

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE
TRASMISIÓN LUBRICADA PARA DISMINUIR LAS FALLAS EN TUBERÍA DE
PRODUCCIÓN EN UN POZO PCP DE CAMPO VELÁSQUEZ**

MIGUEL ÁNGEL MEDINA MARTÍNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2020

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE
TRASMISIÓN LUBRICADA PARA DISMINUIR LAS FALLAS EN TUBERÍA DE
PRODUCCIÓN EN UN POZO PCP DE CAMPO VELÁSQUEZ**

MIGUEL ÁNGEL MEDINA MARTÍNEZ

**Trabajo de grado para optar el título de magister en ingeniería de petróleos y
gas**

Director

Luis José Abaunza Sepúlveda

Magister Science Petroleum Engineering

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2020

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS.....	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2. ANTECEDENTES.....	18
2.1 RESEÑA HISTÓRICA CAMPO VELÁSQUEZ	18
2.1 GEOLOGÍA DE CAMPO VELÁSQUEZ.	19
3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADA.....	25
4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS PCP CANDIDATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADA.	35
4.1 REVISIÓN, SELECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE EN LA BASE DE DATOS, PARA CADA POZO DEL CAMPO.	35
4.2 CREACIÓN DE ARCHIVOS DE ESTADÍSTICAS DE SERVICIO A POZO PARA LOS AÑOS DE INTERÉS EN EL ESTUDIO.	35
4.2.1 Por eventos de falla	35
4.2.2 Por intervenciones para optimización.	37
4.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTAN EVENTOS POR TUBERÍA ROTA DURANTE EL PERIODO A EVALUAR.....	38

4.4 FILTRAR LOS POZOS POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (BM, PCP)....	38
4.5 REVISIÓN DE LOS REPORTES DE INTERVENCIÓN A POZO QUE PRESENTAN FALLA POR TUBERÍA ROTA EN POZOS PCP.	38
4.6 CLASIFICAR LOS EVENTOS DE TUBERÍA ROTA EN EVENTOS POR CAUSA DE CORROSIÓN, FRICCIÓN Y OTROS.	38
4.7 IDENTIFICAR LOS POZOS CON SISTEMA PCP QUE HAN PRESENTADO EVENTOS POR TUBERÍA ROTA, Y QUE SON PRODUCTORES DE ARENA Y/O PRODUCTORES DE PARAFINA.	39
4.8 IDENTIFICAR POZOS CON OTRO TIPO DE TECNOLOGÍAS PARA DISMINUCIÓN DE FALLA POR TUBERÍA ROTA.....	39
4.9 SELECCIONAR LOS POZOS CANDIDATOS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADA.	39
4.10 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA:	40
4.11 DIAGRAMA FLUJO CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A INSTALACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADA.	40
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO A INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADA (STL) EN CAMPO VELÁSQUEZ.	42
5.1 REVISIÓN DE ESTADÍSTICAS DE SERVICIO A POZO PARA CAMPO VELÁSQUEZ EN EL PERIODO DE ESTUDIO (2016 A 2018).	42
5.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTAN EVENTOS POR TUBERÍA ROTA DURANTE EL PERIODO A EVALUAR.....	46
5.3 FILTRAR LOS POZOS POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (BM, PCP)....	46

5.4 VERIFICACIÓN DEL TIPO DE FALLA.	47
5.5 CLASIFICAR LA CAUSA DE TIPO DE FALLA.	49
5.6 IDENTIFICACIÓN DE POZOS PRODUCTORES DE ARENA Y PARAFINA. .	52
5.7 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CON ALGUNA TECNOLOGÍA INSTALADA PARA DISMINUCIÓN DE FALLAS POR TUBERÍA ROTA.....	53
5.8 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS QUE CUMPLEN LA EVALUACIÓN TÉCNICA.	54
6. EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA DISMINUCIÓN DEL ÍNDICE DE INTERVENCIÓN DE POZO POR TUBERÍA ROTA.....	56
6.1 CAUSAS DEL INCREMENTO DE EVENTOS DE FALLA POR TUBERÍA ROTA.....	56
6.2 ACCIONES REALIZADAS PARA DISMINUIR EL EFECTO DE TUBERÍA ROTA.....	59
6.2.1 Centralizadores tipo roto-bear.....	60
6.2.2 Centralizadores tipo rod guide	61
6.2.3 Tuberías especiales.....	63
6.2.3.1 Tubería boronizada.....	63
6.2.3.2 Tubería con revestimiento interno.....	64
6.2.4 Rotadores De Tubería	65
6.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS. ..	66
6.3.1 Tubería boronizada.....	66

6.3.2 Tubería Con Recubrimiento Interno De Polímero (Lined Tubing)	69
6.3.3 Rotadores de tubería	71
6.3.4 Centralizadores De Varilla	74
6.4 SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADA (STL).....	75
7. SIMULACIÓN DE POZO SELECCIONADO PARA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADO (STL) MEDIANTE EL SOFTWARE PC-PUMP DE C-FER TECHNOLOGIES.	81
7.1 ESCENARIO #1. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO, CON COMPLETAMIENTO CONVENCIONAL (varilla de 1" x 25 pies grado HS), SIN NINGUN TIPO DE CENTRALIZACIÓN.	83
7.2 ESCENARIO #2. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO, CON COMPLETAMIENTO CONVENCIONAL, CON LA SARTA DE VARILLAS CENTRALIZADA.....	89
7.3 ESCENARIO #3. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO CON COMPLETAMIENTO CON SARTA DE VARILLA CONTINUA, PARA SIMULAR CONDICIONES DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADA.	92
8. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADA.	98
9. CONCLUSIONES	101
10. RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA.....	104

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Propiedades de porosidad y permeabilidad generales de Campo Velásquez	23
Cuadro 2. Parámetros generales formaciones productoras de Campo Velásquez.....	24
Cuadro 3. Estadística de servicio a pozo año 2017.....	43
Cuadro 4. Reporte final de un servicio a un pozo de campo Velasquez.....	47
Cuadro 5. Clasificación de Pozos con tubería rota de acuerdo con la causa de origen.	50
Cuadro 6. Identificación de pozos PCP con depositación de parafina y producción de arena.	52
Cuadro 7. Identificación de pozos con alguna tecnología instalada la para disminución de fallas por tubería rota.	53
Cuadro 8. Pozos seleccionados mediante la metodología de selección de un.....	54
pozo para instalación del Sistema de Trasmisión de Tubería Lubricada STL.	54
Cuadro 9. pozos preseleccionados para realizar la evaluación económica.....	55
Cuadro 10. Propiedades de los materiales de los centralizadores rod guide.	62
Cuadro 11. Desempeño de tubería Enduralloy instalada en pozos piloto.....	67
Cuadro 12. Desempeño de tubería lined tubing instalada en pozos piloto.	69
Cuadro 13. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-226.	71
Cuadro 14. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-289.	72
Cuadro 15. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-057.	73
Cuadro 16. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-156.	73
Cuadro 17. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-291.	74
Cuadro 18. Survey del pozo vel-294.....	84
Cuadro 19. Cálculo de áreas de flujo para selección de tipo de varillas para simulación del STL.....	93
Cuadro 20. Pronóstico de precio de venta crudo Velasquez.	98

Cuadro 21. Gastos en Opex y Capex para los 2 sistemas, STL y convencional.....99

Cuadro 22. Análisis económico para el sistema de transmisión lubricada STL.99

Cuadro 23. Análisis económico para el sistema convencional.100

Cuadro 24. Comparativo análisis económico STL Vs Convencional N-80.....100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de Campo Velasquez.....	18
Figura 2. Producción histórica de campo Velasquez.	20
Figura 3. Sección Estratigráfica Típica De Campo Velásquez.....	21
Figura 4. Esquema típico completamiento PCP convencional.....	25
Figura 5. Componentes de fondo de pozo de un pozo PCP convencional.	26
Figura 6. Puntos de contacto entre sarta de tubería y varillas en un pozo PCP convencional.....	27
Figura 7. Puntos de contacto entre sarta de tubería y varillas en un pozo PCP convencional.	29
Figura 8. Comparación entre sistema de transmisión lubricada y transmisión convencional en bombas PCP. Vista de planta.	30
Figura 9. Comparación entre sistema de transmisión lubricada y transmisión convencional en bombas PCP, vista lateral.	31
Figura 10. Derivador de flujo.....	31
Figura 11. Cabezal PCP del sistema de transmisión lubricada.	32
Figura 12. Varilla de bombeo hueca PCPRod.	33
Figura 13. Bomba Nemo.....	34
Figura 14. Swivel y manguera de producción.	34
Figura 15. Criterios de selección pozos candidatos.....	41
Figura 16. Distribución de Fallas en Campo Velasquez, años 2016, 2017 Y 2018.....	46
Figura 17. Distribución porcentual de las fallas por tubería rota 2015 – 2017.	49
Figura 18. Tubería rota por rozamiento en los pozos Vel-311 y Vel-294.....	51
Figura 19. Tubería rota por corrosión en los pozos Vel-264 y Vel-170.....	51
Figura 20. Estado mecánico pozo Vel-341. Pozo desviado tipo S.....	58
Figura 21. Tubería rota por rozamiento metal-metal entre varilla y tubería en un pozo de campo Velásquez.....	59
Figura 22. Centralizador tipo roto bear fallado en campo Velasquez.....	60

Figura 23. Centralizador tipo roto bear fallado en campo Velasquez.....	60
Figura 24. Centralizador tipo rod guide nuevo y fallado en Campo Velasquez.	62
Figura 25. Dureza de la tubería Enduralloy Vs tubería J-55.	63
Figuras 26 y 27, fotografía con microscopio de tubería J-55 y enduralloy respectivamente.....	64
Figura 28. Antiwear Lined tubing.	65
Figura 29. rotador de tubería y swivel de fondo.....	66
Figura 30. Histórico de fallas del pozo Vel-170.....	68
Figura 31. Falla de polímero interno de lined tubing, pozo Vel-311.....	70
Figura 32. Frecuencia de intervención por pulling de tubería, del pozo I-157.....	76
Figura 33. Evolución del índice de intervención anual del pulling con sistema de trasmisión lubricada.....	76
Figura 34. Estado mecánico pozo Ea-150 con sistema STL.	78
Figura 35. Estado mecánico pozo E-200.....	79
Figura 36. Comparación surveys y dog leg pozos horizontales campo diadema E-200 y campo Velázquez Vel-319 y Vel-294 pozo desviado tipo S.....	80
Figura 37, Estado mecánico final de perforación del pozo Vel-294.....	82
Figura 38, Geometría del pozo Vel-294.....	85
Figura 39, Descripción de equipos de superficie y de fondo utilizados en el pozo Vel-294.....	86
Figura 40. Descripción de las propiedades del fluido del pozo vel-294.....	87
Figura 41, Descripción de las condiciones de operación del pozo vel-294.....	87
Figura 42. Porcentaje de desgaste de la pared del tubo Vs tiempo, sarta de varilla sin centralizar.	88
Figura 43. Cargas de contacto varilla / tubería sin centralizar.	89
Figura 44. Cargas de contacto varilla / tubería centralizada.....	90
Figura 45. Porcentaje de desgaste de la pared del tubo Vs tiempo, sarta de varilla centralizada.....	91
Figura 46. Selección de varilla continua pro-rod de diámetro de 1-1/8”.....	93

Figura 47. Selección de tubería de 2-7/8".....	94
Figura 48. Ingreso de presión de cabeza de pozo, incluyendo las pérdidas de presión por reducción de las conexiones de las varillas.	95
Figura 49. Cargas de contacto con varilla continua pro-rod 1-1/8"	96
Figura 50. Porcentaje de desgaste de la pared del tubo Vs tiempo, sarta de varilla continua pro-rod 1-1/8"	97

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADA PARA DISMINUIR LAS FALLAS EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN, EN UN POZO PCP DE CAMPO VELÁSQUEZ.*

AUTOR: MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ**

PALABRAS CLAVES: Sistema de transmisión lubricada (STL), Bomba de cavidades progresivas (PCP), Campo Velásquez.

DESCRIPCIÓN: Identificar la causa raíz de las fallas en los pozos con sistema PCP de campo Velásquez, es de gran importancia para poder implementar nuevas tecnologías que permitan disminuirlas, y de esta manera generar valor a la empresa de dos formas, incrementando la producción acumulada en el tiempo por la disminución de la intervención de pozos y disminuyendo el costo de levantamiento por barril.

En este trabajo, se estudian las fallas por tubería rota, las cuales se clasifican por su causa en tubería rota por corrosión o por fricción, siendo esta última objeto de estudio de este trabajo, para poder seleccionar los pozos candidatos a implementación de la tecnología de sistema de transmisión lubricada.

El sistema de tubería lubricada fue desarrollado por el grupo CAPSA de Argentina e implementado en el campo Diadema, logrando reducir en un 45% el índice de intervención por tubería rota en los pozos con sistema PCP.

En este documento se presenta una metodología de selección de un pozo candidato para la instalación del sistema de tubería lubricada, la aplicación de la metodología a los pozos del campo y la selección del mejor candidato.

Además de la evaluación técnica, se presenta una evaluación económica, para ver si es viable o no, la instalación del sistema.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director: Luis Jose Abaunza Sepulveda. Magister science petroleum engineering

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE VIABILITY OF THE IMPLEMENTATION OF THE LUBRICATED TRANSMISSION SYSTEM TO REDUCE THE FAILURES IN PRODUCTION TUBINGS, IN A PCP WELL OF VELASQUEZ FIELD*

AUTHOR: MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ**

KEYWORDS: lubricated transmission system (LTS), progressive cavity pump (PCP), Velasquez Field.

DESCRIPTION: Identify the root cause of the failures in wells with PCP Velasquez field system is of great importance to implement new technologies that allow to reduce them, and in this way generate value to the company in two ways, increasing the production accumulated over time by the decrease in the intervention of wells and decreasing the lifting cost per barrel.

In this work, the failures by broken tubing are studied, which are classified by their cause in broken tubing by corrosion or by friction, being this last object of study of this work, to be able to select the candidate wells to implement the technology of lubricated transmission system.

The lubricated transmission system was developed by the CAPSA group in Argentina and implemented in the Diadema field, achieving a 45% reduction in the intervention rate for broken pipes in wells with PCP system.

This document presents a methodology for the selection of a candidate well for the installation of the lubricated pipe system, the application of the methodology to the field wells and the selection of the best candidate.

In addition to the technical evaluation, an economic evaluation is presented, to see if it is viable or not, the installation of the system.

* Degree Thesis.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Master in Petroleum Engineering and Gas. Tutor: Luis Jose Abaúnza Sepulveda. Magister science petroleum engineering.

INTRODUCCIÓN

El principal sistema de levantamiento artificial instalado en Campo Velásquez es el sistema de bombas de cavidades progresivas (PCP). Este sistema debido a los años de operación y al incremento de velocidades para aumentar producción de fluidos, ha incrementado el índice de falla por varilla partida y por tubería rota.

Identificar la causa raíz de las fallas en los pozos con sistema PCP de campo Velásquez es de gran importancia para poder implementar tecnologías que permitan disminuirlas, y de esta manera generar valor a la empresa de dos formas, incrementando la producción acumulada en el tiempo por la disminución de la intervención de pozos y disminuyendo el costo de levantamiento por barril.

Se analiza el comportamiento de las diferentes tecnologías instaladas como tuberías con recubrimiento polimérico interno, tuberías endurecidas con boro, rotadores de tubería y de varilla y diferentes tipos de centralizadores y se define cuáles han sido y cuales no han sido exitosas.

En este trabajo, se estudian las fallas por tubería rota, las cuales se clasifican por su causa en tubería rota por corrosión o por fricción, siendo esta última, objeto de estudio de este trabajo para poder seleccionar los pozos candidatos a implementación de la tecnología de tubería lubricada.

Además, se desarrolla y se aplica en campo una metodología para la selección de un pozo candidato, para la implementación de la tecnología del sistema de

transmisión lubricada y se hace una evaluación técnica y una evaluación económica al sistema PCP convencional y al sistema de tubería lubricada, para ver la viabilidad de la implementación de la tecnología.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la viabilidad de la implementación del sistema de transmisión lubricada para disminuir las fallas en la tubería de producción en un pozo PCP de campo Velásquez.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Crear una metodología para la selección de pozos PCP candidatos para la implementación de la tecnología del sistema de transmisión lubricada, mediante una revisión, selección, clasificación y análisis de la información disponible en campo de los pozos de cavidades progresivas que han presentado falla por tubería rota en los últimos 3 años.
- Evaluar el funcionamiento de cada una de las diferentes tecnologías utilizadas en campo Velásquez para la reducción de falla por tubería rota y comparar los casos exitosos en los cuales se incrementó el tiempo de vida de la tubería contra los resultados obtenidos con la implementación del sistema de transmisión lubricada en campo Diadema del grupo CAPSA.
- Realizar las corridas de los casos base y de los casos con el sistema de tubería lubricada a los pozos seleccionados como candidatos para la instalación de esta tecnología, mediante el software PCPump y verificar si el tiempo de vida útil de la sarta de tubería se incrementa, si la distribución de esfuerzos en los puntos de contacto tubería-varilla disminuyen, para seleccionar el pozo candidato para realizar la evaluación económica.

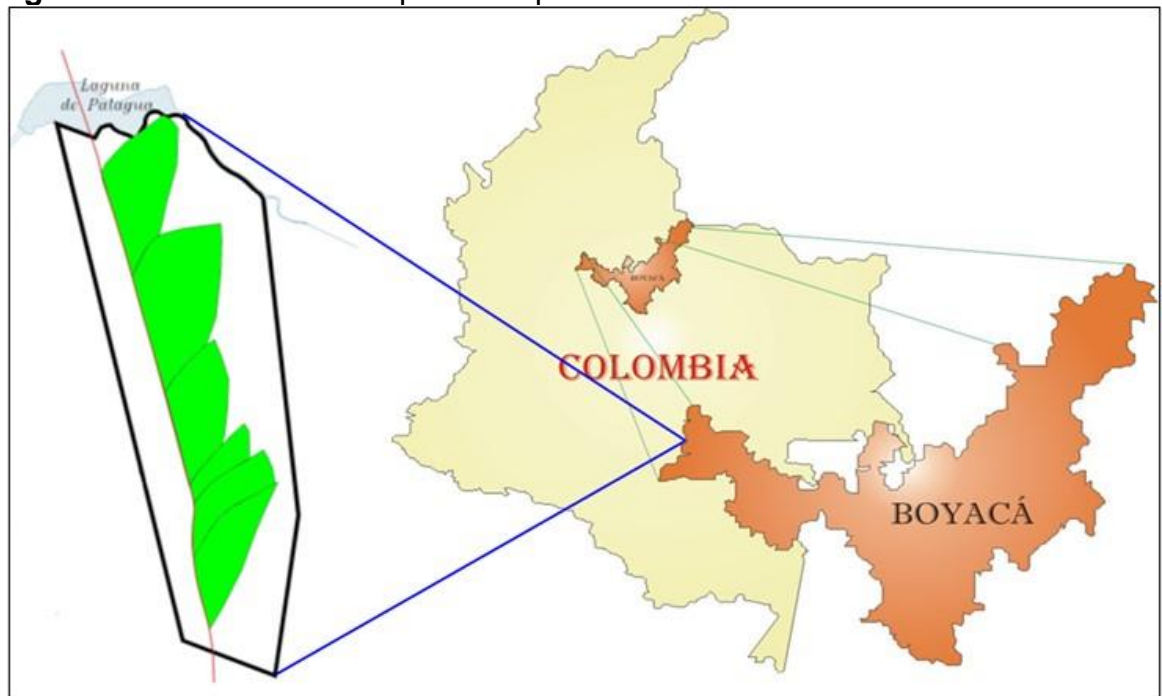
- Realizar la evaluación económica del sistema de transmisión lubricada y en conjunto con la evaluación técnica realizada previamente, determinar la viabilidad de la implementación del sistema en un pozo de campo Velásquez.

2. ANTECEDENTES

2.1 RESEÑA HISTÓRICA CAMPO VELÁSQUEZ

Campo Velásquez fue descubierto en 1946 por la empresa TEXAS PETROLEUM COMPANY en el área rural de los municipios de Puerto Boyacá, Puerto triunfo y Cimitarra en los departamentos de Boyacá, Antioquia y Santander.

Figura 1. Ubicación de Campo Velásquez.



Fuente, Mansarovar Energy, Departamento de Yacimientos.

Fue desarrollado al inicio en flujo natural y posteriormente con la caída de presión del yacimiento se implementaron sistemas de bombeo mecánico y de inyección de gas (LAG) para la continuación con la producción secundaria. Fue vendido a la empresa OMIMEX de Colombia en 1994 y luego en 2006 esta lo vende a

MANSAROVAR ENERGY quien es la actual operadora. La producción de crudo tuvo un pico máximo de 29765 BOPD hacia 1959 y fue declinando hasta alcanzar el pico mínimo 1377 BOPD en el año 2002.

Actualmente el campo cuenta con un total de 321 pozos perforados, de los cuales solo 90 están en producción, 65 con sistema de levantamiento por cavidades progresivas y 25 con bombeo mecánico y una producción de 3100 BOPD.

2.1 GEOLOGÍA DE CAMPO VELÁSQUEZ.

En Campo Velásquez las formaciones productoras son Tuné y Guaduas. Ambas están datadas como del Oligoceno (Terciario). La Formación Tuné se encuentra concordante sobre la Formación Guaduas. Pero también existen reportes de producción del Basamento (Pozos Velásquez-105 y 270), el cual aparece como altamente fracturado.

El ambiente de sedimentación es de tipo fluvial y como tal, muestra una gran intercalación de arenas y arcillas. Dentro de cada una de las formaciones productoras, Tuné y Guaduas, se identificaron por parte de Texaco, zonas que fueron denominadas para la Formación Tuné como zonas A, B, C, D, E y F, y para Guaduas como grupos I, II, III, IV y V. Cada una de estas zonas o grupos, presentan múltiples arenas y diferentes contactos agua-aceite.

Campo Velásquez está ubicado en el borde occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, cuya expresión estructural corresponde a un monoclinal suavemente inclinado hacia el oriente (5°-7°). En este sector de la cuenca han sido identificados dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NE-SW,

al cual pertenece la Falla Cocorná y otro sistema de dirección NW-SE al cual pertenece la falla de Velásquez. Ambos sistemas son distensivos y desarrollan fallas normales con sus planos generalmente inclinados hacia la cuenca.

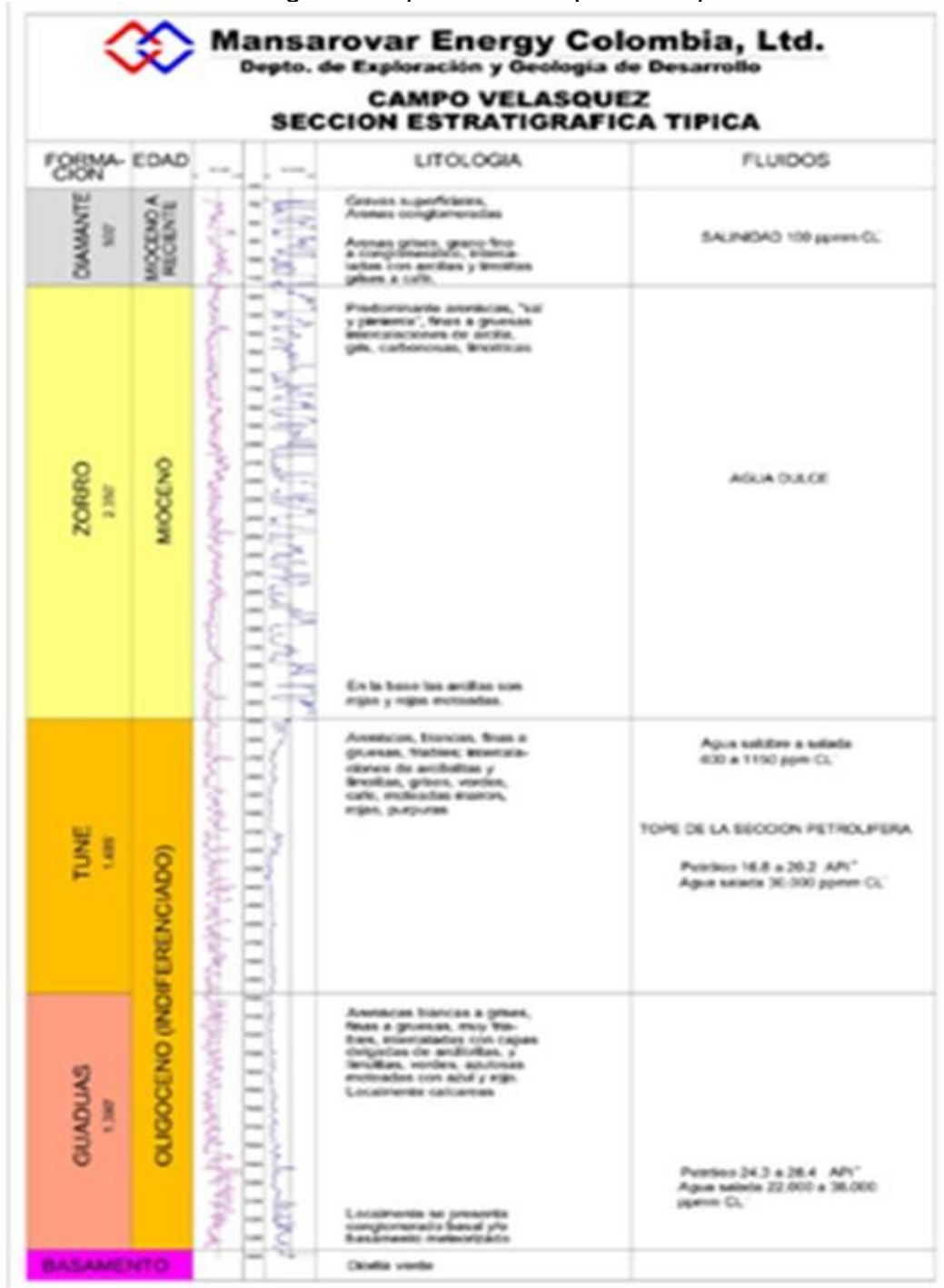
En el área de Velásquez el entrapamiento de los hidrocarburos está controlado principalmente por la Falla de Velásquez y fallas menores relacionadas a ella, de dirección suroeste – noreste, las cuales segmentan el Campo en varios bloques. En el área de Velásquez se halla presente una secuencia sedimentaria de origen fluvial que alcanza un espesor del orden de 8000 pies en la parte sureste del bloque, la cual reposa discordantemente sobre el basamento complejo compuesto por rocas ígneas y metamórficas. Como puede observarse en la columna estratigráfica (Figura 2), la secuencia comprende las siguientes unidades:

Figura 2. Producción histórica de campo Velásquez.



Fuente, Mansarovar Energy, Departamento de Yacimientos.

Figura 3. Sección Estratigráfica Típica De Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

- Guaduas - Tuné: La Compañía Texas Petroleum denominó serie Guaduas – Tuné a la parte inferior de la sección sedimentaria de esta parte de la cuenca, la cual está compuesta por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas. Esta unidad puede llegar a medir más de 4000 pies de espesor en la parte sureste del área de Velásquez y se adelgaza hacia el noreste por pinchamiento en la base y por truncamiento en el techo. Como se muestra en la columna estratigráfica adjunta, esta unidad descansa discordantemente sobre el basamento y su contacto superior es también discordante bajo la serie Zorro – Diamante. Esta serie presenta conglomerados y areniscas hacia la base con intercalaciones de estratos de arcillolitas; hacia la parte superior de Guaduas, se presentan generalmente capas de areniscas de granulometría variable, friable, con intercalaciones delgadas de arcillolitas y limolitas. La parte superior de la serie denominada Tuné presenta intercalaciones de areniscas y arcillolitas hacia la base, con predominio de las arcillolitas. Hacia el tope predominan los estratos de areniscas de granulometría variable (fino a grueso), friables y también se presentan intercalaciones de arcillolitas y limolitas en capas delgadas. Por correlación regional a la serie Guaduas – Tuné en el área de Velásquez, se le ha asignado una edad de Oligoceno indiferenciado.
- Zorro - Diamante: Reposando discordantemente sobre la serie anterior se encuentra presente una secuencia de sedimentos de origen fluvial, con espesor variable, llegando a más de 4000 pies en el sureste del área, compuesta principalmente por areniscas y conglomerados y en menor proporción por intercalaciones de arcillolitas. Las Areniscas son friables, de grano grueso a conglomeráticas, pobremente seleccionadas, compuestas primordialmente de fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, y en menor proporción cuarzo y chert. Hacia el tope de la serie se presentan importantes paquetes de areniscas y conglomerados friables, compuestos principalmente por fragmentos de rocas

volcánicas, cuarzo y chert. El contacto superior de la serie descrita anteriormente es discordante. Por correlación regional se le ha asignado a la serie Zorro – Diamante una edad de Mioceno Superior a Plioceno.

- Depósitos Cuaternarios: Sobre las unidades anteriormente descritas y de manera discordante se presentan depósitos recientes de gravas y arenas de origen aluvial, que pueden alcanzar en promedio unos 50 pies de espesor, los cuales fueron depositados por las corrientes actuales.

La acumulación de aceite en el Campo Velásquez es estructuralmente controlada por fallamientos de sedimentos terciarios en una plataforma ígnea-metamórfica. El aceite fue depositado en una secuencia de múltiples arenas fluviales, con distintos contactos agua - aceite. El campo está dividido en varios bloques de fallas limitadas por la Falla Velásquez.

Los valores promedio de permeabilidad y porosidad (Cuadro 1) son determinados desde bases de análisis convencionales, así como los parámetros generales del Campo Velásquez para las formaciones productoras (Cuadro 2)

Cuadro 1. Propiedades de porosidad y permeabilidad generales de Campo Velásquez

	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)
Formación Tuné	24.5	1565
Formación Guaduas	19.7	720
Sección baja de formación Guaduas	18.8	372

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento Yacimientos.

Las Arenas Guaduas y Tuné son heterogéneas, y exhiben una variación en la permeabilidad, tanto en la vertical como en la lateral.

Cuadro 1. Parámetros generales formaciones productoras de Campo Velásquez.

PARAMETRO	TUNE	GUADUAS
Area, Acres	1891	3824
Espesor neto, pies (prom)	109	136
Cutt Off	2.5	3
Porosidad, % (Prom)	24.5	21
Salinidad, ppm Cl	37000	36000
Factor Volumetrico, Res/stb	1.15	1.2
Permeabilidad, md. (Prom)	1565	720
Presion Inicial	2100	3000
Presion Actual		1850
Presion de Saturacion, psi	1800	1950
Saturacion de Agua Inicial, % (Prom)	44	38
Gradiente de Fractura, psi/ft	0.7	0.75
Datum (Subsea), pies	4300	6500
Gradiente de Temperatura F/100 ft	2.5 @ 5500'	
Area Drenaje Promedio (20 Acres).	480' - 150 mt	

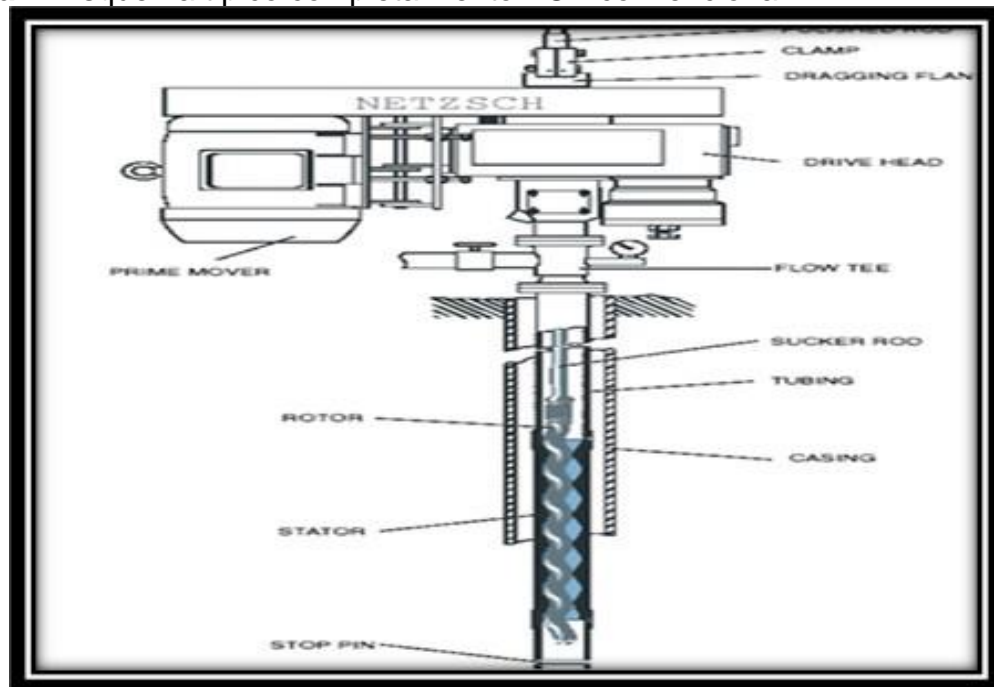
Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

La permeabilidad vertical de la Formación Guaduas es aproximadamente la mitad de la permeabilidad horizontal, de acuerdo a la evaluación de corazones y análisis de registros. La salinidad promedio de la Formación Guaduas es 36000 ppm (partes por millón) de cloruros (Cl⁻), y la de la Formación Tuné es de 37000 ppm de cloruros (Cl⁻).

3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADA.

El sistema de transmisión lubricada² fue desarrollado por el grupo CAPSA en el campo Diadema en el sur de Argentina y es principalmente una variación realizada al sistema de levantamiento artificial de bombas de cavidades progresivas convencional, en el cual la transmisión de potencia del motor de superficie a la bomba PCP en fondo, es llevado a cabo por medio de una o más varillas de acero que giran dentro de la tubería de acero. Como la profundidad del pozo de producción puede ser varios cientos de metros o incluso más de 1000 m, es imposible evitar cierto contacto y fricción entre el tubo y las varillas girando dentro de ella.

Figura 4. Esquema típico completamiento PCP convencional.

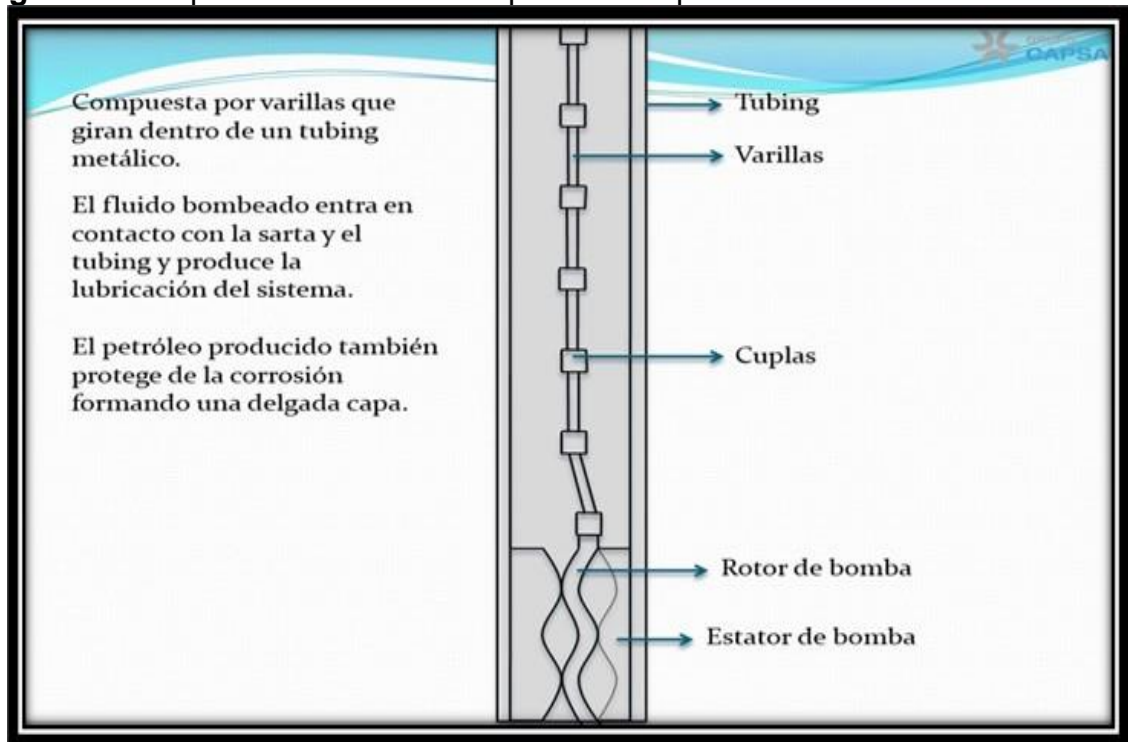


Fuente, *Netzch, entrenamiento de bombas de cavidades progresivas.*

² BUCIAK, J., FONDEVILA SANCET, G., & DEL POZO, L. (2013, September 30). Polymer Flooding Pilot Learning Curve: 5+ Years Experience to Reduce Cost per Incremental Oil Barrel. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166255-MS.

Existen varios puntos de contacto entre la sarta de tubería y varilla y en estos puntos, las fuerzas de contacto son proporcionales al esfuerzo de tracción de la sarta de transmisión y a la desviación del pozo en la zona de evaluación del esfuerzo. En los puntos de contacto se genera una presión, la cual depende del área de la varilla o el acople que se apoya sobre la tubería. Para diámetros de varilla pequeños, al área es pequeña y la presión es elevada. Esto se deduce de la siguiente ecuación y se puede observar en las figuras 4 y 5.³

Figura 5. Componentes de fondo de pozo de un pozo PCP convencional.



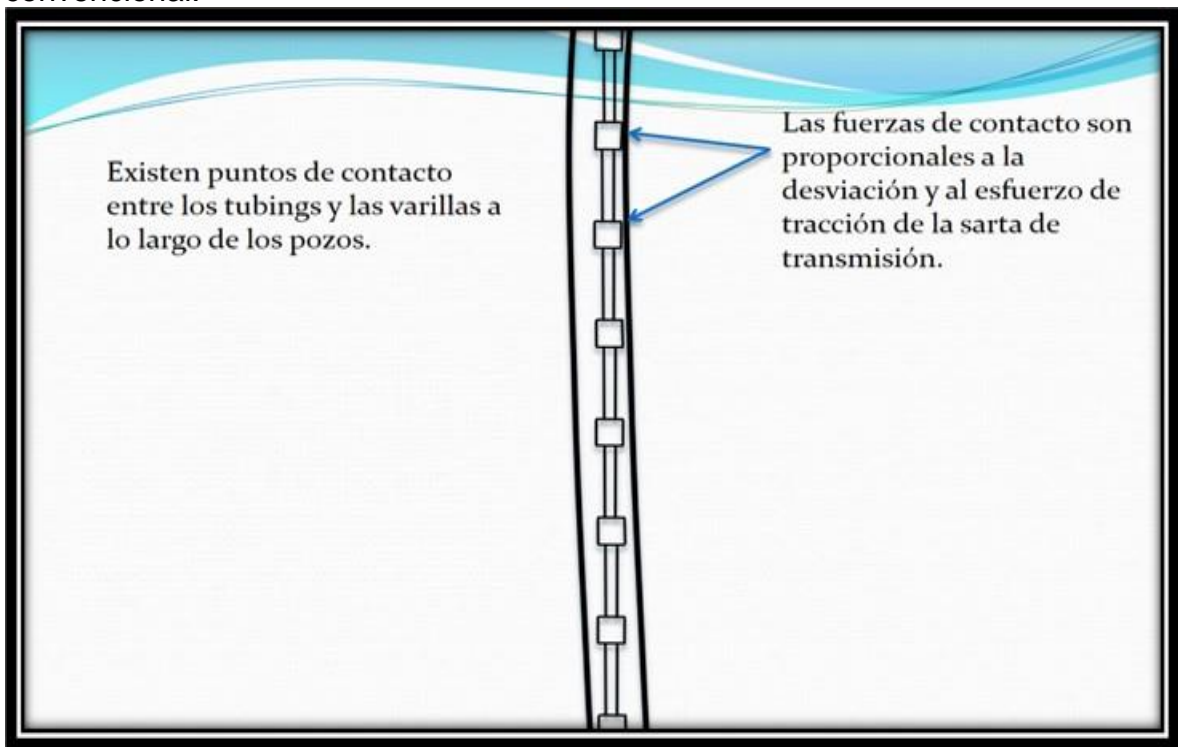
Fuente, Presentación STL grupo CAPSA

$$Presion = \frac{Fuerza}{Area} \dots\dots\dots Ecuación 1.$$

³ Presentación del Sistema de Transmisión Lubricado (STL), versión 2017, grupo CAPSA.

Debido a la fuerza que ejerce la varilla sobre la tubería y al rozamiento por la rotación de las varillas, se produce el desgaste del material que compone la pared de la tubería de producción, y con la presión interna de la tubería generada por la presión de descarga de la bomba PCP, se origina la falla por tubería rota.

Figura 6. Puntos de contacto entre sarta de tubería y varillas en un pozo PCP convencional.



Fuente, Presentación STL grupo CAPSA.

El sistema PCP usa el aceite que bombea desde la parte inferior del pozo como un lubricante entre las superficies que experimentan esta fricción (es decir, entre la cara interna de la tubería y la cara externa de las varillas que giran a lo largo de su lado interno). Una de las desventajas es la fricción que surge entre la bomba en

fondo, las varillas de transmisión y los tubos la cual produce un desgaste a medida en que transcurre el tiempo de operación del pozo.

A menudo en los yacimientos de recuperación secundaria (puede ser por inyección de agua o polímeros) aumenta el porcentaje de agua en la mezcla agua / aceite (alcanzando cantidades superiores a 95%), ocasionando una lubricación deficiente y, en muchos casos, una situación en la cual debido a la combinación entre fricción y corrosión se acelera el desgaste y se genera una falla prematura.⁴

Como consecuencia de la reiterada fricción entre la varilla y los tubos, la capa límite protectora se rompe, esta capa está formada por la construcción de un depósito delgado de hidrocarburo presente en el agua y / o mediante la inyección artificial de una película de producto utilizado para cuidar el tubo de los efectos causados por la corrosión, la cual también se termina desgastando.

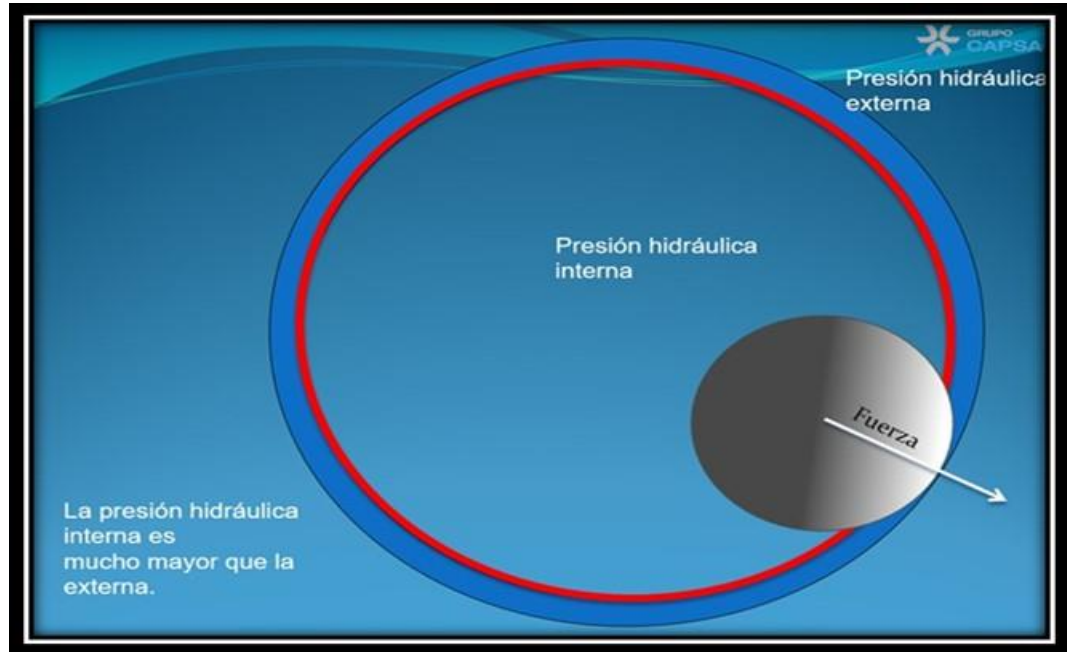
Por lo tanto, es extremadamente importante resolver este serio problema porque causa considerables pérdidas económicas cuando los procesos de explotación en yacimientos de petróleo deben ser interrumpidos hasta que el tubo sea reparado o reemplazado. Para evitar este fenómeno, se aplican 4 conceptos básicos:

- Interponer una película lubricante entre superficies que friccionan, lo cual disminuye el desgaste de la tubería.
- Aumentar el área de contacto disminuye la presión de contacto.
- Evitar el giro de un cuerpo dentro del tubing desnudo que conduce el fluido, impide la rotura del film protector o revestimiento (si lo tuviere).

⁴ BUCIAK, J., FONDEVILA SANCET, G., & DEL POZO, L. (2013, September 30). Polymer Flooding Pilot Learning Curve: 5+ Years Experience to Reduce Cost per Incremental Oil Barrel. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166255-MS.

- El aceite de menor densidad flota en el agua.

Figura 7. Puntos de contacto entre sarta de tubería y varillas en un pozo PCP convencional.



Fuente, Presentación STL grupo CAPSA

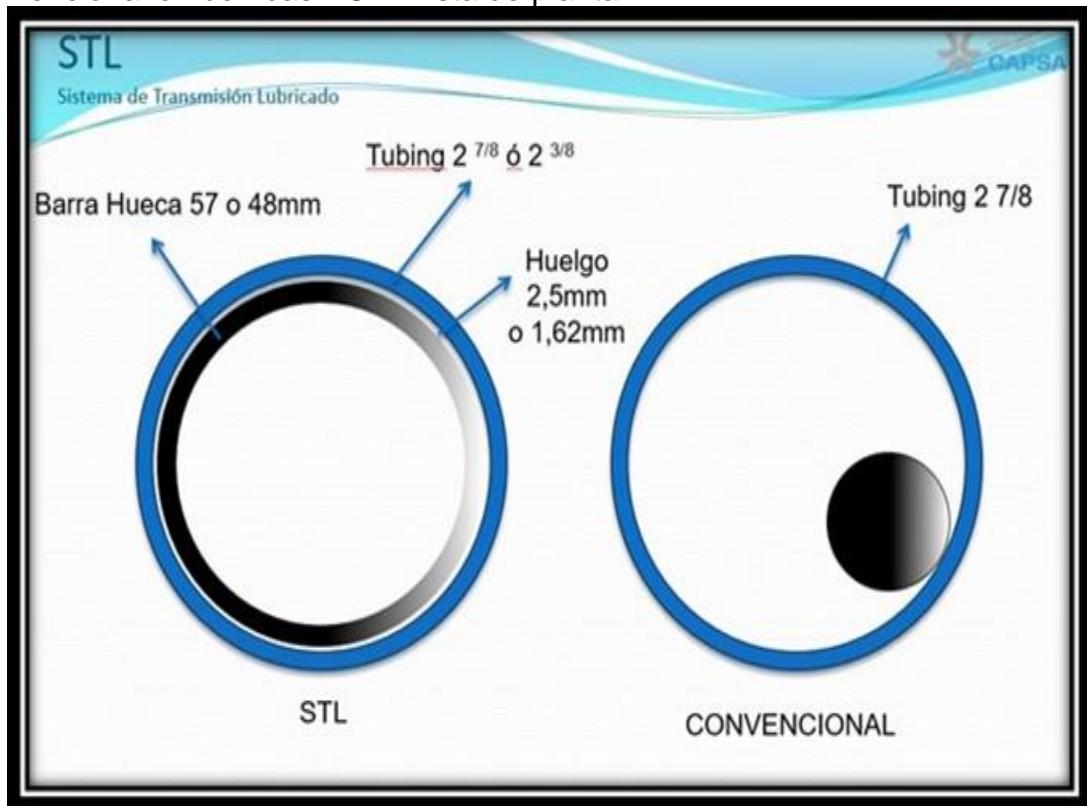
El propósito de este desarrollo es proporcionar un arreglo para la extracción de hidrocarburos en pozos con PCP; esta disposición fue desarrollada con el objetivo de reducir el desgaste como resultado de fricción y corrosión en tubos convencionales utilizados en pozos de campo en que la extracción de fluidos se lleva a cabo por medio de PCP.

Esta disposición consiste en un tubo giratorio o varilla hueca dentro de la tubería de producción. El tubo giratorio conduce el fluido desde fondo hasta la superficie. Entre el tubo giratorio y la tubería de producción, hay un espacio tipo O-ring en el cual se

inyecta un lubricante antifricción entre la cara externa del tubo giratorio y la cara interna de la tubería de producción, ver figuras 8 y 9.

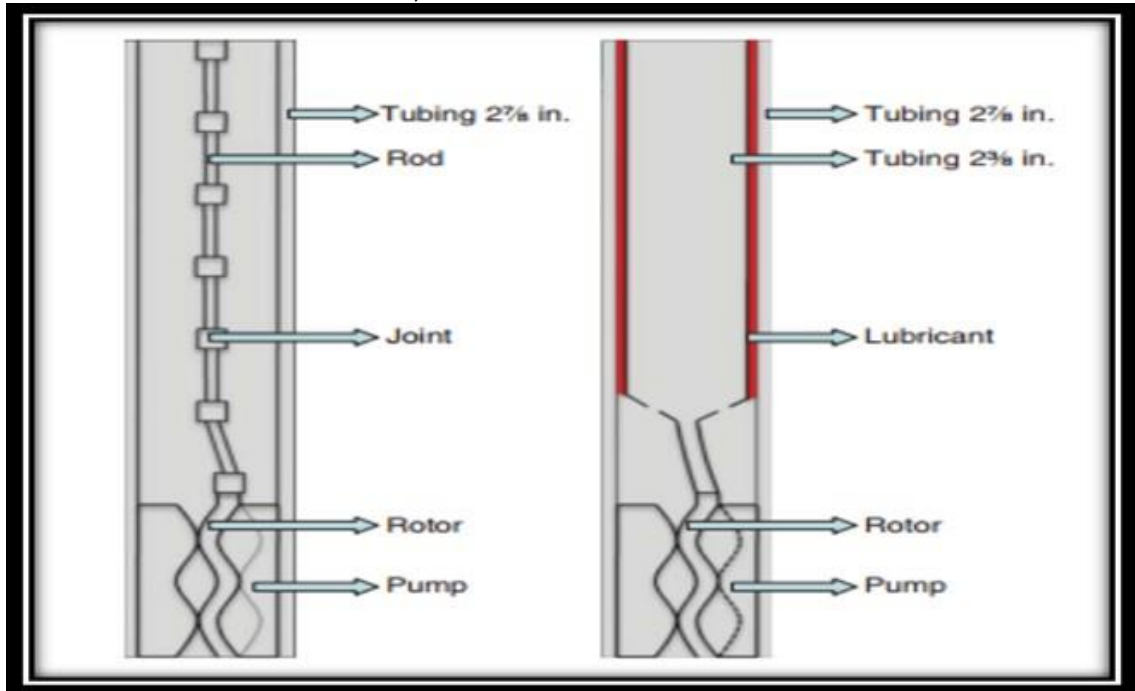
El extremo inferior del tubo giratorio tiene una sección con agujeros llamada derivador de flujo que permite el paso de los fluidos a través de él, y está conectado la bomba PCP en fondo por medio de una varilla, ver figura 10.

Figura 8. Comparación entre sistema de transmisión lubricada y transmisión convencional en bombas PCP. Vista de planta.



Fuente, 166255-MS SPE Conference Paper – 2013

Figura 9. Comparación entre sistema de trasmisión lubricada y trasmisión convencional en bombas PCP, vista lateral.



Fuente, 166255-MS SPE Conference Paper – 2013.

Figura 10. Derivador de flujo.



Fuente, Presentación Fabricación, componentes y montaje, Tenaris división de varillas de bombeo.

Su extremo superior está conectado a una toma de producción y a su mecanismo propulsor, utilizando una Swivel. La sección superior del tubo fijo es conectada a un sistema de inyección de lubricante antifricción en el espacio anular entre el tubo giratorio y el tubo fijo, ver figura 11.

Este sistema permite bajar la frecuencia de intervenciones de Pulling y prolongar la vida útil de los materiales de fondo a valores similares a los de yacimientos con bajos porcentajes de agua.

Figura 11. Cabezal PCP del sistema de trasmisión lubricada.



Fuente, 166255-MS SPE Conference Paper – 2013

Los materiales utilizados para el STL diferentes al completamiento convencional de los pozos PCP son:

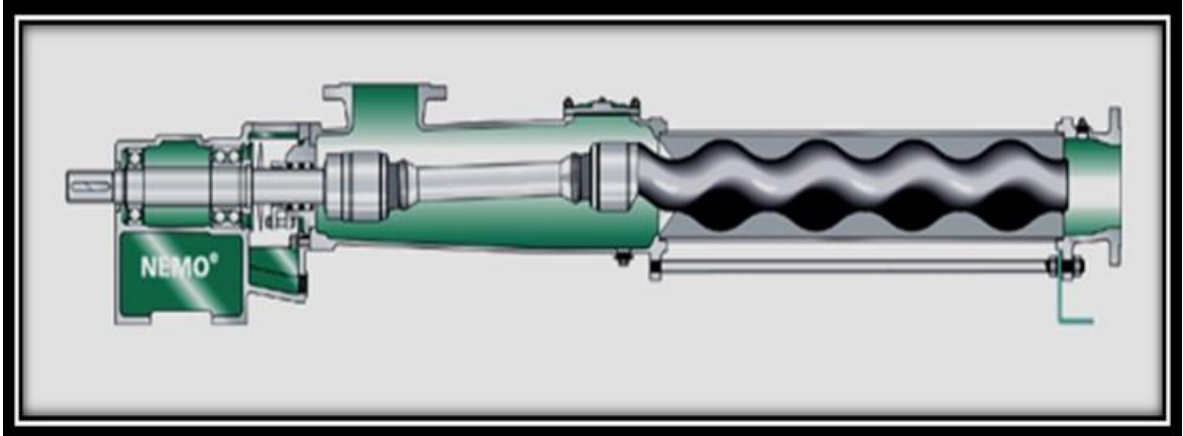
- Varillas huecas de 48 mm non upset, ver figura 12.
- Barra lisa hueca cromada.
- Manguera R2 de 1" para el aceite SAE100.
- Manguera R12 de 1.5" para producción de fluidos.
- Cabezal PCP adaptado para el STL.
- Derivador de flujo, ver figura 10.
- Bomba Nemo para inyección de aceite al anular, ver figura 13.
- Unión rotativa (Swivel), ver figura 14.

Figura 12. Varilla de bombeo hueca PCPRod.



Fuente, Presentación Fabricación, componentes y montaje, Tenaris división de varillas de bombeo.

Figura 13. Bomba Nemo



Fuente, Bombas de superficie Netzsch. Presentación.

Figura 14. Swivel y manguera de producción.



Fuente, Presentación STL grupo CAPSA.

4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS PCP CANDIDATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADA.

En este capítulo se describe el desarrollo de la metodología para la selección de pozos PCP candidatos a instalar el sistema de transmisión lubricada y la implementación de esta en campo Velasquez.

4.1 REVISIÓN, SELECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE EN LA BASE DE DATOS, PARA CADA POZO DEL CAMPO.

Se realiza la Revisión, selección y clasificación de la información disponible en la base de datos, para cada pozo, la cual se encuentra ubicada en los servidores de Mansarovar, y que debido a la gran cantidad de información (reportes finales de intervenciones a pozos de varios años, evaluación de implementación de nuevas tecnologías para disminución de fallas, estadísticas de fallas de pozo, etc.), solo se presenta en este trabajo la información requerida para demostrar cómo se realiza la metodología para la selección de un pozo candidato a la instalación del sistema de transmisión lubricada STL en campo Velásquez.

4.2 CREACIÓN DE ARCHIVOS DE ESTADÍSTICAS DE SERVICIO A POZO PARA LOS AÑOS DE INTERÉS EN EL ESTUDIO.

Se deben verificar todas las intervenciones realizadas a cada uno de los pozos durante el periodo de interés sin importar la causa. Estas causas pueden ser:

4.2.1 Por eventos de falla.

- Varilla desconectada, Se presenta cuando durante el pulling o el running de la varilla, se aplican torques mayores a los establecidos generando que se dañe la

rosca y con el tiempo se presente desconexión de la sarta, o cuando el torque aplicado es menor al requerido.

- Varilla partida, puede ser diferentes causas, tensión por exceso de carga, fatiga, debido al movimiento cíclico de la sarta de varilla y mecánica generadas por inadecuada manipulación de la varilla.
- Tubería rota, Se presenta cuando la tubería presenta perdida de contención de fluidos debido a un fenómeno de corrosión o de abrasión.
- Tubería desconectada, Se presenta cuando durante el pulling o el running de la tubería, se aplican torques mayores a los establecidos generando que se dañe la rosca y con el tiempo se presente desconexión de la sarta, o cuando el torque aplicado es menor al requerido.
- Pozo arenado / Limpieza de arena, Se debe realizar cuando la arena se acumula en el fondo del pozo y tapa los intervalos perforados, esto se presenta cuando la producción de arena es mayor que la que el sistema de levantamiento puede producir o cuando la velocidad de arrastre es menor que la velocidad de decantación del grano de arena.
- Cambio de bomba por escurrimiento de válvulas, se presenta en bombeo mecánico. Cuando la válvula fija o la válvula viajera no hacen sello de manera adecuada, el fluido se escapa de la bomba.
- Cambio de bomba por pistón pegado. Se presenta por efecto de llenado de la bomba con arena, imposibilitando el movimiento del pistón dentro del barril.
- Cambio de bomba por barril roto, cuando las paredes del barril pierden integridad, esto ocurre principalmente por fenómenos de corrosión localizada.
- Barril colapsado, ocurre por mal manejo de la bomba durante el running de la bomba.
- Hinchamiento de elastómero, cuando el elastómero es permeable al gas, este ingresa al elastómero y ocurre el fenómeno de hinchamiento.

- Desgarre de elastómero, Ocurre por esfuerzos mecánicos entre el rotor y el elastómero. Ocurre comúnmente en la descarga de la bomba que es donde mayor presión hay en el sistema de producción.
- Rotor partido, Ocurre cuando se produce un mal espaciamiento, especialmente con los sobre espaciamientos, ya que el rotor queda demasiado fuera del estator, generando que se parta debido a los movimientos excéntricos y al roce con los niples espaciadores. También ocurre con los sub-espaciamientos ya que el rotor queda atrapado en el pin de paro generando sobre esfuerzos.
- Run life de la bomba, cuando se cumple el tiempo deseado de uso. Normalmente estimado mediante un análisis MTBF (tiempo medio entre fallas).
- Baja eficiencia, cuando la producción es menor de lo esperado, ya sea por causa de un mal funcionamiento de la bomba o por de fugas de fluido en la tubería de producción.
- Limpieza de parafina, genera disminución del caudal de flujo debido a la reducción del diámetro de la tubería por la precipitación y depositación de la misma.

4.2.2 Por intervenciones para optimización.

- Cambio completo de sarta de tubería, Se realiza cuando presenta mucho desgaste por el uso, y varias intervenciones por tubería rota.
- Cambio completo de sarta de varillas, Se realiza cuando presenta mucho desgaste por el uso, y varias intervenciones por varilla partida.
- Cambios de sistema de levantamiento, Cuando se requiere realizar incrementos de producción.
- Profundización de bomba, en pozos que tienen un bajo IP y no aportan lo suficiente para mantener una operación continua del pozo.

- Instalación de empaques para aislamiento de zonas. Empaques de producción recuperables para aislar zonas de agua superiores o empaques permanentes para aislar zonas de agua inferiores.

4.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTAN EVENTOS POR TUBERÍA ROTA DURANTE EL PERIODO A EVALUAR.

De la información obtenida de los archivos en los que se consolida la información de intervenciones a pozos se realiza una selección de los pozos que han sido intervenidos y hallan presentado falla por esta causa.

4.4 FILTRAR LOS POZOS POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (BM, PCP).

Seleccionar los pozos con el sistema de levantamiento artificial de interés.

4.5 REVISIÓN DE LOS REPORTES DE INTERVENCIÓN A POZO QUE PRESENTAN FALLA POR TUBERÍA ROTA EN POZOS PCP.

Se debe revisar detalladamente el reporte de intervención de cada pozo identificado con falla por tubería rota, para verificar el tipo de falla y la profundidad a la que ocurre.

4.6 CLASIFICAR LOS EVENTOS DE TUBERÍA ROTA EN EVENTOS POR CAUSA DE CORROSIÓN, FRICCIÓN Y OTROS.

(en otros se incluye cualquier causa mecánica o humana que haya causado el evento y que no clasifique como fricción o corrosión, como por ejemplo fuga por cuello por rosca quemada por exceso de torque).

4.7 IDENTIFICAR LOS POZOS CON SISTEMA PCP QUE HAN PRESENTADO EVENTOS POR TUBERÍA ROTA, Y QUE SON PRODUCTORES DE ARENA Y/O PRODUCTORES DE PARAFINA.

Esto es importante debido a que el fluido del pozo seleccionado para la instalación del sistema de transmisión lubricada STL, fluirá a través de una varilla hueca, la cual tiene un diámetro mucho menor que la tubería convencional de producción. Estos pozos deben ser descartados para esta tecnología por la alta posibilidad de taponamiento de la sarta, lo que generaría la pérdida de la misma.

4.8 IDENTIFICAR POZOS CON OTRO TIPO DE TECNOLOGÍAS PARA DISMINUCIÓN DE FALLA POR TUBERÍA ROTA.

Como lo que se desea es hacer una evaluación del funcionamiento del sistema de Trasmisión de Tubería Lubricada, en caso de que sea económicamente viable y se logre implementar, no se puede combinar con otras tecnologías ya que no se tendrían resultados veraces de la efectividad de la misma. Los pozos que tengan instalado otro tipo de tecnología, serán descartados como candidatos a la implementación del STL.

4.9 SELECCIONAR LOS POZOS CANDIDATOS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADA.

La selección se hace de acuerdo con la clasificación realizada en los puntos anteriores.

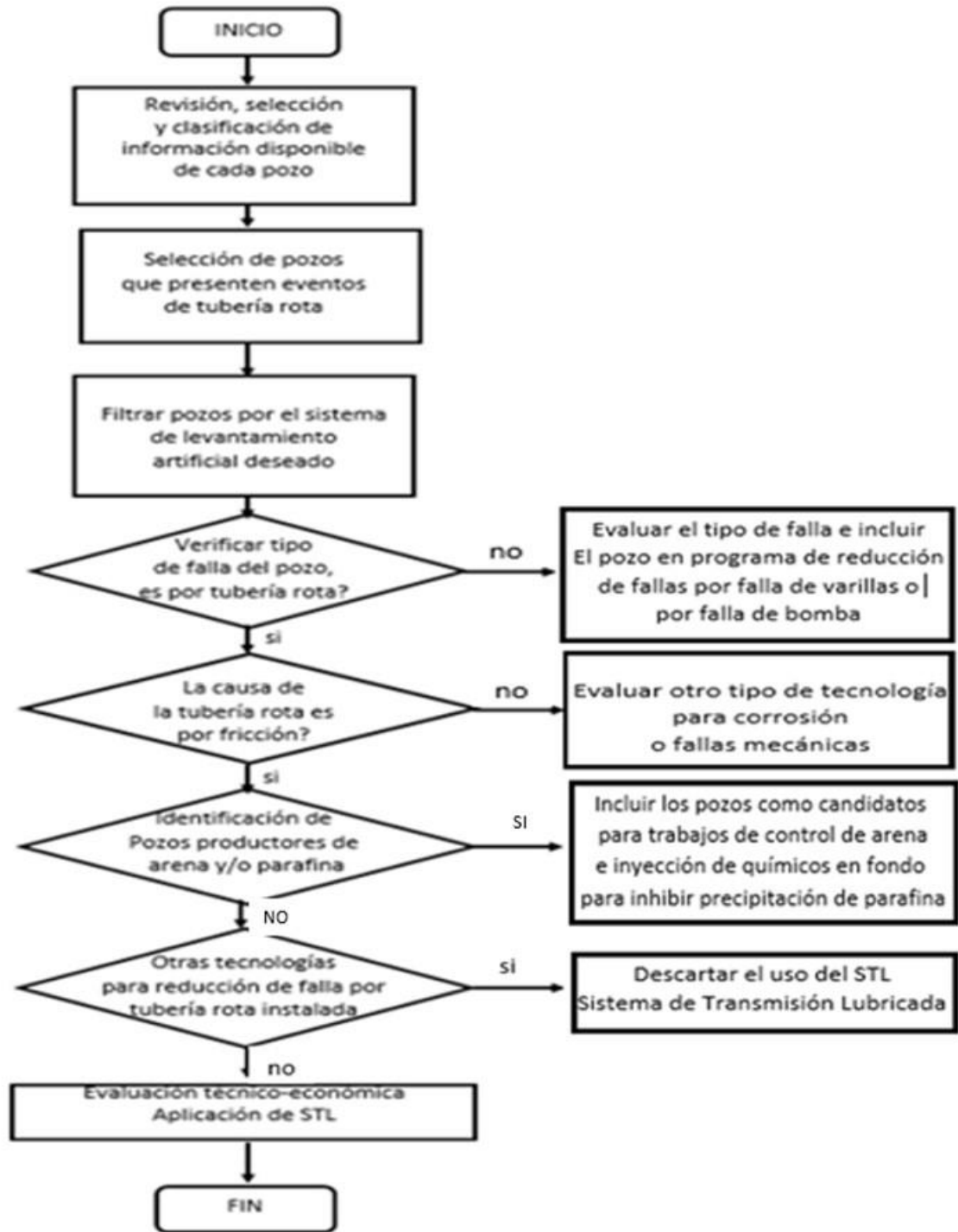
4.10 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA:

- Que tengan más de 2 eventos de tubería rota en el periodo estudiado.
- Que la causa de la tubería rota sea por fricción principalmente. Porcentaje mayor al 75% del total de eventos de tubería rota.
- Que actualmente el pozo seleccionado, no tenga ninguna tecnología para la disminución de fallas por tubería rota.
- Que no presente depositación de parafina en la tubería de producción.
- Que no presente problemas de arena, o que los que presente sean mínimos.

4.11 DIAGRAMA FLUJO CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A INSTALACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADA.

Este diagrama de flujo resume el proceso de selección de un pozo candidato a instalación del sistema de transmisión lubricado (STL).

Figura 15. Criterios de selección pozos candidatos



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO A INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADA (STL) EN CAMPO VELÁSQUEZ.

5.1 REVISIÓN DE ESTADÍSTICAS DE SERVICIO A POZO PARA CAMPO VELÁSQUEZ EN EL PERIODO DE ESTUDIO (2016 A 2018).

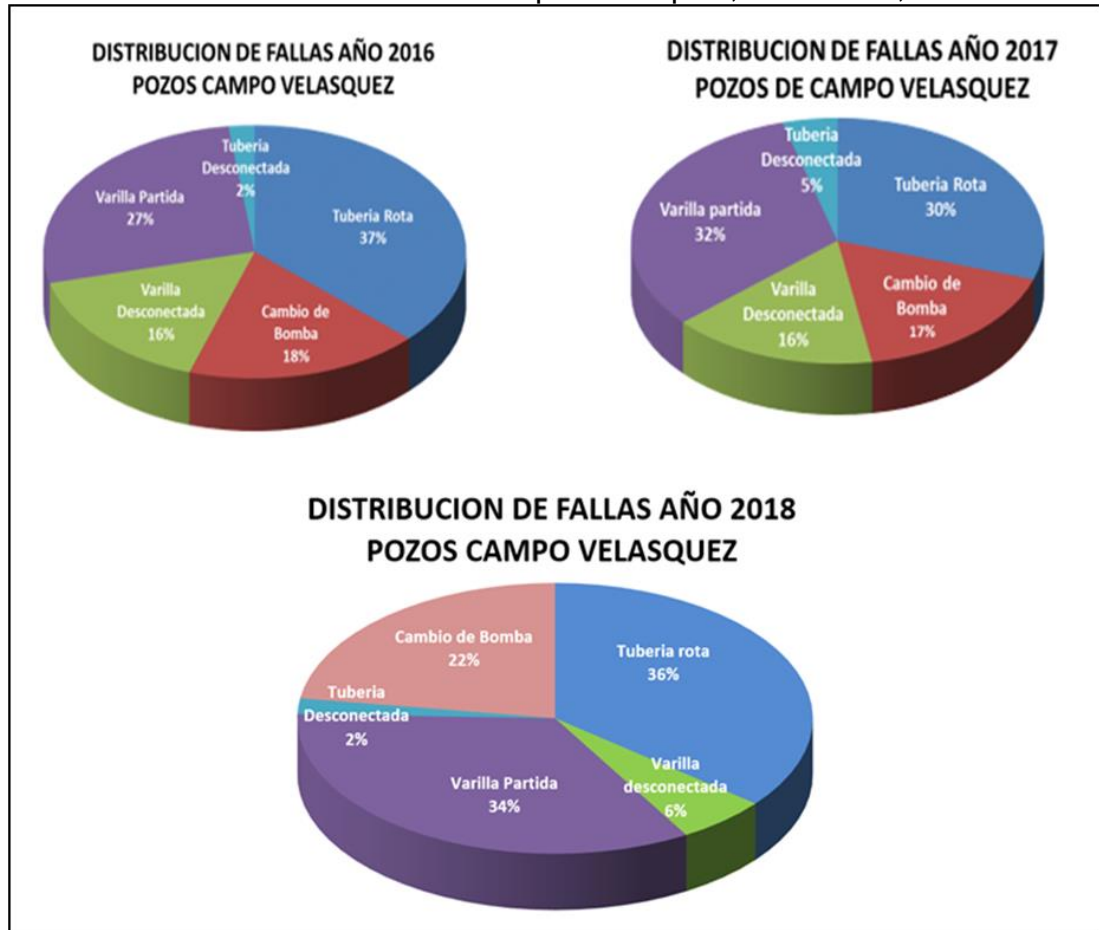
Las siguientes son algunas de las clasificaciones de las causas de intervención a un pozo:

- C/B. cambio de bomba
- TROT. Tubería rota
- TDES. Tubería desconectada
- VDES. Varilla desconectada
- VPAR. Varilla partida
- R PAR. Rotor partido
- HINCH. Elastómero hinchado
- ESC. Esguerramiento en válvula.
- BRRL. Daño en barril.
- ARENA. Pozo arenado.

5.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTAN EVENTOS POR TUBERÍA ROTA DURANTE EL PERIODO A EVALUAR.

Se seleccionan del archivo de estadísticas de servicio a pozo de campo Velásquez.

Figura 16. Distribución de Fallas en Campo Velásquez, años 2016, 2017 Y 2018.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

5.3 FILTRAR LOS POZOS POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (BM, PCP).

Para nuestro caso se selecciona el sistema de levantamiento de bombas de cavidades progresivas (PCP). Campo Velásquez tiene un total de 90 pozos productores activos de los cuales 65 son PCP y 25 son de BM.

5.4 VERIFICACIÓN DEL TIPO DE FALLA.

Identificar si es tubería rota u otro tipo de falla.

Cuadro 4. Reporte final de un servicio a un pozo de campo Velásquez.

REPORTE FINAL DE SERVICIO VEL - 294					
POZO: VEL - 294		RIG: VEL - 01		FECHA INICIAL:	6/13/2016 22:00
				FECHA FINAL:	6/16/2016 23:00
DATOS GENERALES					
MOTIVO DE SERVICIO	TUBERIA ROTA		TIEMPO TOTAL DE SERVICIO	73.0	hr
CLASE DE SERVICIO	INTERVENCION CON FALLA		TIEMPO INACTIVO	19.0	hr
POTENCIAL DEL POZO	72	bbl	TIEMPO INACTIVO NO CONTROLABLE	9.0	hr
DIFERIDA TOTAL	429	bbl	TIEMPO PLANEADO	58.4	hr
INCIDENTES HSE	0		EFICIENCIA DE SERVICIO	91%	%
CONTROL DE TIEMPO PERDIDO					
CATEGORIA	TIEMPO (hr)	DESCRIPCION			
CONTROLABLE	9.0	ESPERANDO LUZ DEL DIA PARA MOVILIZAR EQUIPO.			
NO CONTROLABLE	10.0	POZO DISPARADO (CONTROL DE POZO)			
EQUIPO DE SUPERFICIE					
CANT	DESCRIPCION				
1	VARIATOR DANFOSS; MODEL: VLT5000				
1	MOTOR WESTER ELECTRIC; MODEL: 1D-200L2; S/N: 6D70916.				
1	PCP DRIVE HEAD NETZSCH; MODEL: NDH 60DH33 MBD; S/N: NDH 2983.				
1	SPOOL ADAPTER 7-1/16" R45.2M X 11" R53 3M.				
1	CASING HEAD 11" R53 3M .				
DESCRIPCIÓN DEL COMPLETAMIENTO FINAL					
ESTATOR		ROTOR		ANCLA ANTITORQUE	
MARCA	GR	MARCA	GR	MARCA	ADVANTAGE
MODELO	1800 27	MODELO	1800 27	MODELO	TX7-3
S/N	202 -14543632-18965	S/N	18965-1	S/N	9088-G
ELASTOM	-	SIZE	-	CONEXION	3-1/2" EUE
CONEXION	3-1/2"	CONEXION	1"		
BOMBA BOMBEO MECANICO		SEPARADOR DE GAS		CENTRALIZADORES	
MARCA	N/A	MARCA	HF	TIPO	ROD GUIDE
MODELO	N/A	MODELO	CENTRIFUGO	MARCA	OIL FIELD
S/N	N/A	SN	6015	MODELO	ULTRA FLOW GUIDE 1"X2-1/2"
RECORRIDO	N/A	CONEXIÓN	3-1/2"	CANTIDAD	90
DESCRIPCIÓN DEL COMPLETAMIENTO FINAL					
SARTADE TUBERIA					
QTY	DESCRIPTION	OD	LENGTH	TMD	
-	RTE	-	13.00	13.00	
1	TUBING HANGER 7-1/16"X3-1/2" EUE	7.06	0.90	13.90	
159	JUNTAS 3-1/2" EUE PIN/BOX N80	3.50	4940.00	4,953.90	
1	NIPLE SILLA 3-1/2" EUE	3.50	1.13	4,956.03	
1	ESTATOR GR 1800 27	4.00	28.40	4,983.43	
1	PIN DE PARO 4" NU BOX X3-1/2" EUE PIN	4.00	0.85	4,984.28	
1	JUNTA 3-1/2" EUE PIN/BOX N80	3.50	31.15	5,016.43	
1	ANCLA ANTITORQUE TX7-3	5.00	1.12	5,016.55	
1	SEPARADOR DE GAS CENTRIFUGO 3-1/2" EUE	4.50	3.75	5,020.30	

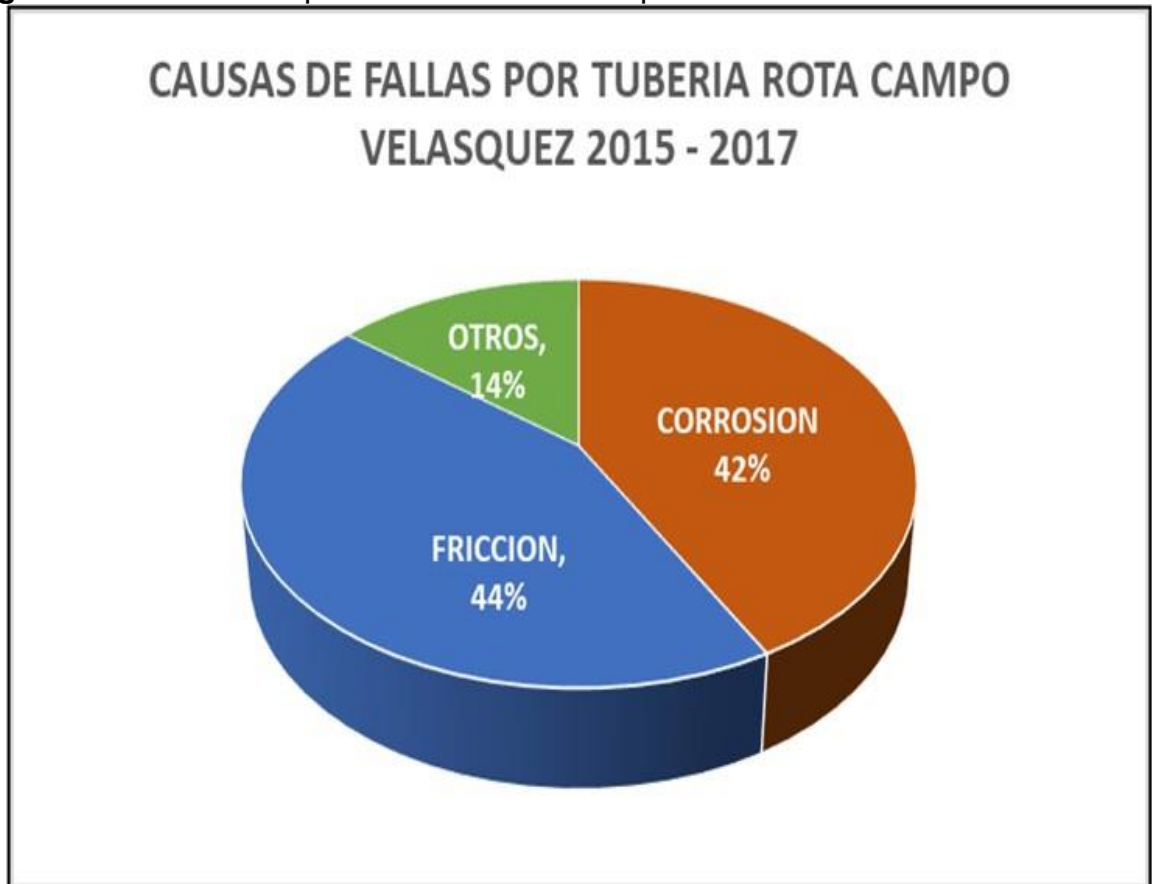
SART A DE VARILLA					
QTY	DESCRIPTION	OD	LENGTH	TMD	
-	RTE	-	13.00	13.00	
-	ESPACIAMIENTO	-	3.50	16.50	
1	BARRA LISA 1 1/2" x 40 FT, PIN 1"	1.5	40.00	56.50	
3	PONY DE VARILLA WCN P7 1" X (4,8,8 Ft)	1.00	20.00	76.50	
195	VARILLA WCN 96 1" X 25 Ft - PIN 1"	1.00	4875.00	4,951.50	
1	PONY DE VARILLA 1" ELECTRA X 4 Ft	1.00	4.00	4,955.50	
1	ROTOR 240ST33	1.00	28.40	4,983.90	
CONDICIONES FINALES DE OPERACIÓN					
		ESPACIAMIENTO	3.5	RPM	60
HORA DE INICIO DE UNIDAD	11:00:00 PM	MECL	RICARDO CLAVIJO	TORQ %	28
HORA DE APORTE DE FLUIDO EN SUPERFICIE	1:30:00 AM			AMP	20
REGISTRO FOTOGRAFICO					
					
					
OBSERVACIONES					
1. SE ENCONTRO ROTO POR EL CUERPO EL TUBO # 100 DE ABAJO HACIA ARRIBA.					
2. SE OBSERVO ROTOR EN BUENAS CONDICIONES.					
3. SE ENCONTRARON ALGUNAS VARILLAS CON DESGASTE Y CORROSION. SE CAMBIARON 31 VARILLAS & 11 CUELLOS.					
4. SE ENCONTRO TOPE DE ARENA @ 5770', 34' DE RELLENO DE ARENA.					
CARLOS ROMERO GANDARA <hr/> INGENIERO DE WELL SERVICES					

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

5.5 CLASIFICAR LA CAUSA DE TIPO DE FALLA.

Clasificar los eventos en tubería rota por fricción o tubería rota por corrosión.

Figura 17. Distribución porcentual de las fallas por tubería rota 2015 – 2017.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Se realiza una hoja de datos para poder identificar los pozos que presentan falla de tubería rota de acuerdo con la causa de origen.

Cuadro 5. Clasificación de Pozos con tubería rota de acuerdo con la causa de origen.

TUBERIA ROTA			CAUSA		
ALS	POZO	TOTAL	CORROSION	FRICCION	OTROS
PCP	V-170	9	95%	5%	0%
PCP	V-057	7	29%	42%	29%
PCP	V-267	5	50%	25%	25%
PCP	V-286	5	100%	0%	0%
PCP	V-311	4	0%	100%	0%
PCP	V-264	4	100%	0%	0%
PCP	V-294	3	0%	100%	0%
PCP	V-156	2	50%	50%	0%
PCP	V-262	2	50%	0%	50%
PCP	V-266	2	50%	50%	0%
PCP	V-280	2	0%	0%	0%
PCP	V-289	2	100%	0%	0%
PCP	V-292	2	50%	50%	0%
PCP	V-325	2	0%	100%	0%
PCP	V-327	2	0%	100%	0%
PCP	V-333	2	0%	100%	0%
PCP	V-334	2	0%	100%	0%
PCP	V-056	1	0%	100%	0%
PCP	V-166	1	0%	100%	0%
PCP	V-225	1	100%	0%	0%
PCP	V-265	1	0%	100%	0%
PCP	V-282	1	0%	100%	0%
PCP	V-284	1	0%	50%	50%
PCP	V-285	1	0%	100%	0%
PCP	V-293	1	0%	100%	0%
PCP	V-295	1	0%	100%	0%
PCP	V-301	1	0%	0%	100%
PCP	V-302	1	0%	100%	0%
PCP	V-305	1	0%	100%	0%
PCP	V-306	1	0%	0%	100%
PCP	V-307	1	100%	0%	0%
PCP	V-319	1	0%	0%	100%
PCP	V-322	1	0%	100%	0%
PCP	V-332	1	100%	0%	0%
PCP	V-274	1	0%	0%	100%
PCP	V-338	1	0%	0%	100%

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Figura 18. Tubería rota por rozamiento en los pozos Vel-311 y Vel-294.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

Figura 19. Tubería rota por corrosión en los pozos Vel-264 y Vel-170.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

5.6 IDENTIFICACIÓN DE POZOS PRODUCTORES DE ARENA Y PARAFINA.

Cuadro 6. Identificación de pozos PCP con depositación de parafina y producción de arena.

TUBERIA ROTA			DEPOSITACION	
ALS	POZO	TOTAL	PARAFINA	ARENA
PCP	V-294	3	NO	NO
PCP	V-311	4	NO	SI
PCP	V-056	1	NO	NO
PCP	V-057	7	NO	NO
PCP	V-156	2	NO	SI
PCP	V-166	1	NO	NO
PCP	V-170	9	NO	NO
PCP	V-225	1	NO	NO
PCP	V-262	2	NO	SI
PCP	V-264	4	NO	NO
PCP	V-265	1	NO	SI
PCP	V-266	2	NO	NO
PCP	V-267	5	NO	NO
PCP	V-274	1	NO	SI
PCP	V-280	2	NO	NO
PCP	V-282	1	NO	SI
PCP	V-284	1	NO	SI
PCP	V-285	1	NO	NO
PCP	V-286	5	NO	SI
PCP	V-289	2	NO	SI
PCP	V-292	2	NO	NO
PCP	V-293	1	NO	NO
PCP	V-295	1	NO	NO
PCP	V-301	1	NO	NO
PCP	V-302	1	NO	NO
PCP	V-305	1	NO	NO
PCP	V-306	1	SI	NO
PCP	V-307	1	NO	NO
PCP	V-319	1	NO	NO
PCP	V-322	1	SI	NO
PCP	V-325	2	SI	NO
PCP	V-327	2	SI	NO
PCP	V-332	1	SI	NO
PCP	V-333	2	SI	NO
PCP	V-334	2	SI	NO
PCP	V-338	1	SI	NO
PCP	V-226	1	SI	NO
PCP	V-268	2	NO	SI

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

5.7 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CON ALGUNA TECNOLOGÍA INSTALADA PARA DISMINUCIÓN DE FALLAS POR TUBERÍA ROTA.

Cuadro 7. Identificación de pozos con alguna tecnología instalada la para disminución de fallas por tubería rota.

TUBERIA ROTA			TECNOLOGIA PARA DISMINUCION DE FALLA		
ALS	POZO	TOTAL	BORONIZED TUBING	TUBING ROTARY	LINED TUBING
PCP	V-294	3	NO	NO	NO
PCP	V-311	4	NO	NO	NO
PCP	V-056	1	SI	NO	NO
PCP	V-057	7	NO	SI	NO
PCP	V-156	2	NO	SI	NO
PCP	V-166	1	NO	NO	NO
PCP	V-170	9	SI	NO	NO
PCP	V-225	1	NO	NO	NO
PCP	V-262	2	SI	SI	NO
PCP	V-264	4	SI	SI	NO
PCP	V-265	1	NO	NO	NO
PCP	V-266	2	NO	NO	NO
PCP	V-267	5	NO	SI	NO
PCP	V-274	1	NO	NO	NO
PCP	V-280	2	NO	NO	NO
PCP	V-282	1	NO	NO	NO
PCP	V-284	1	NO	NO	NO
PCP	V-285	1	SI	NO	NO
PCP	V-286	5	NO	SI	SI
PCP	V-289	2	NO	SI	NO
PCP	V-292	2	NO	NO	NO
PCP	V-293	1	NO	NO	NO
PCP	V-295	1	NO	NO	SI
PCP	V-301	1	NO	NO	NO
PCP	V-302	1	NO	NO	NO
PCP	V-305	1	NO	NO	NO
PCP	V-306	1	NO	NO	NO
PCP	V-307	1	NO	SI	NO
PCP	V-319	1	NO	SI	NO
PCP	V-322	1	SI	NO	NO
PCP	V-325	2	SI	NO	NO
PCP	V-327	2	NO	NO	NO
PCP	V-332	1	NO	NO	NO
PCP	V-333	2	NO	NO	NO
PCP	V-334	2	SI	NO	NO
PCP	V-338	1	NO	NO	NO
PCP	V-226	1	NO	SI	NO
PCP	V-268	2	NO	NO	NO

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

5.8 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS QUE CUMPLEN LA EVALUACIÓN TÉCNICA.

Cuadro 8. Pozos seleccionados mediante la metodología de selección de un pozo para instalación del Sistema de Trasmisión de Tubería Lubricada STL.

ALS	POZO	TUBERIA ROTA					CAUSA			CANDIDATO A STL	TECNOLOGIA PARA DISMINUCION DE FALLA			DEPOSITACION	
		2015	2016	2017	2018	TOTAL	CORROSION	FRICCION	OTROS		BORONIZED TUBING	TUBING ROTATOR	LINED TUBING	PARAFINA	ARENA
PCP	V-311	0	0	4	0	4	0%	100%	0%	SI	NO	NO	NO	NO	SI
PCP	V-294	1	1	0	1	3	0%	100%	0%	SI	NO	NO	NO	NO	NO
PCP	V-170	2	3	4	1	10	95%	5%	0%	NO	SI	NO	NO	NO	NO
PCP	V-057	2	2	3	0	7	29%	42%	29%	NO	NO	SI	NO	NO	NO
PCP	V-267	2	1	2	0	5	50%	25%	25%	NO	NO	SI	NO	NO	NO
PCP	V-286	2	2	1	0	5	100%	0%	0%	NO	NO	SI	SI	NO	SI
PCP	V-264	3	1	0	0	4	100%	0%	0%	NO	SI	SI	NO	NO	NO
PCP	V-156	1	1	0	0	2	50%	50%	0%	NO	NO	SI	NO	NO	SI
PCP	V-262	1	1	0	0	2	50%	0%	50%	NO	SI	SI	NO	NO	SI
PCP	V-266	1	1	0	0	2	50%	50%	0%	NO	NO	NO	NO	NO	NO
PCP	V-280	1	1	0	0	2	0%	0%	0%	NO	NO	NO	NO	NO	NO
PCP	V-289	1	1	0	0	2	100%	0%	0%	NO	NO	SI	NO	NO	SI
PCP	V-292	1	0	1	0	2	50%	50%	0%	NO	NO	NO	NO	NO	NO
PCP	V-325	1	1	0	0	2	0%	100%	0%	NO	SI	NO	NO	SI	NO
PCP	V-327	1	1	0	0	2	0%	100%	0%	NO	NO	NO	NO	SI	NO
PCP	V-333	1	1	0	0	2	0%	100%	0%	NO	NO	NO	NO	SI	NO
PCP	V-334	0	0	2	0	2	0%	100%	0%	NO	SI	NO	NO	SI	NO
PCP	V-268	0	0	2	0	2	0%	0%	0%	NO	NO	NO	NO	NO	SI

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

Al aplicar las otras 4 consideraciones a los 18 pozos anteriormente escogidos, se seleccionaron 2 pozos candidatos para realizar la evaluación técnica y de esta manera ver la viabilidad de la implementación del sistema de trasmisión lubricada STL.

Cuadro 9. pozos preseleccionados para realizar la evaluación económica.

ALS	POZO	TUBERIA ROTA					CAUSA			CANDIDATO A STL	TECNOLOGIA PARA DISMINUCION DE FALLA			DEPOSITACION	
		2015	2016	2017	2018	TOTAL	CORROSION	FRICCION	OTROS		BORONIZED TUBING	TUBING ROTATOR	LINED TUBING	PARAFI	ARENA
PCP	V-311	0	0	4	0	4	0%	100%	0%	SI	NO	NO	NO	NO	SI
PCP	V-294	1	1	0	1	3	0%	100%	0%	SI	NO	NO	NO	NO	NO

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Los pozos preseleccionados para realizar la evaluación económica son los Pozos Vel-294 y Vel-311. El pozo Vel-311 aunque presenta un evento de depositación de arena, se preselecciona ya que durante toda la operación del pozo fue un evento puntual y no volvió a presentarse.

Se realiza una evaluación de estos 2 pozos y se decide seleccionar el pozo Vel-294 para realizar la evaluación económica y ver si es viable su implementación en campo.

6. EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA DISMINUCIÓN DEL ÍNDICE DE INTERVENCIÓN DE POZO POR TUBERÍA ROTA.

En este capítulo se describe y evalúa el funcionamiento de cada una de las tecnologías utilizadas en campo Velásquez para reducir la falla del sistema de cavidades progresivas por tubería rota, por efecto de la fricción metal-metal entre tubería y varilla y por efecto de la corrosión. Se exponen los casos exitosos y el tiempo de incremento de los periodos operativos de los pozos entre falla y falla. Se hace un símil con el desempeño de la tecnología de (STL) Sistema de transmisión Lubricada, aplicada en campo Diadema, en Argentina.

Las tecnologías instaladas en campo y que son el objeto de esta evaluación son:

- Tubería boronizada.
- Tubería recubierta internamente con polímero.
- Rotadores de tubería.
- Centralizadores de varilla tipo rod guide.
- Centralizadores de varilla tipo roto bear (spin thru).

6.1 CAUSAS DEL INCREMENTO DE EVENTOS DE FALLA POR TUBERÍA ROTA.

Buscando incrementar la producción y con el alza en los precios del barril de crudo, MANSAROVAR ENERGY decide incrementar la producción de los fluidos de los pozos existentes y continuar con el desarrollo del campo mediante la perforación de nuevos pozos.

Para lograr un incremento significativo de fluidos se decide cambiar paulatinamente los sistemas de levantamiento de bombeo mecánico instalados por sistemas de

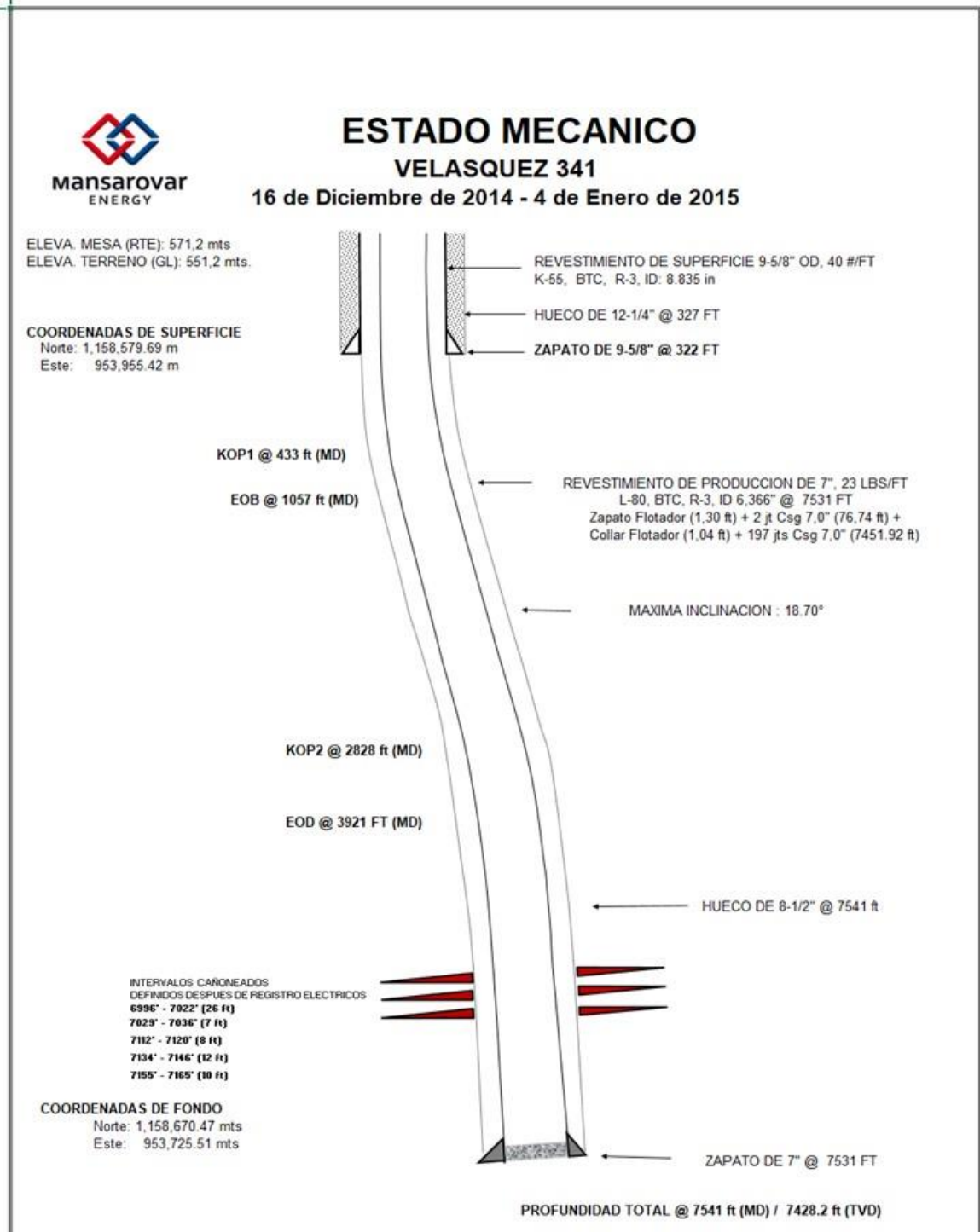
cavidades progresivas, este cambio comenzó en el año 2007 y continúa hasta la fecha. En el año 2007 se tenían 73 pozos activos, 24 con sistema PCP y 49 con sistema de bombeo mecánico. Actualmente se tienen 93 pozos activos con 67 sistemas PCP y 26 sistemas de bombeo mecánico. Es decir que los pozos con sistema PCP instalado se han incrementado en un 279%.

Al inicio de la aplicación del sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas (PCP), los pozos operaban con bajas velocidades de bomba entre 60 y 100 RPM y con estos parámetros se construyó la curva de aprendizaje del sistema. Paulatinamente, se incrementó la extracción de fluido mediante cambios de bombas de mayor caudal, profundización de las mismas y con mayores velocidades operativas.

Este incremento de velocidad, aceleró el proceso de desgaste de la tubería debido al rozamiento metal-metal entre varilla y tubería de producción, lo que ocasionó un aumento significativo del índice de intervención de pozos PCP por tubería rota. Figura 21.

Otra de las causas es que se comenzó a perforar pozos desviados tipo S, los cuales generan altas cargas de contacto entre la sarta de tubería y la sarta de varilla, principalmente en los puntos en donde se inicia la construcción de la curva (KOP kick of point) y donde se termina (EOB end of built).

Figura 20. Estado mecánico pozo Vel-341. Pozo desviado tipo S.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Figura 21. Tubería rota por rozamiento metal-metal entre varilla y tubería en un pozo de campo Velásquez.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Otra de las causas que no hace parte de esta evaluación, pero que vale la pena mencionar es la tubería rota por corrosión, debido a la alta concentración de ppm de cloruros en el agua (36000 – 37000). Figura 19.

6.2 ACCIONES REALIZADAS PARA DISMINUIR EL EFECTO DE TUBERÍA ROTA.

Buscando disminuir el índice de falla para el sistema PCP por tubería rota, se han implementado en campo Velásquez varias tecnologías que buscan disminuir este

fenómeno, como son, instalación de centralizadores (roto bear y rod guide) en la sarta de varillas, tuberías especiales y rotadores de tubería. También se han realizado rediseños del sistema de levantamiento mediante software especializado

6.2.1 Centralizadores tipo roto-bear. Los centralizadores tipo roto bear⁵ se instalan entre las varillas, reemplazando al cuello normal, este tipo de centralizadores presentó falla del material con el que fueron contruidos, convirtiéndose en el punto débil de la sarta de varilla y por el cual se presentaban la mayoría de los casos de varilla partida, motivo por el cual se decide retirar este tipo de centralizador de todos los pozos con sistema PCP.

Figura 22. Centralizador tipo roto bear fallado en campo Velásquez.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

Figura 23. Centralizador tipo roto bear fallado en campo Velásquez

⁵ PLAINSMANMFG.COM. Plainsman PI5 Entralización De Acoplamiento. Plainsman PI5 Centralización De Acoplamiento. Disponible en: <http://plainsmanmfg.com/product/plainsman-pi5-centralizing-couplings/>



Fuente: <http://plainsmanmfg.com/product/plainsman-pl5-centralizing-couplings/>

6.2.2 Centralizadores tipo rod guide. Los centralizadores tipo rod guide⁶ se instalaron en el cuerpo de la sarta de varillas, obteniendo buenos resultados con bajas velocidades. Al incrementar las velocidades de los pozos PCP, este tipo de centralización presentó falla del material, el cual se partía y causaba la parada del pozo afectado. Cuando se analizó este problema, se detectó que el material del centralizador no era el adecuado, debido a un error del departamento de compras, pues el área de operaciones solicitó comprar centralizadores de poliamida 66 (PA 66 Nylon NF) y se estaban comprando centralizadores de poliftalamida (PPA UA), material que tiene diferentes propiedades como por ejemplo mayor rigidez y menor resistencia al impacto. Al retirar los centralizadores de poliamida 66 se eliminó la falla.

⁶ MAPLEOILTOOLS.COM. Centralizadores Spin Thru FENIX. Disponible en: <http://www.mapleoiltools.com/productos-y-servicios/proteccion-de-tuberia/>

Figura 24. Centralizador tipo rod guide nuevo y fallado en Campo Velásquez.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Cuadro 10. Propiedades de los materiales de los centralizadores rod guide.

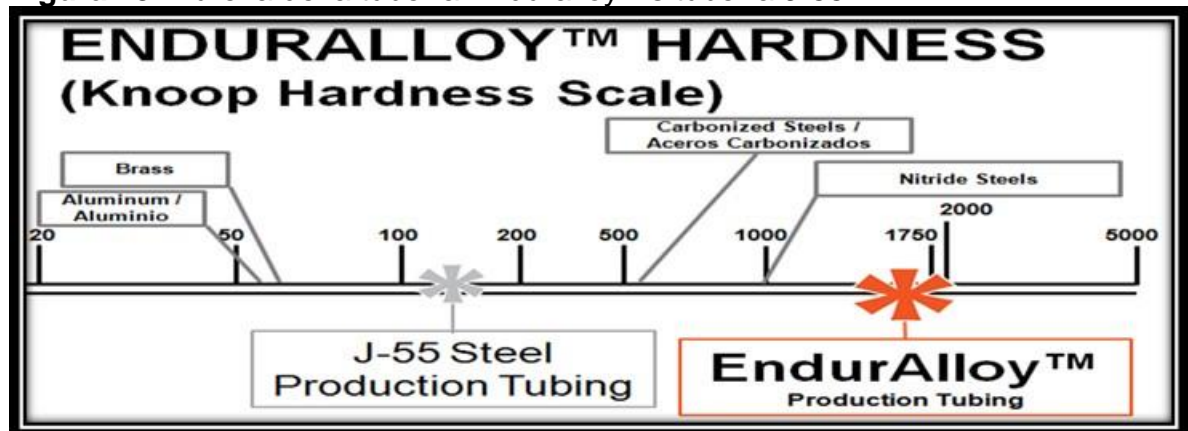
PROPIEDADES DE MATERIALES						
Material	Densidad (g/cc)	Elongación en Fluencia %	Rigidez (Mpa)	Resistencia al Impacto (KJ/m2)	Resistencia a la Flexión (Mpa)	Temperatura Max de Trabajo (°F)
Nylon (NF)	1,14	12	2100	1068	90	180
UHMW	0,95	50	900		49	180
PPA (AU)	1,19	20	3000	641	103	250
PPS (Ryton)	1,73	1	17800	481	285	400
Elongación en fluencia	Porcentaje de deformación del material en el límite elástico.					
Rigidez	Relación entre la carga aplicada y la deformación resultante.					
Resistencia al impacto	Capacidad de absorción de energía antes de la fractura.					
Resistencia en flexión	Esfuerzo en el momento de la falla ante cargas de flexión.					
Temperatura Max Trabajo	Temperatura máxima a la cual el polímero trabaja prolongadamente sin presentar fallas por temperatura.					

Fuente, Catalogo centralización guías fusionadas de Maple Oil Tools.

6.2.3 Tuberías especiales. Varios tipos de tubería especial han sido instalados en campo buscando disminuir el índice de falla de tubería rota causada por fricción metal-metal.

6.2.3.1 Tubería boronizada. Uno de ellos es la tubería boronizada⁷, Esta tubería se caracteriza por un proceso de inyección de boro a una tubería normal (J-55), lo que se realiza mediante un proceso termo-químico que permite que el boro se vaporice y se difunda dentro del sustrato de la tubería, ocasionando un cambio en la metalurgia a una profundidad uniforme de la superficie expuesta, para lograr una altísima dureza entre 1600 a 1850 HK (73 a 90 Rockwell C). La dureza de la tubería J-55 está en el orden de los 140 HK (20 Rockwell C)., como se observa en la imagen 25. Una ventaja importante de esta tubería es que no disminuye su diámetro interno, permitiendo una operación normal con los diferentes tipos de bombas y herramientas.

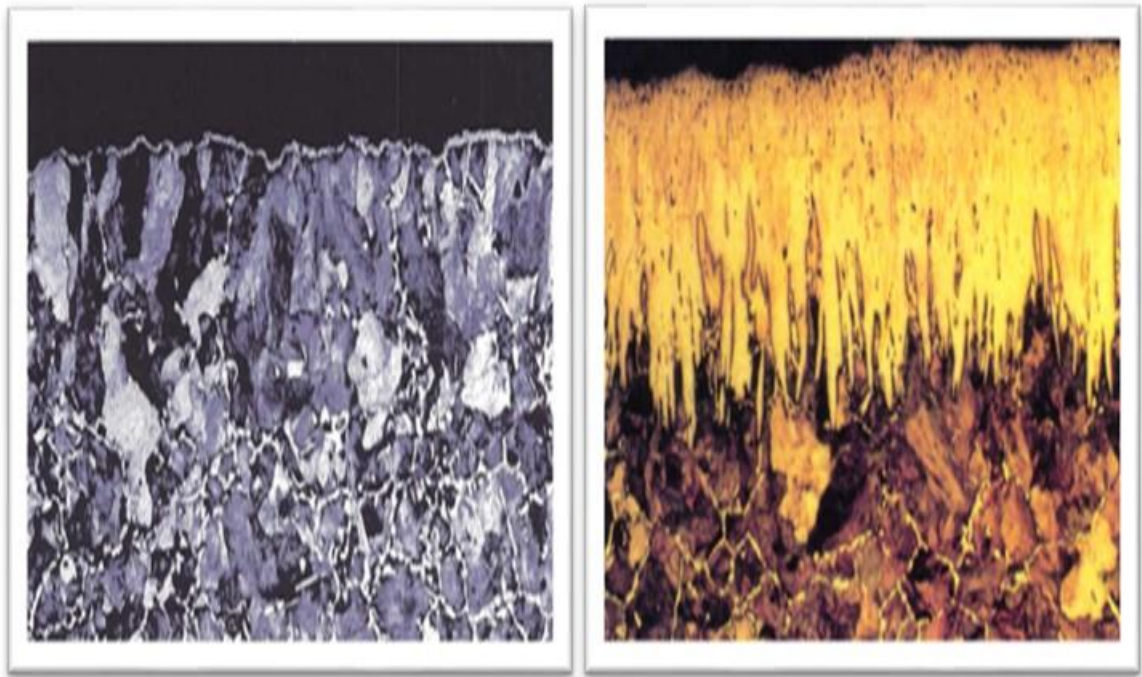
Figura 25. Dureza de la tubería Enduralloy Vs tubería J-55.



Fuente, <http://www.endurancetechnologies.com>

⁷ MEDVEDOVSKI, E., JIAREN, J., & ROBERTSON, M. (2016). Iron boride-based thermal diffusion coatings for tribo-corrosion oil production applications. *Ceramics International*, 42(2), 3190-3211. doi:10.1016/j.ceramint.2015.10.109.

Figuras 26 y 27, fotografía con microscopio de tubería J-55 y enduralloy respectivamente.



Fuente, <http://www.endurancetechnologies.com>

Este tipo de tubería ha presentado un excelente comportamiento para pozos con problemas de tubería rota por rozamiento entre tubería y varilla, extendiendo los tiempos de pulling de tubería en más de 4 veces.

6.2.3.2 Tubería con revestimiento interno. El otro tipo de tubería instalada es la lined tubing, la cual en un tubo de producción de composición química normal N-80 aplica una capa de revestimiento polimérico en la cara interna del tubo.

Figura 28. Antiwear Lined tubing.



Fuente, Sinopec research institute of petroleum engineering.

6.2.4 Rotadores De Tubería. Se instalaron rotadores de tubería^{8 9} con swivel en fondo, con el objetivo de cambiar el punto de contacto varilla - tubería y hacer que el desgaste del tubo sea más uniforme en toda su pared interna y no sea un desgaste focalizado. Cada día se activa el rotador para que la tubería de $\frac{1}{4}$ de vuelta.

⁸ LAND, J. L. (1992). U.S. Patent No. 5,139,090. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

⁹ PHILIP E, Hart, Manual tubing rotator reduces rod pumping failures by 76%. 22-25 marzo de 2003

Figura 29. rotador de tubería y swivel de fondo.



Fuente, <http://www.premiumals.com/POWTS.htm>

6.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS.

6.3.1 Tubería boronizada. En el año 2014 inicio un piloto para probar el desempeño de este tipo de tubería. Esta fue instalada en 4 pozos solamente en las zonas que presentaban un alto número de eventos de tubería rota.

El pozo que presentó un mejor desempeño fue la tubería que se instaló en el pozo **Vel-170**. En este pozo antes de la instalación se presentaron 6 eventos por tubería rota a una profundidad entre 3000 y 4000 pies, por esta razón se decide solamente instalar la tubería en esta sección. Antes de la instalación se tenía un tiempo de

operación de 6 meses antes de intervención del pozo por tubería rota. El piloto se realizó esperando que el tiempo entre intervenciones por falla de tubería rota se extendiera 4 veces el tiempo normal de operación, es decir 2 años.

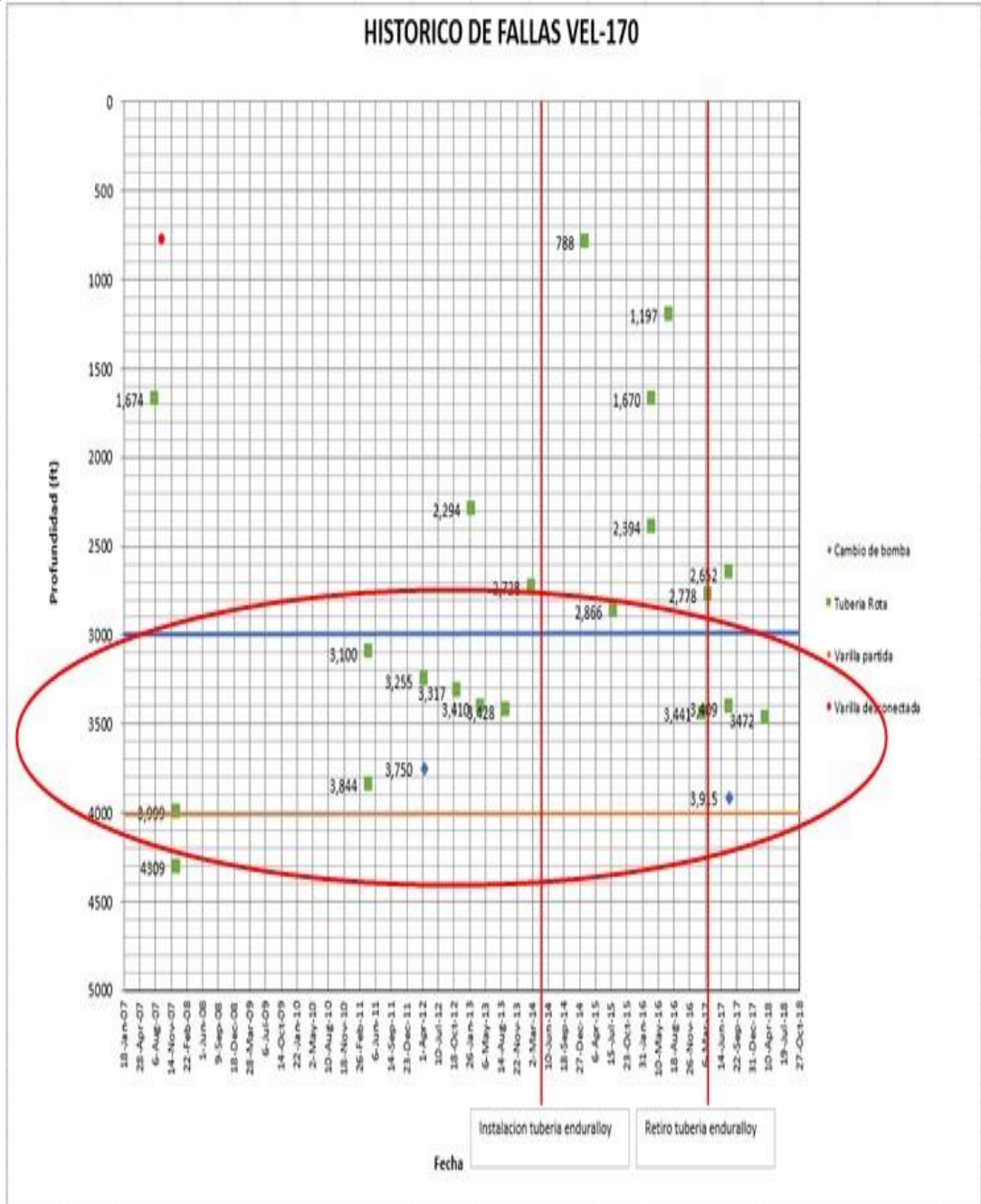
La tubería se instaló el 16 julio de 2014 y se retira el 21 de marzo de 2017 cuando se presenta la primera falla en esta sección. Es decir que operó 5.6 veces, excediendo lo esperado en 1.6 veces.

Cuadro 11. Desempeño de tubería Enduralloy instalada en pozos piloto.

ENDURALLOY TUBING PERFORMANCE											
WELL	TUBING TYPE	OD	TOP ENDURALLOY (FT)	BOTTOM ENDURALLOY (FT)	LENGTH TUBING (FT)	CANTIDAD (JTS)	RUNNING DATE	ACTUAL DATE	ACTUAL RUN LIFE (Days)	FAILURE HISTORY RUN LIFE (Days)	OBJETIVE RUN LIFE (Days)
VEL-170	ENDURALLOY J55	2-7/8"	3208	3885	677	21	16-Jul-14	21-Mar-17	979	175	700
VEL-056	ENDURALLOY J55	2-7/8"	3387	4048	661	22	14-Aug-14	9-May-18	1364	310	1240
VEL-315	ENDURALLOY J55	3-1/2"	3872	5167	1295	42	28-Sep-14	9-May-18	1237	310	1240
VEL-268	ENDURALLOY J55	3-1/2"	4040	4813	773	25	30-Sep-14	9-May-18	1311	365	1460

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Figura 30. Histórico de fallas del pozo Vel-170.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

6.3.2 Tubería Con Recubrimiento Interno De Polímero (Lined Tubing). Se instaló en diciembre de 2015 en 2 pozos con bombeo mecánico y un pozo con cavidades progresivas (PCP).

El piloto se realizó esperando que el tiempo entre intervenciones por falla de tubería rota se extendiera 4 veces el tiempo normal de operación, es decir 2 años para el pozo con sistema PCP y 4 años para los pozos con bombeo mecánico. Esta tecnología aún se encuentra en evaluación ya que no se han cumplido con los tiempos objetivo.

Cuadro 12. Desempeño de tubería lined tubing instalada en pozos piloto.

ANTI WEAR LINED TUBING PERFORMANCE											
WELL	TUBING TYPE	OD	TOP LINED TUBING (FT)	BOTTOM LINED TUBING (FT)	LENGTH TUBING (FT)	QUANTITY (JTS)	RUNNING DATE	ACTUAL DATE	ACTUAL RUN LIFE (Days)	FAILURE HISTORY RUN LIFE (Days)	OBJECTIVE RUN LIFE (Days)
VEL-147	LINED TUBING J55	3-1/2"	1519	2514	995	32	15-Dec-15	9-May-18	876	456	1824
VEL-159	LINED TUBING J55	3-1/2"	15	983	968	32	18-Dec-15	9-May-18	866	327	1308
VEL-311	LINED TUBING J55	3-1/2"	0	2004	2004	64	27-Nov-17	9-May-18	156	182	728
VEL-311	LINED TUBING J55	3-1/2"	2997	5003	2006	64	27-Nov-17	9-May-18	156	182	728

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

En el pozo PCP fallo el revestimiento polimérico interno, presentando alto desgaste y desprendimiento, ver figura 31. En los pozos de bombeo mecánico no se ha presentado ningún evento.

Según el resultado del desempeño de esta tecnología en el pozo PCP, no se debe instalar en este tipo de sistema.

Figura 31. Falla de polímero interno de lined tubing, pozo Vel-311.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Este tipo de tubería presenta varias desventajas para la operación como son:

- Disminución del diámetro interno de la tubería. Esto no permite que se corran bombas de mediano y alto caudal PCP y BM, ya que el rotor no pasa por este tipo de tubería.
 - ID tubing 2-7/8" EUE, N-80: 2.442 in. (tubería utilizada normalmente)
 - ID Lined Tubing 2-7/8": 2.086 in
 - Drift diameter Lined Tubing: $2.086 - 0.094 = 1.992$ in
 - Máximo diámetro de bomba 25-200-RWAC-20-3: 2.280 in
 - Máximo diámetro de rotor NTZ 400 240 ST 33 (mediana): 2.062 in

- No se puede correr en casing de diámetro menor a 7 pulgadas, ya que se puede presentar pega de la sarta, metal – metal entre el cuello de la tubería y el casing del pozo.
- OD coupling Lined Tubing 3-1/2”: 4.5 in
- ID Casing 5.5”, 17 lbs/ft: 4.892 in
- Drift Casing 5.5”, 17 lbs/ft: 4.767 in
- Clearance between OD coupling and ID Casing: $(4.767 \text{ in} - 4.5 \text{ in}) / 2 = 0.133 \text{ in}$.

6.3.3 Rotadores de tubería. Se inició la instalación de los rotadores de tubería en el año 2015 y 2016 en 7 pozos del campo. Vel-057, Vel-156, Vel-226, Vel-286, Vel-287, Vel-289, Vel-291.

Según la evaluación realizada del desempeño de esta tecnología, se observa que ha funcionado en dos de los pozos seleccionados. Vel-226 y Vel-289. En el pozo Vel-226 desde el completamiento inicial se instaló el rotador, y ha durado en operación 795 días sin presentar evento por tubería rota.

Cuadro 13. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-226.

POZO	Fecha	Sistema	Varilla Partida profundidad (pies)	Tubería Rota, Profundidad (pies)	Tiempo entre fallas (días)	OBSERVACIONES
Vel-226	9-Dec-16	PCP				INSTALACION DE ROTADOR DE TUBERIA. Completamiento inicial
Vel-226	1-Sep-17	PCP				Optimizacion, cambio de bomba de mayor extraccion
Vel-226	29-Apr-18	PCP				Limpieza de parafina y profundizacion de inteke
Vel-226	12-Feb-19	PCP			795	

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

En el pozo Vel-289 se presentaba un evento de tubería rota cada 350 días en promedio, después de la instalación del rotador el 26 de noviembre de 2016 a la fecha, no ha presentado eventos de tubería rota (808 días).

Cuadro 14. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-289.

POZO	Fecha	Sistema	Varilla Partida profundidad (pies)	Tubería Rota, Profundidad (pies)	Tiempo entre fallas (días)	OBSERVACIONES
Vel-289	14-Nov-08	PCP				Completamiento inicial de pozo
Vel-289	1-Mar-11	PCP		4,968	837	Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-289	24-Dec-11	PCP		5,000	298	Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-289	7-Apr-12	PCP		4,776	105	Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-289	30-Oct-12	PCP		4,920	206	Fricción.
Vel-289	6-Aug-13	PCP		4,806	280	Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-289	20-Feb-14	PCP	650			
Vel-289	21-Feb-15	PCP		4,408	564	Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-289	26-Nov-16	PCP		3,195	644	Fricción.
Vel-289	12-Feb-19	PCP			808	

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

No fue efectiva en los otros 5 pozos seleccionados debido a la mala selección de los pozos candidatos a la instalación de la tecnología, ya que no se tenía certeza de la causa del tipo de falla por tubería rota y en un caso el pozo nunca falló por este concepto. Vel-057, eventos por corrosión. Se instala sin tener evidencia del tipo de causa de la falla.

Cuadro 15. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-057.

POZO	Fecha	Sistema	Varilla Partida profundidad (pies)	Tubería Rota, Profundidad (pies)	Tiempo entre fallas (días)	OBSERVACIONES
Vel-057	19-Apr-12	PCP		2,100		COUPLING MALO
Vel-057	25-Jul-13	PCP		2,220	462	Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-057	4-Nov-14	PCP	4,567			
Vel-057	19-May-15	PCP		4,447	663	CORROSION, INSTALACION DE ROTADOR DE TUBERIA
Vel-057	21-Aug-15	PCP		1,684	94	TUBO PARTIDO, MALA INSTALACION DE PINES DE SWIBEL
Vel-057	4-Apr-16	PCP		3,495	227	Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-057	20-Sep-16	PCP		4,378	169	FRICCION
Vel-057	14-Jan-17	PCP		4,505	116	FRICCION
Vel-057	9-Mar-17	PCP		1,390	54	CORROSION
Vel-057	9-Mar-17	PCP		3,903		CORROSION
Vel-057	11-Apr-17	PCP				SE RETIRA SWIBEL, DAÑADO Y NO HAY EXISTENCIA

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Vel-156, Se instala sin tener evidencia del tipo de causa de la falla.

Cuadro 16. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-156.

POZO	Fecha	Sistema	Varilla Partida profundidad (pies)	Tubería Rota, Profundidad (pies)	Tiempo entre fallas (días)	OBSERVACIONES
Vel-156	28-May-08	BM				Completamiento inicial de pozo
Vel-156	21-Aug-08	BP		703		Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-156	30-Aug-12	PCP		2,111		Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-156	19-Dec-13	PCP		2,308		Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-156	17-Jul-14	PCP		2,759		Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-156	5-Jun-15	PCP	1,850			INSTALACION DE ROTADOR DE TUBERIA
Vel-156	8-Dec-15	PCP	3,850			
Vel-156	7-Jan-16	PCP		2,053		Fricción
Vel-156	13-Mar-16	PCP				Se abandona pozo por daño mecánico

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

Vel-291. Nunca ha presentado evento por tubería rota.

Cuadro 17. Desempeño rotador de tubería pozo Vel-291.

POZO	Fecha	Sistema	Varilla Partida profundidad (pies)	Tubería Rota, Profundidad (pies)	Tiempo entre fallas (días)	OBSERVACIONES
Vel-291	22-Apr-12	PCP				
Vel-291	6-Jul-14	PCP	3,219		805	
Vel-291	3-Jul-15	PCP	3,206		362	
Vel-291	28-Dec-15	PCP	4,511		178	
Vel-291	16-May-16	PCP	2,824		140	Sin registro de tipo de falla corrosión o fricción
Vel-291	23-Jul-16	PCP	3,039		68	
Vel-291	2-Jan-17	PCP	3,145		163	
Vel-291	12-Feb-19	PCP			771	

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

En conclusión, la tecnología no fue efectiva debido a la mala selección de los pozos para su instalación.

6.3.4 Centralizadores De Varilla. La función de los centralizadores de varilla ya sea de rotación instalados entre cada varilla o fijos instalados en el cuerpo de la varilla, es la de disminuir la carga de contacto entre la varilla y la tubería.

Los dos tipos de centralizadores referidos, han sido utilizados en campo, encontrando que los centralizadores tipo roto bear (spin thru) fallaron demasiadas veces por el cuerpo del centralizador. Al hacer un estudio metalográfico, se encontró que el material del centralizador es más débil que el material de la varilla utilizada en campo (tipo HS) y era el punto débil de la sarta de varillas, motivo por el cual se eliminó la utilización de este material de las operaciones de campo.

Los centralizadores rod guide, se han desempeñado de una mejor manera, aunque algunos han fallado, su utilización en el sistema PCP es exitoso. Este tipo de centralizador se implementó en la totalidad de los pozos con sistema PCP instalado en campo.

6.4 SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADA (STL).

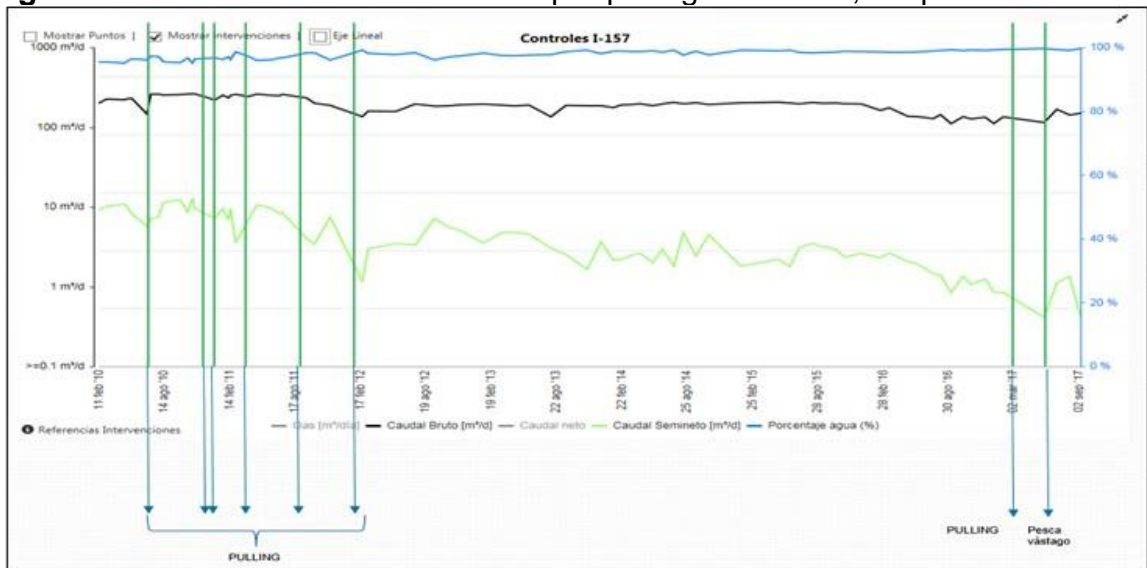
Este sistema se instaló en campo Diadema, Argentina, en 295 pozos, en los cuales se, disminuyó en un 45% el número de intervenciones por pulling de tubería por año, en los pozos productores PCP. Disminuyendo de esta manera, el costo por barril incremental de petróleo.¹⁰

El caso más representativo de éxito de esta tecnología se presenta en el pozo I-157, en el cual se incrementa el tiempo de intervención a pozo por pulling de tubería de 6 meses en promedio, a 5 años, es decir un 1000%.

En la figura 33 se observa, como el índice de intervención de los pozos con sistema de transmisión lubricada instalado se reduce de 2.65 intervenciones por año a 1.34 intervenciones por año.

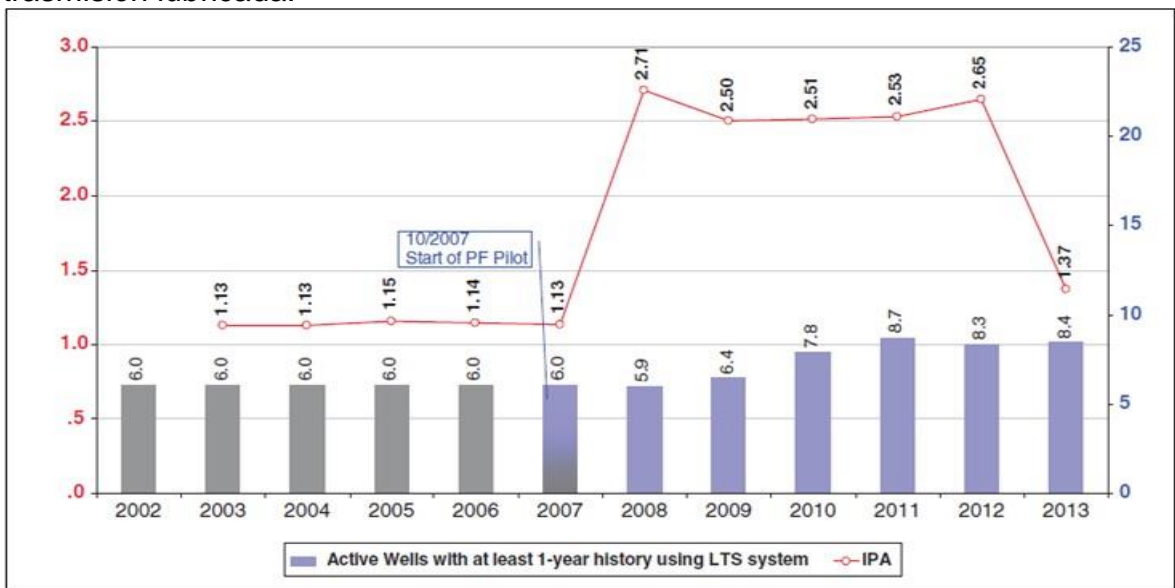
¹⁰ BUCIAK, J. FONDEVILA SANCET G., DEL POZO. L. Paper SPE 166255. Polymer-flooding-pilot learning curve. Five plus years' Experience to reduce cost per incremental barrel of oil. Grupo CAPSA.

Figura 32. Frecuencia de intervención por pulling de tubería, del pozo I-157.



Fuente, Presentación STL, sistema de transmisión lubricada, grupo CAPSA

Figura 33. Evolución del índice de intervención anual del pulling con sistema de transmisión lubricada.



Fuente: Paper SPE 166255. Polymer-flooding-pilot learning curve. Five plus years' Experience to reduce cost per incremental barrel of oil.

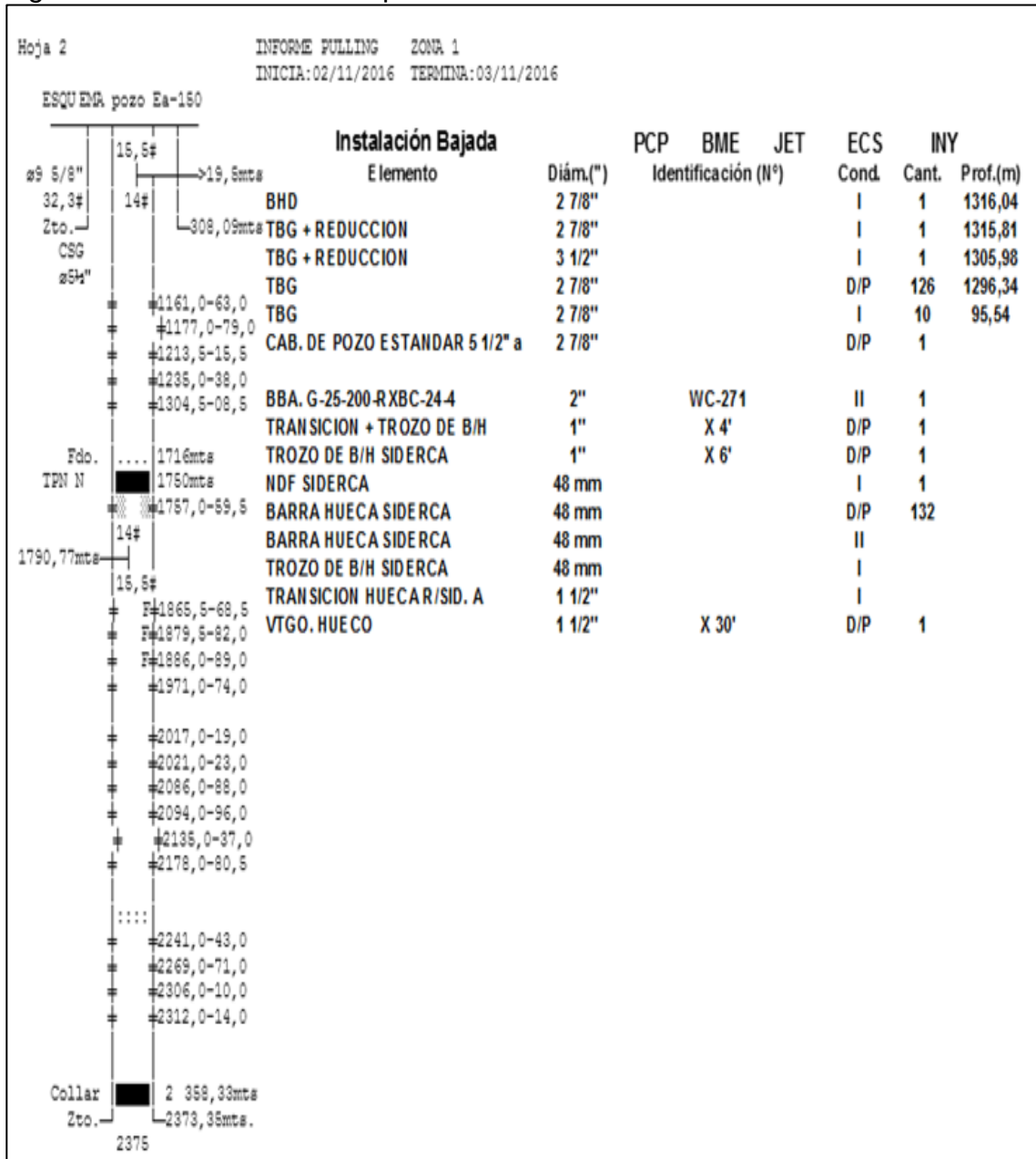
Al evaluar los resultados publicados del funcionamiento de los pozos con Sistema de Trasmisión Lubricada en el Campo Diadema de Argentina, y mediante una adecuada selección de pozos, con la metodología desarrollada en el capítulo 4 (metodología para selección de un pozo candidato a la implementación del sistema de trasmisión lubricada (STL)), se establece que es posible implementar esta tecnología en los pozos de Campo Velásquez.

La similitud de los pozos entre los dos campos radica en que tienen pozos con las mismas características de construcción, pozos horizontales y pozos verticales a profundidades en campo Diadema que van desde 1300 a 2400 metros (4265 a 7875 pies). En campo Velásquez se tienen esta misma geometría de pozos (horizontales, verticales y desviados tipo J) a profundidades entre 5000 y 7500 pies.

Las características de los fluidos de los dos campos son similares, la gravedad del aceite producido en campo diadema es de 20 grados API¹¹ y para campo Velázquez es de 21.5 grados API. Los dos campos tienen un corte de agua del 96%. El agua de producción de campo Velázquez tiene una concentración de 30000 ppm cloruros y en campo diadema es de 15000 ppm, lo que hace que el agua de producción de Velázquez en pozos en los que se produce CO₂ cause eventos de tubería rota por corrosión. No es el caso del pozo seleccionado para este estudio Vel-294.

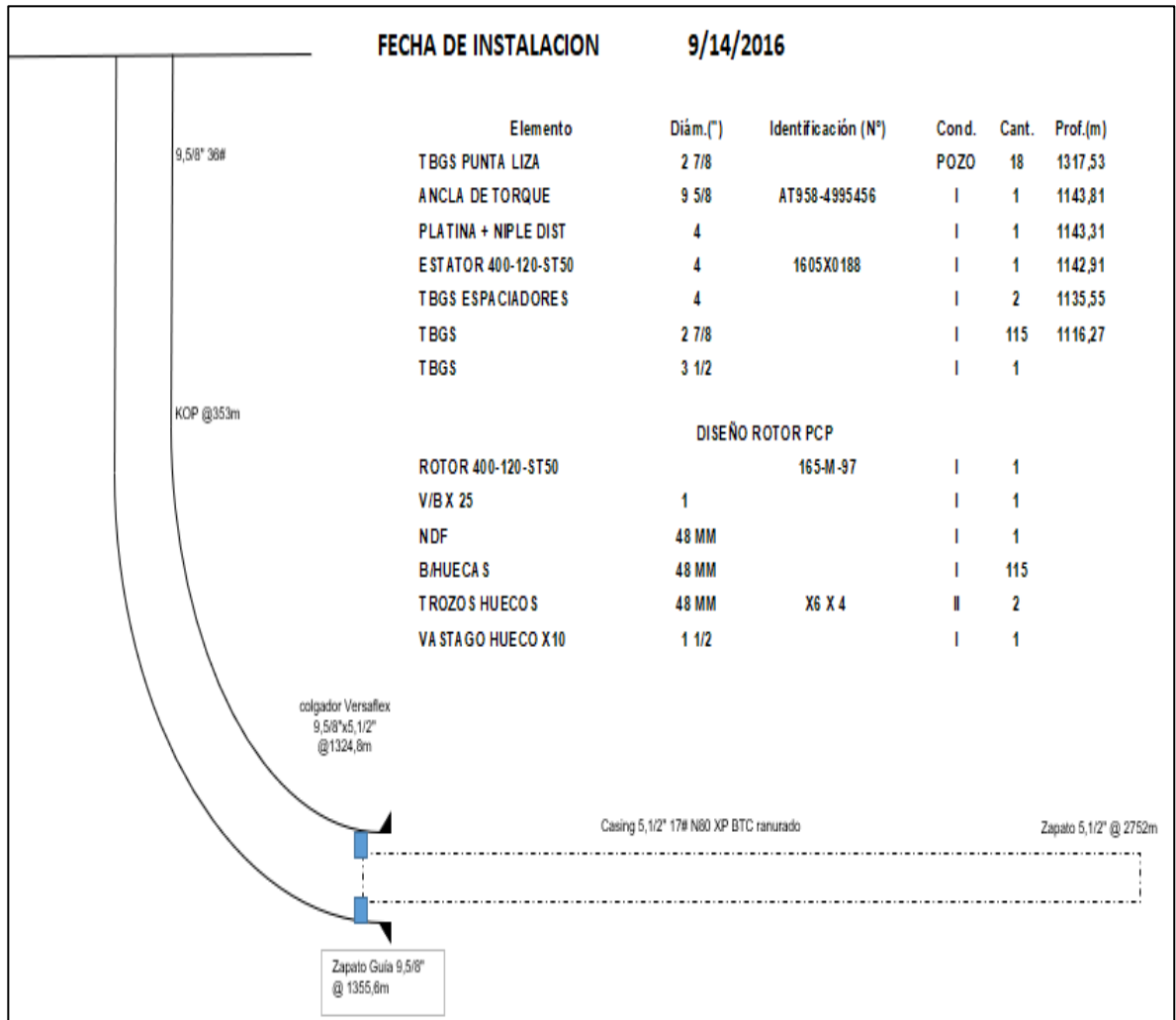
¹¹ Ibid BUCIAK,

Figura 34. Estado mecánico pozo Ea-150 con sistema STL.



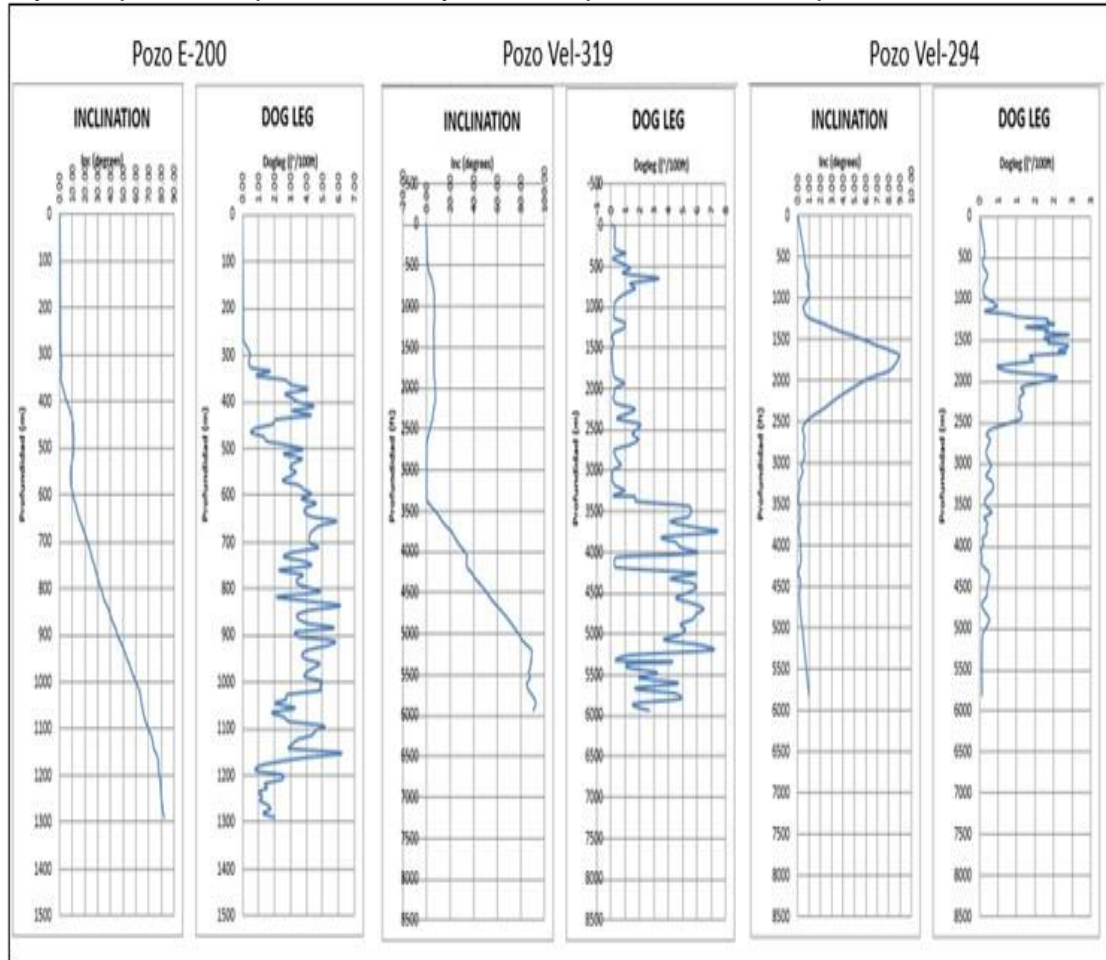
Fuente: Departamento producción CAPSA, campo Diadema.

Figura 35. Estado mecánico pozo E-200.



Fuente: Departamento producción CAPSA, campo Diadema.

Figura 36. Comparación surveys y dog leg pozos horizontales campo diadema E-200 y campo Velázquez Vel-319 y Vel-294 pozo desviado tipo S.



Fuente: Departamento producción CAPSA, campo Diadema, departamento de producción MANSAROVAR campo Velásquez.

El comportamiento en la curva de construcción de los pozos es muy similar, en los dos casos de pozos verticales alcanzando valores de dog leg de 6 grados, mientras que en el pozo desviado se alcanzan valores de 3 grados. Es en estos puntos en donde mas se concentrarán los esfuerzos de las varillas convencionales o huecas sobre la tubería de producción.

7. SIMULACIÓN DE POZO SELECCIONADO PARA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADO (STL) MEDIANTE EL SOFTWARE PC-PUMP DE C-FER TECHNOLOGIES.

Luego de la selección del pozo candidato que en este caso es el pozo Vel-294, seleccionado mediante la metodología expuesta en el capítulo 4, se realizaron las simulaciones para ver el comportamiento del pozo en diferentes escenarios.

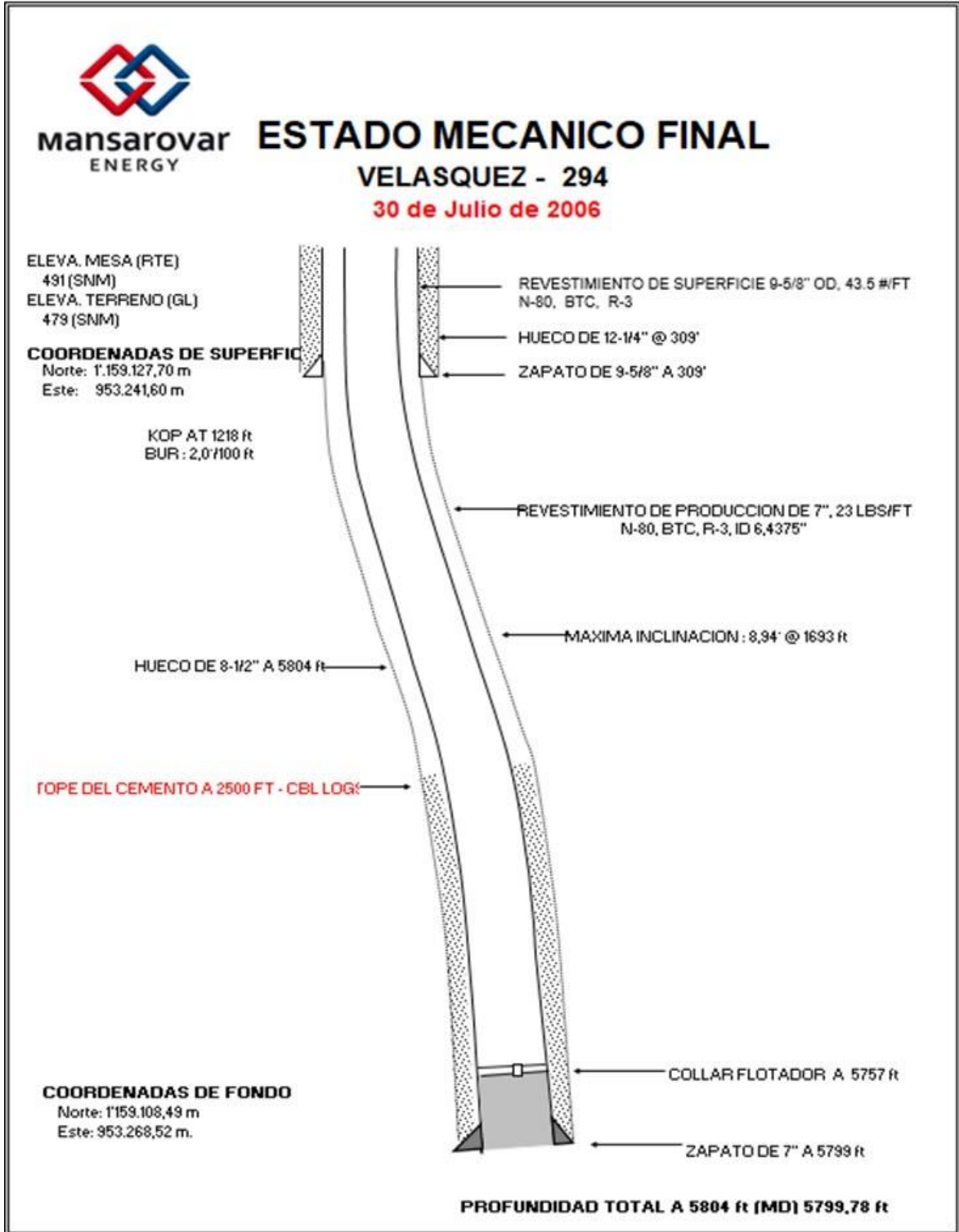
Escenario #1, pozo con completamiento convencional, sin ningún tipo de centralización de varilla. Se utiliza varilla de 1" x 25 pies grado HS. Se evaluarán las cargas de contacto y el tiempo de vida útil de la tubería a la velocidad de operación del pozo.

Escenario #2, pozo con completamiento convencional, con la sarta de varillas centralizada, Se utiliza varilla de 1" x 25 pies grado HS. Se evaluarán las cargas de contacto y el tiempo de vida útil de la tubería a la velocidad de operación del pozo.

Escenario #3, pozo con completamiento con sarta de varilla continua, para simular condiciones del sistema de trasmisión lubricada.

El pozo Vel-294 es un pozo desviado, tipo S, el cual se encuentra completado en la formación productora guaduas, como se muestra en la figura 35.

Figura 37, Estado mecánico final de perforación del pozo Vel-294.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Perforación.

Para el cálculo o simulaciones en el sistema de levantamiento artificial de bombas de cavidades progresivas, existe un software aceptado tanto como por los proveedores y las empresas el cual es el PC-PUMP, al cual se le ingresan los parámetros de simulación y a través del cual se puede determinar cuáles serían las condiciones de operación de los equipos en el pozo.

Este software cuenta con librerías de diferentes componentes del sistema y de diferentes fabricantes con la información suministrada por cada uno. Para mayor información del programa se puede consultar la página Web las características del mismo.¹²

7.1 ESCENARIO #1. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO, CON COMPLETAMIENTO CONVENCIONAL (varilla de 1" x 25 pies grado HS), SIN NINGUN TIPO DE CENTRALIZACIÓN.

Esta simulación se realiza con un completamiento de producción con tubería de 2-7/8" eue, N-80 y varillas HS de 1" x 25 ft. No se utiliza ningún centralizador entre varillas ni en el cuerpo de las mismas.

Lo primero que se hace es cargar los datos del survey del pozo, profundidad medida MD, ángulo de inclinación y azimut, con estos datos el software calcula el dog leg severity (perfil o variación de desviación del pozo en grados por cada 100 pies).

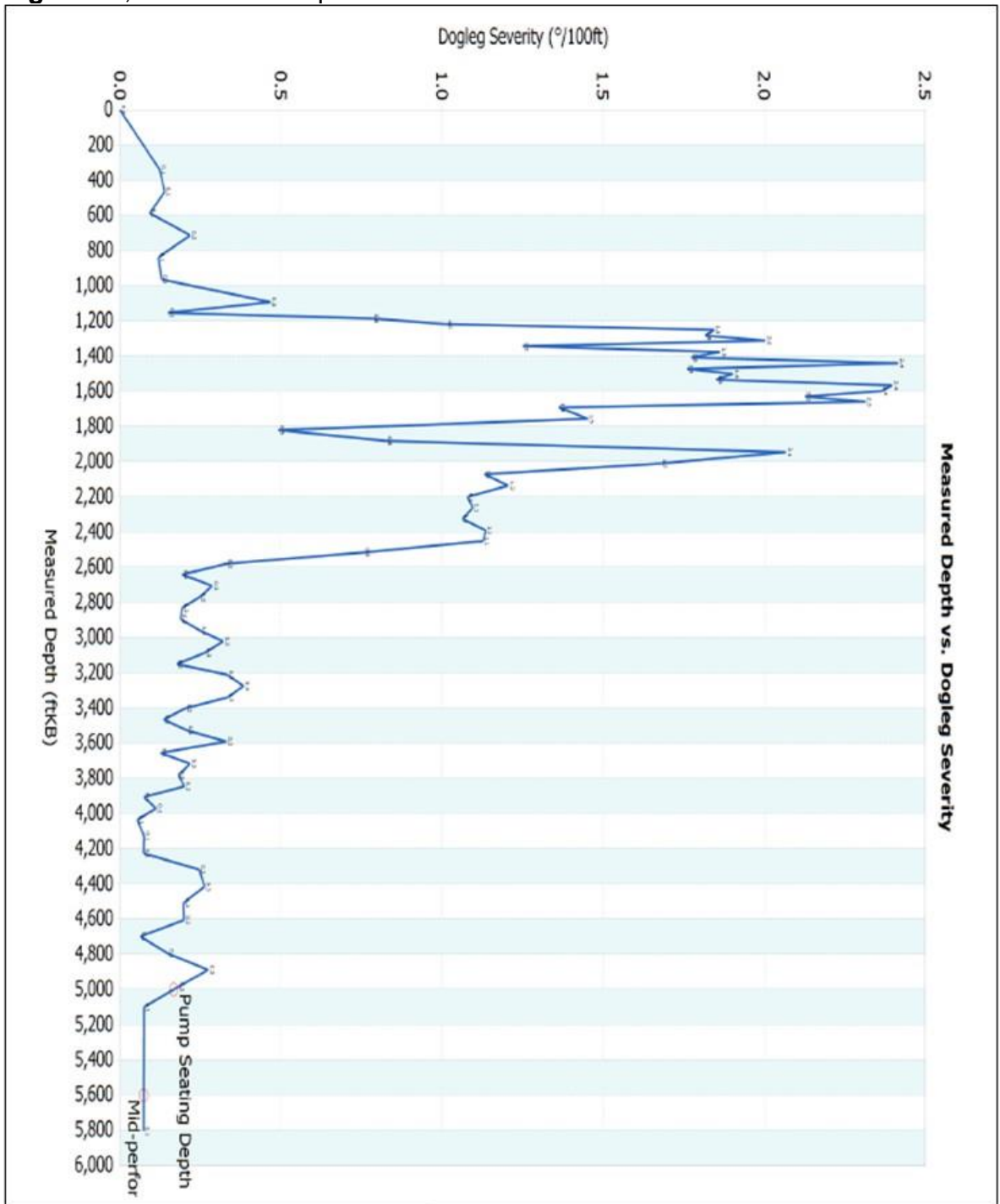
¹² PC-PUMP.COM. Diseñar, evaluar y analizar. Disponible en: <http://www.pc-pump.com/>

Cuadro 18. Survey del pozo vel-294.

Table	Charts	Summary	3-D Wellbore Geometry									
				Dogleg Severity								
Stn #	Measured Depth (ftKB)	Hole Angle (°)	Azimuth (°)	Overall (°/100ft)	Vertical (°/100ft)	Plan (°/100ft)	Hole Angle Change (°/100ft)	Vertical Depth (ft)	Horizontal Distance (ft)	Latitude (ft)	Departure (ft)	Vertical Section (ft)
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	341.00	0.42	58.03	0.12	0.12	0.00	0.12	341.00	0.38	0.66	1.06	0.48
3	465.00	0.57	48.22	0.14	0.12	0.07	0.12	464.99	0.71	1.31	1.91	0.79
4	588.00	0.65	55.89	0.09	0.07	0.07	0.07	587.99	1.10	2.11	2.94	1.17
5	712.00	0.90	47.99	0.22	0.20	0.08	0.20	711.97	1.61	3.16	4.25	1.62
6	839.00	0.86	57.54	0.12	0.03	0.12	-0.03	838.96	2.21	4.34	5.79	2.19
7	965.00	1.02	55.71	0.13	0.13	0.02	0.13	964.94	2.83	5.48	7.52	2.94
8	1092.00	0.49	77.54	0.47	0.42	0.21	-0.42	1091.93	3.33	6.23	8.98	3.69
9	1155.00	0.58	74.52	0.15	0.14	0.04	0.14	1154.93	3.50	6.37	9.55	4.07
10	1187.00	0.64	97.62	0.79	0.19	0.76	0.19	1186.93	3.59	6.39	9.88	4.33
11	1218.00	0.81	118.78	1.01	0.55	0.85	0.55	1217.92	3.66	6.27	10.25	4.70
12	1250.00	1.23	142.79	1.85	1.31	1.30	1.31	1249.92	3.71	5.88	10.65	5.25
13	1282.00	1.79	148.92	1.82	1.75	0.50	1.75	1281.91	3.74	5.18	11.12	6.04
14	1313.00	2.41	147.68	2.01	2.00	0.14	2.00	1312.89	3.80	4.22	11.72	7.09
15	1345.00	2.81	147.18	1.25	1.25	0.07	1.25	1344.85	3.92	2.99	12.50	8.44
16	1377.00	3.40	145.57	1.86	1.84	0.27	1.84	1376.81	4.13	1.55	13.46	10.06

Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2.

Figura 38, Geometría del pozo Vel-294.



Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2.

Luego se ingresan los datos de los equipos de superficie y de fondo que tiene el pozo, también se ingresan los datos de las propiedades del fluido a producir y las condiciones de operación del pozo, las cuales se observan en las figuras 36, 37 y 38.

Figura 39, Descripción de equipos de superficie y de fondo utilizados en el pozo Vel-294.

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	5806.0	7.000 in x 26.00 lbs/ft
Tubing	0.0	4973.3	API EUE:3.500 in x 9.30 lbs/ft

Pump
Description
PCM (24E2600)
Pump Displacement: 1.528 bbls/D/RPM
Pressure: 3699.0 psi
Pump Friction Torque: 60 ft-lbs
Pump Volumetric Efficiency: Calculated

Rod String			
Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Number of Rods	Description
-1.7	4973.3	199	Standard, Alberta Oil Tool, 1.000 in, Grade 97, API Slimhole (Std 1in x 2-7/8in x 4in), <No Guides>

Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2.

Figura 40. Descripción de las propiedades del fluido del pozo vel-294.

Fluid Type	
<input type="radio"/> Single Phase	<input checked="" type="radio"/> Multi-phase
General Properties	Thermal Properties Diluent Injec
Fluid Composition	
Oil API Gravity:	17.00 °API
Water Salinity:	5,000.00 ppm
BS&W Content:	90.00 %
Gas Specific Gravity:	0.70
Producing GOR/GLR	
<input checked="" type="radio"/> Producing GOR:	62.00 scf/STB
<input type="radio"/> Producing GLR:	6.20 scf/STB

Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2

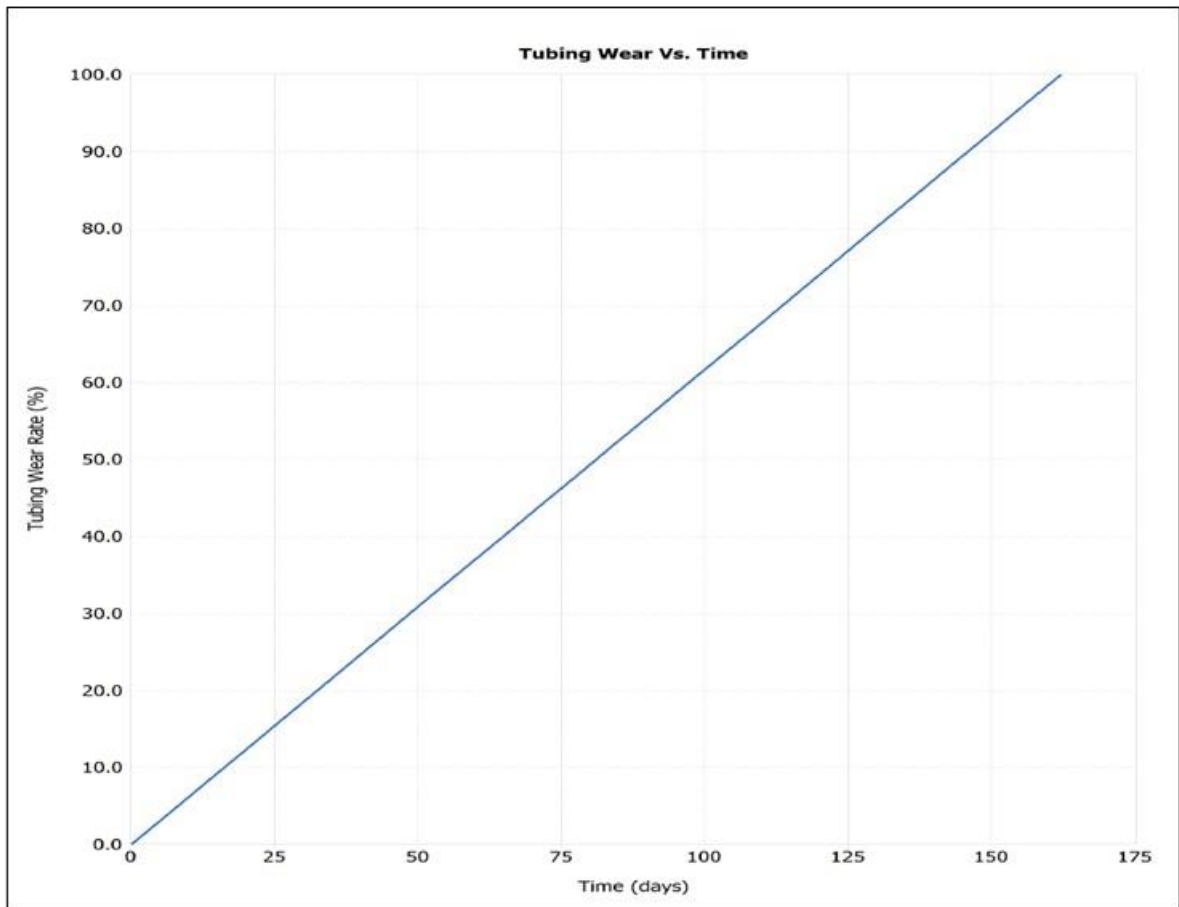
Figura 41, Descripción de las condiciones de operación del pozo vel-294.

Operating Information	
<input checked="" type="radio"/> Produced Fluid Flow Rate (surface):	260.00 bbls/D
<input type="radio"/> Pump Speed:	214.43 RPM
<input type="radio"/> Motor Operating Frequency:	60.00 Hz
<hr/>	
<input type="radio"/> Fluid Level:	2,700.00 ftKB
<input checked="" type="radio"/> Submergence (measured):	2,300.00 ft
<input type="radio"/> Bottomhole Pressure:	1,177.68 psi
Surface Pressure Information	
Tubing Head Pressure:	65.00 psi
Casing Head Pressure:	0.00 psi
Temperature Information	
<input checked="" type="radio"/> Specify Temperature	
Bottomhole Temperature:	125.00 °F
<input type="radio"/> Temperature Gradient:	0.71 °F/100ft
<input checked="" type="radio"/> Flowing Wellhead Temperature:	85.00 °F
<input type="radio"/> Specify Temperature Profile	Specify...

Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2.

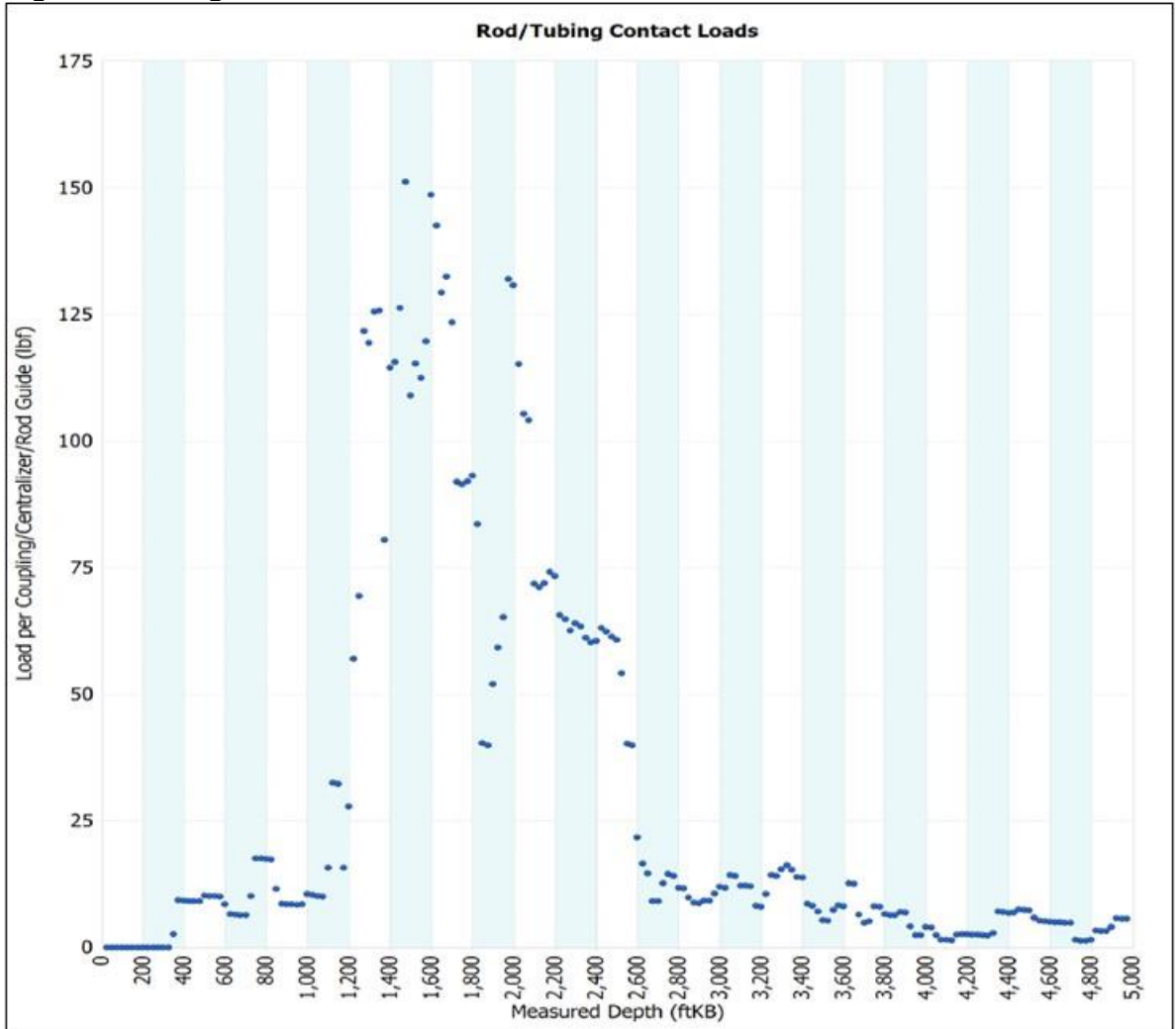
De los resultados de la simulación se observa en la figura 40, que las cargas de contacto varilla – tubería presentan valores de hasta 150 lbf, esto genera puntos de contacto en los que se desgasta más rápido la tubería y la varilla por acción de la fricción metal-metal, ocasionando que la vida útil de estos componentes sea corta, como se puede observar en la gráfica 39. En este caso en un tiempo de 160 días se presenta el desgaste total de la pared del tubo, generando falla por tubería rota en el sistema.

Figura 42. Porcentaje de desgaste de la pared del tubo Vs tiempo, sarta de varilla sin centralizar.



Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2

Figura 43. Cargas de contacto varilla / tubería sin centralizar.



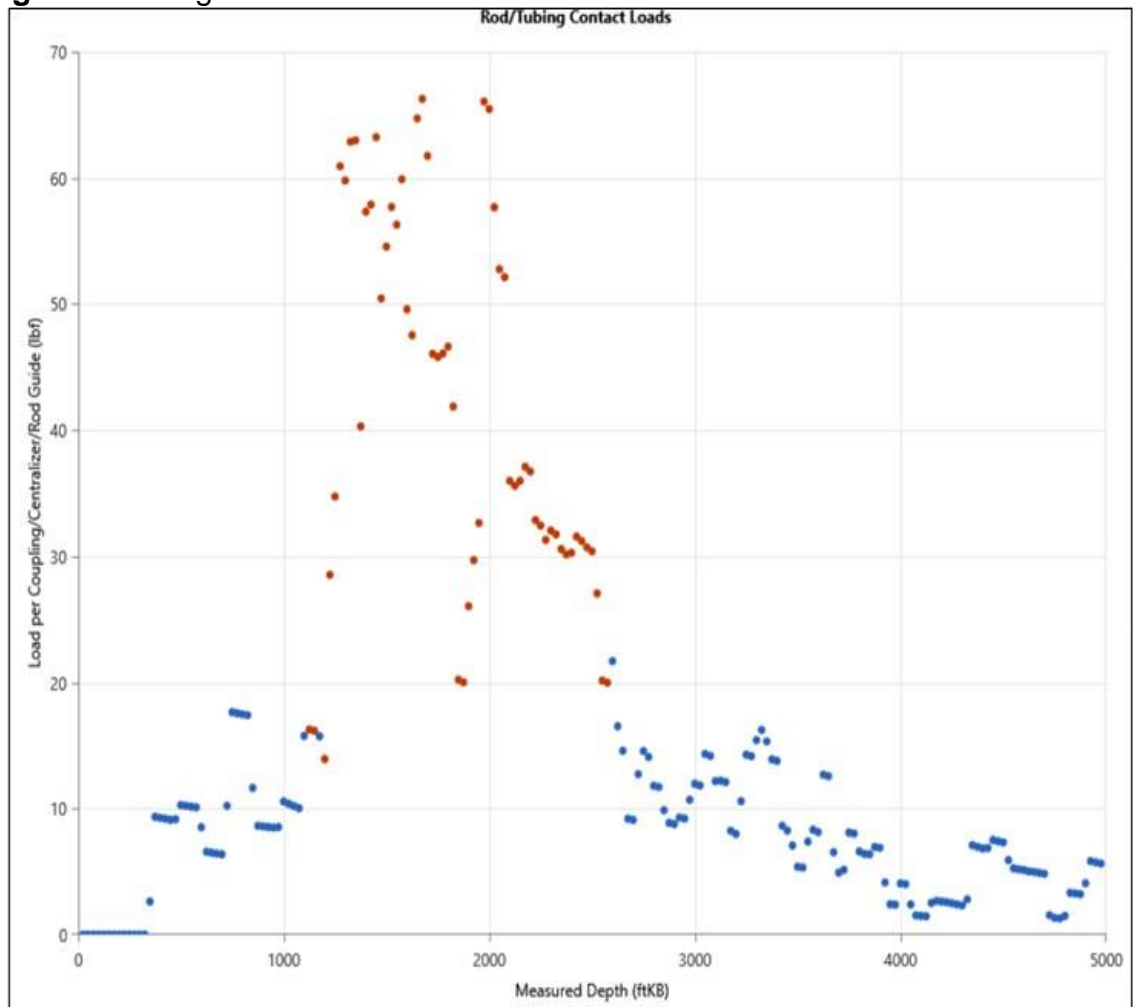
Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2

7.2 ESCENARIO #2. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO, CON COMPLETAMIENTO CONVENCIONAL, CON LA SARTA DE VARILLAS CENTRALIZADA.

Esta simulación se realiza realizando una modificación al caso base, incluyendo centralizadores de cuerpo a la sarta de varillas. Los centralizadores se ubican en

los puntos en donde las cargas de contacto tubería / varilla, superan las 80 lbf (libras fuerza). Se busca que todos los puntos de contacto queden por debajo de 70 lbf.

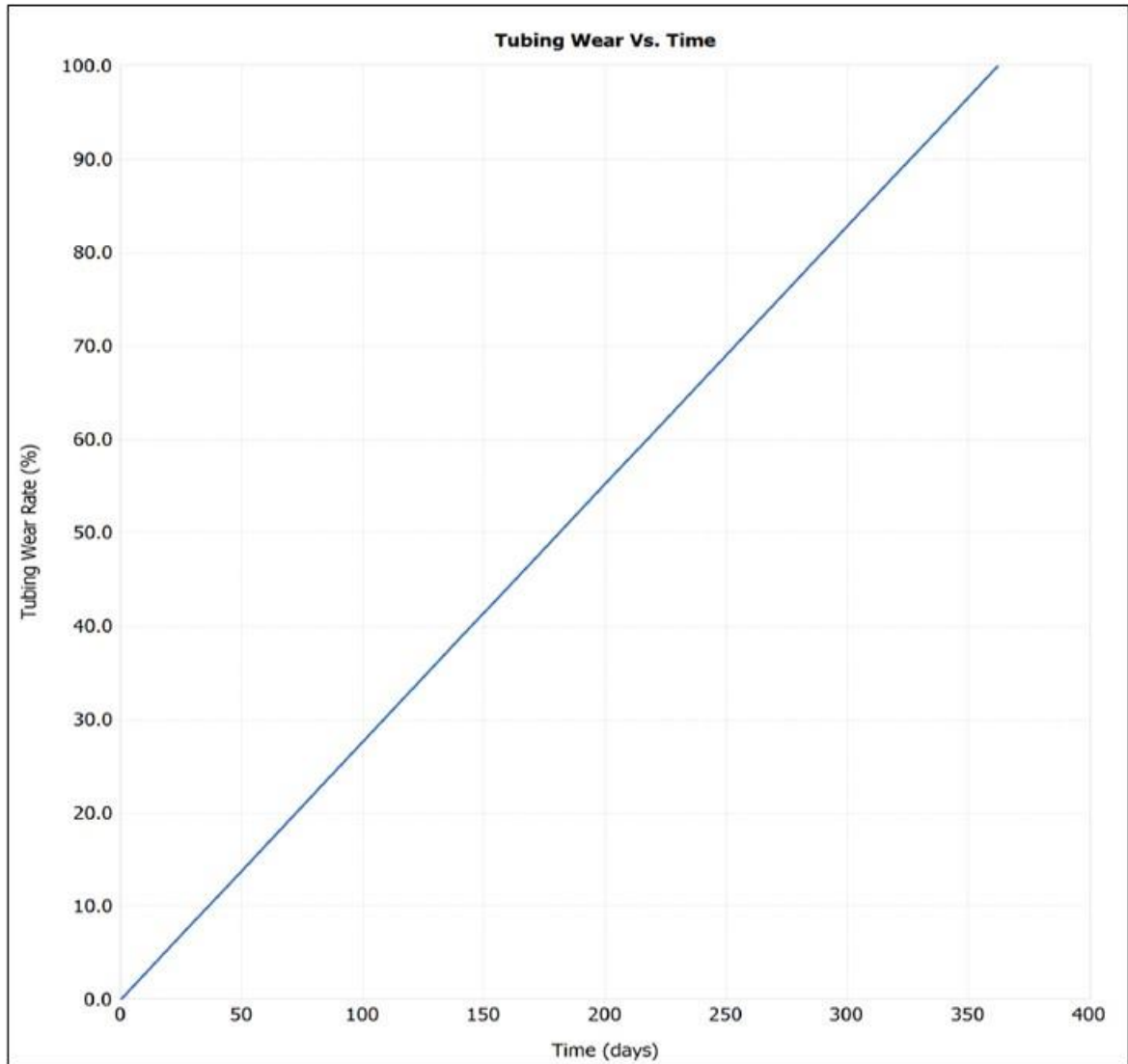
Figura 44. Cargas de contacto varilla / tubería centralizada.



Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2.

Al bajar las cargas de contacto a más de la mitad del valor original, se incrementa el tiempo de vida útil de 160 días sin centralización a 360 días centralizado, es decir aumenta el tiempo de trabajo de la tubería en un 225%

Figura 45. Porcentaje de desgaste de la pared del tubo Vs tiempo, sarta de varilla centralizada.



Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2.

7.3 ESCENARIO #3. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO CON COMPLETAMIENTO CON SARTA DE VARILLA CONTINUA, PARA SIMULAR CONDICIONES DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADA.

Para el cálculo del sistema STL, este Software no dispone aún dentro de las librerías y en su modelo de simulación el tipo de sarta de varilla que se va a instalar y no considera la producción por dentro de la sarta de varilla, sino por el espacio anular que deja la diferencia de diámetros externo de la varilla e interno de la tubería. Por este motivo para poder determinar con mayor precisión como afecta a los equipos de fondo y de superficie la disminución del área de flujo es necesario usar una combinación de tubería y varilla que dé como resultado un área de flujo similar a la que tendría el sistema por dentro de la varilla hueca.

Teniendo en cuenta esa consideración, se realizaron los cálculos para determinar la mejor aproximación de esta área usando las combinaciones de las siguientes varilla y tubería que están dentro de la librería del software:

- Tubería 2-3/8" - 4.7lbs/ft con un diámetro interno de 1.995"
- Varilla COROD 8.5 Diámetro Externo 1.156"
- Varilla PRORO 1-1/8" Diámetro Externo 1.125"
- Diámetro interno Varilla HolloRod™ 576-1 Grado 110: 1.693"

Con esos valores se calculó el área de flujo real y así comparar con las combinaciones de varilla y tubería, para determinar cual da una mejor aproximación.

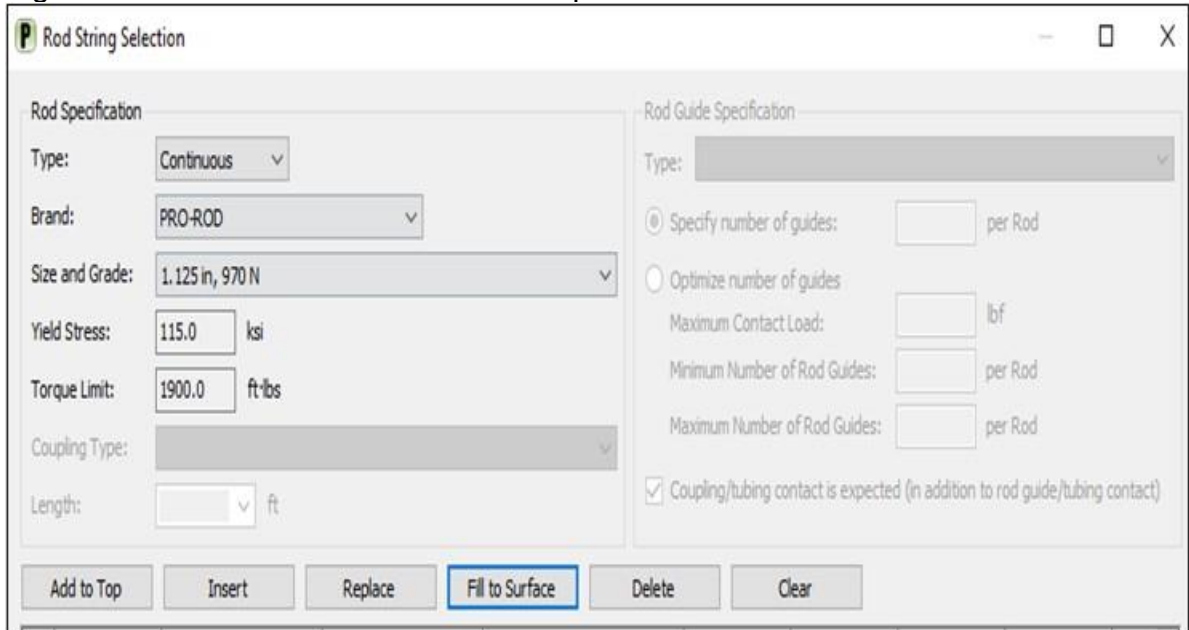
Cuadro 19. Cálculo de áreas de flujo para selección de tipo de varillas para simulación del STL.

Tipo Tubería	Tubería 2-3/8" - 4.7lbs/ft	Tubería 2-3/8" - 4.7lbs/ft
Tipo Varilla	COROD 8.5	PROROD 1-1/8"
Área Anular Calculada(In ²)	2.132	2.076
Área Real Flujo (In ²)	2.251	2.251
% Diferencia	5%	8%

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

En el software se selecciona para la simulación, la combinación de varilla continua de 1-1/8" y tubería de 2-3/8" la cual da una aproximación más cercana para el área de flujo real.

Figura 46. Selección de varilla continua pro-rod de diámetro de 1-1/8".



Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2

Figura 47. Selección de tubería de 2-7/8”.

Brand, Size, and Grade	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Coupling O.D. (in)	Drift Diameter (in)
API EUE:2.375 in x 4.70 lbs/ft	3.3	4960.5	4963.8	3.063	1.901

Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2

En los parámetros de la simulación, para poder tener en cuenta las pérdidas de presión que se presentan por el paso del fluido a través de las reducciones de diámetro en las conexiones de la varilla hueca (1 psi por conexión), se suma esta presión por el número de conexiones que tiene la sarta de varillas y esa presión se suma a la presión de cabezal del pozo 65 psi (THP).

Para una profundidad promedio de ubicación de la bomba de 5000ft MD, se estima que se debe sumar a la THP una presión de 163 psi, considerando que cada tramo de varilla mide aproximadamente 30 ft.

Figura 48. Ingreso de presión de cabeza de pozo, incluyendo las pérdidas de presión por reducción de las conexiones de las varillas.

The screenshot displays the 'Specify IPR data' dialog box in the PC-PUMP software. It is organized into several sections:

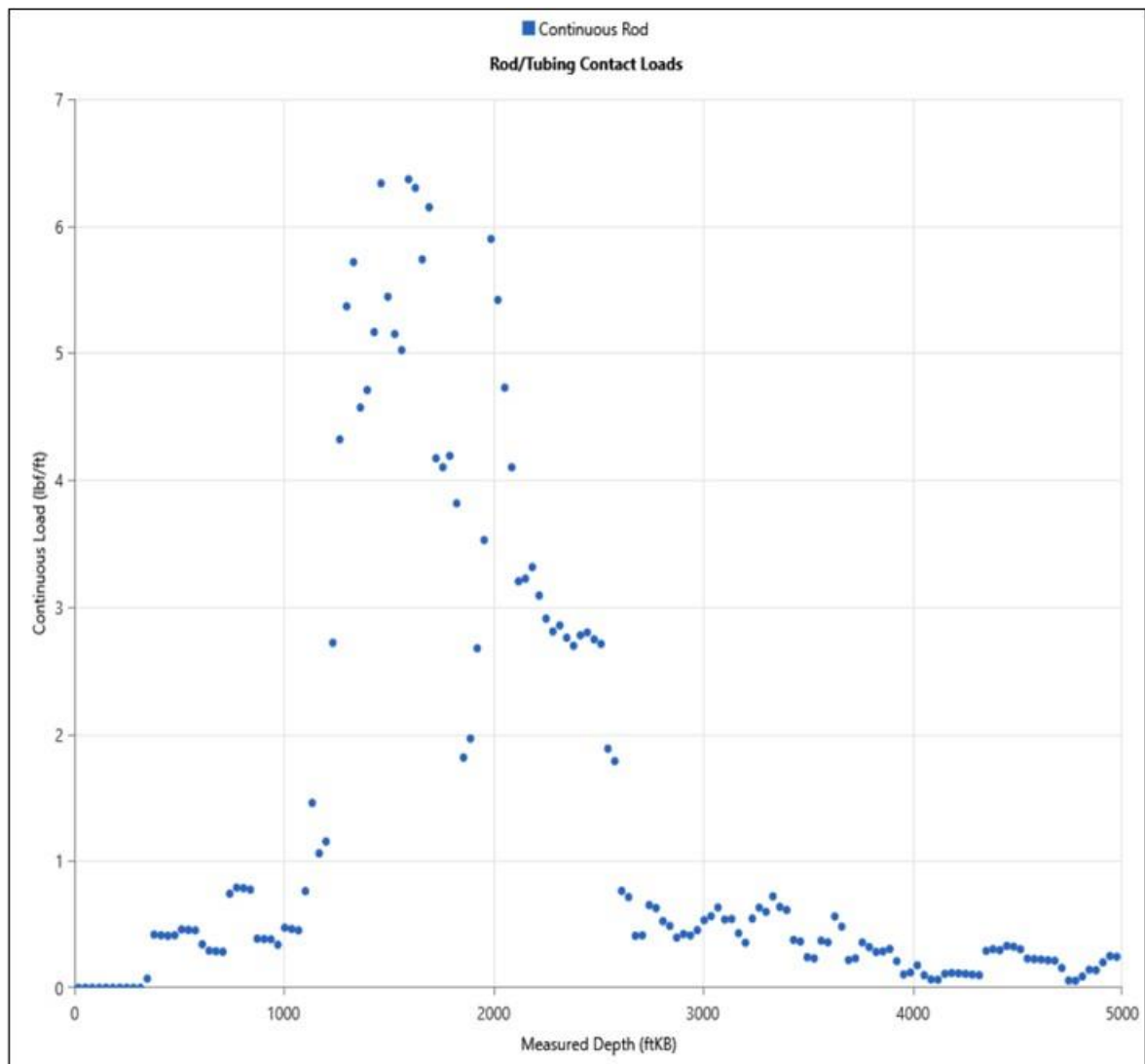
- Specify IPR data:** A checkbox is unchecked, and a 'Specify...' button is visible.
- Operating Information:**
 - Produced Fluid Flow Rate (surface): 260.0 bbls/D
 - Pump Speed: 229 RPM
 - Motor Operating Frequency: 60.0 Hz
- Fluid Level:**
 - Fluid Level: 2700.00 ftKB
 - Submergence (measured): 2300 ft
 - Bottomhole Pressure: 1178 psi
- Surface Pressure Information:**
 - Tubing Head Pressure: 228.0 psi (this field is circled in red)
 - Casing Head Pressure: 0.0 psi
- Temperature Information:**
 - Specify Temperature
 - Bottomhole Temperature: 125.00 °F
 - Temperature Gradient: 0.71 °F/100ft
 - Flowing Wellhead Temperature: 85.00 °F
 - Specify Temperature Profile: Specify...

Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2.

Una última consideración a tener en cuenta, es la carga axial que va a realmente soportar el cabezal, puesto que el peso de la sarta STL es considerablemente mayor al que se usa en la combinación de varilla y tubería convencional. La varilla PROROD 1-1/8" tiene un peso de 2.2 lb/ft mientras que la varilla HoloRod™ 576-1 Grado 110 tiene un específico de 5.8 lb/ft es decir un peso de sarta de 28.5 Klbf. Si a este peso específico sumamos el empuje que genera la bomba (Vel-294 son 5Klbf) superaríamos la capacidad disponible de los cabezales actualmente utilizados en campo que es de 33Klbf.

Al correr el simulador, se observan que los resultados obtenidos para el sistema de trasmisión lubricada (STL) mejoran considerablemente el desempeño del sistema, ya que las cargas de contacto se reducen de tal manera, que pueden considerarse despreciables y la vida útil de trabajo de la tubería se aumenta considerablemente.

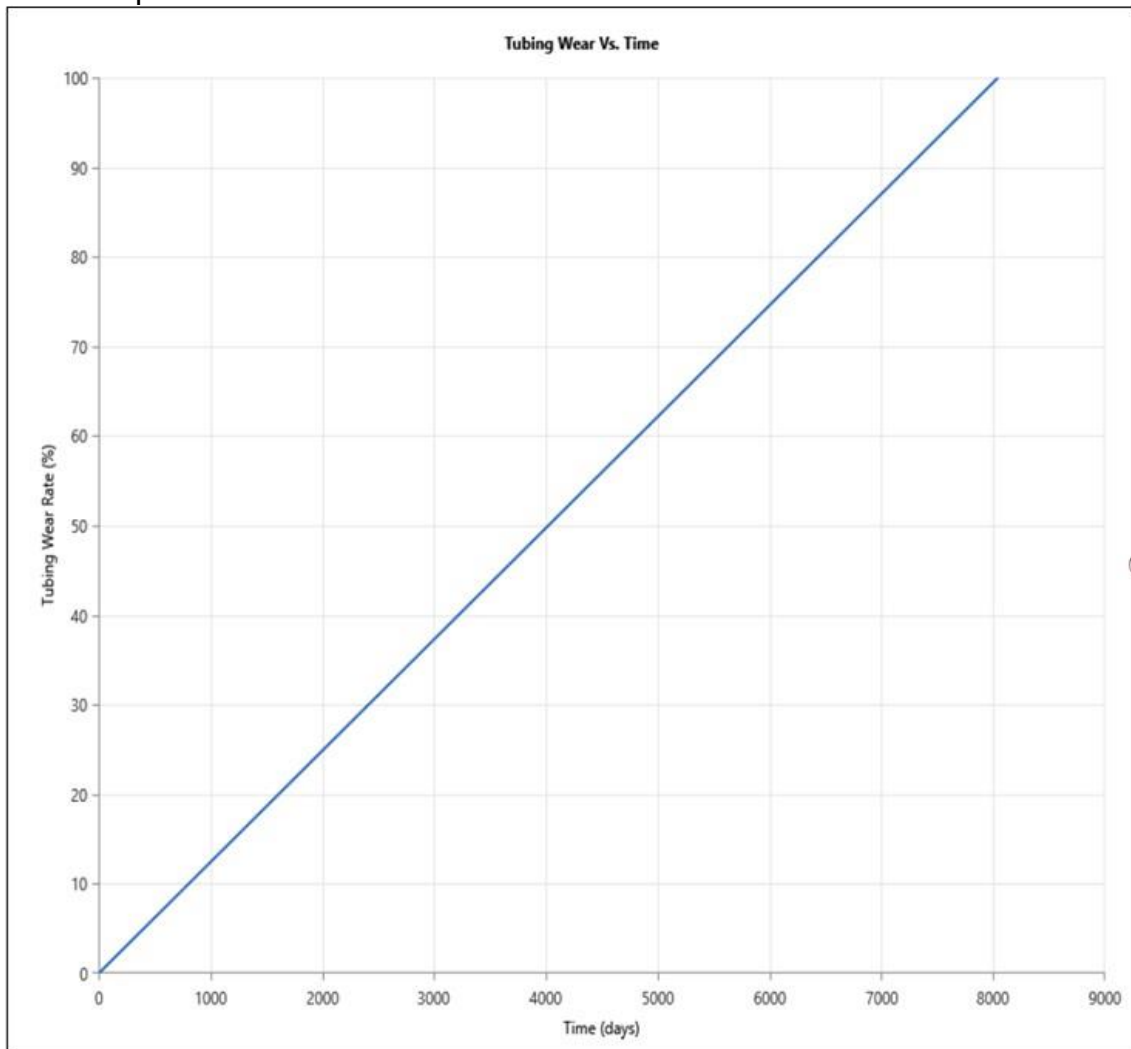
Figura 49. Cargas de contacto con varilla continua pro-rod 1-1/8”.



Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2

Los resultados obtenidos en esta simulación concuerdan con los obtenidos por la empresa Capsa de Argentina en el campo Diadema con la aplicación del sistema de transmisión lubricada, quienes lograron disminuir índice de falla por tubería rota en un 45% durante el periodo estudiado, ver figuras 32 y 33.

Figura 50. Porcentaje de desgaste de la pared del tubo Vs tiempo, sarta de varilla continua pro-rod 1-1/8”.



Fuente, PC-PUMP, versión 3.7.2

8. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN LUBRICADA.

Para realizar la evaluación económica para ver la viabilidad de la implementación del proyecto de tubería lubricada en un pozo de campo Velásquez, se asumió que el sistema producirá el mismo fluido y crudo que el sistema convencional, pero se incrementará la producción acumulada en el tiempo, al disminuir las intervenciones de pozo por fallas por tubería rota en un 50%.

El pozo seleccionado Vel-294, tiene un promedio de producción de 50 bopd. Dentro de los costos evaluados, se incluyó el precio del equipo de servicio a pozo (equipo varillero, personal, combustible, materiales de reemplazo (tubería, varillas, centralizadores, bombas, etc)).

Cuadro 20. Pronóstico de precio de venta crudo Velásquez.

AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023
PRECIO BRENT	\$ 73.60	\$ 70.06	\$ 71.06	\$ 76.82	\$ 81.74	\$ 88.93
% REALIZACION	88.67%	90.37%	90.48%	91.17%	91.68%	92.33%
PRECIO REALIZACION CRUDO VELASQUEZ	\$ 65.26	\$ 63.31	\$ 64.30	\$ 70.04	\$ 74.94	\$ 82.11

Fuente, Departamento de finanzas, Mansarovar Energy.

Cuadro 21. Gastos en Opex y Capex para los 2 sistemas, STL y convencional.

TIPO DE GASTO	STL	Conventional
CAPEX KUS\$	143.1	81.9
OPEX		
Costo de servicio a pozo KUS\$	24.2	48.4
Tiempo de servicio a pozo (pozo parado esperando servicio + servicio)	15 días (cada 2 años)	30 días (cada año)

Fuente, Departamento de producción, Mansarovar Energy

El análisis se realizó para un periodo de 5 años (periodo del 2019 al 2023 que teóricamente es la vida útil de una tubería convencional), con una tasa de descuento del 11.25% anual, tanto para el sistema convencional como para el sistema de transmisión lubricada. Estos análisis se muestran en las Cuadros 20 y 21.

Cuadro 22. Análisis económico para el sistema de transmisión lubricada STL.

BALANCE DE COSTOS STL	
Resultado por Proyecto	STL VEL-294
Precio realización crudo 2018 [USD\$/BI]	65.05
Precio realización crudo 2019 [USD\$/BI]	63.11
Precio realización crudo 2020 [USD\$/BI]	64.09
Precio realización crudo 2021 [USD\$/BI]	69.82
Precio realización crudo 2022 [USD\$/BI]	74.72
Precio realización crudo 2023 [USD\$/BI]	81.88
Crudo recuperado [KBO]	89.4
Total Ingresos [KUSD]	6.321
Total OPEX [KUSD]	64
Total CAPEX [KUSD]	143
Unidad OPEX [USD/BI]	0.7
Unidad CAPEX [KUSD/BI]	1.6
VPN [KUSD]	2.933
Eficiencia de la inversión [Adimensional]	22.80

Fuente, Departamento de finanzas, Mansarovar Energy

Cuadro 23. Análisis económico para el sistema convencional.

BALANCE DE COSTOS TUBERIA CONVENCIONAL N-80	
Resultado por Proyecto	TBG N-80 VEL-294
Precio realización crudo 2018 [USD\$/BI]	65.05
Precio realización crudo 2019 [USD\$/BI]	63.11
Precio realización crudo 2020 [USD\$/BI]	64.09
Precio realización crudo 2021 [USD\$/BI]	69.82
Precio realización crudo 2022 [USD\$/BI]	74.72
Precio realización crudo 2023 [USD\$/BI]	81.88
Crudo recuperado [KBO]	84
Total Ingresos [KUSD]	5,917
Total OPEX [KUSD]	242
Total CAPEX [KUSD]	82
Unidad OPEX [USD/BI]	2.9
Unidad CAPEX [KUSD/BI]	1
VPN [KUSD]	2,683
Eficiencia de la inversión [Adimensional]	36.45

Fuente, Departamento de finanzas, Mansarovar Energy

El resultado comparativo entre los dos análisis económicos (STL y convencional), muestra que se debe basar la decisión de implementar o no el sistema de transmisión lubricada, en el concepto de valor presente neto (VPN), y no en la eficiencia de inversión, ya que esta no es representativa dada la cantidad de inversión en Capex.

Cuadro 24. Comparativo análisis económico STL Vs Convencional N-80.

	STL	CONVENCIONAL	DIFERENCIA
Crudo recuperado (KBO)	89.4	83.7	107%
Total ingresos (KUSD)	\$ 4,578	\$ 4,286	107%
VPN (KUSD)	\$ 2,933	\$ 2,683	109%
Eficiencia de la inversion (adimensional)	22.8	36.4	63%

Fuente, Departamento de finanzas, Mansarovar Energy

Se evidencia con el análisis comparativo, un incremento del 7% de los ingresos por la producción del pozo durante los 5 años de operación y del 9% del VPN.

9. CONCLUSIONES

1. Para evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación del sistema de transmisión lubricada (STL) en un pozo de Campo Velásquez, se realizó una revisión detallada de toda la información disponible de las intervenciones a los pozos del campo, se clasificaron los eventos de tubería rota, en fallas por fricción metal – metal y por corrosión, para poder hacer una adecuada selección de los candidatos para la aplicación de la tecnología.

2. Durante la evaluación de las tecnologías aplicadas para el control de tubería rota en Campo Velásquez, se detecta que la aplicación de los rotadores de tubería para pozos PCP no ha sido la adecuada, ya que se instalaba en todos los pozos que presentaban eventos de falla por esta causa y no en los pozos que presentaban falla por fricción.

3. Al evaluar el funcionamiento de los pozos con Sistema de Transmisión Lubricada en el Campo Diadema de Argentina, y mediante una adecuada selección de pozos, con la metodología desarrollada en este trabajo (metodología para selección de un pozo candidato a la implementación del sistema de transmisión lubricada (STL), se establece que es posible implementar esta tecnología en los pozos de Campo Velásquez.

4. Una metodología para la selección de pozos candidatos a la instalación del sistema de transmisión lubricada fue desarrollada y aplicada para la selección del pozo Vel-294.

5. Las simulaciones realizadas con el software PC-PUMP para el pozo Vel-294 con sistema convencional PCP con y sin centralización y la simulación del conjunto (tubería-varillas-bomba) seleccionado para simular el comportamiento que puede llegar a tener el STL, muestran que la vida útil del pozo se incrementa de manera exponencial, ya que las cargas de contacto entre la tubería y la varilla se reducen de valores de 160 lbf a 6 lbf. Sin tener en cuenta la lubricación del aceite inyectado en el espacio anular entre varilla y tubería.

6. El resultado económico de la evaluación del sistema de transmisión lubricada (STL), comparado contra el sistema convencional, no son tan buenos como se esperaba, ya que el pozo seleccionado presenta solo un evento de falla por cada año del periodo evaluado, lo que hace que la producción incremental acumulada con el STL por disminución de las intervenciones al pozo (0.5 por año) sea baja, solamente un 7% adicional en el crudo recuperado y un 7% adicional en el total de los ingresos.

10. RECOMENDACIONES

1. Clasificar los pozos que no han sido exitosos con la implementación de tecnologías para disminuir el efecto de falla por tubería rota (rotador de tubería, tubería boronizada, tubería con recubrimiento polimérico interno, etc.) y evaluar técnica y económicamente la viabilidad de la instalación del STL en estos pozos.

2. El sistema de transmisión lubricada (STL), se puede instalar en pozos que tengan un alto índice de intervenciones (2 o más al año) debido a fallas de tubería rota por efectos de la fricción metal – metal entre varilla y tubería, siempre y cuando pase la evaluación económica y la rentabilidad y el retorno de la inversión sea alto, de lo contrario de debe buscar otro tipo de tecnología para disminuir el índice de falla.

BIBLIOGRAFÍA

AMAYA PÉREZ, Carlos, reducción del corte de agua en pozos productores de campo Velásquez mediante la aplicación matricial de modificadores de permeabilidad relativa. Bucaramanga, 2018, 88p. Tesis de grado (requisito para optar al título de magister en ingeniería de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos.

BUCIAK, J. FONDEVILA SANCET G., DEL POZO. L. Paper SPE 166255. Polymer-flooding-pilot learning curve. Five plus years' Experience to reduce cost per incremental barrel of oil. Grupo CAPSA.

BUCIAK, J., FONDEVILA SANCET, G., & DEL POZO, L. (2013, September 30). Polymer Flooding Pilot Learning Curve: 5+ Years Experience to Reduce Cost per Incremental Oil Barrel. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166255-MS.

COY, Oscar, MORENO, Felipe. Estudio de viabilidad técnico-económica para la aplicación de la técnica no convencional de perforación coiled tubing (CTD) en campo colorado. Bucaramanga, 2015, 117p. Tesis de grado (requisito para optar al título de ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos.

D. PEÑA BALLESTEROS, A. RAMÍREZ. Desgaste-corrosión entre acoples de varillas de pozo y tubería de producción. Ecopetrol superintendencia de mares. Diciembre 2006.

ECONOJOURNAL. Aplicación de polímeros en el Golfo San Jorge. La tercera vida de Diadema de la mano de la recuperación terciaria. Disponible en. <https://econojournal.com.ar/2019/11/recuperacion-terciaria-la-tercera-vida-de-diadema>.

GARCÍA Augusto. MONTAÑEZ, Edilson. Evaluación de viabilidad técnico-económica para optimización operativa de las plantas de gas en campo Cusiana. Bucaramanga, 2013, 89p. Monografía (requisito para optar al título de especialista de gerencia de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos.

HERNÁNDEZ, Roberto, FERNANDEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: McGraw Hill, Sexta Edición 2010.p. 10

J. BUCIAK, G. FONDEVILA SANCET, L Paper SPE 166255. Polymer-flooding-pilot learning curve. Five plus years' Experience to reduce cost per incremental barrel of oil.. del Pozo. Grupo CAPSA.

LABRADOR JIMENEZ, Soraya. 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, 2011, 56p.

Monografía, Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de Petróleos.

LAND, J. L. (1992). U.S. Patent No. 5,139,090. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

MAPLEOILTOOLS.COM. Centralizadores Spin Thru FENIX. Disponible en: <http://www.mapleoilttools.com/productos-y-servicios/proteccion-de-tuberia/>

MEDVEDOVSKI, E., JIAREN, J., & ROBERTSON, M. (2016). Iron boride-based thermal diffusion coatings for tribo-corrosion oil production applications. *Ceramics International*, 42(2), 3190-3211. doi:10.1016/j.ceramint.2015.10.109.

MEJIA, Paola, JARAMILLO, Diego. Estudio técnico económico para la reducción de perdidas en producción causada por fallas en sartas de bombeo PCP en campo Guando. Bucaramanga, 2013, 163p. Monografía (requisito para optar al título de especialista de gerencia de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos.

MENDEZ, Juanita, ROMERO, Johana. Estudio de viabilidad técnico y financiera de la implementación de una herramienta de inducción electromagnética para detección de corrosión en tubulares. Bucaramanga, 2014, 140p. Tesis de grado (requisito para optar al título de ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos

M. HIRSCHFELDT Manifestación del fenómeno de histéresis en bombas de cavidades progresivas (PCP) en el yacimiento diadema, cuenca del golfo de san Jorge, Argentina.. II Congreso de hidrocarburos 2003. Buenos Aires, Argentina.

M. PEREZ, J. CHIRINOS. Método de diagnóstico de fallas en el sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva, Revista arbitrada venezolana del nucleo luz costa oriental del lago. Octubre de 2013.

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

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

PHILIP E, Hart. Paper SPE 80886. Manual tubing rotator reduces rod pumping failures by 76%. 22-25 marzo de 2003.

PLAINSMANMFG.COM. Plainsman PI5 Entralización De Acoplamientos.
Plainsman PI5 Centralización De Acoplamientos. Disponible en:
<http://plainsmanmfg.com/product/plainsman-pl5-centralizing-couplings/>