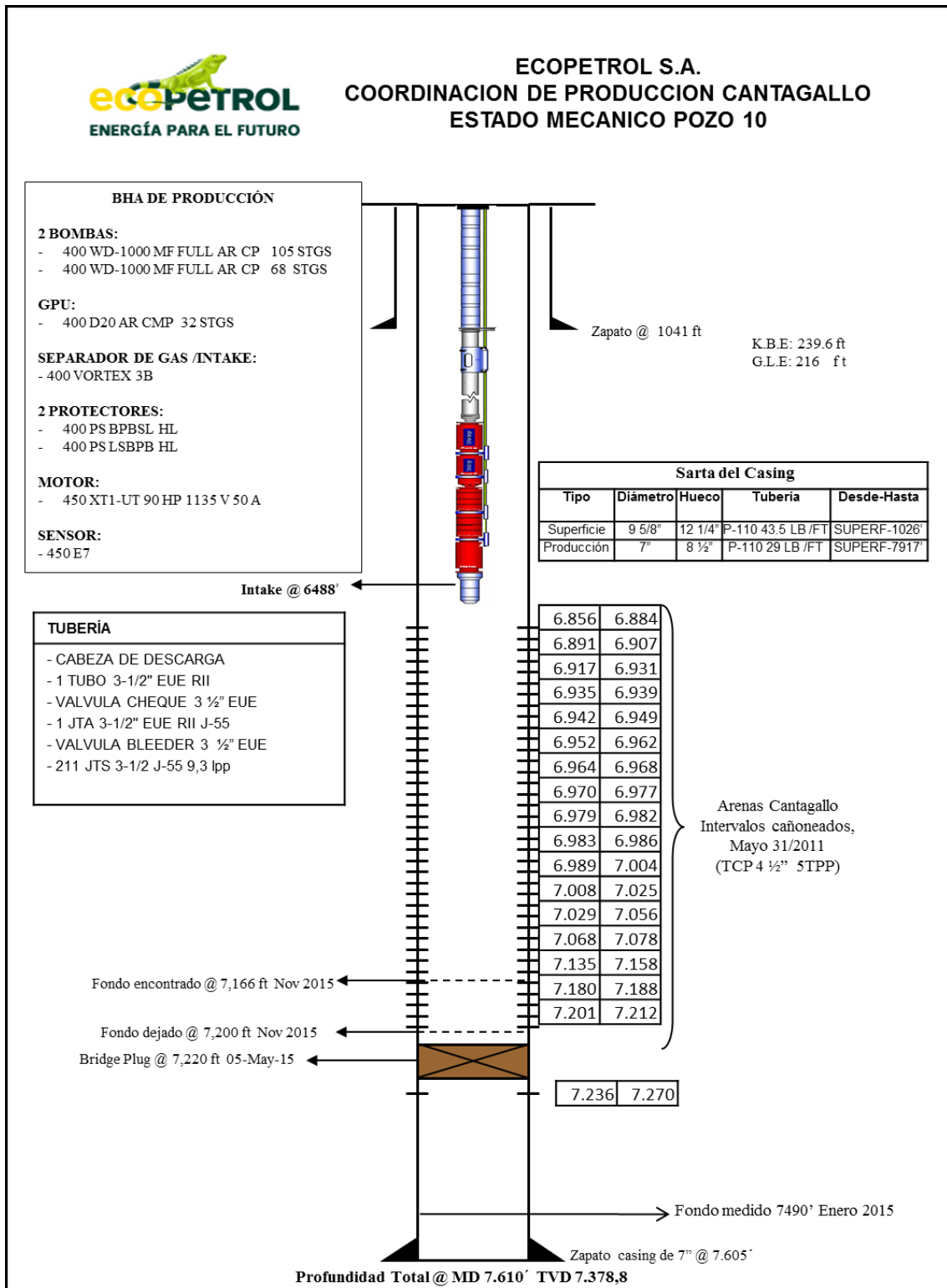
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO I. Estado mecánico del Pozo 9.



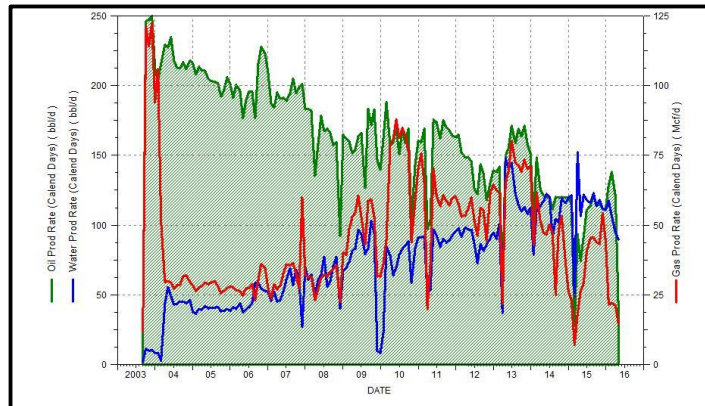
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO J. Estado mecánico del Pozo 10.



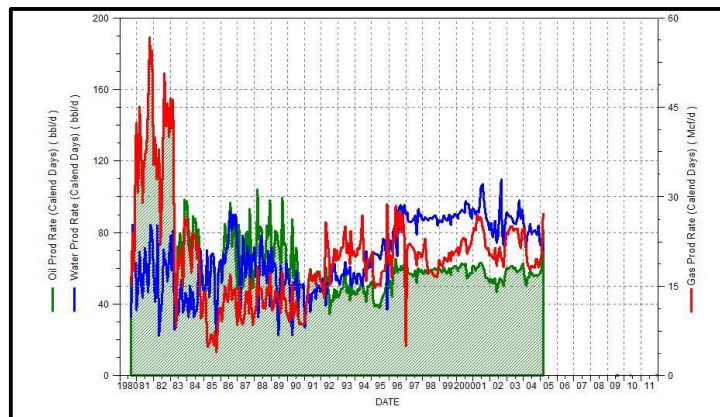
Fuente: Ecopetrol, S.A.

ANEXO K. Producción histórica del pozo 1



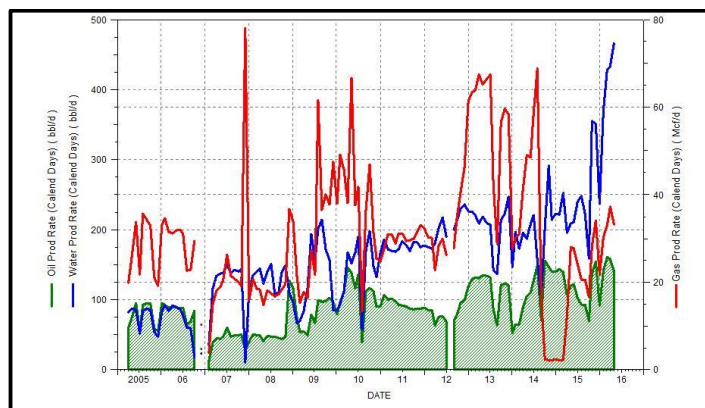
Fuente: OFM. Ecopetrol, S.A.

ANEXO L. Producción histórica del pozo 2.



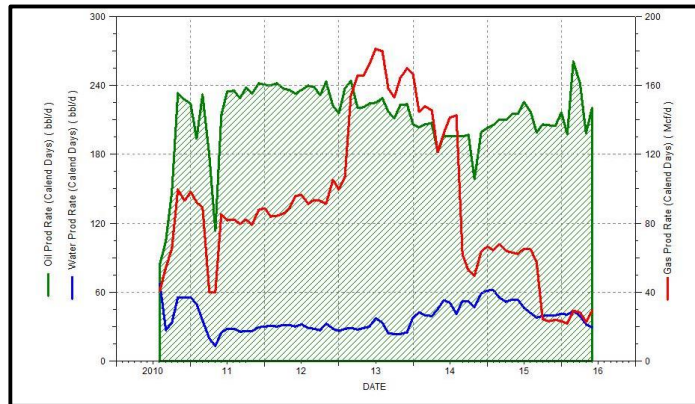
Fuente: OFM. Ecopetrol, S.A.

ANEXO M. Producción histórica del pozo 2.



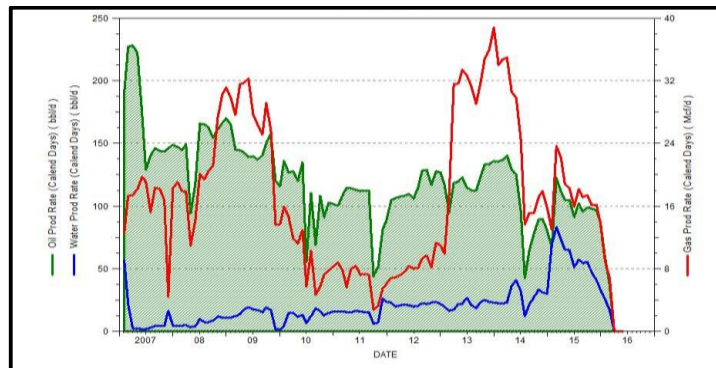
Fuente: OFM. Ecopetrol, S.A.

ANEXO N. Producción histórica del pozo 3.



Fuente: OFM, Ecopetrol S.A.

ANEXO O. Producción histórica del pozo 4.



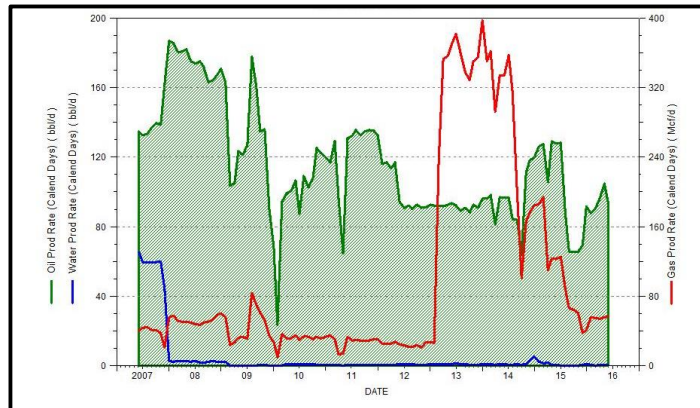
Fuente: OFM, Ecopetrol S.A.

ANEXO P. Producción histórica del pozo 5.



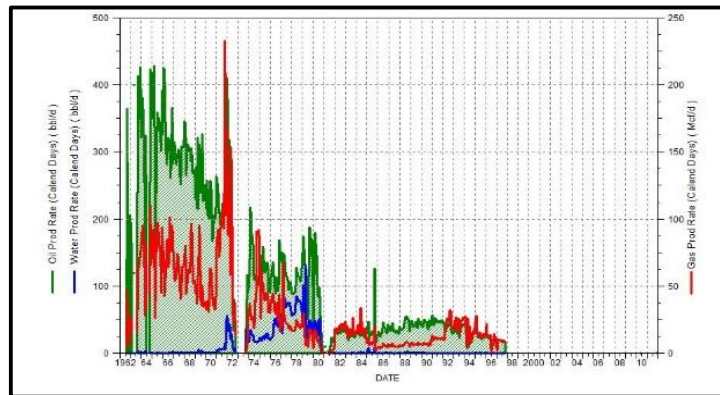
Fuente: OFM. Ecopetrol, S.A.

ANEXO Q. Producción histórica del pozo 6.



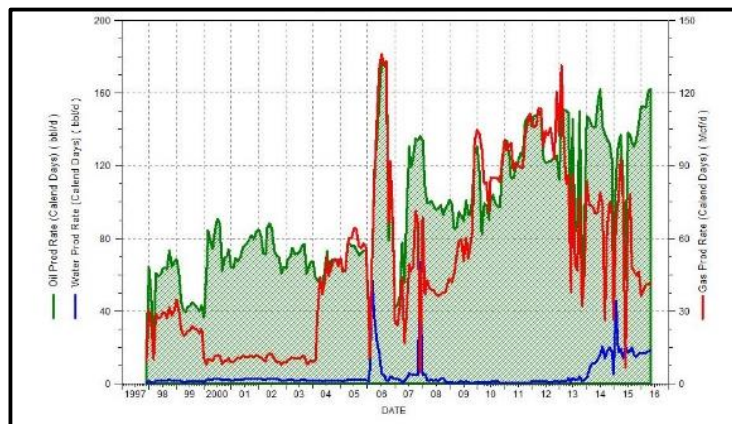
Fuente: OFM. Ecopetrol, S.A.

ANEXO R. Producción histórica del pozo 7.



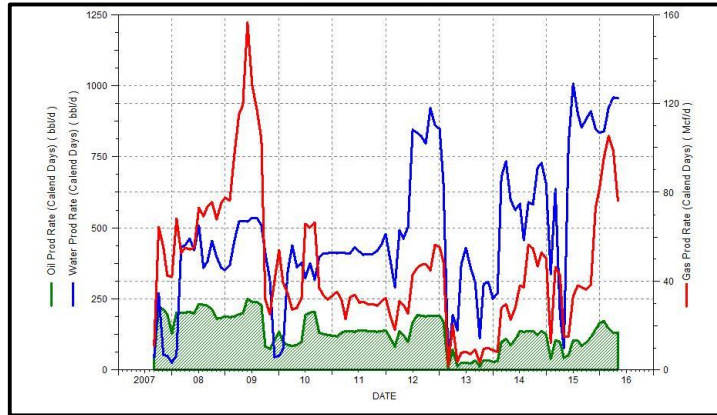
Fuente: OFM. Ecopetrol, S.A.

ANEXO S. Producción histórica del pozo 7.



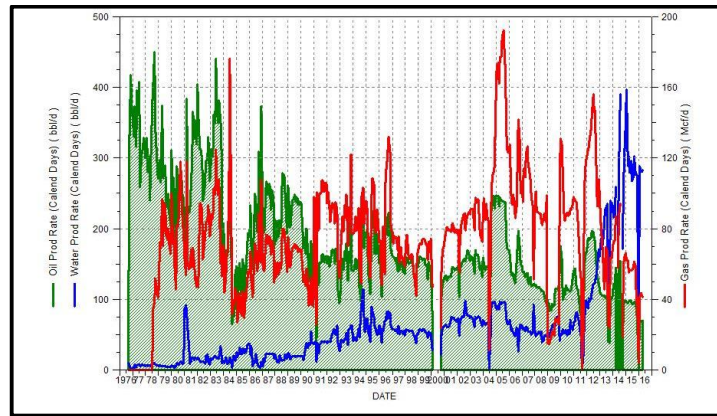
Fuente: OFM. Ecopetrol, S.A.

ANEXO T. Producción histórica del pozo 8.



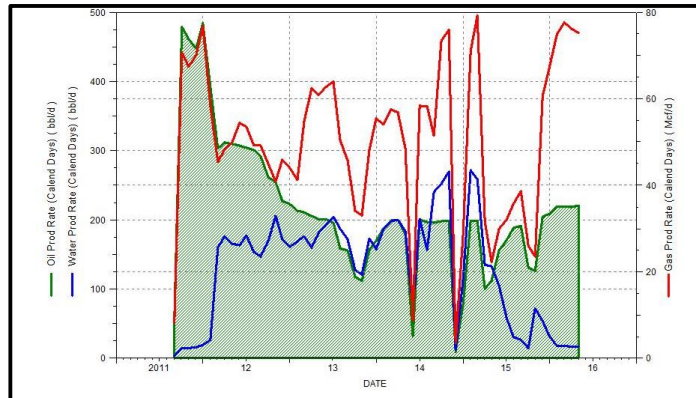
Fuente: OFM. Ecopetrol, S.A.

ANEXO U. Producción histórica del pozo 9.



Fuente: OFM, Ecopetrol S.A.

ANEXO V. Producción histórica del pozo10.



Fuente: OFM. Ecopetrol, S.A.