

Plan estratégico para reducir la diferida generada por intervenciones a pozos de alto potencial mediante un análisis histórico de las fallas en las herramientas de subsuelo en un campo del Valle del Magdalena Medio

Bueno Patarroyo Diego Fernando

Monografía presentada como requisito para optar el título de:

Especialista en producción de hidrocarburos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Físicoquímicas Escuela De Ingeniería De Petróleos

Especialización En Producción De Hidrocarburos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios por darme la fortaleza y sabiduría para desarrollar la monografía de la mejor manera. A mi hija Sarah Valeria Bueno y mi esposa Jeniffer Porras por apoyarme y darme la fuerza necesaria para continuar en los momentos difíciles de la vida, las amo. A mis padres Cecilia Patarroyo y Ramiro Bueno por todos los esfuerzos que hicieron para sacarme adelante en la vida.

Los amo.

Diego Fernando bueno Patarroyo

Agradecimientos

Al ingeniero José Aramendiz por inspirarme a realizar un posgrado. Al ingeniero Dairo Mercado por apoyarme en el desarrollo de la monografía a pesar de las circunstancias. Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro por dirigir mi monografía y por sus aportes realizados. A la prestigiosa Universidad Industrial de Santander por contar con los más altos índices de calidad en educación y formación profesional. A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y por todos los docentes que hacen parte de ella, gracias a cada uno por los aportes profesionales que hicieron a lo largo de nuestra formación profesional.

Tabla de contenido

Introducción 15

1. Generalidades del campo estudio y el sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP) . 16

1.1.Bombeo por cavidades progresivas 16

1.2.Reseña histórica 16

1.3.Principio de funcionamiento del bombeo por cavidades progresivas (PCP)..... 18

1.4.Equipos de superficie utilizados en el campo de estudio..... 19

1.5.Herramientas de subsuelo utilizadas en el campo estudio 23

1.6.Rangos de aplicación del sistema PCP 31

1.7.Tipos de fallas presentados en el campo estudio 33

1.7.1.Varilla partida. 33

1.7.2.Varilla desconectada. 34

1.7.3.Tubería rota..... 35

1.7.4.Hinchamiento del elastómero en el estator. 36

1.7.5.Desprendimiento del elastómero en el estator. 36

1.7.6.Quemado del elastómero en el estator. 37

1.7.7.Arenamiento del BHA 38

1.7.8.Operaciones de “Well Services” en el campo estudio. 38

1.8.Programas de mantenimiento de pozo 40

1.8.1.Programa para Cambio de tubería rota.	40
1.8.2.Programa para pesca de varilla partida o desconectada.....	43
1.8.3.Programa para Cambio de bomba BCP o revisión de BHA	45
1.8.4.Programa para Limpieza de arena.....	48
2.Análisis histórico estadístico de las fallas presentadas en el campo estudio	52
2.1.Análisis estadístico de acuerdo con su origen.....	52
2.1.1.Análisis global.	53
2.2.Análisis estadístico por componente.....	54
2.2.1.Análisis global.	54
2.3.Análisis estadístico por pozo y cantidad de intervenciones.....	57
2.3.1.Global.....	57
2.4.Análisis estadístico por pozo y deferida de Well Services	60
2.4.1.Global.....	60
3.Selección de los pozos candidatos	63
3.1.Análisis de los pozos preseleccionados	65
3.1.1.Histórico de falla pozo 1.	65
3.1.2.Histórico de fallas Pozo 2.	67
3.1.3.Histórico de falla Pozo 3.....	68
3.1.4.Histórico de falla pozo 4.....	70
3.1.5.Histórico de falla pozo 5.....	71

3.2.Pozos candidato	73
4.Análisis de los pozos candidato	74
4.1.Análisis de falla pozo 1	74
4.1.1.Trabajos realizados para mitigar la falla.	77
4.1.2.Opciones de mejora.....	78
4.1.3.Análisis económico sistema lubricado de varilla (STL).	91
4.2.Resultados del análisis económico.....	96
4.3.Análisis de falla pozo 3.....	97
4.3.1.Trabajos realizados para mitigar la falla.	100
4.3.2.Opciones de mejora para reducir la falla del pozo 3.....	101
4.3.3.Análisis económico sistema lubricado de varilla (STL) pozo 3.	115
4.3.4. Resultados del análisis económico.....	120
5.Plan estratégico para reducir la diferida y las intervenciones por Well Services en el campo estudio.....	121
5.1.Caracterización estadística del campo estudio.....	122
5.1.1.Descripción del plan estratégico:	125
6.Conclusiones	127
7.Recomendaciones	128
Referencias bibliográficas.....	129

Lista de figuras

Figura 1. Relación Lobular	19
Figura 2. Componentes de equipos de superficie del campo estudio	19
Figura 3. Cabezal de Rotación vertical a engranajes	21
Figura 4. Motor Eléctrico.....	21
Figura 5. BOP de Varilla	22
Figura 6. Variador de Frecuencia.....	23
Figura 7. Configuración de herramientas de subsuelo utilizadas en campo	23
Figura 8. Sarta de varilla con centralización.....	25
Figura 9. Geometrías internas de un estator-rotor	26
Figura 10. Rotor	28
Figura 11. Parte interna de una check valve	29
Figura 12. Niple de Paro	29
Figura 13. Ancla de Torque	30
Figura 14. Separador de gas centrifugo	31
Figura 15. Varilla Partida.....	34
Figura 16. Tubería rota por fricción y corrosión.....	35
Figura 17. Hinchamiento de elastómero	36
Figura 18. Partes de elastómero encontradas en un separador de gas	37
Figura 19. Elastómero pulverizado	37
Figura 20. Pin de paro taponado por la arena saliente del estator.....	38
Figura 21. Origen de falla global años 2019-2020-2021	53
Figura 22. Principal componente de falla a nivel global (2019-2020-2021)	54

Figura 23. Distribución de intervenciones de varilla partida y cambio de bomba	55
Figura 24. Distribución de intervenciones de varilla desconectada y cambio de bomba	56
Figura 25. Distribución de intervenciones de tubería rota y cambio de bomba	57
Figura 26. Intervenciones realizadas por pozo 2019-2020-2021	58
Figura 27. Diferida de Well Services por pozo, global 2019-2020-2021	61
Figura 28. Análisis estadístico de la diferida por Well Services vs intervenciones por pozo	64
Figura 29. Porcentaje de diferida de los pozos candidato.....	65
Figura 30. Distribución de falla pozo 1	66
Figura 31. Histórico de falla Pozo 1	67
Figura 32. Distribución de falla pozo 2	67
Figura 33. Histórico de falla pozo 2.....	68
Figura 34. Distribución de falla pozo 3	69
Figura 35. Histórico de falla pozo 3.....	70
Figura 36. Distribución de falla pozo 4	70
Figura 37. Histórico de falla pozo 4.....	71
Figura 38. Distribución de falla pozo 5	72
Figura 39. Histórico de falla pozo 5.....	73
Figura 40. Distribución de falla por varilla partida de los pozos preseleccionados	73
Figura 41. Distribución de falla por tubería rota de los pozos preseleccionados	74
Figura 42. Muestras de varilla partida pozo 1.....	75
Figura 43. Análisis de falla por perfil direccional pozo 1.....	76
Figura 44. Centralizador roto bear	77
Figura 45. Centralizador rod guide	78

Figura 46. Surveys pozo 1	79
Figura 47. Grafica de la geometría del pozo 1	80
Figura 48. Equipos de fondo y superficie pozo 1	81
Figura 49. Propiedades del fluido y parámetros de operación del Pozo 1	82
Figura 50. Cargas de contacto entre la varilla sin centralización y la tubería pozo 1	83
Figura 51. Desgaste de la tubería vs tiempo (varilla sin centralización) pozo 1	84
Figura 52. Cargas de contacto entre la varilla con centralización y la tubería pozo 1	85
Figura 53. Desgaste de la tubería vs tiempo (varilla centralizada) pozo 1	86
Figura 54. Cargas de contacto entre la varilla continua y la tubería pozo 1	87
Figura 55. Desgaste de la tubería vs tiempo (varilla continua) pozo 1	88
Figura 56. Comparación Sistema lubricado de varilla vs varilla convencional.....	89
Figura 57. Cargas de contacto entre la varilla hueca y la tubería pozo 1	90
Figura 58. Desgaste de la tubería vs tiempo (varilla hueca) pozo 1	91
Figura 59. Cortes transversales de tuberías rotas del pozo 3	98
Figura 60. Análisis de falla por perfil direccional pozo 3.....	99
Figura 61. Surveys pozo 3	101
Figura 62. Geometría del pozo 3.....	102
Figura 63. Equipos de superficie y fondo del pozo 3	103
Figura 64. Propiedades del fluido y parametros de operación pozo 3	104
Figura 65. Cargas de contacto entre la varilla sin centralización y la tubería del pozo 3.....	105
Figura 66. Desgaste de la tubería vs tiempo pozo 3	106
Figura 67. Cargas de contacto entre la tubería y la varilla centralizadas pozo 3.....	107
Figura 68. Desgaste de la tubería vs tiempo pozo3 (sarta de varilla centralizada).....	108

Figura 69. Dureza de la tubería Enduralloy	109
Figura 70. Tipo de tubería seleccionada para la simulación.....	110
Figura 71. Cargas de contacto entre la varilla y la tubería.....	111
Figura 72. Desgaste de la tubería vs tiempo pozo 3	112
Figura 73. Comparación Sistema lubricado de varilla vs varilla convencional.....	112
Figura 74. Cargas de contacto entre la varilla hueca y la tubería pozo 3	114
Figura 75. Desgaste de la tubería vs tiempo pozo 3	115
Figura 76. Principal componente de falla a nivel global del campo (2019-2020-2021).....	121
Figura 77. Diagrama de flujo para la selección de los pozos candidatos	124

Lista de tablas

Tabla 1. Relación de los tipos de estatores usados en el campo estudio	27
Tabla 2. Rango de aplicación de un sistema PCP	32
Tabla 3. Ensamblaje de fondo típico utilizado en el campo estudio.....	33
Tabla 4. Tiempos estimados para las actividades de Well Services	39
Tabla 5. Distribución del origen de falla global años 2019-2020-2021	53
Tabla 6. Distribución de los principales componentes de falla a nivel global.....	54
Tabla 7. Cantidad de intervenciones y tiempo total por pozo a nivel global.....	59
Tabla 8. Diferida de Well Services por pozo global, años 2019-2020-2021	62
Tabla 9. Caracterización estadística de falla en sistemas PCP	63
Tabla 10. Pozos preseleccionados para el análisis técnico-económico	64
Tabla 11. Histórico de falla Pozo 1.....	66
Tabla 12. Histórico de falla pozo 2.....	68
Tabla 13. Histórico de falla pozo 3.....	69
Tabla 14. Histórico de falla pozo 4.....	71
Tabla 15. Histórico de falla pozo 5.....	72
Tabla 16. Proyección de producción y precio del crudo para venta	92
Tabla 17. Consideraciones pozo 1 sistema convencional.....	92
Tabla 18. Consideraciones pozo 1 sistema STL	93
Tabla 19. Consideraciones egresos globales para los dos sistemas pozo 1	93
Tabla 20. Costo anual por Well Services sistema convencional pozo 1.....	94
Tabla 21. Costo anual por Well Services sistema STL pozo 1	94
Tabla 22. Días de producción anual para los dos sistemas pozo 1	95

Tabla 23. Costos de las herramientas de subsuelo y superficie para el STL pozo 1	95
Tabla 24. Flujo de caja sistema convencional pozo 1	96
Tabla 25. Flujo de caja sistema lubricado de varilla pozo 1	96
Tabla 26. Indicadores económicos pozo 1	97
Tabla 27. Proyección de producción y precio del barril penalizado	116
Tabla 28. Consideraciones pozo 3 sistema convencional	116
Tabla 29. Consideraciones pozo 3 sistema STL	117
Tabla 30. Consideraciones egresos globales para los dos sistemas pozo 3	117
Tabla 31. Costo anual por Well Services sistema convencional pozo 3	118
Tabla 32. Costo anual por Well Services sistema STL pozo 3	118
Tabla 33. Días de producción anual para los dos sistemas pozo 3	119
Tabla 34. Costos de las herramientas de subsuelo y superficie para el STL pozo 3	119
Tabla 35. Flujo de caja sistema convencional pozo 3	120
Tabla 36. Flujo de cada sistema STL pozo 3	120
Tabla 37. Indicadores económicos pozo 3	121
Tabla 38. Caracterización estadística del campo estudio	122

Resumen

Título: Plan estratégico para reducir la diferida generada por intervenciones a pozos de alto potencial mediante un análisis histórico de las fallas en las herramientas de subsuelo en un campo del Valle del Magdalena Medio

Autor: Diego Fernando Bueno Patarroyo¹

Palabras claves: PCP, Análisis estadístico, Sistema de transmisión lubricada, Fallas en herramientas de fondo en pozos desviados.

Descripción:

La rentabilidad de un campo petrolero está ligada a su producción y a los costos asociados para mantenerla, una de las formas de mantener la producción de un campo es asegurando una óptima eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial implementados en cada pozo, la integridad de los equipos de superficie y las herramientas de subsuelo juegan un papel importante en la eficiencia de un sistema. Una falla parcial o total de cada uno de estos elementos puede representar una pérdida de producción gradual hasta finalmente provocar la parada del pozo. Las fallas en las herramientas de subsuelo son las que más impactan la producción de un pozo ya que para su remediación es necesario utilizar un equipo de “well services” que gastaría un tiempo de intervención de 2-5 días promedio, estos días representan una pérdida de producción que se vuelve crítica a medida que la frecuencia de falla incrementa. El sistema de levantamiento artificial predominante en el campo estudio es el bombeo por cavidades progresivas, en los últimos 3 años las pérdidas de producción asociadas a fallas en las herramientas de subsuelo fueron considerables, por esta razón surge la necesidad de realizar un estudio histórico estadístico con la información recolectada en las intervenciones de Well Services para determinar las fallas predominantes en el campo y de esta forma generar un plan de acción que permita reducir la diferida del campo por Well Services. Los resultados del análisis histórico estadístico permitieron identificar que las herramientas con mayor frecuencia de falla son la varilla partida y la tubería rota donde la principal causa raíz es la fricción entre estos dos elementos debido al perfil direccional del pozo, reducir las fallas de estos elementos representaría una recuperación significativa de la producción del campo. El estudio técnico económico permitió determinar que el sistema transmisión lubricado de varilla permitiría incrementar la vida útil de las herramientas y las ganancias de la compañía a corto plazo.

¹ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro.

Abstract

Title: strategic plan to reduce the deferred generated by interventions to high potential wells through a historical analysis of the failures in the bottom hole tools in a field of the Valle del Magdalena Medio

Author: Diego Fernando Bueno Patarroyo²

Key word: PCP, statistical analysis, lubricated transmission system, bottom hole failures in deviated wells.

Description:

The profitability of an oil field is linked to its production and the associated costs to maintain it, one of the ways to maintain the production of a field is by ensuring optimal efficiency of the artificial lift systems implemented in each well, the integrity of the equipment Surface and subsurface tools play an important role in the efficiency of a system. A partial or total failure of each of these elements will represent a gradual loss of production until finally causing the well to stop. The failures in the subsurface tools are the ones that most impact the production of a well since for their remediation it is necessary to use a well services team that would spend an average intervention time of 2-5 days, these days represent a loss of production which becomes critical as the failure rate increases. The predominant artificial lift system in the study field is pumping by progressive cavities, in the last 3 years considerable losses in production have been evidenced due to failures in the subsurface tools, for this reason a statistical historical study was carried out with the information collected in the well service interventions to determine the predominant failures in the field and in this way generate an action plan that allows reducing the field deferral for well services. The results of the statistical historical analysis allowed to identify that the tools with the highest frequency of failure are the broken rod and the broken pipe where the main root cause is the friction between these two elements due to the directional profile of the well, therefore, reducing failures of these elements would represent a recovery of the considerable production of the field. Based on the technical economic study carried out, it was determined that the lubricated rod transmission system will allow to increase the useful life of these tools and the company's profits in the short term.

² Faculty of physicochemical engineering, School of Petroleum engineering, Director Samuel Fernando Muñoz Navarro

Introducción

Las constantes variaciones en el precio del crudo son un gran reto para las empresas productoras de hidrocarburos, ya que de esto depende la rentabilidad de los proyectos actuales y la de los futuros proyectos. En la actualidad las empresas operadoras se han visto en la obligación de optimizar costos en todas las áreas involucradas en los procesos de exploración, perforación y producción. En la fase de producción uno de los grandes retos es optimizar los tiempos de mantenimiento de pozo y reducir la cantidad de intervenciones realizadas. Una de las formas de lograrlo es incrementando la vida útil de las herramientas de subsuelo.

En el valle de la Magdalena medio se encuentran una gran cantidad de campos maduros, los cuales se caracterizan por presentar elevados índices de falla por la longevidad de sus pozos. El Campo estudio es considerado un campo maduro, donde el principal método de levantamiento artificial es el de bombeo por cavidades progresivas.

Las fallas constantes de los componentes de subsuelo en pozos de alto potencial han estado incrementando la diferida del campo por “Well Services”, este aumento representa costos considerables para la compañía operadora. Con base a esto surge la necesidad de generar un plan estratégico que permita reducir el índice de falla de los componentes de subsuelo, realizando un análisis estadístico del histórico de falla del campo, para identificar las herramientas con mayor frecuencia de falla dándole ponderación a los pozos con mayor potencial. Mediante el análisis de los resultados obtenidos del estudio estadístico se evaluarán técnica y económicamente las diferentes tecnologías disponibles en el mercado, para reducir el índice de falla de las herramientas de subsuelo que generen mayor impacto en la diferida por mantenimiento de pozos

1. Generalidades del campo estudio y el sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP)

El campo estudio es considerado un campo maduro compuesto por 321 pozos perforados de los cuales 87 pozos se encuentran activos, 8 pozos son inyectoros y 185 pozos abandonados. La producción diaria de crudo del campo es 3079 (BPD) y la producción de agua es 28,865 (BPD). El máximo pico de producción alcanzado por el campo fue en el año 1959, registrando 29765 (BPD) y la mínima producción registrada fue en el año 2002, con 1377 (BPD). Actualmente el campo utiliza dos sistemas de levantamiento artificial, de los cuales tiene 66 pozos con sistema de bombeo de cavidades progresivas (PCP) y 21 pozos con sistemas de bombeo mecánico.

1.1. Bombeo por cavidades progresivas

Es un sistema de levantamiento artificial (SLA) que suministra la energía necesaria a la formación productora, para transportar el crudo desde el fondo a superficie a una determinada tasa de bombeo, según las condiciones de operación de este y del yacimiento. El desarrollo del siguiente capítulo profundizará sobre este sistema explicando desde su origen, operación, componentes y análisis de falla.

1.2. Reseña histórica

La bomba de cavidades progresivas fue inventada en el año 1930, por el ingeniero aeronáutico francés Rene J. Moineau la cual presento en la “exhibición internacional de inventores” mediante un prototipo hecho de cartón denominado “bomba de Moineau”.

En 1932, René Moineau funda la compañía “Pompes Compresseurs Mécanique” (PCM) en asociación con Gévelot Company, desempeñándose como presidente fundador y domiciliado en la población de Vanves, Francia. En 1936, las patentes son vendidas bajo acuerdos de licencia

a diversas compañías internacionales entre las que destacan *Mono Pumps Ltda* de Inglaterra y *Robbins and Myers* de los Estados Unidos. Además, lograron acuerdos de fabricación con compañías en Alemania, China, Brasil y Canadá³.

La tecnología de cavidades progresivas inicialmente fue utilizada en aplicaciones industriales para sistemas de transmisión y bombas de transferencia. La primera incursión de esta tecnología en la industria petrolera, fue en el año 1950 en el área de perforación direccional donde se desarrollaron motores de fondo para generar desviación de pozos. Entre los años 50 y 70 realizaron algunas pruebas clandestinas, para utilizar esta tecnología como sistema de levantamiento artificial en pozos productores de hidrocarburos.

En 1979, algunas operadoras canadienses de crudo pesado realizaron las primeras pruebas de este sistema en pozos con alta concentración de arena. Gracias al éxito de estas pruebas el sistema PCP fue implementando progresivamente a medida que se ajustaban a las exigencias de cada pozo teniendo en cuenta las capacidades volumétricas, tipo de elastómero y condiciones del yacimiento⁴.

Actualmente el sistema de bombeo por cavidades progresivas juega un papel importante en la industria petrolera, logrando adaptarse a los diferentes ambientes hostiles presentes en cada pozo, a continuación, algunos de los avances logrados:

- Producción de petróleos pesados y bitumen (< 18 °API) con cortes de arena hasta un 50%.
- Producción de crudos medios (18-30 °API) con limitaciones en el % de H₂S.

³ CIULLA, Francesco; En: Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva, Weatherford Artificial Lift Systems.; 2003.

⁴ CIULLA F, op.cit.,2003.

- Petróleos livianos (>30 °API) con limitaciones en aromáticos.
- Producción de pozos con altos % de agua y altas producciones brutas, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).

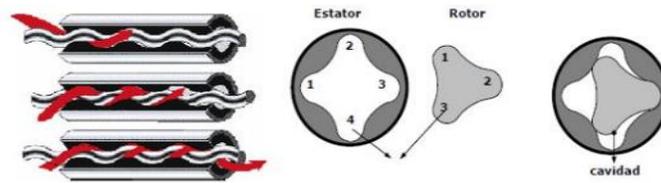
1.3.Principio de funcionamiento del bombeo por cavidades progresivas (PCP)

Las bombas de cavidades progresivas (*Progressive Cavity Pump* - PCP) están compuestas por un rotor de forma helicoidal, diseñado con una determinada cantidad de lóbulos (n) y un estator revestido internamente por un elastómero en forma de helicoide, el cual es fabricado con un lóbulo más que el rotor (n+1). La interferencia entre estos lóbulos genera líneas de sello que definen las cavidades. El estator se encuentra conectado a la tubería de producción, de tal forma que permanece estático durante la operación, mientras que el rotor se encuentra conectado a la sarta de varillas que a su vez recibe un movimiento rotacional de una fuente de energía desde superficie. Este movimiento rotacional es transmitido al rotor, generando un desplazamiento positivo del mismo dentro del estator, el cual desplaza el crudo contenido en las cavidades desde la zona de succión a la zona de descarga⁵. La bomba y los equipos de superficie se son diseñadas de acuerdo con las condiciones de cada pozo. En la figura 1 se muestra un ejemplo de la relación lobular del rotor-estator. En la figura 1 se muestra un sistema PCP convencional.

⁵ CIULLA F, op.cit.,2003.

Figura 1

Relación Lobular



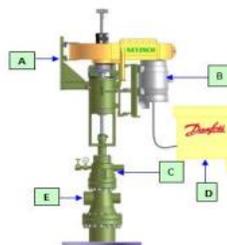
Nota. Tomado del programa en entrenamiento en BCP (Modulo componentes del sistema p. 7), por Watherford 2005.

1.4.Equipos de superficie utilizados en el campo de estudio

La principal función de los equipos de superficie es suministrar la fuente de energía necesaria, para generar el movimiento rotacional a la sarta de varilla y rotor al igual que soportar la carga axial de la sarta de tubería, asegurando un sello superficial para evitar fugas del fluido producido. Ver figura 2.

Figura 2

Componentes de equipos de superficie del campo estudio



SURFACE EQUIPMENT	
A	CABEZAL NTZ NDH 060 DH 33 - MBD SN: NDH-3385
B	MOTOR WESTERN ELECTRIC MOTORS CORP. 1D250M 50 HP SN: 6111850001095
C	PUMPING TEE NTZ 7 1/16" X 3000PSI R45 - 3 1/8" X 3000PSI R31 SN: 341
D	VARIADOR DANFOSS FC-302 - 50 HP SN: 011207G488
E	TUBING HEAD SPOOL 7 1/16" - 2000 PSI R45 X 11" -2000 PSI R53

Nota. Tomado del formato de reporte final de servicio (GTS-F-10), por Shandong Kerui,2020

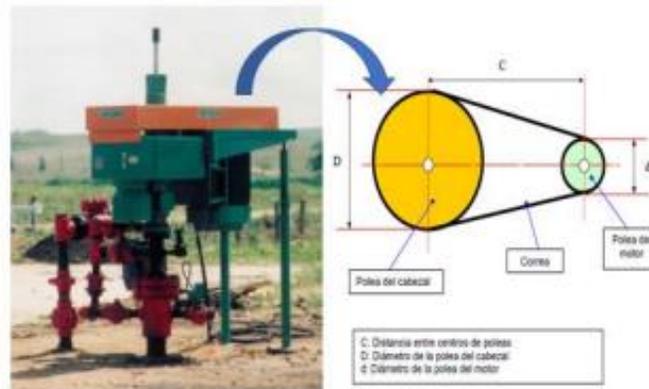
Los componentes de superficie juegan un papel importante durante la operación asegurando el movimiento rotacional, soporte y seguridad necesaria para que el levantamiento del crudo hasta superficie sea posible, a continuación, los equipos utilizados en el campo estudio y sus principales funciones.

- **Cabezal de Rotación NTZ NDH 060:** Es un elemento de operación mecánica ubicado y asegurado por tornillos sobre la pumping te. El cabezal tiene una configuración de rodamientos y cojinetes que soportan la carga axial del sistema y por contacto con la barra lisa, transmiten la rotación recibida de la polea ubicada en el motor, esta rotación es transmitida a la sarta de varilla y rotor, el cabezal por lo general tiene un sistema de freno hidráulico o mecánico al igual que un empaque o stuffing box para evitar fugas de fluido en superficie. Ver figura 3.
- **Motor Eléctrico Western:** El motor es el encargado de transmitir la energía requerida, para accionar la relación de poleas del cabezal y de esta forma generar la rotación axial al sistema, los motores pueden ser eléctricos o de combustión. Actualmente, en el campo estudio utilizan motores eléctricos de 50 caballos de fuerza y pueden generar entre 86 y 360 RPMS⁶. Ver figura 4.

⁶ Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2019. Pág. 67.

Figura 3

Cabzal de Rotación vertical a engranajes



Nota. Tomado de PC System Manual (p. 29) por Netzsch.,2004.

Figura 4

Motor Eléctrico



Nota. Motor eléctrico instalado en un pozo del campo de estudio. Foto tomada por el autor

- **Pumping o Flow T:** es una BOP integral de varilla instalada sobre el casing head mediante un adapter spool. La Flow T permite generar un cierre total del pozo, desviar caudal a la línea de producción y realizar un sello de seguridad sobre la sarta de varilla.

Actualmente en el campo estudio utilizan una pumping te dé 7 1/16" X 3000PSI R45 - 3 1/8" X 3000PSI R31 Ver figura 5.

Figura 5

BOP de Varilla



Nota. Tomado del programa de entrenamiento en BCP (modulo componentes del sistema p. 69).
Weatheford, 2005.

- **Variador de Frecuencia:** Este equipo permite el cambio de velocidades en corto tiempo, sin necesidad de recurrir a modificaciones mecánicas. Mediante variaciones en la frecuencia de la corriente alterna suministrada al motor, la velocidad de rotación requerida por el sistema es graduada de acuerdo al caudal de producción requerido. Ver figura 6. A continuación, las principales funciones.
 - Ajustar un rango infinito de la velocidad de operación, sin necesidad de cambiar poleas o cajas reductoras.
 - Monitorear el torque en función de las variaciones de la velocidad de rotación.
 - Algunos modelos tienen capacidad de monitorear y controlar el “backspin”.
 - Comunicación bidireccional a distancia (SCADA)

Figura 6

Variador de Frecuencia



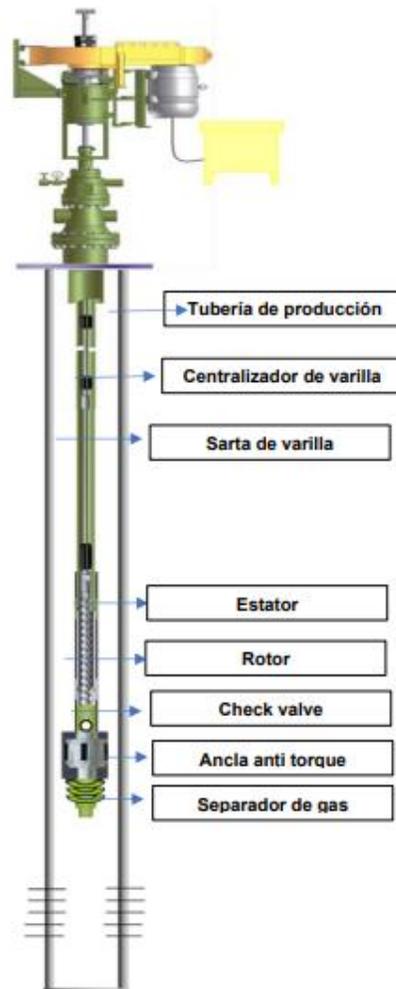
Nota. Variador de un pozo del campo estudio. foto tomada por el autor

1.5.Herramientas de subsuelo utilizadas en el campo estudio

Las herramientas de subsuelo son las encargadas de transportar el fluido que aporta la formación desde el fondo hasta superficie. Los equipos de subsuelo utilizados en el campo estudio son compuestos por: tubería de producción, varilla, estator, rotor, ancla anti torque, separadores de gas, niplesilla o check valve, a continuación, se han relacionado cada uno de estos componentes al igual que sus principales funciones. Ver figura 7.

Figura 7

Configuración de herramientas de subsuelo utilizadas en campo



Nota. Formato de reporte final de servicio (Versión 3), Shandong Kerui, 2020

- **Tubería de producción:** La tubería de producción es la encargada de conducir los fluidos desde la zona de descarga del estator hasta superficie, esta tubería es fabricada de diferentes diámetros y grados, variando de acuerdo a la resistencia requerida para cada uno de los ambientes de trabajo. Los grados API más utilizados en la industria son J-55, C-75, C-09 y P-105. Los grados C-75 y C-95 son diseñados para soportar ambientes ácidos, son más resistentes y costosos que el J-55, este último presenta un buen

comportamiento en ambientes básicos. Existen dos tipos de conexiones, para tuberías de producción, abaladas por la “American Petroleum Institute” (API). La conexión API "NU" (NOT-UPSET), que consta de una rosca de 10 vueltas, siendo la conexión menos fuerte que la tubería. La conexión de tubería "EUE" (EXTERNAL UPSET) posee mayor resistencia que el cuerpo de la tubería y es ideal para los servicios de alta presión.

Actualmente en el campo de estudio utilizan 2 tipos de tubería de producción: Tubing 2 7/8" EUE N-80 y Tubing 3-1/2" N-80.

- **Sarta de varilla:** La varilla es la encargada de transmitir el movimiento rotacional al rotor dentro del estator. Las varillas son fabricadas de diferentes calibres y metalurgias, de acuerdo a los ambientes de trabajo están clasificadas como grado C, D y K. Actualmente el campo estudio utiliza varillas de 1”x 25 ft grado K. Ver figura 8
- **Centralizador de varilla:** Los centralizadores son los encargados de minimizar los puntos de contacto, entre las paredes internas de la tubería y la varilla, estos son instalados en pozos desviados y ubicados en zonas donde se evidencian cambios abruptos en la trayectoria del pozo o intervenciones repetitivas por varillas partidas. En el campo estudio utilizan centralizadores bipartidos. Ver figura 8

Figura 8

Sarta de varilla con centralización

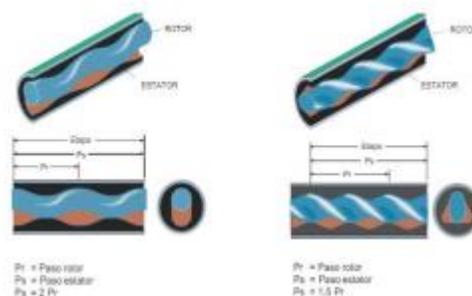


Nota. Sarta de varilla saliente de un pozo en el campo estudio. Foto tomada por el autor.

- Estator:** Es un tubular de acero recubierto internamente, por un elastómero sintético (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma helicoidal, su recorrido o paso es el doble del paso de la hélice del rotor. Ver figura 9. El elastómero que recubre internamente el estator es un polímero de alto peso molecular, que es fabricado en forma de espiral y esta adherido a la parte interna del tubo. La principal propiedad de este elemento es la capacidad de recobrar sus dimensiones una vez que la fuerza es removida (resiliencia). Gracias a la resiliencia del elastómero, se puede generar la interferencia entre el rotor y el estator, provocando la hermeticidad necesaria entre cavidades para el transporte del fluido de una manera eficiente, desde la zona de succión a la zona de descarga.

Figura 9

Geometrías internas de un estator-rotor



Nota. Tomado de PC Pump System Manual (p. 10), por Netzsch., 2004.

Las fallas en el estator están sujetas a la calidad de su elastómero, el cual es afectado física o químicamente por las condiciones del pozo. Una de las principales fallas presentes en campo, es ocasionada por las altas temperaturas presentadas en fondo que pueden superar los 360°F (200 °C) cuando los elastómeros disponibles en la industria, pueden trabajar entre los 60°F a 360°F (15 a 200 °C). las propiedades fisicoquímicas del fluido a producir, también

afectan la integridad del elastómero debido a que podrían contener solidos (arena), gases (CH4, CO2, H2S) y un variado tipo de otros constituyentes, incluyendo agua, parafinas, naftenos, asfáltenos, y aromáticos.

Adicionalmente, existen fluidos en contacto con el elastómero, como los usados en estimulación de pozos, tratamientos, las trazas lodo usado en la perforación que permanecen en la formación, inhibidores de corrosión entre otros. Los elastómeros son fabricados de diferentes tipos de acuerdo a las propiedades fisicoquímicas de cada pozo, los principales tipos de base son: Base Nitrilica o caucho NBR (nitrile butadine rubber) y Base Nitrilo hidrogenada o HNBR (Hydrogenated nitrile butadine rubber). la tabla # 1 relaciona los diferentes elastómeros utilizados en el campo de estudio.

Tabla 1

Relación de los tipos de estatores usados en el campo estudio

DESCRIPCION	MARCA		M O D E L O
	NETZSCH (HQE)	OILLIFT	
BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS, CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO: 1.25 BLS/RPM MIN - 1.7 BLS/RPM MAX, CAPACIDAD DE LEVANTAMIENTO: 6500 FT MIN - 8050 FT MAX, MAXIMUM STATOR OD 4", CONNECTION: 2-7/8" MIN - 3-1/2" MAX, ELASTOMERO: NBRA (ALTO NITRILO), LOBULO SENCILLO, ROTOR CROMADO, INTERFERENCIA ROTOR-ESTATOR: ESTANDAR, INCLUYE: EXTENSION SUPERIOR, INFERIOR, PIN DE PARO	350 200 ST 20 350 240 ST 20 350 200 ST 25 350 240 ST 25	24-2000 24-2400	
BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS, CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO: 2 BLS/RPM MIN - 3.3 BLS/RPM MAX, CAPACIDAD DE LEVANTAMIENTO: 6500 FT MIN - 8050 FT MAX, MAXIMUM STATOR OD 4", CONNECTION: 2-7/8" MIN - 3-1/2" MAX, ELASTOMERO: NBRA (ALTO NITRILO), LOBULO SENCILLO, ROTOR CROMADO, INTERFERENCIA ROTOR-ESTATOR: ESTANDAR, INCLUYE: EXTENSION SUPERIOR, INFERIOR, PIN DE PARO	400 200 ST 33 400 240 ST 33 400 200 ST 40	34-2100 34-2400 50-2000	
BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS, CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO: 4.7 BLS/RPM MIN - 6 BLS/RPM MAX, CAPACIDAD DE LEVANTAMIENTO: 5000 FT MIN - 6000 FT MAX, MAXIMUM STATOR OD 4", CONNECTION: 3-1/2" MIN - 4" MAX, ELASTOMERO: NBRA (ALTO NITRILO), LOBULO SENCILLO, ROTOR CROMADO, INTERFERENCIA ROTOR-ESTATOR: ESTANDAR, INCLUYE: EXTENSION SUPERIOR, INFERIOR, PIN DE PARO	400 150 ST 78	75-1625	

- **Rotor:** Es el encargado de generar la interferencia con el elastómero, para lograr desplazar el fluido desde fondo a superficie mediante la rotación recibida de la sarta de varilla, los rotores y estatores son diseñados de acuerdo a la capacidad de levantamiento y caudal de fluido requerido en superficie. Son fabricados de una aleación de acero con alta resistencia los cuales son mecanizados en un torno especial de alta precisión y su superficie está recubierta con un material de alta dureza a la abrasión y la corrosión. Ver figura 10.

Figura 10

Rotor



Nota. Rotor saliente de un pozo del campo estudio. Foto tomada por el autor.

- **Check valve:** La válvula de cheque permite probar la hermeticidad de la tubería, durante el viaje del BHA a fondo así mismo evita el “back spin”, asegurando que el sistema mantenga un nivel de fluido, en el momento de una parada. En el campo estudio utilizan válvulas de cheque con sistemas de sello tipo esfera.

Figura 11

Parte interna de una check valve



Nota. Check valve saliente de un pozo en el campo estudio. Foto tomada por el autor.

- **Niple de paro:** el pin de paro es el encargado de evitar que el rotor y la sarta de varilla, lleguen a fondo en el momento de una desconexión o ruptura, así mismo es un punto de referencia para realizar el espaciado de la sarta de varilla y compensar el fenómeno de elongación. Ver figura 12.

Figura 12

Niple de Paro



Nota. Predicción del run-life en bombas de cavidades progresivas empleando inteligencia artificial en el campo casabe (p. 40), Angulo Elisa María Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

- **Ancla de torque:** este elemento es el encargado de generar un anclaje con el “casing”, por medio de unas aletas de tungsteno, gracias a este agarre se evita la desconexión de la tubería, cuando el sistema esté operando. Actualmente en el campo estudio utilizan anclas anti torque de 1 aleta para revestimientos de 3 y 5 pulgadas (TX5-2 y TX7-2), estas anclas accionan girando la sarta en el sentido de las manecillas del reloj y liberan en el sentido opuesto. Ver figura 13.

Figura 13

Ancla de Torque



Nota. Taller de PCP campo estudio. Foto tomada por el autor.

- **Separador de gas:** El gas presente en algunos pozos con sistema de cavidades progresivas genera reducción en su eficiencia volumétrica, por ello instalan un separador de gas después de la zona de succión del estator, para asegurar que ingrese la menor cantidad de gas al sistema. La principal función del separador es desviar la mayor

cantidad de gas, al espacio anular y conducir el flujo de líquido a la zona de succión del estator. Actualmente en el campo estudio utilizan separadores de gas centrífugos. Ver figura 14.

Figura 14.

Separador de gas centrifugo



Nota. Taller de PCP del campo estudio, foto tomada por el autor.

1.6.Rangos de aplicación del sistema PCP

La mejor manera de atenuar las fallas operacionales en un sistema de levantamiento artificial es conocer sus principales limitantes para evaluar si el sistema se ajusta las condiciones especiales de cada pozo. Las diferentes compañías fabricantes de los sistemas PCP ofrecen un sin número de configuraciones acorde a las características de cada pozo. Por lo anterior es importante conocer muy bien las propiedades fisicoquímicas del fluido a producir, así mismo las condiciones de fondo. A continuación, los principales rangos operacionales para un sistema de cavidades progresivas. Ver tabla 2

Tabla 2

Rango de aplicación de un sistema PCP

Parámetro	Rango típico	Máximo
Profundidad	1000'-5000' TVD	9800' TVD
Volumen Operativo	5-2500 BPD	5000 BPD
Temperatura Operativa	24-77 °C	165 °C
Dog Leg	NA	15 °/100 ft
Manejo de Corrosión	De regular a bueno con materiales de alta tecnología	
Manejo de Gas	De razonable a bueno con el uso de un separador	
Manejo de Sólidos	Excelente	
Gravedad Fluido	> 8° API, Dependiendo del contenido aromático	
Composición del Fluido	Altas concentraciones de aromáticos pueden afectar el elastómero, la tolerancia a los aromáticos está sujeta al tipo de elastómero seleccionado	
Servicio y Reparación	Requiere equipo RSU para intervención en fallas de herramientas de fondo	
Tipo Motor	Eléctrico o de combustión interna	
Eficiencia del Sistema	50-90 %	

Nota. Modificado del Manual de bombeo por cavidades progresivas, (Versión 2008V1. p 4),

HIRSCHFELDT, Marcelo, junio 2008

1.7. Tipos de fallas presentados en el campo estudio

Las fallas en las herramientas de subsuelo afectan directamente la eficiencia del sistema, provocando una reducción considerable de la producción y en algunos casos la parada del pozo, para asegurar su integridad. Una vez se han presentado estas fallas, la única forma de remediarlas es por medio de la intervención de un equipo de “well services”. A continuación, las fallas más comunes de las herramientas de subsuelo en campo estudio.

Tabla 3

Ensamblaje de fondo típico utilizado en el campo estudio

SARTA DE TUBERIA				
CANT	DESCRIPCION	OD	LONG	TMD
0	RTE	N/A	20.0	20.0
1	TUBING HANGER 7- 1/16" x 3-1/2" EUE	7-1/16"	0.9	20.9
107	TBG JTS 3-1/2" EUE N80	3-1/2"	3249.0	3269.9
6	TBG JTS 3-1/2" EUE ENDURALLOY	3-1/2"	183.9	3453.8
4	TBG JTS 3-1/2" EUE N80 (NEW)	3-1/2"	121.3	3575.1
1	CROSSOVER 4" NU X 3-1/2" EUE PIN X BOX	4"	0.5	3575.6
1	UPPER EXTENSION 4" NU	4"	5.6	3581.2
1	COUPLING 4" NU.	4"	0.5	3581.7
1	STATOR 400* 240 ST 33 S/N: 1907X70 ELAST 286 (NEW)	4"	35.8	3617.5
1	COUPLING 4" NU.	4"	0.5	3618.0
1	LOWER EXTENSION 4" NU	4"	1.4	3619.3
1	TAG BAR 3-1/2" EUE X 4" NU BOX	4"	0.5	3619.8
2	TBG JTS 3-1/2" EUE N80	3-1/2"	60.2	3680.0
1	ANTI TORQ ANCHOR 3-1/2" EUE X 7" S/N: 12631	3-1/2"	1.2	3681.1
1	CHECK VALVE 3-1/2" EUE S/N: 3402 (NEW)	3-1/2"	1.5	3682.6
1	CENTRIFUGUE GAS SEPARATOR 3-1/2" EUE S/N: 453436	3-1/2"	2.8	3685.4
1	COUPLING 3-1/2" EUE	3-1/2"	0.5	3685.9
SARTA DE VARILLA				
CANT	DESCRIPCION	OD	LONG	TMD
NA	RTE	N/A	20	20
1	POLISHED ROD 1-1/2" x 40 ft	1-1/2"	39	59.0
1	PONY ROD 1" X 8 FT ELECTRA	1"	8	67.0
140	SUCKER ROD 1" WCN 96	1"	3500	3567.0
1	PONY ROD 1" X 10 FT ELECTRA	1"	10	3577.0
1	ROTOR MODEL 240 ST 33 P7 S/N: 196M191	1-1/2"	39	3615.8
NA	SPACE OUT 48"	N/A	4	3619.8

1.7.1. Varilla partida

Las fallas por varilla partida, se han generado por el contacto de la varilla con las paredes internas de la tubería, provocando desgaste por fricción de las mismas. Estas Fallas ocasionan la pérdida total del caudal ya que no es posible transmitirle la rotación al rotor en fondo. En superficie el variador genera una alerta ya que no registra torque debido a que la sarta de varilla

esta partida en algún punto. La mayoría de los pozos del campo estudio son tipo S y las profundidades de ruptura de varilla son a menudo en los intervalos donde durante la perforación se realizó la construcción del ángulo, al igual que en los intervalos donde se realizó la disminución de ángulo para alcanzar la vertical y llegar a la profundidad final del pozo.

Figura 15

Varilla Partida



Nota. Varilla partida saliente de un pozo en el campo estudio. Foto tomada por el autor.

1.7.2. Varilla desconectada.

Las fallas por varilla desconectada son provocadas en algunos casos por el “back spin” de la sarta de varilla, que se genera cuando hay apagones en el campo y se inicia inmediatamente el sistema, generando una desconexión de la varilla, ya que esta gira en el sentido opuesto al movimiento que tiene la sarta, por el efecto de drenado de la columna de fluido. Otra de las causales de desconexión es el hinchamiento del estator, que provoca el atrapamiento del rotor en fondo evitando que este rote, generando un torque inverso que se libera mediante la desconexión de una de las varillas cercanas al roto.

1.7.3. Tubería rota.

La mayoría de las fallas por tubería rota es provocada por la fricción de la varilla y las paredes internas de está, generando una ruptura. Las fallas por tubería rota son generadas por el perfil direccional del pozo y los cambios abruptos realizados en la trayectoria del pozo, durante la fase de perforación. Otra de las causales de la tubería rota, es la corrosión que genera debilitamiento de las paredes internas de la tubería, provocando una fuga menos pronunciada que la generada por la fricción con la varilla. Una vez se han presentado estas fallas en superficie hay una reducción parcial o total del flujo, así mismo el variador registra una alerta por bajo torque ya que el sistema estaría trabajando en vacío.

Figura 16

Tubería rota por fricción y corrosión



Nota. Tubería rota saliente de un pozo en el campo estudio. Foto tomada por el autor.

1.7.4. Hinchamiento del elastómero en el estator.

Las fallas por hinchamiento son provocadas principalmente por exposición del elastómero a cambios abruptos de temperatura, presión, concentración de gases o aromáticos, generando una mayor interferencia entre el rotor y el estator que incrementa el torque de la sarta de varilla, al igual que alertas en el variador por aumento en el torque óptimo de operación, si el sistema no es detenido podría generar una desconexión de varilla o rotor.

Figura 17

Hinchamiento de elastómero



Nota. Elastómero de un saliente de un pozo en el campo estudio. Foto tomada por el autor.

1.7.5. Desprendimiento del elastómero en el estator.

Las fallas por desprendimiento pueden ser generadas, por la aplicación repetida de deformación que fatiga el elastómero, provocando rupturas o fisuras en las zonas más espesas del mismo. Esto puede suceder cuando el estator está expuesto a elevadas concentraciones de solidos o altas presiones. En superficie una reducción parcial o total del flujo es registrada, al igual que una reducción del torque de la sarta de varilla, ya que partes del elastómero pueden taponar la zona de succión y quedar el sistema trabajando en seco.

Figura 18

Partes de elastómero encontradas en un separador de gas



Nota. Estator saliente de un pozo en el campo estudio. Foto tomada por el autor.

1.7.6. Quemado del elastómero en el estator.

Las fallas por quemado del elastómero son generadas por cambios abruptos en la temperatura, que provocan superficies endurecidas, quebradizas y con muchas hendiduras. La afectación de la resiliencia del elastómero es debido a que el estator se encuentra trabajando en seco, posiblemente por bloqueo de la zona de succión o reducción del nivel en el pozo. En superficie se presenta una reducción parcial o total del flujo, al igual que una reducción del torque en la sarta de varilla.

Figura 19

Elastómero pulverizado



Nota. Estator saliente de un pozo en el campo estudio. Foto tomada por el autor.

1.7.7. Arenamiento del BHA

En algunos pozos del campo estudio el aporte de arena desde la formación es bastante considerable generando taponamiento de la zona de perforados, al igual que baches de arena que bloquean el BHA, reduciendo la producción totalmente. La integridad del “casing” en el área de perforados o zonas intermedias, se ha visto bastante afectada permitiendo el paso de granos de mayor calibre al pozo, los cuales son arrastrados por la bomba en fondo y se van acumulando en esta, hasta generar un bloqueo total del sistema. En superficie inicialmente se presenta una reducción gradual de la producción, hasta llegar a ser totalmente nula, también se puede registrar un incremento considerable del torque generando alertas en el variador por alto torque.

Figura 20

Pin de paro taponado por la arena saliente del estator



Nota. Pin de paro saliente de un pozo en el campo estudio. Foto tomada por el autor.

1.7.8. Operaciones de “Well Services” en el campo estudio.

Las operaciones de “Well Services”, son todos los trabajos realizados para revisar y cambiar los equipos de subsuelo, una vez se registra una falla u optimización en el sistema. Actualmente el campo estudio cuenta con 1 equipo de Well Services, para cubrir todo el campo y su rendimiento es medido por la siguiente tabla de tiempos:

Tabla 4

Tiempos estimados para las actividades de Well Services

TIEMPOS OPERACIONALES (EQUIPOS DE WELL SERVICES)	TIEMPOS PLANEADOS (HRS)	
	< 5000 PIES	5000 PIES - 10000 PIES
TIPOS DE INTERVENCION		
CAMBIO DE BOMBA COMPLETA BM	52	60
CAMBIO DE BOMBA COMPLETA PCP	52	60
CAMBIO DE BOMBA + LIMPIEZA DE PARAFINA	60	70
CAMBIO DE SISTEMA PCP A BM	55	65
CORRIDA DE COMPLETAMINETO BM	40	60
CORRIDA DE COMPLETAMINETO PCP	40	60
LIMPIEZA DE ARENA	70	90
VARILLA PARTIDA O DESCONECTADA	22	28
VARILLA PARTIDA + LIMPIEZA DE PERFORADOS CON BIO-DIESEL	80	92
CORRIDA DE COMPLETAMIENTO ESP	84	100
TIEMPO MOVILIZACION ENTRE POZOS	3	3

Nota. Kerui. Programa de operaciones de Well Services

La compañía encargada de operar el equipo de Well Services, debe regirse bajo los tiempos estipulados en la tabla y cualquier sobre tiempo operacional será clasificado de la siguiente forma:

- **Tiempo no productivo controlable atribuido a la operadora:** Este tiempo hace referencia a cualquier inconveniente o contratiempo, que pueda ser remediado a corto o mediano plazo y que sea debido a las condiciones del pozo. El sobre tiempo debe estar por fuera del programa estipulado por la operadora.
- **Tiempo no productivo no controlable atribuido a la operadora:** Este tiempo hace referencia a cualquier inconveniente o contratiempo, que no pueda ser controlado por ninguna de las dos partes, como las paradas por lluvia o el tiempo en espera de movilización por condiciones ambientales.

- **Tiempo no productivo controlable atribuible al administrador:** Este tiempo hace referencia a cualquier inconveniente o contratiempo, que pueda ser controlado a mediano, corto o largo plazo y que sea debido a fallas en el equipo de Well Services.

1.8. Programas de mantenimiento de pozo

El programa de servicio es el procedimiento que debe seguir la compañía administradora, para desarrollar el trabajo en el pozo a intervenir de acuerdo a los requerimientos de la operadora. El programa permite a la empresa administradora planear las actividades, para ajustarse a los tiempos estipulados en la tabla 4 y así mismo cualquier sobre tiempo, generado por operaciones fuera del programa será atribuible a la operadora y no sería penalizado. A continuación, los programas usados en las operaciones de “Well Services”, referentes a fallas en las herramientas de subsuelo.

1.8.1. Programa para Cambio de tubería rota.

- Una charla de seguridad debe ser llevada a cabo para realizar cualquier actividad. El balance de materiales para el servicio debe ser revisado antes de ejecutar cada mantenimiento.
- las condiciones locativas (terreno, puntos de anclajes, fugas de fluido, presiones anulares, contrapozo, condiciones de aseo, pruebas de atmosfera en cabeza de pozo, etc.) deben ser revisadas antes de ingresar a la locación.
- Movilizar equipo de Well Services + cargas periféricas si las condiciones locativas son las óptimas. Los kilómetros recorridos durante el viaje deben ser registrados en bitácora.
- Nota: Escoltar las cargas extra dimensionales, utilizar técnicos viales que cuenten con los certificados al día. La carga extra dimensionadas solo se pueden movilizar durante las 6:00 - 18:00. tomar pruebas de atmosféricas ante de ingresar a la locación (H2s-

monóxido de carbono-lel-% de oxígeno) y verificar presión THP & CHP = 0 psi.

Registrar en los formatos correspondientes.

- Nota: Realizar pruebas atmosféricas periódicamente.
- Armar equipo de Well Services con sus equipos de apoyo necesarios. Diligenciar formato de izaje de torre. Realizar izaje de torre de equipo. Diligenciar lista de verificación pre/operacional.
- Nota: Conectar los vientos a sus 4 anclajes. Una vez este ubicada la carga de la bomba/tanque según el layout equipo/locación, solicitar el fluido para prueba de tubería con el debido tiempo.
- Desarmar facilidades de superficie (cabezal BCP), verificar que la sarta de varilla este libre. Reportar, tensión y peso de la sarta. Verificar giro del rotor entrando y saliendo del estator. Verificar pin de paro.
- Instalar parrilla de trabajo + facilidades de manejo de varilla. (verificar que las herramientas se encuentran en buen estado). Sacar sarta de varilla en dobles + rotor a los racks. (instalar geomembrana con sus respectivos diques).
- Nota: Reportar estado de la sarta de varilla (guías/varillas/coupling) y Rotor. Enviar registro fotográfico. Contar con el apoyo del técnico HQE. Quebrar las varillas en mal estado, cambiar la varilla que presenten desgaste severo en el cuerpo así mismo cambiar los tubos donde estaban localizadas. Reportar número y profundidad.
- Verificar presión THP & CHP = 0 psi. Desarmar facilidades de superficie, verificar que la tubería este libre (reportar peso/tensión/over pull). Instalar B.O.P 7-1/16" doble RAM 5M + BOP anular 7-1/16" x 5M. Realizar pruebas de apertura y cierre de la B.O.P. Instalar la tornillería completa en todas las bridas.

- Armar mesa de trabajo + herramientas de manejo de tubería. Tener en un lugar de fácil acceso la válvula Kelly Cock con su respectiva llave de apertura y cierre. ▪ Sacar sarta de tubería hasta encontrar tubería rota una velocidad de 16 paradas/hora. Realizar prueba de tubería con 1000 psi x 5 minutos, si no hay fugas o pérdidas de presión, parar de sacar y correr nuevamente la tubería que se encuentra en la torre.
- Nota: si el pozo tiene instalada una válvula cheque o niplesilla, en algún punto puede empezar a salir llena. (instalar mud guard). Verificar visualmente la condición de la tubería, si hay algún tubo colapsado/ roto/rosca dañada, quebrarlo. Reportar el número del tubo de abajo hacia arriba. Tomar registro fotográfico.
- Cambiar dos tubos hacia arriba y dos hacia abajo. Utilizar wiper para tubería.
- Recuerde cambiar los tubos donde se encontró desgaste severo en las varillas. En caso de encontrar fuga en la válvula cheque reportar al Ingeniero de Well Services.
- Nota: en caso de encontrar centralizadores atrapados dentro de la tubería, sacar toda la sarta y revisar BHA. Invertir posición de la tubería, para cambiar los puntos de contacto. Evitar sacar el BHA para minimizar el riesgo de descompresión explosiva. En caso de no encontrar tubería rota, proceder a revisar BHA para determinar el cambio de la bomba.
- Desmantelar mesa de trabajo + B.O.P 7-1/16" doble RAM 5M + BOP anular 7- 1/16" x 5M. Instalar FlowT/B.O. P 7-1/16" 3M RG-45. Sentar ancla anti torque e Instalar mesa de trabajo + herramienta de manejo de varilla.
- Correr rotor + sarta de varilla en dobles. Cambiar cualquier accesorio que se encuentre en mal estado. Cambiar los centralizadores bipartidos que presenten desgaste. Tomar registro fotográfico a todo. Instalar centralización donde se allá encontrado el tubo roto.

- Espaciar pozo con el apoyo del Técnico HQE. Instalar facilidades de producción. Llamar al recorredor/electricista para iniciar el pozo, con 1.5 horas de anticipación.
- Desarmar equipo. Realizar orden y aseo para entregar las locaciones en la misma o mejores condiciones de cómo fueron recibidas. Reportar todos los datos de arranque del pozo, hora de inicio, fluido en superficie, amperaje, torque.
- Nota: no movilizar el equipo hasta no registrar aporte de fluido en superficie.

1.8.2. Programa para pesca de varilla partida o desconectada.

- Antes de realizar cualquier actividad realice charla pre operacional HSE: Condiciones Inseguras y Actos Inseguros, diligenciar los permisos de trabajo.
- Realizar balance de materiales según diseño propuesto por el programa de servicio.
- Revisar las condiciones locativas (terreno, puntos de anclajes, presiones anulares y en la toma muestra, contrapozo, condiciones de aseo, pruebas de atmosfera en cabeza de pozo, etc.) Diligenciar formato de aislamiento eléctrico con el electricista de Campo.
- Nota: en caso de registrar cualquier condición insegura, reportar al Ingeniero de Well Services.
- Movilizar equipo de Well Services + cargas periféricas hacia el pozo. Registrar los km recorridos en la bitácora."
- Antes de ingresar tomar pruebas de atmosfera (H₂s-monóxido de carbono-l_{el}-% de oxígeno) y verificar presión THP & CHP = 0 psi. Registrar en los formatos correspondientes.
- Nota: Realizar pruebas atmosféricas periódicamente."
- Armar equipo de Well Services con sus equipos de apoyo necesarios. Diligenciar formato de izaje de torre. Realizar izaje de torre de equipo. Diligenciar check list pre/operacional.

- Nota: conectar los vientos a sus 4 anclajes."
- Desarmar facilidades de superficie (cabezote/barra lisa/stuffing box), verificar peso de la sarta de varilla.
- Realizar intento de pesca con punta libre. Verificar peso y overpull, realizar prueba de inserción de rotor en estator para evaluar la integridad de la bomba. Si la pesca es exitosa, sacar sarta de varilla en dobles a los racks. Registrar los datos de tensión y overpull.
Realizar registro fotográfico de todos los elementos y situaciones posible.
- Nota: si la prueba de inserción es negativa seguir el procedimiento de cambio de bomba BCP.
- Si no fue posible pescar con punta libre sacar sarta de varilla hasta punto de ruptura para verificar punta de la cabeza de pesca. De acuerdo al tipo de ruptura armar overshot con la canasta adecuada para realizar maniobra de pesca.
- Nota: probar overshot en superficie.
- Correr sarta de pesca desde superficie hasta el pescado, realizar procedimiento de pesca en varias ocasiones. Si la maniobra es exitosa, verificar peso de la sarta y realizar prueba de inserción del rotor en estator para evaluar las condiciones de la bomba. Si la prueba de inserción es negativa dirigirse al procedimiento de cambio de bomba. Si la maniobra de pesca no fue exitosa sacar tubería hasta punto ruptura.
- Sacar sarta de pesca + pescado. Reportar estado de la sarta de varilla (centralizadores /varillas/couplings). Si el BHA tiene check valve instalar línea de bombeo y realizar prueba de integridad a la tubería.
- Revisar rotor en superficie y reportar cualquier condición de desgasta el ingeniero de well services.

- Correr sarta de varilla + rotor reemplazando la varilla partida o desconectada al igual que las varillas que presenten desgaste por fricción o corrosión. Reemplazar los centralizadores que presenten desgaste.
- Verificar pin de paro y realizar espaciamento. Soportarse con el técnico de campo de bombeo BCP. ▪ Instalar facilidades de producción. Llamar al recorredor/electricista para iniciar el pozo, con 1.5 horas de anticipación.
- Desarmar equipo. Realizar orden y aseo para entregar la locación en la misma o mejores condiciones de cómo fueron recibidas. Reportar todos los datos de arranque del pozo, hora de inicio, fluido en superficie, amperaje, torque.
- Nota: No movilizar el equipo de well services hasta que el pozo aporte fluido.

1.8.3. Programa para Cambio de bomba BCP o revisión de BHA

- Antes de realizar cualquier actividad realice charla preoperacional HSE: Condiciones Inseguras y Actos Inseguros, diligenciar a conciencia los permisos de trabajo. Realizar balance de materiales según diseño propuesto por el programa de servicio.
- Revisar las condiciones locativas (terreno, puntos de anclajes, fugas de fluido, presiones anulares y en la toma muestra, contrapozo, condiciones de aseo, tome pruebas de atmosfera en cabeza de pozo, etc.) Diligenciar formato de aislamiento eléctrico con el electricista de Campo.
- Nota: En caso de evidenciar cualquier condición insegura por favor reportar al Ingeniero de Well Services."
- Movilizar equipo de Well Services + cargas periféricas hacia el pozo. Registrar los kilómetros recorridos en la bitácora.

- Nota: Escoltar las cargas extra dimensionales, utilizar técnicos viales que cuenten con los certificados al día. Tener en cuenta que la cargas extra dimensionadas solo se pueden movilizar durante las 6:00 - 18:00."
- Antes de ingresar a la locación tomar pruebas de atmosfera (H₂s-monoxido de carbono-lel-% de oxígeno) y verificar presión THP & CHP = 0 psi. Registrar en los formatos correspondientes. Nota: Realizar pruebas atmosféricas periódicamente.
- Armar equipo de Well Services con sus equipos de apoyo necesarios. Diligenciar formato de izaje de torre. Realizar izaje de torre de equipo. Diligenciar lista de verificación pre/operacional.
- Nota: Conectar los vientos a sus 4 anclajes. Una vez este ubicada la carga de la bomba/tanque según el layaout equipo/locación, solicitar el fluido para prueba de tubería antes de las 8:00. Esta deber ser una de las primeras cargas en ser ubicadas. En operación normal contamos con el recurso hasta las 15:00."
- Desarmar facilidades de superficie (cabezal BCP), verificar que la sarta de varilla este libre. Reportar, tensión y peso de la sarta. Verificar giro del rotor entrando y saliendo del estator. Verificar pin de paro.
- Instalar parrilla de trabajo + facilidades de manejo de varilla. (verificar que las herramientas se encuentran en buen estado). Sacar sarta de varilla en dobles + rotor a los racks. (instalar geomembrana con sus respectivos diques).
- Nota: Reportar estado de la sarta de varilla (guías/varillas/coupling), Rotor. Enviar registro fotográfico. Contar con el apoyo del técnico HQE. Quebrar las varillas en mal estado, si la varilla se encuentra con desgaste severo en el cuerpo, es necesario cambiar los tubos donde estaba localizadas. Reportar número y profundidad.

- Verificar presión THP & CHP = 0 psi. Desarmar facilidades de superficie, verificar que la tubería este libre (reportar peso/tensión/over pull). Instalar B.O.P 7-1/16" doble RAM 5M + BOP anular 7-1/16" x 5M. Realizar pruebas de apertura y cierre de la B.O.P.
Instalar la tornillería completa en todas las bridas."
- Armar mesa de trabajo + herramientas de manejo de tubería. Tener en un lugar de fácil acceso la válvula Kelly Cock con su respectiva llave de apertura y cierre.
- Sacar sarta de tubería + BHA a una velocidad de 16 paradas/hora.
- Desmantelar y revisar BHA reportando los componentes en malas condiciones para cambio.
- Lavar estator y revisar con Baroscopio el estado del elastómero.
- Armar BHA cambiando los componentes que se encuentren en malas condiciones.
- Conectar líneas de bombeo y realizar prueba de integridad con 1000 psi al BHA.
- Correr BHA + sarta de tubería realizando pruebas de integridad a una velocidad de 16 paradas por hora. Si la prueba es negativa sacar la sarta de tubería hasta encontrar junta rota reemplazarla y continuar el running de tubería realizando pruebas de hermeticidad a la tubería.
- Desmantelar mesa de trabajo + B.O.P 7-1/16" doble RAM 5M + BOP anular 7- 1/16" x 5M. Instalar FlowT/B.O. P 7-1/16" 3M RG-45. Sentar ancla anti torque e Instalar mesa de trabajo + herramienta de manejo de varilla.
- Correr rotor + sarta de varilla en dobles. Cambiar cualquier accesorio que se encuentre en mal estado. Cambiar los centralizadores bipartidos que presenten desgaste. Tomar registro fotográfico a todo. Instalar centralización donde se allá encontrado el tubo roto.

- Espaciar pozo con el apoyo del Técnico HQE. Instalar facilidades de producción. Llamar al recorredor/electricista para iniciar el pozo, con 1.5 horas de anticipación.
- Desarmar equipo. Realizar orden y aseo, recuerde que las locaciones deben ser entregada en la misma o mejores condiciones de cómo fueron recibidas. Cuidemos el medio ambiente. Reportar todos los datos de arranque del pozo, hora de inicio, fluido en superficie, amperaje, torque.
- Nota: No movilizar el equipo de well services hasta que el pozo aporte fluido.

1.8.4. Programa para Limpieza de arena.

- Antes de realizar cualquier actividad realice charla preoperacional HSE: Condiciones Inseguras y Actos Inseguros, diligenciar a conciencia los permisos de trabajo. Realizar balance de materiales según diseño propuesto por el programa de servicio.
- Revisar las condiciones locativas (terreno, puntos de anclajes, fugas de fluido, presiones anulares y en la toma muestra, contrapozo, condiciones de aseo, tome pruebas de atmosfera en cabeza de pozo, etc.) Diligenciar formato de aislamiento eléctrico con el electricista de Campo.
- Nota: En caso de evidenciar cualquier condición insegura por favor reportar al Ingeniero de Well Services."
- Movilizar equipo de Well Services + cargas periféricas hacia el pozo. Registrar los kilómetros recorridos en la bitácora.
- Nota: Escoltar las cargas extra dimensionales, utilizar técnicos viales que cuenten con los certificados al día. Tener en cuenta que la cargas extra dimensionadas solo se pueden movilizar durante las 6:00 - 18:00."

- Antes de ingresar a la locación tomar pruebas de atmosfera (H₂S-monóxido de carbono-lel-% de oxígeno) y verificar presión THP & CHP = 0 psi. Registrar en los formatos correspondientes.
- Nota: Realizar pruebas atmosféricas periódicamente.
- Armar equipo de Well Services con sus equipos de apoyo necesarios. Diligenciar formato de izaje de torre. Realizar izaje de torre de equipo. Diligenciar lista de verificación pre/operacional. ▪ Nota: Conectar los vientos a sus 4 anclajes. Una vez este ubicada la carga de la bomba/tanque según el layaout equipo/locación, solicitar el fluido para prueba de tubería antes de las 8:00. Esta deber ser una de las primeras cargas en ser ubicadas. En operación normal contamos con el recurso hasta las 15:00."
- Desarmar facilidades de superficie (cabezal BCP), verificar que la sarta de varilla este libre. Reportar, tensión y peso de la sarta. Verificar giro del rotor entrando y saliendo del estator. Verificar pin de paro.
- Instalar parrilla de trabajo + facilidades de manejo de varilla. (verificar que las herramientas se encuentran en buen estado). Sacar sarta de varilla en dobles + rotor a los racks. (instalar geomembrana con sus respectivos diques).
- Nota: Reportar estado de la sarta de varilla (guías/varillas/coupling), Rotor. Enviar registro fotográfico. Contar con el apoyo del técnico HQE. Quebrar las varillas en mal estado, si la varilla se encuentra con desgaste severo en el cuerpo, es necesario cambiar los tubos donde estaba localizadas. Reportar número y profundidad.
- Verificar presión THP & CHP = 0 psi. Desarmar facilidades de superficie, verificar que la tubería este libre (reportar peso/tensión/over pull). Instalar B.O.P 7-1/16" doble RAM

5M + BOP anular 7-1/16" x 5M. Realizar pruebas de apertura y cierre de la B.O.P.

Instalar la tornillería completa en todas las bridas.

- Armar mesa de trabajo + herramientas de manejo de tubería. Tener en un lugar de fácil acceso la válvula Kelly Cock con su respectiva llave de apertura y cierre.
- Sacar sarta de tubería + BHA a una velocidad de 16 paradas/hora.
- Desmantelar y revisar BHA reportando los componentes en malas condiciones para cambio.
- Lavar estator y revisar con Boroscopio el estado del elastómero.
- Chequear fondo con sand line.
- Determinar la cantidad de tubería adicional requerida para lavar arena hasta el tope del sello metálico.
- Armar BHA para lavado de arena instalando reducción en punta y seating niple + válvula fija.
- Correr tubería adicional en sencillos realizando pruebas de integridad a la tubería con 1000 psi cada 32 juntas.
- Correr sarta de varilla + overshot y Realizar maniobra de pesca de válvula fija.
- Sacar la sarta de varilla + válvula fija.
- Conectar seating niple + válvula fija a la sarta de tubería adicional.
- Correr sarta de tubería del pozo en dobles realizando pruebas de integridad cada 16 dobles con 1000 psi.
- Chequear tope de arena con sarta de tubería, tener presente que se debe bajar la sarta a una velocidad controlada cuando falten 500 ft del tope registrado.
- Correr sarta de varilla + overshot y realizar maniobra de pesca de válvula fija.

- Instalar facilidades para lavado de arena
- Sacar 6 juntas de tubería e iniciar desplazamiento de crudo por salmuera. Reportar caudal, volumen desplazado y tiempo de retorno.
- Lavar arena hasta el sello metálico.
- Nota: en el momento que se pierdan retornos parar el lavado y sacar la sarta de tubería 300 ft del tope de arena inicial.
- Sacar la sarta de tubería + BHA de lavado de arena.
- Nota: quebrar la tubería adicional a la canasta.
- Desmantelar facilidades para lavado de arena.
- Armar BHA cambiando los componentes que se encuentren en malas condiciones.
- Conectar líneas de bombeo y realizar prueba de integridad con 1000 psi al BHA.
- Correr BHA + sarta de tubería realizando pruebas de integridad a una velocidad de 16 paradas por hora. Si la prueba es negativa sacar la sarta de tubería hasta encontrar junta rota reemplazarla y continuar el running de tubería realizando pruebas de hermeticidad a la tubería.
- Desmantelar mesa de trabajo + B.O.P 7-1/16" doble RAM 5M + BOP anular 7- 1/16" x 5M. Instalar FlowT/B.O. P 7-1/16" 3M RG-45. Sentar ancla anti torque e Instalar mesa de trabajo + herramienta de manejo de varilla.
- Correr rotor + sarta de varilla en dobles. Cambiar cualquier accesorio que se encuentre en mal estado. Cambiar los centralizadores bipartidos que presenten desgaste. Tomar registro fotográfico a todo. Instalar centralización donde se allá encontrado el tubo roto.
- Espaciar pozo con el apoyo del Técnico HQE. Instalar facilidades de producción. Llamar al recorredor/electricista para iniciar el pozo, con 1.5 horas de anticipación.

- Desarmar equipo. Realizar orden y aseo, recuerde que las locaciones deben ser entregada en la misma o mejores condiciones de cómo fueron recibidas. Cuidemos el medio ambiente. Reportar todos los datos de arranque del pozo, hora de inicio, fluido en superficie, amperaje, torque.
- Nota: No movilizar el equipo de Well Services hasta que el pozo aporte fluido

2. Análisis histórico estadístico de las fallas presentadas en el campo estudio

El análisis histórico estadístico fue realizado con base en la información recopilada de las intervenciones de mantenimiento a pozo, donde se han presentado fallas en las herramientas de subsuelo. Como resultado final del análisis se han identificado los pozos con mayor frecuencia de falla, los tipos de falla y la diferida por Well Services. A continuación, los resultados del estudio estadístico discriminado por años.

2.1. Análisis estadístico de acuerdo con su origen

El análisis estadístico de la información de una forma general permitió catalogar las fallas presentadas en los últimos 2,5 años de acuerdo a su origen de la siguiente forma:

- Fallas de origen físico: hacen referencia a las fallas presentadas por varilla partida o desconectada y tubería rota.
- Fallas de origen químico: hacen referencia a las fallas presentados por daños en el elastómero del estator, debido a la incompatibilidad de este con el fluido a producir.

- Fallas por estado del pozo: Hacen referencia a las fallas presentadas por el estado mecánico del pozo, debido a la presencia de arena en la zona de perforados al igual que taponamiento del BHA de producción.

2.1.1. Análisis global.

El análisis de la información recopilada en los últimos 2,5 años, permite concluir que el principal origen de las fallas presentadas en el campo de estudio es el físico con el 78 %, seguido del origen químico con el 18%.

Figura 21

Origen de falla global años 2019-2020-2021

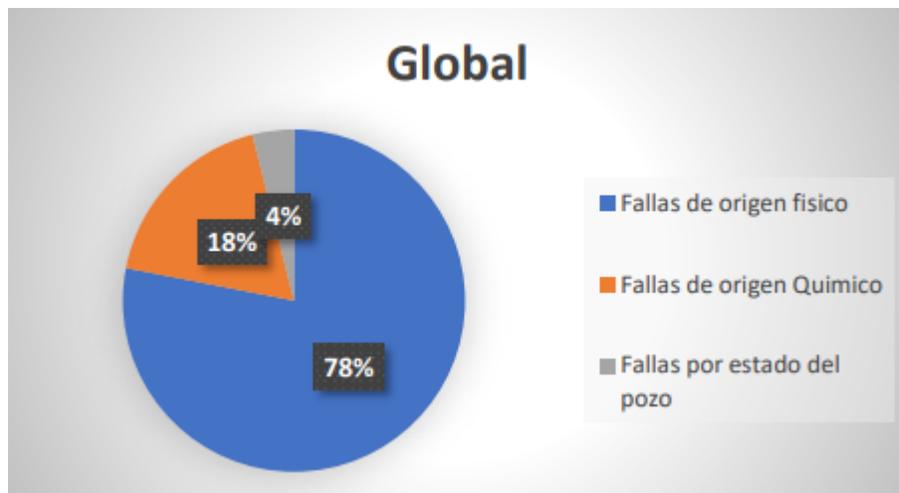


Tabla 5

Distribución del origen de falla global años 2019-2020-2021

Tipo de Falla	Cantidad de intervenciones	%
Fallas de origen físico	160	78%
Fallas de origen químico	37	18%
Fallas por estado del pozo	8	4%
Total	205	

2.2. Análisis estadístico por componente

La identificación de cada uno de los componentes que fallaron en los pozos analizados, permitió discriminar las herramientas de subsuelo que tienen mayor incidencia en las fallas del campo.

2.2.1. Análisis global.

la información recopilada en los últimos 2,5 años permite inferir que el componente o herramienta de subsuelo que más falla es la tubería con el 36%, seguido de la varilla con el 35 %.

Figura 22

Principal componente de falla a nivel global (2019-2020-2021)

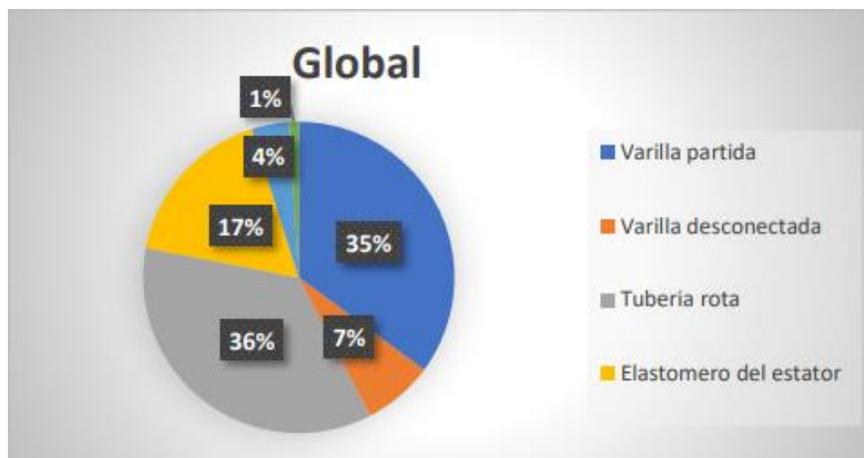


Tabla 6

Distribución de los principales componentes de falla a nivel global

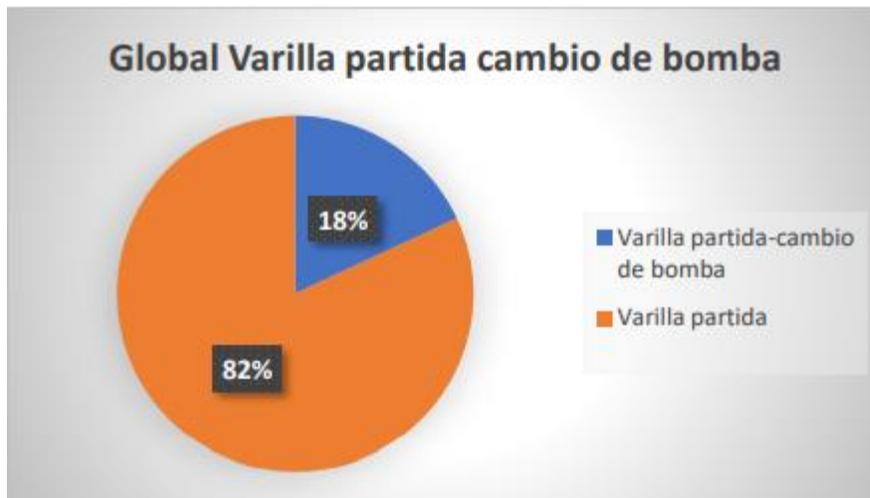
Componente	Cantidad de intervenciones	%
Varilla partida	72	35%
Varilla desconectada	15	7%
Tubería rota	73	36%
Elastómero del estator	35	17%
Taponamiento del BHA por arena	8	4%
Taponamiento de la tubería por parafina	2	1%
Total	205	

La falla del componente principal en algunos casos puede conllevar a daños secundarios en el estator, a continuación, se han relacionado las distribuciones porcentuales a nivel global para cada caso:

- Varilla partida-cambio de bomba:** Son casos donde la causa primaria de la intervención fue la varilla partida, pero esta genero daños en el estator como desgarramiento del elastómero por caída abrupta del rotor o descompresión explosiva de la bomba, ya que fue necesario sacarla hasta superficie porque no fue posible realizar una maniobra de pesca. Consolidando la información de los últimos 3 años, el equipo de “well services” realizo 72 intervenciones por varilla partida, de las cuales 13 intervenciones implicaron cambio de bomba.

Figura 23

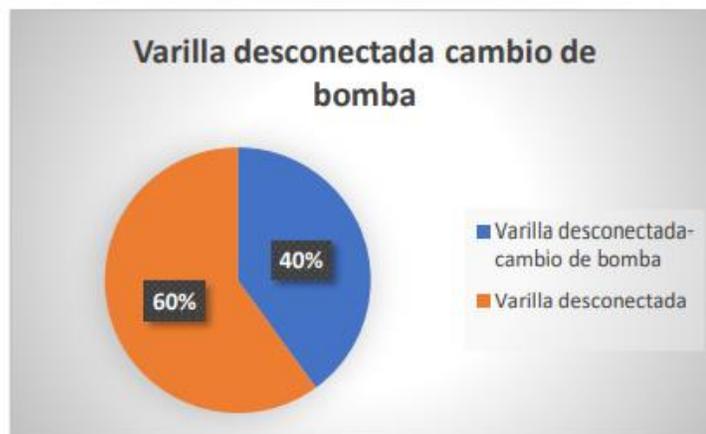
Distribución de intervenciones de varilla partida y cambio de bomba



Varilla desconectada-cambio de bomba: Son casos donde la causa primaria de la intervención fue la varilla desconectada, pero esta generó daños en el estator como desgarramiento del elastómero por caída abrupta del rotor o descompresión explosiva de la bomba, ya que fue necesario sacarla hasta superficie porque no fue posible realizar una maniobra de pesca. El análisis de la información recopilada en los últimos 2,5 años permite concluir que se han realizado 15 intervenciones por varilla desconectada, de las cuales 6 intervenciones implicaron cambio de bomba.

Figura 24

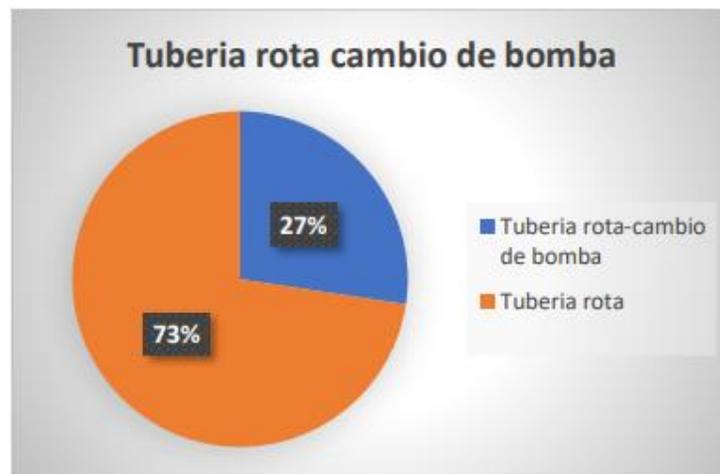
Distribución de intervenciones de varilla desconectada y cambio de bomba



- **Tubería rota-cambio de bomba:** Son casos donde la causa primaria de la intervención fue la tubería rota, pero esta generó daños en el elastómero del estator debido a que la bomba salió hasta una zona superficial provocando descompresión explosiva. El análisis de la información recopilada en los últimos 3 años permite inferir que, de 73 intervenciones por tubería rota, 20 intervenciones implicaron cambio de bomba.

Figura 25

Distribución de intervenciones de tubería rota y cambio de bomba



2.3. Análisis estadístico por pozo y cantidad de intervenciones

El estudio estadístico discriminado por pozo y cantidades de intervenciones realizadas en los últimos 2,5 años permitió identificar los pozos con mayor frecuencia, a continuación, el análisis global de los resultados.

2.3.1. Global.

Durante el periodo analizado se realizaron 205 intervenciones de las cuales el pozo con más intervenciones es el Vel 321 con 10 intervenciones, seguido del pozo Vel 292 con 9 intervenciones (Ver figura 26).

Figura 26

Intervenciones realizadas por pozo 2019-2020-2021



Tabla 7

Cantidad de intervenciones y tiempo total por pozo a nivel global

POZO	CANTIDAD DE INTERVENCIONES	TIEMPO TOTAL (HRS)
Vel 127	5	713.5
Vel 145	2	120.5
Vel 150	3	191
Vel 166	3	149.5
Vel 167	1	49
Vel 170	6	409.5
Vel 224	2	81
Vel 225	2	366.5
Vel 226	4	237
Vel 231	1	24
Vel 262	2	272
Vel 264	5	364.5
Vel 267	2	115
Vel 268	5	537.5
Vel 276	3	452.5
Vel 277	1	147
Vel 279	1	44
Vel 282	1	57.5
Vel 284	3	169
Vel 285	4	373.5
Vel 286	6	584
Vel 287	2	128.5
Vel 289	1	99
Vel 291	2	235
Vel 292	9	672
Vel 293	8	583.5
Vel 294	4	425
Vel 295	1	40.5
Vel 296	4	166.5
Vel 297	3	202
Vel 298	6	325.5
Vel 299	2	176
Vel 301	6	377.5
Vel 302	1	58.5
Vel 303	2	84
Vel 305	2	227
Vel 306	1	25
Vel 307	1	74
Vel 308	2	112.5
Vel 311	3	213.5
Vel 315	7	511.15
Vel 319	3	156
Vel 320	3	129.5
Vel 321	10	675.5
Vel 325	3	269
Vel 326	1	56.5
Vel 327	2	171
Vel 329	1	75.5
Vel 330	4	302
Vel 331	4	309.5
Vel 332	2	164.5
Vel 333	3	167
Vel 334	4	276.5
Vel 336	8	723.48
Vel 338	1	49
Vel 341	7	533.5
Vel 342	3	344.5
Vel 363	2	353.5
Vel 53	1	72
Vel 57	5	297
Vel 92	1	37
Total	205	15978.63

2.4. Análisis estadístico por pozo y diferida de Well Services

El análisis estadístico por pozo y diferida, permiten identificar los pozos que, de acuerdo a su potencial y tiempo de intervención, impactan considerablemente la producción del campo y por ende reducen la rentabilidad del mismo.

2.4.1. Global.

Durante el periodo evaluado en la monografía se han registrado 31918 barriles de diferida, correspondientes a 205 intervenciones realizadas en 666 días. El pozo que más apporto diferida fue el Vel 321 con 3152 barriles, seguido de los pozos Vel 336 con 2924 barriles y Vel 292 con 2240 barriles. (Ver figura 27).

Figura 27

Diferida de Well Services por pozo, global 2019-2020-2021

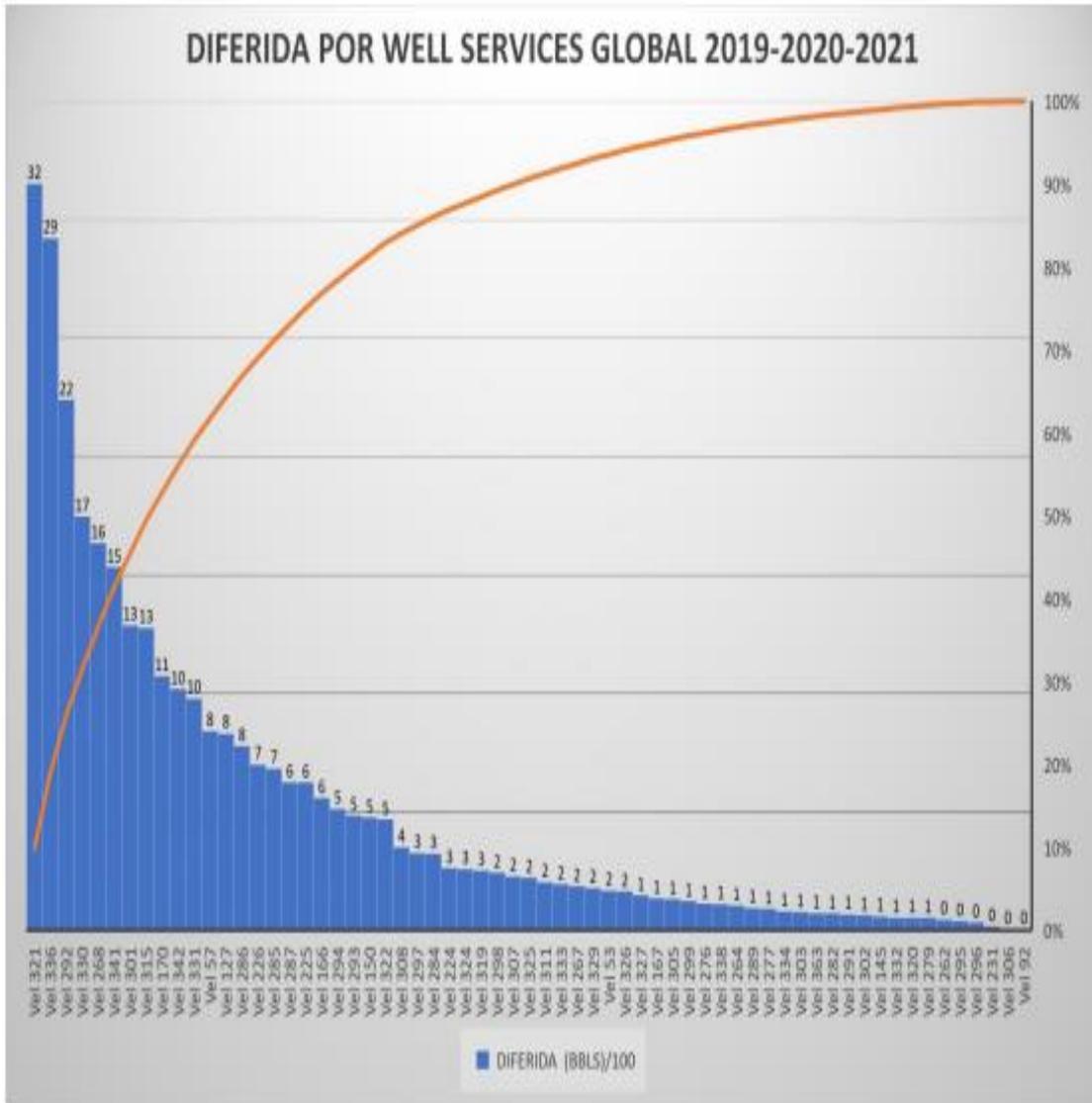


Tabla 8

Diferida de Well Services por pozo global, años 2019-2020-2021

POZO	TIEMPO TOTAL (DIAS)	BOPD (bbls/dia)	DIFERIDA (BBLs)
Vel 127	29.7	28	832
Vel 145	5.0	12	60
Vel 150	8.0	60	478
Vel 166	6.2	90	561
Vel 167	2.0	66	135
Vel 170	17.1	63	1075
Vel 224	3.4	78	263
Vel 225	15.3	41	626
Vel 226	9.9	71	701
Vel 231	1.0	19	19
Vel 262	11.3	4	45
Vel 264	15.2	7	106
Vel 267	4.8	39	187
Vel 268	22.4	73	1635
Vel 276	18.9	6	113
Vel 277	6.1	15	92
Vel 279	1.8	29	53
Vel 282	2.4	30	72
Vel 284	7.0	46	324
Vel 285	15.6	44	685
Vel 286	24.3	32	779
Vel 287	5.4	117	626
Vel 289	4.1	23	95
Vel 291	9.8	7	69
Vel 292	28.0	80	2240
Vel 293	24.3	20	486
Vel 294	17.7	29	514
Vel 295	1.7	24	41
Vel 296	6.9	5	35
Vel 297	8.4	39	328
Vel 298	13.6	18	244
Vel 299	7.3	17	125
Vel 301	15.7	82	1290
Vel 302	2.4	27	66
Vel 303	3.5	22	77
Vel 305	9.5	14	132
Vel 306	1.0	5	5
Vel 307	3.1	74	228
Vel 308	4.7	75	352
Vel 311	8.9	23	204.6
Vel 315	21.3	60	1277.9
Vel 319	6.5	39	253.5
Vel 320	5.4	10	54.0
Vel 321	28.1	112	3152.3
Vel 322	18.0	26	469.1
Vel 324	7.9	33	259.2
Vel 325	11.2	20	224.2
Vel 326	2.4	70	164.8
Vel 327	7.1	21	149.6
Vel 329	3.1	57	179.3
Vel 330	12.6	139	1749.1
Vel 331	12.9	76	980.1
Vel 332	6.9	8	54.8
Vel 333	7.0	28	194.8
Vel 334	11.5	7	80.6
Vel 336	30.1	97	2924.1
Vel 338	2.0	55	112.3
Vel 341	22.2	69	1533.8
Vel 342	14.4	71	1019.1
Vel 363	14.7	5	73.6
Vel 53	3.0	56	168.0
Vel 57	12.4	68	841.5
Vel 92	1.5	3	4.6
Total	665.8		31917.6

3. Selección de los pozos candidatos

El análisis de los resultados globales del estudio histórico estadístico, permite concluir que el principal origen de falla en el campo estudio es el físico con el 78 %, el cual está compuesto por daños en la tubería y varilla. El componente con más intervenciones fue la tubería rota con el 36 %, seguido por la varilla partida con el 35 %, adicionalmente de 10 fallas por tubería rota, 2.7 fallas podrían generar daños secundarios en el estator, implicando su cambio y de 10 fallas por varilla partida, 1.8 fallas podrían generar daños secundarios en el estator implicando su cambio. En conclusión, una de las formas de reducir las fallas en las herramientas de subsuelo es mitigando las intervenciones por tubería rota y varilla partida.

Tabla 9

Caracterización estadística de falla en sistemas PCP

Caracterización estadística de falla en sistemas pcg del campo	
Cantidad de intervenciones analizadas	205
Principal origen de falla	Físico (78%)
Principales componentes de falla	Varilla partida (35 %)
	Tubería rota (36%)
Probabilidad de generar daños secundarios en el estator	Varilla partida cambio de bomba (18%)
	Tubería rota cambio de bomba (27%)

Para el desarrollo de la monografía se han preseleccionado 5 pozos candidato, ponderando los pozos de alto potencial y mayor cantidad de intervenciones, ya que la probabilidad de que presenten fallas físicas, como varilla partida o tubería rota es muy alta, dado que estas representan el 71 % de las intervenciones realizadas en los últimos 2,5 años. la combinación de la información de cantidad de intervenciones y diferida por “Well Services”, permitió pre seleccionar 5 pozos los cuales serían:

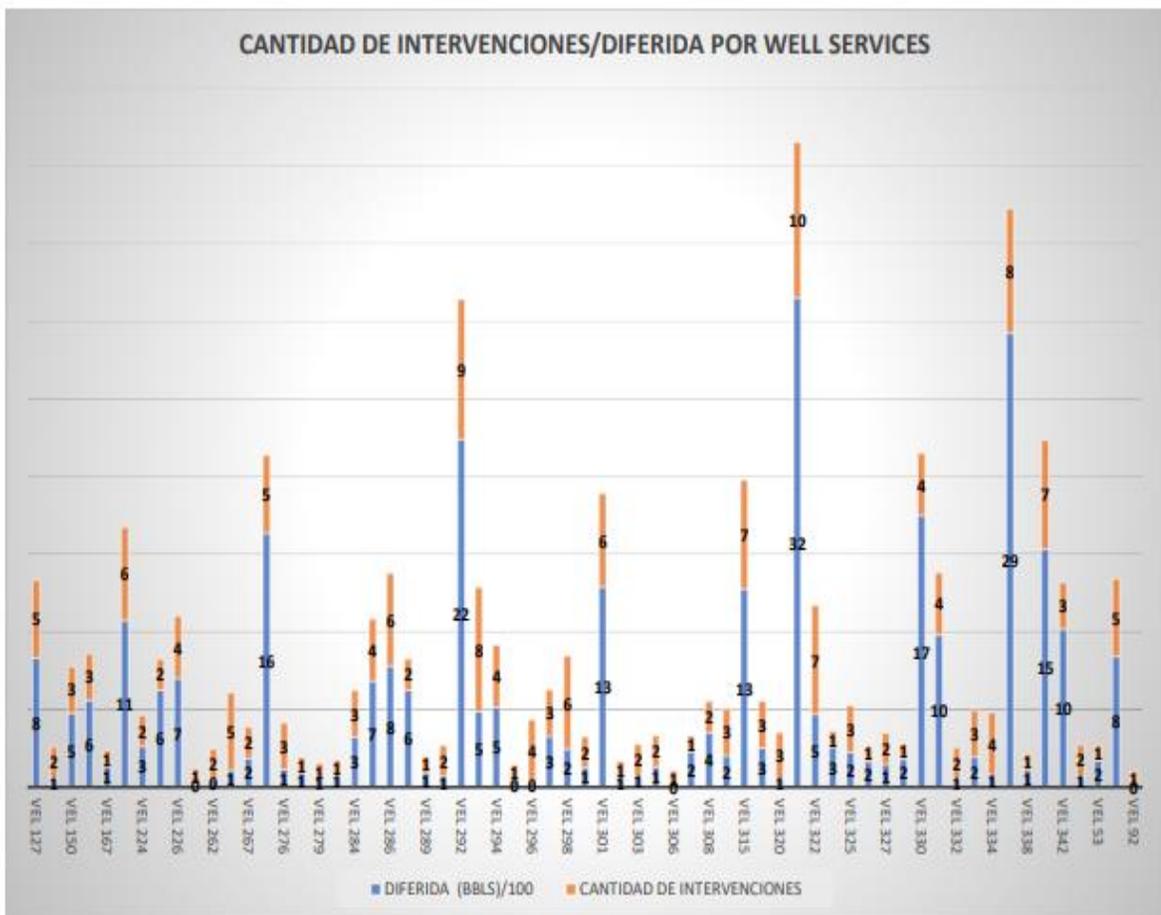
Tabla 10

Pozos preseleccionados para el análisis técnico-económico

POZO	CANTIDAD DE INTERVENCIONES	DIFERIDA (bbls)	% SOBRE LA DIFERIDA TOTAL
VEL 321-POZO 1	10	3152	10%
VEL 336-POZO 2	8	2924	9%
VEL 292-POZO 3	9	2240	7%
VEL 330-POZO 4	4	1749	5%
VEL 268- POZO 5	5	1635	5%
TOTAL	36	11700	37%

Figura 28

Análisis estadístico de la diferida por Well Services vs intervenciones por pozo



El control de la frecuencia de falla de los pozos preseleccionados, podría reducir el 37 % de la diferida generada en los últimos 3 años y si la extrapolación de las estrategias implementadas en estos pozos, a los que presenten características similares, podría mitigar considerablemente la diferida del campo por Well Services.

Figura 29

porcentaje de diferida de los pozos candidato.



3.1. Análisis de los pozos preseleccionados

Con base en la información recopilada en las intervenciones realizadas a los pozos preseleccionados, se han analizado las diferentes fallas presentadas en los componentes de subsuelo, diferida y profundidad, para finalmente escoger 2 pozos candidato.

3.1.1. Histórico de falla pozo 1.

El pozo 1 posee un potencial de producción de 112 (BOPD), durante los 2,5 años de análisis, registró 1 falla en el año 2019 y en los años 2020 y 2021 se caracterizó por presentar una falla cada 34 días promedio. La mayoría de las fallas registradas en este pozo han sido por varilla partida, donde de 10 intervenciones 9 han sido por esta causa.

Figura 30

Distribución de falla pozo 1



A continuación, se relacionan las profundidades de cada una de las fallas.

Tabla 11

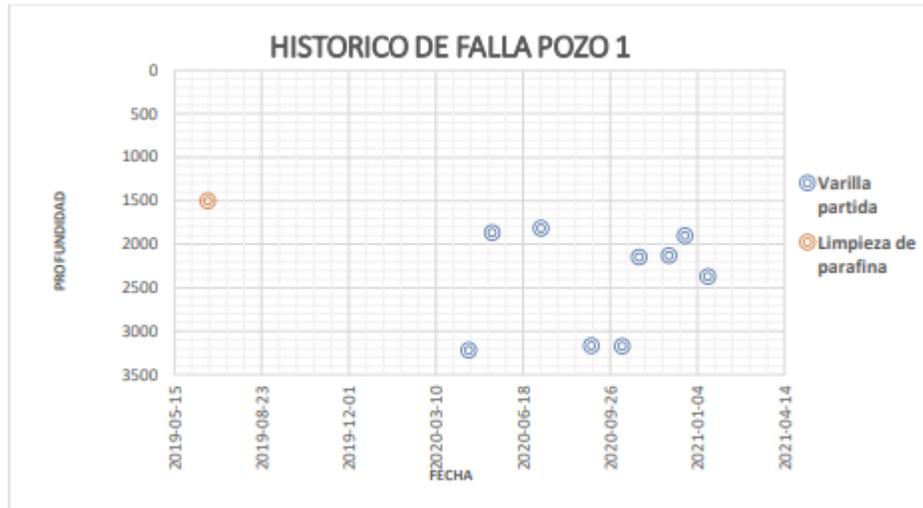
histórico de falla Pozo 1

Fecha	Frecuencia	Tipo de servicio	Profundidad (ft)
2019-06-22	0	Limpieza de parafina	1506
2020-04-16	299	Varilla partida	3222
2020-05-13	27	Varilla partida	1872
2020-07-08	56	Varilla partida	1818
2020-09-04	58	Varilla partida	3168
2020-10-09	35	Varilla partida	3177
2020-10-29	20	Varilla partida	2152
2020-12-02	34	Varilla partida	2131
2020-12-20	18	Varilla partida	1906
2021-01-16	27	Varilla partida	2375

El análisis de los datos recopilados de este pozo permite concluir que hay un intervalo de falla marcado entre 1818 ft y 3222 ft de profundidad. (Ver figura 31)

Figura 31

Histórico de falla Pozo 1

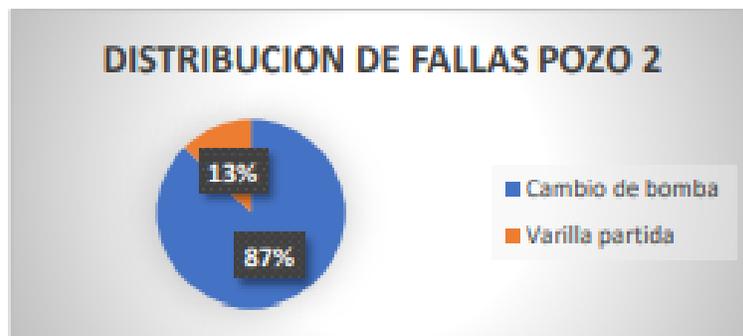


3.1.2. Histórico de fallas Pozo 2.

El pozo 2 posee un potencial de producción de 97 (BOPD), durante los 2,5 años de análisis, se registraron 8 fallas presentando una falla cada 113 días promedio. La mayoría de las fallas registradas en este pozo han sido por cambio de bomba, donde de 10 intervenciones 9 han sido por esta causa.

Figura 32

Distribución de falla pozo 2



A continuación, se relacionan cada una de las profundidades de falla:

Tabla 12

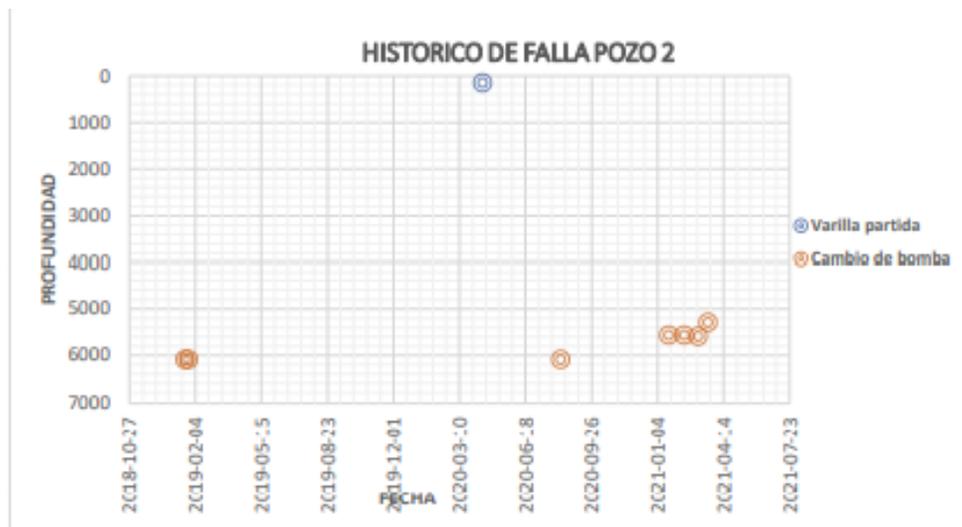
Histórico de falla pozo 2

Fecha	Frecuencia	Tipo de servicio	Profundidad (ft)
2019-01-19	0	Cambio de bomba	6090
2019-01-24	5	Cambio de bomba	6090
2020-04-14	446	Varilla partida	150
2020-08-10	118	Cambio de bomba	6090
2021-01-21	164	Cambio de bomba	5569
2021-02-13	23	Cambio de bomba	5569
2021-03-06	21	Cambio de bomba	5600
2021-03-21	15	Cambio de bomba	5299

El análisis de la información recopilada para este pozo permite identificar que se ha cambiado el “intake” de la bomba, posiblemente por variaciones en el nivel del pozo. (ver figura 33).

Figura 33

Histórico de falla pozo 2



3.1.3. Histórico de falla Pozo 3.

El pozo 3 posee un potencial de producción de 80 (BOPD), durante los 2,5 años de análisis se registraron 9 fallas, presentando una falla cada 71 días promedio. La mayoría de las

fallas presentadas en este pozo han sido por tubería rota, donde de 7 intervenciones 2 han sido por esta causa.

Figura 34

Distribución de falla pozo 3



A continuación, se relacionan cada de una de las profundidades de falla:

Tabla 13

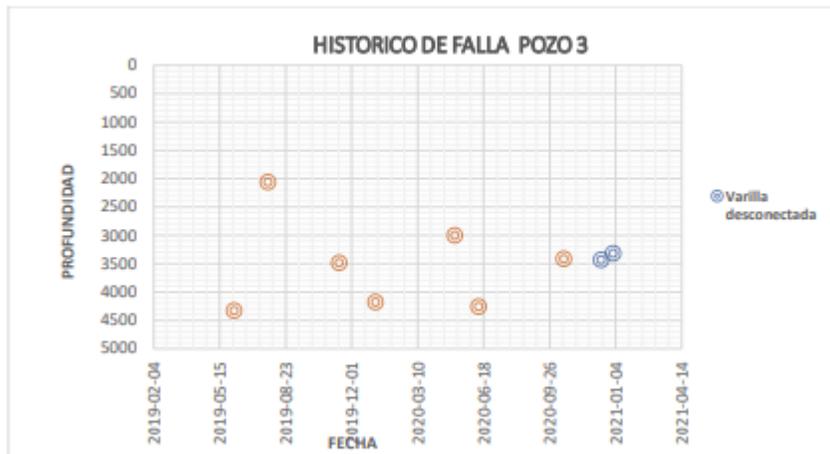
Histórico de falla pozo 3

Fecha	Frecuencia	Tipo de servicio	Profundidad (ft)
2019-06-05	0	Tubería rota	4335
2019-07-27	51.5	Tubería rota	2063
2019-11-12	107.7	Tubería rota	3486
2020-01-06	55.3	Tubería rota	4181
2020-05-05	120.0	Tubería rota	3006
2020-06-10	36.4	Tubería rota	4258
2020-10-17	128.6	Tubería rota	3419
2020-12-13	57.0	Varilla desconectada	3440
2020-12-31	18.0	Varilla desconectada	3320

El análisis de la información recopilada de este pozo permite identificar que las fallas por tubería rota se encuentran ubicadas entre 2063 ft y 4335 ft de profundidad. (Ver figura 35).

Figura 35

Histórico de falla pozo 3



3.1.4. Histórico de falla pozo 4.

El pozo 4 posee un potencial de producción de 139 (BOPD), durante los 2,5 años de análisis se registraron 4 fallas, presentando 1 falla cada 116 días promedio. La mayoría de las fallas presentadas en este pozo han sido por varilla partida, donde de 4 intervenciones 3 han sido por esta causa.

Figura 36

Distribución de falla pozo 4



A continuación, se relacionan cada de una de las profundidades de falla:

Tabla 14

Histórico de falla pozo 4

Fecha	Frecuencia	Tipo de servicio	Profundidad (ft)
2019-12-11	0.0	Cambio de bomba	5214
2020-07-05	207.2	Varilla partida	1592
2020-09-14	71.4	Varilla partida	1992
2020-11-25	71.8	Varilla partida	1226

El análisis de la información recopilada para este pozo permite concluir que las fallas por varilla partida se encuentran ubicadas entre 1592 ft y 1226 ft de profundidad. (ver figura 37)

Figura 37

Histórico de falla pozo 4

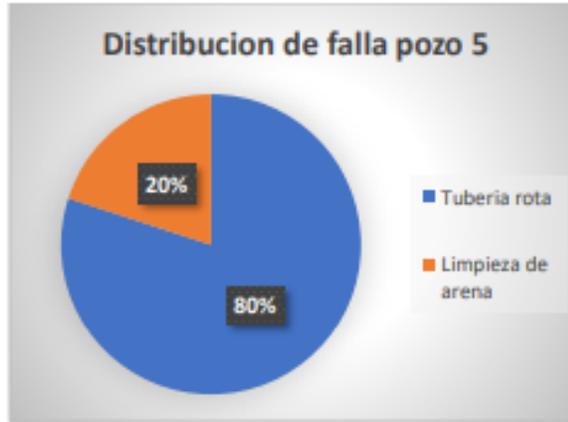


3.1.5. Histórico de falla pozo 5.

El pozo 5 posee un potencial de producción de 73 (BOPD), durante los 2,5 años de análisis se registraron 5 fallas, presentando una falla cada 178 días promedio. La mayoría de las fallas presentadas en este pozo han sido por tubería rota, donde de 5 intervenciones 4 han sido por esta causa.

Figura 38

Distribución de falla pozo 5



A continuación, se relacionan cada una de las profundidades de falla.

Tabla 15

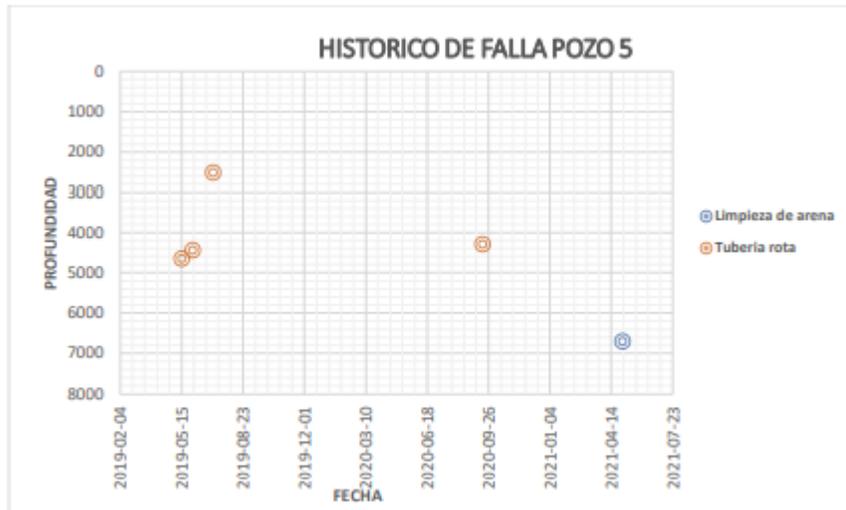
Histórico de falla pozo 5

Fecha	Frecuencia	Tipo de servicio	Profundidad (ft)
2019-05-15	0.0	Tubería rota	4650
2019-06-02	18.2	Tubería rota	4447
2019-07-05	33.2	Tubería rota	2512
2020-09-16	438.7	Tubería rota	4300
2021-05-02	228.2	Limpieza de arena	6704

El análisis de la información recopilada para este pozo permite identificar que las fallas por varilla partida se encuentran ubicadas entre 2512 ft y 4650 ft de profundidad. (Ver figura 39).

Figura 39

Histórico de falla pozo 5



3.2.Pozos candidato

El análisis realizado a los pozos preseleccionados permite concluir que los componentes con mayor frecuencia de falla son la varilla partida y la tubería rota, para el desarrollo de la monografía fueron seleccionados 2 pozos, en los cuales se presentan fallas de estos componentes y representan un aporte considerable a la diferida del campo.

Figura 40

Distribución de falla por varilla partida de los pozos preseleccionados

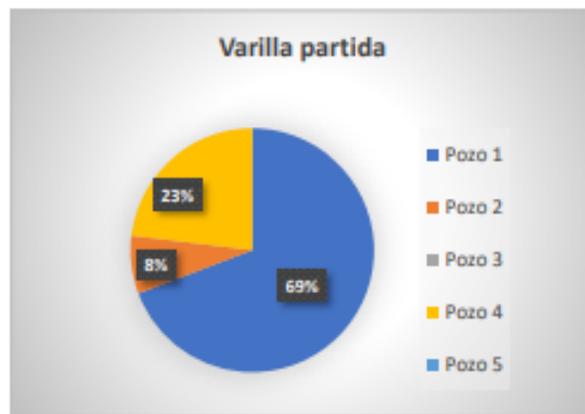
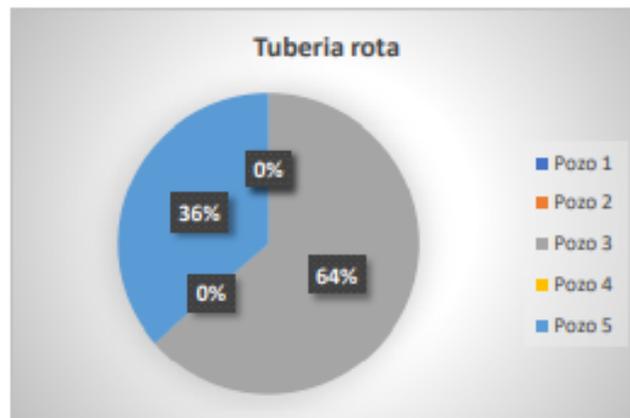


Figura 41

Distribución de falla por tubería rota de los pozos preseleccionados



De acuerdo con las distribuciones de falla expuestas en la figura 56 y 57 los pozos candidatos serían el pozo 1 y pozo 3.

4. Análisis de los pozos candidato

Durante el desarrollo de esta sección se ha realizado un análisis específico de los pozos candidato, para identificar la causa raíz de la falla predominante, los trabajos realizados por la operadora para mitigar estas fallas y un análisis técnico económico de la tecnología seleccionada para reducir las fallas del pozo.

4.1. Análisis de falla pozo 1

Las fallas por varilla partida o tubería rota pueden ser atribuidas a los siguientes factores: Coeficiente de fricción del área de desgaste (coeficiente de rugosidad), fuerzas laterales, área expuesta de desgaste y la dureza de la superficie desgastada, la combinación de estos factores aumenta la tasa de desgaste (volumen de material perdido por día) sobre un área específica. Las causas comunes para presentar estos factores son las siguientes: Abrasión: No se presenta

abrasión sobre las varillas partidas y el pozo no presenta aportes considerables de arena o sólidos, por lo tanto, se descarta esta causa. Corrosión: No se registra corrosión sobre las varillas partidas, adicionalmente los estudios fisicoquímicos realizados al crudo producido no registran presencia de H₂S. Fricción: Se presenta desgaste por fricción entre la varilla y la tubería, provocando pérdida de material en la zona de contacto y finalmente una ruptura de varilla. Las fallas se han presentado en zonas cercanas al pin de la varilla.

Figura 42

Muestras de varilla partida pozo 1



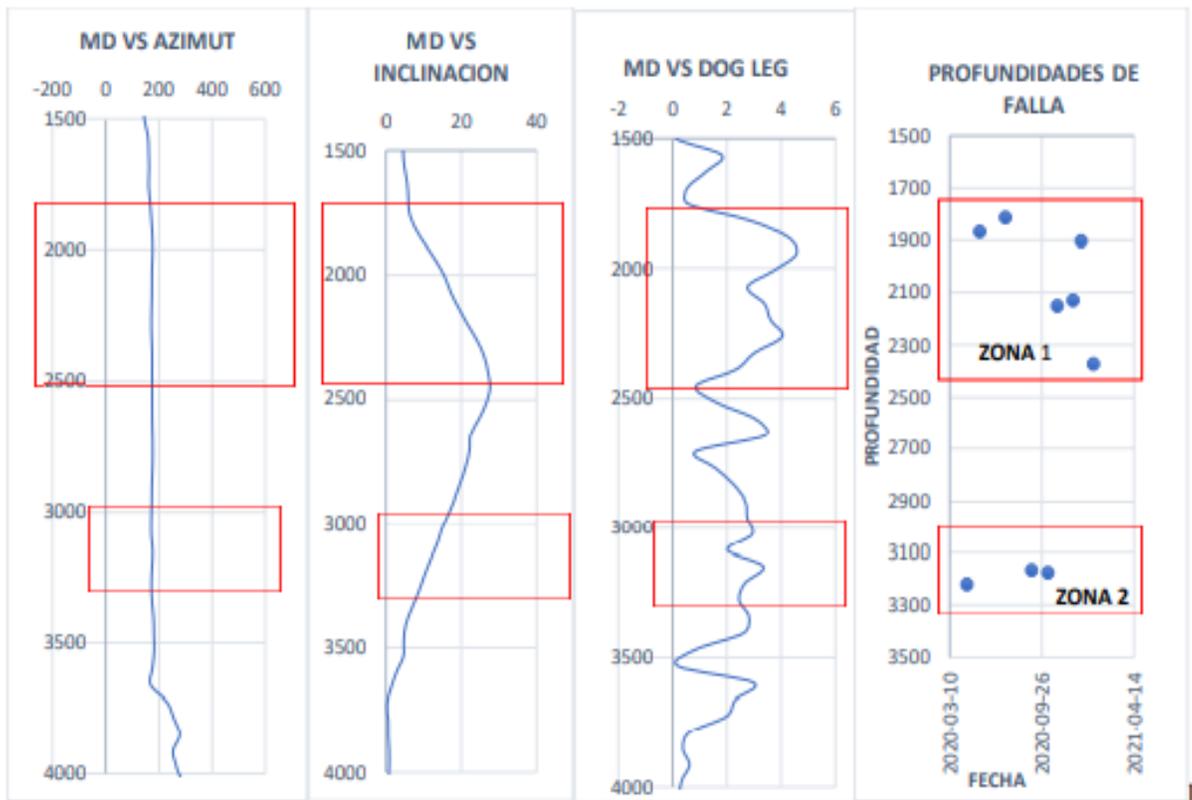
Nota. Varillas salientes del pozo 1, foto tomada por el autor.

El análisis de los “surveys” del pozo 1 tipo “S” vs el intervalo (1818 ft-3222 ft) de profundidades de las varillas partidas, permite concluir que hay 2 zonas donde se registran variaciones considerables en la inclinación del pozo y por lo tanto en la tortuosidad o dogleg. La zona 1 ubicada en la fase de construcción del pozo, desde 500 ft hasta 2452 ft donde alcanza una

inclinación de 27.62 grados, en esta parte se han registrado 6 fallas por varilla partida (1818 ft-2375 ft) y la zona 2 ubicada en la fase de reducción de ángulo, desde 2452 ft hasta 3724 ft donde el pozo alcanza la verticalidad, en esta zona se han registrado 3 fallas por varilla partida (3168 ft-3222 ft) (Ver figura 43)

Figura 43

Análisis de falla por perfil direccional pozo 1



4.1.1. Trabajos realizados para mitigar la falla.

La operadora ha intentado reducir el índice de falla, instalando centralización que evite el contacto directo entre la varilla y la tubería, en las zonas donde se registran elevados dog legs. A continuación, los tipos de centralizadores utilizados:

Centralizadores tipo roto bear: Este tipo de centralizadores son ubicados entre las conexiones de varilla reemplazando los cuellos, estos no tuvieron éxito, ya que el material de fabricación no fue el adecuado, por lo tanto, se convirtieron en el punto débil de la sarta de varilla, generando rupturas en los puntos donde el pozo presentaba elevados dog legs.

Figura 44

Centralizador roto bear



Nota. Centralizador recuperado del pozo 1. Foto tomada por el autor.

Centralizadores tipo rod guide: este tipo de centralizadores, está ubicado sobre el cuerpo de la varilla logrando buenos resultados a bajas velocidades, pero cuando se trabajaba en altas velocidades, estos se partían provocando la parada del pozo. De acuerdo a los análisis realizados en campo, estos centralizadores no fueron fabricados con el material adecuado para resistir las condiciones de operación en cuanto a rigidez e impacto.

Figura 45

Centralizador rod guide



Nota. Tomado de plataforma online Alibaba

4.1.2. Opciones de mejora.

El análisis técnico de las diferentes opciones de mejora se ha realizado simulando el comportamiento del pozo en el software PC-PUMPS de Cefer y en base a los resultados del software se evalúa el rendimiento de cada de una de las tecnologías. Primero los “surveys” del pozo 1 son cargados, ingresando la profundidad medida, inclinación y azimut con esta información el software termina de realizar los cálculos del perfil direccional del pozo.

Figura 46

Surveys pozo 1

PC-PUMP (Simulacion Vel 321.pcp*)

File Edit View Tools Help

Wellbore Geometry Equipment Configuration Fluid Properties Operating Conditions Options Analysis Results Auxiliary Analysis

Kelly Bushing Offset: 509.35 ft

Well Design Import Export

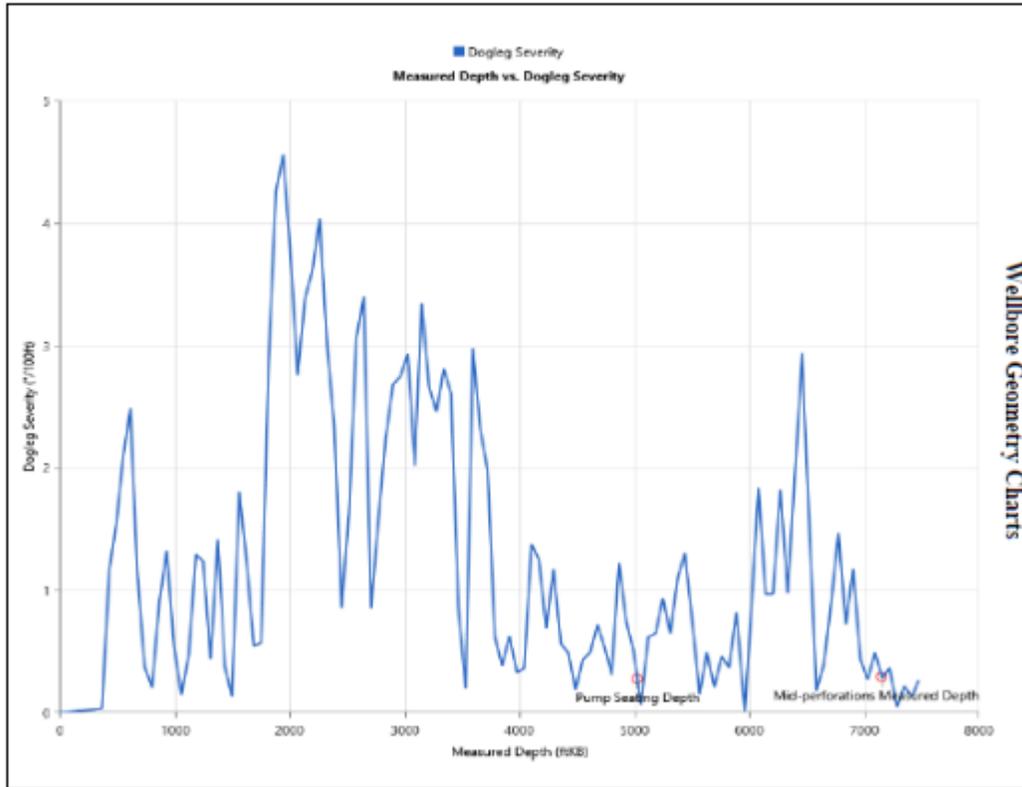
Table Charts Summary 3-D Wellbore Geometry

Stn #	Measured Depth (FKB)	Hole Angle (°)	Azimuth (°)	Dogleg Severity			Hole Angle Change (°/100ft)	Vertical Depth (ft)	Horizontal Distance (ft)	Latitude (ft)	Departure (ft)	Vertical Section (ft)
				Overall (°/100ft)	Vertical (°/100ft)	Plan (°/100ft)						
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	368.00	0.13	143.55	0.04	0.04	0.00	0.04	368.00	0.42	-0.34	0.25	0.38
3	431.00	0.85	116.42	1.17	1.14	0.25	1.14	431.00	0.93	-0.60	0.71	0.75
4	491.00	1.77	112.48	1.54	1.53	0.14	1.53	490.98	2.28	-1.15	1.96	1.57
5	552.00	3.05	112.48	2.10	2.10	0.00	2.10	551.93	4.83	-2.13	4.33	3.07
6	613.00	4.48	104.62	2.49	2.34	0.83	2.34	612.79	8.80	-3.36	8.14	5.13
7	673.00	4.90	97.95	1.15	0.70	0.91	0.70	672.59	13.64	-4.30	12.94	7.14
8	737.00	5.05	95.80	0.37	0.23	0.29	0.23	736.35	19.11	-4.96	18.45	9.05
9	801.00	5.04	94.31	0.21	0.02	0.20	-0.02	800.10	24.67	-5.46	24.06	10.81
10	865.00	5.30	100.09	0.91	0.41	0.81	0.41	863.84	30.41	-6.19	29.77	12.83
11	929.00	5.41	109.09	1.32	0.17	1.31	0.17	927.56	36.36	-7.69	35.53	15.61
12	992.00	5.59	112.08	0.54	0.29	0.45	0.29	990.27	42.34	-9.82	41.18	18.96
13	1056.00	5.57	113.01	0.14	0.03	0.14	-0.03	1053.97	48.49	-12.21	46.93	22.60
14	1120.00	5.61	116.09	0.47	0.06	0.47	0.06	1117.67	54.64	-14.79	52.60	26.42
15	1183.00	5.51	124.43	1.29	0.16	1.28	-0.16	1180.37	60.55	-17.86	57.86	30.60
16	1246.00	5.50	132.54	1.23	0.02	1.23	-0.02	1243.08	66.21	-21.61	62.58	35.33
17	1309.00	5.40	136.34	0.44	0.16	0.41	0.16	1306.00	71.60	-25.36	66.80	40.36

Nota. Tomado de TECHNOLOGIES , C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3)

Figura 47

Grafica de la geometría del pozo 1



Nota. Tomado de TECHNOLOGIES , C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Segundo: la información de los equipos de superficie, propiedades del fluido a producir y las condiciones de operación del pozo son cargadas en el software (ver figura 46, 47 y 48).

Figura 48

Equipos de fondo y superficie pozo 1

The screenshot displays the PC-PUMP software interface with the following sections:

- Artificial Lift Type:** PCP (selected), ESPCP.
- Surface Drive Equipment:**
 - Description:
 - Drivehead: NETZSCH Oilfield Products (NOH000DH33)
 - Electric Motor: 50.0 hp (1200.0 RPM)
- Tubulars:**

Type	Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
Production casing	0.0	7474.0	7.000 in x 25.00 lbs/ft
Tubing	0.0	4992.8	API EUE-2.875 in x 6.50 lbs/ft, No Liner
- Rod String:**

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Number of Rods	Description
-7.2	4992.8	200	Standard, CX-Alberta Oil Tool, 1.000 in, Grade 97, API Slimhole (Std 1in x 2-7/8in x 4in), <No Guides>
- 3D Diagram:** Shows a vertical wellbore with surface equipment (drivehead and motor) and subsurface components (pump, tubing, and rod string). Key depth markers are:
 - Pump Seating Measured Depth: 5,029.00 ftKB
 - Mid-perforations Measured Depth: 7,157.00 ftKB
- Pump Details:**
 - Description: NETZSCH Oilfield Products (NTZ 400*240ST33 (SH))
 - Pump Displacement: 2.195 bbl/D/RPM
 - Pressure: 3480.9 psi
 - Pump Friction Torque: 60 ft-lbs
 - Pump Volumetric Efficiency: Calculated

Nota. TECHNOLOGIES , C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Figura 49

Propiedades del fluido y parámetros de operación del Pozo 1

The screenshot displays the PC-PUMP software interface for Well 1. It is divided into two main sections: Fluid Properties and Operating Information.

Fluid Properties Section:

- Fluid Type:** Single Phase (unselected), Multi-phase (selected).
- General Properties:**
 - Oil API Gravity: 23.10 °API
 - Water Salinity: 5,000.00 ppm
 - BS&W Content: 50.70 %
 - Gas Specific Gravity: 0.70
- Producing GOR/GLR:**
 - Producing GOR: 62.00 scf/STB (selected)
 - Producing GLR: 30.57 scf/STB
- Free Gas Separation:**
 - Calculate Free Gas Separation to Annulus (selected)
 - Specify Free Gas Separation to Annulus (unselected)
 - Intake Above Perforations: 40.00 %
 - Intake Below Perforations: 100.00 %
- Fluid Viscosity:**
 - Calculate Total Fluid Viscosity (selected)
 - Use Advanced Viscosity (unselected) with a 'Specify...' button.

Operating Information Section:

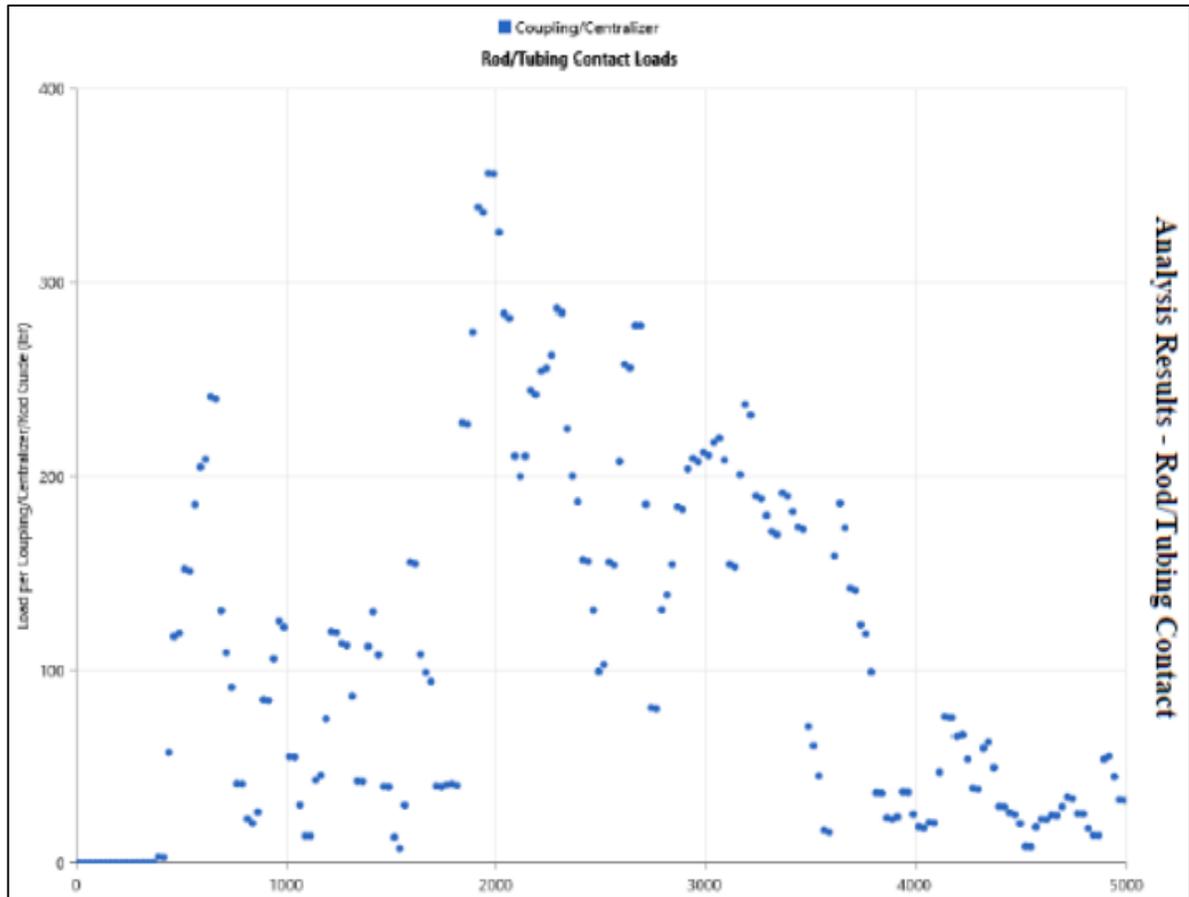
- Produced Fluid Flow Rate (surface):** 227.00 bbls/D (selected)
- Pump Speed:** 138.31 RPM
- Motor Operating Frequency:** 60.00 Hz
- Fluid Level:** 4,706.00 ftKB
- Submergence:** 323.00 MD ftKB (selected)
- Bottomhole Pressure:** 927.64 psi
- Surface Pressure Information:**
 - Tubing Head Pressure: 60.00 psi
 - Casing Head Pressure: 0.00 psi
- Temperature Information:**
 - Specify Temperature (selected)
 - Bottomhole Temperature: 125.00 °F
 - Temperature Gradient: 0.57 °F/100ft
 - Flowing Wellhead Temperature: 85.00 °F
 - Specify Temperature Profile (unselected) with a 'Specify...' button.

Nota. Tomado de TECHNOLOGIES , C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

La evaluación cada una de las opciones de mejora propuesta, se ha realizado ajustando los tipos de varillas o centralización en el software, lo primero es analizar las cargas a las que se encuentra sometido el pozo con la varilla actual y sin ningún tipo de centralización. El análisis de la simulación realizada con una sarta de varilla de 1”x 25 ft grado 97 API con cuellos “Slim hole”, permite concluir que el pozo 1 está presentando cargas de contacto entre la varilla y la tubería de hasta 330 lbf, estas zonas de contacto generan desgaste en las paredes internas de la tubería, al igual que en la sarta de varilla. La vida útil proyectada por el software para la tubería es de 100 días, ver figura 51

Figura 50

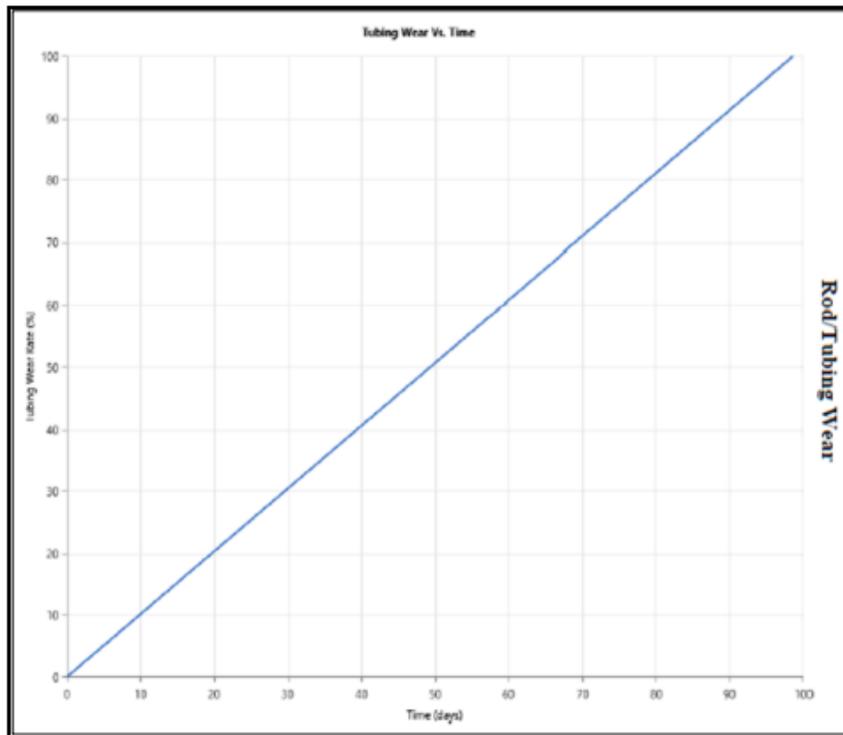
Cargas de contacto entre la varilla sin centralización y la tubería pozo 1



Nota. Tomado de TECHNOLOGIES , C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Figura 51

Desgaste de la tubería vs tiempo (varilla sin centralización) pozo 1

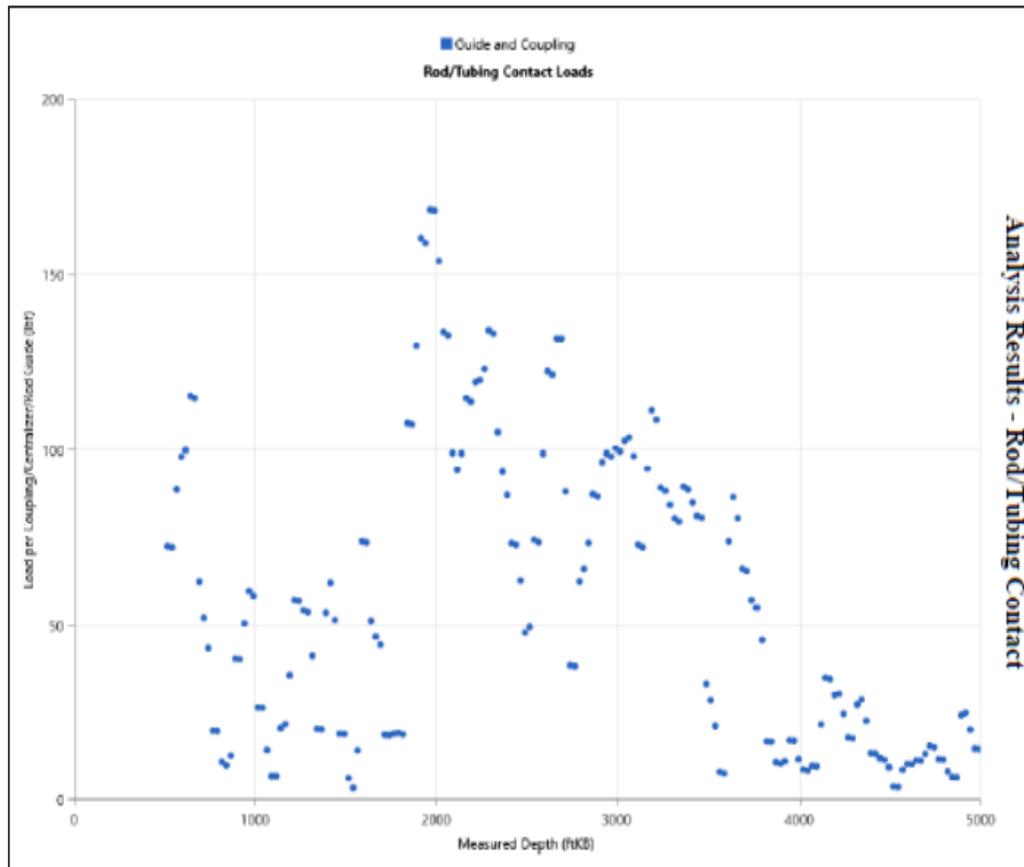


Nota. TECHNOLOGIES , C.-F. (2019). PC-PUMP ® (N° de versión V 3.7.3).

Centralizadores de mayor resistencia: la operadora ha corrido varios tipos de centralizadores y ha hecho varios diseños de centralización sin éxito, ya que solo prolongo unos días la vida útil de la varilla para terminar en una ruptura de la misma. El análisis del resultado de la simulación con la centralización utilizada en el pozo durante su operación, permite inferir que hay una disminución de las cargas de contacto entre la varilla y la tubería de 330 lbf a 158 lbf, comparado con la varilla sin centralización, adicionalmente se incrementa la vida útil de la tubería de 100 a 195 días. (Ver figura 52 y 53). No sería viable continuar evaluando diferentes tipos de centralización, ya que en la práctica no han sido útil dada la tortuosidad del pozo en las zonas de construcción y reducción de Angulo.

Figura 52

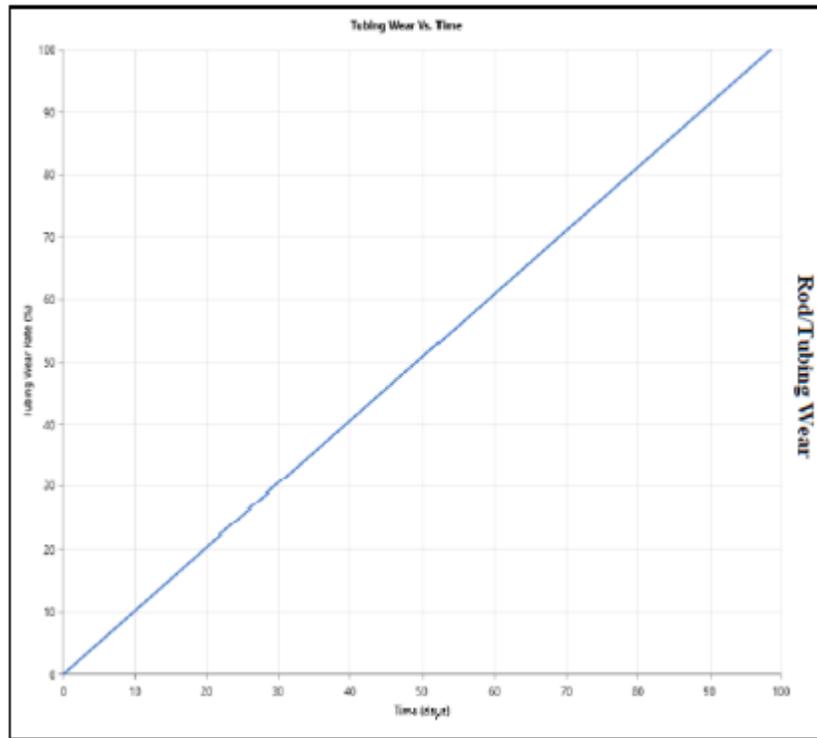
Cargas de contacto entre la varilla con centralización y la tubería pozo 1



Nota. Tomado de TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Figura 53

Desgaste de la tubería vs tiempo (varilla centralizada) pozo 1

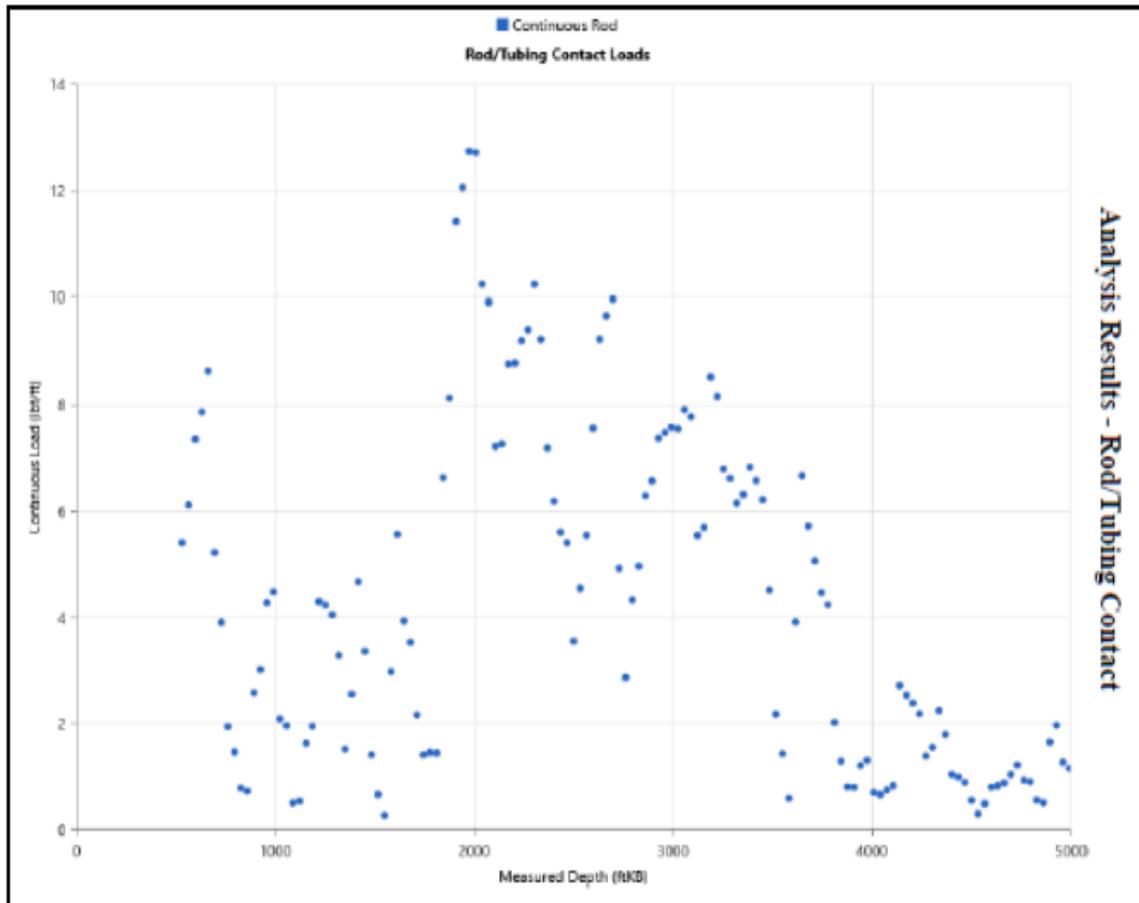


Nota. Tomado de TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Varilla continua: la varilla continua reduce las zonas de contacto, debido a que no tendría couplings que sobre salgan en la sarta de varilla, la simulación del comportamiento de una sarta de varilla continua de 1”, permite registrar una reducción considerable de las cargas de contacto entre la varilla y la tubería de 330 lbf a 13 lbf, comparado con la sarta de varilla discontinua de 1”, adicionalmente la vida útil de la tubería se aumentaría de 100 días a 7620 días (Ver figura 54 y 55). Esta opción es viable desde el punto de vista técnico, pero no desde el punto de vista económico, ya que las operaciones de workover y well services son realizadas por equipos que pertenecen a la operadora y estos no están adecuados para correr este tipo de varillas.

Figura 54

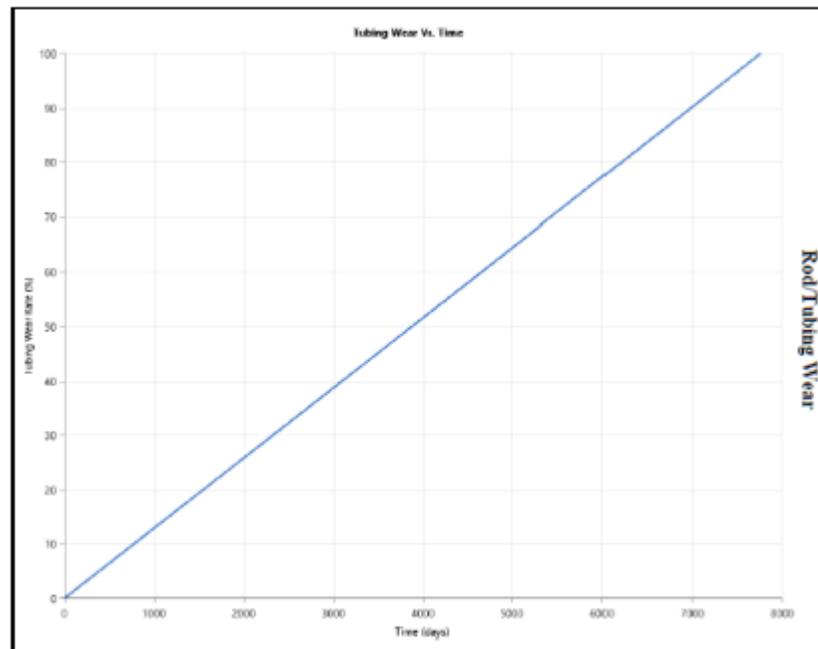
Cargas de contacto entre la varilla continua y la tubería pozo 1



Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Figura 55

Desgaste de la tubería vs tiempo (varilla continua) pozo 1

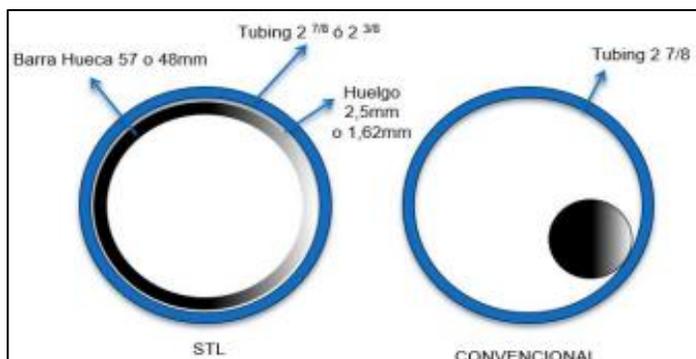


Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Sistema de transmisión lubricado de varilla: el sistema de transmisión lubricado es una variación del sistema convencional de levantamiento artificial PCP, el cual consiste en cambiar las varillas convencionales por varillas huecas, estas van a girar dentro de la tubería separadas por un fluido de lubricación que permite reducir los puntos de contacto en zonas de alta tortuosidad. (Ver figura 56).

Figura 56

Comparación Sistema lubricado de varilla vs varilla convencional

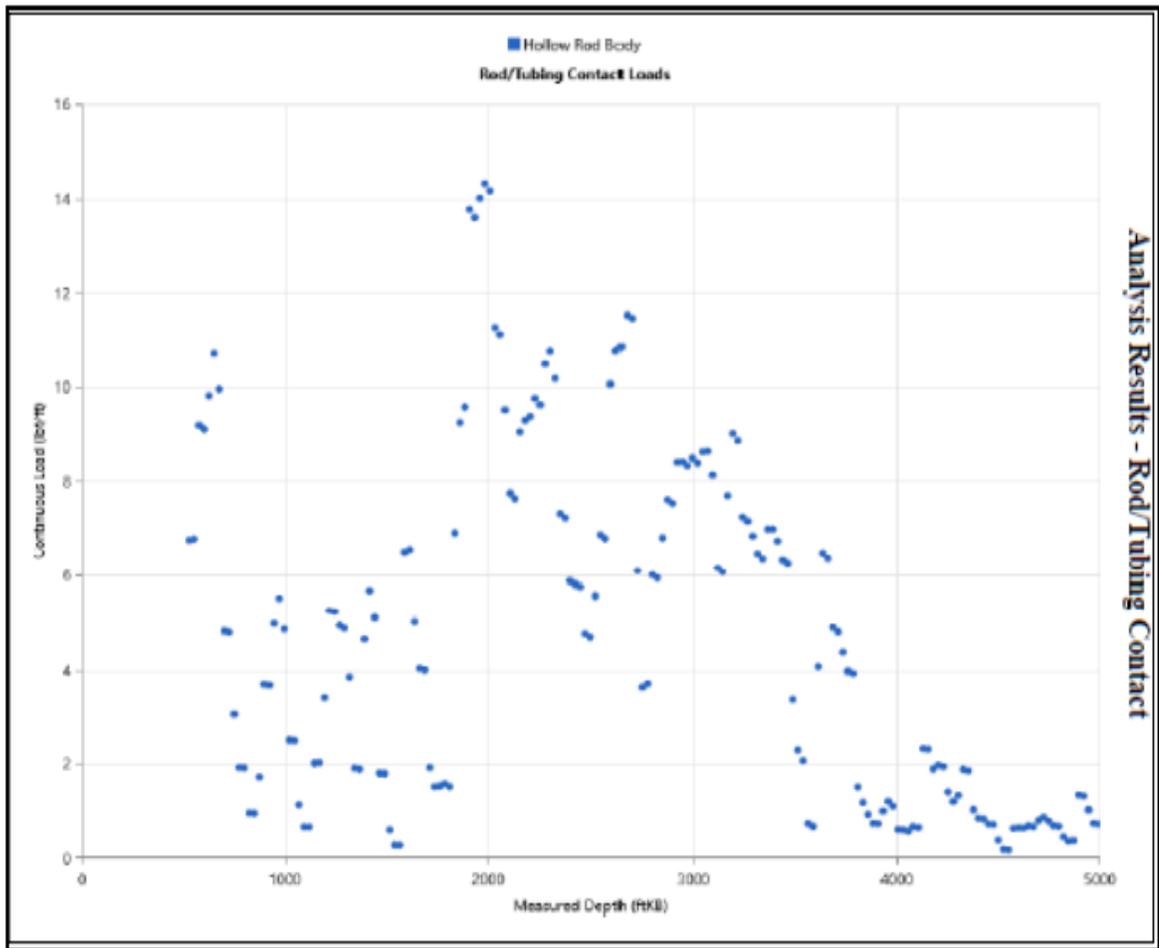


Nota. Tomado de pumps STL presentations, (slide 12), Netzsch, 2018

El software permite simular el comportamiento de una sarta de varilla hueca con similares características a la usada en el sistema STL, por lo tanto, se ha seleccionado una varilla Tenaris, ID: 1.732 in, OD 2.244 in, no upset, grado 576 SECLI31GR125. La interpretación de los resultados de la simulación permite registrar una reducción significativa de las cargas de contacto entre la varilla y la tubería de 330 lbf a 14 lbf, comparado con la sarta de varilla discontinua de 1", adicionalmente la vida útil de la tubería aumentaría de 100 días a 6755 días (Ver figura 57 y 58). De acuerdo a la simulación esta sería la opción de mejora seleccionada para reducir las fallas por varilla partida.

Figura 57

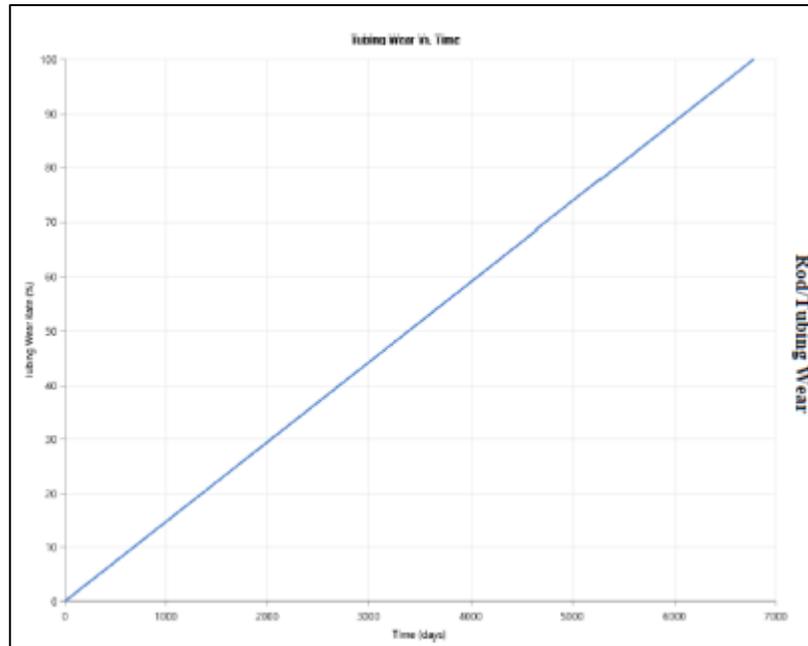
Cargas de contacto entre la varilla hueca y la tubería pozo 1



Nota. TECHNOLOGIES , C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3)

Figura 58

Desgaste de la tubería vs tiempo (varilla hueca) pozo 1



Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

4.1.3. Análisis económico sistema lubricado de varilla (STL).

La evaluación económica de la opción de mejora está basada en una comparación del sistema actual y la implementación del sistema STL, para cada uno de los sistemas se han realizado los cálculos de los ingresos, egresos e indicadores económicos. Durante el desarrollo de este análisis se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones: Proyección del precio del crudo y producción, 5 años de tiempo de evaluación del proyecto, 5 años de vida útil para la sarta de tubería o sarta de varilla, la proyección para los próximos 5 años del costo del barril ya penalizado y la producción de acuerdo a la declinación anual del pozo. El precio del crudo está basado en el pronóstico de venta, previsto por el departamento de producción, restándole 5 USD de penalización para venta.

Tabla 16

Proyección de producción y precio del crudo para venta

Año	2021	2022	2023	2024	2025
Producción (BOPD)	112	98.6	86.7	76.3	67.2
Precio Barril crudo penalizado para venta (USD)	66	69	77	75	80

Consideraciones sistema convencional: De acuerdo con el análisis estadístico e histórico realizado al campo y al pozo 1, las siguientes consideraciones se han tenido en cuenta en el caso que el sistema convencional continúe operando durante los 5 años de evaluación.

Tabla 17

Consideraciones pozo 1 sistema convencional

POZO 1 SISTEMA CONVENCIONAL	
Frecuencia de falla promedio (días)	62
Tiempo promedio por intervención (días)	2.5
Tiempo promedio en espera de servicio (días)	3
Cantidad de intervenciones al año	6
Total de tiempo por intervención anual (días)	15
Total tiempo perdido de producción Anualmente (días)	33
Total de días de producción anual (días)	332

Nota. Análisis estadístico del campo estudio

Consideraciones sistema STL: las consideraciones para el sistema lubricado de varilla fueron basadas en el comportamiento del sistema en otros campos, por esta razón se han contemplado las siguientes consideraciones, las cuales son constantes durante el tiempo de evaluación:

Tabla 18

Consideraciones pozo 1 sistema STL

POZO 1 SISTEMA STL	
Tiempo de 1 intervención (días)	3
Tiempo promedio en espera de servicio (días)	3
cantidad de intervenciones anuales	1
Total, tiempo perdido de producción anual (días)	6.00
Total, días de producción anual (días)	359.00

Nota. Análisis estadístico del campo estudio

Consideraciones cálculo de egresos: el cálculo de egresos ha involucrado a nivel global los costos de levantamiento, tratamiento y transporte, adicionalmente de una manera específica los costos anuales de las intervenciones, las cuales son constantes durante el tiempo de evaluación.

Tabla 19

Consideraciones egresos globales para los dos sistemas pozo 1

Consideraciones Globales para egresos	
Porcentaje de regalías	0
Impuesto renta	32%
Lifting cost (USD/BBL)	9
Costo de tratamiento (USD/BBL)	4
Costo de transporte (USD/BBL)	5
Total Costos por barril producido (USD/BBL)	18

Nota. Costos de producción del campo estudio

Es importante resaltar que la operadora no está pagando el porcentaje de regalías ya que el campo administrado es privado.

Tabla 20

Costo anual por Well Services sistema convencional pozo 1

<u>Costo por Well Services anual sistema convencional</u>	
Cantidad de intervenciones al año	6
Cantidad de varilla cambiada anual	60
Cantidad de estatores cambiados por intervenciones de varilla partida	1
Cantidad de días por Well Services anual	15
Costo total de las intervenciones (USD)	82500
Costo total de la varilla cambiada (USD)	3300
Costo total de estatores cambiados (USD)	15000
Costo total por Well Services anual (USD)	100800

Nota. Análisis de costos campo estudio

Tabla 21

Costo anual por Well Services sistema STL pozo 1

<u>Costo intervención anual sistema STL</u>	
Cantidad de intervenciones	1
Cantidad de varillas cambiadas	4
Costo total varillas cambiadas (USD)	920
Costo total por equipo de Well Services (USD)	16500
Costo total por Well Services anual (USD)	17420

el cálculo de egresos como ingresos tuvo presente los días en los cuales el pozo está produciendo anualmente, estos son obtenidos de la sustracción de los días en los que el pozo se encuentra esperando intervención y en “Well Services”.

Tabla 22 *Días de producción anual para los dos sistemas pozo 1*

Sistema	Días de producción anual
Convencional	332
STL	359

En el primer año de evaluación del sistema STL, incluye el costo de las herramientas de subsuelo y superficie necesarias para asegurar la operación de este en los próximos 5 años, a continuación, se relacionan los costos:

Tabla 23

Costos de las herramientas de subsuelo y superficie para el STL pozo 1

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO (USD)	VALOR TOTAL (USD)
Cabezal De Rotación Para Sistema PCP para Barra Lisa Hollow Rod 486, Torque: 2000 Nm, Potencia: 75 Hp, Carga: 33000 LBS, Diámetro Polea: 800 MM, Conexión Inferior: 3-1/8 In 3000 Psi R31, Velocidad: 500 RPM, Temperatura: 50 C, Altura: 5.5 FT, Correas: 5V / 6EA, Freno: Mecánico Con Disco Y Pastilla Anti Bloqueo, y grapa para barra lisa hueca.	UN	1	28,882	28,882
Motor Eléctrico Tipo Inducción, Potencia: 75 HP, Voltaje: 440 / 220 V, Corriente De Armadura: 127 / 64 AMP, Rotación Máxima: 1180 RPM, Numero De Polos: 6p, Carcasa: 1d225m, Fases 3, Factor De Servicio 0.84, Tipo De Protección: IP55, Eficiencia: 92%, Aislamiento: F (155 C / 311 F), Servicio: S1, IEC60034/IEC60072	UN	1	28,882	28,882
Rotating joint (swivel) for diluent injection with nipple connection for hollow polished PCPRod	UN	2	2,627	5,255
Check valve HS 147 486 SEC NU LI-20 KPN 2212D-18	UN	2	1,082	2,164
Hollow rod chromed polished HS 147 486 SEC NU x 30 ft full length chrome.	UN	1	2,462	2,462
Hollow rod HS 147 486 SEC NU x 30 ft w/o guides. Out Side Diameter 1.9"; optimum torque 1,440 ft.lb - 1,450 ft.lb	UN	185	282	52,123
Hollow rod nipple HS 147 486 SEC NU LI-20	UN	200	131	26,124
Hollow rod slotted pup joint GR95 486 SEC NU 1.5 ft oversize	UN	2	329	657
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 10 ft w/o guides	UN	2	433	866
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 8 ft w/o guides	UN	2	386	773
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 6 ft w/o guides	UN	2	308	615
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 4 ft w/o guides	UN	2	261	522
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 2 ft w/o guides	UN	2	208	416
Hollow rod cross over HS 147 PIN 486 SEC LI x PIN 1T	UN	2	232	465
Hollow rod cross over HS 147 PIN 486 SEC LI-20 x BOX 1" API PR. Combination Crossover between API conventional thread and hollow rod thread.	UN	2	232	465
Bomba subsuelo tipo cavidades progresivas, desplazamiento: 2.5 bls/rpm min - 3.3 bls/rpm max, levantamiento: 6500 ft min - 8050 ft max, maximo diametro estator 4 in, conexion: 2-7/8 in min - 3-1/2 in max, elastomero: nbra (alto nitrilo), lobulo sencillo, rotor cromado, interferencia rotor-estator: estandar, incluye: extension superior, inferior, pin de paro	UN	1	13,382	13,382
Bomba dosificadora de inyección de alto caudal con cabeza de acero inoxidable de 80 GPD x 1000 PSI (motor 220 V) y contenedor de 250 GLS con visor para nivel y dosificación de producto, con dique de contención, accesorios, mangueras y tubing en acero inoxidable desde descarga de la bomba hasta el punto de aplicación con válvula cheque de alta presión 3000 psi	UN	1	4,636	4,636
Servicio tecnico para instalacion del sistema	DIA	5	135	673
TOTAL (USD)				140,481

Nota. Cotización Proveedor del campo estudio

Consideraciones para el cálculo de ingresos: el cálculo de ingresos tuvo presente las cantidades de días de producción anual, la tasa de producción proyectada anual y el precio de venta del crudo una vez penalizado (ver tabla 16 y 22).

4.2.Resultados del análisis económico

La implementación del sistema STL es viable económicamente, ya que permite incrementar la producción del pozo porque reduce las intervenciones con respecto al sistema convencional, adicionalmente los costos de inversión inicial y mantenimiento anual del sistema STL son mucho menores que el sistema convencional, por lo tanto, las ganancias de la compañía van a ser mayores como se ha registrado en los siguientes flujos de caja:

Tabla 24

Flujo de caja sistema convencional pozo 1

PCP CONVENCIONAL						
Año	Produccion anual BOPD	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Flujo neto (USD)	Impuesto renta (USD)	Ganancia compañía
2021	37184.0	\$ 2,454,144	\$ 770,112	\$ 1,684,032	\$ 538,890	\$ 1,145,142
2022	32721.9	\$ 2,257,812	\$ 689,795	\$ 1,568,018	\$ 501,766	\$ 1,066,252
2023	28795.3	\$ 2,217,237	\$ 619,115	\$ 1,598,122	\$ 511,399	\$ 1,086,723
2024	25339.9	\$ 1,900,489	\$ 556,917	\$ 1,343,572	\$ 429,943	\$ 913,629
2025	22299.1	\$ 1,783,926	\$ 502,183	\$ 1,281,742	\$ 410,158	\$ 871,585

Tabla 25

Flujo de caja sistema lubricado de varilla pozo 1

IMPLEMENTACION STL						
Año	Produccion anual BOPD	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Flujo neto (USD)	Impuesto renta	Ganancia compañía
2021	40208.0	\$ 2,653,728	\$ 881,645	\$ 1,772,083	\$ 567,067	\$ 1,205,016
2022	35383.0	\$ 2,441,430	\$ 654,315	\$ 1,787,115	\$ 571,877	\$ 1,215,238
2023	31137.1	\$ 2,397,555	\$ 577,887	\$ 1,819,667	\$ 582,294	\$ 1,237,374
2024	27400.6	\$ 2,055,047	\$ 510,631	\$ 1,544,416	\$ 494,213	\$ 1,050,203
2025	24112.6	\$ 1,929,004	\$ 451,446	\$ 1,477,558	\$ 472,819	\$ 1,004,740

Para el cálculo de los indicadores económicos la compañía operadora establece una tasa de oportunidad del 11.25 %. El análisis de los indicadores económicos termina de afirmar que el

sistema STL es la mejor opción para implementar en el pozo, ya que tiene una mayor tasa interna de retorno al igual que una relación costo beneficio.

Tabla 26

Indicadores económicos pozo 1

Sistema	VPN (Años)	TIR	Relacion costo beneficio	Pay back (AÑOS)	Pay back (MESES)
CONVENCIONAL	\$ 3,284,009.29	221%	10	0.50	5.95
STL	\$ 4,011,335.86	530%	25	0.20	2.39

4.3. Análisis de falla pozo 3

De acuerdo con lo expuesto por Philip E. Hart en el paper “Manual tubing rotation reduces rod pumping failures by 76 %”, el desgaste de la tubería puede ser provocado por desgaste mecánico o corrosión debido al desgaste. El desgaste mecánico hace referencia a la fricción entre la varilla y la tubería, que reduce las paredes internas de la tubería para finalmente generar una fisura. La corrosión debido al desgaste se presentado cuando no es posible llevar a cabo el tratamiento químico, para inhibir la corrosión porque en la zona de contacto entre la varilla y la tubería no es posible aplicar el tratamiento, por lo tanto, la corrosión estaría presente en esta zona sumada al desgaste por la fricción.

Corrosión debido al desgaste: actualmente el pozo no tiene ningún tratamiento para inhibir corrosión, ya que el fluido producido no ha presentado presencia de H2S y las concentraciones de CO2 son muy bajas, por lo tanto, este fenómeno es descartado como causa raíz de las fallas.

Desgaste mecánico: El análisis de las muestras de tubería donde se presentaron las fallas, permite evidenciar una reducción de las paredes internas de la tubería debido a fricción con la sarta de varilla, por lo tanto, esta sería la causa raíz de la falla.

Figura 59

Cortes transversales de tuberías rotas del pozo 3

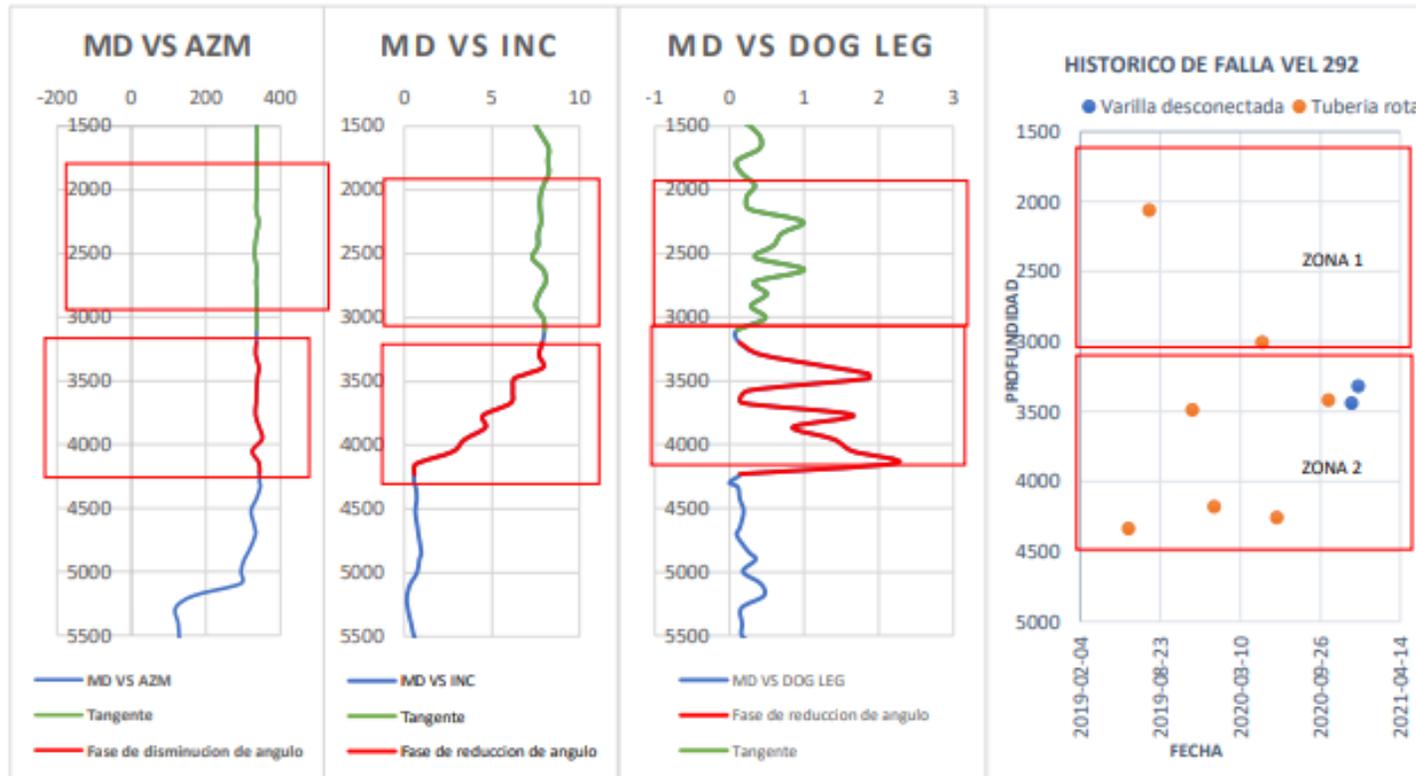


Nota. Tubería rota saliente del pozo 3, foto tomada por el autor.

El estudio de los surveys del pozo 3 tipo “S” vs el intervalo (2063 ft-4335 ft) de profundidades de falla, permite concluir que hay 2 zonas donde se han registrado variaciones considerables en la inclinación o dirección del pozo y por lo tanto en la tortuosidad o dogleg. La zona 1 está ubicada en la fase tangencial del pozo (1107 ft-3102 ft), en esta zona el pozo presento tendencia de giro en rotación a la derecha durante la perforación, por esta razón realizaron correcciones para mantenerlo en la dirección del plan, generando tortuosidades en esta área, las cuales están provocando puntos de contacto entre la varilla y la tubería. La zona 2 está ubicada en la fase de disminución de ángulo (3197 ft-4231ft), en esta zona realizaron trabajo direccional, para reducir el ángulo del pozo de 7.9 grados hasta alcanzar la verticalidad, por lo tanto, en esta área se presenta tortuosidad del pozo, la cual genera puntos de contacto entre la varilla y la tubería que pueden provocar tuberías rotas o desconexiones de varilla. (Ver figura 66).

Figura 60

Análisis de falla por perfil direccional pozo 3



4.3.1. Trabajos realizados para mitigar la falla.

La operadora para incrementar el tiempo de vida de la tubería ha desarrollado las siguientes estrategias:

Instalación de centralización: La instalación de centralizadores tipo rod guide en las zonas de altas cargas de contacto entre la varilla y la tubería extendía la vida útil de la tubería cuando el pozo operaba a bajas velocidades, pero cuando la velocidad es incrementada, estos centralizadores se partían dejando descubierta la zona de contacto.

Cambios selectivos de tramos de tubería: Durante las intervenciones por tubería rota, retiraban 10 juntas por encima y 10 por debajo de la junta rota, para asegurar que no se volvieran a presentar fallas por tubería rota en esa zona. Esta estrategia prolongaba algunos meses la falla, pero esta se volvía a presentar en otra profundidad, ya que el pozo tiene 2 zonas de alta tortuosidad una superficial y otra intermedia.

Inversión del orden de la tubería: Durante una intervención por tubería rota, cambiaban el orden de la tubería, asegurando que la tubería de fondo quedara en la parte superficial y la tubería superficial en fondo, esta estrategia no fue efectiva, ya que continuaban presentándose las fallas, porque el pozo tiene un perfil direccional tipo S y la tortuosidad se encuentra presente en la parte superficial en la fase de construcción del pozo y en la zona profunda, donde se realizó el trabajo de reducción de ángulo.

4.3.2. Opciones de mejora para reducir la falla del pozo 3.

El análisis técnico de las diferentes opciones de mejora está basado en los resultados de la simulación del comportamiento del pozo mediante el software PC-PUMPS de Cefer. Primero se han cargado los “surveys” del pozo 3, ingresando la profundidad medida, inclinación y azimut con esta información el software termina de realizar los cálculos del perfil direccional del pozo. (figura 67)

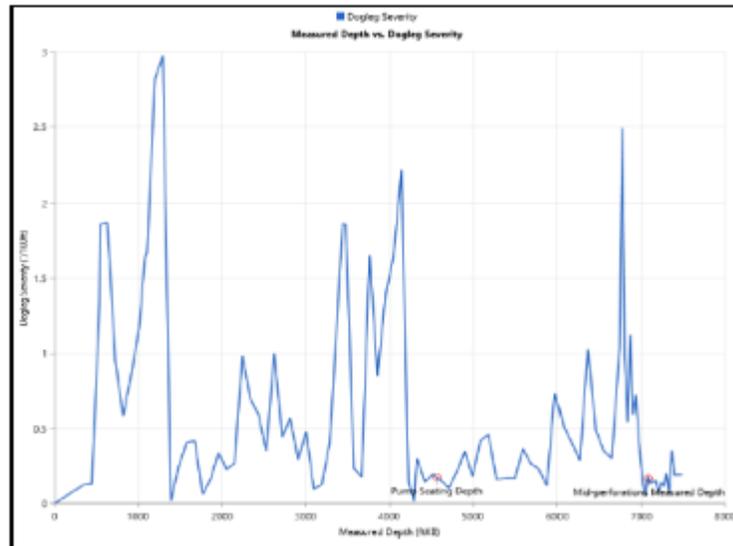
Figura 61
Surveys pozo 3

Sta-#	Measured Depth (ft)	Hole Angle (°)	Azimuth (°)	Dogleg Severity			Hole Angle Change (°/100ft)	Vertical Depth (ft)	Horizontal Distance (ft)	Latitude (ft)	Departure (ft)	Vertical Section (ft)
				Overall (°/100ft)	Vertical (°/100ft)	Plan (°/100ft)						
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	52.00	0.44	72.36	0.13	0.13	0.00	0.13	252.00	1.35	0.41	1.29	-0.13
3	447.00	0.36	88.36	0.13	0.13	0.04	0.13	448.99	2.18	0.89	2.07	-0.18
4	539.00	1.38	5.86	1.33	0.89	0.89	0.89	538.98	3.23	1.96	2.80	0.77
5	530.00	1.53	0.37	1.86	1.36	1.27	1.36	548.98	3.44	2.24	2.81	1.02
6	652.00	2.88	340.38	1.87	1.85	0.89	1.85	651.92	5.81	5.27	1.95	4.08
7	727.00	3.75	281.98	0.93	0.92	0.27	0.92	726.76	10.36	10.26	-0.14	9.57
8	822.00	4.13	330.11	0.98	0.40	0.42	0.40	821.53	16.46	16.16	-0.11	16.08
9	917.00	4.94	330.11	0.85	0.85	0.00	0.85	916.23	23.89	23.87	-0.05	23.54
10	1012.00	5.75	338.25	1.16	0.85	0.79	0.85	1010.82	32.44	30.94	-10.85	32.36
11	1094.00	6.65	338.95	1.64	1.64	0.11	1.64	1092.38	40.29	38.04	-13.55	40.30
12	1187.00	7.31	338.40	1.67	1.65	0.26	1.65	1185.29	43.34	40.71	-14.57	43.15
13	1282.00	7.63	0.00	2.82	0.34	2.80	0.34	1186.41	55.26	52.88	-16.69	54.99
14	1397.00	7.63	338.81	2.97	0.00	2.97	0.00	1295.59	67.38	64.96	-18.99	67.09
15	1392.00	7.63	338.48	0.02	0.00	0.02	0.00	1387.75	80.73	76.80	-23.81	79.69
16	1487.00	7.30	338.98	0.23	0.14	0.21	-0.14	1481.92	92.81	88.17	-28.25	92.20

Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3)

Figura 62

Geometría del pozo 3



Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3). Segundo se cargó toda la información de los equipos de superficie y fondo, propiedades del fluido a producir y las condiciones de operación del pozo. (ver figura 59 y 60)

Figura 63

Equipos de superficie y fondo del pozo 3

The screenshot displays the PC-PUMP software interface for a well simulation. The main window is titled "PC-PUMP (Simulacion Pozo 3.pcp)". The interface includes a menu bar (File, Edit, View, Tools, Help) and a toolbar. The "Equipment Configuration" tab is active, showing various wellbore and equipment parameters.

Artificial Lift Type: PCP (selected), ESPCP

Surface Drive Equipment:

- Description
- Drivehead: NETZSCH Oilfield Products (NDH060DH33)
- Belts: 4.570:1
- Electric Motor: 50.0 hp (1200.0 RPM)

Tubulars:

Type	Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
Production casing	0.0	7485.0	7.000 in x 23.00 lbs/ft
Tubing	0.0	4532.8	API EUE3.500 in x 9.30 lbs/ft, No Liner

Rod String:

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Number of Rods	Description
-17.2	4532.8	182	Standard, CK-Alberta Oil Tool, 1.000 in, Grade 97, API Slimhole (Std 1in x 2-7/8in x 4in), <No Guides>

Pump Details:

- Pump Seating Measured Depth: 4,569.00 ftKB
- Mid-perforations Measured Depth: 7,087.00 ftKB
- Description: NETZSCH Oilfield Products (NTZ-400*1805T78-H (SH))
- Pump Displacement: 4.963 bbls/D/PPM
- Pressure: 2610.7 psi
- Pump Friction Torque: 60 ft-lbs
- Pump Volumetric Efficiency: Calculated

The central part of the interface features a 3D schematic diagram of the wellbore and surface equipment, showing the pump assembly at the surface and the rod string extending down into the well.

Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Figura 64

Propiedades del fluido y parametros de operación pozo 3

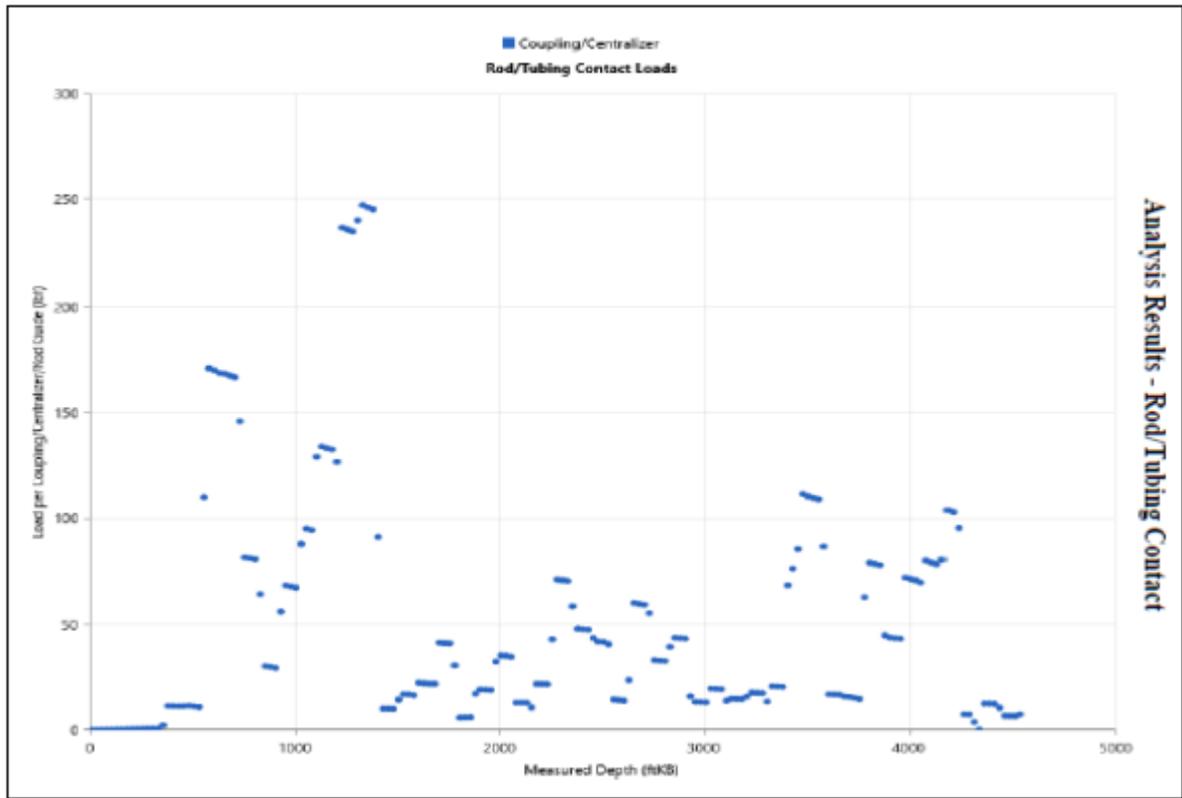
Section	Parameter	Value	Unit
General Properties	Oil API Gravity	23.20	*API
	Water Salinity	5,000.00	ppm
	BS&W Content	82.60	%
	Gas Specific Gravity	0.70	
Producing GOR/GLR	Producing GOR	121.00	scf/STB
	Producing GLR	21.05	scf/STB
Free Gas Separation	Intake Above Perforations	40.00	%
	Intake Below Perforations	100.00	%
Fluid Viscosity	Calculate Total Fluid Viscosity		
	Use Advanced Viscosity		
Operating Information	Produced Fluid Flow Rate (surface)	461.00	bbbl/D
	Pump Speed	129.48	RPM
	Motor Operating Frequency	60.00	Hz
	Fluid Level	3,883.00	ftKS
	Submergence	686.00	MD ftKE
	Bottomhole Pressure	1,281.86	psi
Surface Pressure Information	Tubing Head Pressure	70.00	psi
	Casing Head Pressure	0.00	psi
Temperature Information	Bottomhole Temperature	125.00	°F
	Temperature Gradient	0.57	°F/100ft
	Flowing Wellhead Temperature	85.00	°F
	Specify Temperature Profile		

Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

La evaluación de cada una de las opciones de mejora propuesta es realizada mediante la variación de los tipos de tubería, varillas y centralización en el software vs la simulación del comportamiento del pozo con la varilla actual y sin ningún tipo de centralización. Actualmente el pozo tiene una sarta de varilla de 1" x 25 ft grado 97 API con cuellos Slim hole y una tubería de 3-1/2 EUE de 9.3 lbs/ ft. El resultado de la simulación bajo estas condiciones permite concluir que el pozo está presentando cargas de contacto entre la varilla y la tubería de hasta 240 lbf, estas zonas de contacto generan desgaste en las paredes internas de la tubería, al igual que en la sarta de varilla. En la figura 85 es presentada la simulación del comportamiento de la vida útil de la tubería con este tipo de varilla. La proyección de vida útil para la tubería es de 162 días aproximadamente.

Figura 65

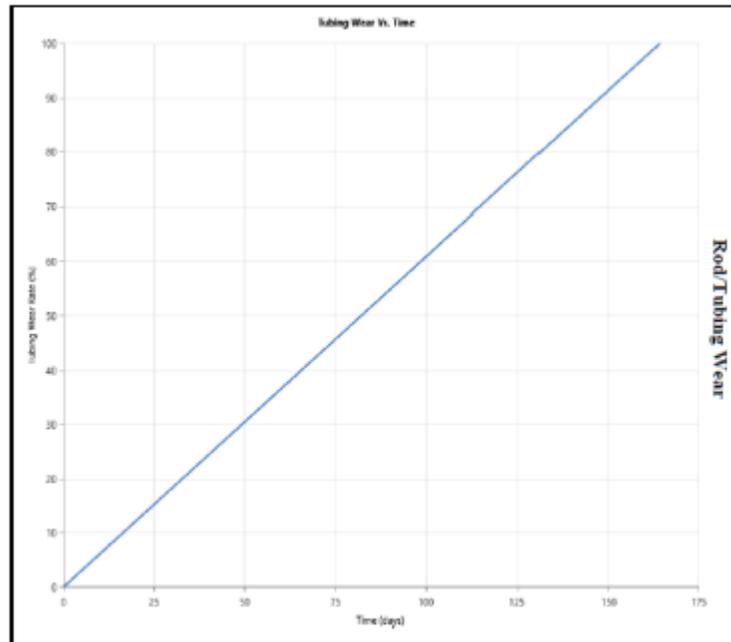
Cargas de contacto entre la varilla sin centralización y la tubería del pozo 3



Nota. Tomado de TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3)

Figura 66

Desgaste de la tubería vs tiempo pozo 3

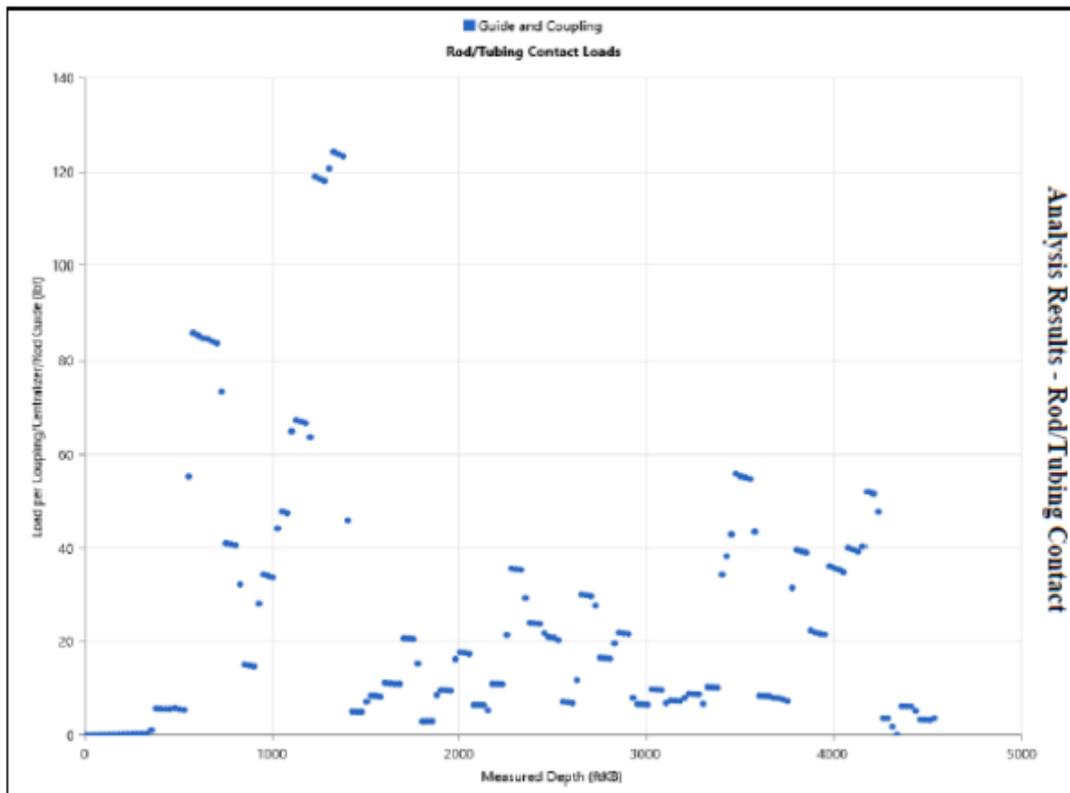


Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Centralizadores de mayor resistencia: la simulación de la centralización utilizada en el pozo durante su operación permite registrar una disminución de las cargas de contacto entre la varilla y la tubería de 240 lbf a 124 lbf, comparado con la varilla sin centralización, adicionalmente la vida útil de la tubería incrementa de 162 a 322 días. (Ver figura 67 y 68). Esta opción no sería viable, ya que la operadora han probado varios tipos de centralización sin éxito.

Figura 67

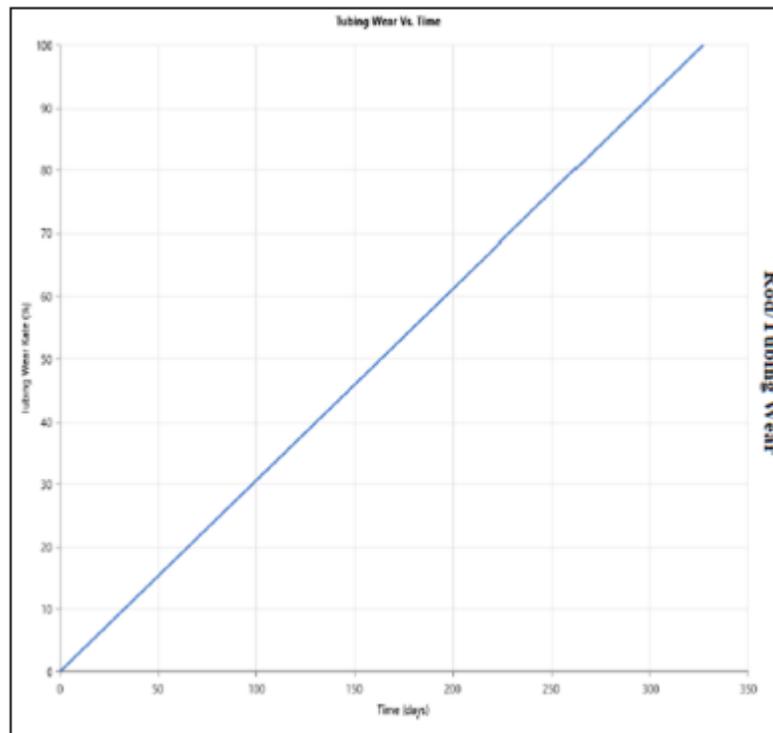
Cargas de contacto entre la tubería y la varilla centralizadas pozo 3



Nota. Tomado de TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Figura 68

Desgaste de la tubería vs tiempo pozo3 (sarta de varilla centralizada)



Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Rotadores de tubería: El software no tiene la opción de simular un rotador de tubería, pero de acuerdo a las cargas a las que se encuentre expuesta la varilla en los puntos de alta tortuosidad, la instalación de rotadores de tubería generaría un desgaste uniforme en las paredes internas de la tubería, para de esta manera extender su vida útil, pero no mitigaría el desgaste que está sufriendo la varilla, la cual terminaría presentando una ruptura antes que un evento por tubería rota. Por lo tanto, esta opción no sería viable.

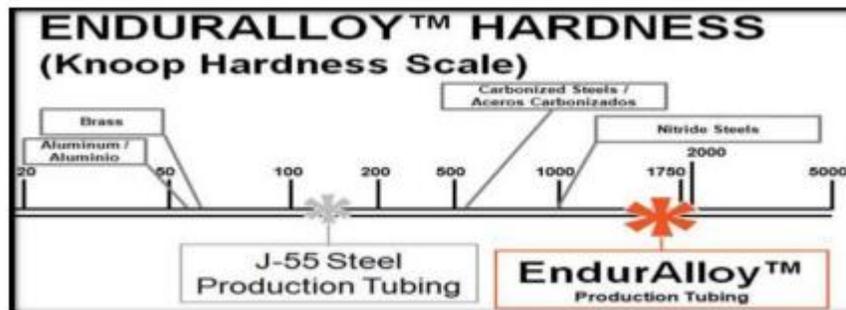
Tubería lined tubing: Esta tubería tiene un recubrimiento interno de polímero que evita el contacto metal-metal entre las paredes internas de la tubería y varilla, la operadora instaló este tipo de tubería en otros pozos sin tener éxito, ya que el polímero seleccionado no era compatible

con el fluido producido, lo que generaba el desgarramiento de este material y posteriormente un taponamiento de la tubería por acumulación de cortes. Por lo tanto, esta opción no sería la más viable.

Tubería boronizada: Este tipo de tubería está compuesta por una tubería normal J55, la cual es sometida a un proceso de inyección de boro por medio de un trabajo termo-químico, que permite que el boro se vaporice y se difunda uniformemente dentro del sustrato de la tubería, incrementando la dureza entre 1600 a 1850 HK (73-90 Rockwell C) cabe resaltar que la dureza de un tubo normal J55 es del orden de 140 HK (20 Rockweel C).

Figura 69

Dureza de la tubería Enduralloy



Nota. Tomado de Educar Tecnología

El software permite seleccionar este tipo de tubería, por lo tanto la simulación del comportamiento del pozo fue corrida con una sarta 3-1/2" x 9.30 lbs/ft.

Figura 70

Tipo de tubería seleccionada para la simulación

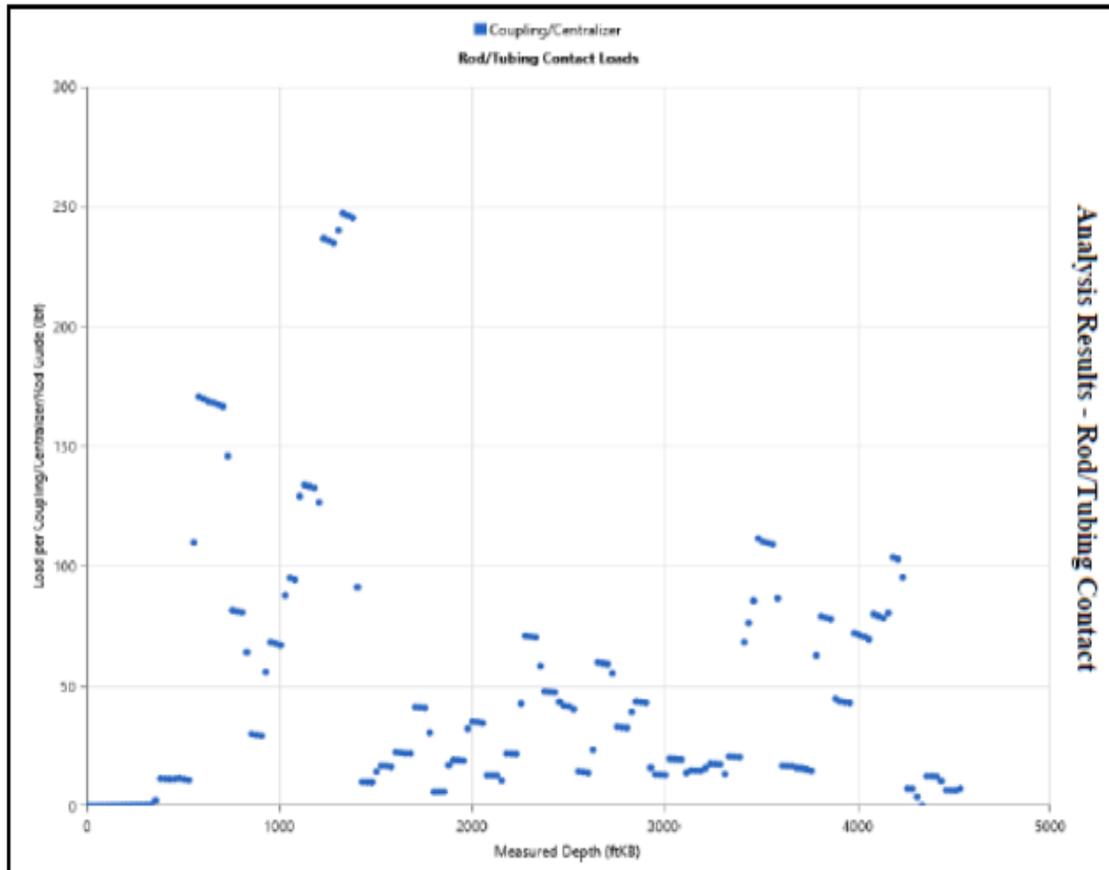
Brand, Size and Liner Type	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Coupling O.D. (in)	Drift Diameter (in)
Endurance Technologies: 3.500 in x 9.30 lbs/ft, Boronized	4532.8	0.0	4532.8	4.5	2.9

Nota. TECHNOLOGIES , C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

El estudio de los resultados de la simulación, permite inferir que las cargas en la varilla se incrementan levemente de 240 lbf a 247 lbf, pero la vida útil de la tubería se extiende considerablemente de 162 días a 2317 días, esta opción no sería viable, ya que la vida útil de la tubería es incrementada, pero la exposición a una falla por varilla partida es muy probable, ya las cargas en las zonas de contacto debido a la dureza del material de la tubería serian sobre la varilla.

Figura 71

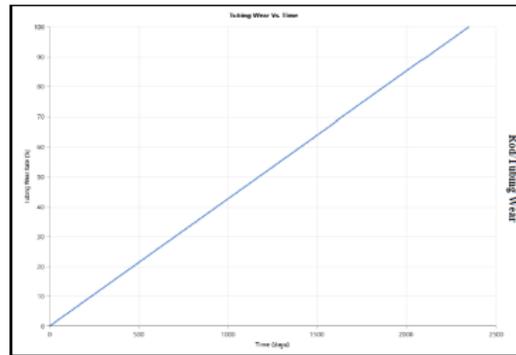
Cargas de contacto entre la varilla y la tubería



Nota. Tomado de TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (N° de versión V 3.7.3)

Figura 72

Desgaste de la tubería vs tiempo pozo 3

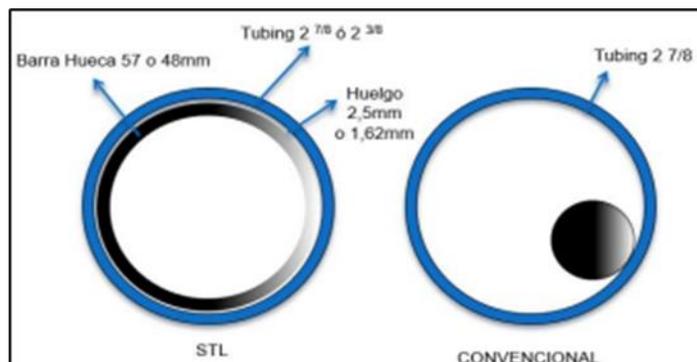


Nota. Tomado de TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Sistema de transmisión lubricado de varilla: el sistema de transmisión lubricado es una variación del sistema convencional del levantamiento artificial PCP, la cual consiste en cambiar las varillas convencionales por varillas huecas, estas van a girar dentro de la tubería separadas por un fluido de lubricación que permite reducir los puntos de contacto en zonas de alta tortuosidad.

Figura 73

Comparación Sistema lubricado de varilla vs varilla convencional

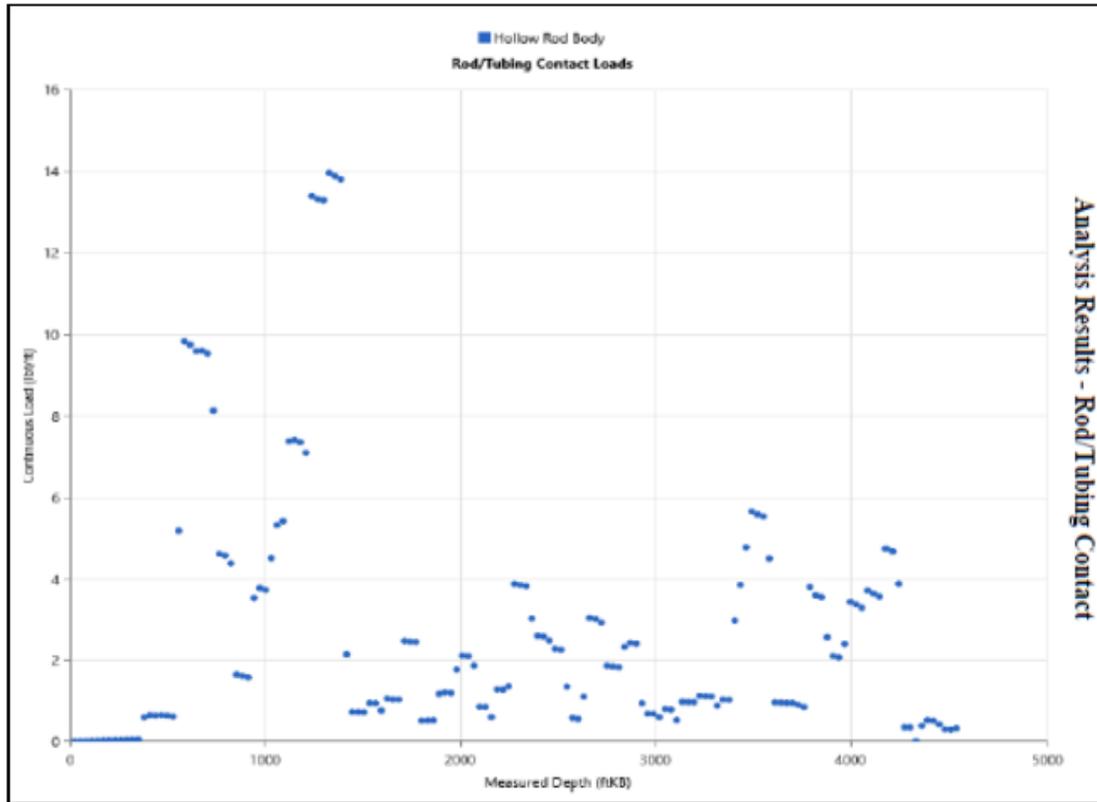


Nota. pumps STL presentations, (slide 12), Netzsch, 2018

El software permite simular el comportamiento de una sarta de varilla hueca con similares características a la usada en el sistema STL, por lo tanto, se ha seleccionado una varilla Tenaris, ID: 1.732 in, OD 2.244 in, no upset, grado 576 SECLI31GR125. El estudio de los resultados permite concluir que hay una reducción considerable de las cargas de contacto entre la varilla y la tubería de 240 lbf a 14 lbf, comparado con la sarta de varilla discontinua de 1”, adicionalmente la vida útil de la tubería se aumentaría de 162 días a 3050 días (Ver figura 80 y 81). De acuerdo a la simulación esta sería la opción de mejora seleccionada para reducir las fallas por tubería rota, ya que también permitiría extender la vida útil de la sarta de varilla.

Figura 74

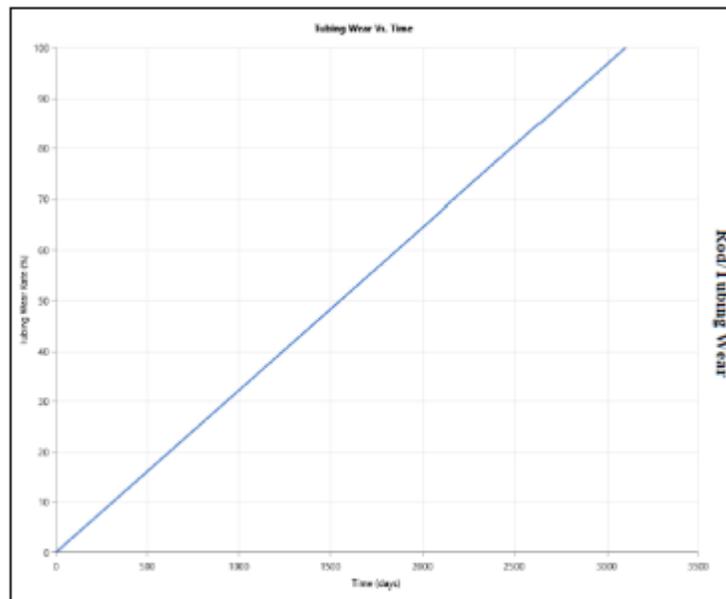
Cargas de contacto entre la varilla hueca y la tubería pozo 3



Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3).

Figura 75

Desgaste de la tubería vs tiempo pozo 3



Nota. TECHNOLOGIES, C.-F. (2019). PC-PUMP ® (Nº de versión V 3.7.3)

4.3.3. Análisis económico sistema lubricado de varilla (STL) pozo 3.

La evaluación económica de la opción de mejora, está basada en una comparación del sistema actual y la implementación del sistema STL, para cada uno de los sistemas se han realizado los cálculos de los ingresos, egresos e indicadores económicos. A continuación, se han relacionado cada una de las consideraciones que se tuvieron presentes para para el análisis:

Proyección precio del crudo y producción: El tiempo estimado para la evaluación del proyecto está basado en la vida útil de una tubería o sarta de varilla 5 años, con base en esto se han realizado las proyecciones del costo del barril ya penalizado y la producción de acuerdo a la declinación anual del pozo para los próximos 5 años. El precio del crudo está basado en el pronóstico de venta, previsto por el departamento de producción, restándole 5 USD de penalización para venta.

Tabla 27

Proyección de producción y precio del barril penalizado

Año	2021	2022	2023	2024	2025
Producción (BOPD)	80	70.4	62.0	54.5	48.0
Precio Barril crudo penalizado para venta (USD)	66	69	77	75	80

Nota. análisis estadístico campo estudio

Consideraciones sistema convencional: con base en los resultados obtenidos del análisis estadístico e histórico del campo y al pozo 3, se han tenido las siguientes consideraciones, en el caso que el sistema convencional continúe operando durante los 5 años de evaluación.

Tabla 28

Consideraciones pozo 3 sistema convencional

SISTEMA CONVENCIONAL	
Frecuencia de falla promedio (días)	71
Tiempo promedio por intervención (días)	3
Tiempo promedio en espera de servicio (días)	3
Cantidad de intervenciones al año	5
Total de tiempo por intervención anual (días)	15
Total tiempo perdido de producción Anualmente (días)	30
Total días de producción anual (días)	335

Nota. Análisis estadístico campo estudio

Consideraciones sistema STL: las consideraciones para el sistema lubricado de varilla fueron basadas en el comportamiento del sistema en otros campos, por esta razón se han contemplado las siguientes consideraciones, las cuales son constantes durante el tiempo de evaluación:

Tabla 29

Consideraciones pozo 3 sistema STL

SISTEMA STL	
Tiempo de 1 intervención (días)	3
Tiempo promedio en espera de servicio (días)	3
cantidad de intervenciones anuales	1
Total tiempo perdido de producción anual (días)	6
Total días de producción	359

Nota. Análisis estadístico campo estudio

Consideraciones cálculo de egresos: el cálculo de egresos ha involucrado a nivel global los costos de levantamiento, tratamiento y transporte, adicionalmente de una manera específica los costos anuales de las intervenciones, las cuales son constantes durante el tiempo de evaluación.

Tabla 30

Consideraciones egresos globales para los dos sistemas pozo 3

Consideraciones globales para egresos	
Porcentaje de regalías	0
Impuesto renta	32%
Lifting cost (USD/BBL)	9
Costo de tratamiento (USD/BBL)	4
Costo de transporte (USD/BBL)	5
Total Costo por barril producido	18

Nota. Costos para producción del campo estudio

Es importante resaltar que la operadora no está pagando el porcentaje de regalías ya que el campo administrado es privado.

Tabla 31

Costo anual por Well Services sistema convencional pozo 3

<u>Costo por intervenciones anuales sistema convencional</u>	
Cantidad de intervenciones al año	5
Cantidad total de varilla cambiada	30
Cantidad de estatores cambiados por intervenciones de tubera rota	2
Cantidad total de juntas de tubería cambiadas	35
Cantidad total de días equipo well services	15
Costo total equipo well services (USD)	\$ 82,500
Costo total de las varillas cambiadas (USD)	\$ 1,650
Costo total de la tubería cambiada (USD)	\$ 8,750
Costo total de estatores cambiados (USD)	\$ 30,000
Costo total por well services anual (USD)	\$ 122,900

Nota. Costos anuales por intervención campo estudio

Tabla 32.

Costo anual por Well Services sistema STL pozo 3

<u>Costo intervenciones anuales sistema STL</u>	
Cantidad de intervenciones	1
Cantidad de días equipo well services	3
Cantidad de varilla cambiadas	4
Costo total varillas cambiadas (USD)	\$ 920
Costo total por equipo de well services (USD)	\$ 16,500
Costo total por well services (USD)	\$ 17,420

Nota. costos anuales por intervención campo estudio

el cálculo de egresos como ingresos tuvo presente los días en los cuales el pozo está produciendo anualmente, estos son obtenidos de la sustracción de los días en los que el pozo se encuentra esperando intervención y en “Well Services”.

Tabla 33

Días de producción anual para los dos sistemas pozo 3

Sistema	Días producción anual (días)
Convencional	335
STL	359

La evaluación del primer año para el sistema STL incluye el costo de las herramientas de subsuelo y superficie necesarias, para asegurar la operación de este en los próximos 5 años.

Tabla 34

Costos de las herramientas de subsuelo y superficie para el STL pozo

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO (USD)	VALOR TOTAL (USD)
Cabezal De Rotación Para Sistema PCP para Barra Lisa Hollow Rod 486, Torque: 2000 Nm, Potencia: 75 Hp, Carga: 33000 LBS, Diámetro Polea: 800 MM, Conexión Inferior: 3-1/8 In 3000 Psi R31, Velocidad: 500 RPM, Temperatura: 50 C, Altura: 5.5 FT, Correas: 5V / 6EA, Freno: Mecánico Con Disco Y Pastilla Anti Bloqueo, y grapa para barra lisa hueca.	UN	1	28,882	28,882
Motor Eléctrico Tipo Inducción, Potencia: 75 HP, Voltaje: 440 / 220 V, Corriente De Armadura: 127 / 64 AMP, Rotación Máxima: 1180 RPM, Numero De Polos: 6p, Carcasa: 1d225m, Fases 3, Factor De Servicio 0.84, Tipo De Protección: IPS5, Eficiencia: 92%, Aislamiento: F (155 C / 311 F), Servicio: S1, IEC60034/IEC60072	UN	1	28,882	28,882
Rotating joint (swivel) for diluent injection with nipple connection for hollow polished PCPRod	UN	2	2,627	5,255
Check valve HS 147 486 SEC NU LI-20 KPN 2212D-18	UN	2	1,082	2,164
Hollow rod chromed polished HS 147 486 SEC NU x 30 ft full length chrome.	UN	1	2,462	2,462
Hollow rod HS 147 486 SEC NU x 30 ft w/o guides. Out Side Diameter 1.9", optimum torque 1,440 ft.lb - 1,450 ft.lb	UN	185	282	52,123
Hollow rod nipple HS 147 486 SEC NU LI-20	UN	200	131	26,124
Hollow rod slotted pup joint GR95 486 SEC NU 1.5 ft oversize	UN	2	329	657
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 10 ft w/o guides	UN	2	433	866
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 8 ft w/o guides	UN	2	386	773
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 6 ft w/o guides	UN	2	308	615
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 4 ft w/o guides	UN	2	261	522
Hollow rod pup joint HS 147 486 SEC NU x 2 ft w/o guides	UN	2	208	416
Hollow rod cross over HS 147 PIN 486 SEC LI x PIN 1T	UN	2	232	465
Hollow rod cross over HS 147 PIN 486 SEC LI-20 x BOX 1" API PR. Combination Crossover between API conventional thread and hollow rod thread.	UN	2	232	465
Bomba subsuelo tipo cavidades progresivas, desplazamiento: 2.5 bls/rpm min - 3.3 bls/rpm max, levantamiento: 6500 ft min - 8050 ft max, máximo diametro estator 4 in, conexión: 2-7/8 in min - 3-1/2 in max, elastomero: nbra (alto nitrilo), lobulo sencillo, rotor cromado, interferencia rotor-estator: estandar, incluye: extension superior, inferior, pin de paro	UN	1	13,382	13,382
Bomba dosificadora de inyección de alto caudal con cabeza de acero inoxidable de 80 GPD x 1000 PSI (motor 220 V) y contenedor de 250 GLS con visor para nivel y dosificación de producto, con dique de contención, accesorios, mangueras y tubing en acero inoxidable desde descarga de la bomba hasta el punto de aplicación con válvula cheque de alta presión 3000 psi	UN	1	4,636	4,636
Servicio tecnico para instalacion del sistema	DIA	5	135	673
TOTAL (USD)				140,481

Nota. cotización proveedor del campo estudio

Consideraciones para el cálculo de ingresos: el cálculo de ingresos tuvo presente las cantidades de días de producción anual, la tasa de producción proyectada anual y el precio de venta del crudo una vez penalizado (ver tabla 33 y 27).

4.3.4. Resultados del análisis económico.

La implementación del sistema STL tiene el mismo comportamiento del análisis económico realizado al pozo 1, ya que incrementa la producción del pozo, porque las intervenciones son menores con respecto al sistema convencional, adicionalmente los costos de inversión inicial y mantenimiento anual del sistema STL son mucho menores que el sistema convencional, por lo tanto, las ganancias de la compañía pueden ser mayores como se ha registrado en los siguientes flujos de caja:

Tabla 35

Flujo de caja sistema convencional pozo 3

PCP CONVENCIONAL						
Año	Produccion anual BOPD	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Flujo neto (USD)	Impuesto renta (USD)	Ganancia compañía
2021	26800.0	\$ 1,768,800	\$ 605,300	\$ 1,163,500	\$ 372,320	\$ 791,180
2022	23584.0	\$ 1,627,296	\$ 547,412	\$ 1,079,884	\$ 345,563	\$ 734,321
2023	20753.9	\$ 1,598,052	\$ 496,471	\$ 1,101,581	\$ 352,506	\$ 749,075
2024	18263.4	\$ 1,369,759	\$ 451,642	\$ 918,117	\$ 293,797	\$ 624,319
2025	16071.8	\$ 1,285,747	\$ 412,193	\$ 873,554	\$ 279,537	\$ 594,017

Tabla 36

Flujo de cada sistema STL pozo 3

IMPLEMENTACION STL						
Año	Produccion anual BOPD	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Flujo neto (USD)	Impuesto renta	Ganancia compañía
2021	28720.0	\$ 1,895,520	\$ 674,861	\$ 1,220,659	\$ 390,611	\$ 830,048
2022	25273.6	\$ 1,743,878	\$ 472,345	\$ 1,271,534	\$ 406,891	\$ 864,643
2023	22240.8	\$ 1,712,539	\$ 417,754	\$ 1,294,785	\$ 414,331	\$ 880,454
2024	19571.9	\$ 1,467,891	\$ 369,714	\$ 1,098,177	\$ 351,417	\$ 746,760
2025	17223.3	\$ 1,377,860	\$ 327,439	\$ 1,050,422	\$ 336,135	\$ 714,287

Para el cálculo de los indicadores económicos la compañía operadora establece una tasa de oportunidad del 11.25 %. El análisis de los indicadores económicos termina de afirmar que el

sistema STL es la mejor opción para implementar en el pozo, ya que tiene una mayor tasa interna de retorno al igual que una relación costo beneficio. (Ver tabla 37)

Tabla 37

Indicadores económicos pozo 3

Sistema	VPN (5años)	TIR	Relacion costo beneficio	Pay back (AÑOS)	Pay back (MESES)
CONVENCIONAL	\$ 1,990,173.12	121%	5.684153438	0.88	10.56
STL	\$ 2,763,252.98	367%	18	0.28	3.38

5. Plan estratégico para reducir la diferida y las intervenciones por Well Services en el campo estudio

La interpretación de los resultados del análisis histórico estadístico permitió identificar que los componentes con mayor frecuencia de falla son la tubería rota y la varilla partida, los cuales representan un 71 % de las fallas presentadas en el campo durante los últimos 2,5 años, en conclusión, la reducción del índice de falla de estos 2 elementos, mitigaría considerablemente las intervenciones por Well Services, al igual que la diferida que esta genera. Por esta razón el plan estratégico que plantea esta monografía es masificar la implementación del sistema lubricado de varilla, en los pozos donde se han registrado que la causa de falla es el desgaste por fricción entre la varilla y la tubería.

Figura 76

Principal componente de falla a nivel global del campo (2019-2020-2021)

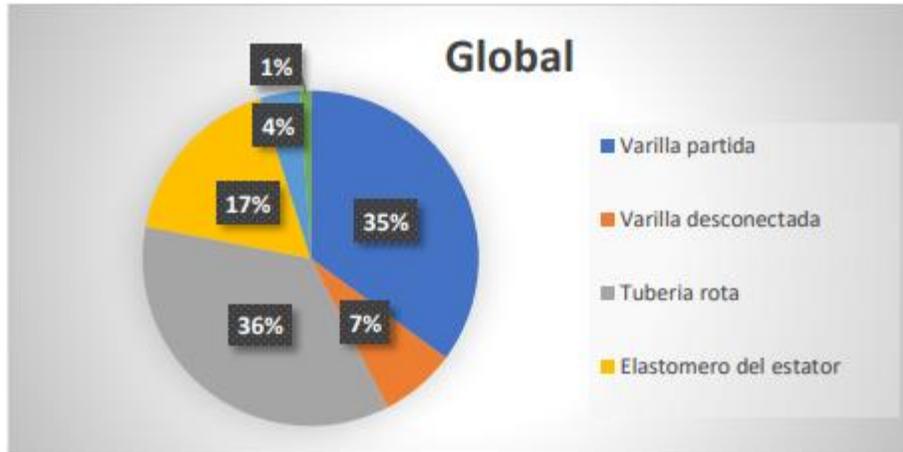


Tabla 38

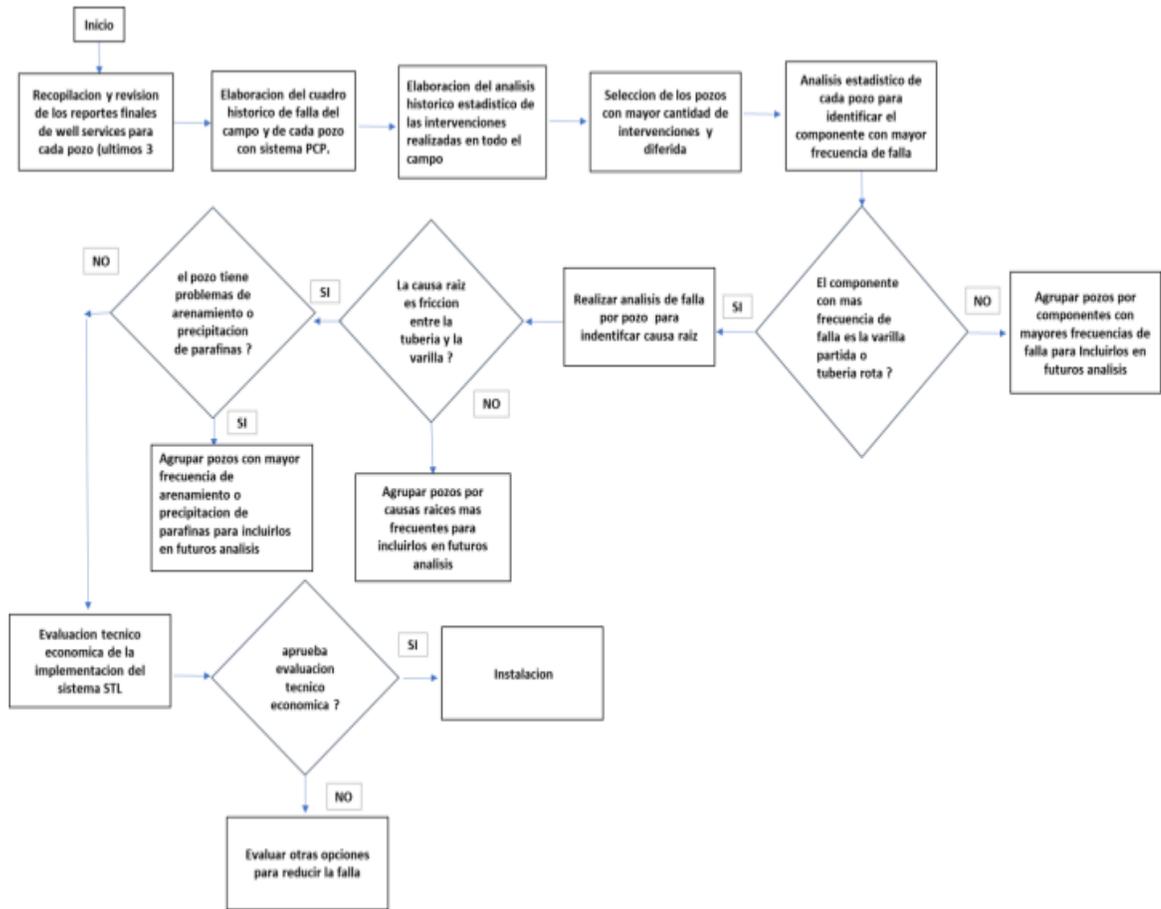
Caracterización estadística de falla en sistemas PCP del campo	
Cantidad de intervenciones analizadas (2,5 años)	205
Principal origen de falla	Físico (78%) Varilla partida (35 %)
Principales componentes de falla	Tubería rota (36%)
Probabilidad de generar daños secundarios en el estator	Varilla partida cambio de bomba (18%) Tubería rota cambio de bomba (27%)

5.1.Caracterización estadística del campo estudio

El siguiente diagrama de flujo expone el plan a seguir para la selección de los pozos candidatos a partir de la base de datos obtenida de los reportes finales de las intervenciones de “Well Services”

Figura 77

Diagrama de flujo para la selección de los pozos candidatos



5.1.1. Descripción del plan estratégico:

El entendimiento de cada uno de los pasos del plan estratégico es crucial para asegurar el éxito del proyecto, por esta razón a continuación se han explicado cada uno de los cuadros del diagrama.

- Recopilación y revisión de los reportes finales de “well services” para cada pozo: La recopilación de forma ordenada y veraz de cada uno de los reportes es crucial para iniciar el proceso de análisis.
- Elaboración del cuadro histórico de falla del campo y de cada pozo con sistema PCP: Toda la información recopilada en el paso anterior debe ser consolidada en un cuadro de Excel que permita identificar y generar una base de datos global.
- Elaboración del análisis histórico estadístico de las intervenciones realizadas en todo el campo: una vez generada la base de datos global del campo realizar el análisis histórico estadístico, ponderando tiempos de intervención, diferida, tipo de falla, origen de falla y herramientas involucradas en la falla.
- Selección de los pozos con mayor cantidad de intervenciones y diferida: Mediante la interpretación de los resultados del análisis histórico estadístico global, seleccionar los pozos con mayor incidencia en la diferida del campo y cantidad de intervenciones.
- Análisis estadístico de cada pozo para identificar el componente con mayor frecuencia de falla: Una vez seleccionados los pozos de estudio, realizar un análisis estadístico sobre la información recopilada de cada pozo para identificar el componente con mayor frecuencia de falla.

- Realizar análisis de falla por pozo para identificar causa raíz: seleccionar los pozos en los cuales el componente de falla es la varilla partida o rota para realizar un análisis de causa raíz.
- La causa raíz es la fricción entre la tubería y la varilla: Seleccionar los pozos cuya causa raíz es la varilla partida o tubería.
- Agrupar pozos por causas raíces mas frecuentes para incluirlos en futuros análisis: los pozos descartados durante el proceso deben ser agrupadas de acuerdo a su causa raíz para ser incluidos en futuros estudios.
- El pozo tiene problemas de arenamiento o precipitación de parafina: los pozos con problemas de arenamiento o precipitación de parafina deben ser descartados ya que afectaría el rendimiento del sistema STL.
- Agrupar los pozos con mayor frecuencia de arenamiento o precipitación de parafina para incluirlos en futuros análisis: Los pozos descartados en el paso anterior deben ser agrupadas para ser incluidos en futuros análisis
- Evaluación técnico económica del sistema STL: el análisis técnico será basado en la simulación del comportamiento de los pozos seleccionados en el software PCP PUMPS de Cefer y el análisis económico bajo los procedimientos de la empresa operadora, si cumple las dos evaluaciones este pozo pasaría a instalación del sistema STL.
- Evaluar otras opciones para reducir la falla: Los pozos que no aprobaron la evaluación técnico económica serán agrupados para evaluar nuevas tecnologías en futuros estudios.

6. Conclusiones

La implementación del análisis histórico estadístico a la información recolectada, en las operaciones de mantenimiento de pozo del campo estudio, permitió identificar que los principales componentes de falla son la tubería rota con el 37 % y la varilla partida con el 36 % y los pozos con mayor índice de falla y diferida son los pozos 1,2,3,4 y 5 los cuales representan el 37 % de la diferida total del campo.

El análisis de los pozos seleccionados permitió concluir que la principal causa raíz de las fallas presentadas es la fricción entre la tubería y la varilla debido a los cambios abruptos en la dirección e inclinación del hueco generados en su etapa de perforación.

El estudio los resultados de la simulación de cada una de las estrategias implementadas actualmente por la operadora en los pozos seleccionados, permitió concluir que ninguna ha logrado reducir el índice de falla, ya que solo extienden la vida útil de las herramientas, pero no reducen el área de contacto entre la varilla y la tubería.

El análisis de los resultados de la simulación de cada una de las opciones de mejora propuestas para los pozos seleccionados, permitió concluir que el sistema lubricado de varilla podría reducir las cargas laterales en un 90 %, incrementando la vida útil de la tubería y la varilla.

El análisis técnico económico realizado al sistema lubricado de varilla, permitió determinar que este sistema es la opción que más se ajusta para mitigar las fallas por varilla partida o tubería rota, debido a fricción ya que reduce considerablemente el área de contacto en las zonas de alta tortuosidad e incrementa la producción del pozo en un 7,5 %, debido a que estaría operando más días con respecto al sistema convencional.

El plan estratégico para reducir las intervenciones a pozos de alto potencial se basaría en la masificación del sistema STL, mediante la continua ejecución del diagrama de flujo desarrollado en esta monografía para seleccionar los pozos candidato.

7. Recomendaciones

Se recomienda continuar retroalimentando el estudio histórico estadístico, para tener una buena caracterización del campo y de esta manera identificar los pozos con mayor frecuencia de falla, tipos de fallas y las probabilidades de generar daños secundarios a otros elementos.

Se recomienda implementar el sistema lubricado de varilla en los pozos 1 y 3 para evaluar su comportamiento en un periodo de 6 meses.

Si los resultados de la implementación del sistema lubricado de varilla en los pozos 1 y 3 fueron favorables, se recomienda continuar con el plan estratégico planteado en la monografía, para identificar los pozos con mayor viabilidad técnica y económicamente.

Se sugiere continuar investigando nuevas tecnologías para desarrollar planes estratégicos de los tipos de falla menos frecuente, buscando encontrar causas raíz comunes para de esta forma evaluar opciones de mejora grupales.

Referencias bibliográficas

Castillo Iban (2018) Improvement of Pcp's run life in highly deviated and tortuous Wells using novel design in rod string: a case of study. 28- 29. Fundación universidad de america, Jasmine Valderrama, Ecopetrol; Fernando Godoy, Tenaris. Spe paper: 192464-MS.

Chacin, Nelvy (2003) . Bombeo de Cavidades Progresivas: Operaciones, diagnostico, análisis de falla y trouble shooting. Workshop.

Halbouty Michel, Degolyer Everette, Pralt Wallace, McGee Dean Tarik , Abdullah, Abernath Jacki & Archi Gustave (2015). Reducing tubing failures in the tambaredjo field, suriname. 15-20 junio. Paper Spe: 6150107

Hart Philip (2003). Manuel tubing rotation reduces rod pumping failures 22-25. Paper. Omerga technologies inc. Spe.: 80886

Hirschfeldt, Marcelo (2008) . Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008 v1 Oil production consulting and training.

Howell M.S Jackson and D.A, ExxonMobil Upstream Research Company; J. R. Bailey, ExxonMobil Development Company; S. Rajagopalan and A. Ozekcin, ExxonMobil Corporate Strategic Research; G. inglish and C. Allen, XTO Energy Inc. (2018). Wear resistant, friction reducing coatings reduce tubing wear in sucker rod couplings application: Lab testing and field trial results. Paper Spe. 24-26. Paper Spe: 191617-MS.

Khadav Sandeep, Agarwal Shubham, Kumar Piyush, Pandey Nimish, Parasher Arunabh, Kumar Sanjeev, Agarwal Vinay, Tiwari Shonhit (2018). . System run life improvement for rod driven PCP in high deviation well. Cairn Oil and Gas, a Vertical of Vedanta Limited. Paper Spe: 190948 MS.

Labrador Jimenez Soraya (2011) . Evaluación de nuevas tecnologías instaladas en pozos críticos de campo LCI para reducción de fallas: tubería revestida, varilla continua y hueca, rotadores de tubería y varilla. Bucaramanga, 56p, Monografía. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Medina Martines Miguel Angel (2020) . Análisis de la viabilidad de la implementación del sistema de transmisión lubricada para disminuir las fallas en tubería de producción en un pozo PCP de campo Velasquez. Bucaramanga, 108p. Tesis de grado (requisito para optar al título de maestría en producción de hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos

Monroy Manuel, Gutierrez Jahir, Prada Jesus Martin , Jose Luis, Rubiano Edward, Labrador Soraya, Celis Jhonatan (2015). Failure index reduction strategy for artificial lift system in Cira Infantas field. 27-28. Occidental de Colombia inc; Paola de Sales, Ecopetrol S.A. Paper Spe: 1739-50 MS.

Netzsch & Pumps(2019). STL presentations M.

Nind, T.E.W (1987). Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, Editorial Limusa; Ontario, Canadá,.

Noonan, (2008). Quest to Validate Undefined Performance for the High Volume Metallic Stator PCP at 250°C. En: International thermo operations and heavy oil symposium (20 October – 23 October Calgary, Alberta, Canadá). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. SPE117493.

Paladino, E. Lima, J. Almeida, R.(2008). . Computational Modeling of the ThreeDimensional flow in a Metallic Stator Progressing Cavity Pump. Committees of the Society of Petroleum Engineers Houston, Texas, SPE 114110

PC-PUMP.COM (s.f). Diseñar, evaluar y analizar. Disponible en: <http://.pc-pump.com/>

Pérez, J. Chirinos (2013). Método de diagnóstico de fallas en el sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva, revista arbitrada venezolana del núcleo luz costa oriental del lago.

Posada Piedrahita, Jonathan (2016). Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz (RCA) para la reducción de fallas en los componentes de subsuelo de los sistemas de bombeo pcp del campo Velásquez Bucaramanga, 115p. Tesis de grado (requisito para optar al título de especialista en producción de hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

Rubiano Edward, Martin José Luis, Prada Jesús, Monroy Manuel, Labrador Laura, Celis

Jonathan, Gutiérrez Jahir (2015). Run life ímprobamente by implementation of artificial lift systems failure clasification and root cause failure clasification. Oxy inc; Michael Bohórquez Ecopetrol S.A. Paper Spe: 171913 MS.

Soraya Laura, Jimenez Labrador, Sales Paola Andrea, Arambulo Jenifer, Vasquez Wilson,

Valderrama Luisa , George Brian, Oberto Jesus, Garcia Antonio, Flores Saul (2020).

Improvement of the well intervention index by the implementation of alternative conventional rod whit modified pin in artificial lift system whit progressive cavity pumps system in deviated wells. 25-27. Apergy. Paper Spe: 201146-MS

Weatherford (s.f) Bombas de Cavidades Progresivas – Componentes del sistema, Programa de entrenamiento en BCP; Modulo 1,