

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA SARTA DE VARILLA HUECA
IMPLEMENTADA PARA EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO DE
CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL POZO-A DEL CAMPO YAGUARÁ**

IVAN CAMILO CASTILLO VARGAS

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

2018

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA SARTA DE VARILLA HUECA
IMPLEMENTADA PARA EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO DE
CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL POZO-A DEL CAMPO YAGUARÁ**

IVAN CAMILO CASTILLO VARGAS

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director:

**JASMINE VALDERRAMA CERÓN
Ingeniera de Petróleos**

Orientador:

**CARLOS ALBERTO ESPINOSA MORA
Ingeniero de Petróleos**

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

2018

NOTA DE ACEPTACIÓN

Orientador
Ingeniero Carlos Espinosa

Ingeniero Nadim Escaño

Ingeniera Adriana Ruiz

Bogotá D.C., febrero de 2018.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ.

Vice rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA.

Vice rectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.

Secretario General:

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías:

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI.

Director Programa Ingeniería de Petróleos:

Dr. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores, el cuerpo docente y la empresa colombiana de petróleos ECOPETROL S.A no son responsables por los criterios de ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, a Dios le tengo que dar infinitas gracias, porque siempre en los momentos más difíciles ha iluminado mi camino para poder culminar este proyecto de vida.

Especialmente, a mi abuela Abigail por siempre estar brindándome su apoyo y su cariño, a mis padres, Emperatriz y Carlos porque me brindaron los recursos, los consejos, las enseñanzas que solo los mejores padres pueden brindar, a mi hermana Cindy que siempre me brindo su colaboración en todo momento, al resto de mi familia que siempre me ha brindado un apoyo incondicional, todos y cada uno de ellos contribuyeron para forjar mi camino.

A la Ingeniera Jasmine Valderrama, que desde el primer día mostró una calidad humana excepcional y un deseo de querer contribuir en mi desarrollo profesional, doy gracias a ella porque siempre brindo un apoyo técnico y personal en el desarrollo de este proyecto.

A la empresa Ecopetrol S.A, ya que me brindó la oportunidad de desarrollar mi práctica profesional en sus instalaciones de la ciudad de Neiva, donde pude fortalecer mis conocimientos y obtener el tema para desarrollar el presente proyecto de grado.

A mis amigos, que siempre fueron un apoyo tanto personal y académico en el trascurso de la carrera, gracias a ellos me convertí en un mejor ser humano y profesional integro.

Al Ingeniero Carlos Alberto Espinosa por su paciencia, comprensión y dedicación, a los profesores María Eugenia Chamorro, Pedro Pablo Moreno, Edwin Rivera y Luis Guillermo Villa, por brindar su conocimiento en cada componente para el desarrollo de este proyecto de grado.

A todas y cada una de las personas que deciden leer este documento.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1 GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ Y DEL POZO A	30
1.1 HISTORIA	30
1.2 LOCALIZACIÓN	33
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.2 Estratigrafía	35
1.3.3 Geología Estructural	38
1.3.4 Geología del Petróleo	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	41
1.4.1 Mecanismo de producción	41
1.4.2 Tiempo de Producción	42
1.4.3 Número de Pozos	42
1.4.4 Sistema de levantamiento artificial	42
1.4.5 Producción del Campo	42
1.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	43
2. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	45
2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	45
2.1.1 Bombeo Mecánico	45
2.1.2 Gas Lift	46
2.1.3 Bombeo electro sumergible	46
2.1.4 Bombeo Hidráulico	47
2.2 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	48
2.2.1 Historia	48
2.2.2 Fundamentos del sistema	49

2.2.3 Ventajas del sistema	56
2.2.4 Desventajas del sistema	56
2.2.5 Componentes	57
2.2.6 Sarta de varilla	60
3. ANÁLISIS DE FALLAS EN LAS DIVERSAS SARTAS DE VARILLAS IMPLEMENTADAS EN EL POZO A	67
3.1 HISTORIA DEL POZO A	67
3.2 INTERVENCIONES AL POZO A	69
3.2.2 Segunda intervención (Workover #1)	72
3.2.3 Tercera intervención (Servicio a pozo #2)	73
3.2.4 Cuarta intervención (Servicio a pozo #3)	74
3.2.5 Quinta intervención (Servicio a pozo #4)	74
3.2.6 Sexta intervención (Servicio a pozo #5)	75
3.2.7 Séptima intervención (Prueba #1)	75
3.2.8 Octava intervención (Servicio a pozo #6)	76
3.2.9 Novena intervención (Rediseño #1)	76
3.3 ANÁLISIS DE FALLAS	76
3.3.1 Análisis del Servicio a pozo #2	77
3.3.2 Análisis del Servicio a pozo #3	78
3.3.3 Análisis del Servicio a pozo #4	78
3.3.4 Análisis del Servicio a pozo #5	79
3.3.5 Análisis del Servicio a pozo #6	80
3.4 USO DE LA CLASIFICACIÓN RIFT PARA LAS FALLAS PCP	82
3.4.1 Antecedentes	82
3.4.2 Alcance.	82
3.4.3 Metodología.	82
4. SIMULACIÓN DE LAS DIVERSAS SARTAS DE VARILLAS IMPLEMENTADAS EN EL POZO A	86
4.1 DESCRIPCIÓN DE PC-PUMP	86

4.1.1 Geometría del pozo	86
4.1.2 Configuración del sistema	87
4.1.3 Propiedades del fluido	88
4.1.4 Parámetros operacionales	88
4.1.5 Cálculo de Eficiencia	88
4.1.6 Cambios de presión en el fluido	88
4.1.7 Cargas en las varillas y deflexiones	89
4.1.8 Contacto Varilla/Tubería	90
4.1.9 Desgaste Varilla/Tubería	90
4.1.10 Asentamiento de la arena	90
4.2 DESCRIPCIÓN DE DATOS DE ENTRADA	91
4.2.1 Geometría del pozo	91
4.2.2 Configuración del sistema	92
4.2.3 Propiedades de los fluidos	97
4.2.4 Parámetros operacionales	101
4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	102
4.3.1 Pérdidas de presión del fluido	103
4.3.2 Escenario 1: Sarta de varilla convencional	106
4.3.3 Escenario 2. Sarta de varilla continua	110
4.3.4 Escenario 3. Sarta de varilla hueca	113
5. EVALUACIÓN FINANCIERA	123
5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	124
5.1.1 CAPEX Escenario 1. Varilla convencional	125
5.1.2 CAPEX Escenario 2. Varilla continua	125
5.1.3 CAPEX Escenario 3. Varilla hueca	125
5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	126
5.2.1 OPEX Escenario 1: Varilla convencional	127
5.2.2 OPEX Escenario 2: Varilla continua	128
5.2.3 OPEX Escenario 3: Varilla hueca	128
5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	129

5.3.1 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)	129
5.3.2 Tasa de interés de oportunidad	131
5.4 GRÁFICAS DE FLUJOS DE CAJA	132
5.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	136
6. CONCLUSIONES	137
7. RECOMENDACIONES	139
BIBLIOGRAFÍA	140
ANEXOS	145

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Yaguará, Cuenca Valle Superior del Magdalena, Colombia.	32
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.	34
Figura 3. Esquema estructural de la Sub-Cuenca de Neiva y Anticlinal de Upar.	39
Figura 4. Registro tipo del Campo Yaguará con sus principales formaciones geológicas	40
Figura 5. Historia de producción e inyección de fluidos del Campo Yaguará y sus principales eventos.	43
Figura 6. Distintos tipos de unidades de bombeo mecánico operando en pozos productores	45
Figura 7. Al frente un cabezal de inyección de gas lift y al fondo unidades de bombeo mecánico	46
Figura 8. Conjunto de difusor e impulsor que componen una etapa de las bombas electro sumergibles	47
Figura 9. Conjunto de superficie de un sistema de levantamiento artificial tipo bombeo hidráulico	48
Figura 10. Relación de diámetros entre el rotor y el estator en una bomba de cavidades progresivas	50
Figura 11. Capacidad volumétrica del sistema PCP.	51
Figura 12 . a) Movimiento Hipocicloidal y b) Movimiento elipsoidal.	55
Figura 13. Sistema de transmisión de potencia en un cabezal de PCP	58
Figura 14. Sistema de rotor estator en una bomba de cavidades progresivas.	60
Figura 15. Distribución de los distintos esfuerzos en la sarta de varilla en el sistema de levantamiento PCP en función de la profundidad.	61
Figura 16. Varillas convencionales.	64
Figura 17. Comparación del diseño uniforme de la sarta de varilla continua con los cuerpos de las varillas convencionales y de las varillas con guías inyectadas.	65
Figura 18. Configuración de la conexión interna en las varillas huecas	66
Figura 19. Clasificación de Fallas en el sistema de bombeo de cavidades progresivas.	71
Figura 20 Maniobra de back-off de la varilla en cabeza de pozo.	72
Figura 21. Sarta de producción del Pozo A llena y empaquetada con arena y scale y en el centro la varilla entrampada	73
Figura 22. Coupling superior de la varilla N°30.	74

Figura 23. Cuadrante de la varilla N° 20.	74
Figura 24. Equipos para intervención de pozos con varilla continua.	75
Figura 25. Distintos cuellos de pesca encontrados en el servicio a pozo #5.	75
Figura 26. Representación del cálculo del Run Life de un equipo	76
Figura 27. Ventana de edición de trayectoria del pozo.	86
Figura 28. Ventana de configuración del equipo.	87
Figura 29. Perfiles de cambios en la presión del fluido del pozo.	89
Figura 30. Perfiles de carga axial y torque en la sarta de varilla.	90
Figura 31. Sección de Geometría del Pozo A.	91
Figura 32. Sección de configuración del sistema de levantamiento artificial.	93
Figura 33. Ventana de selección de la bomba utilizada en el Pozo A.	94
Figura 34. Sección de Propiedades de los fluidos.	98
Figura 35. Sección de condiciones operacionales.	102
Figura 36. Pérdidas de presión del fluido en su ascenso a superficie.	103
Figura 37. Modelo de elementos finitos para la conexión de la varilla hueca y magnitud de esfuerzos.	115
Figura 38. Estado Mecánico del Pozo A	124
Figura 39. Flujo de caja del escenario 1.	133
Figura 40. Flujo de caja del escenario 2.	134
Figura 41. Flujo de caja del escenario 3.	135

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Principales características del Campo Yaguará.	44
Tabla 2. Clasificación de las varillas según la carga que deben soportar.	62
Tabla 3. Clasificación de las varillas según la longitud total de la sarta de bombeo.	63
Tabla 4. Distintas condiciones operativas según el grado de la varilla	63
Tabla 5. Diversas propiedades mecánicas de las varillas utilizadas en el Pozo A.	65
Tabla 6. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #2	77
Tabla 7. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #3.	78
Tabla 8. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #4.	79
Tabla 9. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #5.	79
Tabla 10. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #6.	80
Tabla 11. Resumen de las intervenciones al Pozo A	81
Tabla 12. Propiedades de la geometría del Pozo A.	92
Tabla 13. Principales características de la bomba de cavidades progresivas instalada en el Pozo A.	94
Tabla 14. Tubería de producción instalada del Pozo A.	95
Tabla 15. Revestimiento de producción instalado en el Pozo A.	95
Tabla 16. Principales características del cabezal de rotación instalado en el Pozo A.	96
Tabla 17. Resumen de las sarts de varillas seleccionadas	97
Tabla 18. Propiedades de los fluidos producidos en el Pozo A.	98
Tabla 19. Correlaciones utilizadas para modelar el comportamiento de las propiedades PVT en el Campo Yaguará.	99
Tabla 20. Valores de las constantes C1, C2, C3, C4 de la ecuación 13.	100
Tabla 21. Valores de las constantes C1, C2, C3 de la Ecuación 5.	101
Tabla 22. Parámetros operacionales en el Pozo A.	102
Tabla 23. Eficiencias asociadas a cada componente del Tren de potencia mecánico con sarta de varilla convencional.	109
Tabla 24. Eficiencias asociadas a cada componente del Tren de potencia mecánico con sarta de varilla continua.	113
Tabla 25. Eficiencias asociadas a cada componente del Tren de potencia mecánico con sarta de varilla hueca.	117
Tabla 26. Variables utilizadas para el método Von Misses en unidades inglesas.	121

Tabla 27. Variables utilizadas para el método Von Misses en unidades internacionales.	121
Tabla 28. Esfuerzos efectivos para cada sarta de varilla en unidades internacionales	121
Tabla 29. Esfuerzos efectivos para cada sarta de varilla en unidades inglesas.	122
Tabla 30. Costo de Materiales según la sarta de varilla a implementar.	125
Tabla 31. Costos de inversión para el escenario 2.	125
Tabla 32. Costos de inversión para el escenario 3.	126
Tabla 33. Costos de mantenimiento del equipo de fondo por cada intervención.	126
Tabla 34. Precio de venta para el crudo producido en el campo Yaguará.	127
Tabla 35. Perdidas asociadas a la falla e intervención del Pozo A.	127
Tabla 36. Costos de operación en el escenario 1 con varilla convencional.	127
Tabla 37. Costos de operación en el escenario 2 con varilla continua.	128
Tabla 38. Costos de operación en el escenario 3 con varilla hueca.	129
Tabla 39. Resumen de la evaluación financiera.	136

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Comportamiento del caudal desplazado por la bomba en función de la viscosidad del fluido producido.	53
Gráfica 2. Efecto del deslizamiento del fluido sobre la eficiencia volumétrica de la bomba	56
Gráfica 3. Perfil y desviación del Pozo A.	67
Gráfica 4. Tortuosidad del Pozo A y zonas completadas del Pozo A.	68
Gráfica 5. Historial de intervenciones del Pozo A y el comportamiento de la producción de fluidos (agua y petróleo) asociada a los eventos.	69
Gráfica 6. Cambio de ángulo de inclinación en función de la profundidad medida en el Pozo A.	92
Gráfica 7. Perfiles de pérdida de presión total en la tubería de producción y el revestimiento.	104
Gráfica 8. Comportamiento de la viscosidad del fluido en función de la temperatura.	105
Gráfica 9. Aporte por componente a las pérdidas de presión en la tubería de producción del pozo A.	105
Gráfica 10. Cargas de contacto de la varilla convencional en el Pozo A.	106
Gráfica 11. Cargas de contacto y dog leg severity en función de la profundidad medida.	107
Gráfica 12. Desgaste en la tubería de producción en función de las cargas de contacto y la profundidad del Pozo A con sarta de varilla convencional.	108
Gráfica 13. Desgaste en la tubería de producción en función del tiempo con sarta de varilla convencional.	108
Gráfica 14. Cargas de contacto de la varilla continua en el Pozo A.	110
Gráfica 15. Desgaste en la tubería de producción en función de las cargas de contacto y la profundidad del Pozo A con sarta de varilla continúa.	111
Gráfica 16. Desgaste en la tubería de producción en función del tiempo con sarta de varilla continúa.	112
Gráfica 17. Cargas de contacto de la varilla hueca en el Pozo A.	114
Gráfica 18. Desgaste en la tubería de producción en función de las cargas de contacto y la profundidad del Pozo A con sarta de varilla hueca.	116
Gráfica 19. Desgaste en la tubería de producción en función del tiempo con sarta de varilla hueca.	116
Gráfica 20. Perfil de carga axial y torque en la varilla convencional en el Pozo A.	117
Gráfica 21. Perfil de carga axial y torque en la varilla continúa en el Pozo A.	118

Gráfica 22. Perfil de carga axial y torque en la varilla hueca en el Pozo A.

118

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo de la cabeza dinámica total para un fluido.	47
Ecuación 2. Capacidad de desplazamiento.	50
Ecuación 3. Caudal teórico de una PCP.	52
Ecuación 4. Cálculo de la interferencia en una PCP.	53
Ecuación 5. Área libre en una PCP con interferencia negativa.	54
Ecuación 6. Volumen libre en una PCP con interferencia negativa.	54
Ecuación 7. Caudal real de una PCP.	55
Ecuación 8. Cálculo de Run Life	77
Ecuación 9. Cálculo de Run Time	77
Ecuación 10. Correlación de NG & Egoba para aceite muerto en crudos pesados.	99
Ecuación 11. Correlación de Beggs y Robinson para aceite en el punto de burbuja.	99
Ecuación 12. Correlación de Vasquez y Beggs para aceite subsaturado.	100
Ecuación 13. Correlación de Vasquez y Beggs para gas en solución.	100
Ecuación 14. Correlación de Vásquez y Beggs para presión de burbuja.	101
Ecuación 15. Cálculo de la eficiencia mecánica total del sistema.	109
Ecuación 16. Método de Von Misses para el cálculo de esfuerzo efectivo	119
Ecuación 17. Esfuerzo debido a la carga axial.	119
Ecuación 18. Esfuerzo debido al torque.	120
Ecuación 19. Momento polar de inercia	120
Ecuación 20. Cálculo del índice de fallas del sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas.	123
Ecuación 21. Costo anual Uniforme equivalente.	130
Ecuación 22. Valor presente.	130
Ecuación 23. Calculo del valor actual del costo de operación.	131
Ecuación 24. Calculo del valor actual de la producción diferida.	131
Ecuación 25. Cambio de capitalización en las tasas de interés.	132
Ecuación 26. Cambio de la tasa efectiva anual a efectiva bimestral	132

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Consolidado de fallas en el Pozo A	855

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Metodología RIFT	146
Anexo B. Survey del Pozo A	152
Anexo C. Bomba PCP 22-40-2500	154
Anexo D. Configuración de las sartas de varillas simuladas	156

LISTA DE ABREVIATURAS

%: Porcentaje
°: Grados
°F: Grados Fahrenheit
cP: Centipoises
Ft: Pies
In: Pulgadas
Lbm: Libra masa
Lbf: Libra fuerza
Psi: Libras por pulgada cuadrada
USD: Dólar estadounidense
VA: Valor actual
Ksi: Mil libras por pulgada cuadrada
TVD: True Vertical Depth
DLS: Dog Leg Severity, °/100 ft.
MD: Measured Depth, profundidad medida.
ALS: Artificial lift system
RSU: Rapid Service Unit
RU: Rig up
BOP: Blow Out Preventor
BHA: BOTTOM HOLE ASSEMBLY
VOL: Voltios
Amp: Amperaje
Hz: Hertz
VSD: Variable Speed Drive, variador.
THP: Tubing Head Pressure, presión en la tubería.
CHP: Casing Head Pressure, presión en el anular.
PPF: pounds per feet, libras por pie.
ESP: Electrosubmersible pump
TOF: Top of fish
API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
Bbl: Barril o barriles
BFPD: Barriles de fluido por día
BN: Barriles a condiciones normales
PCN: Pies cúbicos a condiciones normales
BOPD: Barriles de aceite por día
BSW: Basic sediment and water
Cp: Centipoise
GOR: Relación gas – petróleo
GLR: Relación gas líquido
Pb: Presión de burbuja

Ppm: partes por millón
μL: Viscosidad del líquido (cP).
°API: Grados API (unidad de medida de la densidad del petróleo)
RIFT: Reliability and Information Failure Tracking System
P.V.T: Presión-Volumen-Temperatura
FWT: Flowing well temperature
Pa: Pascales
m: Metros
N: Newton
TVSS: True vertical sub-sea.

GLOSARIO

ANÁLISIS NODAL: metodología orientada a evaluar el desempeño de diversos elementos que componen el tren de producción de un pozo petrolero, estableciendo y definiendo nodos desde fondo de pozo hasta superficie. Es comúnmente usado para optimizar los sistemas de levantamiento artificial con forme las condiciones de yacimiento van cambiando.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: lugar y conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas en el cual se realiza la acumulación de sedimentos.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de textura laminar, con granos de tamaño muy fino, menor a 0.0039mm; principalmente compuesta por silicatos de aluminio. Son de colores muy variables: gris, verde, amarilla, café.

ARENISCA: roca sedimentaria de textura detrítica, compuesta por granos de tamaño mediano de 0.0625mm a 2mm; principalmente está compuesta por partículas de cuarzo, feldespatos y otros minerales.

BACK OFF: desconectar componentes de una sarta de varilla que aún está dentro de la tubería de producción.

BACK SPIN: se le denomina back spin cuando la sarta de varilla gira opuesta al sentido de giro normal, debido a una acumulación de energía en fondo.

BARRIL: unidad de volumen equivalente a 42 galones estadounidenses, que, a su vez, equivalen a 158,9873 litros aproximadamente

BOMBA RECIPROCANTE: es el equipo de subsuelo, formado por dos conjuntos, uno viajero y uno fijo, cuya función es desplazar el fluido desde el yacimiento hasta la superficie, a través del método de desplazamiento de columnas de fluidos.

CABEZA INYECTORA: equipo para el manejo de varilla continua, que permite mediante un juego de engranes inyectar la varilla continua del service reel al fondo del pozo.

CALIZA: roca sedimentaria de textura densa afanítica, con tamaño de grano mayor a 2mm y compuesto en su mayoría por carbonato de calcio de origen biogénico; los hidrocarburos que se almacenan en este tipo de roca se denominan yacimientos naturalmente fracturados.

CAMPO: área delimitada por coordenadas geográficas en superficie, que puede contener uno o varios yacimientos productores de hidrocarburos, los cuales pueden estar separados verticalmente por sellos estratigráficos impermeables y horizontalmente por sellos estructurales o ambos.

CAPA: cuerpo tabular de roca con características definidas y específicas. Se considera como la unidad estratigráfica más pequeña de todas, seguida por un miembro. Para ser considerado una capa, el estrato se debe poder distinguir de las capas adyacentes.

CASING SWAGE: herramienta utilizada en los servicios a pozo para reparar un colapso en la tubería de revestimiento, viene en diferentes diámetros para todo tipo

de tubería.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la sucesión vertical de rocas sedimentarias existentes en una determinada área.

COMPAÑÍA OPERADORA: empresa que bajo un contrato de asociación se encarga de todas las actividades relacionadas con la producción de un Campo sin llegar a ser el socio con mayor participación en la utilidad operativa.

COMPLETAMIENTO: proceso mediante el cual se da el inicio de la fase de producción o inyección de un pozo, con la instalación de los equipos necesarios para tal fin como, por ejemplo: tubería de producción o inyección, sistema de levantamiento artificial, válvulas, empaques, cañoneo, control de arena, entre otros.

CONCORDANTE: estrato paralelo que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados en sucesión sin ninguna interrupción.

CONTRATO DE ASOCIACIÓN: tipo de contrato que bajo la legislación colombiana permite la exploración y producción de hidrocarburos a una o varias empresas privadas siempre y cuando Ecopetrol esté involucrado con una participación no menor del 50%, donde el riesgo en la exploración solo lo asume los socios de capital privado.

COUPLING: es el cuello de las varillas por donde se conectan los pines con las cajas

CUELLO DE GANSO: tramo de varilla continua; generalmente de 100 pies de longitud.

CUENCA SEDIMENTARIA: forma topográfica negativa de la corteza terrestre, representada por una secuencia de rocas sedimentarias involucradas en un ciclo de depositación y deformación tectónica, cuyos límites están representados por discordancias.

DEPOSITACIÓN: proceso geológico mediante el cual se decantan los sedimentos debido a su pérdida de energía en el transporte.

DIFERIDA: volumen asociado a la pérdida de producción en un pozo de petróleo a consecuencia de la falla del equipo de fondo o de superficie

DISCORDANTE: tipo de contacto que separa dos estratos geológicos distintos, donde se observa un periodo en el cual no hubo depositación de sedimentos, combinado posiblemente con un proceso de erosión.

ESPESOR: es la distancia medida en forma perpendicular a la extensión lateral de un cuerpo de roca, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

ESTRATIGRAFÍA: el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la Tierra.

FACTOR DE RECOBRO: se define como la relación que existe entre la producción acumulada de petróleo y el petróleo original in-situ.

FALLA: discontinuidad que se forma por fractura en las rocas de la corteza terrestre, a lo largo de la cual ha habido movimiento de uno de los lados respecto al otro. Formadas por esfuerzos tectónicos actuantes en la corteza.

FLUSH BY: unidad de servicio diseñada para retirar sarta de varillas en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico o de cavidades progresivas.

FLUSHING: es la operación en la cual se bombean fluidos al pozo, generalmente de completamiento o salmueras, sin sacar ningún componente del sistema de levantamiento.

FORMACIÓN: se considera la unidad fundamental de la litoestratigrafía; es un conjunto de capas geológicamente relacionadas. Formaciones múltiples generan grupos y en ocasiones las formaciones están compuestas por miembros.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman.

GRUPO: unidad lito estratigráfica de mayor grado que una formación y compuesto por dos o más formaciones geológicas.

INFRAYACENTE: estrato o roca que reposa por debajo de otra superior.

LIFTING COST: es el costo asociado en dólares a producir un barril de petróleo, este valor combina los costos asociados al sistema de levantamiento artificial y al tratamiento de fluidos en superficie.

MIGRACIÓN: proceso por el cual los hidrocarburos son expulsados de la roca generadora hacia un cuerpo poroso y permeable.

OVERPULL: se define como la carga aplicada cuando se está realizando el pulling de una sarta, que supera el peso de esta.

OVERSHOT: herramienta de pesca que consiste en atrapar por el exterior del cuello de pesca cualquier elemento mecánico en fondo, bien sea varilla o tubería.

PESCADO: cualquier objeto que se haya caído accidentalmente al fondo del pozo

PERMEABILIDAD: es la capacidad de una roca para permitir el flujo de un fluido por el medio poroso cuando es aplicado un diferencial de presión.

PONY ROD: varilla convencional corta con longitudes que oscilan entre 2 a 6 ft.

PREVENTOR ANULAR: válvula usada para controlar los fluidos del pozo. En este tipo de válvula el elemento sello parece una “dona” de caucho que es comprimida hacia adentro para sellar contra la tubería o el hueco abierto

PRODUCCIÓN: parte de la cadena de valor de la industria de hidrocarburos que se encarga de extraer los fluidos de yacimiento hasta superficie.

POROSIDAD ABSOLUTA: es la relación existente entre el volumen vacío de roca y el volumen total.

POROSIDAD EFECTIVA: es la relación existente entre el volumen poroso interconectado y el volumen total de roca.

PULLING: sacar la sarta de tubería o varilla de fondo de pozo a superficie.

RESERVAS: volumen de hidrocarburos atrapados en el subsuelo que pueden ser económicamente extraíbles.

RIG: equipo de intervención a pozos con la capacidad de retirar la sarta de varilla y la tubería de producción, además es empleado para las actividades de workover.

RIGLESS: equipo de intervención a pozos con la capacidad de retirar la sarta de varilla, pero no la sarta de producción.

ROCA RESERVORIO: roca de origen sedimentario con porosidad y permeabilidad suficiente que permite que los hidrocarburos migren hacia ella, y poder ser almacenados gracias a un sello estructural o estratigráfico.

ROCA GENERADORA: es una roca que mediante el proceso de sedimentación acumuló materia orgánica, que en condiciones de temperatura y presión adecuadas puede generar petróleo o gas.

ROD: traducción al inglés de la palabra Varilla

RUNNING: bajar la sarta de tubería o varilla de superficie a fondo de pozo.

SCALE: compuesto formado a partir de carbonato de calcio que se precipita y se adhiere en ocasiones al exterior de la tubería de producción.

SCRAPPER: herramienta que consiste en limpiar la pared interna del revestimiento para dejarla libre de obstrucciones o solidos

SEATING NIPPLE: componente del completamiento fabricado como una sección corta de tubería, con una pared dura y una superficie interna maquinada que provee un área de sello y un perfil de bloqueo.

SELLO ESTRATIGRÁFICO: es una roca con permeabilidad baja o nula que impide la migración de los fluidos de la roca reservorio.

SELLO ESTRUCTURAL: es una estructura formada después de un evento compresivo o extensivo que permite la preservación de hidrocarburos en la roca reservorio

SERVICE REEL: componente mecánico diseñado para almacenar la sarta de varilla continua mientras se va retirando de fondo del pozo o mientras se está instalando.

SHEAR COUPLING: accesorio comúnmente utilizado en sargas de varillas continuas, el cual permite liberar la mayor parte de la sarta en caso de que el rotor se quede atascado.

STUFFING BOX: caja sellante, enroscada en la parte superior de la cabeza del pozo, a través de la cual se desplaza la varilla pulida o barra lisa en movimientos ascendentes y descendentes. Previene la fuga de fluidos.

SUPERBANDAS: accesorio utilizado en la industria petrolera para sujetar cable de potencia (ESP) o capilar de inyección a la tubería de producción para evitar cualquier daño durante la bajada de la sarta.

SUPRAYACENTE: estrato o roca que reposa por encima de otra inferior.

TANDEM: es una configuración especial usada para bajar varios elementos a fondo de pozo en la misma corrida, por ejemplo: dos motores en tándem, es cuando se bajan dos motores al mismo tiempo; dos empaques en tándem, es cuando se bajan dos empaques al mismo tiempo

TIEMPO EN POZO: tiempo total en el cual dura la operación de intervención a pozo, empieza a contar desde el momento en que se acepta el Rig en el pozo y finaliza cuando este es liberado.

TRUCK MOUNTED X: unidad de servicio rápido diseñada para retirar la sarta de varilla continua en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico o de cavidades progresivas.

YACIMIENTO: unidad geológica de volumen limitado, poroso, permeable, capaz de contener hidrocarburos en estado líquido o gaseoso en cantidades comercialmente atractivas.

RESUMEN

El presente trabajo evalúa la implementación de una sarta con varilla hueca para el sistema de bombeo de cavidades progresivas (PCP) en un pozo con elevada tortuosidad, dog legs mayores a 4°/100 ft, y alta desviación, ángulos mayores a 50°, en el Campo Yaguará, donde las varillas convencionales y continuas fallaron en un tiempo menor a 75 días de operación.

En primer lugar, se describen las generalidades y geología del Campo Yaguará, donde se encuentra el pozo objeto de estudio, con el fin de ubicar al lector en el escenario de la implementación; seguido de una descripción del sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas que entregó las herramientas necesarias para el desarrollo del análisis de fallas y de la respectiva simulación.

Además, debido a las fallas recurrentes en el Pozo A, fue de vital importancia analizar cada una de las condiciones que llevaron a las distintas sargas de varillas implementadas a fallar en un corto periodo de tiempo, complementando con evidencias reales encontradas en las operaciones de servicio a pozo; para al final presentar la respectiva clasificación de las fallas mediante la metodología RIFT, aceptada en la industria Oil & Gas.

Por otro lado, se presenta la simulación realizada para cada una de las sargas de varilla implementadas, describiendo inicialmente el software PC-Pump, en donde se evaluaron cada uno de los diferentes casos de simulación, para al final poder entregar un comparativo entre los resultados arrojados por la simulación y los resultados reales de la implementación en pozo.

Para concluir se presenta la evaluación financiera desde el punto de vista de la empresa operadora del Campo Yaguará, Ecopetrol S.A, mediante el uso del indicador financiero de Costo Anual Uniforme Equivalente mostrando un comparativo entre los costos de inversión y costos de operación de cada uno de los distintos escenarios evaluados.

PALABRAS CLAVES: Cuenca Valle Superior Magdalena, Campo Yaguará, Producción, Levantamiento Artificial, Bombeo Cavidades Progresivas, Varilla Convencional, Varilla Continua, Varilla Hueca, Análisis fallas, PC-PUMP, CAUE.

INTRODUCCIÓN

En la cadena de valor de la industria del petróleo, sin lugar a duda el eslabón clave para tener la mejor rentabilidad es optimizar y mejorar el proceso de producción, el cual se obtiene mediante la conexión del yacimiento y la superficie por intermedio de un pozo, por lo general estos pozos tienen asociado un sistema de levantamiento artificial (ALS); cuando la energía no es suficiente para producir los fluidos por flujo natural.

Uno de los sistemas más comúnmente usado y en el que se enfocará el proyecto es el Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP), o en sus siglas en inglés PCP, el cual consiste en una bomba de desplazamiento positivo compuesta por un rotor metálico móvil y una fase estacionaria (estator) que está recubierto internamente por un elastómero.

Uno de los mayores desafíos que actualmente tienen los sistemas de levantamiento artificial es la geometría de los pozos, la cual con el transcurrir del tiempo son más retadoras en cuanto a profundidad, desviación y tortuosidad. En PCP, la selección de materiales y el diseño de la sarta de varillas se hace cada vez más importante para lograr vencer estas limitaciones y operar las bombas de fondo, ya que la sarta de varilla es la encargada de transmitir la energía necesaria para la operación de esta.

Actualmente la mayoría de los campos son maduros y se encuentran en recuperación secundaria, como consecuencia las bombas deben operar con altas RPM generando desgaste en la tubería, alto torque y elevadas cargas axiales por el aumento del volumen de extracción en respuesta al avance de frente de inyección, haciendo que las fallas en tubería y/o varilla sean cada vez más frecuentes, como lo es el caso de la ruptura de sarta de varilla del Pozo A en el Campo Yaguará debido al contacto metal-metal entre la varilla y la tubería de producción.

Adicionalmente, las fallas frecuentes generan disminución de la producción, aumento en los costos de intervención, aumento en el índice de falla y finalmente una pérdida de productividad del proyecto. Específicamente en el Campo Yaguará, actualmente operado por Ecopetrol S.A, se presenta este inconveniente ya que el 60% de los pozos productores tienen instalado el sistema PCP y se cuenta con equipos operando con altas velocidades en bomba, de hasta 300 RPM, expuestos a geometrías tortuosas con alto *dog leg*, lo que implica que se busque optimizar la vida útil de los distintos componentes del bombeo de cavidades progresivas, como lo es la sarta de varilla.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente la sarta de varilla hueca implementada para el sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas en el Pozo A del Campo Yaguará.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y la geología del Campo Yaguará y del Pozo A.
2. Describir las generalidades y aplicaciones del bombeo por cavidades progresivas como sistema de levantamiento artificial.
3. Analizar las fallas que llevaron a la ruptura de varilla convencional y continua en el Pozo A, con sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas.
4. Describir las características de la varilla hueca para el análisis de la implementación de esta en el Pozo A.
5. Determinar las cargas puntuales a las que está sometida las varillas utilizadas en el Pozo A.
6. Determinar los parámetros operacionales óptimos del sistema con la varilla hueca y compararlo con los respectivos valores del sistema con varillas convencionales y continuas.
7. Evaluar la eficiencia operativa de la implementación de la varilla hueca en el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el pozo A.
8. Evaluar la viabilidad financiera de la implementación de la varilla hueca como componente del sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas en el Pozo A, mediante el indicador financiero Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ Y DEL POZO A

En el siguiente capítulo se exponen las características del Campo Yaguará, en cuanto a su historia, localización, marco geológico e historial de producción.

1.1 HISTORIA

La historia del Campo data del 31 de diciembre de 1983, cuando las compañías INTERCOL (ESSO colombiana), BRITISH PETROLEUM, TOTAL y HUILEX en conjunto con ECOPETROL firmaron el contrato de asociación HOB0, el cual otorgaba el permiso para actividades exploratorias en un área de 7.784.24 Ha¹. Transcurridos tres años de la firma del contrato se inició la perforación del pozo MA-001 el cual encontró hidrocarburos en la Formación Caballos a una profundidad de 2604 ft. La función de operador del Campo Yaguará la asumió la empresa INTERCOL con un 25% de participación en el contrato, BP-TOTAL-HUILEX como socios con un 25% y la empresa colombiana de petróleos ECOPETROL con el 50% restante.²

Después de la perforación de dos pozos adicionales en el bloque, la empresa INTERCOL notifica a Ecopetrol los resultados de las pruebas extensas de presión, con lo cual la empresa nacional declara la comercialidad del Campo Yaguará en el año 1991, con un área de 2500 Ha³.

Para el año 1995 la empresa brasileña de petróleos PETROBRAS, había adquirido el rol como operador del Campo luego de obtener el 50% de participación, seguido con Ecopetrol con el 50% restante⁴.

El Campo Yaguará junto con el Campo Rio Ceibas, eran los últimos de la región aledaña al municipio de Neiva que fueron operados por una compañía privada

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapas de tierras ANH-Contratos Petroleros. Bogotá, D.C [En línea] Citado el 7 de agosto de 2017. Disponible en:<<
<http://www.inascol.com/ANH/>>>

² BARBOSA, W. y TYLER N. "Estudio integrado del Campo Yaguará" en Informe técnico del Campo Yaguará, Bogotá, Colombia: PETROBRAS, 2003, p.35.

³ Ibid., p. 12.

⁴ LIZCANO, Andrea Johana. Análisis del Desempeño de un Fluido Base Agua de Alto Rendimiento Durante la Perforación de los Pozos Horizontales del Campo Yaguará, Trabajo de grado, Universidad de América, Bogotá, Colombia:2012, p.27.

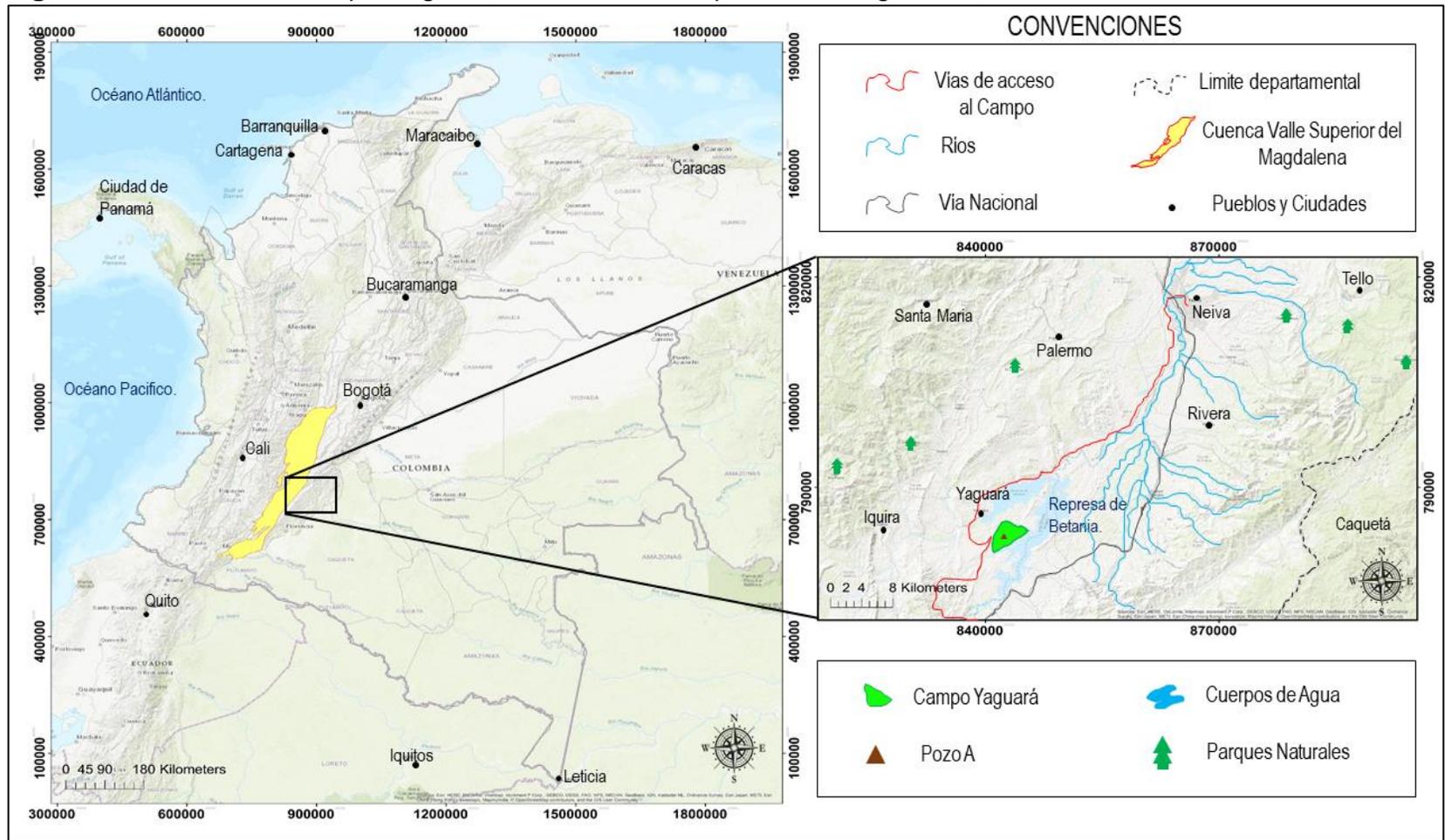
(Petrobras); hasta que el 1 de enero de 2012, el contrato HOBO revirtió a la actual compañía operadora ECOPETROL⁵.

A septiembre de 2017, ECOPETROL continúa siendo el operador del campo, el cual se encuentra activo y en producción y cuenta con un área de 1800 Ha⁶.

⁵ PETROBRAS. “Petrobras deja histórico legado social y ambiental a la comunidad huilense”, 2011[En línea]. Disponible en: <http://www.petrobras.com/es/paises/colombia/noticias>. [Accedido: 12-jul-2017].

⁶ ECOPETROL. Presentación coordinación Yaguará 12-2015 gerencial. [diapositivas]. Neiva, 2015. p.3. 6 diapositivas, color

Figura 1. Localización Campo Yaguará, Cuenca Valle Superior del Magdalena, Colombia.



Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI Inc. disponible en :<<http://www.esri.co>

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo se encuentra en el suroccidente de Colombia en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena dentro del dominio del Departamento del Huila, en el territorio del municipio de Yaguará, en distancia se localiza a 49 km de la Ciudad de Neiva.

El Campo limita en los siguientes puntos, al norte con los municipios de Palermo y Teruel; al sur con los municipios de Gigante, Hobo y Tesalia, y al oriente con los territorios de Campo Alegre y finalmente al occidente con el municipio de Iquira. [5]

Solo es posible acceder al Campo Yaguará por vía terrestre desde la ciudad de Neiva, como se observa en la **Figura 1**; se puede tomar la vía Neiva-Bogotá hasta llegar al KM 1 donde se gira con dirección al oriente, pasando por la zona franca de la ciudad , luego de 7 km de camino se gira por la carrera segunda hasta coger el desvío del municipio del Juncal y llegando al municipio de Yaguará, una vez en el municipio se dirige a la calle 3 y se gira en dirección occidente hasta la carrera 6 donde se toma el camino hacia el oriente por 7 km hasta llegar a las facilidades de producción del Campo Yaguará y a las oficinas de Ecopetrol en Campo.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En la siguiente sección se describe la estratigrafía, geología Estructural y geología del petróleo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, donde se encuentra el Campo Yaguará.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2** presenta la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y relaciona algunos elementos relevantes del Campo objeto de estudio.

1.3.2 Estratigrafía. Las formaciones de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena son descritas a continuación, con base en lo expuesto en el léxico estratigráfico de Porta, de lo más antiguo a lo más reciente.

1.3.2.1 Formación Yavi. La edad de esta Formación la definen como del Cretáceo Inferior, en el Aptiense⁷. La formación Yavi está compuesta por varias capas de arcillolitas varicoloreadas intercaladas con areniscas, el espesor promedio de la Formación es de 980ft. Las lodolitas varicoloreadas de la Formación Yavi muestran un ambiente sedimentario fluvial. Presenta un contacto discordante con la Formación Saldaña que la infrayace y en un contacto concordante con la Formación Caballos que la suprayace⁸.

1.3.2.2 Formación Caballos. La edad de esta Formación la definen como del Cretáceo Inferior, desde el Aptiense hasta el Albiense⁹. En 1968 propusieron dividir la Formación en tres unidades litológicas¹⁰, que incluye dos segmentos de areniscas separadas por un segmento de grano fino que incluye shales negros, las unidades se denominan en orden de depositación: LKB (Caballos Inferior), MKB (Caballos Medio) y UKB (Caballos Superior), las cuales tienen espesores promedios desde 400 ft hasta los 1500 ft. El ambiente sedimentario para la Formación Caballos se considera como un paso de ambiente shoreface (LKB) a un ambiente offshore (MKB) y finalmente un regreso a ambientes de shoreface (UKB). Se encuentra en contacto concordante con la Formación Yavi que la infrayace y la Formación Tetuán que la suprayace.

1.3.2.3 Grupo Villeta. La edad de este Grupo la definen como del Cretáceo Superior, desde el Albiense hasta el Coniaciense¹¹. Esta constituido principalmente por shales en el tope y calizas en la base. Cuenta con espesores promedio de 2100 ft, que fueron depositados en un ambiente marino, su importancia radica en que es la principal unidad generadora de la región ya que contiene las calizas de Tetuán, las lutitas de Hondita y las calizas de Lomagorda.

⁷ MOJICA. J, MACIA. C. Características Estratigráficas y Edad de la Formación Yavi, Mesozoico de la región entre prado y dolores, Tolima, Colombia. Geología Colombiana. Depto. De geociencias, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 1983. p. 14.

⁸ BERNAL (L.G.) et al., 1976 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 506

⁹ RENZONI (L.G.) et al., 1994 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 267

¹⁰ BELTRAN. N, GALLO. J, "The Geology of the Neiva Sub-Basin, Upper Magdalena Basin, Southern Portion en IX Conferencia Anual de la Sociedad Colombiana de Geólogos del Petróleo y Geofísicos, Bogotá, Colombia, 1979, p.365.

¹¹ HETTNER (A.), 1894 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 498

- **Formación Tetuán.** La edad de esta formación la definen como del Cretáceo Superior, en el Albiense tardío. Constituida por calizas arcillosas alternadas con shales negros calcáreos y bituminosos con espesores de aproximadamente 900 ft ¹², que fueron depositados en un ambiente marino; su importancia radica en que debe existir una unidad litológica que represente el estrato calcáreo de grano fino que se encuentra en contacto concordante con la Formación Caballos que la infrayace y la Formación Hondita que la suprayace¹³.
- **Formación Hondita.** La edad de esta formación la definen como del Cretáceo Superior, en el Cenomaniano¹⁴. La unidad de está compuesta principalmente lutitas y shales con espesores de hasta 450 ft, en varios estudios se ha identificado pequeñas cantidades de restos de animales marinos y glauconita, lo que indica un ambiente sedimentario marino. Presenta un contacto concordante con la Formación Lomagorda que la suprayace y la Formación Tetuán que la infrayace. [10]
- **Formación Lomagorda.** La edad de esta Formación la definen como del Cretáceo Superior, desde el Turoniense hasta Coniaciense. Se compone principalmente por lutitas y shales, que se alternan con pequeñas proporciones de capas de areniscas y cherts; tiene un espesor aproximado de 550 ft. Los hallazgos indican presencia de fósiles marinos lo que indica un ambiente sedimentario marino off shore. La Formación Lomagorda está en contacto concordante con la Formación Hondita que la infrayace y el Grupo Olini que lo suprayace. [10]

1.3.2.4 Grupo Olini

- **Formación Lidita Inferior.** La edad de esta formación la definen como del Cretáceo Superior, en el Santoniense. Principalmente contiene capas intercaladas de liditas y calizas con un espesor total promedio de 120ft. Se han encontrado muy pocas cantidades, alrededor del 1%, de foraminíferos que tienen un diámetro mucho menor al de las unidades adjuntas. Su ambiente sedimentario marino genera que el contenido de compuestos fosfatados sea tan bajo que los registros de Gamma Ray no lo puedan registrar, caso contrario a lo que sucede

¹² VERGARA. L, "Stratigraphic, micropaleontologic and organic geochemical relations in the Cretaceous of the Upper Magdalena Valley, Colombia". Giessener Geologische Schriften Berlin, Alemania.1994. p.179

¹³BARRIO, C. y COFFIELD D., "Late Cretaceous Stratigraphy of the Upper Magdalena Basin in the Payandé-Chaparral Segment (Western Girardot Sub-Basin)" en Journal of South American Earth Sciences, Bogota, Colombia, 1992, p.130.

¹⁴ PORTA. J, Estratigrafía del cretáceo superior y terciario en el extremo sur del Valle Medio del Magdalena. Boletín geológico de la UIS, ed.19, Bucaramanga, Colombia. 1965, p. 32.

con la Formación Lidita Superior. Se encuentra en contacto concordante con el Grupo Villeta que lo infrayace y la Formación El Cobre que la suprayace.

- **Formación El Cobre.** La edad de esta formación la definen como del Cretáceo Superior, en el Campaniense temprano¹⁵. Se compone por lutitas con algunas capas de areniscas de grano fino, que aumentan de espesor en la parte superior de la unidad, llegando a espesores de 213 ft en algunas partes. Nuevamente el fósil más común son los foraminíferos, aunque se han hallado restos de *Heterohellix reissi*¹⁶, indicando un ambiente de depositación marino somero, su importancia radica en la necesidad de separar las unidades del Grupo Olini. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Lidita Inferior que la infrayace y la Formación Lidita Superior que la suprayace.
- **Formación Lidita Superior.** La edad de esta formación la definen como del Cretáceo Superior, en el Campaniense tardío¹⁷. Posee principalmente liditas, con pocas capas de lutitas y shales negros, con un espesor total aproximado de 200 ft; como se mencionó anteriormente esta unidad posee cantidades apreciables de compuestos fosfatados por lo que se han registrados valores en registros Gamma Ray de hasta 230 cuentas (GAPI). Se encuentra en contacto concordante con la Formación El Cobre que la infrayace y la Formación Buscavida que la suprayace.¹⁸

1.3.2.5 Formación Buscavida. La edad de esta formación la definen como del Cretáceo Superior, en el Maastrichtiense temprano¹⁹. Se describe como una unidad de “limolitas calcáreas, grises oscuras a negras, en capas gruesas a muy gruesas, con intercalaciones de caliza arenosa gris oscura, de grano fino a medio, con fragmentos de fósiles reemplazados en piritas, con un tope formado por arenisca con cemento calcáreo y matriz arcillosa”²⁰ con espesor total promedio de 246 ft; se suele usar los nombres “Buscavida”, “Monserate”, “Córdoba”, para describir la unidad por encima del Grupo Olini, siendo el termino Buscavida el más aceptado. Se encuentra en contacto concordante con el Grupo Olini que lo infrayace y la Formación La Tabla que la suprayace.

¹⁵ Ibid, p.40

¹⁶ BELTRAN. N, GALLO. J, Op., cit, p.326.

¹⁷ PORTA. J, Op., cit, p.42

¹⁸ GUERRERO. J, SARMIENTO. G. “ The Stratigraphy of the W side of the cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of selected áreas and type localities including Aipe, Guaduas, Piedras and Ortega” Geologia Colombiana, ed.25. 2000, p.74.

¹⁹ PORTA. J, Op., cit, p.54

²⁰ GUERRERO. J, SARMIENTO. G. Op., cit, p.80.

1.3.2.6 Formación La Tabla. La edad de esta formación la definen como del Cretáceo Superior, en el Maastrichtiense temprano²¹. Está compuesta en su mayoría por areniscas, a pesar de que la base tiene intercalaciones de capas de lutitas y el tope conglomerados de tamaño de grano de hasta 2 in, con un espesor total promedio de 300 ft. Las areniscas de esta unidad son arenitas líticas, con abundantes fragmentos de roca volcánica y metamórfica cuyo matriz carece de arcilla y como material cementante predomina la calcita²². Se encuentra en contacto concordante con la Formación Buscavida que la infrayace y la Formación Seca que la suprayace.

1.3.2.7 Formación Seca. La edad de esta formación la definen como del Cretáceo Superior, en el Maastrichtiense tardío²³. Está compuesta por intercalaciones de grano fino a muy fino de areniscas lodosas y lutitas arenosas, con espesores que varían desde los 160 ft hasta los 420 ft²⁴. Su ambiente sedimentario fue marino profundo. Se encuentra en un contacto angular con la Formación La Tabla que la infrayace.

1.3.3 Geología Estructural. Debido a la extensión de la cuenca y a las grandes diferencias estructurales, se optó por dividirla en dos subcuencas, la de Girardot y la de Neiva, siendo esta última de principal interés para el desarrollo del presente trabajo; ambas secciones de la cuenca están divididas por un alto de basamento pre-Cretácico denominado Alto de Natagaima, ver **Figura 3**. El Campo Yaguará se encuentra principalmente en “*pliegues que surgieron después de un proceso de fallamiento inverso de las Fallas de San Jacinto y Pedernal, lo que reveló rocas cretáceas en superficie y con un transporte tectónico orientado al Este, todo lo anterior para generar la principal estructura de almacenamiento del Campo, donde se puede observar una trampa estructural anticlinal asimétrica orientada al Noreste (Anticlinal Upar)*”²⁵, esto se originó debido a los esfuerzos compresivos entre las fallas de Pedernal y Buena Vista que sobrepasaron la falla de San Jacinto con un componente rotacional.

²¹ PORTA (J.), 1965 citado por GUERRERO, J. “ The Stratigraphy of the W side of the cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of selected áreas and type localities including Aipe, Guaduas, Piedras and Ortega”Geologia Colombiana, ed.25. 2000, p.83

²² GUERRERO, J, SARMIENTO. G. Op., cit, p.86.

²³ PORTA (J.), 1965 citado por GUERRERO, J. Op., cit, p.84.

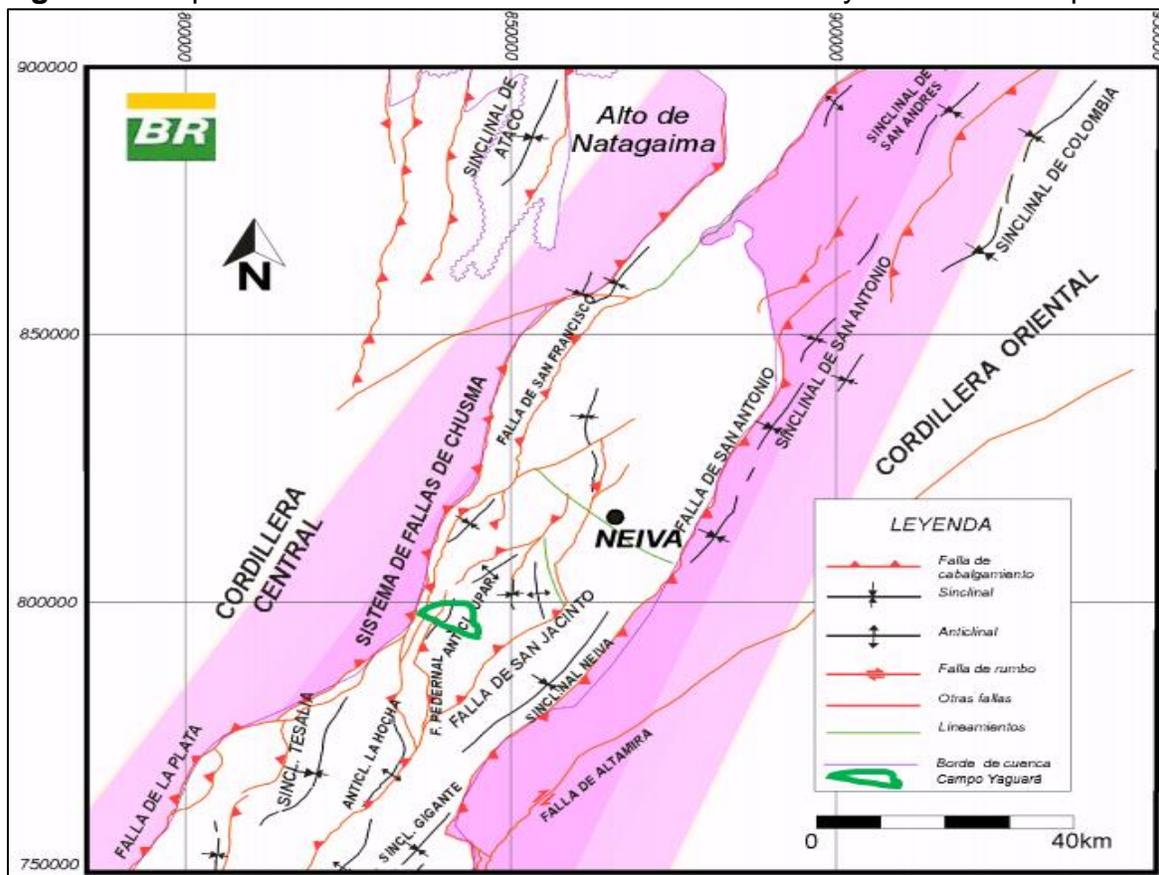
²⁴ GUERRERO, J, SARMIENTO. G. Op., cit, p.84.

²⁵ MORA, J; Modelo Estratigráfico para el Cretácico Basal (Aptiano-Albiano) en el norte de la Sub-Cuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena, Colombia. VII Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuencas Andinas, 2003, p.319.

1.3.4 Geología del Petróleo. Los principales parámetros relacionados con el sistema petrolífero del cual proviene el hidrocarburo producido por el Campo Yaguará extrae son presentados en la siguiente sección.

1.3.4.1 Roca generadora. Los análisis geoquímicos realizados a varios crudos extraídos de campos petroleros en la Subcuenca de Neiva indican que la principal roca generadora son las calizas de la Formación Tetuán y Lomagorda que pertenecen al Grupo Villeta, esto se debe a que en el periodo Albiense y Turoniense se presentaron las condiciones anóxicas donde se depositaron calizas y shales con alto TOC, con valores de entre 2 y 12% y un Kerogeno clasificado tipo III²⁶.

Figura 3. Esquema estructural de la Sub-Cuenca de Neiva y Anticlinal de Upar.



Fuente. MORA, J; Modelo Estratigráfico para el Cretácico Basal (Aptiano-Albiano) en el norte de la Sub-Cuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena, Colombia. VII Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuenas Andinas, 2003, p.317 Modificado por el autor.

²⁶ VELOZA, G. MORA, A. Dislocación de facies en el tope de la secuencia cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigráfico secuencial colombiano. Boletín de Geología, Vol.30, Bucaramanga, Colombia, 2008, p.13.

1.3.4.3 Migración. Las migraciones de los fluidos de la Formación Tetuán empezaron después de un evento compresivo después de la generación en el Cretáceo Tardío, aunque la principal migración se dio en el Mioceno mediante un proceso combinado entre un transporte horizontal por las vías generadas por los planos de discordancia y una migración vertical a lo largo de las Fallas de San Jacinto y Buena Vista²⁷.

1.3.4.4 Roca sello. El sello estratigráfico lo constituyen las lutitas pertenecientes a la Formación Hondita y a la Formación Seca; cuyas permeabilidades evitan la migración de los fluidos, además del componente estructural que aportaron las fallas inversas constituyen la sinergia que permitieron la acumulación de hidrocarburos.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

La historia de producción, ver **Figura 5**, data de cuando se descubrió el Campo en el año 1987, con la perforación y producción del primer pozo (Los Mangos 001), después de declarada la comercialidad en el año 1991, el Campo produce continuamente por tres años bajo el mecanismo primario de expansión de gas en solución. Luego en 1994 se inicia la inyección de agua como método de recuperación secundaria para aumentar el factor de recobro (actualmente de 18%)²⁸. En el 2008 se inició una campaña de cambio de levantamiento artificial de gas lift a bombeo de cavidades progresivas PCP debido al avance del frente de inyección.

A la fecha de 2017, el Campo Jaguará cuenta con 96 pozos activos (69 productores y 27 inyectores), 9 suspendidos y 13 abandonados, una facilidad de producción y una estación de bombeo desde la facilidad hasta la estación Tenay²⁹.

1.4.1 Mecanismo de producción

1.4.1.1 Mecanismo primario. El Campo Jaguará en su descubrimiento se clasificó como un yacimiento saturado, donde todo el gas asociado al petróleo estaba disuelto en el mismo, esto debido a que la presión de yacimiento (1370 psi) era superior a la presión de burbuja (1000 psi)³⁰, por lo cual al momento del desarrollo del campo donde la presión del yacimiento empieza a declinar gracias a los pozos productores, hasta que se cae por debajo de la presión de saturación y el gas empieza a ser liberado empujando el fluido almacenado a los pozos productores. En los yacimientos donde este tipo de empuje predomina, generalmente la energía del yacimiento se agota rápidamente y los factores de recobro alcanzados son muy

²⁷ MORA, J, Op., cit. p.312.

²⁸ Ecopetrol, Op., cit. p.3.

²⁹ Ibid., p.4

³⁰ Ibid., p.4.

bajos dejando una gran cantidad de fluidos atrapados en fondo; razón por la cual se ve la necesidad de implementar un mecanismo de recuperación secundaria que permita la comercialidad del reservorio.

1.4.1.2 Mecanismo Secundario. La inyección de agua es actualmente el mecanismo de recobro secundario más ampliamente utilizado para aumentar el factor de recobro en campos maduros, debido a los grandes avances que se han desarrollado en la materia y a la relativa facilidad de su implementación. En el año 1995 en el Campo Yaguará debido a la rápida declinación en la presión y al elevado corte de agua se optó por implementar la inyección de agua para aumentar el factor de recobro, que actualmente se estima de entre un 18% a 25%³¹.

1.4.2 Tiempo de Producción. El Campo Yaguará ha producido aceite mediano (21° a 23° API) por 26 años consecutivos, bajo la operación de tres compañías distintas mencionadas anteriormente, ver **Sección 1.1 Historia**.

1.4.3 Número de Pozos. Al momento del desarrollo de este proyecto el Campo Yaguará cuenta con un total de 118 pozos completados, 13 pozos abandonados incluido, 9 pozos suspendidos por no ser económicamente rentables, 69 pozos activos productores de petróleo y 27 pozos inyectoros de agua³².

1.4.4 Sistema de levantamiento artificial. Debido a que el mecanismo de producción primario del campo era empuje por gas en solución, se implementó en los pozos que lo requerían el sistema de levantamiento artificial de gas lift por la gran cantidad de gas producido, posteriormente en el año 2008 la gerencia de la compañía operadora en respuesta a la gran cantidad de fluidos producidos gracias a la inyección de agua, optaron por realizar una gran campaña de implementación de PCP como sistema de levantamiento artificial que fuera capaz de levantar la tasas de fluido que aportaba el yacimiento, entre los cuales entró el Pozo-A. En la actualidad el Campo opera 44 pozos con sistema PCP y 25 ESP.

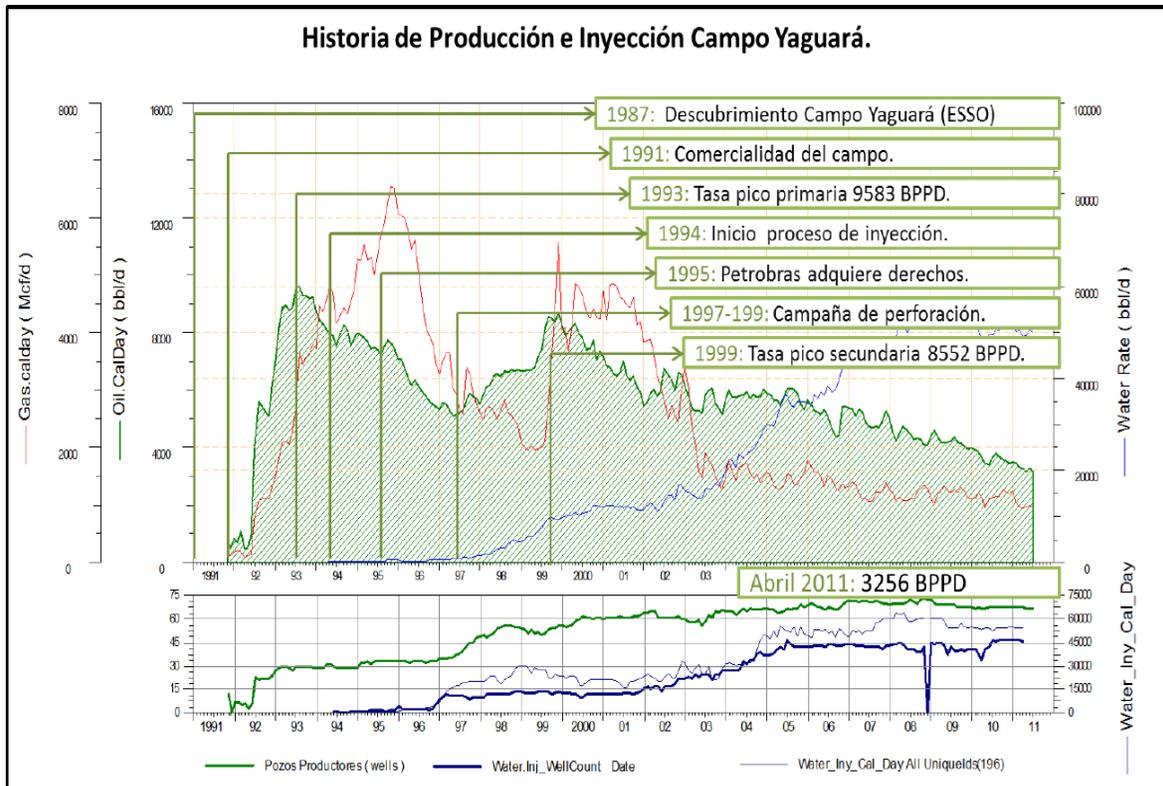
1.4.5 Producción del Campo. En el año 1991, cuando Ecopetrol aprueba la comercialidad del campo se inicia la construcción de las facilidades de producción, el oleoducto hacia Campo Dina y la campaña de perforación de 28 pozos productores, dos años después se alcanza la tasa máxima de producción primaria del campo llegando a 9583 BOPD, debido a la rápida declinación en la presión del campo, los 12 pozos nuevos perforados entre 1992 y 1994 no fueron capaces de detener la caída en la producción, por lo cual en el año 1995 se decide empezar el piloto de inyección de agua como mecanismo secundario, iniciando con la

³¹ Ibid., p.5.

³² Ibid., p.6.

conversión a inyector de los pozos MA-004, MA-023 y MA-036; los cuales inyectaban un promedio de 3000BAPD, debido a los buenos resultados de la prueba se decide extender por todo el Campo con la campaña de perforación de 25 pozos inyectoros, cuyos 20000BAPD inyectados subieron la producción a la tasa máxima de 8552 BOPD en 1999³³.

Figura 5. Historia de producción e inyección de fluidos del Campo Yaguará y sus principales eventos.



Fuente. FORERO, A. Modelamiento Estadístico para la Predicción Analógica del Proceso de Inyección de Agua en Yacimientos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Bogotá, Colombia. 2012. p.83.

1.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Las principales características de la formación productora del Campo Yaguará y de los fluidos producidos por el mismo, se relacionan en la siguiente tabla.

³³ FORERO, A. Modelamiento Estadístico para la Predicción Analógica del Proceso de Inyección de Agua en Yacimientos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Bogotá, Colombia. 2012. p.81.

Tabla 1. Principales características del Campo Yaguará.

Característica	Valor	Unidad
Gravedad específica	21-23	°API
GOR	170-190	PCN/BN
Porosidad efectiva	6-14	%
Permeabilidad	5-200	md
Espesor neto	100	ft
OOIP	167	Mbls
Factor de recobro	18	%
Presión de yacimiento	1370	psi
Presión de burbuja	1000-1100	psi
Viscosidad	15	Cp
Profundidad	2600	Ft-TVSS

Fuente. ECOPETROL. Presentación Yaguará 12-2015 gerencial.
Modificado por el autor

Adicionalmente se conoce que los fluidos producidos en el Campo Yaguará tienen presencia de carbonatos de calcio (CaCO_3), sulfuro de hidrogeno (H_2S) y presencia de arena.

2. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

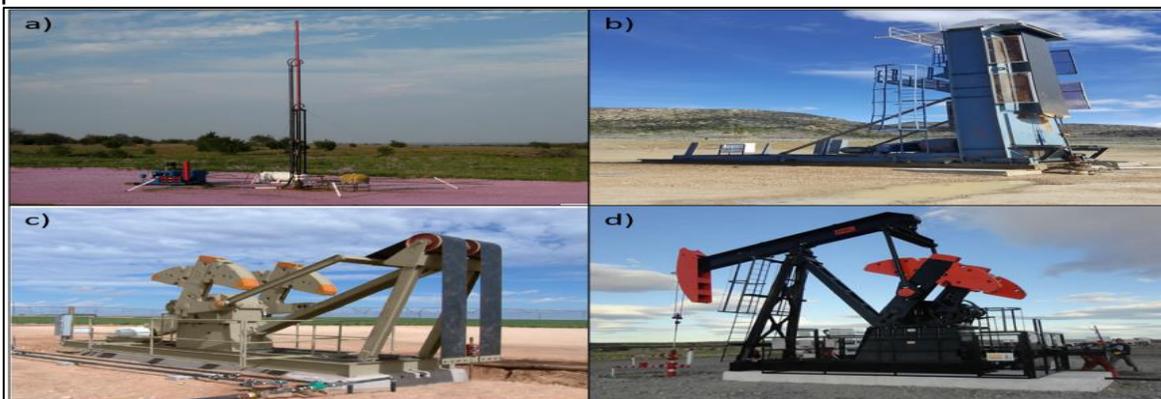
A continuación, se describe las principales características de los sistemas de levantamiento artificial implementados en el Campo Yaguará, incluido el bombeo de cavidades progresivas el cual se describirá con más detalle al final del capítulo.

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En la industria de los hidrocarburos, cuando la energía disponible del yacimiento no es suficiente para elevar los fluidos hasta la superficie, es necesario utilizar un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA) que proporcione energía adicional al fluido para que éste pueda seguir su camino hasta la superficie. Los sistemas de levantamiento artificial son herramientas externas, encargadas de suministrar la energía y presión necesaria para llevar los fluidos a la cabeza de pozo, en la industria existe una gran variedad de sistemas de levantamiento artificial, de los cuales se mencionarán los más relevantes.

2.1.1 Bombeo Mecánico. Las unidades de bombeo mecánico consisten en un cilindro (barril) y un pistón con válvulas que transfieren los fluidos del pozo a la tubería de producción para luego ser desplazada a superficie por un movimiento reciprocante, ver **Figura 6**. El pistón el cual es el responsable del bombeo se acciona con una sarta de varillas conectada a la unidad en superficie cuya energía proviene de un motor eléctrico o a gas³⁴.

Figura 6. Distintos tipos de unidades de bombeo mecánico operando en pozos productores



Fuente. MEC S.A. Aparatos individuales de Bombeo, Santa Fe, Argentina. Disponible en línea en: <http://www.mecsociedadanonima.com>. [Tomado el 12-ago-2017]. Modificado por el autor.

³⁴ WEATHERFORD. Introduction to rod pumping and surface equipment. [diapositivas]. Houston, 2010. p.10. 300 diapositivas, color.

2.1.2 Gas Lift. El proceso consiste en inyectar gas a elevada presión en fondo, bien sea por el anular o por el interior de la tubería. El gas inyectado pasa a través de las válvulas donde se mezcla con el fluido y reduce su densidad. Ver **Figura 7**.

Luego la presión del yacimiento es capaz de levantar la nueva columna de fluido a superficie donde mediante procesos de separación de fases, el gas se retira de la mezcla y se trata para ser inyectado nuevamente³⁵.

Figura 7. Al frente un cabezal de inyección de gas lift y al fondo unidades de bombeo mecánico



Fuente. PORTAL DEL PETRÓLEO, Levantamiento artificial con gas, Madrid, España: Disponible en línea en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2016/05/levantamiento-artificial-con-gas-gas.html>. [Tomado el 12-ago-2017].

2.1.3 Bombeo electro sumergible. Los sistemas electro sumergibles usan múltiples etapas de bombas centrífugas montadas en serie dentro de una coraza, ver **Figura 8**, unidos a un motor eléctrico en fondo que se alimenta de la corriente eléctrica que le entrega el cable de potencia que va desde superficie. Cada etapa está compuesta por un difusor y un impulsor que le añade energía al fluido por lo tanto el número de etapas dependerá proporcionalmente de las pérdidas totales, ver **Ecuación 1**, que debe vencer el fluido en su recorrido a superficie³⁶.

³⁵ WEATHERFORD. The Gas lift application: Consideration for the design, Application and Operation of gas lift installations. [diapositivas]. Houston, 2010. p.22. 234 diapositivas, color.

³⁶ BAKER HUGHES. Introduction to artificial lift systems. En: Submersible pump Handbook. Claremore: Centrilift, 2011. p. 9-23.

Ecuación 1. Cálculo de la cabeza dinámica total para un fluido.

$$TDH(ft) = Hd + Ft + Pd$$

Fuente. Submersible Pump Handbook, pag 17, Baker Hughes, 2011, Claremore Oklahoma

Donde:

Hd: Distancia vertical entre el cabezal del pozo y el nivel de fluido dinámico estimado, ft.

Ft: La cabeza de presión requerida para vencer las pérdidas por fricción del fluido en la tubería, ft.

Pd: La cabeza de presión requerida para vencer la fricción en la tubería de superficie, válvulas y accesorios; y vencer los cambios de elevación entre el cabezal de producción y las facilidades, ft.

Figura 8. Conjunto de difusor e impulsor que componen una etapa de las bombas electro sumergibles



Fuente. BAKER HUGHES-CENTRILIFT. Capacitación básica en sistema de bombeo electro sumergible. Huila, Colombia, 2008. p.36.

2.1.4 Bombeo Hidráulico. Actualmente este tipo de sistema de levantamiento toma agua desde una fuente en superficie, ver **Figura 9**, lo pasa a través de múltiples bombas reciprocantes tipo pistón o centrifugas para incrementar su presión, luego inyecta el fluido presurizado (conocido como fluido de potencia) al fondo del pozo por la sarta de tubería. En el fondo de la sarta se encuentra una boquilla por la cual pasa el fluido, en este punto aplica la ley de Blaise Pascal, el cual dice “la presión aplicada en cualquier punto de un recipiente con liquido es transmitida

equitativamente en todo el fluido y así mismo en todo el recipiente”. Por lo cual la energía del líquido presurizado (fluido de potencia) es transmitida a los respectivos componentes de la bomba en fondo y al fluido del yacimiento para ser llevado a superficie³⁷.

Figura 9. Conjunto de superficie de un sistema de levantamiento artificial tipo bombeo hidráulico



Fuente. JJTECH, Testimonials, Disponible en: <http://j-jtech.com/crooked-hole-deviated-wellbore/>. Tomado el [12-ago-2017]

2.2 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

En la siguiente sección se presentan las principales características del bombeo de cavidades progresivas como sistema de levantamiento artificial.

2.2.1 Historia. En 1920 René Moineu en su búsqueda de diseñar un nuevo tipo de compresor rotatorio, concibió un diseño que se parecía a una bomba de cavidades helicoidales, a lo que él denominó “capsilum”³⁸, su objetivo se transformó de diseñar un nuevo compresor a implementar su nuevo desarrollo en las bombas.

³⁷ T. Pugh, “Advantages of hydraulic pumping system” *En: Overview of Hydraulic Pumping (Jet and Piston)*. Weatherford CPS: Texas, Estados Unidos, 2006. p 96-102.

³⁸ C-FER TECHNOLOGIES. PCP systems [en línea]. < <http://www.pc-pump.com/pcp-systems> > [consultado el 22 de julio de 2017].

Para la década de los años treinta, el concepto de una bomba de cavidades progresivas ya estaba patentado y tres compañías tenían la licencia para su uso, entre ellas se encontraban PCM-Pompes, Mono Pumps Ltd y Robbins Myers Inc, aunque varias compañías a lo largo de los años hicieron sus propias modificaciones del diseño de Moineu.

Después de varios años de modificaciones al diseño original, nace la comúnmente conocida como bomba de cavidades progresivas (BCP) o PCP por sus siglas en inglés. Durante la segunda guerra mundial, el adelanto en la industria química permitió el desarrollo de nuevos tipos de plásticos y elastómeros, lo que generó que el uso de la bomba de cavidades progresivas llegara a industrias como la farmacéutica, de alimentos, fabricación de compuestos químicos, metalúrgica, minera, papelera, textil, tabacalera y para el tratamiento de aguas³⁹.

Finalmente, en la década de los 70`s la BCP se utilizó por primera vez como una alternativa viable a los sistemas de levantamiento artificial convencionales, hasta que en el año 1979 alcanzó su auge debido al éxito que tuvo su implementación en la producción de crudos pesados con elevado contenido de sólidos en el sur de Lloydminster, Alberta, Canadá⁴⁰.

2.2.2 Fundamentos del sistema. Es esencialmente una bomba de desplazamiento positivo compuesta por un rotor metálico móvil y una fase estacionaria (estator) que está recubierto internamente por un elastómero, mientras que la fase móvil (rotor) gira, va generando una serie de cavidades denominadas lóbulos, entre el rotor y el estator, a medida que el fluido es producido este es desplazado por estas cavidades desde la cabeza de succión hasta la cabeza de descarga, incrementándose de manera lineal la presión, hasta que llega a superficie⁴¹.

Para generar las cavidades progresivas se deben cumplir dos condiciones básicas⁴²:

- El número de lóbulos en el rotor (n) tiene que ser menor al número de lóbulos en el estator ($n+1$).
- Cada lóbulo del rotor debe estar en contacto con la superficie interna del estator.

Para cumplir estas condiciones el rotor y el estator deben seguir la relación entre el diámetro menor y el diámetro mayor de los componentes para generar cavidades herméticas que se irán desplazando continuamente, ver **Figura 10**, de tal manera

³⁹ KNOLL. Pumps [en línea]. < <http://www.knoll-mb.de/en/pumps.html> > [consultado el 27 de julio de 2017]

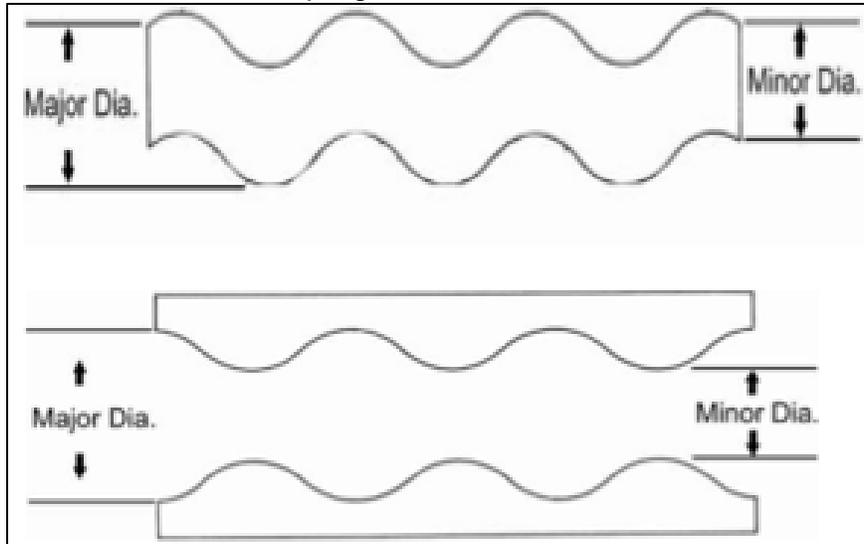
⁴⁰ J. Lea, P. Anderson and C. Anderson, "Optimization of Progressive Cavity Pump Systems In The Development Of The Clearwater Heavy Oil Reservoir," vol. 27, 1988.

⁴¹ D. Zhou, H. Yuan, "Desing of progressive cavity pumps Wells" En: Progressive cavity pump conference (27-29, abril). Artículo. Texas: 2008. p 2.

⁴² WEATHERFORD. Progressing cavity pumping systems. [diapositivas]. Houston, 2010. p.18. 199 diapositivas, color.

que el punto donde termina una cavidad es el punto de inicio de la siguiente⁴³.

Figura 10. Relación de diámetros entre el rotor y el estator en una bomba de cavidades progresivas



Fuente. PROTEX CIS LTD. Calgary, Canada.2003, p 5.

El rotor y el estator forman las cavidades cada 180°, mientras que una cavidad reduce su capacidad la contraparte va aumentando en la misma proporción, lo que mantiene al fluido moviéndose a una tasa constante la cual es directamente proporcional a la velocidad rotacional .

2.2.2.1 Capacidad de desplazamiento. El volumen de desplazamiento que puede generar cada ciclo es proporcional al área de sección transversal de la bomba y de la longitud de paso del rotor, ver **Figura 11**. Se expresa en caudal por revolución por minuto, ya que el movimiento del rotor es el que genera el desplazamiento. Ver **Ecuación 2**, y observar **Figura 6**.

Ecuación 2. Capacidad de desplazamiento.

$$V = C * A * P = C * 4e * d * P$$

Fuente. ROBLES.J. Progressing Cavity Pumping Systems, Houston, Estados Unidos:2010. p.21.

⁴³ PROTEX. "Progressing cavity pump design" En: Progressing cavity pump manual. Protex CIS Ltd: Calgary, Canada, 2003. p 5-6.

Donde:

V: Capacidad de desplazamiento, BPD/rpm

A: Área de sección transversal de la bomba PCP, in²

P: Paso del estator, in

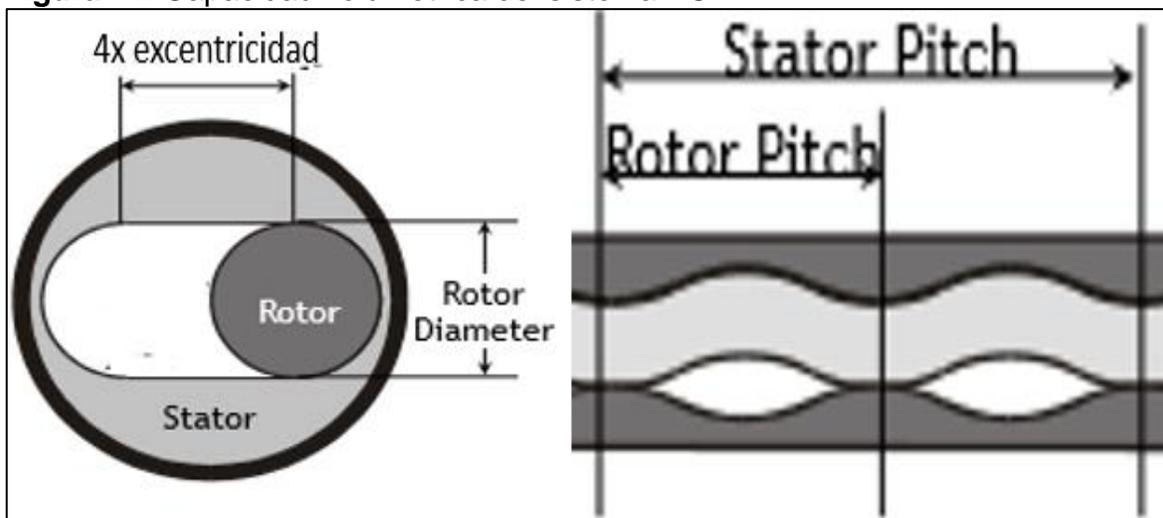
e: Excentricidad, in

d: Diámetro del rotor, in

C: Constante 5.94×10^4 en el sistema ingles

Los rangos típicos de desplazamiento de las bombas en el mercado varían desde 0.25BFPD/rpm hasta 9 BFPD/rpm⁴⁴.

Figura 11. Capacidad volumétrica del sistema PCP.



Fuente. ROBLES.J. Progressing Cavity Pumping Systems, Houston, Estados Unidos:2010. p.21.

Para comprender las variables de la anterior ecuación se debe comprender que “La longitud del paso se conoce como la distancia lineal que separa dos crestas consecutivas del rotor separadas por un ángulo de 180° de rotación”⁴⁵.

Con la capacidad de desplazamiento entregada por el fabricante y las revoluciones por minuto entregada por el cabezal de rotación en superficie, se puede obtener la tasa de flujo teórica de una bomba de cavidades progresivas. Ver **Ecuación 3**.

⁴⁴ Ibid., p.15.

⁴⁵ CIULLA. Francesco. “Fundamentos Básicos”, En: Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bombas de cavidad progresiva. Weatherford Artificial Lift Systems. Houston, Texas.1996. p 7-19.

Ecuación 3. Caudal teórico de una PCP.

$$Qt = V * N$$

Fuente: CIULLA.F: Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bombas de cavidad progresiva. Houston, Estados Unidos:1996. p.17.

Donde:

Qt: Caudal teórico entregado, BPD

V: Capacidad de desplazamiento, BPD/rpm

N: Velocidad de operación, rpm

2.2.2.2 Levantamiento requerido. Además de la capacidad de desplazamiento se debe tener en cuenta el levantamiento requerido, que va asociado directamente con la cabeza de presión y es función directa del número de cavidades (etapas) o líneas de sello.

La capacidad nominal de levantamiento que tienen la mayoría de las bombas en el mercado es de 66 psi por etapa, por lo cual el número de etapas de la bomba PCP cambia si varía la densidad del fluido producido; para las mismas profundidades (TVD)⁴⁶.

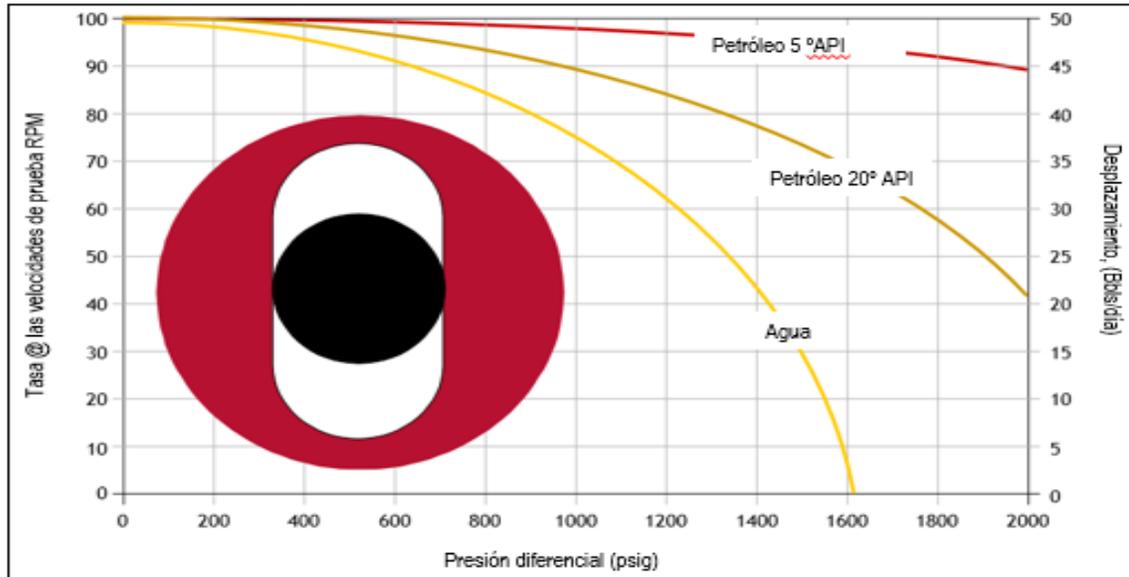
2.2.2.3 Perdidas por deslizamiento. Otro factor importante en la operación de este sistema es el deslizamiento del fluido, que se puede generar entre las etapas, el cual se ocasiona cuando las líneas de sello entre el rotor y el estator son deformadas por la presión diferencial entre las mismas; esto finalmente se traduce en una pérdida de volumen en superficie. Los tres factores que afectan la cantidad de deslizamiento en una bomba de cavidades progresivas debido a la presión son⁴⁷:

- Número de líneas de sello o etapas.
- La viscosidad del fluido producido. Ver **Gráfica 1**.
- Interferencia.

⁴⁶ WEATHERFORD, Op., Cit., p.22.

⁴⁷ PROTEX, Op., Cit., p.6.

Gráfica 1. Comportamiento del caudal desplazado por la bomba en función de la viscosidad del fluido producido.



Fuente. ROBLES.J. Progressing Cavity Pumping Systems, Houston, Estados Unidos:2010. p.27.

La interferencia fue propuesta por Gvetter en 1995⁴⁸, como modificación a los principios básicos de operación de una bomba de cavidades progresivas, esta se define como la diferencia algebraica entre el radio del rotor y el estator, ver **Ecuación 4**. Dependiendo del valor de esta propiedad Vetter propuso clasificar las bombas en tres tipos:

Ecuación 4. Cálculo de la interferencia en una PCP.

$$w = \frac{d_r - d_{st}}{2}$$

Fuente. GAMBOA. J, OLIVET. A. Understanding the performance of a progressive cavity pump with a metallic stator, Los Teques, Venezuela: 2005. p.3.

Donde:

W= Interferencia, in.

dr= Diámetro del rotor, in.

dst= Diámetro del estator, in.

⁴⁸ VETTER.G, WINCEK.M. "Performance prediction of twin screw pumps for two phase gas/liquid Flow" En: Pumping Machinery. ASME, FED Vol 154.1993.

- $W > 0$, de interferencia positiva donde el radio del rotor es mayor al radio del estator, generando un contacto mecánico entre ambos elementos y produciendo deformación en el estator.
- $W = 0$, una bomba con cero de interferencia se da cuando el diámetro del rotor y el estator es el mismo.
- $W < 0$, de interferencia negativa donde el radio del estator es mayor al radio del rotor, generando un espacio entre ambos componentes.⁴⁹ Este espacio se puede calcular con la **Ecuación 5** y el volumen con la **Ecuación 6**.

Ecuación 5. Área libre en una PCP con interferencia negativa.

$$A = (4e * dr) - (8e * w) - \pi(dr * w - w^2)$$

Fuente. GAMBOA. J, OLIVET. A. Understanding the performance of a progressive cavity pump with a metallic stator, Los Teques, Venezuela: 2005. p.3.

Donde:

A: área libre entre el rotor y el estator, in².

e: Excentricidad, in.

dr: Diámetro del rotor, in.

w: Interferencia, in.

Ecuación 6. Volumen libre en una PCP con interferencia negativa.

$$V = A * P_{st}$$

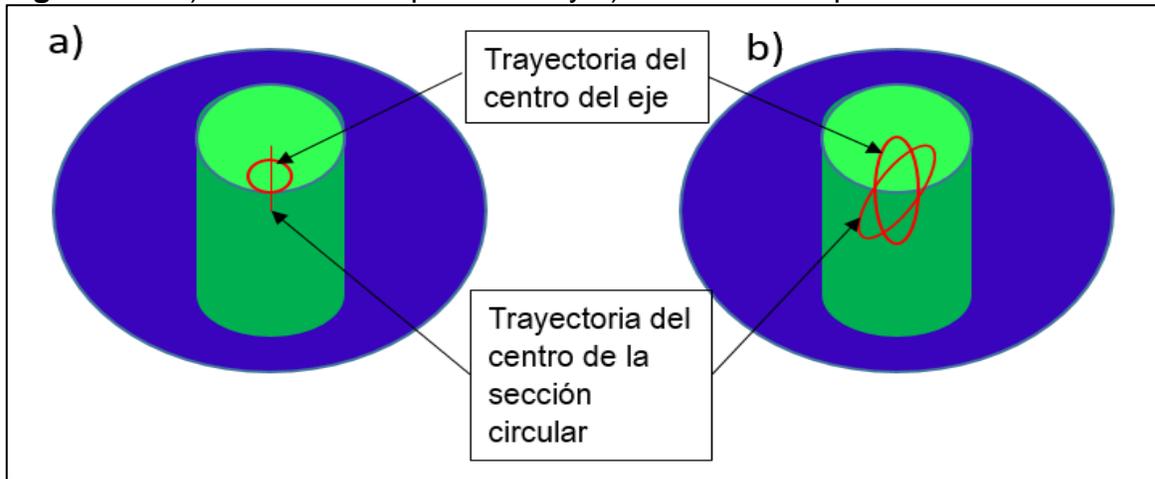
Fuente. GAMBOA. J, OLIVET. A. Understanding the performance of a progressive cavity pump with a metallic stator, Los Teques, Venezuela: 2005. p.3.

Según el grado de interferencia de la bomba, la cinemática del fluido durante la operación de la bomba cambia entre un movimiento hipocicloidal y un elipsoidal, como se observa en la **Figura 12**. El primero sucede cuando la interferencia es positiva o cero, donde el contacto directo entre el rotor y el estator limita el grado de libertad de movimiento del rotor; por otro lado, el segundo se genera cuando el valor de la interferencia es negativo, y no existe un contacto entre el rotor y el estator,

⁴⁹ GAMBOA. J, OLIVET. A. Understanding the performance of a progressive cavity pump with a metallic stator, Los Teques, Venezuela: 2005. p.3.

dándole al rotor libertad de rotar y desplazar en dos dimensiones⁵⁰.

Figura 12 . a) Movimiento Hipocicloidal y b) Movimiento elipsoidal.



Fuente. GAMBOA. J, OLIVET. A. Understanding the performance of a progressive cavity pump with a metallic stator, Los Teques, Venezuela: 2005. p.4.

El deslizamiento del fluido generado por el diferencial de presión se puede obtener con pruebas de laboratorio graficando la eficiencia volumétrica y la tasa de flujo ideal, la cual considera un diferencial de presión igual a cero⁵¹. Ver **Gráfica 2**.

Considerando el deslizamiento del fluido, se puede calcular el caudal real entregado por la bomba en superficie. Ver **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Caudal real de una PCP.

$$Q_r = Q_t - Q_s$$

Fuente. CIULLA.F: Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bombas de cavidad progresiva. Houston, Estados Unidos:1996. p.53

Donde:

Qr: Caudal real entregado, BPD

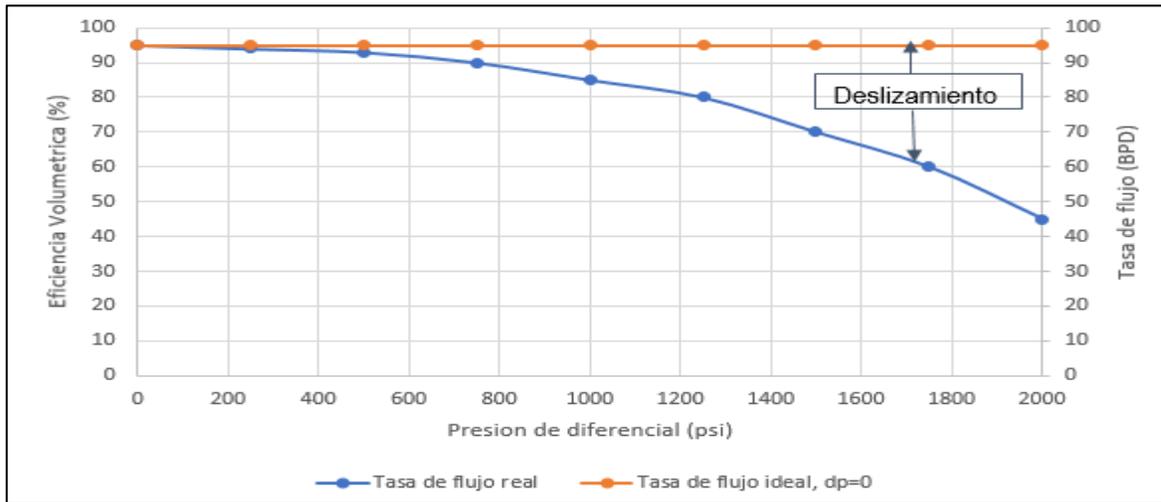
Qt: Caudal teórico calculado, BPD

Qs: Deslizamiento, BPD

⁵⁰ Ibid., p.4.

⁵¹ CIULLA. Francesco. "Consideraciones para el diseño de sistemas BCP", En: Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bombas de cavidad progresiva. Weatherford Artificial Lift Systems. Houston, Texas.1996. p 45-116.

Gráfica 2. Efecto del deslizamiento del fluido sobre la eficiencia volumétrica de la bomba



Fuente. CIULLA.F: Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bombas de cavidad progresiva., Houston, Estados Unidos:1996. p.62.

2.2.3 Ventajas del sistema. Las principales ventajas de las bombas de cavidades progresivas usadas como sistema de levantamiento artificial son las siguientes⁵²:

- Pueden producir fluidos de alta viscosidad, de hasta 100.000 cP.
- Pueden manejar fluidos con alto contenido de sólidos (arena) hasta 500.000 ppm.
- Puede operar con elevadas cantidades de gas libre, hasta 30%.
- No posee válvulas que se puedan atascar, bloquear por gas o desgastar.
- Buena resistencia a la abrasión y erosión.
- Baja turbulencia en el movimiento limitando la formación de emulsiones.
- Bajo CAPEX y OPEX.

2.2.4 Desventajas del sistema. Comparados con otros sistemas de levantamiento artificial el bombeo de cavidades progresivas posee ciertas desventajas como lo son⁵³:

- Tasas de producción limitadas, máximo 5000 BFPD.
- Profundidades limitadas, máximo 11000 ft.
- Temperatura de operación limitada, máximo 250°F
- Sensible a la composición de los fluidos, incompatibilidad de aromáticos con el elastómero.
- Desgaste entre la varilla/tubería en pozos desviados, máximo 15°/100ft.
- No aplica para pozos horizontales

⁵² WEATERFORD. Progressing cavity pumping systems. [diapositivas]. Houston, 2010. p.15-22. 199 diapositivas, color.

⁵³ Ibid., p-23-27.

2.2.5 Componentes. A continuación, se describen tanto los equipos que componen las unidades de superficie como las de subsuelo en un equipo PCP.

2.2.5.1 Equipo de superficie. Debido a que el sistema de bombeo por cavidades progresivas funciona con asistencia mecánica, es necesario de un ensamblaje en superficie que sea capaz de soportar todo el peso del equipo de fondo, generar el trabajo mecánico necesario para producir los fluidos y servir de barrera para evitar la fuga de los mismo cuando llegan a superficie⁵⁴, algunas de sus partes principales son:

- **Cabezal de rotación:** en esta sección se concentra la generación del trabajo mecánico por medio de un motor eléctrico, que alimenta los demás componentes del sistema de superficie, además de generar el trabajo necesario para el funcionamiento del equipo de fondo, debe tener la suficiente resistencia para soportar todo el peso de la sarta de bombeo y debe proveer un sello hermético para evitar que los fluidos en su carrera a superficie se filtren al ambiente, esto se logra con una serie de sellos denominados “*stuffing box*”⁵⁵.
- **Sistema de cojinetes:** la principal función de este sistema es soportar el peso de toda la sarta de varilla del pozo y aguantar las diversas cargas axiales generadas con la rotación, como el peso de la sarta de varilla varía dependiendo del tipo de varilla del pozo y de la profundidad de este, por lo tanto, se diseñan sistemas que pueden soportar desde 4400 lbs hasta 90983lbs⁵⁶.
- **Sistema de transmisión de potencia:** una vez generado el trabajo mecánico por el motor eléctrico se debe transferir el torque y la velocidad a la sarta de varilla, para realizar esto la polea del motor gira a gran velocidad, pero con un bajo torque, y gracias a la correa transmite esto a una polea más grande, ver **Figura 13**, conectada a la barra lisa y la hace girar a una velocidad menor, pero con mayor torque, lo cual se refleja en el giro del rotor en fondo y por lo tanto en la producción de fluidos en superficie⁵⁷.

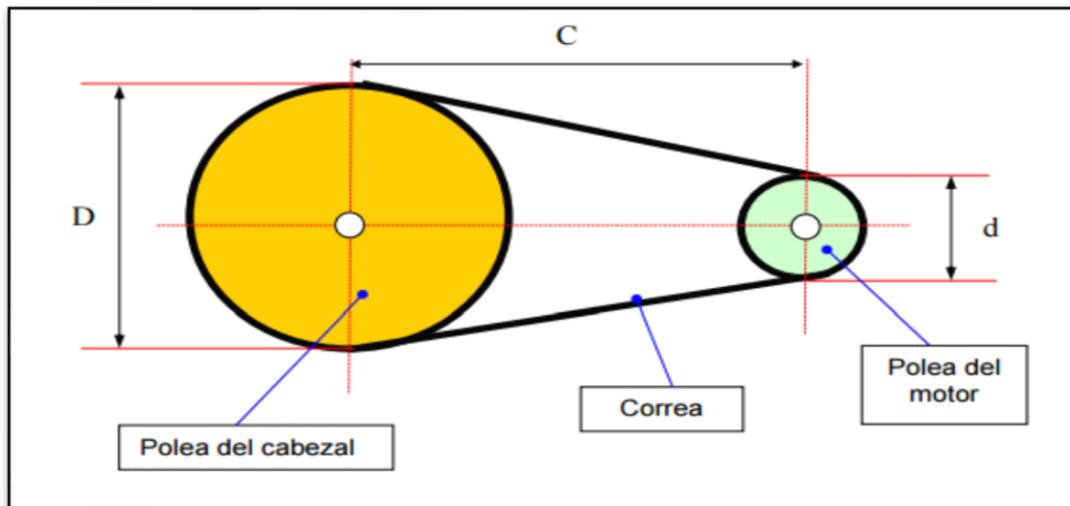
⁵⁴ Ibid., p. 53.

⁵⁵ Ibid., p.54.

⁵⁶ Ibid., p.58.

⁵⁷ HIRSCHFELDT.M. “Componentes de un sistema PCP”. *En: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Buenos Aires, Argentina:2008. p.15.*

Figura 13. Sistema de transmisión de potencia en un cabezal de PCP



Fuente: HIRSCHFELDT.M. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Buenos Aires, Argentina:2008. p.15.

- **Sistema de seguridad:** debido a que el sistema de bombeo por cavidades progresivas se basa en el torque transmitido del motor a la sarta de varilla, debido a la longitud de esta sarta una gran cantidad de energía puede quedar acumulada en las varillas, a este fenómeno se le llama "*back spin*", para manejarlo se dispone de una serie de frenos que al momento de fallar el sistema evita que toda esta energía se libere descontroladamente, y pueda ocasionar algún tipo de accidente. Existen seis tipos de frenos utilizados: freno de disco, de orificio, de centrifuga, de veleta, hidrodinámico y mecánico.⁵⁸

2.2.5.2 Equipo de fondo. Todos los componentes que están ubicados debajo del cabezal del pozo se considera equipo de fondo.

- **Rotor:** el rotor es la única parte móvil del equipo de fondo, y va unido a la punta de la sarta de varillas que va de fondo a superficie⁵⁹, está fabricado en un acero de alta resistencia y recubierto por una sustancia conocida como cromado de platino, cuya función es minimizar la abrasión generada por las partículas sólidas que pueda producir la formación, además de reducir el factor de fricción rotor/estator⁶⁰, existen diversas formas que puede adoptar este componente, cuyo

⁵⁸ WEATHERFORD. Op., Cit., p.63

⁵⁹ HIRSCHFELDT. Op., Cit., p.13

⁶⁰ H. Cholet, "Principle and General Description of the Progressing Cavity Pump", en Progressing Cavity Pump, 1 ed. Paris, Francia: Editions Technip,1997, cap.1, pp.7-pp.19.

diseño varía principalmente en el volumen de fluidos a producir y las características del elastómero.

- **Estator:** es una pieza metálica que se corre normalmente en la punta de la tubería de producción, cuyo interior está revestido con un elastómero, el cual es la pieza fundamental junto con el rotor de la bomba de fondo.
- **Elastómero:** es un tipo de polímero que va interno al estator, cuya forma va de acuerdo con el número de cavidades que se deseen tener en el sistema, estas siempre tienen que ser mayor a las del rotor, ver **Figura 14**, se pueden clasificar en tres grandes grupos: cauchos de nitrilo, hidrogenados o Fluoro carbonados⁶¹. Independiente del material del que este hecho el elastómero, este debe ser capaz de funcionar en ambientes con presencia de aromáticos, agua caliente, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y en altas temperaturas⁶².
- **Ancla anti-torque:** es un componente adicional que se baja junto con el estator y la sarta de producción, cuya función es evitar que el estator gire cuando el rotor se haya atascado, y de este modo evitar que el estator y demás componentes móviles se dañen, esta se fija desde superficie en sentido contrario a las manecillas del reloj, posee una cuña que se atasca al revestimiento y se libera en sentido horario.
- **Pin de paro:** es un accesorio que va justo debajo del estator, cuya función es ayudar al operador a determinar cuando el rotor está insertado completamente en el estator, una vez que se toque el pin de paro se empieza a espaciar de acuerdo con las especificaciones del ingeniero de producción, ya que el espaciamiento es una parte fundamental de la operación de una bomba BCP.

⁶¹ WEATHERFORD. Op., Cit., p.48

⁶² SCHLUMBERGER, "KUDU PCP, Positive Displacement pump with a helical rotor spinning inside a fixed rotor", 2017.

Figura 14. Sistema de rotor estator en una bomba de cavidades progresivas.



Fuente: ROBLES.J. Progressing Cavity Pumping Systems. Houston, Estados Unidos:2010. p.36.

2.2.6 Sarta de varilla. Es la encargada de transmitir la potencia en forma de torque desde el sistema de superficie hasta el equipo en fondo; en la punta superior va conectada con la barra lisa, mientras que en el extremo inferior se conecta con el rotor. La operación de una bomba de cavidades progresivas somete a las varillas a una combinación de esfuerzos de torsión y cargas axiales⁶³, esto es importante ya que en zonas de mayor curvatura del pozo (*doglegs*) es donde se presenta mayores cargas de contacto por lo tanto el desgaste es más crítico en estos puntos⁶⁴.

2.2.6.1 Esfuerzos mecánicos en la sarta de varilla. Las varillas en un bombeo por cavidades progresivas están sujetas a una combinación de esfuerzos de tensión (cargas axiales) y torsión.

- **Tensión:** es una magnitud vectorial que relaciona la fuerza por unidad de área en una dirección perpendicular a la cara de un cuerpo rígido, esta magnitud asume valores positivos cuando son esfuerzos de tracción, como cuando se estira un

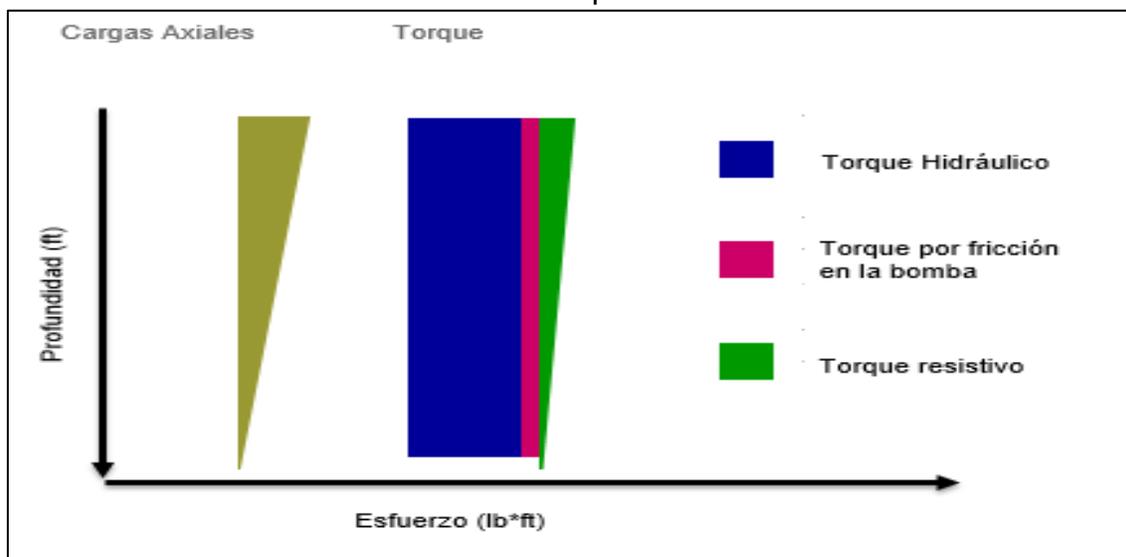
⁶³ G. Alvarez and R. Ruiz, " Shale Oil Production Challenges in Beam Pumping Being Solved with Premium Sucker Rods Designs." 2004.

⁶⁴ MARTINEZ A. Instituto Colombiano del Petróleo, Bucaramanga. Colombia. Observación inédita, 2015.

resorte ya que existen dos fuerzas en sentido contrario que tienden a deformarlo, o valores negativos cuando son esfuerzos de compresión, donde dos fuerzas tienen las mismas direcciones y tienden a deformar el cuerpo reduciendo su volumen. Su valor tiende a disminuir a medida que la profundidad aumenta, ya que por ejemplo la primera varilla que va conectada a la barra lisa debe soportar todo el peso de la sarta, mientras que por otro lado la varilla que va conectada al rotor solo debe soportar el peso de este⁶⁵. Ver **Figura 15**.

- **Torque:** la sarta está sometida a tres tipos distintos de torque, el primero el torque hidráulico, se refiere al que es ocasionado por la presión hidrostática que ejerce el fluido, el segundo, el torque por fricción en la bomba, es el generado por la resistencia que ejerce el contacto entre el rotor y el estator, y por último el torque resistivo que se genera por la fricción metal-metal entre la sarta de varilla y la tubería de producción⁶⁶. Ver **Figura 15**.

Figura 15. Distribución de los distintos esfuerzos en la sarta de varilla en el sistema de levantamiento PCP en función de la profundidad.



Fuente. TENARIS. Productos, ensayos y accesorios. Bogotá, Colombia, 2017. p.12. 105 diapositivas, color.

Con los dos tipos de esfuerzos que actúan en la sarta de varilla se puede calcular el esfuerzo efectivo con la **Ecuación 8**.

⁶⁵ TENARIS. Productos, ensayos y accesorios. [diapositivas]. Bogotá, Colombia, 2017. p.11. 105 diapositivas, color.

⁶⁶ TENARIS. Productos, ensayos y accesorios. [diapositivas]. Bogotá, Colombia, 2017. p.12. 105 diapositivas, color.

Ecuación 8. Cálculo del esfuerzo efectivo en la sarta de varilla

$$\sigma_e = \sqrt{\frac{C_1 L_{rodstring}^2}{\pi^2 D_r^4} + \frac{C_2 T_{rodstring}^2}{\pi^2 D_r^6}}$$

Fuente. TENARIS. Productos, ensayos y accesorios. Bogotá, Colombia, 2017. p.12. 105 diapositivas, color.

Donde:

σ : Esfuerzo efectivo, ksi

Lrodstring: Carga axial en la sarta de varilla, lbf.

Trodstring: Torque en la sarta de varilla, lbf0*ft.

Dr: Diámetro de la varilla, in.

C₁: Constante 1.6x10⁻⁵.

C₂: Constante 0.1106.

2.2.6.2 Tipos de varilla. Existen tres tipos de varillas utilizadas para los sistemas de levantamiento artificial que lo ameriten, cada una de ellas fue puesta a prueba en el Pozo A:

- **Varilla convencional:** cada varilla tiene una longitud de entre 25 ft a 32 ft, con conexiones de diámetro mayor al cuerpo de la varilla, ver **Figura 16**. El grado de la varilla cambia dependiendo de las condiciones de operación del equipo clasificándose según los siguientes criterios, ver **Tabla 2** y **Tabla 3**:

Tabla 2. Clasificación de las varillas según la carga que deben soportar.

Carga	Rango
Liviana	0 psi a 25000 psi
Mediana	25000 psi a 35000 psi
Pesada	35000 psi a 42000 psi
Extra pesada	>42000 psi

Fuente. NORRIS. Catálogo de operación de las varillas convencionales. Texas, Estados Unidos, Dover Inc.2003.

Tabla 3. Clasificación de las varillas según la longitud total de la sarta de bombeo.

Longitud total de la sarta	Rango
Somero	0 ft a 4000 ft
Mediano	4000 ft a 7000 ft
Profundo	>7000 ft

Fuente. NORRIS. Catálogo de operación de las varillas convencionales. Texas, Estados Unidos, Dover Inc.2003.

Según lo anterior, el Instituto Americano del Petróleo API denominó con letras los grados de las varillas para poder estandarizar sus rangos de aplicación⁶⁷, ver **Tabla 4**:

Tabla 4. Distintas condiciones operativas según el grado de la varilla

Grado API	Carga	Longitud total de la sarta
C	Liviana a mediana	Somero a mediano
K	Mediana a pesada	Somero a mediano
D	Mediana a extra pesada	Somero a profundo

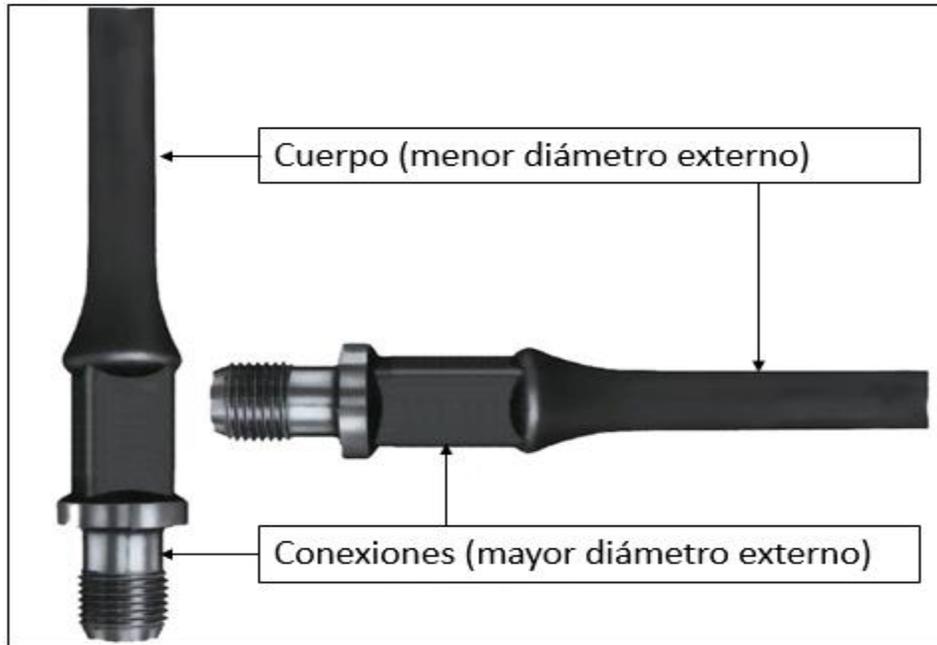
Fuente. NORRIS. Catálogo de operación de las varillas convencionales. Texas, Estados Unidos, Dover Inc.2003.

En el momento en el que una sarta de bombeo compuesta por varillas convencionales se rompe en un punto, es necesario llevar una unidad de Varilleo o *Flush By* para retirarla del pozo, se debe desconectar cada tres varillas⁶⁸ según la velocidad con la que se retiren del pozo incrementando el tiempo del servicio, que equivale al OPEX y la diferida asociada a la falla.

⁶⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Sucker Rods, Polished Rods and Liners, Couplings, Sinker Bars, Polished Rod Clamps, Stuffing Boxes and Pumping Tees. API Specification 11B Edición 27, Noviembre 2010

⁶⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Recommended Practice for the Care and Handling of Sucker Rods. API Specification 11BR Edición 8, septiembre 2012

Figura 16. Varillas convencionales.



Fuente. TENARIS. Productos, ensayos y accesorios. Bogotá, Colombia, 2017. p.22. 105 diapositivas, color.

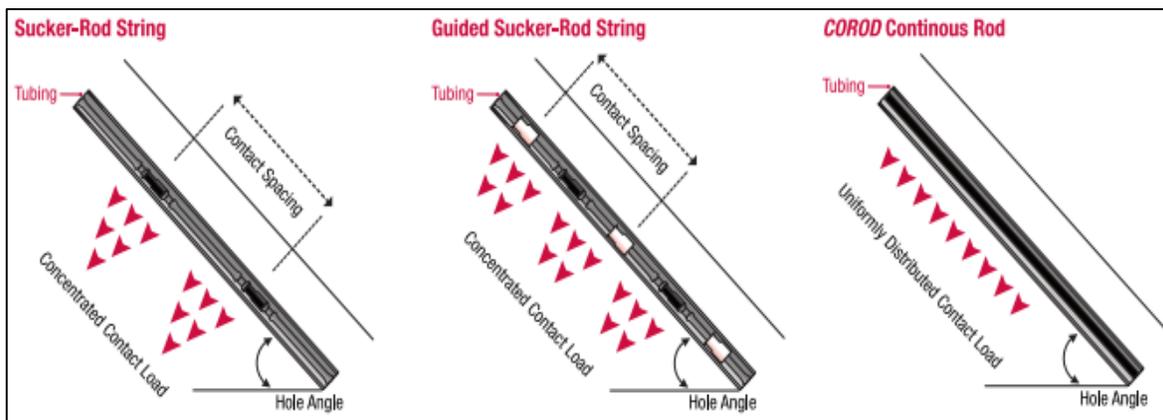
- **Varilla continua:** está fabricada a partir de una aleación patentada entre cromo y molibdeno en la cual, durante el proceso de fabricación se insertan trazas de titanio lo que le provee a la sarta de varilla su gran resistencia y bajo peso⁶⁹. Esta configuración ofrece varias ventajas si es comparada con la varilla convencional, como se observa en la **Figura 17**, las cargas de contacto a lo largo de la varilla que están en roce con la tubería de producción son distribuidas de una manera más uniforme, minimizando de esta manera las fallas por fatiga⁷⁰; además debido a su bajo peso en comparación con las varillas convencionales el consumo de energía es reducido gracias a que el cabezal de rotación debe trabajar una sarta más liviana.

⁶⁹ WEATHERFORD. COROD, CONTINUOS ROD [en línea].

<<https://www.weatherford.com/en/products-and-services/production/artificial-lift-systems/corod%C2%AE-continuous-rod/>> [consultado el 15 de agosto de 2017]

⁷⁰ CORREA S, et al. "Succesfull PCP application in High deviated Wells: Breaking Away the paradigm of PCP only for or low deviated wells in Colombia" En: Artificial Lift Conference (21-22 Mayo) Artículo. Cartagena:2003 p. 7.

Figura 17. Comparación del diseño uniforme de la sarta de varilla continua con los cuerpos de las varillas convencionales y de las varillas con guías inyectadas.



Fuente. WEATHERFORD. COROD Continuous Rod, Texas, Estados Unidos. Disponible en línea en: <http://www.weatherford.com> [Tomado el 3 de septiembre de 2017]. Modificado por el autor.

Considerando un pozo el cual se tenga instalado el sistema PCP, y la falla asociada sea por varilla partida, el diseño continuo permite que la sarta sea retirada con una unidad especial, denominada *Truck Mounted X* o TMX, la cual no necesita desconectar entre los cuerpos de las varillas reduciendo los tiempos de operación (OPEX) y las diferidas asociadas al pozo.

- **Varilla Hueca:** es un novedoso diseño elaborado a partir de tubos de acero sin costura, compuesto por una aleación entre cromo y molibdeno bajo el estándar AISI 1023Mod⁷¹. Con propiedades mecánicas bastantes superiores comparada con las varillas convencionales y continuas, ver **Tabla 5**.

Tabla 5. Diversas propiedades mecánicas de las varillas utilizadas en el Pozo A.

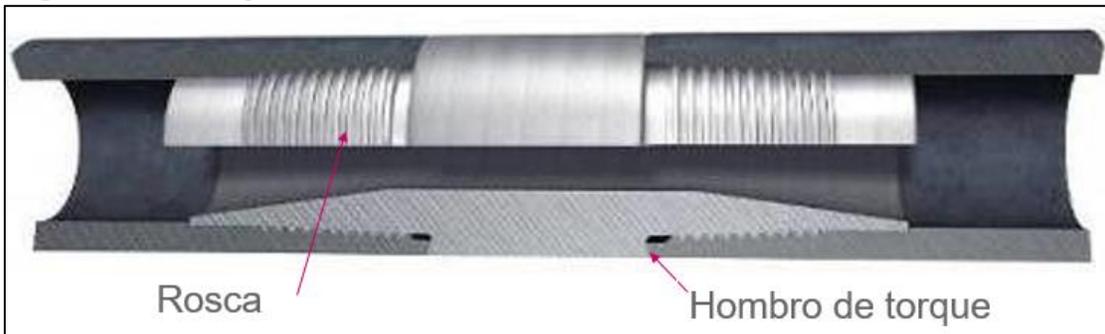
Tipo de Varilla	Longitud (ft)	Diámetro Externo (in)	Diámetro Interno (in)	Yield Stress (ksi)	Torque Limite (lbf*ft)
Convencional	29.67	1	N/A	N/A	1600
Continua	N/A	1	N/A	115	1300
Hueca	10.03	1.921	1.394	139.2	999

Fuente. TENARIS. Productos, ensayos y accesorios. Bogotá, Colombia, 2017. p.22. 105 diapositivas, color. [Modificada por el autor]

⁷¹ PULIDO. R, GODOY F. HoloRod Technologies. Bogotá, Colombia, 2017. p.2.21 diapositivas. Color.

Si bien su conexión es roscada ofrece una característica particular donde la rosca es interna y no existe gran diferencia entre el diámetro externo de la conexión y el diámetro externo del cuerpo, ver **Figura 18**, lo que sí sucede en las varillas convencionales. De este modo se distribuyen las cargas de contacto de manera más uniforme, similar a lo que sucede en la varilla continua.

Figura 18. Configuración de la conexión interna en las varillas huecas



Fuente. TENARIS. Productos, ensayos y accesorios. Bogotá, Colombia, 2017. p.13. 105 diapositivas, color. Modificado por el autor.

Las principales ventajas de este tipo de varilla aplicada al bombeo de cavidades progresivas son la siguientes⁷²:

- Reducción del efecto de back spin por energía acumulada debido a su rigidez.
- Mejor eficiencia en la transmisión del torque lo que se transforma en reducción en la energía en el equipo de superficie.
- Disminuye el rozamiento entre la sarta de varilla y la tubería de producción, reduciendo de esta manera las fallas asociadas a fuga en la tubería.
- No requiere herramientas o equipos especiales para su instalación, esta es la principal ventaja en comparación con la varilla continua la cual solo puede ser instalada y retirada con la unidad TMX.
- Seguridad operacional y reducción de riesgo en la cuadrilla de intervención por minimización del efecto back spin.
- Inyección de fluidos o diluyentes, esta característica es de principal utilidad en la producción de crudos pesados o con alto contenido de parafinas, donde se debe mantener el fluido a una temperatura adecuada para reducir la viscosidad en el caso de los crudos pesados o para evitar la precipitación de parafinas en el caso de fluidos con alto contenido de ceras.

Todo lo anterior se traduce en reducción en los costos de operación OPEX y así mismo en menos intervenciones a pozos generando reducción en las diferidas asociadas a las fallas en los sistemas de bombeo por cavidades progresivas.

⁷²DENEY, D, "Hollow-Rod Technology for PCP Systems," vol. 53, 2001.

3. ANÁLISIS DE FALLAS EN LAS DIVERSAS SARTAS DE VARILLAS IMPLEMENTADAS EN EL POZO A

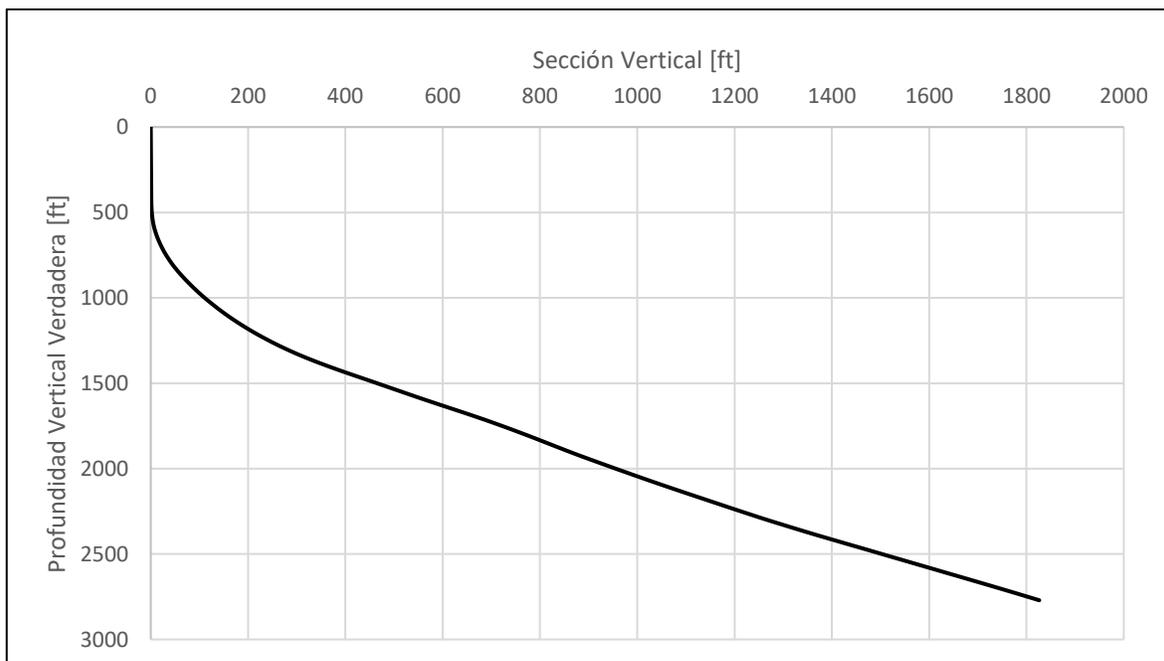
A continuación, se presenta el análisis de cada uno de los eventos relacionados con la sarta de varilla del pozo A, utilizando las evidencias recolectadas en el pulling da cada una de las intervenciones, datos de las operaciones diarias y clasificación RIFT aplicada para el bombeo de cavidades progresivas.

3.1 HISTORIA DEL POZO A

El pozo A, objeto de estudio se encuentra ubicado en la Campo Yaguará, el inicio de la perforación fue el 19 de agosto de 1997, como parte de la expansión del Campo a manos de la compañía operadora Petrobras. Es un pozo productor activo afectado por el frente de invasión de la inyección de agua como método de recobro secundario.

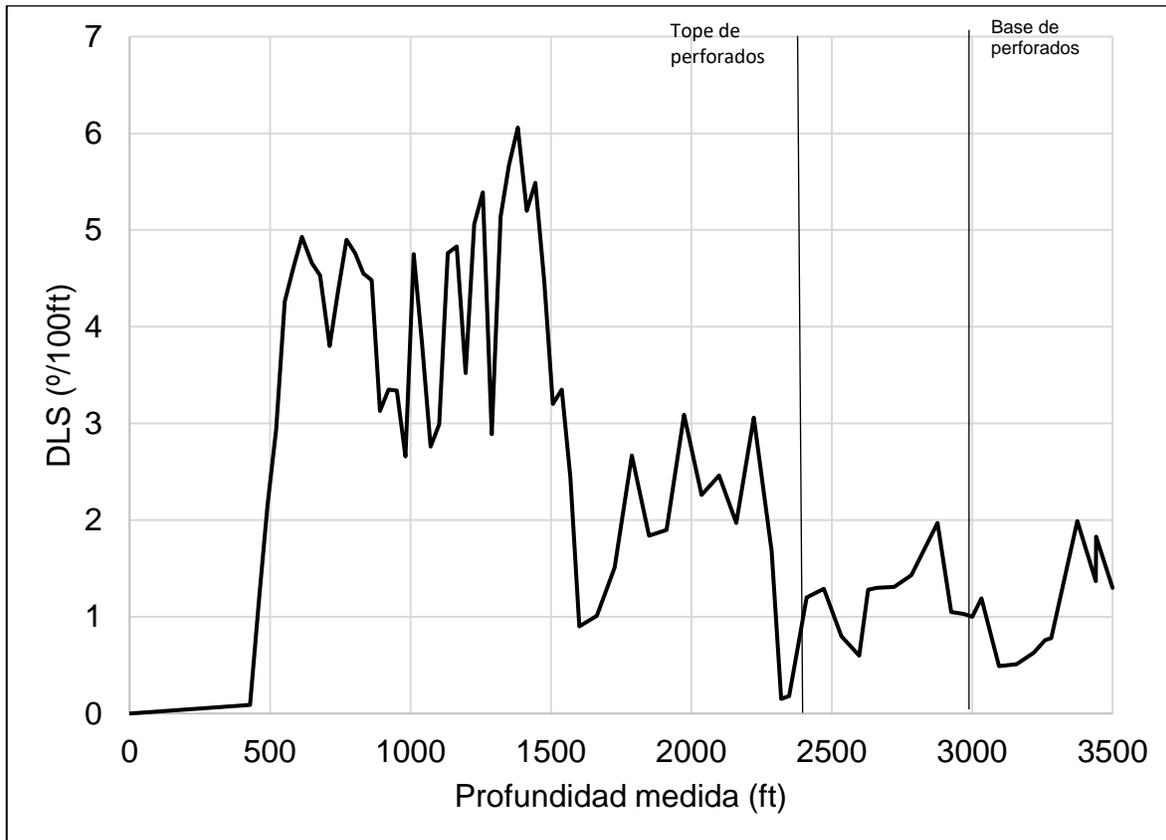
El pozo cuenta con una profundidad vertical verdadera (TVD) de 2770ft y una profundidad medida de 3500ft, por lo cual el pozo se considera desviado con perfil tipo J como se observa en la **Gráfica 3**. Además, debido a su tortuosidad cuenta con varios puntos de DLS mayores a $6^{\circ}/100\text{ft}$ como se muestra en la **Gráfica 4**.

Gráfica 3. Perfil y desviación del Pozo A.



Fuente. Ecopetrol, Open Wells Landmark.

Gráfica 4. Tortuosidad del Pozo A y zonas completadas del Pozo A.



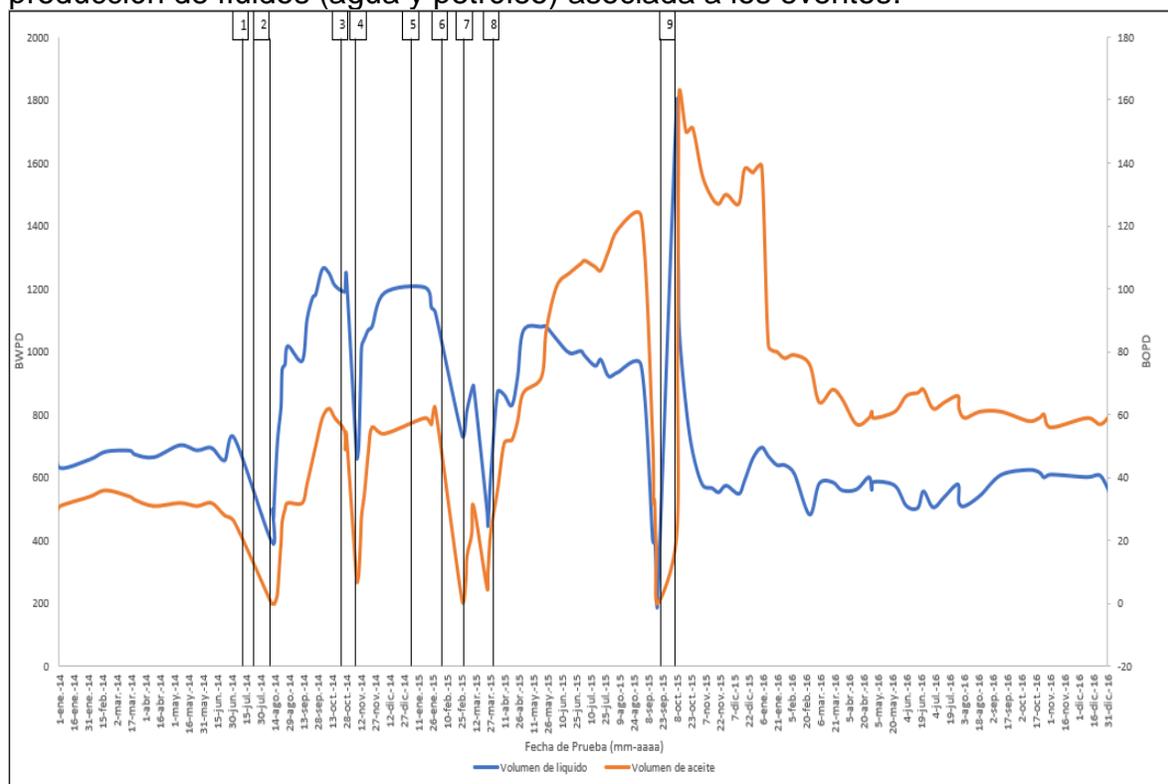
Fuente. Ecopetrol, Open Wells Landmark.

El pozo cuenta con dos tipos de revestimiento, el primero de 9 5/8" de 29ppf con el zapato sentado a 735 ft MD, la siguiente sección es el revestimiento productor de 7" grado K-55 de 26 ppf que va desde superficie hasta 3497 ft MD. La tubería de producción escogida para las tasas que ha manejado históricamente el Pozo A ha sido de 3 1/2".

El pozo a lo largo de su producción ha pasado por tres sistemas de producción, el primero de ellos fue por flujo natural, luego fue implementado a bombeo por cavidades progresivas y finalmente está operando con un equipo de bombeo electro sumergible.

Debido a que el periodo de evaluación de los eventos relacionados con el Pozo A es a partir del 2014, la información relacionada con los datos de producción y las intervenciones son dentro del periodo de evaluación como se muestra en la **Gráfica 5**.

Gráfica 5. Historial de intervenciones del Pozo A y el comportamiento de la producción de fluidos (agua y petróleo) asociada a los eventos.



Fuente. Consolidado de pruebas históricas Campo Yaguará.

3.2 INTERVENCIONES AL POZO A

En la siguiente sección se describen cada una de las nueve intervenciones realizadas al pozo objeto de estudio dentro del periodo de evaluación, relacionando hallazgos encontrados y costos asociados.

Para clasificar las fallas relacionadas al sistema de levantamiento se debe hacer uso de la metodología implementada por Ecopetrol para discretizar entre Fallas ALS, Fallas No-ALS y No Fallas, como se muestra en la **Figura 19**.⁷³

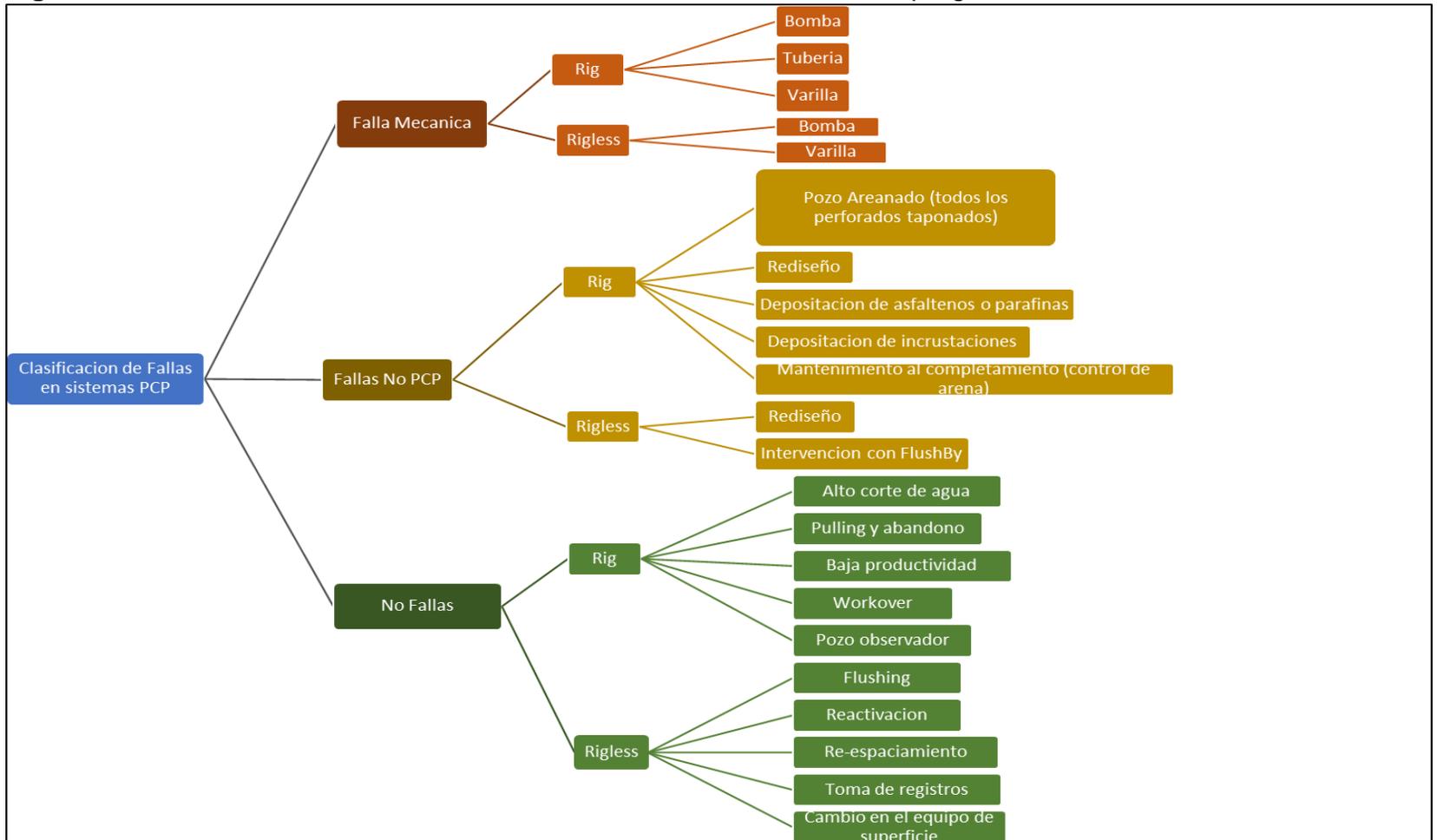
3.2.1 Primera intervención (Servicio a pozo #1). El 11 de julio del 2014 se realizó una intervención al Pozo A con la unidad de servicio rápido (RSU), debido a cero aportes de fluido en superficie. La RSU tensiona la sarta de varilla hasta 50klbs sin lograr liberar el rotor del estator, se descarta un servicio por varilla partida y se

⁷³ RUBIANO. E, MARTIN. J. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification, SPE Artificial Lift Conference paper, Bahia, Brazil. 2015, p.10.

reclasifica a rotor atascado. Una vez finalizada la primera intervención el pozo queda a la espera de un Rig para retirar la sarta de tubería en conjunto con la sarta de varilla.

La primera falla se puede clasificar como falla mecánica en bomba, debido a que el equipo *rigless* no fue capaz de sacar la sarta de varilla y debió retirarse del pozo para permitir la entrada de un *Rig*.

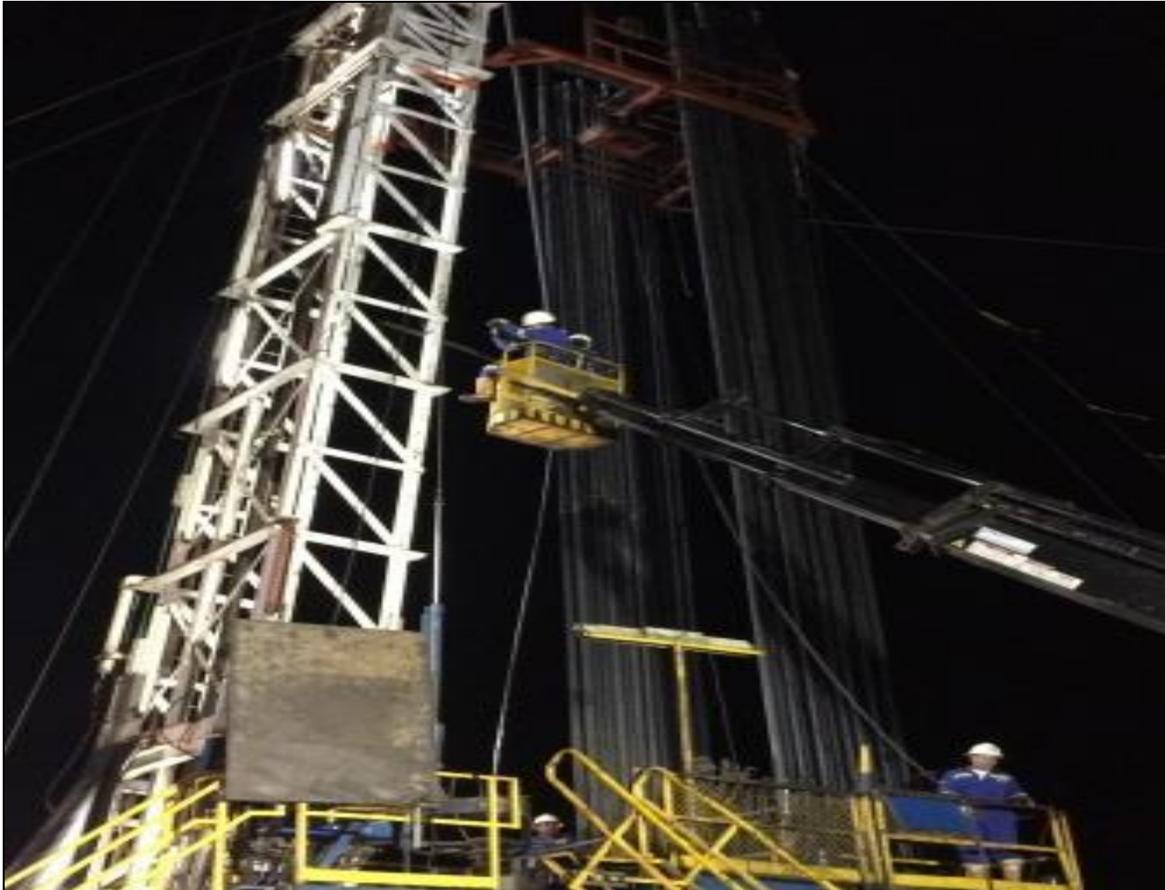
Figura 19. Clasificación de Fallas en el sistema de bombeo de cavidades progresivas.



Fuente. RUBIANO. E, MARTIN. J. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification, SPE Artificial Lift Conference paper, Bahia, Brazil. 2015, p.10. Modificado por el autor

3.2.2 Segunda intervención (Workover #1). El 21 de julio de 2014 se realizó la segunda intervención al Pozo A, debido a que no se pudo liberar la sarta de varilla en servicio anterior con la unidad RSU. El Rig tensionó la sarta de varilla hasta 120 klbs logrando desconectar la varilla, punto de desconexión @273 ft. Después de esta operación se debió empezar a trabajar la sarta de producción haciendo *back-off* a la varilla a medida que se sacaba la tubería en dobles a la torre. Ver **Figura 20**.

Figura 20 Maniobra de back-off de la varilla en cabeza de pozo.



Fuente. Ecopetrol. Gerencia de Operaciones y Desarrollo Huila Tolima

Una vez retirados 2000ft de tubería y varillas, se encontró que la sarta de producción venía llena y empaquetada con arena y scale, demostrando así que la falla del pozo era NO PCP, debido a que ningún componente del sistema había presentado falla mecánica. Alrededor de 45 juntas de tubería salieron llenas de arena, como se observa en la **Figura 21**, incluida la bomba de cavidades progresivas

Figura 21. Sarta de producción del Pozo A llena y empaquetada con arena y scale y en el centro la varilla entrampada

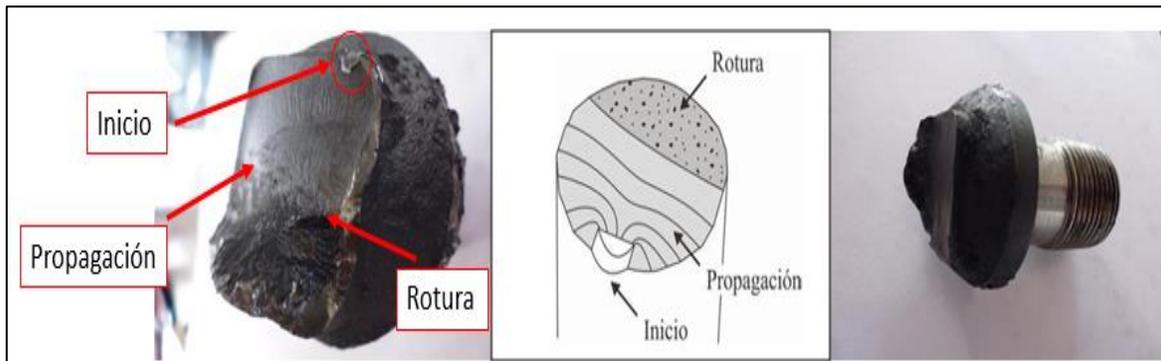


Fuente. Ecopetrol Gerencia de Operaciones y Desarrollo Huila-Tolima

Una vez retirada la sarta de producción, se procedió a realizar el trabajo de reparación del revestimiento con la herramienta *Casing Swage*, finalizada esta operación inicia la estimulación acida al intervalo productor. Una vez realizada la estimulación se decide volver a instalar la sarta de producción en la misma configuración con la que salió del pozo, en cuanto a la sarta de varilla se instalan 122 varillas convencionales de 1" x 25 ft grado ELECTRA (nuevas) + 121 centralizadores PL-5 (uno por cada varilla). El pozo arrancó a 80 RPM, 22amph y 23% de torque aportando fluido en superficie inmediatamente con 70 psi de presión en cabeza.

3.2.3 Tercera intervención (Servicio a pozo #2). El 24 de octubre de 2014, se realiza la tercera intervención al pozo con la RSU, la unidad tensiona la sarta de varilla registrando un peso de 2500 lbs (75% menos que el peso de la sarta original) indicando posible ruptura en la varilla. En el *pulling* se encontró el punto de falla a 738 ft (Varilla N° 30) en el *coupling* de la varilla, ver **Figura 22**. En esta ocasión se decide instalar 122 varillas convencionales de 1" x 25 ft (95% sarta usada + 5% sarta nueva (Varillas N.º 1,28, 29, 30, 31, 32)). El pozo arrancó con 80 RPM, 31 amph, 34% de torque aportando fluido en superficie inmediatamente con 100 psi de presión en cabeza.

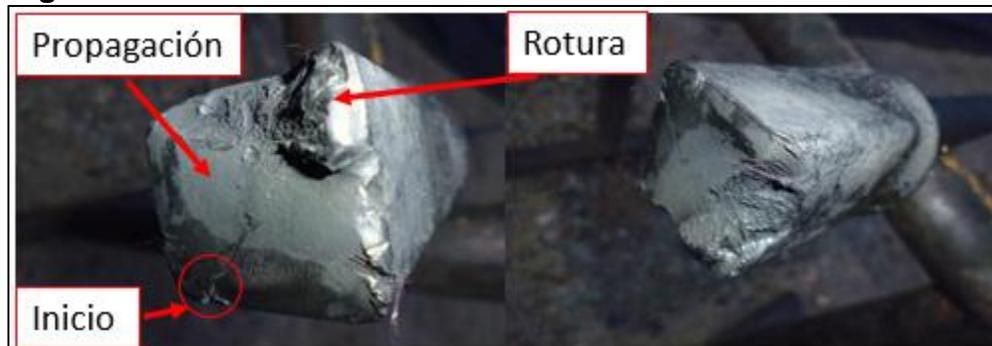
Figura 22. Coupling superior de la varilla N°30.



Fuente. Ecopetrol Gerencia de Operaciones y Desarrollo Huila-Tolima

3.2.4 Cuarta intervención (Servicio a pozo #3). El 5 de noviembre de 2014, se realiza la cuarta intervención al pozo con la RSU, la unidad tensiona la sarta de varilla, registrando un peso de 2klbs (80% menos que el peso de la sarta original) indicando posible ruptura en varilla. En el *pulling* se encontró el punto de falla a 535 ft (Varilla No 20), ver **Figura 23**. En esta ocasión se decide instalar 3022 ft de varilla continua Ser 6, el pozo arrancó con 80 RPM, 30 amph, 32% de torque aportando fluido en superficie inmediatamente con 100 psi en cabeza.

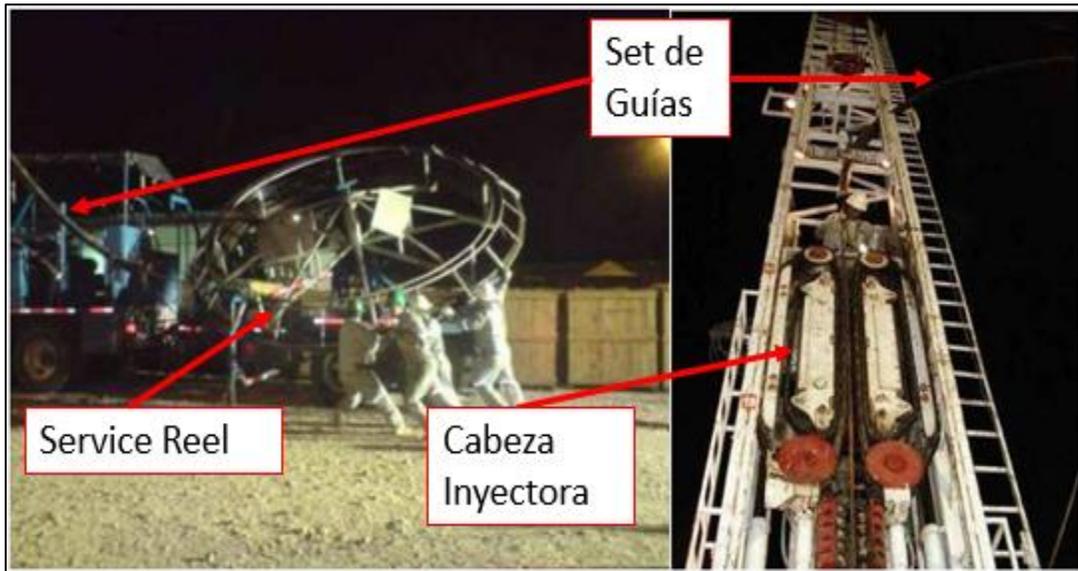
Figura 23. Cuadrante de la varilla N° 20.



Fuente. Ecopetrol Gerencia de Operaciones y Desarrollo Huila-Tolima

3.2.5 Quinta intervención (Servicio a pozo #4). El 3 de enero de 2015, se realiza la quinta intervención al pozo con la unidad *flush by* y TMX, la unidad tensiona la sarta de varilla registrando un peso de 1.2klbs (87% menos que el peso de la sarta original) indicando posible ruptura en varilla continua. En el *pulling de la varilla*, ver **Figura 24**, se encontró el punto de falla a 785ft. En esta ocasión se decide instalar 3022 ft de varilla continua Ser 6 (usada), el pozo arrancó con 80 RPM, 35 amph, 25% de torque aportando fluido en superficie inmediatamente con 100 psi en cabeza.

Figura 24. Equipos para intervención de pozos con varilla continua.



Fuente. Ecopetrol Gerencia de Operaciones y Desarrollo Huila-Tolima

3.2.6 Sexta intervención (Servicio a pozo #5). El 7 de febrero de 2015, se realiza la sexta intervención al pozo con la unidad *flush by* y TMX, la unidad tensiona la sarta de varilla con 14klbs (10% menos que el peso de la sarta original) indicando posible ruptura en varilla. En el *pulling* de la sarta de varilla se encuentran dos puntos de falla a 1150 ft y 1875 ft, ver **Figura 25**. En esta ocasión se decide instalar 3022 ft de varilla continua Ser 6 (nueva), el pozo arrancó con 80 RPM, 31 amph, 34% de torque aportando fluido en superficie inmediatamente con 100 psi en cabeza.

Figura 25. Distintos cuellos de pesca encontrados en el servicio a pozo #5.



Fuente. Ecopetrol Gerencia de Operaciones y Desarrollo Huila-Tolima

3.2.7 Séptima intervención (Prueba #1). El 27 de febrero de 2015 se realiza la séptima intervención al pozo con motivo de realizar una prueba a la barra lisa con la unidad *flush by* y TMX, la unidad tensiona la sarta con 15klbs (100% del peso de

la sarta). En el pulling se encuentra la barra lisa con desgaste y se decide reemplazarla por una nueva, el pozo arrancó con 80 RPM, 35 amph, 31% de torque aportando fluido en superficie inmediatamente con 100 psi en cabeza.

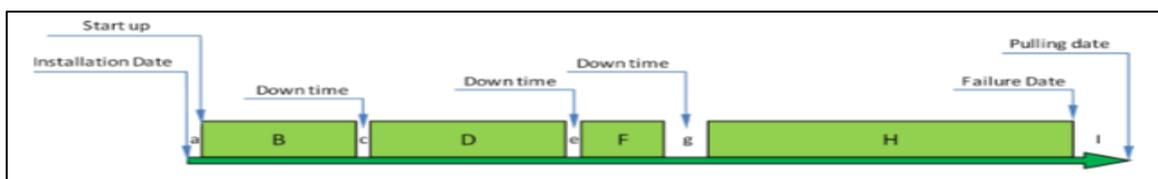
3.2.8 Octava intervención (Servicio a pozo #6). El 20 de marzo se realiza la octava intervención al pozo con la unidad *Flush By* y TMX, la unidad tensiona la sarta con 15klbs (100% del peso de la sarta). En el *pulling* se encuentra punto de ruptura a 2986 ft cerca a la conexión varilla-rotor, en esta ocasión se decide instalar 2722 ft de varilla continua Ser 6 (usada) + 10 varillas huecas de 1.9" x 30ft". El pozo arrancó con 80 RPM, 34 amph, 31% de torque aportando fluido en superficie inmediatamente con 60 psi en cabeza.

3.2.9 Novena intervención (Rediseño #1). El 26 de septiembre de 2015 se realiza la novena intervención al pozo con un *Rig*, el equipo tensionó la sarta de bombeo con 16 klbs (100 % del peso de la sarta). En el *pulling* de la sarta de varilla no se encuentra ningún punto de ruptura, por otro lado, en el *pulling* de la sarta de producción se encuentra desgaste severo en las paredes internas del elastómero y el ancla anti torque sin ancla. En esta ocasión se decide cambiar el sistema de levantamiento artificial del Pozo A por bombeo electrosumergible con un equipo serie 400 de 98 etapas, adicionalmente se realizó el cambio del cabezal de producción por el correspondiente cabezal del sistema electrosumergible. El pozo arrancó con 50 hz, 30 amp, 1382 Vol aportando fluido en superficie con presión en cabeza de 100 psi.

3.3 ANÁLISIS DE FALLAS

El run life de un equipo se define como el número de días que el equipo se encuentra operando en el pozo, este indicador no toma en cuenta el apagado del pozo o la falla; por otro lado, el run time si toma en cuenta la sumatoria de todo lo que duro el equipo instalado en pozo independientemente de si está operando o no⁷⁴, ver **Figura 26, Ecuación 8, Ecuación 9.**

Figura 26. Representación del cálculo del Run Life de un equipo



Fuente. RUBIANO. E, MARTIN. J. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification, SPE Artificial Lift Conference paper, Bahia, Brazil. 2015, p.10. Modificado por el autor

⁷⁴ RUBIANO. E, MARTIN. J. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification, SPE Artificial Lift Conference paper, Bahia, Brazil. 2015, p.10.

Ecuación 8. Cálculo de Run Life

$$Run\ Life = B + D + F + H$$

Fuente. RUBIANO. E, MARTIN. J. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification, SPE Artificial Lift Conference paper, Bahia, Brazil. 2015, p.10.

Ecuación 9. Cálculo de Run Time

$$Run\ Time = a + B + c + D + e + F + g + H + i$$

Fuente. RUBIANO. E, MARTIN. J. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification, SPE Artificial Lift Conference paper, Bahia, Brazil. 2015, p.10.

Este es un indicador que nos permite determinar la vida útil promedio de un equipo o de los componentes del sistema de levantamiento artificial. Para el caso del pozo de estudio, el promedio de Run Life de la sarta de varilla convencional es de 42 días, de la varilla continua 45 días y de la varilla hueca 150 días, aclarando que en la última intervención del pozo no fue debido a la sarta de varilla hueca implementada.

Por otro lado, en cuanto a la clasificación de las fallas en el Pozo A, se puede decir que dos de ellas fueron No PCP (Pozo Arenado, Rediseño) y el resto fueron Fallas ALS (Varilla Partida). El análisis se centrará en las fallas por varilla partida.

3.3.1 Análisis del Servicio a pozo #2. Esta intervención se dio lugar 75 días luego del Workover en el Pozo A, debido a la ruptura en la sarta de varilla convencional

3.3.1.1 Condiciones de operación antes del Servicio a pozo #2. Las condiciones de operación del sistema antes de la falla se pueden apreciar en la **Tabla 6**, se debe aclarar que en el Campo Yaguará, durante las fallas descritas en este capítulo, no contaba con un monitoreo en tiempo real, por lo tanto, la única información validada era la que tomaba el recorridor durante cada ronda.

Tabla 6. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #2

Condición	Valor	Unidad
Run Life	75	días
Caudal Fluido	1269	BFPD
Caudal de Aceite	17	MSCF
Caudal de Gas	59	BOPD
Velocidad de la Barra lisa	245	RPM
Corte de Agua	95,351	%
THP	130	psi

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

3.3.1.2 Varilla partida convencional #1: En la junta # 30 se presenta punto de ruptura en el acople superior de la varilla, profundidad aproximada de 738 ft-MD con DLS de 4. 3º/ 100 FT con *hole angle* 11º y *hole angle change* 4. 3º/ 100 FT, evidencia desgaste por rozamiento y presencia de corrosión.

3.3.2 Análisis del Servicio a pozo #3. Esta intervención se dio lugar 10 días después del servicio a pozo #2, debido nuevamente a la ruptura de la sarta de varilla convencional.

3.3.2.1 Condiciones de operación antes del Servicio a pozo #3. Las condiciones de operación del sistema antes de la falla se pueden apreciar en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #3.

Condición	Valor	Unidad
Run Life	10	días
Caudal Fluido	1301	BFPD
Caudal de Gas	17	MSCF
Caudal de Aceite	54	BOPD
Velocidad de la Barra lisa	245	RPM
Corte de Agua	95,849	%
THP	120	psi

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

3.3.2.2 Varilla partida convencional #2: En la junta #20 se presenta punto de ruptura en el hombro superior de la varilla, profundidad aproximada de 535 ft-MD con DLS de 3 grados/ 100 FT con *hole angle* 2º y *hole angle change* 2. 92º/ 100 FT, evidencia desgaste por rozamiento y leve presencia de corrosión. Se debe aclarar que la varilla partida no hace parte de las nuevas que se instalaron en el servicio anterior, por lo tanto, el desgaste es acumulado.

3.3.3 Análisis del Servicio a pozo #4. Esta intervención se dio lugar 58 días después del Servicio a Pozo #3, debido esta vez a la ruptura en la sarta de varilla continua.

3.3.3.1 Condiciones de operación antes del Servicio a pozo #4. Las condiciones de operación del sistema antes de la falla se pueden apreciar en la **Tabla 8**.

Tabla 8. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #4.

Condición	Valor	Unidad
Run Rife	58	días
Caudal Fluido	1241	BFPD
Caudal de Gas	12	MSCF
Caudal de Aceite	54	BOPD
Velocidad de la Barra lisa	250	RPM
Corte de Agua	95,649	%
THP	130	psi

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

3.3.3.2 Varilla partida continua #1: En el cuerpo de la varilla continua se presenta ruptura a una profundidad aproximada de 785 ft-MD con DLS de 5°/ 100 FT con *hole angle* 13° y *hole angle change* 4. 62°/ 100 FT, evidencia desgaste por rozamiento y leve presencia de corrosión. El desgaste era mínimo en toda la sarta de varilla a excepción de la zona cercana a alto *dog leg* (500 ft-MD-1000 ft-MD)

3.3.4 Análisis del Servicio a pozo #5. Esta intervención se dio lugar 35 días después del Servicio a Pozo #4, debido esta vez a la ruptura en la sarta de varilla continua en dos puntos.

3.3.4.1 Condiciones de operación antes del Servicio a pozo #5. Las condiciones de operación del sistema antes de la falla se pueden apreciar en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #5.

Condición	Valor	Unidad
Run Life	35	días
Caudal Fluido	1187	BFPD
Caudal de Gas	13	MSCF
Caudal de Aceite	62	BOPD
Velocidad de la Barra lisa	250	RPM
Corte de Agua	94,77	%
THP	120	psi

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

3.3.4.2 Varilla partida continua #2: En el cuerpo de la varilla continua se presenta ruptura en dos tramos, el primero a una profundidad aproximada de 1150 ft-MD con DLS de 4.76°/ 100 FT con *hole angle* 26.7° y *hole angle change* 4.75°/ 100 FT, evidencia desgaste por rozamiento; el segundo a una profundidad de 1875ft-MD con DLS de 1.84°/ 100 FT con *hole angle* 46.9° y *hole angle change* 0.49°/ 100 FT, evidencia desgaste por rozamiento, adicionalmente este punto de ruptura es cercano al punto de soldadura, lo que incrementa la superficie de contacto entre la varilla continua y la tubería creando una especie de *coupling* en el punto de

soldadura.

3.3.5 Análisis del Servicio a pozo #6. Esta intervención tuvo lugar 41 días después del Servicio a Pozo #5, debido a la ruptura en la sarta de varilla continua.

3.3.5.1 Condiciones de operación antes del Servicio a pozo #6. Las condiciones de operación del sistema antes de la falla se pueden apreciar en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Condiciones de operación del Pozo A antes del servicio a pozo #6.

Condición	Valor	Unidad
Run Life	41	días
Caudal Fluido	922	BFPD
Caudal de Gas	12	MSCF
Caudal de Aceite	31	BOPD
Velocidad de la Barra lisa	195	RPM
Corte de Agua	96,638	%
THP	120	psi

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

3.3.5.2 Varilla partida continua #3. En el cuerpo de la varilla continua se presenta ruptura a una profundidad aproximada de 2986 ft-MD con DLS de 1.03%/ 100 FT con *hole angle* 50° y *hole angle change* 0. 64%/ 100 FT, evidencia desgaste por rozamiento y leve presencia de corrosión.

A continuación, se presenta un resumen del análisis realizado a cada uno de los servicios realizados al Pozo A, ver **Tabla 11**.

Tabla 11. Resumen de las intervenciones al Pozo A

Servicio a Pozo	Run Life (días)	Caudal (BFPD)	Caudal de Gas (MSCF)	Caudal de aceite (BOPD)	Velocidad de la barra lisa (RPM)	Corte de agua (%)	THP (psi)	Varilla retirada	Varilla instalada
2	75	1269	17	59	245	95,3	130	Convencional	Convencional
3	10	1301	17	54	245	95,8	120	Convencional	Continua
4	58	1241	12	54	250	95,6	130	Continua	Continua
5	35	1187	13	62	250	94,7	120	Continua	Continua
6	41	922	12	31	195	96,6	120	Continua	Hueca

3.4 USO DE LA CLASIFICACIÓN RIFT PARA LAS FALLAS PCP

En la siguiente sección se describe la metodología RIFT usada para el análisis y clasificación de las fallas en el Pozo A.

3.4.1 Antecedentes. La compañía *C-Fer technologies*, es conocida mundialmente por el desarrollo de aplicaciones para el análisis de los sistemas de levantamiento artificial en la industria del petróleo, uno de los principales servicios que ofrece es el análisis causa-raíz de las fallas presentadas en el sistema de producción. Debido a su amplia trayectoria en determinar el porqué de las fallas, la compañía estableció en conjunto con 19 compañías operadoras, de clase mundial, una metodología que ayuda a clasificar, registrar y archivar, bajo la misma terminología, las fallas presentadas en el sistema de levantamiento artificial de bombeo de cavidades progresivas. Para lograr que esta propuesta se alinee a la normatividad vigente se basó en los siguientes estándares: ISO 14224 e ISO 15136⁷⁵.

3.4.2 Alcance. Debido a que en un pozo productor intervienen otros componentes no relacionados con el sistema de levantamiento artificial es importante definir la frontera del sistema, **Anexo A**, lo que ayuda a discretizar si la causa raíz de la falla fue el bombeo de cavidades progresivas o no. Por otro lado, se debe aclarar que la metodología presentada solo aplica en el bombeo de cavidades progresivas con motor en superficie, esto debido a que el sistema ES-PCP posee motor de fondo y está fuera del alcance de este proyecto.

3.4.3 Metodología. A continuación, se presenta el flujo que se debe seguir para la aplicación de la metodología RIFT (*Reliability Information and Tracking System*).

3.4.3.1 Razón de Pulling. Esta se define como el motivo por el cual se retira parcial o totalmente el sistema de bombeo de cavidades progresivas. Esta se debe definir una vez la compañía operadora decide que el sistema debe ser retirado del pozo debido a una falla o alguna otra circunstancia, ver **Anexo A**.

En el caso donde se considere una falla en el pozo, uno o varios de los componentes del sistema de levantamiento artificial es retirado bien sea para inspección, reparación o reemplazo. Cuando esto ocurre las evidencias del *pulling* son cruciales para determinar el origen de la falla.

Por otro lado, cuando se debe retirar uno o varios componentes del sistema por cualquier otra circunstancia diferente a una falla, se debe identificar y registrar la razón. Entre estos motivos se encuentran: Cambio de sistema de levantamiento, conversión de pozo inyector a productor, estimulación, abandono, toma de registros, entre otras.

⁷⁵ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Standards Catalogue [en línea]. < <https://www.iso.org/standard/36979.html> > [consultado el 23 de diciembre de 2017].

3.4.3.2 Posibles elementos primarios fallados. Una vez realizado el *pulling* del sistema y recolectadas todas las evidencias, se procede a establecer cuáles fueron los elementos que fallaron durante la operación. Si un componente por fuera de la frontera del sistema PCP no cumple su función de la manera requerida y esto ocasionó que el sistema PCP fallara, el elemento primario fallado es el que esta fuera de la frontera del sistema PCP. Por ejemplo, la deficiencia en la inyección de tratamiento químico por un capilar al fondo debido al bloqueo de este durante la instalación, generó que el fluido corrosivo deteriorara las conexiones de las varillas. El primer componente fallado sería en este caso el tubo capilar para inyección seguido por la sarta de varilla.

Para realizar la clasificación de los componentes fallados, se realiza lo siguiente:

- Falló algún componente del pozo.
- El componente fallado pertenece al sistema PCP, ver **Anexo A**.
- En el caso en el que la falla se haya presentado en el sistema PCP determinar el componente que falló, ver **Anexo A**.
- Una vez identificado el componente fallado, determinar con las evidencias recolectadas en el *pulling* el subcomponente fallado.
- Intervenciones *Rigless*: El bombeo de cavidades progresivas permite retirar la sarta de varilla del pozo con un equipo *Rigless, Flush By* o RSU, en el caso en el que la intervención sea con un equipo de estos, se debe considerar que si una vez realizada la intervención no se reemplazó ningún componente de la sarta de varilla y el pozo quedo en funcionamiento no se considera falla y por lo tanto no se debe clasificar y almacenar según la metodología RIFT.

3.4.3.3 Descripción. Cuando se ha realizado el *pulling* del componente fallado se procede a describir y caracterizar el mecanismo de falla, ver **Anexo A**. Este es el proceso químico o mecánico que se puede observar en las evidencias del *pulling* que ayuda a determinar la causa raíz de la falla.

3.4.3.4 Causa de falla. En el momento en el que se ha definido e identificado el componente primario fallado y realizada su respectiva descripción se procede a determinar la causa de la falla. Para esto se debe recolectar toda la información disponible de las condiciones de operación del pozo, el estado mecánico, la geometría del pozo, el historial de producción de arena/scale de la formación productora, historial de intervenciones, eventos externos a la operación del campo y toda la información que ayude a responder la pregunta ¿Que se pudo haber hecho diferente para evitar que ocurriera la falla?.Debido a todos los factores que intervienen en el funcionamiento de un pozo productor de petróleo se debe descartar, en el siguiente orden, la causa general de la falla:

- a) Selección y diseño del sistema de levantamiento artificial
- b) Manufactura
- c) Almacenamiento y transporte del equipo
- d) Instalación
- e) Equipo de superficie
- f) Operación
- g) Fluidos del yacimiento
- h) Completamiento
- i) Otro
- j) Desconocido

Por otro lado, cada una de las causas generales de falla está asociada a un conjunto de causas específicas que ayudan a delimitar cual fue verdaderamente el motivo por el que el sistema falló, ver **Anexo A**.

Finalmente, una vez concluido cada uno de los pasos para determinar la causa de la falla, según la metodología RIFT, se procede a construir un cuadro que compilen cada una de las conclusiones alcanzadas. Para el presente proyecto los resultados obtenidos para las fallas presentadas en el Pozo A se aprecian en el **Cuadro 1**.

Con esto se puede determinar que la geometría del pozo y el constante rozamiento entre la sarta de varilla y la tubería de producción es la principal causa de falla de las distintas sargas de varillas implementadas en el pozo A, aunque este es un problema que no se puede solucionar desde la raíz de la falla (geometría del pozo) si se pueden implementar nuevas tecnologías en el sistema de levantamiento artificial que ayuden a mitigar la frecuencia de estas fallas, como lo es el uso de las varillas huecas.

Cuadro 1. Consolidado de fallas en el Pozo A

Servicio	Razón De <i>Pulling</i>		Posibles Elementos Primarios Fallados				Descripción		Causa De Falla		
	General	Específica	Sistema	¿Falló?	Componente	Tipo De Varilla	Subcomponente	Categoría	Descripción	Causa General	Causa Específica
2	Condición Anormal De Operación	Sin Flujo En Superficie	PCP	SI	Varilla	Convencional	Acople	Mecánica	Fracturado	Completamiento	Rozamiento
3	Condición Anormal De Operación	Sin Flujo En Superficie	PCP	SI	Varilla	Convencional	Hombro	Mecánica	Fracturado	Completamiento	Rozamiento
4	Condición Anormal De Operación	Sin Flujo En Superficie	PCP	SI	Varilla	Continua	Cuerpo	Mecánica	Fracturado	Completamiento	Rozamiento
5	Condición Anormal De Operación	Sin Flujo En Superficie	PCP	SI	Varilla	Continua	Cuerpo	Mecánica	Fracturado	Completamiento	Rozamiento
6	Condición Anormal De Operación	Sin Flujo En Superficie	PCP	SI	Varilla	Continua	Cuerpo	Mecánica	Fracturado	Completamiento	Rozamiento

4. SIMULACIÓN DE LAS DIVERSAS SARTAS DE VARILLAS IMPLEMENTADAS EN EL POZO A

En el siguiente capítulo se realiza una breve descripción del simulador utilizado (PC-Pump) y de las consideraciones que se tuvieron en cuenta para realizar cada uno de los tres escenarios de simulación para cada sarta de varilla implementada en el Pozo A (varilla convencional, varilla continua y varilla hueca).

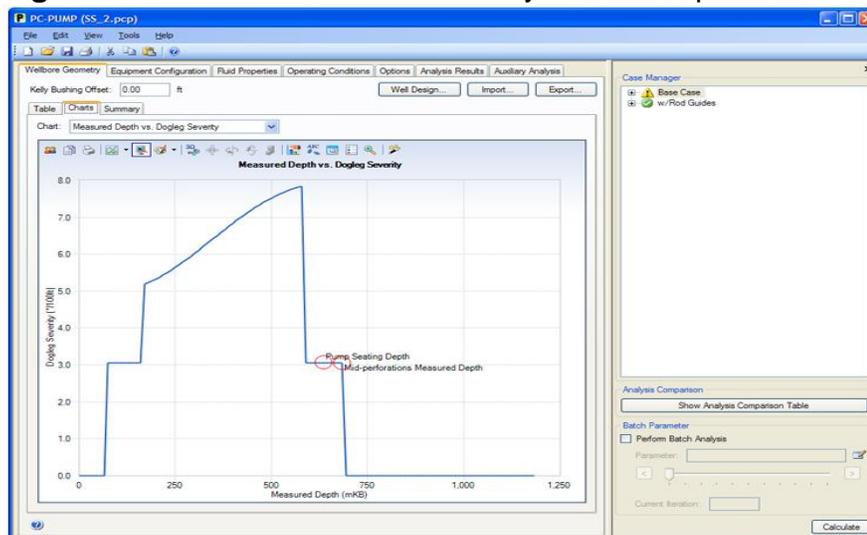
4.1 DESCRIPCIÓN DE PC-PUMP

Es el simulador líder a nivel mundial para el análisis, diseño y evaluación de aplicaciones del bombeo de cavidades progresivas en pozos productores de petróleo y arenas bituminosas. Posee una extensa base de datos actualizada constantemente por los proveedores de equipos y accesorios para PCP haciendo que sea el simulador más completo al momento de querer evaluar el desempeño de un diseño PCP desde los componentes de fondo hasta superficie.

Es el simulador escogido debido a que es el único que permite evaluar el desgaste en la tubería y la fatiga mecánica en la sarta de varilla. El simulador posee las siguientes secciones:

4.1.1 Geometría del pozo. Esta ventana, ver **Figura 27**, permite al usuario ingresar una serie de trayectorias de pozo pre establecidas (Pozo vertical, Pozo desviado 45°, Pozo Horizontal) o de crear una a partir de un archivo .txt o copiarla a de un archivo de Excel.

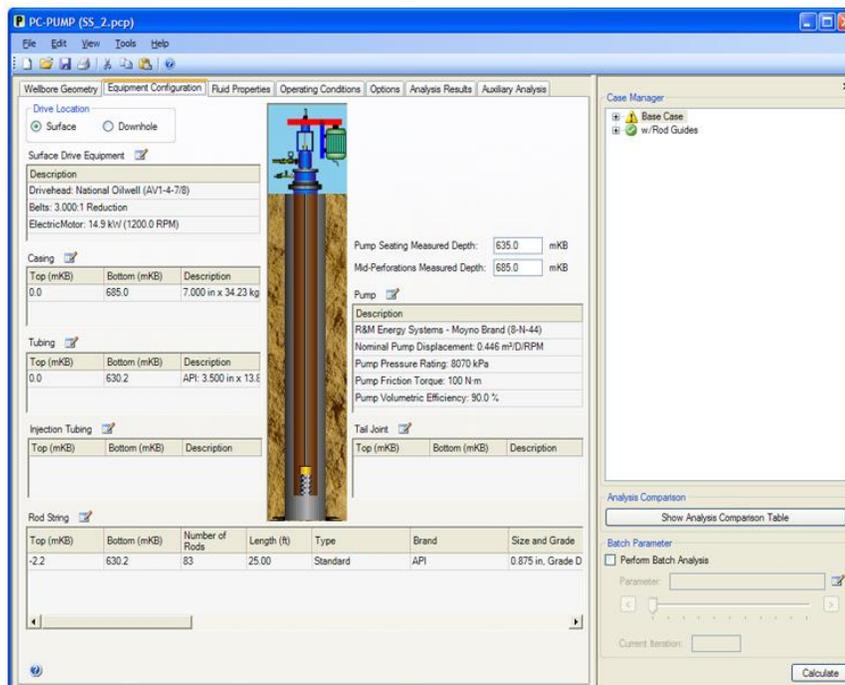
Figura 27. Ventana de edición de trayectoria del pozo.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

4.1.2 Configuración del sistema. Este módulo, ver **Figura 28**, permite al usuario ingresar información referente al estado mecánico del pozo (Diversos tamaños de tubería de revestimiento/producción y diferentes metalurgias), construir una sarta de bombeo con varillas de varios fabricantes y finalmente escoger la bomba de cavidades progresivas de fondo para ser evaluada. Adicionalmente si se desea se puede evaluar la implementación de una bomba de cavidades progresivas con motor en fondo ESPCP.

Figura 28. Ventana de configuración del equipo.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

4.2.1.1 Selección de la bomba de fondo. Esta ventana permite seleccionar una o varias bombas de las 2000 cargadas en la base de datos del simulador. Además, contiene las siguientes ventajas:

- Ingresar información de las pruebas realizadas en laboratorio a la bomba de estudio
- Ingresar un nuevo diseño de bomba no existente
- Calcular la eficiencia volumétrica en función de la presión diferencial y la velocidad de bombeo.
- Estimar la interferencia entre el rotor y el estator en función del torque y la eficiencia del sistema.

4.2.1.2 Sección de tubería. Esta ventana permite ingresar la tubería de revestimiento del pozo, la tubería de producción, tubos de cola y capilares de inyección. Además de estimar según las variables de entrada que tubería se ajusta mejor a la simulación planteada y notificar si la bomba seleccionada puede entrar con facilidad en la tubería de revestimiento.

4.2.1.3 Selección de la sarta de varilla. Esta ventana permite al usuario construir la sarta de bombeo con cualquier combinación de los distintos tipos de varilla, bien sea convencional, continua o hueca. Además de poder introducir guías inyectadas y centralizadores, con base en la máxima carga de contacto que puede soportar el diseño escogido.

4.2.1.4 Selección del equipo de superficie. Esta ventana permite escoger el tipo de cabezal instalado o definir cuál es la mejor opción para las condiciones de operación del diseño a evaluar.

4.2.1.5 Selección del motor de fondo. Esta sección es solo para el sistema ESPCP, la cual no hace parte del desarrollo de este proyecto.

4.1.3 Propiedades del fluido. Esta sección le permite al usuario decidir qué tipo de modelo del fluido que desea ingresar según las propiedades del yacimiento y del pozo. Se puede escoger entre flujo monofásico (sin gas) donde con solo la densidad del fluido a condiciones de superficie y la composición de este se puede calcular la densidad a la entrada de la bomba, el modelo de viscosidad permite modelar el comportamiento de esta propiedad en función de la temperatura, esfuerzos de corte, porcentaje de agua en el fluido. En caso de escoger modelar el flujo multi fásico en función de la profundidad de asentamiento de la bomba y estimar la cantidad de gas que puede ingresar a la misma.

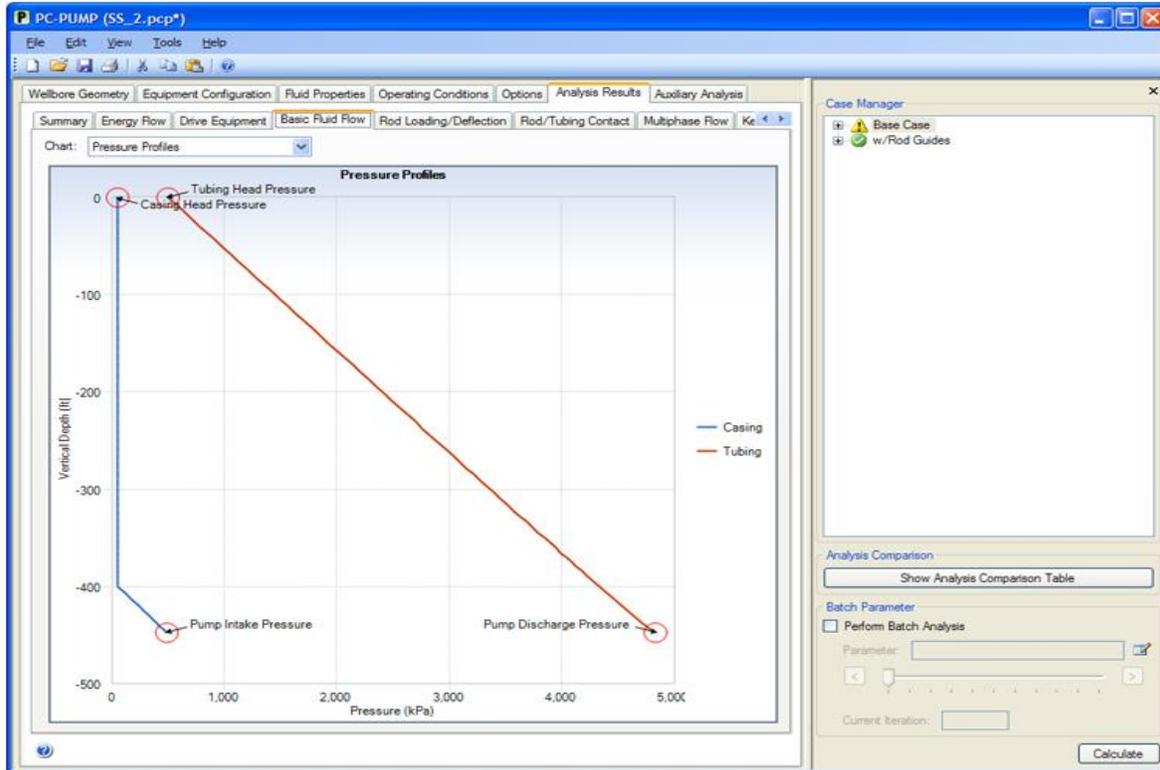
4.1.4 Parámetros operacionales. Esta sección permite establecer un amplio rango de variables operativas a la que estará sometido el sistema de levantamiento como, por ejemplo: caudal esperado, revoluciones por minuto, PIP, nivel de sumergencia, corte de agua, viscosidad, temperatura de fondo y modelo IPR.

4.1.5 Cálculo de Eficiencia. Permite calcular y analizar la eficiencia en el consumo de energía en los diferentes componentes del sistema, y como cambia en función del tiempo y de las condiciones de operación del pozo.

4.1.6 Cambios de presión en el fluido. Muestra el perfil de pérdida de energía del fluido en forma de presión en función de la profundidad, TDH, recirculación, además

de mostrar las pérdidas asociadas al volumen ocupado por el cuerpo de la varilla o a las guías de la sarta de bombeo, ver **Figura 29**.

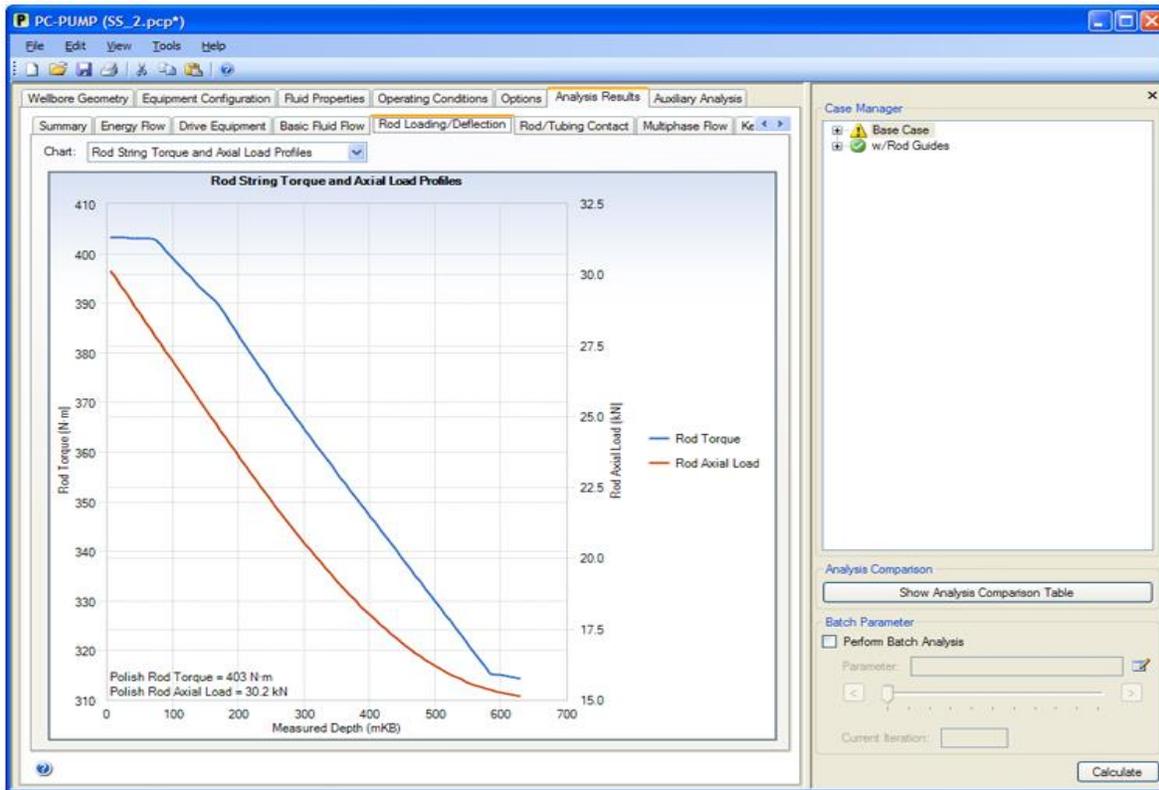
Figura 29. Perfiles de cambios en la presión del fluido del pozo.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

4.1.7 Cargas en las varillas y deflexiones. Muestra en una gráfica el torque requerido, carga axial, esfuerzo efectivo, deflexión y rotación en función de la profundidad medida, ver **Figura 30**.

Figura 30. Perfiles de carga axial y torque en la sarta de varilla.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

4.1.8 Contacto Varilla/Tubería. Muestra en una gráfica las cargas de contacto de la varilla, distribución de la carga total, puntos de contacto entre la varilla y la tubería, en función de la profundidad medida y del *dog leg severity*.

4.1.9 Desgaste Varilla/Tubería. Característica única del simulador que permite predecir las velocidades y severidad del desgaste debido al contacto entre la sarta de bombeo y la sarta de producción, en función de la profundidad medida.

4.1.10 Asentamiento de la arena. En pozos con antecedentes de producción de arena, como el Pozo A, es importante calcular la velocidad de asentamiento de las partículas sólidas para predecir si los sólidos llegaran a superficie o se decantarán al fondo. En la mayoría de los casos se recomienda que la velocidad del fluido sea mayor que la velocidad de asentamiento, aunque esta condición puede generar erosión en las paredes interna de la tubería.

4.2 DESCRIPCIÓN DE DATOS DE ENTRADA

Como se mencionó anteriormente, para que el simulador reproduzca las condiciones que deseamos evaluar debemos ingresar la información necesaria para dicho fin, por lo cual a continuación se describirá la información requerida para plantear los tres casos de simulación.

4.2.1 Geometría del pozo. En esta sección solo basta con ingresar el *Survey* del pozo, proporcionado por Ecopetrol, ver **Anexo B**, en la sección *Wellbore Geometry* (1), Tabla (2), Importar (3), y traer el archivo de Excel. Como se muestra en la **Figura 31** y automáticamente el simulador entrega el siguiente resumen, ver **Tabla 12**, y la siguiente gráfica, ver **Grafica 6**.

Figura 31. Sección de Geometría del Pozo A.

Stn #	Measured Depth (ft)	Hole Angle (°)	Azimuth (°)	Dogleg Severity			Hole Angle Change (°/100ft)	Vertical Depth (ft)	Horizontal Distance (ft)	Latitude (ft)	Departure (ft)	Vertical Section (ft)
				Overall (°/100ft)	Vertical (°/100ft)	Plan (°/100ft)						
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	429.40	0.40	123.20	0.09	0.09	0.00	0.09	429.40	1.50	-0.82	1.25	1.28
3	460.20	0.70	101.70	1.17	0.97	0.64	0.97	460.20	1.78	-0.92	1.53	1.56
4	491.00	1.30	84.40	2.16	1.95	0.93	1.95	490.99	2.26	-0.92	2.06	2.09
5	521.80	2.20	80.80	2.94	2.92	0.34	2.92	521.78	3.10	-0.79	2.99	3.02
6	552.60	3.50	77.40	4.25	4.22	0.53	4.22	552.54	4.52	-0.49	4.49	4.51
7	583.20	4.90	75.20	4.60	4.58	0.52	4.58	583.05	6.67	0.04	6.67	6.66
8	614.00	6.40	72.80	4.93	4.87	0.76	4.87	613.70	9.62	0.89	9.58	9.54
9	649.10	8.00	69.90	4.67	4.56	1.03	4.56	648.53	13.93	2.31	13.74	13.65
10	678.00	9.30	68.90	4.53	4.50	0.52	4.50	677.10	18.22	3.84	17.81	17.66
11	712.20	10.60	69.00	3.80	3.80	0.05	3.80	710.78	24.07	5.96	23.32	23.10
12	742.10	11.90	69.00	4.35	4.35	0.00	4.35	740.11	29.88	8.05	28.77	28.46
13	772.40	13.30	71.30	4.91	4.62	1.65	4.62	769.68	36.47	10.29	34.99	34.60
14	802.60	14.70	72.60	4.75	4.64	1.04	4.64	798.98	43.77	12.55	41.94	41.46
15	832.80	16.00	74.30	4.55	4.30	1.49	4.30	828.10	51.77	14.82	49.60	49.04
16	862.40	17.30	75.20	4.48	4.39	0.87	4.39	856.46	60.24	17.05	57.78	57.14
17	891.90	18.20	75.90	3.14	3.05	0.72	3.05	884.55	69.23	19.29	66.49	65.76
18	921.80	19.20	75.90	3.34	3.34	0.00	3.34	912.88	78.81	21.63	75.79	74.97
19	951.90	20.20	76.20	3.34	3.32	0.34	3.32	941.21	88.95	24.07	85.64	84.72
20	981.90	21.00	76.20	2.67	2.67	0.00	2.67	969.29	99.50	26.59	95.89	94.87
21	1011.50	22.40	76.50	4.74	4.73	0.37	4.73	996.80	110.44	29.17	106.52	105.41
22	1041.60	23.50	77.40	3.84	3.65	1.17	3.65	1024.51	122.17	31.82	117.96	116.74

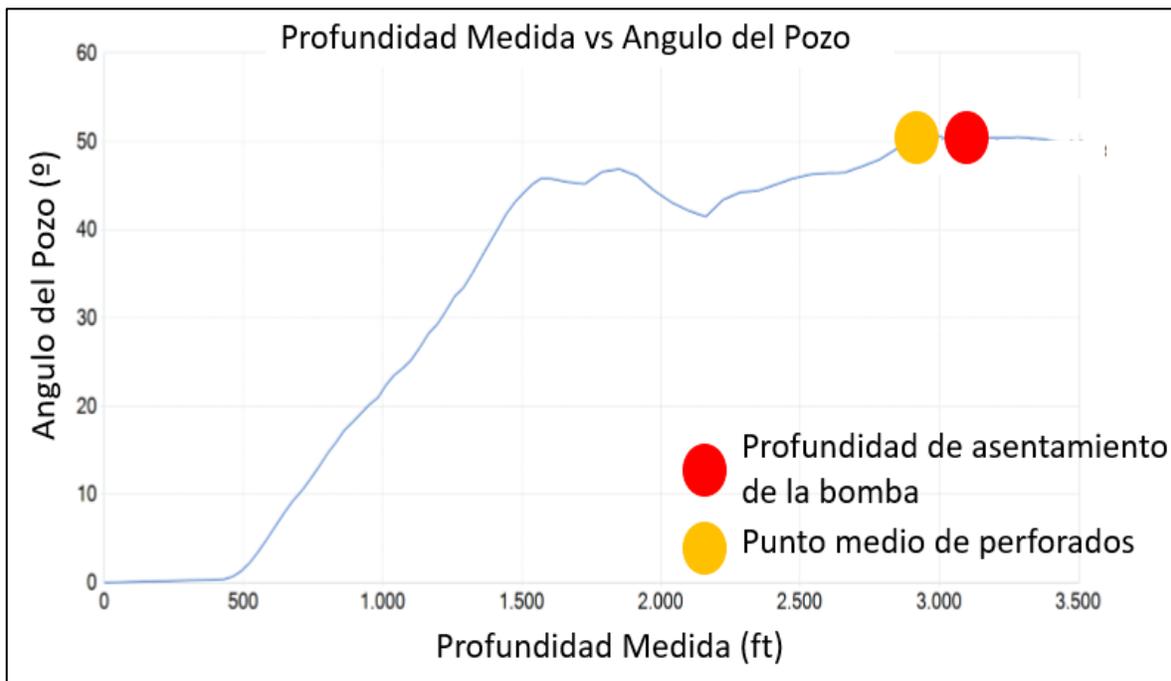
Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

Tabla 12. Propiedades de la geometría del Pozo A.

Característica	Valor	Unidad
Intervalo promedio Registrado	47,3	ft
Azimut Final	92,05	°
Ángulo final del pozo	49,39	°
Horizontal Off set	1826,2	ft
Profundidad total medida	3500	ft
Profundidad total vertical	2770,6	ft
Máximo dog leg	6,1	°/100ft
Profundidad del máximo dog leg	1382,7	ft-MD

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

Gráfica 6. Cambio de ángulo de inclinación en función de la profundidad medida en el Pozo A.



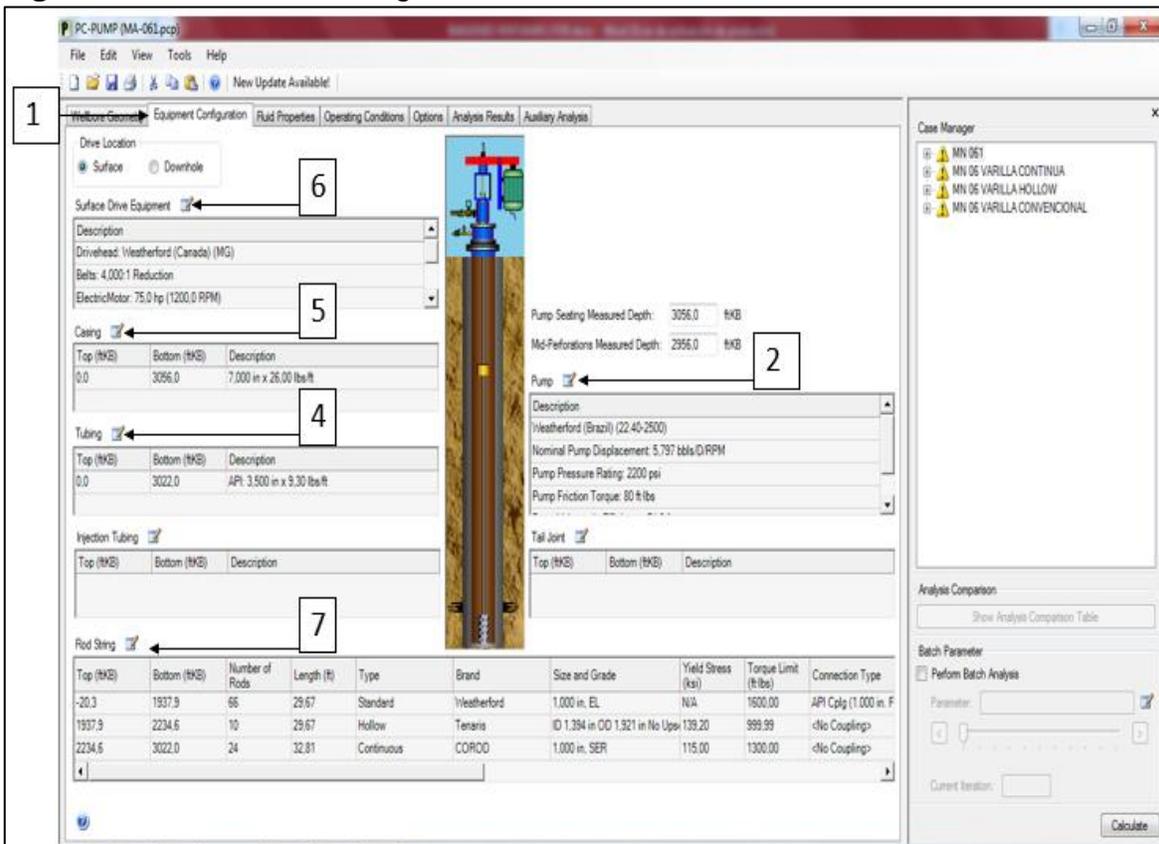
Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

De la **Gráfica 4** y de la **Gráfica 6** se puede evidenciar como los fuertes cambios de ángulo y las tortuosidades generadas en la perforación del Pozo A contribuyen a las repetitivas fallas en la sarta de varilla.

4.2.2 Configuración del sistema. En esta sección se debe ingresar cada uno de los componentes del pozo y del sistema de levantamiento artificial, como se van a simular tres escenarios distintos, primero se describen los componentes que permanecen constantes en cada uno de los escenarios a evaluar.

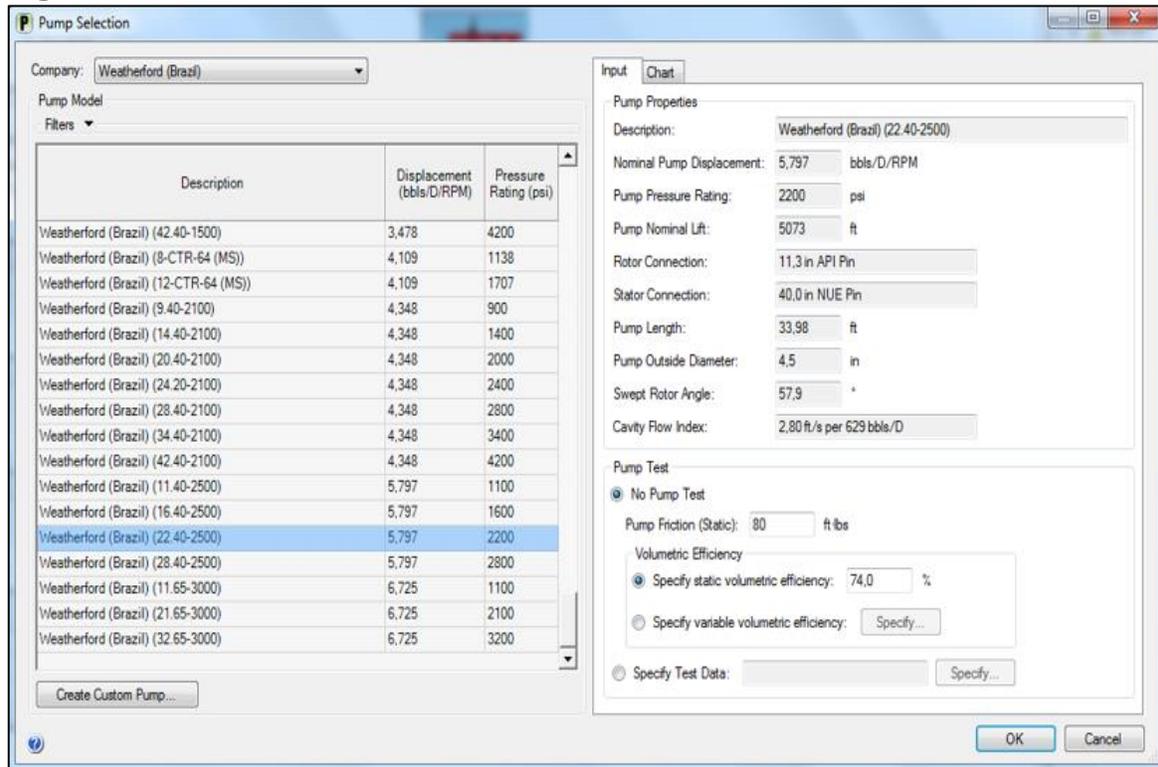
4.2.2.1 Selección de la Bomba de fondo. La bomba utilizada en cada uno de los escenarios es la misma, para esto se debe ir a la sección *Equipment configuration* (1), Editar (2), y seleccionar la bomba entre las cargadas en el simulador (Bomba 22-40-2500), ver **Figura 32** y **Figura 33**. El programa tiene cargada toda la información relevante para esta bomba, como el desplazamiento generado, tamaño, levantamiento nominal, entre otras características mencionadas en el Capítulo 2, el usuario puede modificar la eficiencia obtenidas con pruebas de laboratorio y con base en esto se genera la **Tabla 13**.

Figura 32. Sección de configuración del sistema de levantamiento artificial.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

Figura 33. Ventana de selección de la bomba utilizada en el Pozo A.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

Tabla 13. Principales características de la bomba de cavidades progresivas instalada en el Pozo A.

Característica	Valor	Unidad
Modelo	22-40-2500	No Aplica
Desplazamiento	5,797	BFPD/rpm
Presión de operación	2200	psi
Torque de fricción	80	lbf*ft
Eficiencia Volumétrica	74	%

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

Las curvas de eficiencia de la bomba utilizada en el Pozo A se pueden observar en el **Anexo C**.

4.2.2.2 Sarta de tubería. La tubería estándar para el Pozo A, ver **Tabla 14**, se debe seleccionar en la sección *Equipment configuration* (1), Tubería (4), como se muestra en la **Figura 32**.

Tabla 14. Tubería de producción instalada del Pozo A.

Diámetro exterior del cuerpo (in)	Diámetro interior del cuerpo (in)	Libraje (lbm/ft)	Tope (ft-MD)	Base (ft-MD)	Diámetro exterior de la conexión (in)
3,5	2,067	9,3	0	3022	4,5

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

4.2.2.3 Tubería de revestimiento. El revestimiento de producción que se instaló en el Pozo A en la época de la perforación, ver **Tabla 15**, se debe seleccionar en la sección *Equipment configuration* (1), *Casing* (5), como se muestra en la **Figura 32**.

Tabla 15. Revestimiento de producción instalado en el Pozo A.

Diámetro exterior del cuerpo (in)	Diámetro interior del cuerpo (in)	Libraje (lbm/ft)	Tope (ft-MD)	Base (ft-MD)
7	6,276	26	0	3056

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

4.2.2.4 Equipo de superficie. Se debe seleccionar el instalado en el Pozo A, ver **Tabla 16**, en la sección *Equipment configuration* (1), *Surface Drive Equipment* (6), como se muestra en la **Figura 6**. Adicionalmente se debe tener en cuenta seleccionar la ubicación del motor en superficie, ya que el programa permite seleccionar la ubicación en fondo solo cuando se desea simular sistema ESPCP. Las curvas de operación del equipo de superficie seleccionado se pueden encontrar en el **Anexo C**.

Tabla 16. Principales características del cabezal de rotación instalado en el Pozo A.

Característica	Valor	Unidad
Compañía	Weatherford	N/A
Modelo	MG	N/A
Máximo torque en el eje	2000	lb*ft
Potencia máxima	125,1	hp
Máxima velocidad (en la barra lisa)	600	RPM
Eficiencia de transmisión de potencia	96	%
Relación de poleas	4:1	No aplica
Velocidad del motor	1188	RPM
Frecuencia de entrada	60	Hz
Voltaje de entrada	460	V
Corriente máxima del motor	76,2	Amph

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

4.2.2.5 Selección de la sarta de varilla. Debido a que la evaluación de la implementación de la sarta de varilla hueca es el objeto de estudio es necesario plantear tres escenarios distintos a simular, el primero de ellos es con sarta de varilla convencional (ELECTRA 1in), el segundo es la sarta de varilla continua (CoRod SER 6 1in), y por último una sarta de varilla hueca. La configuración de cada una de las sargas evaluadas se puede encontrar en el **Anexo D**. Un resumen de las distintas sargas se puede encontrar en la **Tabla 17**.

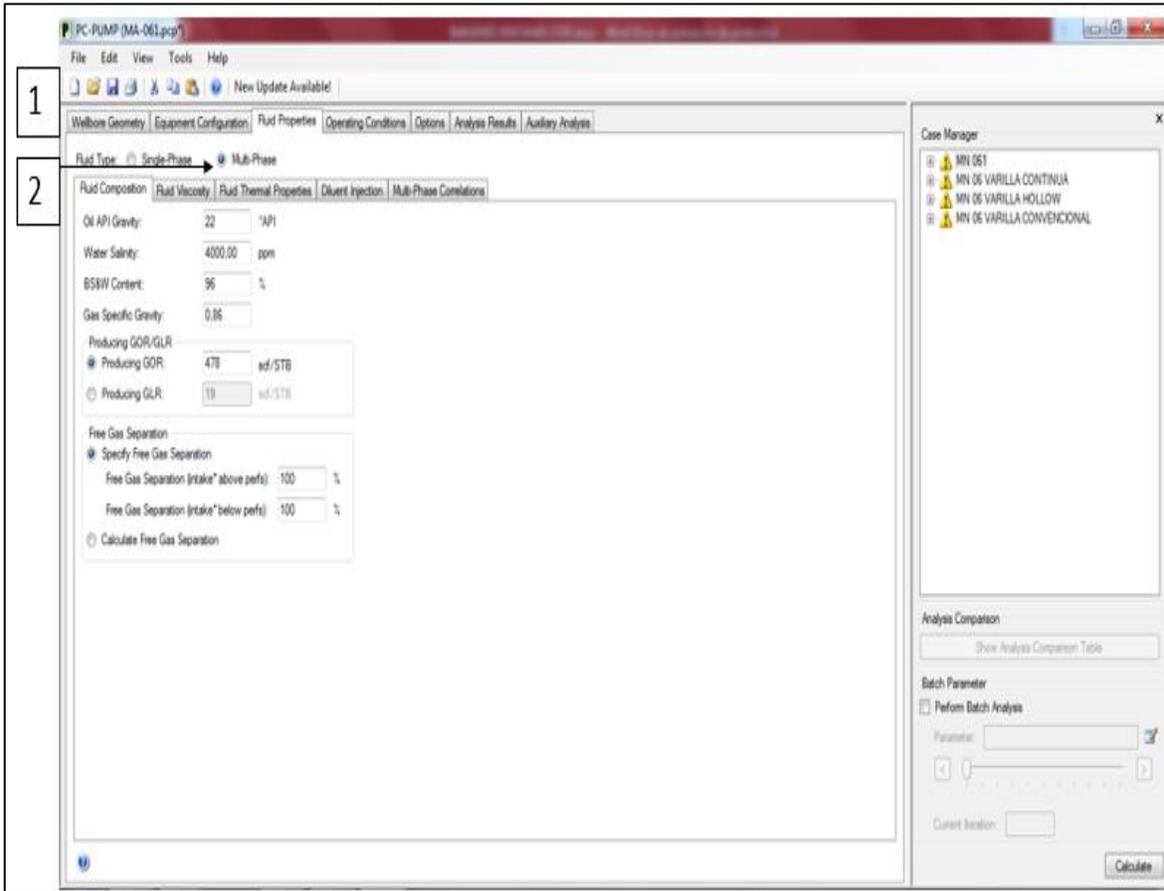
Tabla 17. Resumen de las sargas de varillas seleccionadas

Desde (ft-MD)	Hasta (ft-MD)	Número de varillas	Sarga de varilla		Longitud (ft/varilla)	Yield Stress (ksi)	Torque limite (lb*ft)
0	3022	121	Tipo	Convencional	25	N/A	1600
			Marca	Weatherford			
			Tamaño y Grado	1 in; ELECTRA			
			Tipo de conexión	Solo por coupling			
			Material de la conexión	Acero al carbono			
			Material de las guías	N/A			
			Guías	N/A			
0	3022	93	Tipo	Continua	32,81	115	1300
			Marca	Weatherford			
			Tamaño y Grado	1 in; Corod SER 6			
			Tipo de conexión	N/A			
			Material de la conexión	N/A			
			Material de las guías	N/A			
			Guías	N/A			
0	3022	102	Tipo	Hueca	29,67	139,2	999
			Marca	Tenaris			
			Tamaño y Grado	ID 1,394in-OD 1,921; PCPRod1000			
			Tipo de conexión	Interna			
			Material de la conexión	N/A			
			Material de las guías	N/A			
			Guías	N/A			

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

4.2.3 Propiedades de los fluidos. Las características que gobiernan el flujo de los fluidos en un pozo productor de petróleo deben ser calculadas rigurosamente, ya que de esto depende el óptimo funcionamiento del sistema de levantamiento artificial, en especial en el bombeo de cavidades progresivas, como se mencionó en el Capítulo 2. Para realizar este procedimiento se debe ir a la sección *Fluid Properties* (1), Seleccionar Flujo Multi fásico (2), como se observa en la **Figura 34**. En la **Tabla 18** se presentan las principales características del fluido producido en el Pozo A con base en los datos entregados por Ecopetrol.

Figura 34. Sección de Propiedades de los fluidos.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

Tabla 18. Propiedades de los fluidos producidos en el Pozo A.

Característica	Valor	Unidad
Tipo de fluido	Multi fásico	N/A
Gravedad específica del aceite	22	°API
Salinidad	4000	ppm
BSW	96	%
Gravedad específica del gas	0,86	adim
GOR	478	SCF/STB
Viscosidad	15	Cp
GLR	19	SCF/STB
% Separación del gas	100	%

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

Adicionalmente se deben seleccionar las correlaciones necesarias para que el simulador calcule las otras propiedades, para esto Ecopetrol tiene preestablecidas cuáles son las correlaciones que más se ajustan a los fluidos producidos por cada uno de los Campos. Las correlaciones utilizadas para el Campo objeto de estudio son las siguientes, ver **Tabla 19**.

Tabla 19. Correlaciones utilizadas para modelar el comportamiento de las propiedades PVT en el Campo Yaguará.

Propiedad	Correlación	Ecuación
Viscosidad de aceite muerto	NG & Egoba	10
Viscosidad de aceite saturado	Beggs & Robinson	11
Viscosidad de aceite subsaturado	Vasquez & Beggs	12
Gas en solución	Vasquez & Beggs	13
Punto de burbuja	Vasquez & Beggs	14

Fuente. Gerencia de Operaciones y Desarrollo Huila-Tolima, Ecopetrol. Modificado por el autor.

Ecuación 10. Correlación de NG & Egoba para aceite muerto en crudos pesados.

$$\log_{10} \log_{10}(\mu_{od} + 1) = 1.8653 - 0.025086API - 0.5644 \log_{10} Tr$$

Fuente. Correlaciones Numéricas P.V.T, pág. 100, Universidad de Zulia-Instituto de investigaciones petroleras, 1996, Maracaibo, Venezuela.

Donde:

μ_{od} : Viscosidad de aceite muerto a 1atm y T, Cp.

API: Gravedad API, adimensional.

Tr: Temperatura del yacimiento, °F.

Ecuación 11. Correlación de Beggs y Robinson para aceite en el punto de burbuja.

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

$$a = 10.715(Rs + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(Rs + 150)^{-0.338}$$

Fuente. Correlaciones Numéricas P.V.T, pág. 103, Universidad de Zulia-Instituto de investigaciones petroleras, 1996, Maracaibo, Venezuela.

Donde:

μ_{ob} : Viscosidad de aceite en el punto de burbuja y T, Cp.

μ_{od} : Viscosidad de aceite muerto a 1atm y T, Cp.

Rs: Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN.

a y b son constantes adimensionales.

Ecuación 12. Correlación de Vasquez y Beggs para aceite subsaturado.

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$$

$$m = 2.6 P^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 * 10^{-5} P)$$

Fuente. Correlaciones Numéricas P.V.T, pág. 105, Universidad de Zulia-Instituto de investigaciones petroleras, 1996, Maracaibo, Venezuela.

Donde:

μ_{ob} : Viscosidad de aceite en el punto de burbuja y T, Cp.

μ_o : Viscosidad de aceite a P y T, Cp.

P: Presión, psi.

P_b: Presión de burbuja, psi.

m es una constante adimensional.

Ecuación 13. Correlación de Vasquez y Beggs para gas en solución.

$$R_s = C_1 * \gamma_{gc} * P^{C_2} \exp\left(\frac{C_3 * API}{T + 460}\right)$$

Fuente. Correlaciones Numéricas P.V.T, pág. 66, Universidad de Zulia-Instituto de investigaciones petroleras, 1996, Maracaibo, Venezuela.

Donde:

R_s: Razón de gas disuelto-petróleo a P<P_b, PCN/BN.

P: Presión de interés, psia.

T: Temperatura del yacimiento, °F.

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 psi, (aire =1).

API: Gravedad del aceite.

Los valores de las constantes de la **Ecuación 13**, se encuentran en la **Tabla 20**, de acuerdo con la gravedad API del crudo.

Tabla 20. Valores de las constantes C1, C2, C3, C4 de la ecuación 13.

Gravedad específica del aceite API	C1	C2	C3	C4
API<10	12,265	0,00405	0	0,9669
10<API<35	15,006	0,0152	4,484*10 ⁻⁴	1,095
35<API<45	112,93	0,0248	-1,469*10 ⁻³	1,129

Fuente: Correlaciones Numéricas P.V.T, pág. 67, Universidad de Zulia-Instituto de investigaciones petroleras, 1996, Maracaibo, Venezuela.

Ecuación 14. Correlación de Vásquez y Beggs para presión de burbuja.

$$P_b = \left(\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} * \exp\left(\frac{C_3 * API}{T + 460}\right)} \right)^{\frac{1}{C_2}}$$

Fuente. Correlaciones Numéricas P.V.T, pág. 54, Universidad de Zulia-Instituto de investigaciones petroleras, 1996, Maracaibo, Venezuela.

Donde:

P_b: Presión de burbuja, psia.

R_{sb}: Razón gas disuelto-petróleo a P>P_b, PCN/BN.

T: Temperatura de yacimiento, °F.

γ_{gc}: Gravedad específica del gas corregida a 100 psi, (aire =1).

API: Gravedad del aceite.

Los valores de las constantes de la **Ecuación 14**, se encuentran en la **Tabla 21**, de acuerdo con la gravedad API del crudo.

Tabla 21. Valores de las constantes C1, C2, C3 de la Ecuación 5.

Gravedad específica del aceite, API	C1	C2	C3
API<30	0,0362	1,0937	25,724
API>30	0,0178	1,187	23,931

Fuente. Correlaciones Numéricas P.V.T, pág. 54, Universidad de Zulia-Instituto de investigaciones petroleras, 1996, Maracaibo, Venezuela.

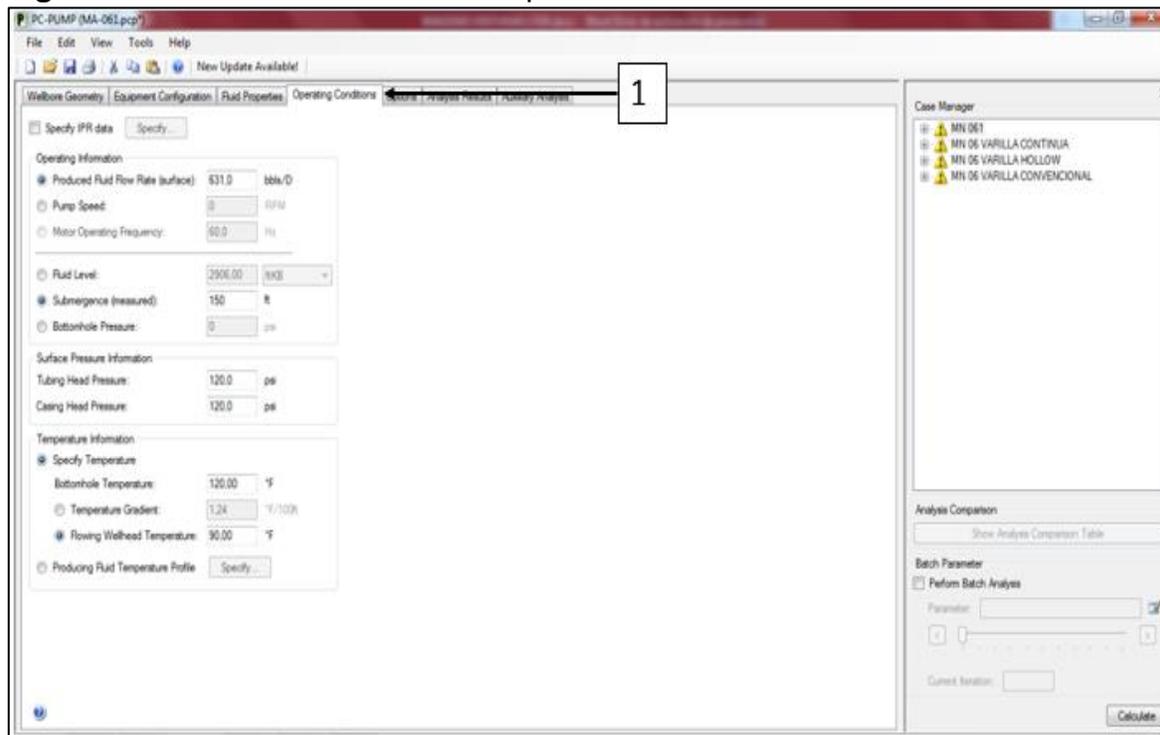
4.2.4 Parámetros operacionales. Para que los resultados de la simulación sean lo más cercano a la realidad, se deben establecer una serie de condiciones que se miden en superficie para producir los fluidos que provienen del yacimiento, por lo cual el Departamento de Producción de Yaguará, aportó la información requerida a ingresar en el simulador, ver **Tabla 22**, adicionalmente estos parámetros se ingresan en la sección *Operating Conditions* (1), ver **Figura 35**.

Tabla 22. Parámetros operacionales en el Pozo A.

Característica	Valor	Unidad
Tasa de fluido producido	631	BFPD
Nivel de fluido	2906	ft-MD
Sumergencia	150	ft-TVD
THP	120	psi
CHP	120	psi
Gradiente de temperatura	1,24	°f/100ft
Temperatura de fondo	120	°f
FWT	17,68	°f/100ft

Fuente. Gerencia de Operaciones y Desarrollo Huila-Tolima, Ecopetrol. Modificado por el autor.

Figura 35. Sección de condiciones operacionales.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

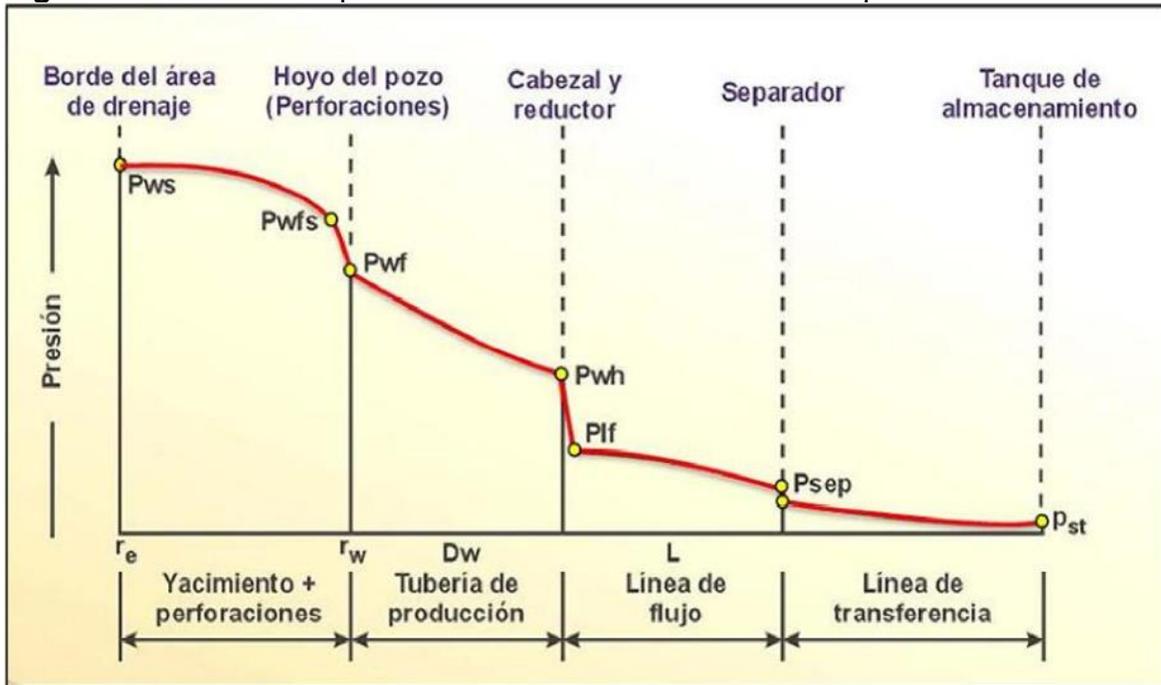
4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

En esta sección se describe y analizan los resultados obtenidos de los tres casos planteados en la simulación en el programa C-Fer PC-Pump. Con el fin de comparar las cargas puntuales en cada una de las sartas, el desgaste en la tubería y la eficiencia operativa de cada uno de los escenarios.

En el bombeo de cavidades progresivas y en los sistemas de levantamiento artificial en general, existen aspectos que son inherentes del tipo de equipo utilizado, ya que dependen del comportamiento del fluido y del yacimiento.

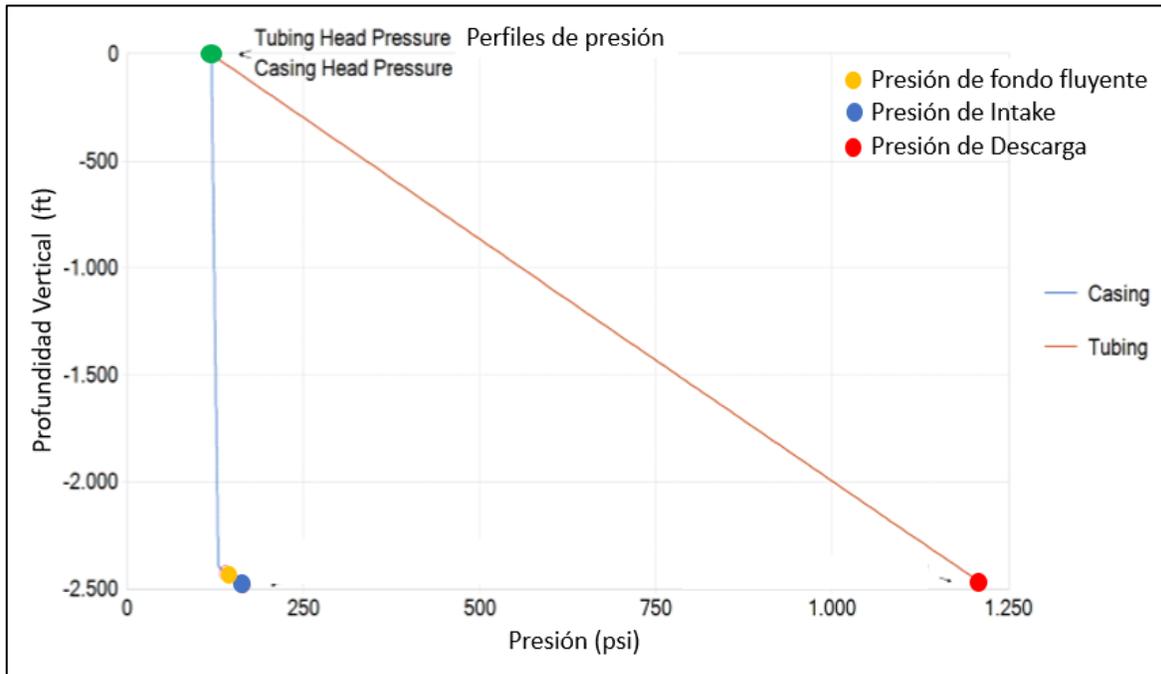
4.3.1 Pérdidas de presión del fluido. El fluido proveniente del yacimiento presenta pérdidas de presión considerables desde el límite del área de drenaje hasta los tanques de almacenamiento en superficie, ver **Figura 36**, esto es importante porque el sistema de levantamiento artificial debe ser capaz de darle la energía suficiente al fluido para poder llegar a superficie para luego ser tratado, el análisis de estos puntos de pérdidas de presión o nodos se llama análisis nodal. En la **Gráfica 7** se puede observar como a medida que el fluido, en los tres escenarios, llega a los perforados empieza a experimentar grandes pérdidas de presión que el simulador permite cuantificar. Cabe resaltar que estas pérdidas de energía son independientes de la sarta de varilla implementada.

Figura 36. Pérdidas de presión del fluido en su ascenso a superficie.



Fuente. Notas de clase Luis Guillermo Villa.

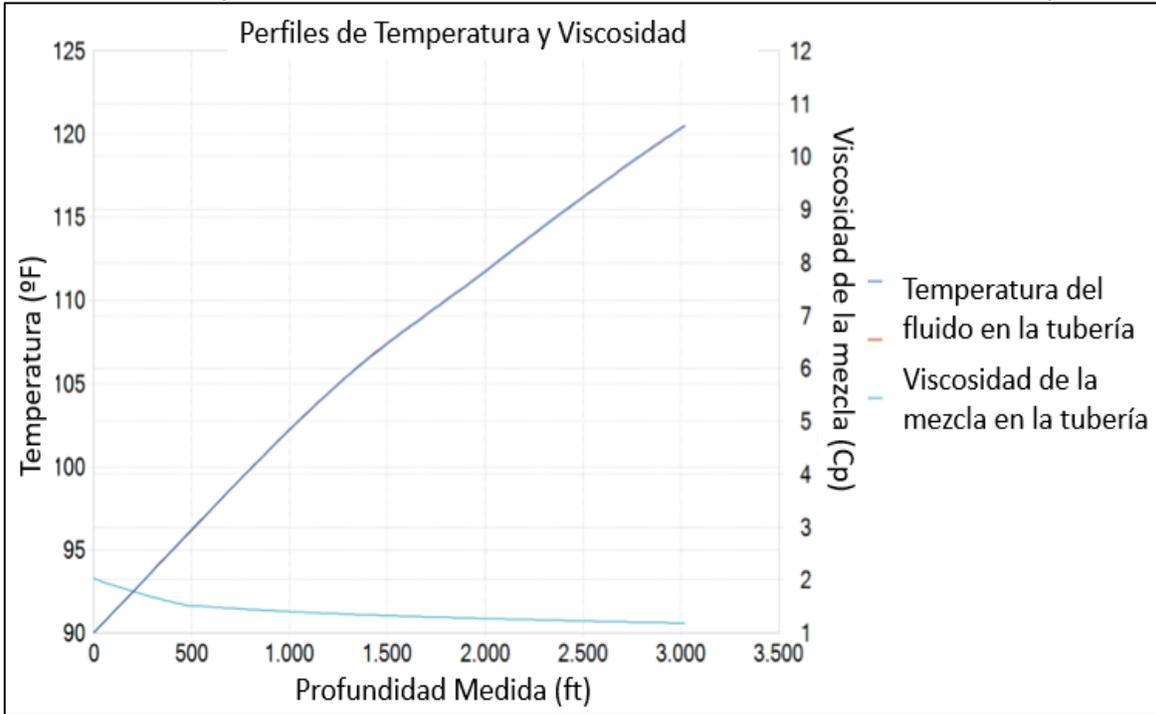
Gráfica 7. Perfiles de pérdida de presión total en la tubería de producción y el revestimiento.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

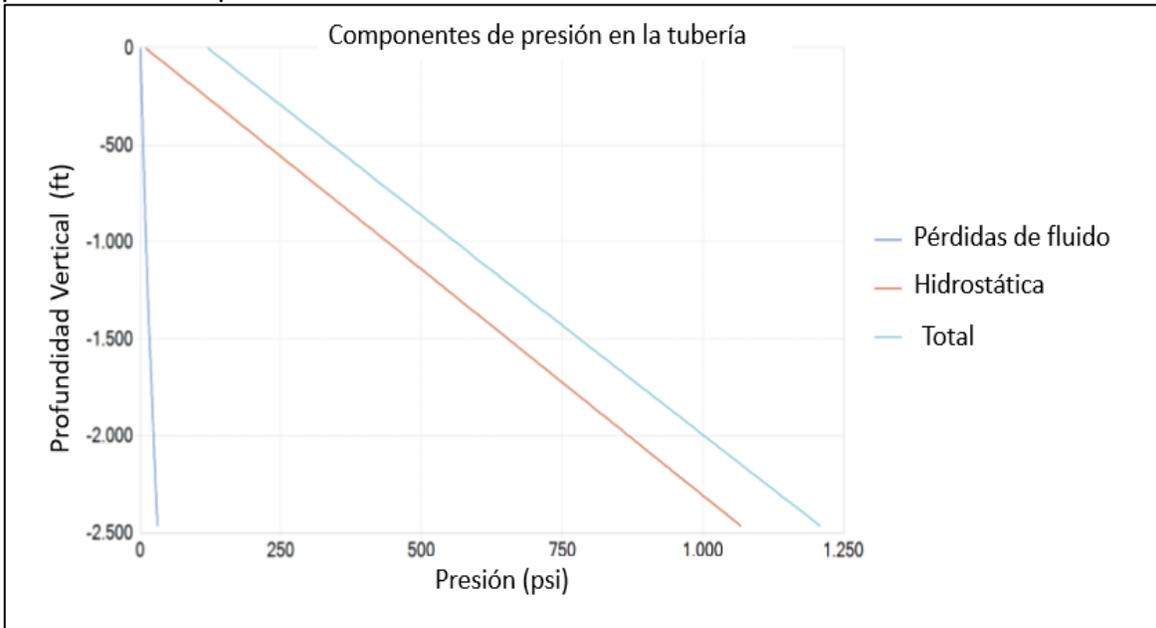
Con lo anterior se puede determinar que la bomba seleccionada le añade al fluido 1042 psi para soportar su recorrido a superficie, esto se da debido a que cuando el fluido entra a la bomba en el intake (@3056 ft-MD) llega con una presión de apenas 167 psi, luego atraviesa todas las cavidades de la bomba para salir en la descarga con 1208 psi. Por otro lado, una vez el fluido sale de la descarga de la bomba, debe vencer la restricción que le opone las fuerzas de fricción generadas por la tubería, las pérdidas por escurrimiento, las pérdidas hidrostáticas, las pérdidas por aumento de viscosidad, ver **Gráfica 8**, entre otras; para llegar a superficie con apenas 120 psi. En la **Gráfica 9**, se puede apreciar cuanto es el aporte de cada componente a las pérdidas de presión del fluido en la tubería.

Gráfica 8. Comportamiento de la viscosidad del fluido en función de la temperatura.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Gráfica 9. Aporte por componente a las pérdidas de presión en la tubería de producción del pozo A.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

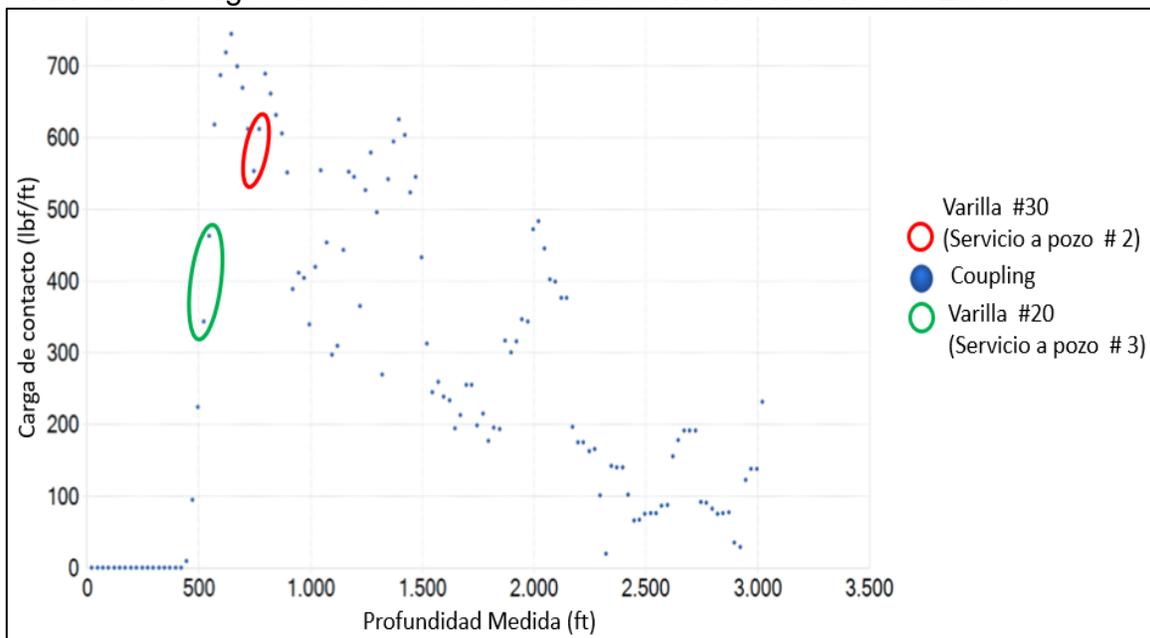
Como se puede observar en la **Gráfica 9**, la mayor parte de las pérdidas de presión que experimenta el fluido son por pérdidas hidrostáticas, esto quiere decir por cambios de altura, por otro lado, las pérdidas por deslizamiento del fluido en la pared no son de gran valor en el Pozo A.

4.3.2 Escenario 1: Sarta de varilla convencional. En este escenario se contempla la aplicación de una sarta de varilla convencional, ver **Anexo D**, y su respectivo desempeño en el Pozo A.

4.3.2.1 Cargas Puntuales en el escenario 1. El esfuerzo que debe soportar cada varilla es función del ángulo, *dog leg* y profundidad, con esto el simulador puede calcular el perfil de cargas de contacto por cada pie de varilla en función de la profundidad medida. El escenario 1, posee las cargas más altas de todos los escenarios evaluados, esto se debe a que el escenario 1 es el único que contempla varillas con cuellos de diámetro mayor al cuerpo de la varilla, ver **Figura 16**, que según el Ing. Alexander Martínez (Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta, Colombia. Observación inédita, 2017) maximiza las cargas de contacto en estos puntos.

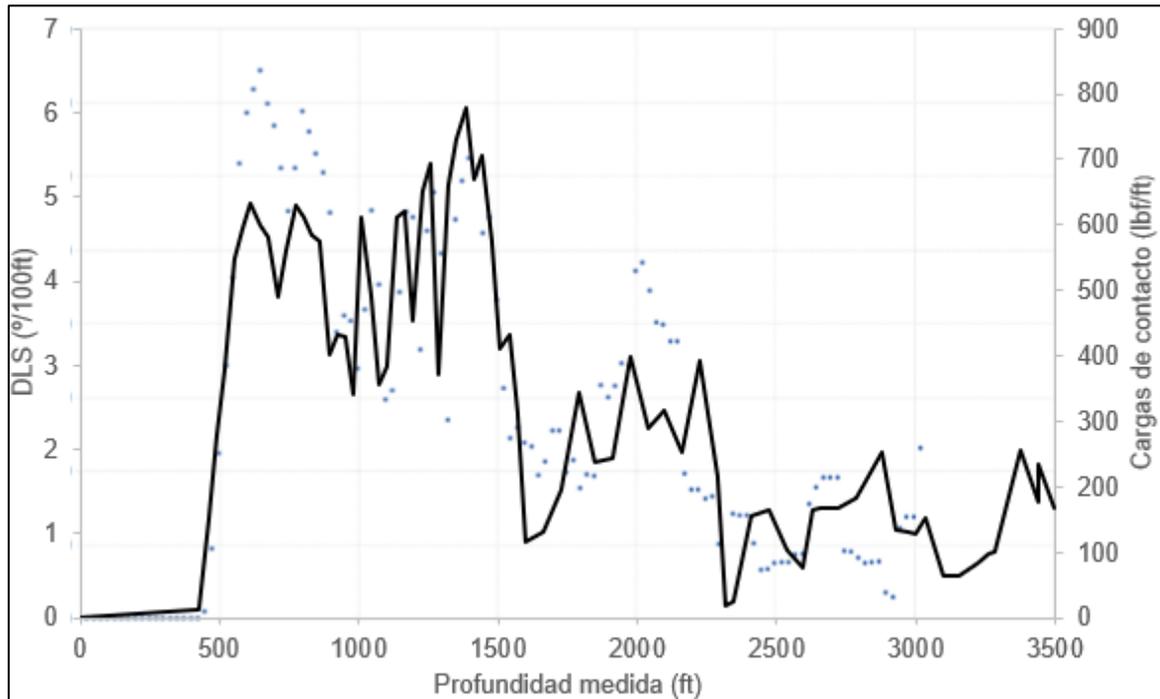
En la **Gráfica 10**, se puede observar la relación proporcional entre las elevadas cargas de contacto (> 300lb/ft) y los puntos de ruptura, y en la **Gráfica 11** la relación entre las cargas de contacto y el *Dog leg severity*

Gráfica 10. Cargas de contacto de la varilla convencional en el Pozo A.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Gráfica 11. Cargas de contacto y dog leg severity en función de la profundidad medida.



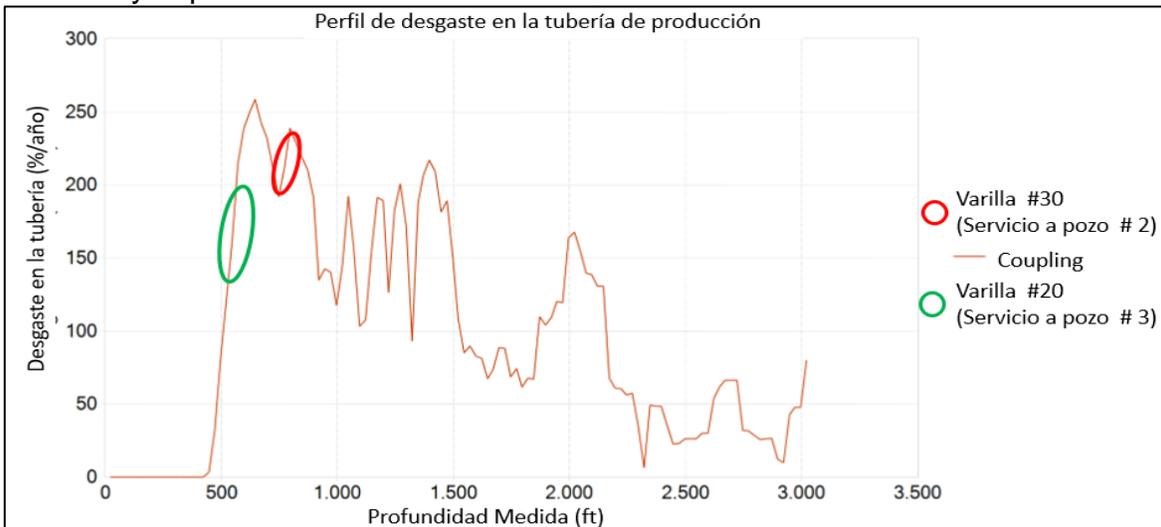
Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Esta relación se debe a que en los puntos donde se presenta los cambios de ángulo más grandes ($DLS > 3^\circ/100ft$) es en donde se genera la mayor concentración de esfuerzos normales o cargas por flexión en el sistema de bombeo de cavidades progresivas. Estos son los principales esfuerzos que promueven las fallas por fatiga en sistemas o equipos que están sometidos a ciclos alternantes como el BCP, es decir, que la varilla repetitivamente roza con estos puntos donde se concentran los esfuerzos.

4.3.2.2 Desgaste por fricción en la tubería en el escenario 1. La carga de contacto es crítica, nos puede generar un desgaste tanto en la sarta de varilla (acoples y cuerpo de la varilla) y en la superficie interna de la sarta de producción. Este desgaste es aún más crítico en pozos con alto corte de agua, presencia de ambientes corrosivos y presencia de sólidos (arena de la formación) *. Según lo anterior es importante evaluar el desgaste de la tubería en cada escenario, esto debido a que si bien una de las ventajas de un sistema de levantamiento artificial que utilice varilla, es que esta se puede reemplazar con una unidad de servicio rápido (*Flush By* o *TMX*) en lugar de tener que intervenir el pozo con un equipo más grande y por lo tanto más costoso para retirar la tubería de producción; si la tubería

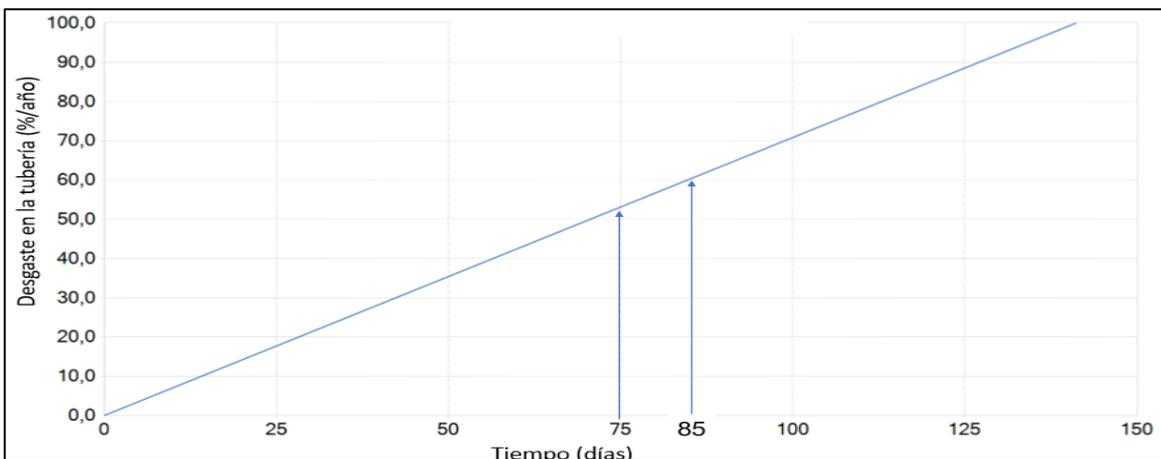
se desgasta por el constante roce con la varilla esta intervención es inevitable. El escenario con varilla convencional, al ser el que tiene las cargas de contacto más elevadas, genera perfil más severo de desgaste en la tubería, ver **Gráfica 12.** y **Gráfica 13.**

Gráfica 12. Desgaste en la tubería de producción en función de las cargas de contacto y la profundidad del Pozo A con sarta de varilla convencional.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Gráfica 13. Desgaste en la tubería de producción en función del tiempo con sarta de varilla convencional.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

*MARTINEZ, Alexander. Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta, Colombia. Observación inédita, 2017

Como se pudo observar en la **Gráfica 13.**, si la falla en el Pozo A (Servicio 2 y 3) no hubiera sido por varilla partida, eventualmente habría fallado por tubería rota en un lapso de aproximadamente 150 días. Esto hubiera incrementado los costos de los servicios considerablemente y la diferida asociada a cada falla habría sido mayor.

4.3.2.3 Eficiencia operativa en el escenario 1. Todo elemento mecánico o eléctrico tiene un nivel de eficiencia definido, calculado como la relación entre la energía que recibe y la energía que entrega; como ningún elemento en la naturaleza es 100% eficiente, se debe calcular la pérdida de energía en todos los procesos. El simulador ayuda a cuantificar la pérdida total de energía en el sistema mecánico y eléctrico del bombeo de cavidades progresivas en porcentaje (% Eficiencia). En la **Tabla 23**, se muestra por componente cuanto es el porcentaje de eficiencia mecánica en el escenario 1 (Varilla convencional).

Tabla 23. Eficiencias asociadas a cada componente del Tren de potencia mecánico con sarta de varilla convencional.

Componente	Potencia de entrada (hp)	Pérdidas de potencia (hp)	Potencia de salida (hp)	Eficiencia %
Fuerza motriz	25,07	1	24,07	96,00
Correas	24,07	0,96	23,11	96,00
Cabezal de rotación	23,11	1,16	21,95	95,00
Sarta de varilla (Fricción)	21,95	4,34	17,62	80,25
Sarta de varilla (Resistiva)	17,62	0	17,61	99,99
Bomba	17,61	2,27	15,34	87,09
Eficiencia total del sistema	25,07	9,73	15,34	61,19

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Para calcular la eficiencia total del sistema mecánico se utiliza la **Ecuación 15.**

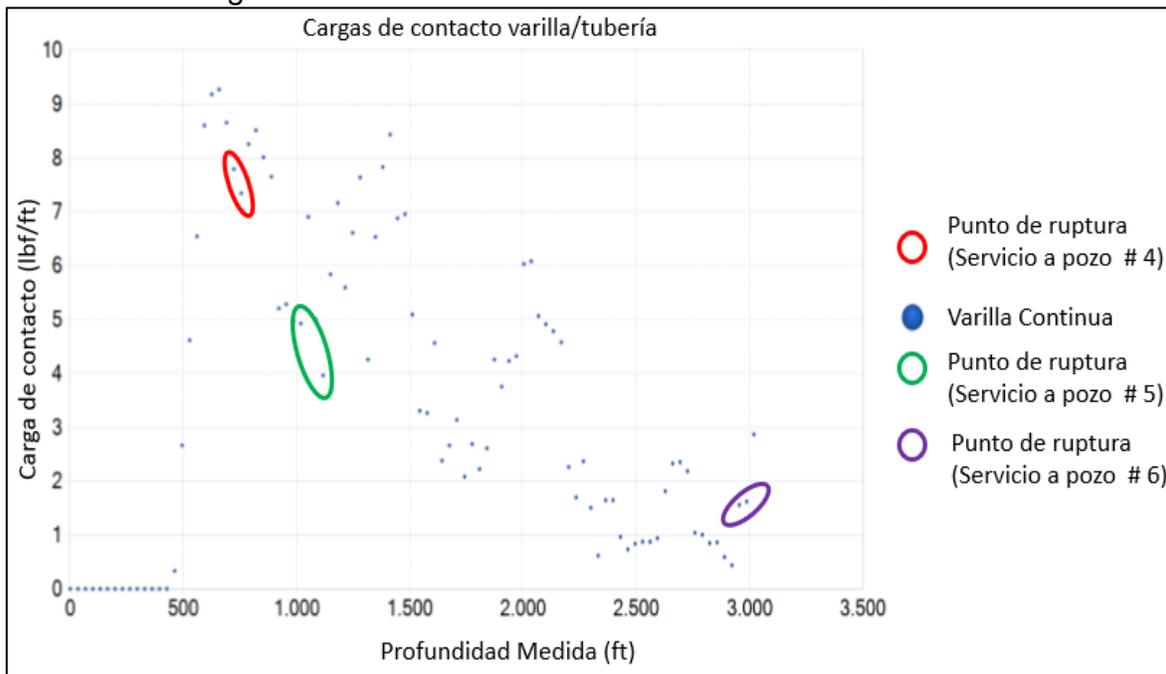
Ecuación 15. Cálculo de la eficiencia mecánica total del sistema.

$$\% \text{Eficiencia mecánica total} = \frac{\text{Potencia de salida de la bomba (hp)}}{\text{Potencia de entrada de la fuerza motriz (hp)}} * 100$$

4.3.3 Escenario 2. Sarta de varilla continua. En este escenario se contempla la aplicación de una sarta de varilla continua, ver **Anexo D**, y su respectivo desempeño en el Pozo A.

4.3.3.1 Cargas Puntuales en el escenario 2. El escenario 2 a diferencia del escenario 1 (varilla convencional), posee cargas de contacto mucho menores, ver **Gráfica 14.**, esto debido a que las cargas se distribuyen uniformemente por todo el cuerpo de la varilla, ver **Figura 17**, gracias a su diseño continuo sin conexiones ni cuellos*.

Gráfica 14. Cargas de contacto de la varilla continua en el Pozo A.

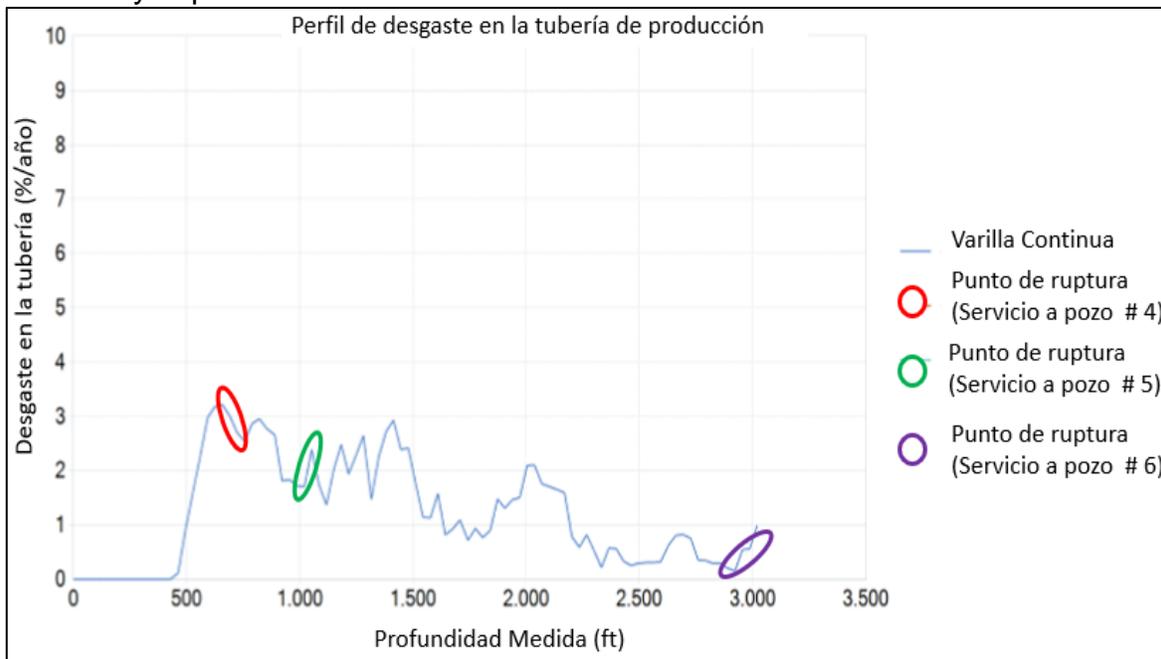


Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Aunque el simulador no toma en cuenta el *Run Life* de la sarta de varilla, esto incrementa el porcentaje de desgaste de la varilla al tener menor diámetro, además se puede observar que en los puntos que se produce la falla es donde se tenían puntos de soldadura cercanos.

4.3.3.2 Desgaste por fricción en la tubería en el escenario 2. Debido a que el desgaste por fricción es proporcional a las cargas de contacto, es de esperarse que, el escenario 2 (varilla continua) tiene menores cargas de contacto varilla/tubería que el escenario 1, a su vez el perfil de desgaste en la tubería es menor, ver **Gráfica 15.**; adicionalmente el tiempo de vida útil de la tubería antes de que se produzca falla por tubería rota es mayor, ver **Gráfica 16.**

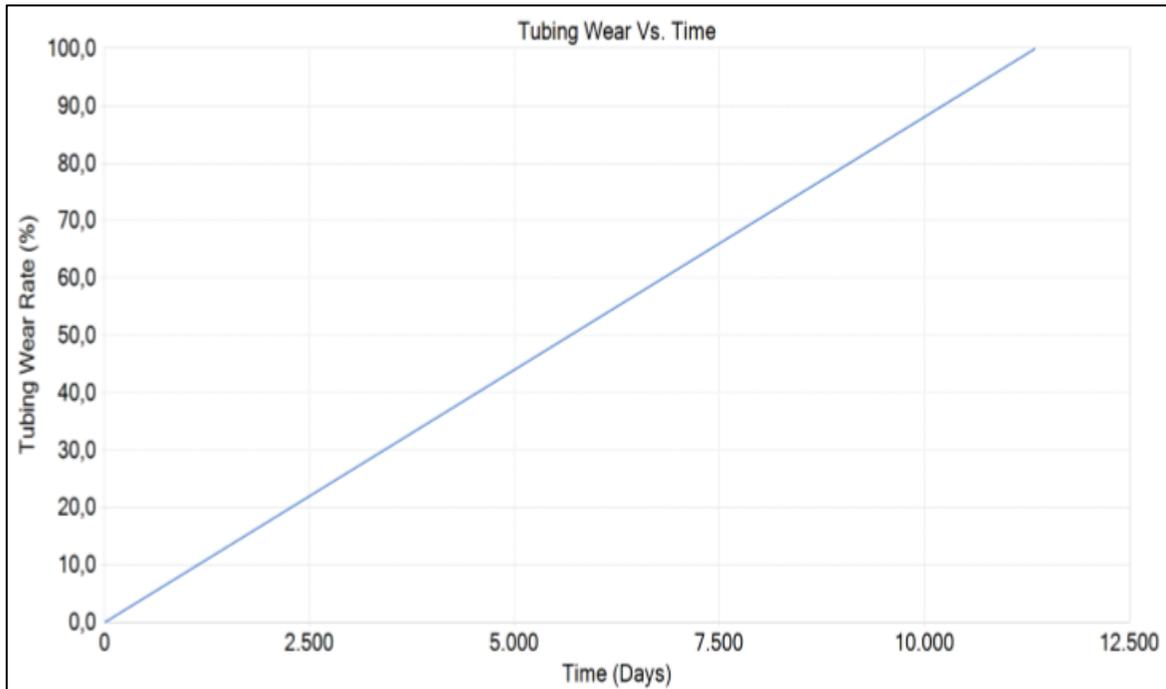
Gráfica 15. Desgaste en la tubería de producción en función de las cargas de contacto y la profundidad del Pozo A con sarta de varilla continua.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

*MARTINEZ, Alexander. Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta, Colombia. Observación inédita, 2017

Gráfica 16. Desgaste en la tubería de producción en función del tiempo con sarta de varilla continúa.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Si bien la vida útil de la tubería proyectada por el simulador es de aproximadamente 34 años, esta es una tendencia netamente ideal; esto se debe a que a medida que el corte de agua aumenta y los caudales producidos son mayores, el desgaste por corrosión/erosión se tiende a incrementar, esta es una consideración importante en el Campo Yaguará, ya que posee antecedentes de producción de arena y de sulfuro de hidrogeno.

4.3.3.3 Eficiencia operativa en el escenario 2. En la **Tabla 24**, se muestra por componente cuanto es el porcentaje de eficiencia mecánica en el escenario 2 (varilla continua).

Tabla 24. Eficiencias asociadas a cada componente del Tren de potencia mecánico con sarta de varilla continua.

Componente	Potencia de entrada (hp)	Pérdidas de potencia (hp)	Potencia de salida (hp)	Eficiencia %
Fuerza motriz	22,27	0,89	21,38	96,00
Correas	21,38	0,86	20,52	95,98
Cabezal de rotación	20,52	1,02	19,5	95,03
Sarta de varilla (Fricción)	19,5	1,9	17,6	90,26
Sarta de varilla (Resistiva)	17,6	0,0	17,6	99,99
Bomba	17,60	2,28	15,32	87,06
Eficiencia total del sistema	22,27	6,95	15,32	68,79

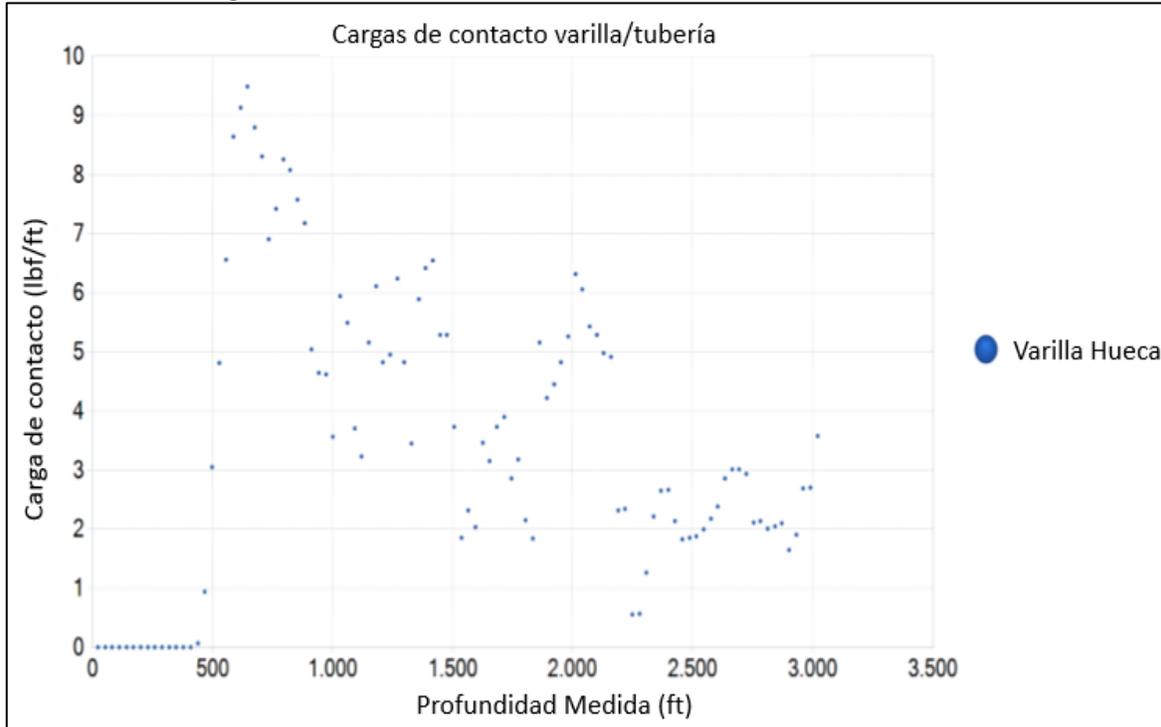
Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

De la **Tabla 11** y la **Tabla 12**, se puede comparar la fricción generada entre la varilla y la tubería, lo que muestra una eficiencia del 90.26% para el escenario 2 en contraste con el 80.25% en el escenario 1. Esto se debe a la ausencia de cuellos o conexiones en la sarta de varilla continua, lo que minimiza las pérdidas por fricción entre la varilla y la tubería.

4.3.4 Escenario 3. Sarta de varilla hueca. En este escenario se contempla la aplicación de una sarta de varilla hueca, ver **Anexo D**, y su respectivo desempeño en el Pozo A.

4.3.4.1 Cargas Puntuales en el escenario 3. El escenario 3 a diferencia del escenario 1, posee cargas de contacto mucho menores, ver **Gráfica 17**, del orden de 70 veces menor en el punto de mayor DLS (@630ft), esto debido a que las cargas se distribuyen uniformemente por todo el cuerpo de la varilla al tener conexiones internas y al mantener todo el diámetro exterior de la varilla uniforme ver **Figura 18**.

Gráfica 17. Cargas de contacto de la varilla hueca en el Pozo A.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

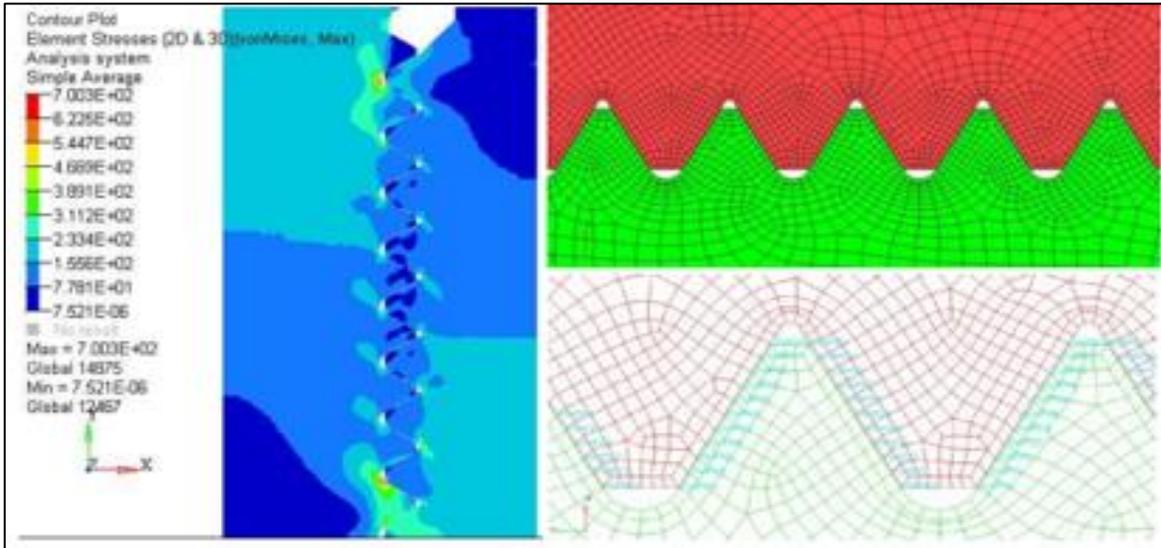
Si bien la varilla hueca implementada en el Pozo A, fue la única en superar los 100 días de Run Life, no se debe dejar a un lado las recomendaciones del proveedor del torque recomendado para su instalación, entre 700 y 1000 lbf*ft⁷⁶ ya que estos son los puntos donde se concentran más los esfuerzos en varillas con conexión roscada⁷⁷, ver **Figura 22**.

Del análisis de elementos finitos, ver **Figura 37**, el cual consiste en solucionar ecuaciones diferenciales por medio de métodos numéricos aplicados a un cuerpo sobre el cual se esté generando alguna deformación o esfuerzo físico, se puede observar que en las conexiones de la varilla hueca los valores más altos son los del color rojo (7.03ksi), mientras que los más bajos son los de color azul (7.05×10^{-6} psi), lo cual demuestra el cuidado que se debe tener en seguir las especificaciones del proveedor para la instalación y conexión de las varillas huecas.

⁷⁶ TENARIS, Op., cit. p.39

⁷⁷ WANG. Suling, GAO Yang. Stress Analysis of Hollow Sucker Rod Screw Thread Joint and Shape Optimisation of Screw Thread. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta Indonesia, 2013, p.12.

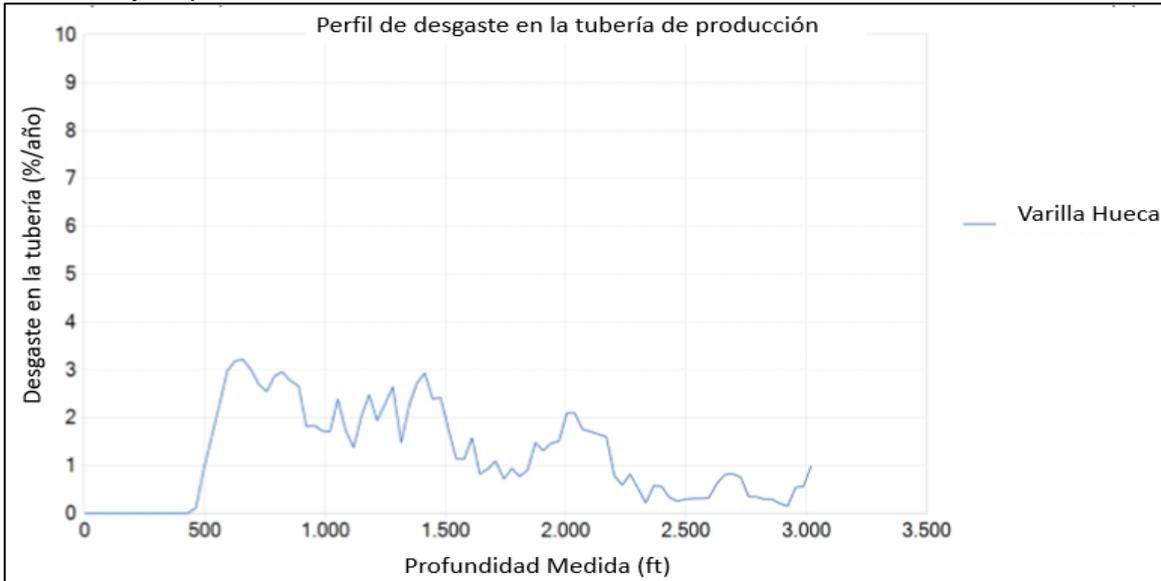
Figura 37. Modelo de elementos finitos para la conexión de la varilla hueca y magnitud de esfuerzos.



Fuente. WANG. Suling, GAO Yang. Stress Analysis of Hollow Sucker Rod Screw Thread Joint and Shape Optimization of Screw Thread. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta Indonesia, 2013, p.12.

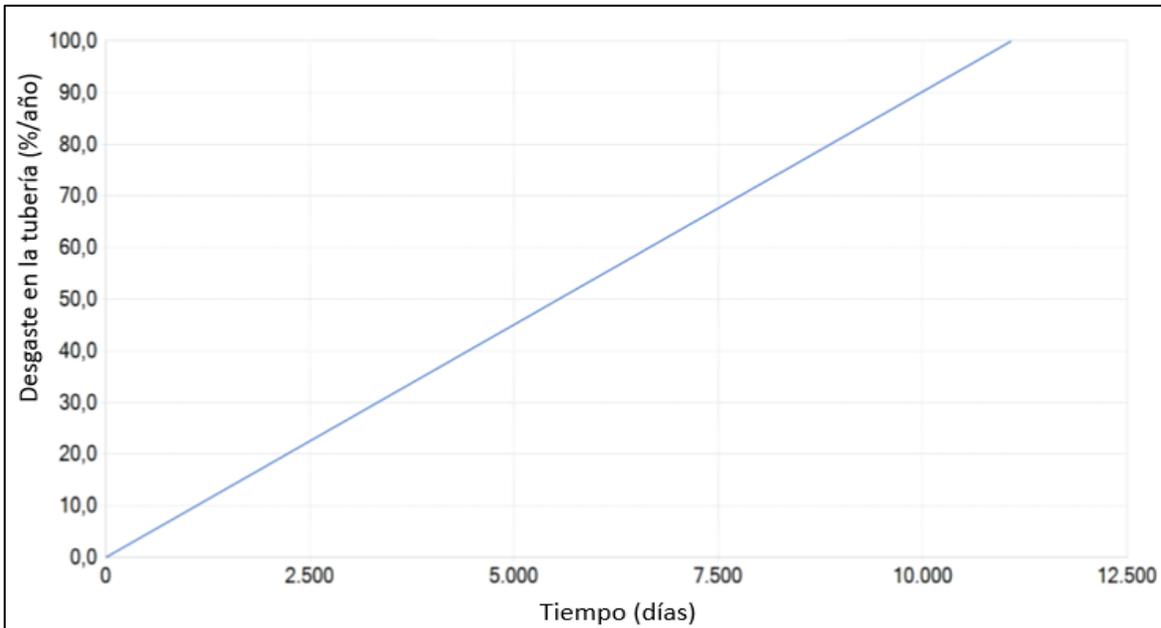
4.3.4.2 Desgaste por fricción en la tubería en el escenario 3. Debido a que el desgaste por fricción es proporcional a las cargas de contacto, es de esperarse que, el escenario 3(varilla hueca) tenga cargas de contacto varilla/tubería parecidas a las del que el escenario 2 (varilla continua), a su vez el perfil de desgaste en la tubería es similar, ver **Gráfica 18** y **Gráfica 19**.

Gráfica 18. Desgaste en la tubería de producción en función de las cargas de contacto y la profundidad del Pozo A con sarta de varilla hueca.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Gráfica 19. Desgaste en la tubería de producción en función del tiempo con sarta de varilla hueca.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

4.3.4.3 Eficiencia operativa en el escenario 3. En la **Tabla 25**, se muestra por componente cuanto es el porcentaje de eficiencia mecánica en el escenario 3.

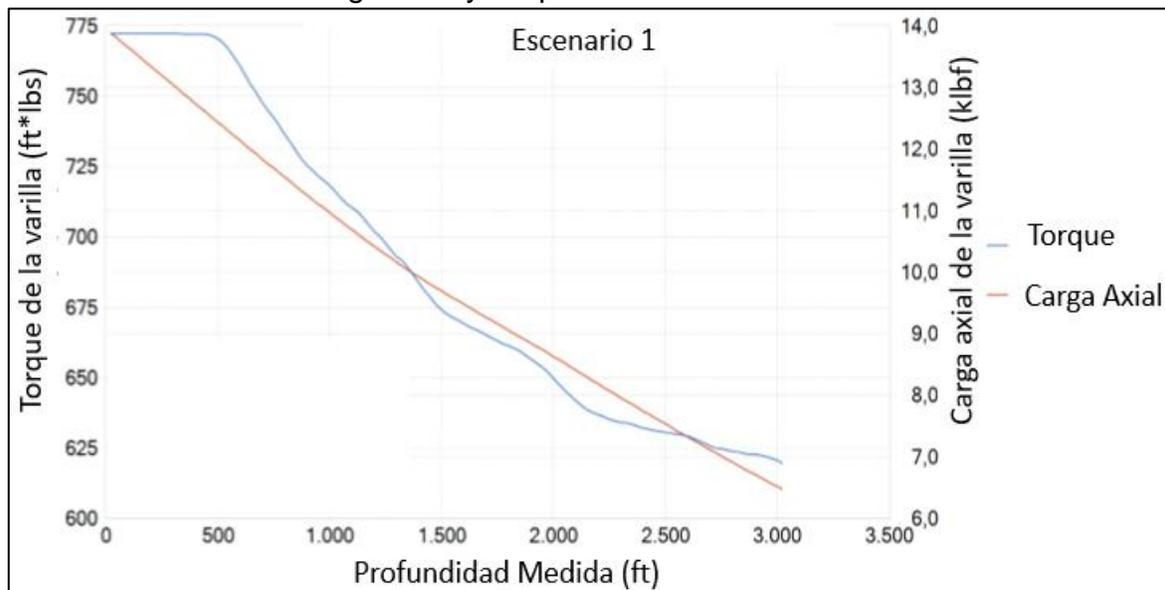
Tabla 25. Eficiencias asociadas a cada componente del Tren de potencia mecánico con sarta de varilla hueca.

Componente	Potencia de entrada (hp)	Pérdidas de potencia (hp)	Potencia de salida (hp)	Eficiencia %
Fuerza motriz	25,12	1	24,12	96,02
Correas	24,12	0,97	23,15	95,98
Cabezal de rotación	23,15	1,16	21,99	94,99
Sarta de varilla (Fricción)	21,99	3,65	18,34	83,40
Sarta de varilla (Resistiva)	18,3	0,0	18,3	99,95
Bomba	18,33	2,27	16,06	87,62
Eficiencia total del sistema	25,12	9,06	16,06	63,93

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

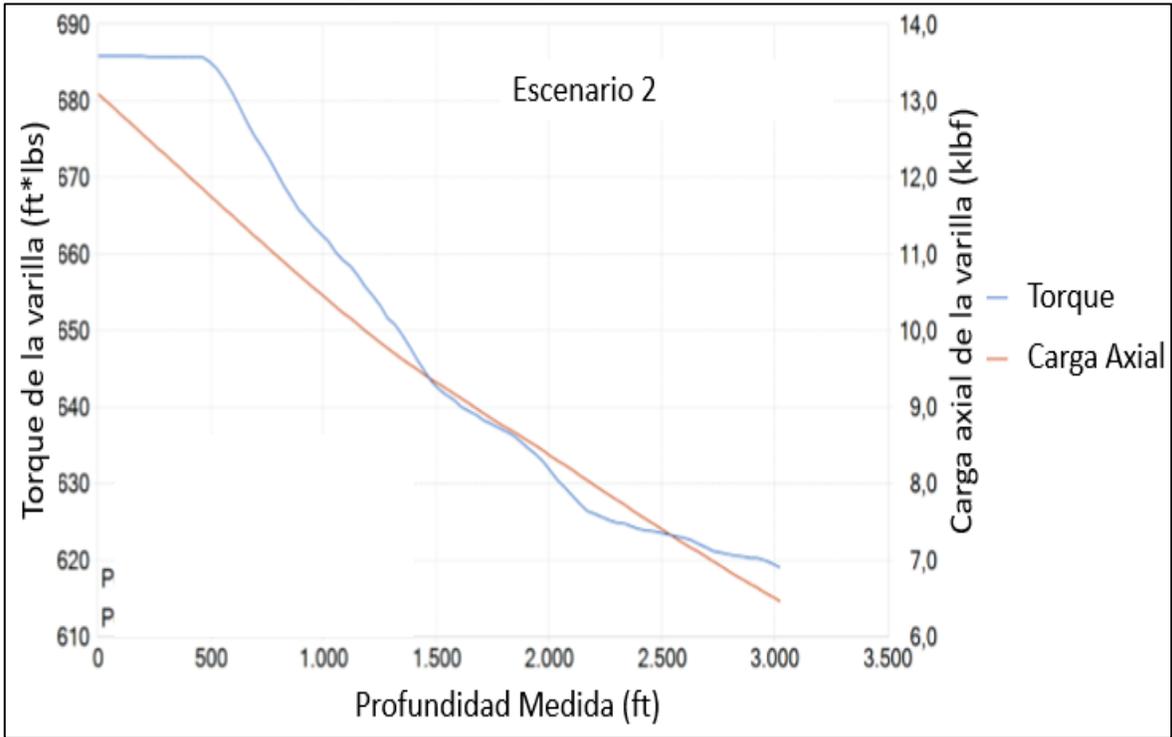
Si bien la eficiencia del sistema con sarta de varilla hueca no es la mejor de los tres escenarios evaluados, el mejor es el escenario 2 (Varilla Continua) con eficiencia de 68.79%, sí es el escenario que tiene las cargas axiales más bajas y el torque de operación más alto bajo las condiciones de funcionamiento del Pozo A.

Gráfica 20. Perfil de carga axial y torque en la varilla convencional en el Pozo A.



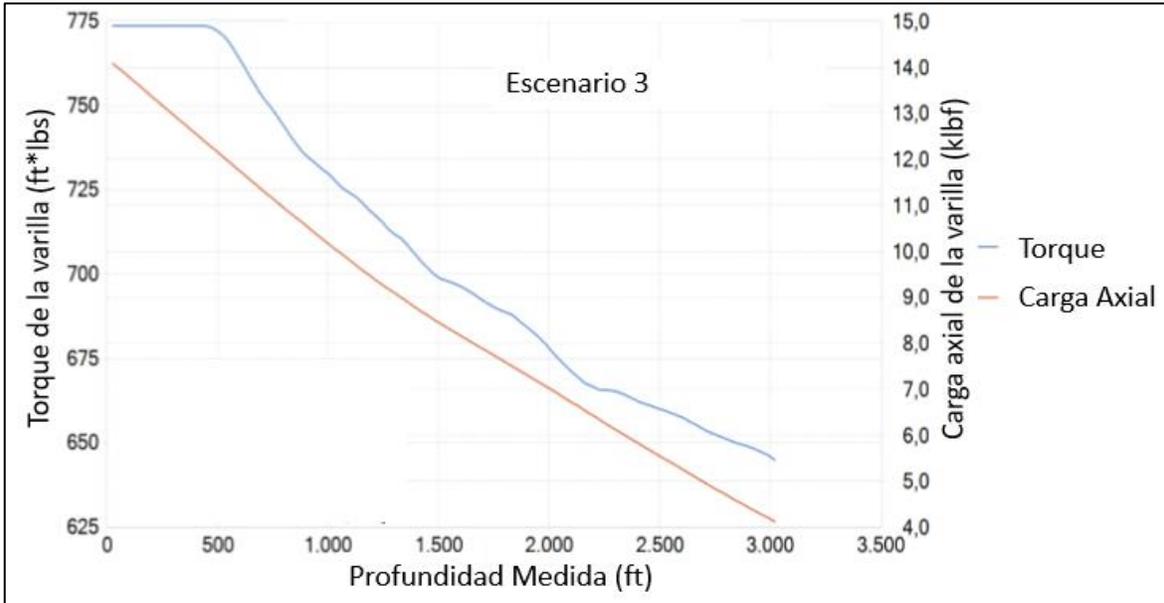
Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Gráfica 21. Perfil de carga axial y torque en la varilla continua en el Pozo A.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Gráfica 22. Perfil de carga axial y torque en la varilla hueca en el Pozo A.



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies. Modificado por el autor.

Se observa en la **Gráfica 22**, que las cargas axiales son aproximadamente 2300 lbf menores que los escenarios 1 (varilla convencional) **Gráfica 20.** y 2 (varilla continua) **Gráfica 21**, gracias a que en el caso de que dos varillas soporten el mismo esfuerzo de flexión y torsión, la varilla hueca tendrá una resistencia mayor que una varilla maciza⁷⁸, como lo es el caso de la convencional y la continua. Esto es especialmente útil en el bombeo de cavidades progresivas, debido a que las sartas de bombeo están constantemente sometidas a cargas por flexión generadas por el movimiento de rotación del motor de superficie. Para comparar estos esfuerzos se utiliza el denominado esfuerzo efectivo.

El esfuerzo efectivo es una combinación de esfuerzos entre las cargas axiales y el torque⁷⁹, una forma comúnmente aceptada para calcular este esfuerzo es con el método Von Misses, ver **Ecuación 16.**

Ecuación 16. Método de Von Misses para el cálculo de esfuerzo efectivo

$$\sigma_{eff} = \sqrt{\sigma^2_{axial} + 3\tau^2}$$

Fuente: SKOCZYLAS, P. Drive string Fatigue in PCP Applications, SPE Artificial Lift Conference & Exhibition-North America , Houston, Estados unidos. 2014, p.12.

Donde:

σ_{eff} : esfuerzo efectivo, Pa

σ_{axial} : esfuerzo debido a la Carga axial, Pa

τ : esfuerzo debido al torque, Pa

Con la **Ecuación 17** se puede calcular el esfuerzo generado por la carga axial

Ecuación 17. Esfuerzo debido a la carga axial.

$$\sigma_{axial} = \frac{F}{A}$$

Fuente: SKOCZYLAS, P. Drive string Fatigue in PCP Applications, SPE Artificial Lift Conference & Exhibition-North America , Houston, Estados unidos. 2014, p.12.

Donde:

σ_{axial} : esfuerzo debido a la Carga axial, Pa

A: área de sección trasversal de la varilla, m²

F: carga axial, N

⁷⁸ DE-MIGUEL, J. GUTYRYA, S. JOMJAK. Y. Propiedades estructurales de los ejes huecos y solidos con una grita plana, Ingeniería Mecánica Vol.17, No 2. Odessa, Ucrania. 2014, p. 170.

⁷⁹SKOCZYLAS, P. Drive string Fatigue in PCP Applications, SPE Artificial Lift Conference & Exhibition-North America, Houston, Estados unidos. 2014, p.12.

Con la **Ecuación 18** se puede calcular el esfuerzo debido al torque:

Ecuación 18. Esfuerzo debido al torque.

$$\tau = \frac{TD}{2J}$$

Fuente: SKOCZYLAS, P. Drive string Fatigue in PCP Applications, SPE Artificial Lift Conference & Exhibition-North America , Houston, Estados Unidos. 2014, p.12.

Donde:

T: esfuerzo debido al torque, Pa

T: torque, N*m

D: diámetro de la varilla, m

J: momento polar de inercia, m⁴

Con la **Ecuación 19** se puede calcular el momento de inercia:

Ecuación 19. Momento polar de inercia

$$J = \frac{\pi D^4}{32}$$

Donde:

π: número pi, adimensional

D: diámetro de la varilla

J: momento polar de inercia, m⁴

Tomando los valores arrojados por el simulador en unidades inglesas se tiene la **Tabla 26**, convirtiendo a unidades internacionales se obtiene la **Tabla 27**.

Se debe tener en cuenta que se evaluaron las cargas axiales y el torque de varilla a una profundidad de 3000 ft-MD, en los tres escenarios, para tener el esfuerzo efectivo en las mismas condiciones.

Tabla 26. Variables utilizadas para el método Von Misses en unidades inglesas.

Variable	Varilla convencional	Varilla Continua	Varilla Hueca		Unidad
Carga axial	6,5	6,5	4,2		kips
Diámetro	1	1	OD = 1,921	ID=1,394	in
Área	0,785398163	0,785398163	1,372094518		in ²
Torque	620	619	640		ft*lbs
Momento polar de inercia	0,09817477	0,09817477	0,966207864		in ⁴

Tabla 27. Variables utilizadas para el método Von Misses en unidades internacionales.

Variable	Varilla convencional	Varilla Continua	Varilla Hueca		Unidad
Carga axial	28913,4404	28913,4404	18682,53072		N
Diámetro	0,0254	0,0254	OD = 0,0487934	ID=0,035076	m
Área	0,000506707	0,000506707	0,000903577		m ²
Torque	840,60716	839,251342	867,72352		N*m
Momento polar de inercia	4,08634E-08	4,08634E-08	4,07866E-07		m ⁴

Tabla 28. Esfuerzos efectivos para cada sarta de varilla en unidades internacionales

Variable	Varilla convencional	Varilla Continua	Varilla Hueca	Unidad
esfuerzo por carga axial	57.061.404,44	57.061.404,44	20.676.188,59	Pa
esfuerzo por torque	261.253.456,43	260.832.079,89	51.903.315,61	Pa
esfuerzo efectivo	456.087.830,77	455.363.728,88	92.246.231,83	Pa

Tabla 29. Esfuerzos efectivos para cada sarta de varilla en unidades inglesas.

Variable	Varilla convencional	Varilla Continua	Varilla Hueca	Unidad
esfuerzo por carga axial	8.276,07	8.276,07	2.998,83	psi
esfuerzo por torque	37.891,68	37.830,56	7.527,95	psi
esfuerzo efectivo	66.150,07	66.045,04	13.379,21	psi

Mientras mayor sea el esfuerzo efectivo en la sarta de varilla, menor será la tolerancia de esta a los esfuerzos alternantes⁸⁰, Según la **Tabla 28** y **Tabla 29**, se puede observar que la relación del diámetro interno y externo favorece a la varilla hueca disminuyendo en hasta un 80% el esfuerzo efectivo a 3000 ft-MD, comparada con la varilla convencional y continua que son de cuerpo macizo.

⁸⁰ Ibid., p.13

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

En la actualidad el Campo Yaguará cuenta con un total de 44 pozos con sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas, con un índice de fallas de 30%⁸¹, ver **Ecuación 20**, lo que eleva los costos operativos OPEX asociados a la producción de petróleo de estos pozos. Las fallas asociadas a los pozos que tengan instalados un sistema de bombeo por cavidades progresivas están relacionadas con dos componentes principales: El equipo de superficie y el equipo de fondo, en el equipo de fondo las fallas pueden ser debido a la bomba (elastómero), rotor, tubería o sarta de varilla. Independientemente del componente afectado, la falla del sistema conlleva consigo una pérdida en la producción de petróleo (diferida) y a su vez un costo adicional para reparar y/o reemplazar el componente averiado.

Ecuación 20. Cálculo del índice de fallas del sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas.

$$\text{Índice de fallas: } \frac{\sum \text{Fallas PCP en un año}}{\text{Promedio de pozos activos en un año}}$$

Fuente. RUBIANO. E, MARTIN. J. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification, SPE Artificial Lift Conference paper, Bahia, Brazil. 2015, p.10.

El índice de fallas debe ser calculado para cada sistema de levantamiento por separado, esto debido a que los componentes en cada uno son diferentes y los mecanismos de fallas no son iguales para todos los sistemas, por lo cual el promedio de pozos activos es el promedio aritmético en un año de los pozos con sistema artificial instalado en fondo (fallado o no).

Es por esto por lo que la evaluación de la implementación de una sarta de varilla hueca en el Pozo A sirve de referencia para ayudar a reducir la frecuencia de fallas en aquellos pozos con condiciones similares a la del pozo en estudio, ayudando de la misma manera a reducir el número de intervenciones de los pozos fallados y a la reducción de la producción diferida.

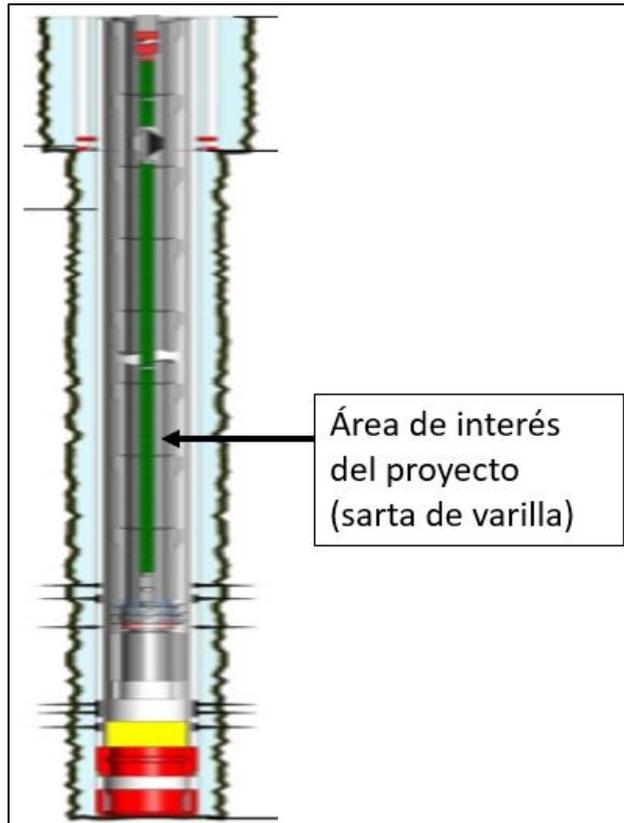
La evaluación del componente financiero de la implementación de la sarta de varilla hueca en el Pozo A se hizo desde el punto de vista de una compañía operadora y se utilizó como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense (USD), se va a utilizar el indicador financiero de Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), usando una tasa de interés de oportunidad de 11% efectivo anual, y como horizonte de tiempo dos años en periodos bimestrales por ser una prueba piloto definida por

⁸¹ ECOPETROL. Estadísticas de fallas Gerencia de Desarrollo y Producción Huila-Tolima Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Neiva, Colombia, 2016, p.10. 15 hojas de cálculo, color.

Ecopetrol S.A. Adicionalmente se realizara un análisis de costos de inversión y costos de operación en tres escenarios distintos de evaluación.

A continuación, se presenta en un estado mecánico el objeto de estudio del presente proyecto, ver **Figura 38**.

Figura 38. Estado Mecánico del Pozo A



Fuente. Ecopetrol Open Wells. Modificado por el autor.

5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión o costos de capital (CAPEX, Capital Expenditure), son todos los costos únicos relacionados con la adquisición o mejora de equipos o instalaciones que permitan mejorar el funcionamiento de la actividad de la empresa⁸². Por ejemplo, el costo de seleccionar una varilla de mejor calidad (Varilla Hueca o Continua) en lugar de la varilla convencional entra en la categoría de

⁸² BACCA. Guillermo. En: Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá, Colombia. 2008. Octava edición, p.122.

CAPEX, ya que los tres tipos de varillas desempeñaran la misma función, pero la vida útil será diferente para cada una según lo presentado en capítulos anteriores.

Los costos de inversión se toman a partir de un pago único al momento de utilizar varilla continua en lugar de varilla convencional y por el otro lado al momento de utilizar una sarta de varilla hueca

A continuación, se detallan los costos de inversión por cada escenario evaluado:

5.1.1 CAPEX Escenario 1. Varilla convencional. Si la compañía operadora continua con el uso de varilla convencional como elemento del bombeo de cavidades progresivas no requiere ningún tipo de inversión. En las intervenciones en las cuales solo se reemplazan las varillas convencionales por unas nuevas no son parte de este análisis, ya que entran en la categoría de costos de operación y se analizaran en la siguiente sección.

Para la proyección de los costos de inversión se contempla una longitud de varilla constante de 3022 ft, adicionalmente debido a que se deben adquirir materiales adicionales para la implementación de la sarta de varilla hueca o continua, se tiene la siguiente **Tabla 30**:

Tabla 30. Costo de Materiales según la sarta de varilla a implementar.

Tipo de varilla	Costo x Ft (USD)
Varilla Continua	14,43
Varilla Hueca	11,00

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

5.1.2 CAPEX Escenario 2. Varilla continua. Los costos de inversión asociados a reemplazar la sarta de varilla convencional por varilla continua se presentan en la **Tabla 31**.

Tabla 31. Costos de inversión para el escenario 2.

Periodo (Bimestre)	Costo x Ft (USD)	Pies de varilla utilizados	Costo Total (USD)
0	14,43	3.022,00	43.598,39

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

5.1.3 CAPEX Escenario 3. Varilla hueca. Los costos de inversión asociados a reemplazar la sarta de varilla convencional por varilla hueca se presentan en la **Tabla 32**.

Tabla 32. Costos de inversión para el escenario 3.

Periodo (Bimestre)	Costo x Ft (USD)	Pies de varilla utilizados	Costo Total (USD)
0	11,00	3.022,00	33.242,00

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación o costos operativos (OPEX, Operating Expense), son todos los costos permanentes relacionados con el mantenimiento de los equipos, costos de insumos y otros costos necesarios para el correcto funcionamiento de la actividad de una empresa. Por ejemplo, el costo para intervenir un pozo (Servicio a pozo) entra en la categoría de OPEX, así como el costo de la energía para mantener el sistema de levantamiento artificial en funcionamiento.

El análisis se va a enfocar en cuanto cuesta y en la frecuencia de un servicio a pozo con la frecuencia de falla del pozo A antes de la implementación de la sarta de varilla hueca y después de la puesta en marcha de esta. Para lo cual se relacionan en la **Tabla 33**, los costos de intervención del Pozo A según la sarta de varilla implementada.

Tabla 33. Costos de mantenimiento del equipo de fondo por cada intervención.

Concepto	Varilla Convencional	Varilla Continua	Varilla Hueca
Equipo de Fondo	2.368,60	2.368,60	2.368,60
Equipo de Varilleo	6.172,00	N/A	6.172,00
Equipo de Varilleo CoRod	N/A	15.373,00	N/A
Tarifa de carro tanque	1.190,00	1.190,00	1.190,00
Aditivo de fluido de completamiento	353,16	353,16	353,16
Cargo por especialista	1.052,62	1.122,00	1.052,62
Shear Coupling	287,90	287,90	287,90
Total (USD)	11.424,28	20.694,66	11.424,28

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

Adicionalmente se contempla que las pérdidas de producción entran en los costos operativos, ya que es producción con la que la empresa operadora cuenta y no se está generando por una falla en el equipo de fondo, por ejemplo: en la sarta de varilla.

Para totalizar las pérdidas de producción en concepto de costos se utilizó la siguiente información, ver **Tabla 34**.

Tabla 34. Precio de venta para el crudo producido en el campo Yaguará.

Concepto	Valor (USD) por barril
Barril de crudo calidad BRENT	50.92
Ajuste de calidad	7.71
Tarifa de transporte	8.93
Lifting cost	6.00
Precio de venta	28.28

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor

La relación entre las pérdidas de producción y la sarta de varilla utilizada en el Pozo A se relacionan en la **Tabla 35**.

Tabla 35. Perdidas asociadas a la falla e intervención del Pozo A.

Concepto	Varilla Convencional	Varilla Continua	Varilla Hueca
Potencial del pozo (BOPD)	30.00	30.00	30.00
Tiempo del servicio (días)	1.00	2.00	1.00
Diferida (BO)	30.00	60.00	30.00
Precio de venta	28.28	28.28	28.28
Perdidas (USD)	848.40	1,696.80	848.40

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor

5.2.1 OPEX Escenario 1: Varilla convencional. Este escenario contempla los costos si el Pozo A continúa operando con sarta de varilla convencional, ver **Tabla 36**. Teniendo en cuenta el desempeño de la varilla convencional durante su implementación en el Pozo A y su frecuencia de falla.

Tabla 36. Costos de operación en el escenario 1 con varilla convencional.

Periodo (Bimestre)	Costo por intervención	Pérdidas	Número de intervenciones	USD
1	11.424,28	848,40	1	12.272,68
2	11.424,28	848,40	1	12.272,68
3	11.424,28	848,40	1	12.272,68
4	11.424,28	848,40	1	12.272,68
5	11.424,28	848,40	1	12.272,68
6	11.424,28	848,40	1	12.272,68
7	11.424,28	848,40	1	12.272,68

Tabla 36. Continuación

Periodo (Bimestre)	Costo por intervención	Pérdidas	Número de intervenciones	USD
8	11.424,28	848,40	1	12.272,68
9	11.424,28	848,40	1	12.272,68
10	11.424,28	848,40	1	12.272,68
11	11.424,28	848,40	1	12.272,68
12	11.424,28	848,40	1	12.272,68

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

5.2.2 OPEX Escenario 2: Varilla continua. Este escenario contempla los costos si el Pozo A opera con sarta de varilla continua, ver **Tabla 37**. Teniendo en cuenta el desempeño de la varilla continua durante su implementación en el Pozo A y su frecuencia de falla.

Tabla 37. Costos de operación en el escenario 2 con varilla continua.

Periodo (Bimestre)	Costo por intervención	Pérdidas	Número de intervenciones	USD
1	0,00	0,00	0	0,00
2	20.694,66	1.696,80	1	22.391,46
3	0,00	0,00	0	0,00
4	20.694,66	1.696,80	1	22.391,46
5	0,00	0,00	0	0,00
6	20.694,66	1.696,80	1	22.391,46
7	0,00	0,00	0	0,00
8	20.694,66	1.696,80	1	22.391,46
9	0,00	0,00	0	0,00
10	20.694,66	1.696,80	1	22.391,46
11	0,00	0,00	0	0,00
12	20.694,66	1.696,80	1	22.391,46

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

5.2.3 OPEX Escenario 3: Varilla hueca. Este escenario contempla los costos si el Pozo A opera con sarta de varilla hueca, ver **Tabla 38**. Teniendo en cuenta el desempeño de la varilla hueca durante su implementación en el Pozo A y su frecuencia de falla.

Tabla 38. Costos de operación en el escenario 3 con varilla hueca.

Periodo (Bimestre)	Costo por intervención	Pérdidas	Número de intervenciones	USD
1	0,00	0,00	0	0,00
2	0,00	0,00	0	0,00
3	0,00	0,00	0	0,00
4	11.424,28	848,40	1	12.272,68
5	0,00	0,00	0	0,00
6	0,00	0,00	0	0,00
7	0,00	0,00	0	0,00
8	11.424,28	848,40	1	12.272,68
9	0,00	0,00	0	0,00
10	0,00	0,00	0	0,00
11	0,00	0,00	0	0,00
12	11.424,28	848,40	1	12.272,68

Fuente. Ecopetrol. Modificado por el autor.

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

La siguiente sección tiene como propósito establecer la viabilidad financiera de la implementación de la sarta de varilla hueca en el sistema de bombeo de cavidades progresivas en el pozo A, con ayuda del indicador Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

5.3.1 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). El indicador CAUE consiste en reducir todos los ingresos y egresos a una serie uniforme equivalente de pagos para de este modo poder realizar una comparación de la implementación de una tecnología en lugar de otra⁸³. Para evaluar el indicador se debe tener en cuenta su significado: el escenario que tenga los menores costos anuales equivalentes será el más atractivo. Este indicador se utilizó para la evaluación del proyecto debido a las diferentes vidas útiles que presentaron los tipos de varilla implementados en el Pozo A.

Para la aplicación de la metodología del costo anual uniforme equivalente se debe tener en cuenta la **Ecuación 21**.

⁸³ BACCA. Guillermo." Costo Anual Uniforme Equivalente", En: Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá, Colombia. 2008. Octava edición, p.223-237.

Ecuación 21. Costo anual Uniforme equivalente.

$$CAUE (TIO) = \frac{VP}{\left[\frac{(1 + TIO)^M - 1}{TIO(1 + TIO)^M} \right]}$$

Fuente. BACCA. G. Ingeniería económica, Bogotá, Colombia:2008. Octava edición, p.223-237

Donde:

CAUE: Costo bimestral uniforme equivalente

VP: Valor presente para cada caso

TIO: Tasa de interés de oportunidad, efectiva bimestral

M: Periodos, bimestres

El resultado del CAUE, se interpreta de la siguiente manera:

- Para un escenario que solo contempla costos en el periodo de evaluación, el valor del CAUE es el costo equivalente que genera un proyecto en anualidades uniformes distribuidas a través del tiempo.

Para hallar el valor presente se debe utilizar la **Ecuación 22.**

Ecuación 22. Valor presente.

$$VP: P + CBO + BOPDloss$$

Fuente. BACCA. G. Ingeniería económica, Bogotá, Colombia:2008. Octava edición, p.223-237

Donde:

P: costo inicial de la inversión

CBO: costo bimestral de operación

VP: Valor presente

BOPD los: diferida asociada a la intervención en cada periodo.

Se debe aclarar que la implementación de cualquier sarta de varilla no aumentara la producción del Pozo A ya que no afecta ninguna propiedad del yacimiento, lo que sí se puede evaluar en la implementación de cada sarta de varilla es la reducción de la producción diferida. Por otro lado, el *lifting cost* es independiente en este caso

de la sarta de varilla utilizada, esto debido a que el costo de la energía, costo del tratamiento de fluidos en superficie y demás costos asociados a producir un barril del Pozo A se mantienen constantes con la implementación de cualquier sarta de varilla.

- **Costo bimestral de operación:** Para hallar el valor actual de los costos de operación se debe utilizar la **Ecuación 23**.

Ecuación 23. Calculo del valor actual del costo de operación.

$$\sum_{n=0}^k \frac{CBO}{(1 + TIO)^N}$$

Fuente. BACCA. G. Ingeniería económica, Bogotá, Colombia:2008. Octava edición, p.223-237

Donde:

N: periodos de evaluación de cada varilla, bimestre.

CBO: costo bimestral de operación.

TIO: tasa de interés de oportunidad, efectiva bimestral.

- **Producción diferida:** Para hallar el valor actual de la producción diferida se debe utilizar la **Ecuación 24**.

Ecuación 24. Calculo del valor actual de la producción diferida.

$$\sum_{n=0}^k \frac{BOPD \text{ loss}}{(1 + TIO)^N}$$

Fuente. BACCA. G. Ingeniería económica, Bogotá, Colombia:2008. Octava edición, p.223-237

Donde:

N= Periodos de evaluación de cada varilla, bimestre.

BOPD loss= Diferida asociada a la intervención en cada periodo.

TIO= Tasa de interés de oportunidad, efectiva bimestral.

5.3.2 Tasa de interés de oportunidad. La tasa de interés de oportunidad es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto⁸⁴. Según los datos suministrados por Ecopetrol S.A, la tasa de interés de oportunidad adoptada por ellos es del 11% de efectivo anual. Como la evaluación

⁸⁴ BACCA. Guillermo." Valor Presente Neto", En: Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá, Colombia. 2008. Octava edición, p.197-223.

para cada sarta de es en periodos bimestrales, es necesario convertir la TIO a efectiva bimestral, con la **Ecuación 25**.

Ecuación 25. Cambio de capitalización en las tasas de interés.

$$(1 + in)^n = (1 + im)^m$$

Fuente. BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9, Fondo Educativo Panamericano. Octava edición, p.24.

Donde:

in= Tasa de oportunidad efectiva anual (%).

im= Tasa de oportunidad efectiva bimestral (%).

n= Tiempo efectivo anual. (n=1)

m= Tiempo efectivo bimestral. (m=6)

Empleando la ecuación, se realizará el siguiente procedimiento para convertir de efectiva anual a efectiva bimestral, ver **Ecuación 26**.

Ecuación 26. Cambio de la tasa efectiva anual a efectiva bimestral

$$\begin{aligned}(1 + 0.11)^1 &= (1 + im)^6 \\ \sqrt[6]{(1.11)^1} &= 1 + im \\ 1.017545481 - 1 &= im \\ 1.75\% & \text{ Tasa efectiva bimestral}\end{aligned}$$

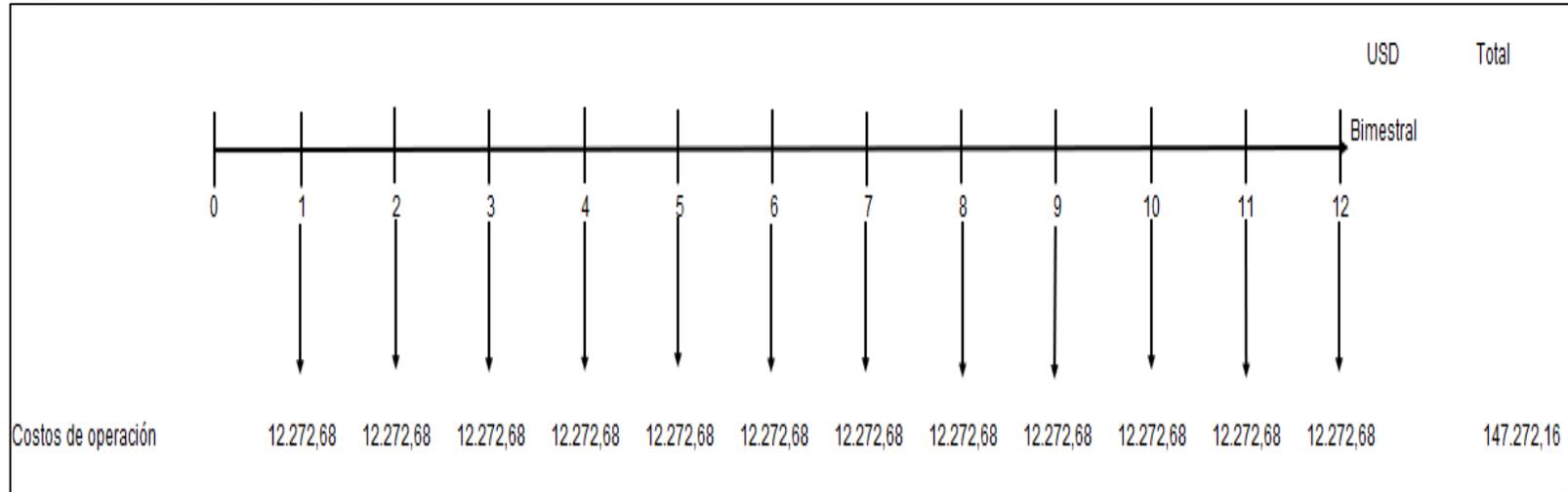
La TIO es la tasa mínima que se utiliza para determinar el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto, en este caso los costos equivalentes. Con base en esto se puede comparar bajo las mismas condiciones los costos de cada una de las implementaciones de las diferentes varillas en el Pozo A.

5.4 GRAFICAS DE FLUJOS DE CAJA

Los flujos de caja son la representación gráfica de un proyecto a lo largo del tiempo, donde se relacionan los ingresos, egresos y periodos de capitalización.

Como solo vamos a considerar los egresos, todos los flujos de efectivo serán negativos por lo cual estarán ubicados hacia abajo en la línea de tiempo horizontal que representa el proyecto, ver **Figura 39**, **Figura 40** y **Figura 41**.

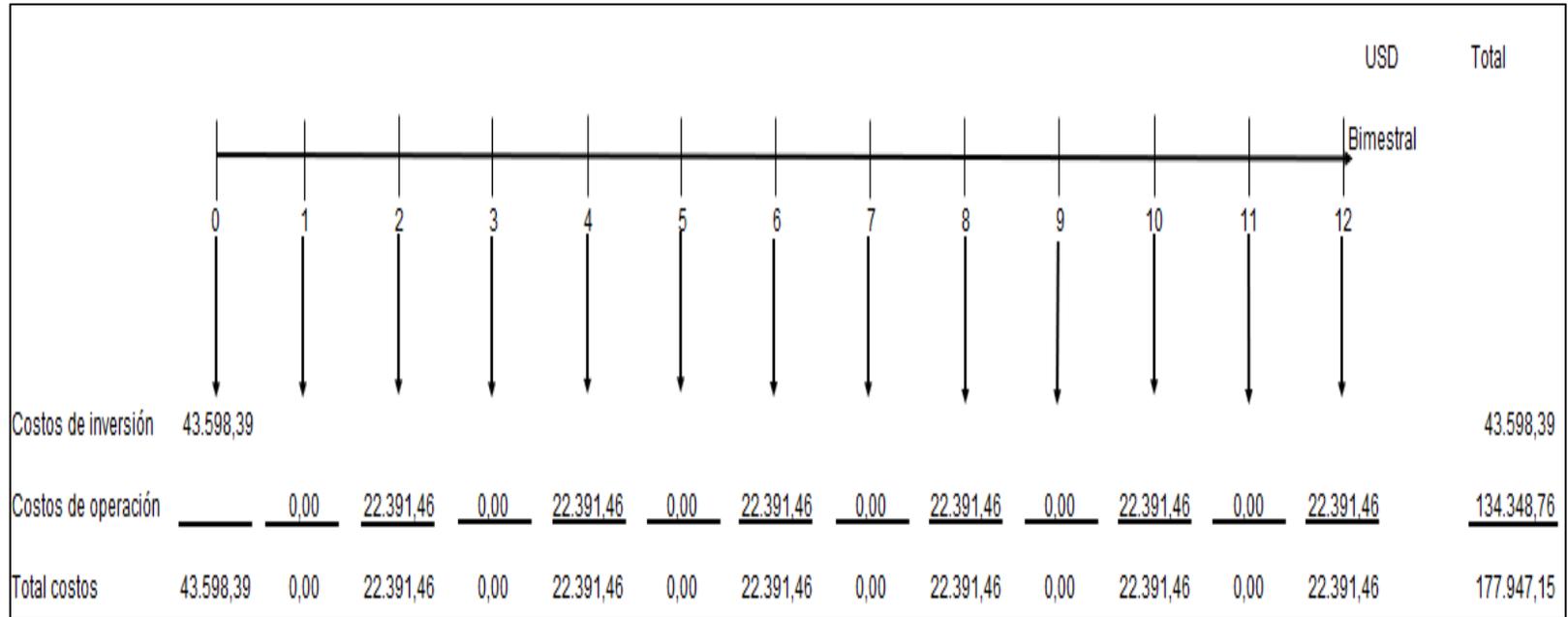
Figura 39. Flujo de caja del escenario 1.



Reemplazando en la **Ecuación 22**, se obtiene para el escenario 1:

$$\begin{aligned}
 CAUE(0.0175) &= \frac{\left[\frac{12,272.68}{(1+0.0175)^1} + \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^2} + \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^3} + \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^4} + \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^5} + \frac{12,272.78}{(1+0.0175)^6} + \right. \\
 &\quad \left. \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^7} + \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^8} + \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^9} + \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^{10}} + \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^{11}} + \frac{12,272.68}{(1+0.0175)^{12}} \right]}{\left[\frac{(1+0.0175)^{12} - 1}{0.0175(1+0.0175)^{12}} \right]} * -1 \\
 &= -12.272,68
 \end{aligned}$$

Figura 40. Flujo de caja del escenario 2.

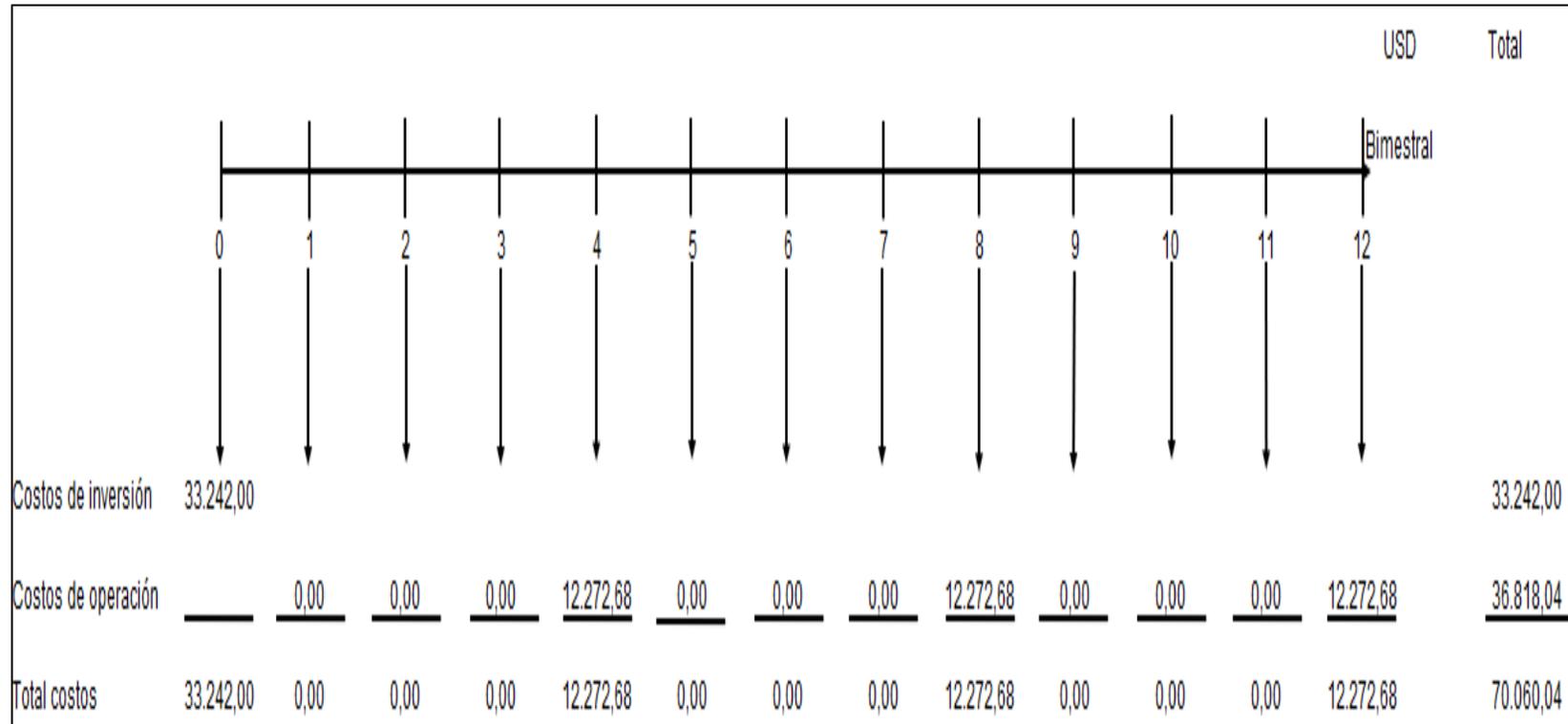


Reemplazando en la **Ecuación 22**, se obtiene para el escenario 2:

$$CAUE(0.0175) = \frac{43.598,39 + \left[\frac{0}{(1+0.0175)^1} + \frac{22.391,46}{(1+0.0175)^2} + \frac{0}{(1+0.0175)^3} + \frac{22.391,46}{(1+0.0175)^4} + \frac{0}{(1+0.0175)^5} + \frac{22.391,46}{(1+0.0175)^6} + \frac{0}{(1+0.0175)^7} + \frac{22.391,46}{(1+0.0175)^8} + \frac{0}{(1+0.0175)^9} + \frac{22.391,46}{(1+0.0175)^{10}} + \frac{0}{(1+0.0175)^{11}} + \frac{22.391,46}{(1+0.0175)^{12}} \right]}{\left[\frac{(1+0.0175)^{12} - 1}{0.0175(1+0.0175)^{12}} \right]} * -1$$

$$= -15.159,12$$

Figura 41. Flujo de caja del escenario 3.



Reemplazando en la **Ecuación 22**, se obtiene para el escenario 3:

$$CAUE(0.0175) = \frac{33.242,00 + \left[\frac{0}{(1+0.0175)^1} + \frac{0}{(1+0.0175)^2} + \frac{0}{(1+0.0175)^3} + \frac{12.272,68}{(1+0.0175)^4} + \frac{0}{(1+0.0175)^5} + \frac{0}{(1+0.0175)^6} + \frac{0}{(1+0.0175)^7} + \frac{12.272,68}{(1+0.0175)^8} + \frac{0}{(1+0.0175)^9} + \frac{0}{(1+0.0175)^{10}} + \frac{0}{(1+0.0175)^{11}} + \frac{12.272,68}{(1+0.0175)^{12}} \right]}{\left[\frac{(1+0.0175)^{12} - 1}{0.0175(1+0.0175)^{12}} \right]} * -1$$

$$= -6.084,75$$

En la **Tabla 39**, se presenta un resumen de los resultados de la evaluación financiera de la implementación de la sarta de varilla hueca para el bombeo de cavidades progresivas del Pozo A del Campo Yaguará.

Tabla 39. Resumen de la evaluación financiera.

Escenario	CAUE (USD)
1	-12.272,68
2	-15.159,12
3	-6.084,75

5.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

La mejor opción para la compañía operadora es implementar en un periodo de dos años, la sarta de varilla hueca en el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el Pozo A del Campo Yaguará, debido a que representa un ahorro en dólares por bimestre del 50.42% (6.188USD) frente al uso de una sarta de varilla convencional, por otro lado, la sarta de varilla hueca representa un ahorro en dólares por bimestre del 59.86% (9.074USD) frente al uso de una sarta de varilla continua.

6. CONCLUSIONES

- El Campo Yaguará se encuentra bajo el mecanismo de recuperación secundaria por inyección de agua, lo que ocasiona que las tasas de fluidos producidos sean mayores debido al avance del frente de inyección; por lo cual las sargas de varillas en los pozos de cavidades progresivas deben girar a mayor velocidad para producir el volumen de fluido requerido.
- La elevada tasa de producción de fluidos en el Pozo A, mayor a 1000 BFPD, acompañado con su elevada tortuosidad y desviación, $DLS < 4^{\circ}/100$ ft y 50° de inclinación, fue la principal causa de las repetitivas fallas por varilla partida.
- El diseño de la varilla hueca y la continua es similar en cuanto a que no poseen conexiones de diámetro mayor al del cuerpo de la varilla, lo que ayuda a distribuir de una manera más uniforme las cargas axiales ejercidas sobre el cuerpo de la varilla en contacto con la tubería de producción.
- La varilla hueca es la que cuenta con la mejor relación torque de operación/cargas axiales, ya que ofrece el mayor torque (640 lbf*ft) y las menores cargas axiales (4.2kips) sobre el cuerpo de la varilla, a diferencia de la varilla convencional de 1 in (619 lbf*ft, 6.5kips) y la varilla continua de 1in (620 lbf*ft, 6.5kips) evaluadas.
- Las cargas de contacto distribuidas en el cuerpo de la varilla hueca y continua son 690 lbf/ft menor que las cargas de contacto en las conexiones de la varilla convencional.
- La implementación de una sarga de varilla hueca para el sistema de bombeo de cavidades progresivas en el Pozo A ha demostrado ser técnicamente exitosa, debido a que aumenta el Run Life promedio del equipo, de 45 días a 150 días, reduce las cargas de contacto, de 700 lbf/ft a 10 lbf/ft, y el perfil de desgaste de la tubería de producción, bajo los parámetros de operación planteados (631 BFPD, 150 ft-TVD de sumergencia, 120 psi de THP, 96% BS&W, 478 scf/stb de GOR, 60 hz y 460 V).
- El desgaste en la tubería es otro factor importante al momento de seleccionar una sarga de bombeo en el sistema de cavidades progresivas, esto debido a que según los resultados obtenidos la implementación de una sarga de varilla hueca aumenta el tiempo de vida útil de la sarga de producción, de 150 días hasta 1200 días antes de alcanzar un desgaste del 100% en la pared de la tubería de producción, cuando se compara con la varilla convencional.
- La sarga de varilla con mejor eficiencia en la transmisión de potencia desde superficie a fondo bajo las condiciones de operación del Pozo A, es la varilla

continua con 68.79%, seguida de la varilla hueca con 63.93% y por último la varilla convencional con 61.19%.

- La mejor opción para la compañía operadora es implementar en un periodo de dos años, la sarta de varilla hueca en el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el Pozo A del Campo Yaguará, debido a que representa un ahorro en dólares por bimestre del 50.42% (6.188USD) frente al uso de una sarta de varilla convencional, por otro lado, la sarta de varilla hueca representa un ahorro en dólares por bimestre del 59.86% (9.074USD) frente al uso de una sarta de varilla continua.

7. RECOMENDACIONES

- Evaluar técnica y financieramente el uso de la varilla hueca como control para la precipitación de parafinas en pozos productores de petróleo mediante la inyección de agua caliente, para mantener el fluido producido por encima de la temperatura de cristalización. Se puede tomar como referencia el Campo Rio Ceibas que padece de este inconveniente.
- Realizar la evaluación técnica de la implementación de una sarta de varilla hueca en pozos con sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas pertenecientes a otros Campos productores de petróleo.
- Extrapolar los resultados obtenidos en el presente trabajo a pozos que posean condiciones similares a las del Pozo A y que presenten fallas recurrentes por varilla partida.
- Evaluar el desempeño de la sarta de varilla hueca en Pozos con geometría parecida a la del Pozo A, pero que tengan instalado el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico, debido a que los esfuerzos a los que está sometida la varilla en el bombeo mecánico difieren a los del bombeo de cavidades progresivas.
- Incluir en el cálculo de los esfuerzos efectivos para las diversas sartas de varilla el componente corrosivo del fluido del Campo Yaguará, esto debido a que la varilla hueca utilizada no posee metalurgia resistente a la corrosión debido a que está fabricada en acero AISI 1023Mod⁸⁵ y para aplicaciones en ambientes corrosivos se recomienda metalurgia AISI 4330⁸⁶ o AISI 4138⁸⁷ que tienen metales como el Cromo, Molibdeno y Nickel.
- Desarrollar un estudio de factibilidad para la implementación del bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo (ESPCP) en pozos con características similares a las del Pozo A, y comparar técnica y económicamente con el presente proyecto.

⁸⁵ TENARIS. Op., cit. p.89.

⁸⁶ WEST YORKSHIRE STEEL. AISI 4330V Alloy Steel. [catalogo]. Leeds. Reino Unido, 2017. Disponible en: <https://www.westyorkssteel.com/> [citado el 1 de noviembre de 2017]

⁸⁷ TENARIS. Op., cit. p.72.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapas de tierras ANH-Contratos Petroleros. Bogotá, D.C [En línea]. Disponible en: <<<http://www.inascol.com/ANH/>>>

ALVAREZ. G, RUIZ. R, " Shale Oil Production Challenges in Beam Pumping Being Solved with Premium Sucker Rods Designs." 2004.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Sucker Rods, Polished Rods and Liners, Couplings, Sinker Bars, Polished Rod Clamps, Stuffing Boxes and Pumping Tees. API Specification 11B Edición 27, Noviembre 2010

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Recommended Practice for the Care and Handling of Sucker Rods. API Specification 11BR Edición 8, septiembre 2012

ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.co.>>>

BACCA. G. Ingeniería Financiera, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá, 2007.

BAKER HUGHES. "Submersible pump Handbook". Claremore: Centrilift, 2011.

BANZER. C. Correlaciones Numéricas P.V.T, pág. 103, Universidad de Zulia- Instituto de investigaciones petroleras, 1996, Maracaibo, Venezuela.

BARBOSA. W, TYLER. N, "Estudio integrado del Campo Yaguará" en Informe técnico del Campo Yaguará, Bogotá, Colombia: PETROBRAS, 2003, p.35.

BARRIO. C, COFFIELD. D, "Late Cretaceous Stratigraphy of the Upper Magdalena Basin in the Payandé-Chaparral Segment (Western Girardot Sub-Basin)" en Journal of South American Earth Sciences, Bogota, Colombia, 1992.

BELTRÁN. N, GALLO. J, "The Geology of the Neiva Sub-Basin, Upper Magdalena Basin, Southern Portion en IX Conferencia Anual de la Sociedad Colombiana de Geólogos del Petróleo y Geofísicos, Bogotá, Colombia, 1979, p.365.

BERNAL. L, 1976 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968.

C-FER TECHNOLOGIES. PCP systems [en línea]. Disponible en: << <http://www.pcp-pump.com/pcp-systems>>>

CHOLET. H, Progressing Cavity Pump, 1 ed. Paris, Francia: Editions Technip, 1997.

CORREA. S, et al. "Successful PCP application in High Deviated Wells: Breaking Away the paradigm of PCP only for or low deviated wells in Colombia" En: Artificial Lift Conference (21-22 Mayo) Artículo. Cartagena:2003.

DENEY. D, "Hollow-Rod Technology for PCP Systems," vol. 53, 2001.

ECOPETROL. Estadísticas de fallas Gerencia de Desarrollo y Producción Huila-Tolima Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Neiva, Colombia, 2016,15 hojas de cálculo, color.

ECOPETROL. Presentación coordinación Yaguará 12-2015 gerencial. [diapositivas]. Neiva, 2015.diapositivas, color.

FORERO. A. Modelamiento Estadístico para la Predicción Analógica del Proceso de Inyección de Agua en Yacimientos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Bogotá, Colombia. 2012.

FRANCESCO. C. Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bombas de cavidad progresiva. Weatherford Artificial Lift Systems. Houston, Texas.1996.

GAMBOA. J, OLIVET. A. Understanding the performance of a progressive cavity pump with a metallic stator, Los Teques, Venezuela: 2005. p.3.

GUERRERO. J, SARMIENTO. G. "The Stratigraphy of the W side of the cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of selected areas and type localities including Aipe, Guaduas, Piedras and Ortega" Geologia Colombiana, ed.25. 2000.

HETTNER. A, 1894 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968.

HIRSCHFELDT. M. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Buenos Aires, Argentina:2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y DE CERTIFICACION. Documentación. Presentación de Tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá. El Instituto, 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y DE CERTIFICACION. Referencias Bibliograficas. Contenido, Forma y estructura. NTC 5613. Sexta actualización. Bogotá. El Instituto, 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y DE CERTIFICACION. Referencias documentales para fuentes de información electronica. NTC 4490. Bogotá. El Instituto, 1998.

J. DE MIGUEL. J, GUTYRYA. J, JOMJAK. Y. Propiedades estructurales de los ejes huecos y solidos con una grita plana, Ingeniería Mecánica Vol.17, No 2. Odessa, Ucrania. 2014.

KNOLL.Pumps [en línea]. Disponible en:<< <http://www.knoll-mb.de/en/pumps.html>
>>

LEA. J, ANDERSON. P, "Optimization of Progressive Cavity Pump Systems In The Development Of The Clearwater Heavy Oil Reservoir," vol. 27, 1988.

LIZCANO. J, "Análisis del Desempeño de un Fluido Base Agua de Alto Rendimiento Durante la Perforación de los Pozos Horizontales del Campo Yaguará", proyecto de grado, Universidad de América, Bogotá, Colombia:2012, p.27.

MOJICA. J, MACIA. C, "Características Estratigráficas y Edad de la Formación Yavi, Mesozoico de la Región entre Prado y Dolores, Tolima, Colombia. Geología Colombiana 12, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, 1983.

MORA. J. Modelo Estratigráfico para el Cretácico Basal (Aptiano-Albiano) en el norte de la Sub-Cuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena, Colombia. VII Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuencas Andinas, 2003.

PETROBRAS "Petrobras deja histórico legado social y ambiental a la comunidad huilense", 2011[En línea]. Disponible en:
<<<http://www.petrobras.com/es/paises/colombia/noticias>>>

PORTA. J, Estratigrafía del cretáceo superior y terciario en el extremo sur del Valle Medio del Magdalena. Boletín geológico de la UIS, ed.19, Bucaramanga, Colombia. 1965.

PORTA. J, 1965 citado por GUERRERO. J. "The Stratigraphy of the W side of the cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of selected áreas and type localities including Aipe, Guaduas, Piedras and Ortega"Geologia Colombiana, ed.25. 2000, p.83

PROTEX. "Progressing cavity pump manual". Protex CIS Ltd: Calgary, Canada, 2003.

PUGH. T, "Overview of Hydraulic Pumping (Jet and Piston)". Weatherford CPS: Texas, Estados Unidos, 2006.

PULIDO. R, GODOY. F. HolloRod Technologies. Bogotá, Colombia, 2017. .21 diapositivas. Color.

RENZONI et al., 1994 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968.

RUBIANO. E, MARTIN. J. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification, SPE Artificial Lift Conference paper, Bahia, Brazil. 2015.

SKOCZYLAS. P. Drive String Fatigue in PCP Applications, SPE Artificial Lift Conference & Exhibition-North America, Houston, Estados Unidos. 2014, p.12.

SCHLUMBERGER, "KUDU PCP, Positive Displacement pump with a helical rotor spinning inside a fixed rotor", 2017.

TENARIS. Productos, ensayos y accesorios. [diapositivas]. Bogotá, Colombia, 2017.105 diapositivas, color.

VELOZA. G, MORA. A. Dislocación de facies en el tope de la secuencia cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigráfico secuencial colombiano. Boletín de Geología, Vol.30, Bucaramanga, Colombia, 2008, p.13.

VERGARA. L, "Stratigraphic, micropaleontologic and organic geochemical relations in the Cretaceous of the Upper Magdalena Valley, Colombia". Giessener Geologische Schriften Berlin, Alemania.1994.

VETTER.G, WINCEK.M. "Performance prediction of twin screw pumps for two phase gas/liquid Flow" En: Pumping Machinery. ASME, FED Vol 154.1993.

WANG. S, GAO. Y. Stress Analysis of Hollow Sucker Rod Screw Thread Joint and Shape Optimisation of Screw Thread. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta Indonesia, 2013.

WEATHERFORD. Introduction to rod pumping and surface equipment. [diapositivas]. Houston, 2010. 300 diapositivas, color.

WEATHERFORD. The Gas lift application: Consideration for the design, Application and Operation of gas lift installations. [diapositivas]. Houston, 2010.. 234 diapositivas, color.

WEATHERFORD. Progressing cavity pumping systems. [diapositivas]. Houston, 2010. p.18. 199 diapositivas, color.

WEATHERFORD. COROD, CONTINUOUS ROD [en línea]. Disponible en <<<https://www.weatherford.com/en/products-and-services/production/artificial-lift-systems/corod%C2%AE-continuous-rod/>>>

WEST YORKSHIRE STEEL. AISI 4330V Alloy Steel. [catalogo]. Leeds. Reino Unido, 2017. Disponible en: <<<https://www.westyorkssteel.com/>>>

ZHOU. D, YUAN. H, "Desing of progressive cavity pumps Wells" En: Progressive cavity pump conference (27-29, abril). Artículo. Texas: 2008.

ANEXOS

ANEXO A METODOLOGÍA RIFT

Cuadro A1. Razones para pulling de/los componentes del sistema de levantamiento artificial PCP

General	Specific	Description
Abnormal Operating Condition	No Flow to Surface	Symptom/evidence of possible failure, as detected by abnormal operating conditions.
	Low Flow to Surface	
	High Torque/High Current	
	Low Torque/Low Current	
	Short Circuit or Low Impedance	
	Other Abnormal Operating Condition Detected	
Maintenance/Repair of non-PCP System Component	Casing Repair	Suspected failures or maintenance requirements of downhole components outside the <i>PCP System</i> .
	Sand Control Repair	
	Well Clean-Out	
	Other Downhole Equipment Repair	
Well Optimization or Recompletion	Change Artificial Lift System Method/ Resize PCP System	System pulled to optimize the Artificial Lift System or recomplete the well.
	Convert Well	
	Change/Modify Producing Zone	
	Stimulate Well	
	Other	
Suspension of Production	Permanent Abandonment	System pulled to suspend the well.
	Temporary Abandonment	
	Shut-In	
Other	Economics	
	Log Well	
	Well Test	
	Other	
Unknown	Unknown	

Fuente. C-Fer Technologies. PCP Failure Nomenclature Standard. Vol.4, Alberta, Canada. 2015. p.4

Cuadro A2. Componentes primarios fallados en el sistema PCP.

System	Component	Subcomponents		
PCP Systems	Rotor	Base Metal	Coating	Connection
		Weld	Other	
	Stator	Connection	Elastomer	Housing
		Tag Bar	Other	
	Rods	Connection	Guide	Polished Rod
		Rod Body	Shear Coupling	Weld
		Other		
	Tubing	Centralizer	Connection	Liner
		Swivel	Torque Anchor	Tubing Body
		Tubing Drain	Other	
	Pump Intake	Connection	Discharge Ports/Screen	Housing
		Intake Ports/Screen	Separation Section	Other
	ES-PCP	See Appendix A for a list of ES-PCP components and subcomponents.		
	Other	Insert PCP Sealing Assembly		Other
	Unknown	Unknown		

Fuente. C-Fer Technologies. PCP Failure Nomenclature Standard. Vol.4, Alberta, Canada. 2015. p.5.

Cuadro A3. Adjetivos para describir las fallas en el sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de superficie.

Failure Descriptors		
Blistered	Disengaged	Torn
Broken / Fractured	Embedded Material	Unscrewed / Stripped
Burst / Ruptured	Eroded / Pressure Washed	Worn
Coated / Deposited	Hardened	Other
Corroded	Plugged	Unknown
De-bonded	Swollen	

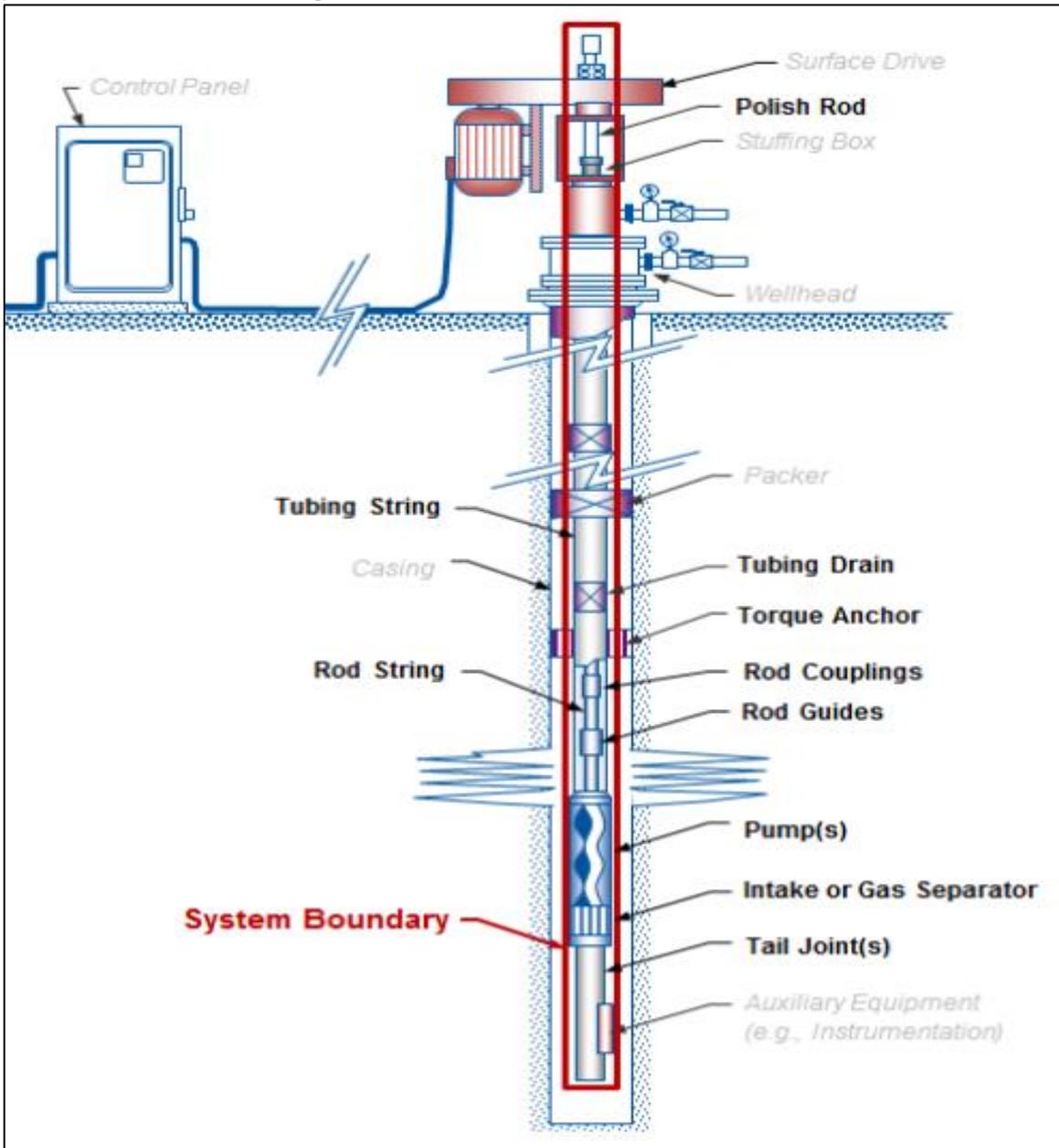
Fuente. C-Fer Technologies. PCP Failure Nomenclature Standard. Vol.4, Alberta, Canada. 2015. p.6.

Cuadro A4. Causas de fallas para el sistema PCP

Failure Cause: General	Failure Cause: Specific		Comments
System Design / Selection	Equipment Selection	System Configuration	<ul style="list-style-type: none"> • Improper system design / selection, including use of improper data or errors in calculations • Inadequate pump flow or head capacity, motor power capacity, etc. • Improper equipment selection • Improper material selection
	Equipment Selection - Materials	Other	
	Equipment Selection - Pressure Capacity		
	Equipment Selection - Volumetric Capacity		
	Improper Data Used in Design/Selection		
Manufacturing	Fabrication Problem	Mechanical Design	<ul style="list-style-type: none"> • Improper mechanical design or selection of parts or components • Improper fabrication or assembly of parts or components • Improper quality control
	Materials Selection	Other	
	Quality Control		
Storage and Transportation	Packing or Restraints	Transportation	<ul style="list-style-type: none"> • Improper or inadequate equipment handling during storage or transportation
	Storage	Other	
Installation	System Assembly	Well Cleanout	<ul style="list-style-type: none"> • Improper procedures during installation or well preparation • Improper system assembly and installation, including space-out procedures
	Installation - Field Service (Vendor)	Other	
	Installation - Field Service (Rig)		
	Reran Damaged Equipment		
Surface Equipment	Electrical Equipment Failure	Other	<ul style="list-style-type: none"> • System failure resulting from the failure of equipment at surface (outside the PCP System boundary)
	Surface Drive Equipment Failure		
	Surface Flow Equipment Failure		
Operation	Enhanced Recovery Method or Production Strategy	Inadequate Monitoring Well Treatment	<ul style="list-style-type: none"> • Improper operating procedures or inadequate monitoring • Field management practices
	Operation of Other Wells in Field	Other	
	Operating Procedure		
Reservoir or Fluids	Asphaltene	Frac Sand	<ul style="list-style-type: none"> • Unexpected reservoir conditions, leading to (1) plugging by scale, paraffin, asphaltene, sand, etc. or (2) lower/higher productivity higher GOR or water cut • Reservoir fracturing, subsidence, etc.
	Scale	Reservoir Failure	
	Paraffin	High Inflow	
	Solids	Low Inflow	
	Sand	Corrosive fluids	
Completion	Failure of Perforations/Liner/Openhole	Non-PCP Downhole Failure (Other)	<ul style="list-style-type: none"> • Failure of wellbore completion (e.g. casing, packer, safety valve, liner)
	Failure or Improper Sand Control System		
	Wellbore Completion Failure		
Other	Weather/Oceanographic	Poor Power Quality	<ul style="list-style-type: none"> • Weather, war, terrorist attack, etc. • Power supply issues • Failure of instrumentation or control
	Natural Disaster	Other	
	Power Disruption/Lightning		

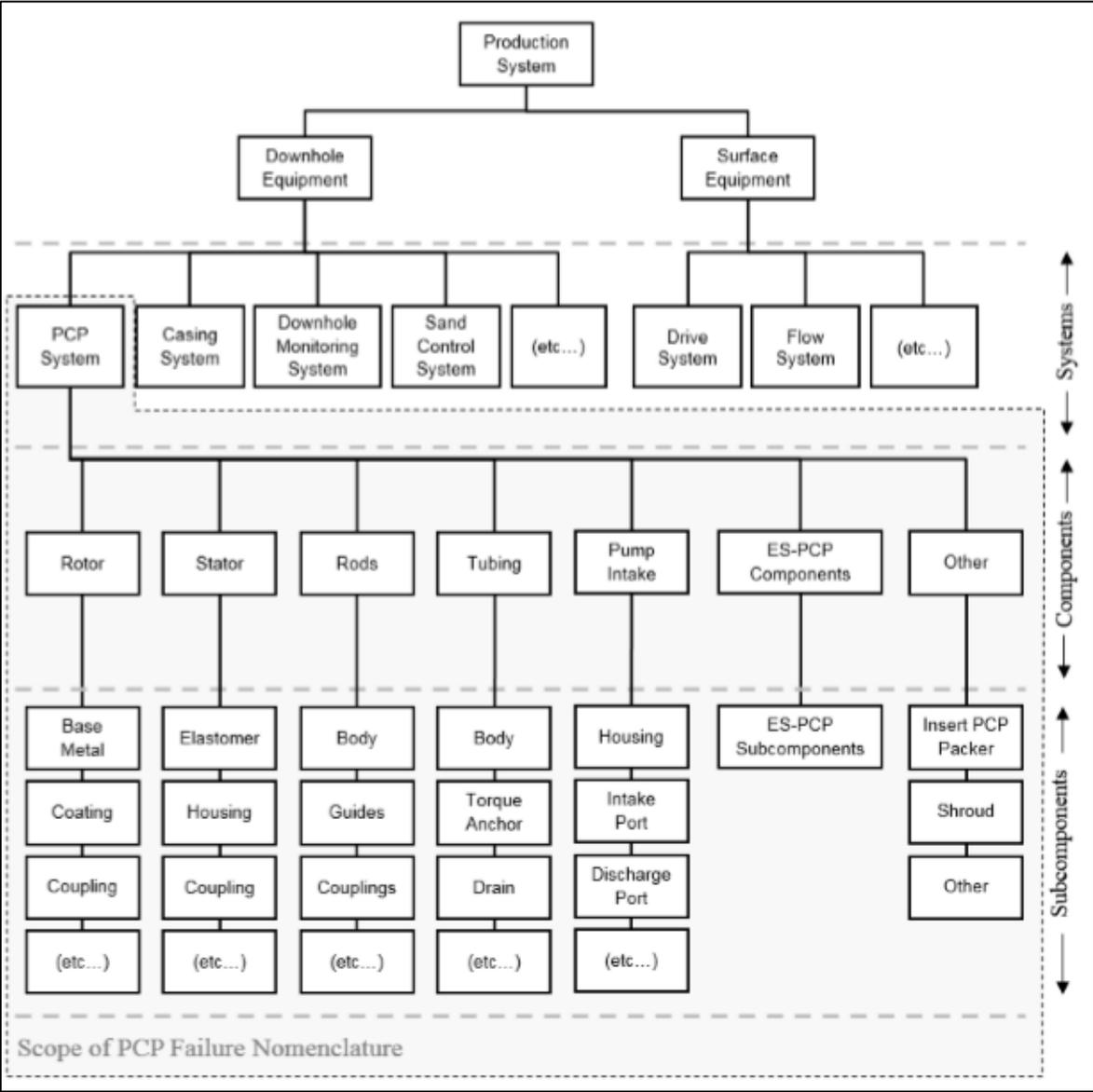
Fuente. C-Fer Technologies. PCP Failure Nomenclature Standard. Vol.4, Alberta, Canada. 2015. p.7

Figura A1. Fronteras del sistema artificial del bombeo de cavidades progresivas para utilizar la metodología RIFT



Fuente. C-Fer Technologies. PCP Failure Nomenclature Standard. Vol.4, Alberta, Canada. 2015. p.8

Figura A2. Jerarquía de los componentes del sistema de producción en el bombeo de cavidades progresivas



Fuente. C-Fer Technologies. PCP Failure Nomenclature Standard. Vol.4, Alberta, Canada. 2015. p.9

Tabla A1. Mecanismos de fallas válidos para cada componente del bombeo de cavidades progresivas con motor de superficie

Possible Primary Failed Items	Possible Failure Descriptors for Surface Driven PCP Systems																
	Blistered	Broken/Fractured	Burst/Ruptured	Coated/Deposited	Corroded	De-Bonded	Disengaged	Embedded Mat'l	Eroded/Pressure Washed	Hardened	Plugged	Swollen	Torn	Unscrewed / Stripped	Worn	Other	Unknown
PCP Rotor - Base Metal		✓		✓	✓			✓							✓	✓	✓
PCP Rotor - Coating				✓	✓			✓							✓	✓	✓
PCP Rotor - Connection		✓			✓			✓						✓	✓	✓	✓
PCP Rotor - Weld		✓			✓											✓	✓
PCP Rotor - Other		✓		✓	✓			✓						✓	✓	✓	✓
PCP Stator										✓							
PCP Stator - Connection		✓			✓			✓						✓		✓	✓
PCP Stator - Elastomer	✓					✓		✓	✓		✓	✓			✓	✓	✓
PCP Stator - Housing		✓			✓			✓	✓							✓	✓
PCP Stator - Tag Bar		✓			✓										✓	✓	✓
PCP Stator - Other		✓			✓			✓						✓	✓	✓	✓
Rods - Connection		✓		✓	✓									✓	✓	✓	✓
Rods - Guide		✓		✓	✓										✓	✓	✓
Rods - Polished Rod		✓		✓	✓										✓	✓	✓
Rods - Rod Body		✓		✓	✓										✓	✓	✓
Rods - Shear Coupling		✓			✓									✓	✓	✓	✓
Rods - Weld		✓			✓										✓	✓	✓
Rods - Other		✓		✓	✓									✓	✓	✓	✓
Tubing										✓							
Tubing - Centralizer		✓			✓			✓						✓	✓	✓	✓
Tubing - Connection		✓			✓			✓						✓	✓	✓	✓
Tubing - Liner		✓		✓	✓	✓		✓				✓			✓	✓	✓
Tubing - Swivel		✓			✓			✓						✓	✓	✓	✓
Tubing - Torque Anchor		✓			✓		✓	✓						✓	✓	✓	✓
Tubing - Tubing Body		✓		✓	✓			✓							✓	✓	✓
Tubing - Tubing Drain		✓	✓		✓			✓							✓	✓	✓
Tubing - Other		✓		✓	✓			✓						✓	✓	✓	✓
Pump Intake										✓							
Pump Intake - Connection		✓		✓	✓			✓						✓		✓	✓
Pump Intake - Discharge Ports/Screen		✓		✓	✓			✓		✓						✓	✓
Pump Intake - Housing		✓		✓	✓			✓		✓						✓	✓
Pump Intake - Intake Ports/Screen		✓		✓	✓			✓		✓						✓	✓
Pump Intake - Separation Section		✓		✓	✓			✓		✓						✓	✓
Pump Intake - Other		✓		✓	✓			✓								✓	✓
Other - Insert PCP Packer		✓		✓	✓		✓	✓							✓	✓	✓
Other - Other		✓		✓	✓			✓						✓	✓	✓	✓
Unknown																	✓

Fuente. C-Fer Technologies. PCP Failure Nomenclature Standard. Vol.4, Alberta, Canada. 2015. p.10

**ANEXO B
SURVEY DEL POZO A**

Tabla B1. Survey del Pozo A.

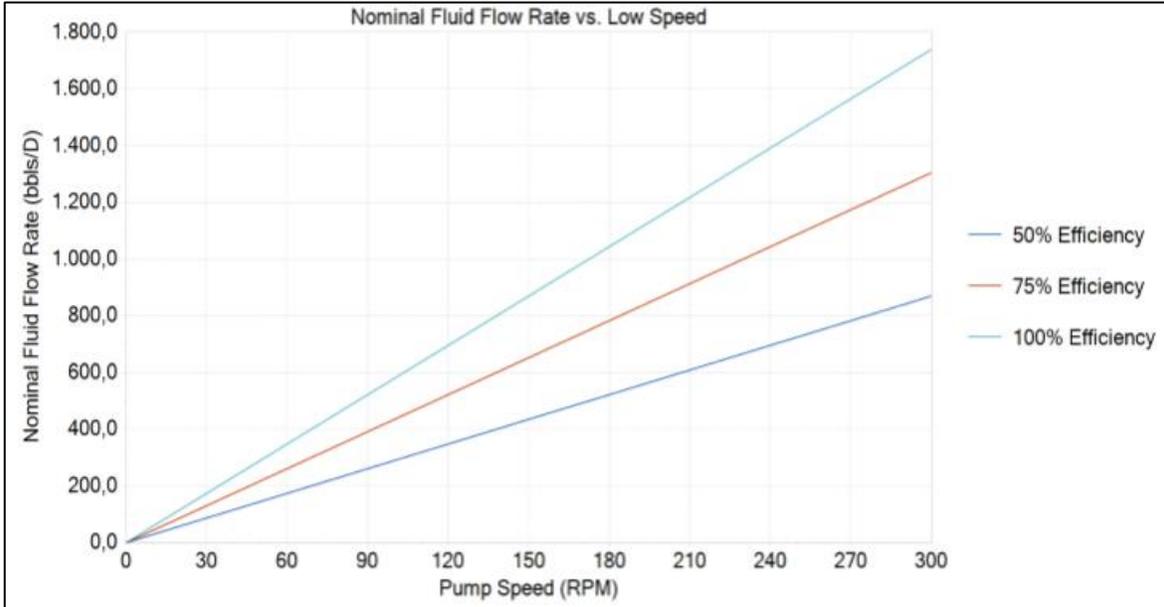
MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	Dog leg (°/100ft)	Build (°/100ft)
0	0	0	0	0	0
429,4	0,4	123,2	429,44	0,09	0,09
460,2	0,7	101,7	460,2	1,17	0,98
491	1,3	84,4	491	2,16	1,95
521,8	2,2	80,8	521,79	2,94	2,92
552,6	3,5	77,4	552,53	4,26	4,22
583,2	4,9	75,2	583,01	4,61	4,58
614	6,4	72,8	613,66	4,93	4,87
649,1	8	69,9	648,57	4,66	4,55
678	9,3	68,9	677,1	4,53	4,5
712,2	10,6	69	710,81	3,8	3,8
742,1	11,9	69	740,08	4,36	4,36
772,4	13,3	71,3	769,68	4,9	4,62
802,6	14,7	72,6	798,94	4,76	4,64
832,8	16	74,3	828,12	4,55	4,3
862,4	17,3	75,2	856,45	4,48	4,4
891,9	18,2	75,9	884,59	3,13	3,05
921,8	19,2	75,9	912,84	3,35	3,35
951,9	20,2	76,2	941,19	3,34	3,32
981,9	21	76,2	969,32	2,66	2,66
1011,5	22,4	76,5	996,77	4,75	4,74
1041,6	23,5	77,4	1024,51	3,83	3,65
1071,9	24,3	78	1052,25	2,76	2,64
1102,1	25,2	78,1	1079,61	2,99	2,99
1133,6	26,7	78,3	1108	4,76	4,75
1164,9	28,2	78,7	1135,78	4,83	4,79
1196,2	29,3	78,8	1163,21	3,52	3,52
1226,7	30,8	79,5	1189,57	5,06	4,92
1258,2	32,5	79,6	1216,43	5,39	5,39
1289,6	33,4	79,8	1242,77	2,89	2,87
1320,9	35	80	1268,6	5,14	5,12
1351	36,7	80,3	1293,04	5,67	5,64
1382,7	38,5	81,4	1318,14	6,06	5,68
1413,7	40,1	81,7	1342,13	5,2	5,16
1444,8	41,8	81,5	1365,59	5,49	5,47
1476,1	43,2	81,5	1388,67	4,47	4,47
1507,3	44,2	81,5	1411,29	3,2	3,2
1539	45,2	81	1433,78	3,35	3,16
1569,1	45,8	80,4	1454,91	2,44	1,99
1601	45,8	80,8	1477,1	0,9	0
1664,1	45,4	81,5	1521,28	1,01	-0,63
1726,7	45,2	82,8	1565,31	1,51	-0,32
1788,3	46,6	81,6	1608,16	2,67	2,27
1850	46,9	80,1	1650,43	1,84	0,49
1912,2	46,1	78,9	1693,29	1,9	-1,28
1974,5	44,5	77,4	1737,06	3,09	-2,57
2037,1	43,1	77,1	1782,25	2,26	-2,24
2098,6	42,2	78,9	1827,53	2,46	-1,46
2160,7	41,5	80,4	1873,79	1,97	-1,13
2223	43,4	80,2	1919,75	3,06	3,05
2285,8	44,3	81	1965	1,68	1,43
2320	44,35	81	1989,48	0,15	0,15
2348,2	44,4	81	2009,63	0,18	0,18
2411,1	45,1	81,4	2054,32	1,2	1,11
2472,1	45,8	81,9	2097,1	1,29	1,15

MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	Dog leg (°/100ft)	Build (°/100ft)
2534,9	46,3	82	2140,71	0,8	0,8
2597,6	46,4	82,5	2183,94	0,6	0,16
2630	46,45	83,07	2206,3	1,28	0,15
2659,7	46,5	83,6	2226,77	1,3	0,17
2722,5	47,2	84,2	2269,72	1,31	1,11
2784,2	48	84,7	2311,31	1,43	1,3
2876,8	49,8	84,3	2372,2	1,97	1,94
2925	50,11	84,82	2403,19	1,05	0,64
2970,4	50,4	85,3	2432,25	1,03	0,64
3000	50,56	85,62	2451,05	1	0,54
3033	50,3	86	2472,06	1,19	-0,79
3095,5	50,5	86,3	2511,9	0,49	0,32
3158,4	50,4	86,7	2552	0,51	-0,16
3219,6	50,4	87,2	2590,98	0,63	0
3260	50,47	87,59	2616,71	0,76	0,17
3281,2	50,5	87,8	2630,2	0,78	0,14
3374,6	50,3	90,2	2689,71	1,99	-0,21
3440	49,81	91,18	2731,73	1,37	-0,75
3441	49,8	91,2	2732,38	1,83	-1
3500	49,39	92,05	2770,62	1,3	-0,69

Fuente. Ecopetrol, Open Wells Landmark.

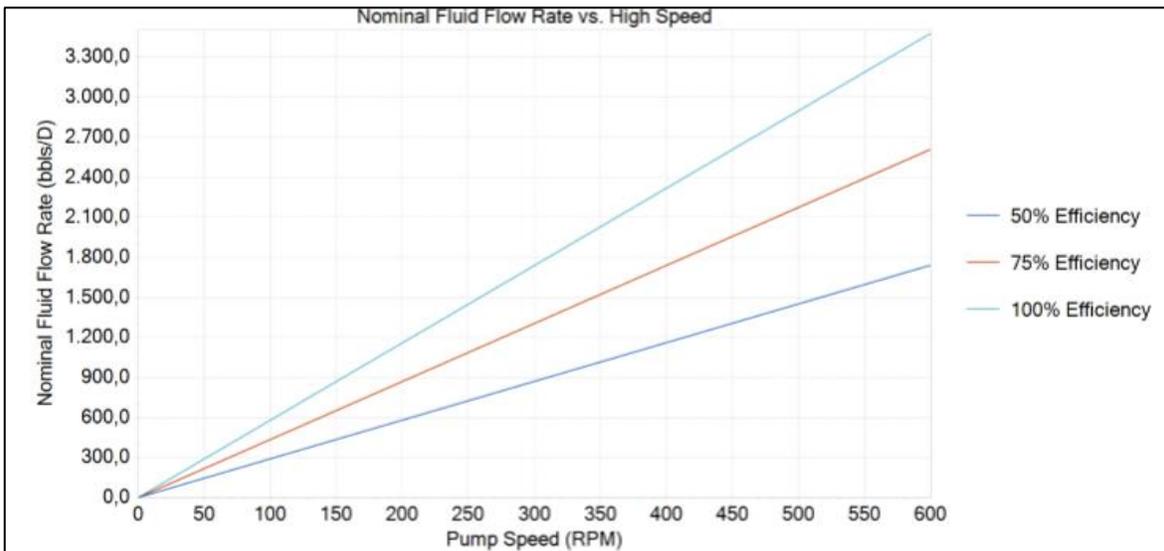
ANEXO C BOMBA PCP 22-40-2500

Gráfica C1: Tasa de fuido nominal de la bomba 22-50-2500 a bajas velocidades.



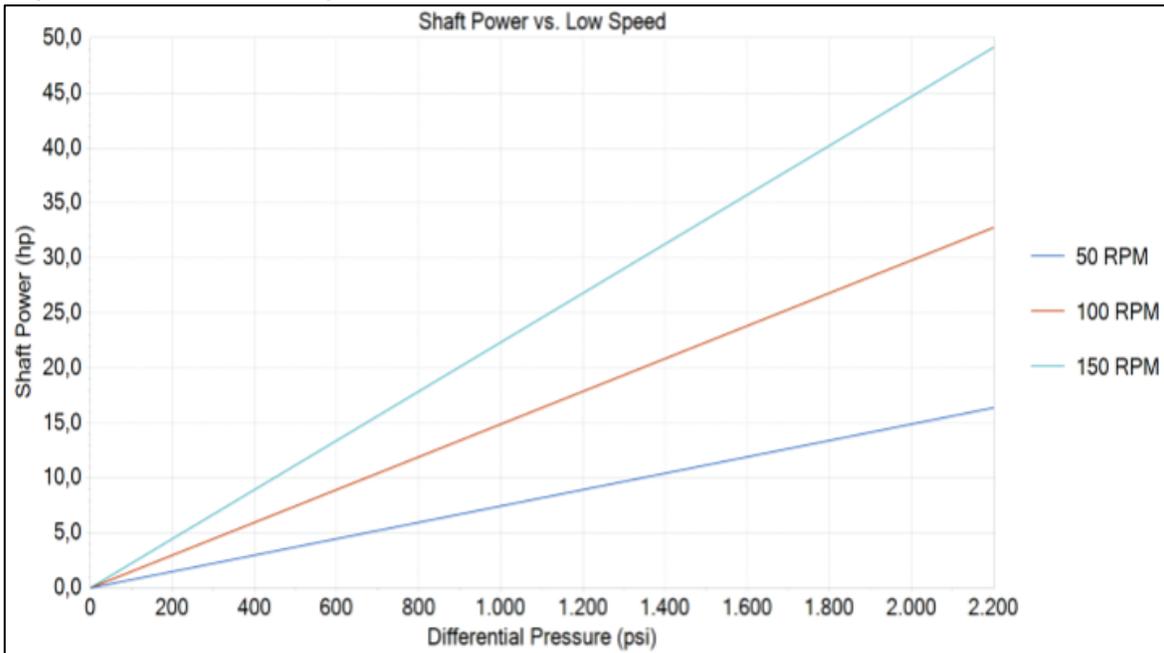
Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies

Gráfica C2: Tasa de lfuido nominal de la bomba 22-50-2500 a elevadas velocidades.



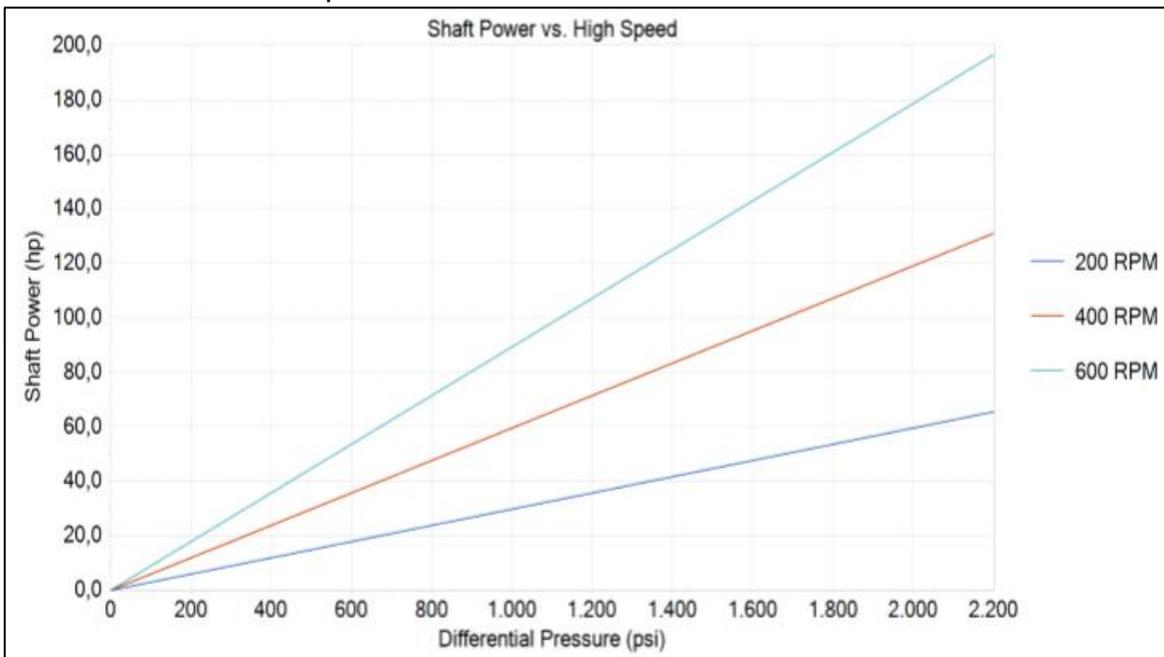
Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies

Gráfica C3. Potencia requerida del eje en función de la presión diferencial para bajas velocidades de operación



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies

Gráfica C4: Potencia requerida del eje en función de la presión diferencial para altas velocidades de operación



Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies

ANEXO D
CONFIGURACIÓN DE LAS SARTAS DE VARILLAS SIMULADAS

Tabla D1. Configuración utilizada de la sarta de varilla convencional

No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo
1	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	-2,98	22,02
2	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	22,02	47,02
3	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	47,02	72,02
4	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	72,02	97,02
5	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	97,02	122,02
6	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	122,02	147,02
7	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	147,02	172,02
8	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	172,02	197,02
9	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	197,02	222,02
10	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	222,02	247,02
11	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	247,02	272,02
12	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	272,02	297,02
13	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	297,02	322,02
14	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	322,02	347,02
15	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	347,02	372,02
16	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	372,02	397,02
17	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	397,02	422,02
18	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	422,02	447,02
19	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	447,02	472,02
20	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	472,02	497,02
21	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	497,02	522,02
22	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	522,02	547,02
23	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	547,02	572,02
24	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	572,02	597,02
25	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	597,02	622,02

No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo
26	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	622,02	647,02
27	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	647,02	672,02
28	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	672,02	697,02
29	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	697,02	722,02
30	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	722,02	747,02
31	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	747,02	772,02
32	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	772,02	797,02
33	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	797,02	822,02
34	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	822,02	847,02
35	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	847,02	872,02
36	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	872,02	897,02
37	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	897,02	922,02
38	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	922,02	947,02
39	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	947,02	972,02
40	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	972,02	997,02
41	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	997,02	1022,02
42	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1022,02	1047,02
43	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1047,02	1072,02
44	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1072,02	1097,02
45	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1097,02	1122,02
46	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1122,02	1147,02
47	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1147,02	1172,02
48	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1172,02	1197,02
49	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1197,02	1222,02
50	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1222,02	1247,02
51	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1247,02	1272,02
52	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1272,02	1297,02
53	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1297,02	1322,02
54	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1322,02	1347,02
55	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1347,02	1372,02
56	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1372,02	1397,02

No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo
57	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1397,02	1422,02
58	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1422,02	1447,02
59	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1447,02	1472,02
60	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1472,02	1497,02
61	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1497,02	1522,02
62	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1522,02	1547,02
63	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1547,02	1572,02
64	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1572,02	1597,02
65	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1597,02	1622,02
66	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1622,02	1647,02
67	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1647,02	1672,02
68	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1672,02	1697,02
69	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1697,02	1722,02
70	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1722,02	1747,02
71	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1747,02	1772,02
72	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1772,02	1797,02
73	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1797,02	1822,02
74	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1822,02	1847,02
75	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1847,02	1872,02
76	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1872,02	1897,02
77	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1897,02	1922,02
78	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1922,02	1947,02
79	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1947,02	1972,02
80	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1972,02	1997,02
81	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	1997,02	2022,02
82	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2022,02	2047,02
83	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2047,02	2072,02
84	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2072,02	2097,02
85	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2097,02	2122,02
86	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2122,02	2147,02
87	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2147,02	2172,02

No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo
88	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2172,02	2197,02
89	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2197,02	2222,02
90	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2222,02	2247,02
91	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2247,02	2272,02
92	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2272,02	2297,02
93	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2297,02	2322,02
94	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2322,02	2347,02
95	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2347,02	2372,02
96	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2372,02	2397,02
97	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2397,02	2422,02
98	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2422,02	2447,02
99	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2447,02	2472,02
100	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2472,02	2497,02
101	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2497,02	2522,02
102	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2522,02	2547,02
103	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2547,02	2572,02
104	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2572,02	2597,02
105	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2597,02	2622,02
106	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2622,02	2647,02
107	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2647,02	2672,02
108	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2672,02	2697,02
109	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2697,02	2722,02
110	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2722,02	2747,02
111	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2747,02	2772,02
112	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2772,02	2797,02
113	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2797,02	2822,02
114	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2822,02	2847,02
115	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2847,02	2872,02
116	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2872,02	2897,02
117	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2897,02	2922,02
118	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2922,02	2947,02

No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo
119	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2947,02	2972,02
120	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2972,02	2997,02
121	Weatherford	1,000 in, EL	25	API Cplg (1.000 in. Fullsize)	2997,02	3022,02

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

Tabla D2. Configuración utilizada de la sarta de varilla continua

No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo
1	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	-29,16	3,65
2	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	3,65	36,46
3	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	36,46	69,27
4	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	69,27	102,8
5	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	102,08	134,88
6	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	134,88	167,69
7	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	167,69	200,5
8	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	200,5	233,31
9	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	233,31	266,12
10	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	266,12	298,93
11	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	298,93	331,73
12	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	331,73	364,54
13	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	364,54	397,35
14	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	397,35	430,16
15	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	430,16	462,97
16	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	462,97	495,78
17	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	495,78	528,59
18	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	528,59	561,39
19	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	561,39	594,2
20	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	594,2	627,01
21	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	627,01	659,82
22	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	659,82	692,63
23	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	692,63	725,44
24	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	725,44	758,24
25	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	758,24	791,05
26	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	791,05	823,86
27	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	823,86	856,67
28	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	856,67	889,48
29	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	889,48	922,29
30	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	922,29	955,09

No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo
31	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	955,09	987,9
32	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	987,9	1020,71
33	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1020,71	1053,52
34	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1053,52	1086,33
35	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1086,33	1119,14
36	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1119,14	1151,94
37	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1151,94	1184,75
38	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1184,75	1217,56
39	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1217,56	1250,37
40	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1250,37	1283,18
41	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1283,18	1315,99
42	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1315,99	1348,8
43	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1348,8	1381,6
44	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1381,6	1414,41
45	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1414,41	1447,22
46	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1447,22	1480,03
47	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1480,03	1512,84
48	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1512,84	1545,65
49	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1545,65	1578,45
50	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1578,45	1611,26
51	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1611,26	1644,07
52	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1644,07	1676,88
53	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1676,88	1709,69
54	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1709,69	1742,5
55	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1742,5	1775,3
56	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1775,3	1808,11
57	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1808,11	1840,92
58	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1840,92	1873,73
59	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1873,73	1906,54
60	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1906,54	1939,35
61	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1939,35	1972,15
62	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	1972,15	2004,96
63	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2004,96	2037,77
64	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2037,77	2070,58
65	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2070,58	2103,39
66	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2103,39	2136,2
67	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2136,2	2169,01

No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo
68	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2169,01	2201,81
69	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2201,81	2234,62
70	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2234,62	2267,43
71	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2267,43	2300,24
72	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2300,24	2333,05
73	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2333,05	2365,86
74	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2365,86	2398,66
75	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2398,66	2431,47
76	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2431,47	2464,28
77	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2464,28	2497,09
78	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2497,09	2529,9
79	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2529,9	2562,71
80	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2562,71	2595,51
81	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2595,51	2628,32
82	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2628,32	2661,13
83	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2661,13	2693,94
84	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2693,94	2726,75
85	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2726,75	2759,56
86	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2759,56	2792,36
87	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2792,36	2825,17
88	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2825,17	2857,98
89	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2857,98	2890,79
90	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2890,79	2923,6
91	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2923,6	2956,41
92	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2956,41	2989,22
93	COROD	1,000 in, SER	32,81	<No Coupling>	2989,22	3022,02

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologies.

Tabla D3. Configuración utilizada de la sarta de varilla hueca.

No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo
1	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1000	29,67	<No Coupling>	-4,32	25,35
2	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1001	29,67	<No Coupling>	25,35	55,02
3	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1002	29,67	<No Coupling>	55,02	84,69
4	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1003	29,67	<No Coupling>	84,69	114,36
5	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1004	29,67	<No Coupling>	114,36	144,03
6	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1005	29,67	<No Coupling>	144,03	173,7
No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo

7	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1006	29,67	<No Coupling>	173,7	203,37
8	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1007	29,67	<No Coupling>	203,37	233,04
9	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1008	29,67	<No Coupling>	233,04	262,71
10	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1009	29,67	<No Coupling>	262,71	292,38
11	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1010	29,67	<No Coupling>	292,38	322,05
12	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1011	29,67	<No Coupling>	322,05	351,72
13	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1012	29,67	<No Coupling>	351,72	381,39
14	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1013	29,67	<No Coupling>	381,39	411,06
15	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1014	29,67	<No Coupling>	411,06	440,73
16	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1015	29,67	<No Coupling>	440,73	470,4
17	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1016	29,67	<No Coupling>	470,4	500,07
18	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1017	29,67	<No Coupling>	500,07	529,74
19	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1018	29,67	<No Coupling>	529,74	559,41
20	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1019	29,67	<No Coupling>	559,41	589,08
21	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1020	29,67	<No Coupling>	589,08	618,75
22	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1021	29,67	<No Coupling>	618,75	648,42
23	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1022	29,67	<No Coupling>	648,42	678,09
24	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1023	29,67	<No Coupling>	678,09	707,76
25	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1024	29,67	<No Coupling>	707,76	737,43
26	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1025	29,67	<No Coupling>	737,43	767,1
27	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1026	29,67	<No Coupling>	767,1	796,77
28	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1027	29,67	<No Coupling>	796,77	826,44
29	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1028	29,67	<No Coupling>	826,44	856,11
30	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1029	29,67	<No Coupling>	856,11	885,78
31	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1030	29,67	<No Coupling>	885,78	915,45
32	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1031	29,67	<No Coupling>	915,45	945,12
33	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1032	29,67	<No Coupling>	945,12	974,79
34	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1033	29,67	<No Coupling>	974,79	1004,4 6
35	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1034	29,67	<No Coupling>	1004,4 6	1034,1 3
36	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1035	29,67	<No Coupling>	1034,1 3	1063,8
37	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1036	29,67	<No Coupling>	1063,8	1093,4 7
No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo

38	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1037	29,67	<No Coupling>	1093,4 7	1123,1 4
39	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1038	29,67	<No Coupling>	1123,1 4	1152,8 1
40	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1039	29,67	<No Coupling>	1152,8 1	1182,4 8
41	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1040	29,67	<No Coupling>	1182,4 8	1212,1 5
42	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1041	29,67	<No Coupling>	1212,1 5	1241,8 2
43	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1042	29,67	<No Coupling>	1241,8 2	1271,4 9
44	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1043	29,67	<No Coupling>	1271,4 9	1301,1 6
45	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1044	29,67	<No Coupling>	1301,1 6	1330,8 3
46	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1045	29,67	<No Coupling>	1330,8 3	1360,5
47	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1046	29,67	<No Coupling>	1360,5	1390,1 7
48	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1047	29,67	<No Coupling>	1390,1 7	1419,8 4
49	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1048	29,67	<No Coupling>	1419,8 4	1449,5 1
50	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1049	29,67	<No Coupling>	1449,5 1	1479,1 8
51	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1050	29,67	<No Coupling>	1479,1 8	1508,8 5
52	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1051	29,67	<No Coupling>	1508,8 5	1538,5 2
53	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1052	29,67	<No Coupling>	1538,5 2	1568,1 9
54	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1053	29,67	<No Coupling>	1568,1 9	1597,8 6
55	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1054	29,67	<No Coupling>	1597,8 6	1627,5 3
56	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1055	29,67	<No Coupling>	1627,5 3	1657,2
57	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1056	29,67	<No Coupling>	1657,2	1686,8 7
58	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1057	29,67	<No Coupling>	1686,8 7	1716,5 4
59	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1058	29,67	<No Coupling>	1716,5 4	1746,2 1
60	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1059	29,67	<No Coupling>	1746,2 1	1775,8 8
61	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1060	29,67	<No Coupling>	1775,8 8	1805,5 5
62	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1061	29,67	<No Coupling>	1805,5 5	1835,2 2
63	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1062	29,67	<No Coupling>	1835,2 2	1864,8 9
64	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1063	29,67	<No Coupling>	1864,8 9	1894,5 6
65	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1064	29,67	<No Coupling>	1894,5 6	1924,2 3
66	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1065	29,67	<No Coupling>	1924,2 3	1953,9
67	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1066	29,67	<No Coupling>	1953,9	1983,5 7
68	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1067	29,67	<No Coupling>	1983,5 7	2013,2 4
No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo

69	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1068	29,67	<No Coupling>	2013,2 4	2042,9 1
70	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1069	29,67	<No Coupling>	2042,9 1	2072,5 8
71	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1070	29,67	<No Coupling>	2072,5 8	2102,2 5
72	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1071	29,67	<No Coupling>	2102,2 5	2131,9 2
73	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1072	29,67	<No Coupling>	2131,9 2	2161,5 9
74	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1073	29,67	<No Coupling>	2161,5 9	2191,2 6
75	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1074	29,67	<No Coupling>	2191,2 6	2220,9 3
76	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1075	29,67	<No Coupling>	2220,9 3	2250,6
77	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1076	29,67	<No Coupling>	2250,6	2280,2 7
78	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1077	29,67	<No Coupling>	2280,2 7	2309,9 4
79	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1078	29,67	<No Coupling>	2309,9 4	2339,6 1
80	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1079	29,67	<No Coupling>	2339,6 1	2369,2 8
81	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1080	29,67	<No Coupling>	2369,2 8	2398,9 5
82	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1081	29,67	<No Coupling>	2398,9 5	2428,6 2
83	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1082	29,67	<No Coupling>	2428,6 2	2458,2 9
84	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1083	29,67	<No Coupling>	2458,2 9	2487,9 6
85	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1084	29,67	<No Coupling>	2487,9 6	2517,6 3
86	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1085	29,67	<No Coupling>	2517,6 3	2547,3
87	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1086	29,67	<No Coupling>	2547,3	2576,9 7
88	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1087	29,67	<No Coupling>	2576,9 7	2606,6 4
89	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1088	29,67	<No Coupling>	2606,6 4	2636,3 1
90	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1089	29,67	<No Coupling>	2636,3 1	2665,9 8
91	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1090	29,67	<No Coupling>	2665,9 8	2695,6 5
92	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1091	29,67	<No Coupling>	2695,6 5	2725,3 2
93	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1092	29,67	<No Coupling>	2725,3 2	2754,9 9
94	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1093	29,67	<No Coupling>	2754,9 9	2784,6 6
95	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1094	29,67	<No Coupling>	2784,6 6	2814,3 3
96	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1095	29,67	<No Coupling>	2814,3 3	2844
97	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1096	29,67	<No Coupling>	2844	2873,6 7
98	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1097	29,67	<No Coupling>	2873,6 7	2903,3 4
99	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1098	29,67	<No Coupling>	2903,3 4	2933,0 1
No Varilla	Marca	Tamaño	Longitud(ft)	Tipo de conexión	Tope	Fondo

100	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1099	29,67	<No Coupling>	2933,0 1	2962,6 8
101	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1100	29,67	<No Coupling>	2962,6 8	2992,3 5
102	Tenaris	ID 1,394in OD 1,921in No Upset, Grade: PCPRod1101	29,67	<No Coupling>	2992,3 5	3022,0 2

Fuente. PC-Pump. Versión 3.0.0.2572: C-Fer Technologie

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Yo **IVAN CAMILO CASTILLO VARGAS** en calidad de titular de la obra **EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA SARTA DE VARILLA HUECA IMPLEMENTADA PARA EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL POZO-A DEL CAMPO YAGUARÁ**, elaborada en el año 2017, autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponde y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifiesto conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor establezco las siguientes condiciones de uso de mi obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016



Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.



Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.



Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.



Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su autor.

De igual forma como autor autorizo la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO (AUTORIZAMOS)

La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso

SI NO



La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación



Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.

SI NO



Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los 30 días del mes de enero del año 2018.

EL AUTOR:

Nombres

Ivan Camilo

Apellidos

Castillo Vargas

Documento de identificación No

Cedula de ciudadanía: 1'026.292.841 de Bogotá D.C

Firma

