

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN
LUBRICADO PARA BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS PARA UN POZO
PRODUCTOR DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

MARÍA CAMILA RODRÍGUEZ GUERRERO
JESSICA MARGARITA SERJE DE CASTRO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN
LUBRICADO PARA BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS PARA UN POZO
PRODUCTOR DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

MARÍA CAMILA RODRÍGUEZ GUERRERO
JESSICA MARGARITA SERJE DE CASTRO

Proyecto Integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
RONALD FABIÁN HERRERA RONDÓN
Ingeniero de Petróleos

Orientador
IVÁN EDUARDO PEÑALOZA
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

Nota de aceptación

Ingeniero Iván Eduardo Peñaloza

Ingeniera Adriana Ruiz

Ingeniera Yatnielah Pirela

Bogotá D.C., Agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios de ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A:

“Dios en primer en lugar, quien me ha dado la oportunidad de tener a mi familia apoyándome durante toda la carrera.

Mi madre, Ana María Guerrero que con su amor y paciencia aun después de grande sigue corrigiéndome y ayudándome en lo que necesite. Es el ejemplo de mujer que quiero seguir buena de alma y corazón, fuerte en cada una de sus células y guerrera como ninguna mujer.

Mi padre, Álvaro Rodríguez que con su amor y comprensión me da energías de donde no las tengo para seguir adelante siempre con una sonrisa. Es quien me ha enseñado a soñar a amar la naturaleza y a tener este espíritu aventurero que me invade.

Mi hermano, Fabián Rodríguez que aún me ve como si fuera una niña chiquita, siempre está dispuesto a darlo todo por mi bienestar y mi felicidad además que gracias a él soy scout.

Mis amigas y amigos, que con cada una de sus tan distintas personalidades me han ayudado a sobrellevar mis dos carreras, con noches enteras de risas: Alejandra Mejía, Daniela Motavita, Alejandra Ortiz, Melissa Russi.

Sergio García, quien con todo su amor me ha acompañado en silencio durante noches enteras de tranocho.”

María Camila Rodríguez Guerrero

DEDICATORIA

A:

“Dios y La virgen María, por guiarme en todos mis pasos, por brindarme la fortaleza y la serenidad necesaria para cumplir con amor todas mis metas, por colocar en mi camino a personas maravillosas que me acompañaron a lo largo de este proceso.

Mis abuelos, mis hermanos, Jorge Ibañez, Jacqueline Cohen y mi familia en general, por siempre apoyarme de manera incondicional, por alentarme y darme las fuerzas necesarias cuando quise desistir.

Mi padre, Dairo Serje, por su comprensión, pasión y apoyo, por ser el mejor papá del mundo, por haberme enseñado que siempre debemos hacer el bien sin mirar a quien y que la clave del éxito es el orden, el respeto y el esfuerzo que le colocamos a las cosas.

Mi madre, Celia De Castro, que sin importar las circunstancias me ha impulsado a soñar y a luchar por mis sueños, por no desistir nunca en tratar ser la mejor madre que la vida pudo ponerme, por enseñarme a reír en vez de llorar y por estar siempre aun cuando “mi rebeldía” la saco de casillas.

Mis amigos y amigas, en especial, Daniela Mayorga, Ana Gutierrez, Stephany Montenegro, Laura Schiatti, Patricia Navarro, Susana Leottau, Laura Martinez, Lía Angulo, Tania Tovar, Andrea Guzman, Avis Gil, Jose Gil, Brandon Forero, Mateo Arias, por estar presentes antes, durante y seguramente para siempre, por los momentos, buenos y malos que compartimos y superamos a lo largo de esta etapa.

Mis profesores Ivan Peñaloza, Carlos Mendez, Hermanos Clavijo, Adriangela Romero y Jorge Ramos, por todos las enseñanzas tanto profesionales como personales que brindaron a mi vida, por contribuir a mi crecimiento, por el cariño y la paciencia.

Mis compañeras de vida, Luna y Lara, porque estuvo escrito en el destino que me encontraran y me ayudaran a madurar, crecer y hacerme una mejor versión de mi cada día, porque me enseñaron amar de manera incondicional.”

Jessica Margarita Serje De Castro

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a Dios y a sus familiares, por todo su apoyo y colaboración en el desarrollo del proyecto.

A OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC, por brindarnos la oportunidad de desarrollar un proyecto de grado para poder aplicar los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera profesional.

Al Ingeniero de Petróleos y Director del Proyecto, RONALD FABIÁN HERRERA, por haber brindado tanto conocimiento, tiempo y apoyo para la realización de este proyecto y crecimiento personal.

A los orientadores YIMI ALEJANDRO PARRA ROJAS, IVÁN EDUARDO PEÑALOZA CRISTANCHO, LUIS GONZÁLEZ RESTREPO; por ser la guía en los aspectos geológicos, técnicos y financieros, requeridos para la ejecución del proyecto de grado.

A la FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA por la formación obtenida como profesionales en la Ingeniería de Petróleos.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	31
OBJETIVOS	32
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	33
1.2 RESEÑA HISTÓRICA	33
1.2 GEOLOGÍA	34
1.2.1.1 Grupo Girón	36
1.2.1.2 Formación Tambor	36
1.2.1.3 Formación Rosa blanca	36
1.2.1.4 Formación Paja	36
1.2.1.5 Formación Tablazo	36
1.2.1.6 Formación Simití	37
1.2.1.7 Formación La Luna	37
1.2.1.8 Formación Umir	37
1.2.1.9 Formación Esmeralda- La Paz	37
1.2.1.10 Formación Mugrosa	38
1.2.1.11 Formación Colorado	38
1.2.1.12 Grupo Real	38
1.2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	39
1.2.2.1 Estructura La Cira	39
1.2.2.2 Estructura Infantas	40
1.2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	40
1.2.3 Roca generadora	40
1.2.4 Roca reservorio	42
1.2.5 Roca sello	42
1.2.6 Migración	42
2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS, USADOS ACTUALMENTE EN POZOS DESVIADOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	¡Error! Marcador no definido.
2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	43

2.2 TIPOS DE LEVANTAMIENTOS	44
2.2.1 Bombeo Mecánico (BM)	44
2.2.2 Bombeo Electrosumergible (BES)	47
2.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	51
2.3.1 PARTES DE UNA PCP	53
2.3.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	55
2.3.3 TÍPICOS PROBLEMAS DE OPERACIÓN	57
2.4 PARÁMETROS DE LOS DISTINTOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	63
3. ROTURA DE TUBING Y VARILLA EN LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN POZOS DESVIADOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	64
3.1 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA ROTURA DE TUBING Y VARILLA EN BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS	65
3.2 CAUSAS DE ROTURA DE TUBING Y VARILLA EN BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS	65
3.3 DESCRIPCIÓN DE LAS CAUSAS DE ROTURA ENTRE TUBING Y VARILLA	67
3.4 CORRELACIÓN ENTRE CAUSAS Y CONSECUENCIAS SEGÚN EL ELEMENTO AFECTADO	68
4. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADO (STL)	43
4.1 PRINCIPIOS DEL STL	73
4.1.1 Película lubricante	73
4.1.2 Aumento de área de contacto	74
4.1.3 Evitar giros en cuerpos desnudos	75
4.1.4 Diferencia de densidades	75
4.2 DESCRIPCIÓN DEL STL	75
4.2.1 Funcionamiento del STL	76
4.2.2 Partes del sistema de transmisión lubricado	77
4.2.2.1 Componentes del STL	77
4.4 BENEFICIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADO	84

5. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS CON VARILLA HUECA Y VARILLA CONVENCIONAL	84
5.1 PRESENTACIÓN DEL SIMULADOR PC-PUMP	85
5.1.1 Secciones de simulador	85
5.1.1.1 Unidad, geometría del pozo (Wellbore Geometry)	87
5.1.1.2 Unidad, configuración de equipo (Equipment Configuration)	87
5.1.1.3 Unidad, propiedades de los fluidos (Fluid properties)	88
5.1.1.4 Unidad, condiciones de operación (Operating conditions)	89
5.1.1.5 Unidad, análisis de resultados (Analysis Result)	90
5.2 INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA LA SIMULACIÓN	90
5.2.1 Pozo Tipo 1	91
5.2.2 Pozo Tipo 2	92
5.2.3 Otras especificaciones	92
5.3 SIMULACIONES DE LOS POZOS TIPO 1 Y 2	94
5.3.2 Simulación pozo Tipo 2	103
5.4 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN	106
5.4.1 Pozo tipo 1	107
5.4.2 Pozo tipo 2	108
6. SELECCIÓN DE UN LUBRICANTE QUE CUMPLA CON LAS ESPECIFICACIONES PARA SU USO EN EL STL	113
6.1 GENERALIDADES DE LOS LUBRICANTES	113
6.1.1 Propiedades de los lubricantes	115
6.1.2 Parámetros para la selección del lubricante	116
6.2 DESCRIPCIÓN DE LOS LUBRICANTES	116
6.2.1 Lubricante ISO 32/46/68	116
6.2.2 Lubricante SAE 10 W	117
6.2.3 Lubricante protector para metales para almacenaje y transporte (LPMAT)	118
6.3 SELECCIÓN DEL LUBRICANTE	119
7. EVALUACIÓN FINANCIERA	121
7.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	121

7.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	122
7.3 COSTO ANUAL EQUIVALENTE	123
7.4 DESARROLLO EVALUACIÓN FINANCIERA	124
7.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	124
7.5 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	126
8. CONCLUSIONES	120
9. RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFÍA	123
ANEXOS	128

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Licencia simulador pc-pump, c-fer	135
Anexo B. Diseño mecánico pozo tipo 1	135
Anexo C. Diseño mecánico pozo tipo 2	139

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Diferentes sistemas de levantamiento artificial más usados	63
Cuadro 2. Causas asociadas a la fricción, desviación y corrosión dentro del pozo	66
Cuadro 3. Selección inapropiada de material y desgaste de pines de las tuberías	66
Cuadro 4. Rotura de varilla y fugas en los pines	67
Cuadro 5. Correlación entre causa y efecto	69
Cuadro 6. Octavo paso para varilla convencional y varilla hueca	102
Cuadro 7. Simulación exitosa	103
Cuadro 8. Octavo paso para varilla convencional y varilla hueca	105
Cuadro 9. Simulación exitosa	106
Cuadro 10. Gastos de inversión	122
Cuadro 11. Costos de mantenimiento para el año 2	123
Cuadro 12. Costos por mantenimiento para el año 4	123

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Sección de la cavidad	56
Ecuación 2. Volumen producido	57
Ecuación 3. Ecuación de presión	74
Ecuación 4. Calculo CAUE	124
Ecuación 5. Valor futuro a valore presente	125

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación del Campo La Cira Infantas	34
Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio de Magdalena	34
Figura 3. Corte estructural en dirección NW-SE del Campo La Cira Infantas	39
Figura 4. Mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% TOC), Formación La Luna	41
Figura 5. Sistema de Bombeo Mecánico	45
Figura 6. Configuración típica de una bomba electrosumergible	48
Figura 7. Componentes de un Sistema ESPCP	51
Figura 8. Equipo de superficie y Equipo de fondo	54
Figura 9. Estator y rotor metálico	55
Figura 10. Vista interna y vista superior de la configuración del rotor y el elastómero	56
Figura 11. Disminución de desgaste por película lubricante	74
Figura 12. Efecto del cambio del área de contacto	74
Figura 13. Tubería y varilla lubricados	75
Figura 14. Vista longitudinal	76
Figura 15. Vista transversal	77
Figura 16. Levantamiento tipo PCP con STL acoplado	78
Figura 17. Esquema barra lisa hueca	79
Figura 18. Esquema sarta de transmisión de movimiento	80
Figura 19. Esquema conexión ranurada	81
Figura 20. Esquema de inyección del lubricante	82
Figura 21. Cabezal PCP	83
Figura 22. BOP	83
Figura 23. Presentación simulador	86
Figura 24. Presentación simulador	87
Figura 25. Presentación simulador	88
Figura 26. Presentación simulador	89
Figura 27. Presentación simulador	89
Figura 28. Presentación simulador	90
Figura 29. Diseño mecánico Pozo Tipo 1	91
Figura 30. Estado mecánico del pozo Tipo 2	92
Figura 31. Primer paso simulación	95
Figura 32. Segundo paso simulación	96
Figura 33. Tercer paso simulación	97
Figura 34. Cuarto paso simulación	98
Figura 35. Quinto paso simulación	99
Figura 36. Sexto paso simulación	100
Figura 37. Séptimo paso simulación	101
Figura 38. Segundo paso simulación	104
Figura 39. Resultados varilla convencional, para el pozo 1	108

Figura 40. Resultados varilla hueca, para el pozo 1	109
Figura 41. Resultados varilla convencional, para el pozo 2	111
Figura 42. Resultados varilla hueca, para el pozo 2	112
Figura 43. Tabla de equivalencia de viscosidades	115

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Relación número y causas de rotura	71
Gráfico 2. Relación entre corrosión y fricción	71
Gráfico 3. Flujo de caja para las tres alternativas	125

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ventas y Desventajas Bombeo Mecánico	46
Tabla 2. Rango de aplicación para Bombeo Mecánico	47
Tabla 3. Ventajas y desventajas Bombeo Electrosumergible	49
Tabla 4. Rango de aplicación para Bombeo Electrosumergible	50
Tabla 5. Ventajas y desventajas Bomba de cavidades progresivas	52
Tabla 6. Rango de aplicación para Bombeo de Cavidades progresivas	53
Tabla 7. Problema 1. Bajo caudal y baja eficiencia volumétrica. La velocidad es la prefijada. El rango de corriente esta normal	58
Tabla 8. Problema 2. Caudal intermitente. Baja eficiencia volumétrica. Velocidad normal. Consumo dentro del límite esperado	59
Tabla 9. Problema 3. Caudal intermitente. Pobre volumétrica eficiencia. Velocidad más baja que lo normal. Consumo más alto que el esperado	59
Tabla 10. Problema 4. Sin producción. Perdida de velocidad gradual. Consumo más alto que el esperado	60
Tabla 11. Problema 5. Sin producción. Velocidad normal. Consumo bajado	60
Tabla 12. Problema 6. Primo motor (eléctrico) se para. La corriente es más alta que lo esperado	61
Tabla 13. Problema 7. Perdidas a través del sistema de sello permanecen altas a pesar de haber ajustado el sello	61
Tabla 14. Problema 8. Correas cortadas frecuentemente. Velocidad bien. Corriente dentro de lo esperado	61
Tabla 15. Problema 9. Nivel de aceite baja en un periodo de tiempo corto	62
Tabla 16. Problema 10. Perdida a través del sistema de sellado del vástago	62
Tabla 17. Problema 11. Temperatura del aceite del cabezal es alta	62
Tabla 18. Información sobre la tubería	93
Tabla 19. Información equipo de superficie	93
Tabla 20. Propiedades de los fluidos de producción	93
Tabla 21. Condiciones de operación	94
Tabla 22. Información varilla convencional	94
Tabla 23. Información varilla hueca	94
Tabla 24. Ficha técnica lubricante ISO 32/46/68	117
Tabla 25. Ficha técnica lubricante SAE 10W	118
Tabla 26. Ficha técnica lubricante	119
Tabla 27. CAUE	126

ABREVIATURAS

B	Barril
BOP	Blow out prevent
BM	Bombeo Mecánico
BPD	Barriles Por Día
BSW	Contenido de agua libre y sedimentos
CAPEX	COSTOS DE INVERSIÓN
CAUE	Costo Anual Uniforme Equivalente
CP	Cent poise
Cst	Centistoke
DIN	Instituto Alemán para la Normalización
ESP	Bombeo Electrosumergible
ESP	Bomba Electrosumergible con cavidades progresivas
ft	Pies
GOR	Relación Gas Petróleo
In	Pulgadas
ISO	Organización internacional de estandarización
LBF	Libra pie
LLC	Limited Liability Corporation
N U	Non-Upset
°C	° Celsius
°F	° Fahrenheit
OPEX	COSTOS DE OPERACIÓN
PCP	Bomba de cavidades progresivas

PFT	Power Feed-Thru
PSI	Libras Por Pulgadas Cuadradas
RO	Reflectancia de vitrina
RPM	Revoluciones Por Minuto
SAE	Society of Automotive Engineers
SCF	Pie Cubico Standard
TIO	Tasa de interés de oportunidad
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
USD	United States Dollar
W	Winter

GLOSARIO

ALEACIÓN DE ACERO: combinación de metales, con la finalidad de mejorar las características de calidad de un metal

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: el área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

ANTICLINAL: pliegue en forma de arco, en el que las capas son convexas hacia arriba. Las capas más antiguas forman el núcleo del pliegue y las capas menos antiguas se depositan sobre ellas. Formando así este pliegue.

ARENISCA: roca sedimentaria de tipo detrítico que contiene clastos de tamaño de la arena. Su textura generalmente es friable. Su tamaño de grano varía entre 0.062 y 2 milímetros. La roca está compuesta principalmente de cuarzo y se podrían encontrar pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales.

BASAMENTO: roca ígnea o metamórfica deformada que se encuentra por debajo de los depósitos sedimentarios.

BLOW OUT PREVENT: dispositivo mecánico, conformado por una serie de válvulas que se utilizan para sellar, controlar y monitorear pozos productores, con el fin de evitar explosiones o la liberación no controlado de fluidos de producción.

CABECEO: elemento de un pliegue, que es el ángulo que forma el eje del pliegue con una línea horizontal contenida en el plano axial.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada, cuyo origen puede ser químico, biológico o mixto. Su textura es compacta y rugosa. Está compuesta por calcita y los minerales generalmente son silicatos, piritita y siderita.

CAMPO: se refiere a campo de petróleo, es aquella área que está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

CARGA AXIAL: la fuerza que actúa a lo largo del eje de un objeto. En los tubulares de los pozos, la carga axial se expresa generalmente como tensión o compresión y puede ser el resultado de la aplicación de condiciones, tales como el peso de apoyo o de asentamiento, o ser inducidas por las condiciones operativas

o por variaciones, tales como los cambios de temperatura, que producen la expansión o la contracción de los componentes.

CASING: una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar

CASING HANGER: es la sección encargada de sostener el casing del pozo.

CASING JOINT: son las uniones que presenta el casing a lo largo del pozo.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

CONCORDANCIA: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria detrítica. Está constituida en más del 50% por elementos detríticos redondeados > 2 milímetros y cohesionados por un cemento o por una matriz fina.

CORROSIÓN: pérdida de metal debida a reacciones químicas o electroquímicas, la cual, a la larga, podría destruir una estructura. La corrosión puede producirse en cualquier lugar del sistema de producción, ya sea en el fondo del pozo o en las líneas y el equipamiento de la superficie.

CUENCA: es la depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.

DISCORDANCIA: superficie geológica que disgrega los estratos más jóvenes de los más antiguos y que muestra ausencia de depositación, en muchos casos combinado con la erosión.

DOMO: un tipo de anticlinal circular o elíptico

EFICIENCIA DE OPERACIÓN: se considera como la practica utilizada por una empresa para mejorar sus procesos para llegar su producto final.

ELASTOMERO: son materias artificiales o naturales que presentan una amplia elasticidad. Suele tratarse de polímeros formados por monómeros que se componen de oxígeno, carbono, silicio o hidrógeno.

ESPESOR: se refiere a la medida del grueso o lo ancho de un cuerpo sólido. Si es un sólido irregular el espesor puede variar a lo largo de su extensión.

ESTATOR: el estator de un motor de inducción es el encargado de crear el campo magnético. Está formado por circuito magnético y circuito eléctrico.

ESTRATIGRAFÍA: ciencia que estudia las características litológicas de los estratos de la tierra, para conocer la historia y la respectiva edad geológica de estos, con el fin de establecer correlaciones que puedan ayudar a corroborar información.

FALLA: interrupción de una secuencia, a lo largo de la cual existe un movimiento observable entre los dos bloques nuevos que se formaron.

FALLA INVERSA: tipo de falla que se forma cuando el bloque elevado es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque elevado.

FALLA NORMAL: tipo de falla que se forma cuando el bloque hundido es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque hundido.

FLAG JOINT: un tramo de tubería de producción o de tubería de revestimiento incluido en la sarta en una posición conocida para proporcionar un punto de referencia para las operaciones posteriores. Una unión corta de tubería que se registra claramente en un registro localizador de collares es una unión de referencia común.

FLOAT COLLAR: un componente instalado cerca del extremo inferior de la sarta de revestimiento en el que se asientan los tapones de cemento durante la operación de cementación primaria

FLOAT SHOE: un componente de perfil redondeado fijado en el extremo de fondo de pozo de la sarta de revestimiento. Una válvula de retención integral instalada en la zapata de flotación impide el flujo inverso, o formación de tubo en U, de la lechada de cemento desde el espacio anular hacia el interior de la tubería de revestimiento o el flujo de los fluidos del pozo hacia el interior de la sarta de revestimiento a medida que ésta se corre.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

FRICCIÓN: en un gradiomanómetro o una herramienta de cálculo de la derivada de la presión, es el incremento aparente de la densidad del fluido observada debido a pérdidas de presión por fricción a lo largo de la herramienta y la tubería de revestimiento en un fluido de rápida circulación.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: parte de la geología que se encarga de estudiar los aspectos relacionados con la formación de yacimientos de petróleo.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es aquel tipo de geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Por esto, analiza la relación entre diversas rocas que conforman la corteza terrestre.

GRAVEDAD API: escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.

GRUPO: unidad litoestratigráfica de un rango mayor que la formación. Debido a que comprende dos o más de estas.

HERRUMBRE: capa de color rojizo que se forma en la superficie del hierro y otros metales a causa de la oxidación provocada por la humedad o el agua.

ÍNDICE DE FALLA: este índice da a conocer el desempeño y eficiencia de los elementos que componen el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), lo que permite implementar medidas que conlleven a su fortalecimiento y confiabilidad.

INFRAYACE: hace referencia a que está por debajo de algo en específico.

INHIBIDORES: prevenir, detener o lentificar cualquier acción. Por ejemplo, se puede inhibir un proceso de corrosión, tal como recubriendo la tubería de perforación con películas de aminas para detener la corrosión de la tubería en el aire. En los fluidos de perforación, los términos inhibir, inhibición y sistema de lodos inhibidores se refieren a detener o lentificar la hidratación, hinchamiento y desintegración de las arcillas y lutitas.

LIMOLITA: roca sedimentaria de tipo detrítico clástico. Su tamaño de grano varía entre 1/16 milímetros hasta 1/256 milímetros. Estas rocas presentan una composición muy variada, pero generalmente contienen óxido de hierro, calcita, feldespatos, entre otros.

LITOLOGÍA: parte de la geología que se encarga de estudiar la composición y las características principales de la roca.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica. Constituida por minerales de arcilla.

LUTITA: roca sedimentaria formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo. Son constituidas por granos muy finos, de menos de 0.062 milímetros. Puede contener materia orgánica.

MARCO GEOLÓGICO: resumen de la geología en una localización determinada, donde se incluye la estratigrafía y la geología estructural asociada a dicha localización.

MIGRACIÓN: es el proceso del hidrocarburo formado en la roca fuente, que genera un movimiento hacia la roca reservorio.

NON UPSET: una conexión de tubería con I.D. constante y O.D. con la tubería. Las paredes de conexión son delgadas y más débiles que las conexiones EU o IU. Se usa en revestimientos de juntas y tubos de lavado. También se llama conexión NU

PARACONFORMIDAD: discontinuidad estratigráfica en la que hay un paralelismo entre la capa infrayacente y la capa suprayacente, siendo la superficie de discontinuidad paralela a los planos de estratificación.

PERMEABILIDAD: propiedad de la roca para permitir que un fluido pueda atravesar sus poros, sin alterar su estructura.

PESCA: aplicación de herramientas, equipamiento y técnicas para la remoción de basura, residuos o piezas perdidas de un pozo. Los elementos clave de una operación de pesca incluyen la comprensión de las dimensiones y la naturaleza de la pieza que se va a recuperar, las condiciones del pozo, las herramientas y las técnicas empleadas y el procedimiento por el cual se levantará la pieza recuperada hasta la superficie.

PETROFÍSICA: materia que se encarga de determinar cuantitativamente las propiedades de la roca y las propiedades de los fluidos dentro de esta.

PINES DE FIJACIÓN: se utilizan para unir chapas de metal o plástico con una excelente terminación visual.

PIRITA: mineral del grupo de los sulfuros, que se cristaliza normalmente en unidades cúbicas. Generalmente es macizo.

POROSIDAD: propiedad de la roca que está definida por la relación del volumen poroso entre el volumen total de la roca.

POWERFEED-THRU: alimentación eléctrica en cabeza de pozo y conectores de fondo para bombas electrosumergibles.

PROCESOS EN CALIENTE: hace referencia a el funcionamiento de una máquina, la cual genera calor.

PUNTO DE INFLAMACIÓN: es la temperatura mínima a la que un material desprende vapores que, mezclados con el aire, se pueden encender en presencia de una fuente de ignición o fuente de calor externa.

PUNTO MÍNIMO DE FLUIDEZ: es la temperatura más baja (en °C o °F) en la que un fluido sigue siendo un líquido vertible, es decir, todavía se sigue comportando como un fluido. El punto de fluidez de los aditivos líquidos es un factor considerable en el ártico durante las operaciones de perforación. Crudos o lodos sintéticos con alto punto de fluidez pueden sufrir un cribado pobre y excesiva presión, en cambios de pozo en aguas profundas u otras operaciones sujetas a bajas temperaturas.

RANURADO-A: elemento con agujeros, sean líneas horizontales o verticales, también pueden ser agujeros en forma de circunferencia.

RECIPROCANTE: un movimiento repetitivo de desplazamiento positivo.

ROCA FUENTE: es una roca sedimentaria, normalmente arcillas negras con una alta concentración de materia orgánica, debido a la incorporación de restos de organismos vivos (algas, fragmentos de plantas terrestres, etc.) durante el depósito de la roca.

ROCA RESERVORIO: es aquella roca sedimentaria, que a modo de esponja, absorben y expulsan fluidos, debido a sus mayores características que deben ser la porosidad y la permeabilidad.

ROCA SELLO: es un tipo de roca impermeable que impide que el hidrocarburo se escape de forma natural hacia la superficie o hacia otro lugar donde no se puede entrapar el petróleo.

ROTOR: es la parte giratoria y el inducido en los en los motores de inducción. Está formado por circuito magnético y circuito eléctrico.

SARTA DE TRANSMISIÓN: elemento utilizado para transmitir el movimiento desde un equipo en superficie al equipo en fondo.

SARTAS DE TUBING: tramo continuo de tubería de baja aleación de acero al carbono que se puede enrollar en un carrete para transporte, luego desplegar en el pozo para la colocación de fluidos o manipulación de herramientas durante operaciones de remediación e intervención del pozo

SARTAS DE VARILLAS: tramo ensamblado de varillas de bombeo que se utiliza para conectar y accionar una bomba de varilla con la fuente de potencia alternativa en superficie.

SEDIMENTOS: son los granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositados.

SHEAR COUPLING (ACOPLES DE CIZALLAMIENTO): se utilizan para separar de manera confiable la varilla del conjunto del orificio inferior cuando la bomba se atasca o la varilla se atasca. Esto evita el proceso difícil y ambientalmente hostil de tirar de tubos y barras simultáneamente.

SINCLINAL: pliegue en forma de arco al revés, en el que las capas son convexas hacia abajo. Las capas menos antiguas forman el núcleo del pliegue y las capas más antiguas se depositan sobre ellas. Formando así este pliegue

SOFTWARE: conjunto de programas y rutinas que permiten a la computadora realizar determinadas tareas.

SUPRAYACE: hace referencia a que está encima de algo en específico.

SURVEY: un conjunto de datos medidos y registrados con referencia a una zona determinada de la superficie terrestre, tal como un levantamiento sísmico.

TORQUE: es una magnitud vectorial que se obtiene a partir del punto de aplicación de una fuerza. La misma está constituida por el producto vectorial (el vector ortogonal que surge tras una operación binaria entre un par de vectores de un espacio euclídeo de tres dimensiones).

TRACCIÓN: acción de tender a mover una cosa hacia el punto de donde procede el esfuerzo.

TRAMPA ESTRUCTURAL: una variedad de estructura geológica sellada con capacidad para retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue

TUBING: se hace referencia a la tubería que recubre el pozo, por la se produce fluido de formación en su interior.

VISCOSIDAD: la viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o tensiones de tracción. La viscosidad corresponde con el concepto informal de "espesor". Por ejemplo, la miel tiene una viscosidad mucho mayor que el agua.

WEIGHT: palabra en ingles que hace referencia a peso en el idioma español.

WORKOVER: proceso de realización de mantenimiento importante o tratamientos correctivos en un pozo de petróleo o gas. En muchos casos, la remediación

implica la remoción y el reemplazo de la sarta de la tubería de producción, después de que se ha matado (ahogado) el pozo y se ha colocado un equipo de reparación de pozo en su ubicación.

RESUMEN

Este proyecto de grado se realizó en conjunto con la Empresa Internacional Occidental de Colombia LLC. Para el desarrollo del mismo, se realizó en primera medida la descripción de las generalidades geológicas pertenecientes al campo de interés, que en esta ocasión fue La Cira Infantas, ubicado en la Cuenca del Valle Medio Del Magdalena, luego, se habla de manera general sobre los tipos de recuperación que existen en la industria y sobre los sistemas de levantamiento artificial que son utilizados en el Campo. Así mismo, se hace énfasis en el sistema de levantamiento de interés (Bombeo de Cavidades Progresivas), en la utilización de varilla hueca o tubería y los problemas asociados a este.

Se detallan las causas de rotura de tubing y varilla del sistema de levantamiento artificial de interés y las consecuencias generadas, posteriormente, se realiza la descripción del estado mecánico y la simulación respectiva con varilla hueca y varilla convencional con el programa PC-PUMP de la compañía C-FER, para así proceder a hablar sobre lo que sería la solución a la problemática expuesta al principio. El sistema de transmisión lubricado (STL), se explica su funcionamiento y beneficios para poder conocer la mejor opción para la implementación eficiente del sistema.

A partir de esto, se realiza la descripción de tres lubricantes con sus respectivas fichas técnicas y se determina la mejor opción teniendo en cuenta las características del Campo.

Finalmente, se muestra la respectiva comparación sobre los sistemas instalados y la implementación del sistema de transmisión lubricado, definiendo esta como la opción más viable para la empresa, esto se realiza mediante un análisis financiero por medio del indicador costo anual equivalente uniforme (CAUE).

PALABRAS CLAVES: Sistema de transmisión lubricado, Bomba de cavidades progresivas, Cuenca Valle Medio Magdalena, Campo La Cira Infantas, Tubería, Varilla hueca, Sello hidráulico.

INTRODUCCIÓN

Los pozos productores ubicados en el Campo la Cira infantas de la empresa Occidental de Colombia LLC que operan con sistema de levantamiento artificial tipo PCP, en numerosas ocasiones han presentado problemas por rotura de varilla y tubería; esto debido a la desviación de sus pozos, las altas velocidades de operación y tasas de producción superiores a 700 BFPD, lo que produce disminución en la producción y altos costos por intervenciones al sistema. Las fallas se presentan principalmente por vibración, sobrepresión, entre otros.

Para la solución de estos problemas, se plantea utilizar un sistema de transmisión lubricado en las bombas de cavidades progresivas, donde por medio de una simulación se escogerá la mejor opción entre el uso de varilla convencional o varilla hueca teniendo en cuenta el torque generado en los puntos de contacto, junto con un lubricante escogido por su eficacia para el sello hidráulico. Lo cual se espera de la solución a la rotura de varilla y tubería en el levantamiento artificial tipo (PCP).

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente un sistema de transmisión lubricado para bombas de cavidades progresivas para un pozo productor del Campo la Cira Infantas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades geológicas del Campo la Cira Infantas.
2. Describir el sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidades progresivas, usados actualmente en pozos desviados del Campo la Cira Infantas, y el diseño mecánico de los pozos a simular.
3. Detallar las causas de la rotura por el contacto de la varilla con el tubing en las bombas de cavidades progresivas en los pozos del Campo La Cira Infantas y el funcionamiento del sistema de transmisión lubricado.
4. Simular la operación de las bombas de cavidades progresivas, con varilla hueca y varilla convencional; teniendo en cuenta las fuerzas de contacto generadas, para el funcionamiento eficiente del sistema de transmisión lubricado; lo que se hará mediante el simulador C-FER.
5. Seleccionar un lubricante que cumpla con las especificaciones de temperatura y viscosidad, para su uso como sello hidráulico en el sistema de transmisión lubricado.
6. Estimar los beneficios financieros comparando entre el uso actual de las bombas PCP y el uso de un sistema de transmisión lubricado que traería la implementación en pozos futuros mediante el indicador costo anual uniforme equivalente (CAUE).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Durante este capítulo se hará una breve descripción del Campo La Cira Infantas tanto geológicamente como de su historia, en este Campo se iniciaron proyectos de exploración desde el principio del siglo XX, siendo esto una parte importante de la historia petrolera en Colombia.

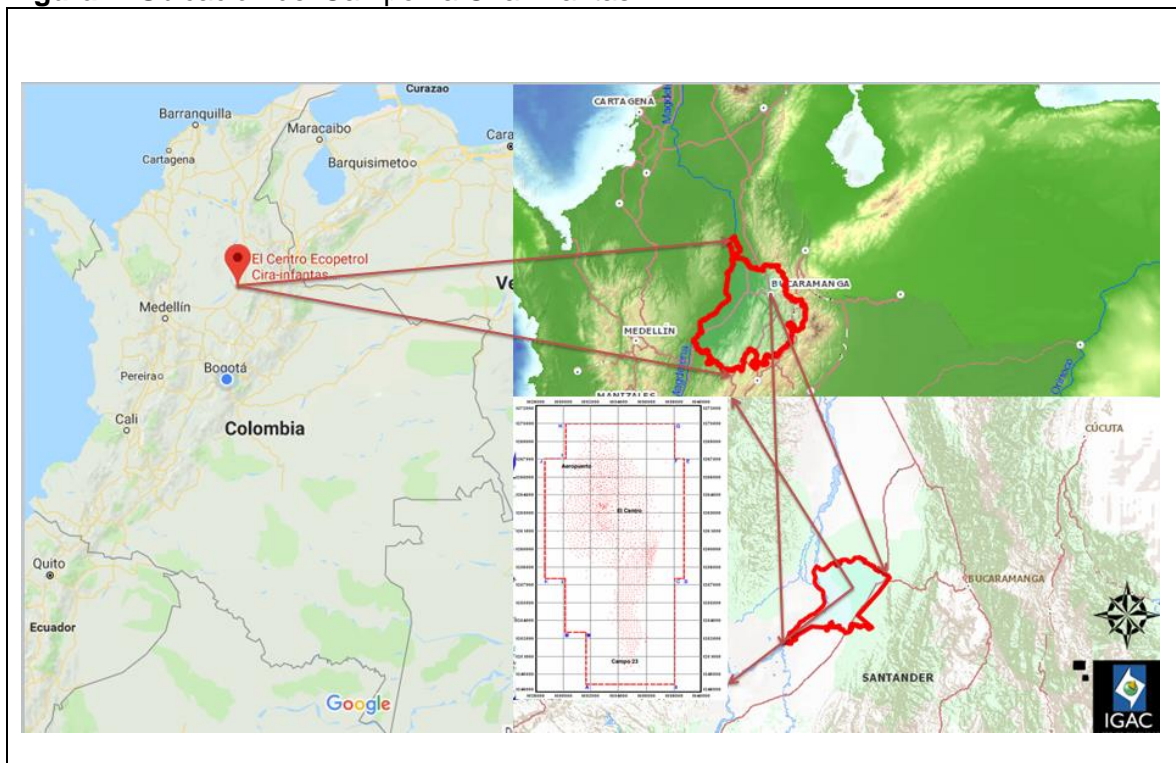
1.2 RESEÑA HISTÓRICA

Para hablar del Campo La Cira Infantas es necesario nombrar la “Concesión de Mares”, uno de los primeros contratos que el gobierno Colombiano decidió firmar con personas naturales en el año 1905, esta concesión fue firmada con Roberto de Mares, para un área de 1000 hectáreas, ubicado en el Departamento de Santander; este contrato luego fue tomado por la empresa Tropical Oil Company. La perforación inició en 1917 con dos pozos exploratorios, que gracias a que ambos resultaron productores, el área quedo declarada como comercial; el pozo Infantas-1 fue completado el 11 de noviembre de 1918, a una profundidad de 2285 ft e Infantas-2 el 27 de abril de 1918, siendo este el pozo descubridor del campo con una profundidad de 1580 ft.

Tropical Oil Company, empresa Americana, fue la que administró el campo hasta agosto de 1951 cuando Ecopetrol Empresa Colombiana de Petróleos toma la operación de este campo. Para el 2005 las operaciones empezaron a ser lideradas por Ecopetrol y Occidental de Colombia, con el proyecto de “recuperación de campos maduros del país”.

El campo objeto de estudio se encuentra ubicado en el Departamento de Santander en el municipio de Barrancabermeja, como se puede observar en la **Figura 1**, hace parte de algunas veredas como: Tierradentro, Planta Nueva, La Ceiba, Oponcito, La Lejía, Campo 23, Pueblo Regao, Tenerife, Las Mercedes, Cretáceo, La Forest, Alfonso López, La María, Diamante, El Progreso. El Palmar, Campo 16, Campo 25, Campo 5, Campo 14 y Quemadero. El área del campo está entre los 160 km² con 1412 pozos activos, de los cuales 1004 son productores y 408 son inyectores, además se realizan trabajos constantes de ingeniería en pro de aumentar la producción de barriles de petróleo con la aplicación de nuevas tecnologías.

Figura 1. Ubicación del Campo La Cira Infantas



Fuente: INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTIN CODASI, Mapas de ubicación del campo La Cira Infantas, [en línea] [Citado: 25 de enr del 2018]. Disponible en: <<http://www.geoportal.igac.gov.co>, 2017 y www.googlemaps.com>, Modificado por los autores.

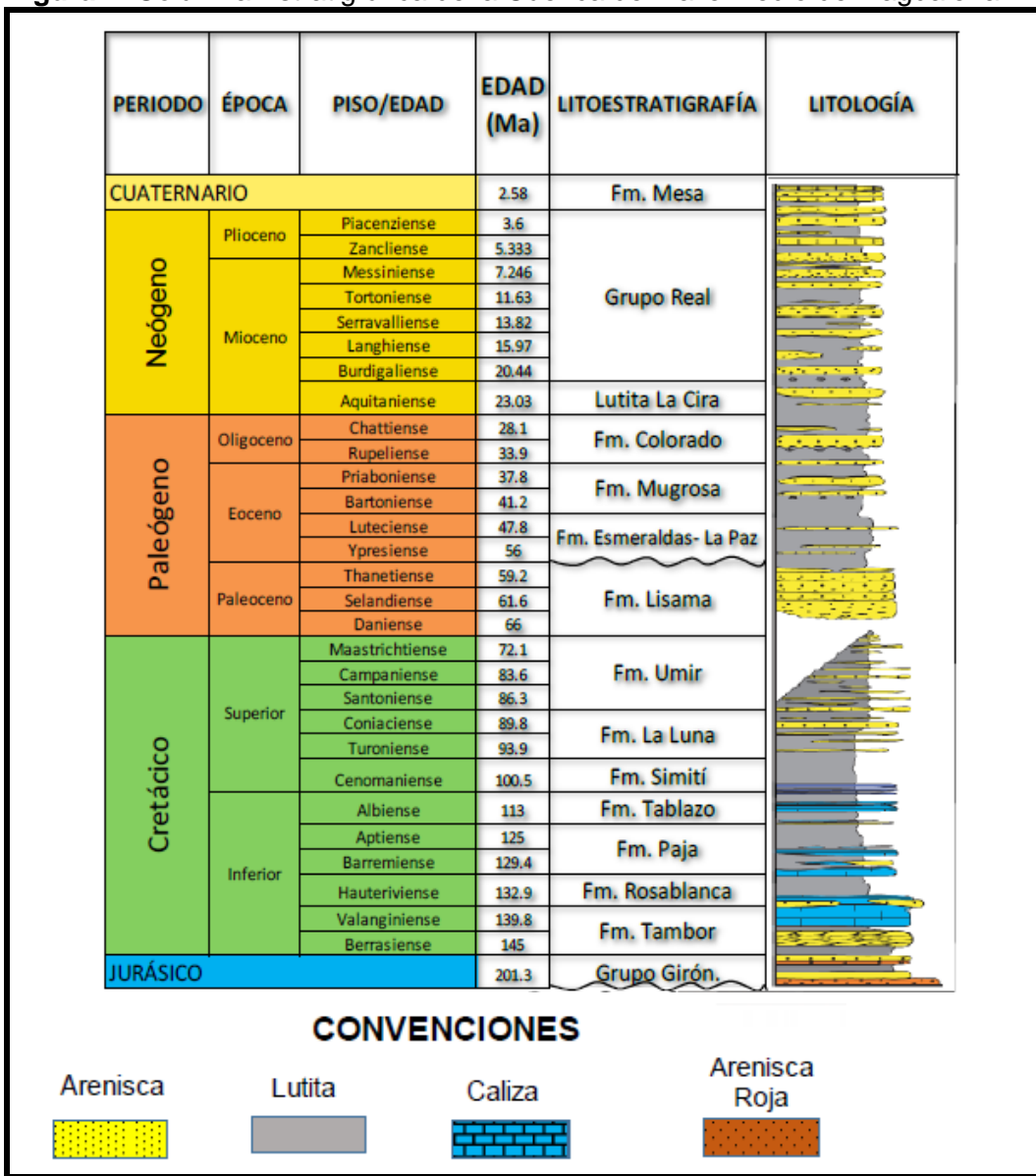
1.2 GEOLOGÍA

En esta sección se realizará una breve descripción de la geología del Campo La Cira Infantas, mostrando la columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, describiendo las unidades geológicas del Campo, y también se explicara la geología estructural y la del petróleo.

1.2.1 Columna estratigráfica y descripción de unidades geológicas.A continuación, se describirán de base a tope las formaciones geológicas que se encuentran en el Campo La Cira Infantas ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Abarcando desde el periodo Jurásico hasta el Neógeno, se encuentran los sedimentos continentales y marinos que por medio de diferentes sucesos tectónicos y sedimentarios han dado como resultado la composición actual de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena que se muestra en la columna estratigráfica de la **figura 2**.

Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio de Magdalena



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca Valle Medio del Magdalena [en línea] [Citado: 12 de feb del 2018]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>>. Modificado por los autores.

Las unidades geológicas representativas del Campo La Cira Infantas, mostradas en la columna estratigráfica, se describen a continuación resaltando aspectos como: su espesor, a qué edad geológica pertenece y de que está compuesta principalmente.

1.2.1.1 Grupo Girón. Con un espesor de 9840 ft a 14760 ft, pertenece al Jurásico¹, se compone de areniscas rojas, limolitas, y limolitas intercaladas con tobas, depositadas en un ambiente fluvial; en el occidente del campo se encuentra con mayor espesor pero hacia el oriente no se encuentra presente debido a que sufre un adelgazamiento a lo largo del campo. Esta unidad se encuentra reposando discordantemente sobre el basamento, mientras que se encuentra infrayaciendo de una manera concordante de la Formación Tambor.

1.2.1.2 Formación Tambor. Pertenece al Valanginiano² con un espesor de 980 ft a 6560 ft, se compone de areniscas cuarzosas con colores oscuros, algunas calcáreas con incrustaciones de glauconita de color verde oscuro, densas de pequeñas fracturas, depositadas en un ambiente continental meandriforme. La formación suprayace de una manera concordante sobre el Grupo Girón, mientras que se encuentra infrayacente de una manera igualmente concordante a la Formación Rosablanca.

1.2.1.3 Formación Rosa blanca. Tiene un espesor de 980 ft a 3280 ft y pertenece al Hauteriviense-Barremiano³, está compuesta por trazas de caliza oolítica negras y densas principalmente; hacia el tope de la formación la caliza se encuentra degradada, además que se puede encontrar pirita en algunas partes de la formación, en una escala de colores marrones a grises. Fue depositada en un ambiente transicional a marino somero, en condiciones muy variables. La formación se encuentra suprayacente, en algunos lugares de la cuenca, de una manera concordante con la Formación Los Santos, mientras infrayace de una manera igualmente concordante con la Formación Paja.

1.2.1.4 Formación Paja. La formación suprayace de manera concordante sobre la Formación Rosablanca, mientras infrayace de una manera igualmente concordante de la Formación Tablazo. Tiene un espesor de 410 ft a 2050 ft, y fue formada en el Barremiano-Aptiano⁴; se compone de lutitas de colores marrones oscuras a negras, ligeramente calcáreas a calcáreas, con trazas de calizas y en algunos lugares trazas de minerales como mica y pirita además de contener mucha materia orgánica; fue depositada en un ambiente marino, pero de aguas más profundos que el de la Formación Rosa blanca.

1.2.1.5 Formación Tablazo. Tiene un espesor de 490 ft a 1380 ft y pertenece al Aptiano-Albiano⁵, se encuentran lutitas de tipo calcáreo, margas y en el tope de la formación calizas masivas, también contiene pirita; esta unidad se caracteriza por ser densa, dura y oscura, por esto es considerada un roca fuente de muy buena calidad. La litología fue depositada un ambiente transicional. La formación

¹ JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. París. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968, p.562.

² Ibid., p.568.

³ Ibid., p.419.

⁴ Ibid., p.565.

⁵ Ibid., p.568.

suprayace de una manera concordante a la Formación Paja, mientras infrayace de una manera igualmente concordante con la Formación Simití.

1.2.1.6 Formación Simití. Pertenece al Aptiano-Albiano con un espesor de 490 ft a 1380 ft ⁶. Su litología está compuesta de lutitas que varían su color de marrones a grises, además tiene una variación de no calcáreas a moderadamente calcáreas, compactas, laminadas y duras, fue depositada en un ambiente marino profundo. La Formación Tablazo infrayace de una manera concordante a la Formación Simití, mientras suprayace de una manera igualmente concordante a la Formación La Luna.

1.2.1.7 Formación La Luna. Con un espesor de 260 ft a 2300 ft, pertenece a la edad Turoniano-Coniaciano⁷. Su litología se compone de lutitas negras calcáreas estratificadas con calizas, en su parte superior se encuentran lutitas de tipo calcáreo con intercalaciones de capas delgadas de caliza, en el centro de esta formación se encuentran lutitas negras, duras, compactas y masivas; fue depositada en un ambiente marino profundo. Esta formación suprayace de una manera concordante sobre la Formación Simití, mientras infrayace de manera igualmente concordante con la Formación Umir.

1.2.1.8 Formación Umir. Su litología se compone principalmente de lodolitas grises intercaladas con carbones, y en menor proporción areniscas de tipo arcilloso, junto con concreciones rojas de hierro. Fue depositada en un ambiente marino profundo. En el campo tiene un espesor de 260 ft a 2300 ft, perteneciente al Maestrichtiano⁸. La formación suprayace de una manera concordante sobre la Formación La Luna, mientras que infrayace de una manera discordante con la Formación Lisama, a nivel regional. No obstante, en el Campo La Cira Infantas no se encuentra presente esta última Formación.

1.2.1.9 Formación Esmeralda- La Paz. Tiene un espesor de 300 ft a 700 ft, fue depositada en un ambiente continental de corrientes lagunares en el Paleoceno-Eoceno⁹. Contiene una de las cuatro zonas productoras del Campo, Zona D¹⁰, compuesta de capas delgadas de limolita y lutita de color gris presentes en toda la formación, y en su base de areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada, de color gris claro, y desde el centro hasta la parte superior se encuentran secuencias de lutitas color gris claro y verdoso junto con intercalaciones de arenisca no consolidada, y ya en el tope una capa delgada de fósiles compuesta por moluscos de agua salobre. La formación suprayace de una manera discordante sobre la Formación Umir, mientras que se encuentra infrayacente de una manera concordante con la Formación Mugrosa.

⁶ *Ibíd.*, p.567.

⁷ *Ibíd.*, p.437.

⁸ *Ibíd.*, p.568.

⁹ DE PORTA, Jaime. *Léxico estratigráfico de Colombia*. Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974, p71.

¹⁰ AUGUSTO, César. *Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira*. Universidad Nacional de Colombia: 2011.p. 23.

1.2.1.10 Formación Mugrosa. Esta formación tiene la característica especial de contener las dos zonas más productoras del campo, Zona B y Zona C, ubicadas en la parte superior e inferior respectivamente, divididas de esta manera desde el punto de vista operativo, las cuales se encuentran separadas por unos intervalos de lutitas y lodolitas y pertenecen a la edad Eoceno-Oligoceno¹¹. Están compuestas de areniscas levemente calcáreas de grano fino a muy fino, masivas además se encuentran intercalaciones parciales de lutitas y limolitas¹²; esta formación fue depositada en canales fluviales del sistema de ríos meandriformes. Como ya se había mencionado antes esta formación suprayace a la Formación La Paz y su contacto corresponde a una para-conformidad difícil de distinguir, debido a las semejanzas que tienen las dos formaciones.

La Zona B tiene un espesor de 630 ft a 2050ft, se diferencia por tener arcillas intercaladas con algunas capas delgadas de limolitas y su parte superior corresponde a la capa de fósiles ya mencionada, en este caso son fragmentos calcificados de gasterópodos de agua dulce, los cuales se les llama los Fósiles de Mugrosa.

La Zona C tiene un espesor de 510 ft a 570 ft, siendo esta la más importante del Campo La Cira Infantas debido a que se compone de capas de lodolitas provenientes de un ambiente fluvial, haciéndola una zona altamente productora.

1.2.1.11 Formación Colorado. Es de real importancia debido a que contiene la Zona productora A¹³, compuesta de roca almacenadora y fuente. La Formación pertenece al Oligoceno-Mioceno¹⁴, cuenta con un espesor de 330 ft a 4920 ft y fue depositada en un ambiente continental fluvial. Se compone de areniscas de grano fino a muy fino, tiene intercalaciones de lutitas y limolitas no consolidadas, con algunos finos lentes de caliza. La formación suprayace de una manera concordante sobre la formación Mugrosa, e infrayace de manera concordante con el Grupo Real.

1.2.1.12 Grupo Real. Perteneciente al Mioceno¹⁵ y suprayace a la Formación Colorado. Se encuentra compuesta por lodolitas arenosas abigarradas con intercalaciones de cuarzoarenitas arcillosas de grano fino a medio y litoarenitas arcillosas friables¹⁶. Su presencia en el campo no es influyente debido a que la porción que ocupa en este es escasa.

¹¹ *Ibíd.*, p. 615

¹² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca Valle Medio del Magdalena [en línea] [Citado: 25 de feb del 2018] p. 41. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-yGeofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>>

¹³ AUGUSTO. *Op. Cit.*, p. 23.

¹⁴ DE PORTA. *Op. Cit.*, p. 603.

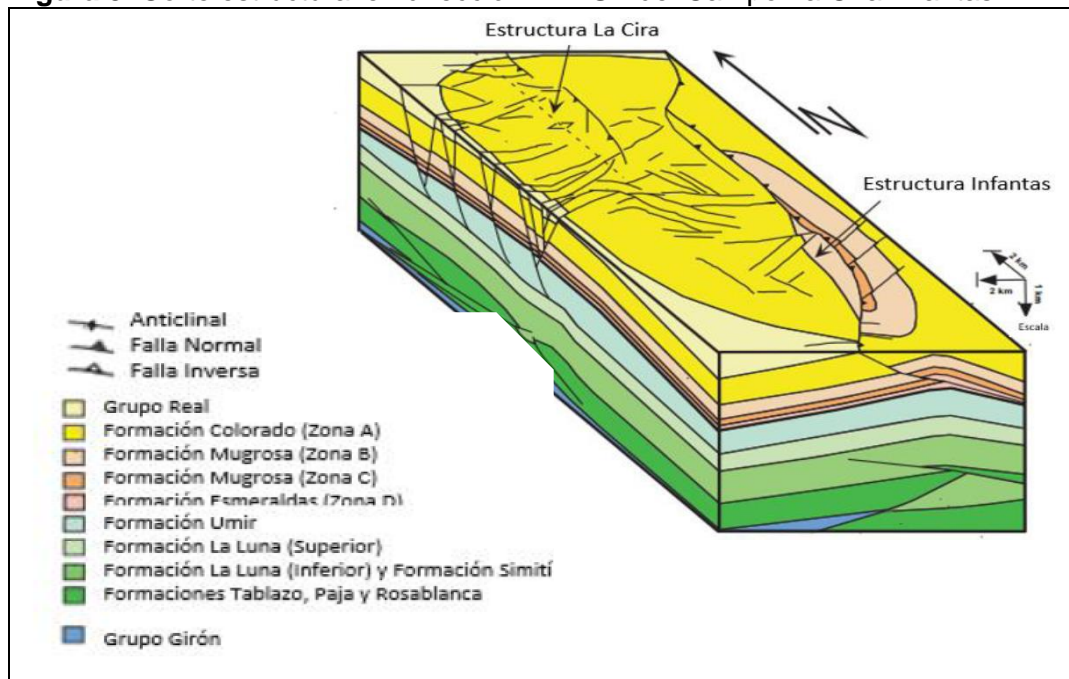
¹⁵ *Ibíd.*, p. 613.

¹⁶ *Ibíd.*, p. 614.

1.2.2 Geología estructural. Este campo está conformado por dos estructuras, Infantas y La Cira, que serán descritas a lo largo del capítulo. Este campo ha tenido una lista considerable de eventos tectónicos que han hecho difícil su estudio, ya que estos son los que han dado lugar a la cuenca intra-montañosa del Valle Medio del Magdalena. Entre los eventos tectónicos el que más se destaca es el compresional debido al levantamiento de las Cordilleras Oriental y Central.

Los resultados de la evolución de la cuenca del Valle Medio Magdalena se pueden observar en la **Figura 3** donde se muestra la estructura regional del campo en la actualidad.

Figura 3. Corte estructural en dirección NW-SE del Campo La Cira Infantas



Fuente: PARÍS, G. Y J. ROMERO, 1994, Fallas activas en Colombia: Boletín geológico, Ingeominas, 34, no. 2-3, p. 53. Modificado por los autores.

1.2.2.1 Estructura La Cira. Es una estructura anticlinal localizada en la zona norte del campo, que se orienta en dirección Norte - Sur al noreste de la estructura Infantas, con un área de 54 Km² en forma de domo (9 Km de longitud y 6 Km de ancho). Debido a la falla de tipo inversa de la Cira que tiene un alto ángulo que está entre los 70° y 80° aproximadamente, y un buzamiento con dirección al Oeste, esta estructura tiene un cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur, presenta un corte al Este del eje del anticlinal, donde se evidencia un desplazamiento que se encuentra entre los 200 y los 300 pies en el tope de la estructura¹⁷, mientras que en el Este de la

¹⁷ DICK, Luis. OJEDA, Paula. Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el campo la cira infantas. [en línea] Trabajo de Grado. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Ingeniero de Petróleos. Facultad de Ingeniería de Petróleos, 2017. p. 38. [citado 2, abr., 2018]. Disponible en: < <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6377/1/5121290-2017-2-IP.pdf> >

estructura se genera un pliegue sinclinal con la Falla Infantas por un hundimiento que se genera en forma de “U”.

El campo es dividido por varios bloques, debido a que se presentan otras fallas transversales de tipo normal al eje de esta estructura, con un buzamiento entre los 80° y 90° que han generado un desplazamiento de 250 pies. Además la falla la Cira se considera de gran importancia debido a que hace de barrera efectiva entre ambos flancos de estructura¹⁸.

1.2.2.2 Estructura Infantas. Es una estructura anticlinal asimétrica elongada con un área de 24 Km², (12 Km de longitud y 2 Km de ancho), que se cierra en las puntas, en la punta Norte presenta un hundimiento, mientras a lo largo de la misma es cortada por la Falla inversa Infantas, la cual tiene un desplazamiento de 1000 y 1200 pies. La dirección predominante del eje del pliegue es Norte Sur 10° hacia el noreste

El campo se dividido en varios bloques, debido a que se presentan otras fallas de tipo normal al eje de esta estructura, con un buzamiento entre los 80° y 90° que han generado un desplazamiento entre 50 y 150 pies, con una dirección Este - Oeste. Además la Falla La Cira se considera de gran importancia debido a que hace de barrera efectiva entre ambos flancos de estructura, además en la parte superior se encuentran algunas filtraciones de aceite.

1.2.3 Geología del petróleo. Por último se presentarán los parámetros petrolíferos del campo la Cira Infantas, describiendo los tipos de roca y la manera en que se lleva a cabo la migración.

1.2.3.1 Roca generadora. Las rocas que más se destacan en el campo son aquellas que pertenecen a las formaciones, Simití, Umir, Tablazo y Luna. Esta última es la más representativa del campo, ya que se compone de lutitas negras y caliza. Además presenta un índice de TOC (carbono orgánico total) entre el 2% y el 4% como se puede observar en la **Figura 4**, que muestra un mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica real. El tipo de materia orgánica presenta un predominio de Kerógeno tipo II, potencial generador de aceite, principalmente.¹⁹

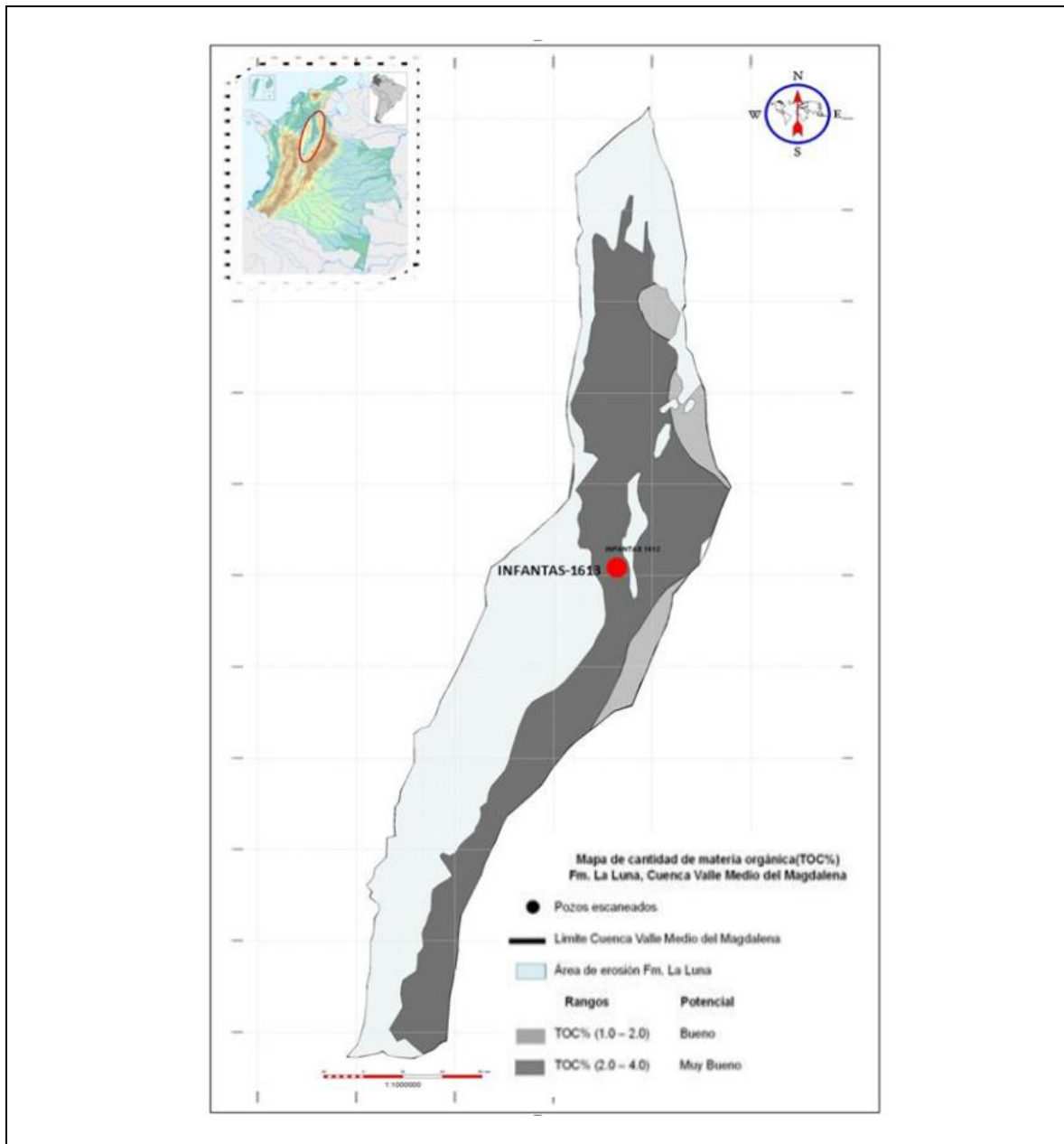
La Formación la Luna tiene una madurez, determinada a partir de los promedios de reflectancia de vitrina (%Ro), que se encuentra entre 0,6% y 1,2%²⁰, lo cual hace referencia a la ventana de aceite

¹⁸ MOROS, Luis. SERRANO, Juan. Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología Powerwave para la estimulación en pozos inyectores del Campo la Cira Infantas. [en línea] Trabajo de Grado. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Ingeniero de Petróleos. Facultad de Ingeniería de Petróleos, 2016. p. 33. [citado 2, abr., 2018]. Disponible en: <<http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/357/1/5111622-2016-2-IP.pdf>>

¹⁹ ANH, Op. Cit., p. 64

²⁰ MOROS, Op. Cit., p. 33

Figura 4. Mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% TOC), Formación La Luna



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca Valle Medio del Magdalena [en línea] [Citado: 12 de feb del 2018]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>>, 2017. Modificado por los autores.

1.2.3.2 Roca reservorio. Este campo produce a partir de las Formaciones: Colorado (zona A), Mugrosa (zona B y C) y Esmeralda- La Paz (Zona D)²¹, estas formaciones están compuestas en un 54,31% de areniscas de grano fino con incrustaciones de shale y lodolitas. La permeabilidad promedio del campo se encuentra entre 20 y 600 md y su porosidad es considerada muy variable dependiendo de la zona en la que se encuentre: Zona A de 25,9%, en la Zona B de 27,2%, en la Zona C de 27,9%.

1.2.3.3 Roca sello. La Falla La Cira junto con el sistema de Fallas Infantas genera el sello lateral y delimita el entrapamiento de los fluidos que se originan en las dos estructuras. Además consta de rocas intercaladas en las zonas productoras según el reservorio en que se encuentren: Zona A: Lodolitas masivas. Zona B: Arcillas rojas y verdosas. Zona C: Lodolitas de llanuras fluviales y capas de shales delgadas. Zona D: Lutitas varicoloreadas.²²

La trampa generada por las fallas que la componen, Cira e Infantas, ocasionan un entrapamiento tipo estructural por anticlinales fallados.

1.2.3.4 Migración. Los fluidos en este campo migran por un camino producido debido a la discordancia del Eoceno, que separa la roca reservorio de la roca generadora que se encuentra abajo. Se determinaron tres fases diferentes de la migración, primero está la migración vertical que se da de la Formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno, luego sigue la migración lateral por medio de las areniscas de la discordancia. También se encuentra una migración vertical que se realiza por la superficie de las fallas de la formación La Luna, en el sector donde no se encuentra en contacto con la discordancia del Eoceno.

²¹ *Ibíd.*, p. 34

²² *Ibíd.*, p. 34

2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS, USADOS ACTUALMENTE EN POZOS DESVIADOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo se habla brevemente sobre las fases de recuperación, los sistemas de levantamiento artificial conocidos por la industria petrolera y las ventajas y desventajas de cada uno, adicionalmente se describe el estado mecánico de dos pozos, utilizados posteriormente para la simulación con varilla hueca y varilla convencional.

Dentro de las fases de recuperación de petróleo, se tiene la recuperación primaria, esta es la primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural, tales como la de drenaje por gas, el drenaje por agua o el drenaje gravitacional, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie.²³ Por otra parte, se tiene la recuperación secundaria, la cual como su nombre lo indica, es la segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua.²⁴

Teniendo en cuenta lo anterior, se tiene que una gran parte de los pozos perforados y puestos en producción del Campo La Cira infantas, tienen como recuperación primaria, el levantamiento artificial, donde estos utilizan el Bombeo Mecánico (BP), Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), Bombeo Electrosumergible (ESP) y Bombeo Electrosumergible de Cavidades Progresivas (ESPCP)²⁵.

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los Sistemas de Levantamiento Artificial, surgieron por la necesidad de aumentar el caudal de producción de los pozos, que al haber agotado la energía propia para producir por si solos, debido a que la energía natural de un pozo proveniente de la diferencia de presiones entre el yacimiento y la cavidad del pozo, no es suficiente para llevar los fluidos de producción hasta la superficie o porque no es posible llevar a superficie la cantidad de fluido requerida, para que el pozo fuese económicamente viable.

²⁴SCHLUMBERGER, Recuperación Primaria Oilfield Glossary [En línea] [Citado: 5 de abril de 2018]. Disponible en internet: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx.

SCHLUMBERGER, Recuperación secundaria Oilfield Glossary [En línea] [Citado: 5 de abril de 2018]. Disponible en internet: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.

²⁵MONROY, Manuel, Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field [En línea] [Citado: 10 de abril de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173950-MS>

2.2 TIPOS DE LEVANTAMIENTOS

A continuación, se encuentra una breve descripción de los diferentes tipos de levantamiento, utilizados en el Campo La Cira Infantas donde, se menciona su funcionamiento y sus principales ventajas y desventajas.

2.2.1 Bombeo Mecánico (BM). Este es uno de los métodos más antiguos que se utilizan en los tipos de levantamiento artificial, siendo este el más usado nacional e internacionalmente.

Este método consiste en la instalación de una bomba de subsuelo de acción recíprocante que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas. Esta energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna el cual moviliza la unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

Este bombeo se fundamenta con la aplicación de una fuerza torsional, convirtiéndose en un movimiento recíprocante, hecho por medio de sistemas de bielas-manivelas, con el propósito de accionar una bomba de subsuelo recíprocante, mediante sarta de varillas.²⁶

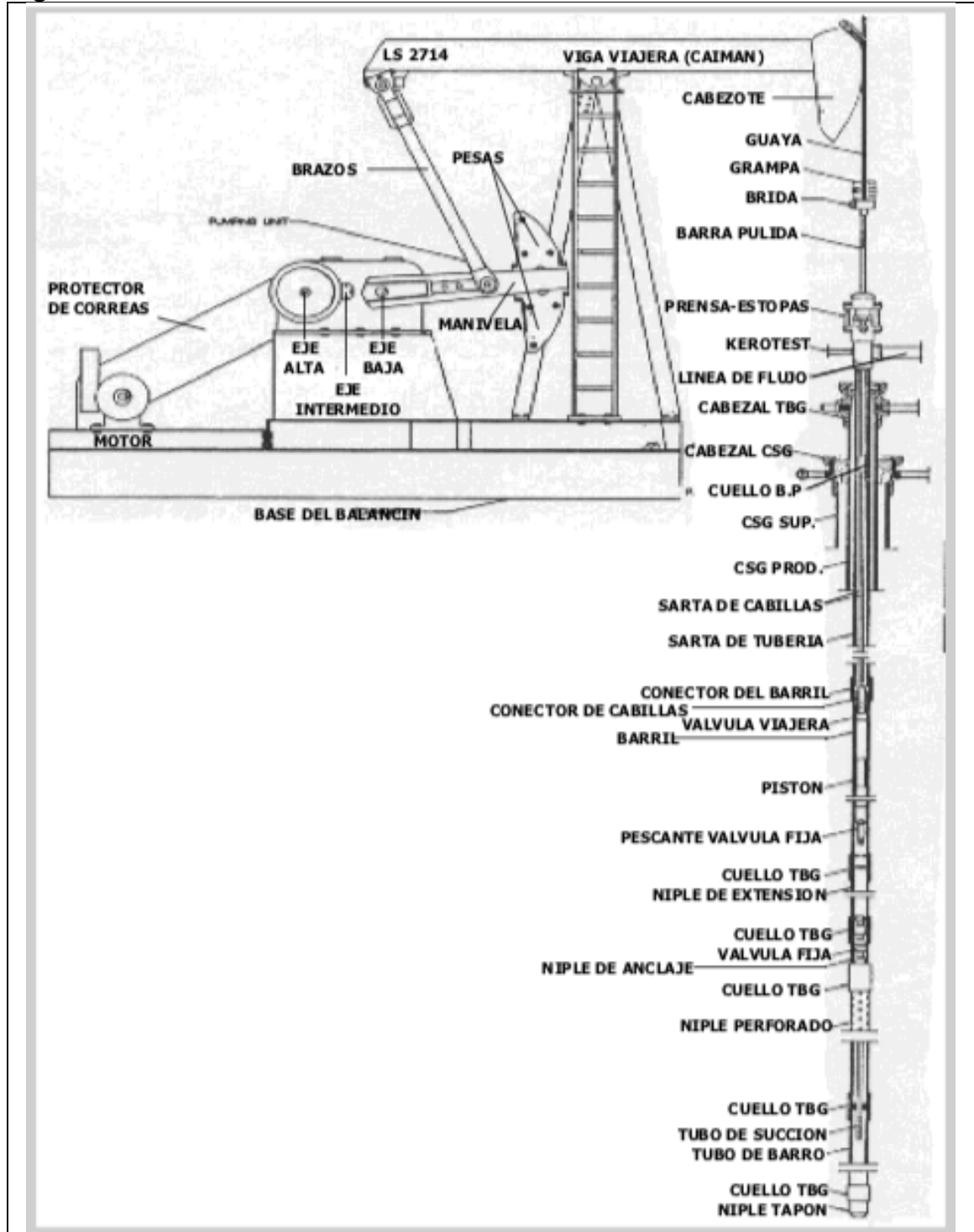
Este sistema de bombeo está conformado por una serie de equipos de superficie y subsuelo, los cuales se pueden observar en la **Figura 5**:

Equipos de superficie: Unidad de bombeo, motor de la unidad y cabezal de pozo.
Equipos de subsuelo: Bomba, ancla de gas, varillas y tuberías de producción.

Para este tipo de bombeo existen un número de ventajas y desventajas, como se pueden detallar en la **Tabla 1**.

²⁶ DALLOS SANTANDER, Hugo Andrés. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba, aplicación Campo Colorado [En Línea] Colombia. 2013. p. 40. [Citado 10 de Marzo del 2018]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

Figura 5. Sistema de Bombeo Mecánico



Fuente: PARTIDAS, Héctor. Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación [En línea] Venezuela. 2003. [Citado: 23 de junio de 2018]. Disponible en internet: <https://doctiktak.com/download/bombeo-mecanico.html>

Tabla 1. Ventas y Desventajas Bombeo Mecánico

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Fácil de operar y de hacer mantenimiento	Es problemático en pozos con alta desviación.
Se puede cambiar fácilmente de tasa de producción por cambio en la velocidad de bombeo o stroke.	No puede ser usada en pozos off-shore por los grandes equipos de superficie y la limitada capacidad de producción es comparada con otros métodos.
Puede bombear el pozo a una muy baja presión de entrada para obtener la máxima producción	No puede funcionar con excesiva producción de arena.
Se conoce como la más eficiente forma de levantamiento artificial.	La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se tiene gas libre
Se puede fácilmente intercambiar de unidades de superficie.	La tasa de producción cae con la profundidad comparado con otros métodos de levantamiento artificial
Se puede usar motores a gas como generadores primarios de energía si la electricidad no está disponible.	Es obstructivo en áreas urbanas
Se puede usar la bomba con el control apagado para minimizar la carga del fluido, costos de electricidad y las fallas de varilla.	
Puede ser monitoreada remotamente con un sistema de control de supervisión de bomba	
Se puede usar computadoras modernas de análisis dinamométrico para la optimización del sistema.	

Fuente: PETROBLOGGER, Ventajas y desventajas de Bombeo Mecánico [En línea] Colombia 2018. Párr. 23. (Citado: 23 de marzo de 2018). Disponible en Internet: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/bombeo-mecanico-de-petroleo/> Modificado por los autores.

Para este tipo de bombeo existe un rango de aplicación, como se puede detallar en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Rango de aplicación para Bombeo Mecánico

	Rango típico	Maximo
Profundidad (ft)	100-11,000 TVD	16,000 TVD
Volumen (BPD)	5-1500	5000
Temperatura (°F)	100°-350	550
Desviacion	0-20°	0-90°<15°/100'
Corrosion	Bueno a excelente (con materiales especiales)	
Manejo de gas	Aceptable a Bueno	
Manejo de solido	Aceptable a Bueno	
Densidad del fluido	> 8° API	
Tipo de motor	Combustion o Electrico	
Aplicaciones marinas	Limitada	
Eficiencia sistema	45%-60%	

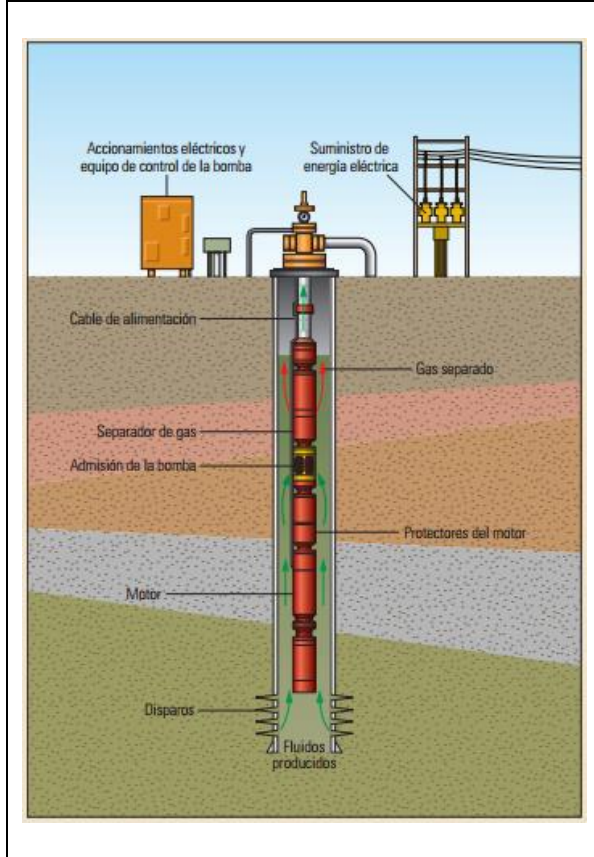
Fuente: MIRANDA, Lizbeth. Clases de Introducción a la Ingeniería de Petróleo. Venezuela, 2008. 4, p. 4. Modificado por los autores.

2.2.2 Bombeo Electrosurgible (BES). Este tipo de bombeo consiste en múltiples etapas centrifugas que se encuentran montadas dentro de un alojamiento acoplado a un motor eléctrico sumergible. Estas bombas pueden conectarse a controles de la superficie y la energía eléctrica, por medio de cables protegidos. Este tipo de bombeo supera en rendimiento a otros tipos de bombeo.²⁷

Como se conoce, el Bombeo Electrosurgible comprende un sistema donde sus componentes vienen tanto del fondo de un pozo como de la superficie. Estos son diseñados, con su longitud y su diámetro, de tal manera que su base de potencia sea necesaria para proporcionar la tasa de flujo deseada. Esto se puede demostrar en la **Figura 6:**

²⁷ VON FLATERN, Rick. Bombas eléctricas sumergibles. Serie de Artículos introductorios. [En línea]. 2015. [Citado: 3 de marzo de 2018]. Disponible en internet: https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B

Figura 6. Configuración típica de una bomba electrosumergible



Fuente: VON FLATERN, Rick. Bombas eléctricas sumergibles. [En línea]. 2015. Párr. 1. (Citado: 3 de marzo de 2018). Disponible en Internet: https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B Modificada por los autores.

Los componentes de una bomba eléctrica sumergible de fondo de pozo comprenden el motor, las secciones de la bomba, las admisiones de la bomba, los cables de alimentación, el equipo de tratamiento del gas y los sensores de fondo de pozos (no se muestran en la **Figura 6**). Los componentes de superficie incluyen el equipo de control de la bomba, tales como los variadores de velocidad y un suministro de energía eléctrica.²⁸

Para este tipo de bombeo existen un número de ventajas y desventajas, como se puede visualizar en la siguiente **Tabla 3**:

²⁸ LA COMUNIDAD PETROLERA. Bombeo Electrosumergible (BES) [En línea] 2009 [Citado: 29 de marzo de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/bombeo-electrosumergible-bes.html>

Tabla 3. Ventajas y desventajas Bombeo Electrosumergible

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son bajos	Es imprescindible la corriente eléctrica, se requiere de altos voltajes
Es usado en pozos verticales y desviados	Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas
Pueden manejar tasas de producción alrededor de 200 – 90000 BPD	Los cables dificultan el corrido de la tubería de producción
Este tipo de instalaciones no impacta fuertemente en las zonas urbanas	No es recomendable usar cuando hay alta producción de sólidos No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales y a los requerimientos de alta potencia de superficie
Bajo mantenimiento	
Se facilita el monitoreo de presiones y temperaturas de fondo del hoyo, a través del uso de sensores	Con la presencia de gas libre en la bomba, no puede funcionar ya que impide el levantamiento
Puede ser manejado en pozos con grandes cortes de agua y baja relación gas- líquido. Alta resistencia en ambientes corrosivos dentro del hoyo.	Las bombas están afectadas por: temperatura de fondo y producción de arena.

Fuente: COMUNIDAD PETROLERA. Ventajas y desventajas de bombeo electrosumergible. [En línea]. 2009. Párr. 9. (Citado: 29 de marzo de 2018). Disponible en Internet: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/bombeo-electrosumergible-bes.html>
Modificado por los autores.

Para este tipo de bombeo existe un rango de aplicación, como se puede detallar en el **Tabla 4**.

Tabla 4. Rango de aplicación para Bombeo Electrosumergible

Rango típico	
Profundidad (ft)	12000-15000 TVD
Volumen (BPD)	200-900
Temperatura (°F)	Limitado por >350°F para motores.
Complicaciones	Para pozos verticales y desviados
Corrosion	Bueno a excelente (con materiales especiales)
Manejo de gas	Saturacion de gas libre <10%
Manejo de solido	<200 ppm (preferiblemente 0)
Tipo de motor	Electrico
Aplicaciones marinas	Excelente
Eficiencia sistema	18-60%

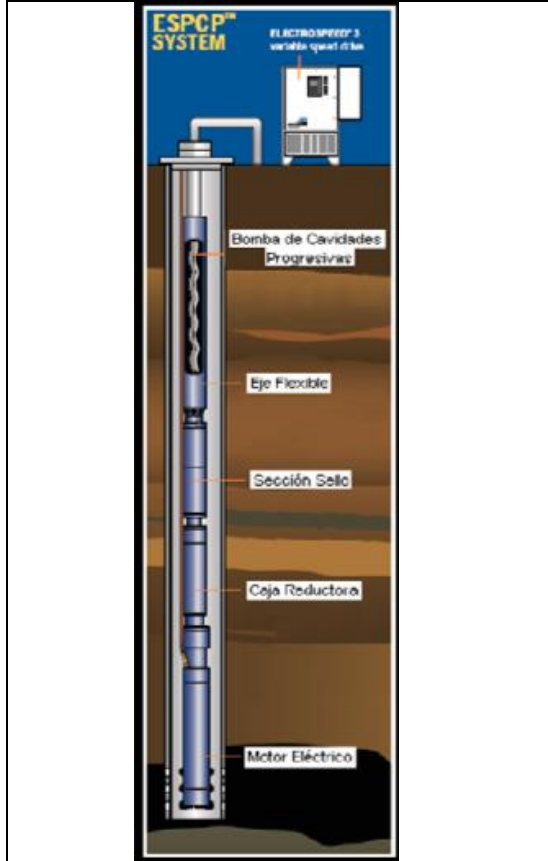
Fuente: VON FLATERN,Rick. Bombas eléctricas sumergibles. [En línea]. 2015. Párr. 6. (Citado: 3 de marzo de 2018). Disponible en Internet: https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B Modificada por los autores.

2.2.3 Bombeo Electrosumergible de cavidades progresivas (ESPCP). Este tipo de levantamiento artificial se caracteriza principalmente por ser una combinación entre un motor sumergible y una bomba de cavidad progresiva como se muestra en la **Figura 7**.

El sistema ESPCP incluye en el sistema de fondo, una caja reductora (GRU) patentada por Baker Hughes, que se incorpora en el sistema para reducir la velocidad del motor para la operación de la bomba PCP e incrementa el torque suministrado por la bomba. El motor utilizado para manejar el GRU es el mismo que se utiliza en un sistema tradicional ESP. Igualmente incluye un eje flexible, una bomba PCP, una sección de sellos y la conexión a superficie a través de un cable.²⁹

²⁹ RICO, Naydú. Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de ecopetrol S.A. Bucaramanga, Santander. Escuela de ingeniería de petroleos, 2012. Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/espcp-colombia.pdf>.

Figura 7. Componentes de un Sistema ESPCP



Fuente: HUGHES, Baker. Ingeniería de aplicaciones. [En línea]. 2009. Párr. 1. (Citado: 3 de marzo de 2018). Disponible en Internet: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwjKytH6rePcAhXnqlkKHS7vBkQQFjAAegQICRAC&url=http%3A%2F%2Fsb5d8e4489ff1fa7d.jimcontent.com%2Fdownload%2Fversion%2F1447285389%2Fmodule%2F9657964452%2Fname%2Fespcp.pdf&usg=AOvVaw1vFeJdJr0mGslvEB9RtngK>.
Modificada por los autores.

El Bombeo ESPCP elimina las varillas y expande el rango de operaciones de las cavidades progresivas, particularmente en pozos horizontales o desviados.

2.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

Este sistema de levantamiento produce, como su nombre lo indica, a través de bombas de cavidades progresivas, también se le conoce como PCP por sus siglas en inglés (Progressive Cavity Pumps). Su propósito es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, y maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento provocando mayor afluencia de

fluidos³⁰, este tipo de sistemas cuenta con un numero de ventajas y desventajas como se puede observar en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Ventajas y desventajas Bomba de cavidades progresivas

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Habilidad para producir fluidos viscosos.	La capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba.
Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.	La compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos.
Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre.	Máxima resistencia hasta (280°f / 138°C)
Bajos costos de energía.	Deterioro del elastómero debido a los fluidos aromáticos.
Demanda constante de energía.	Desgaste por contacto entre varilla y tubing en pozos direccionales y horizontales.
Simple instalación y operación.	Para sustituir la bomba deber retirarse la tubería entera.
Bajo nivel de ruido.	
Ofrece caudal constante, aunque se modifique la presión de descarga de la bomba.	
Requiere una inversión del 25% al 50% en comparación con los sistemas de levantamiento tradicionales.	
Representa un ahorro del 60% al 75% en consumo de energía.	
Fácil de transportar	
La presencia de gas no altera su funcionamiento.	
No requieren mucho espacio en superficie.	
Es simple de instalar y de operar.	

Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea]. 2008. Pág 3. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

³⁰ IBAÑEZ, Silvia; PULIDO, Eliana; ORTIZ, William. Bombeo por Cavidades Progresivas. [En línea]. Proyecto de métodos de producción. Proyecto de investigación. Bucaramanga, Santander. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos, 2011. [Citado: 28 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <https://es.slideshare.net/william-alexander/bombeo-por-cavidades-progresivas-9043918>

Para este tipo de bombeo existe un rango de aplicación, como se puede detallar en la siguiente **Tabla 6**.

Tabla 6. Rango de aplicación para Bombeo de Cavidades progresivas

	Rango típico
Profundidad (ft)	6000-7874 TVD
Volumen (BPD)	4000
Temperatura (°F)	280-350
Complicaciones	Desgaste por contacto entre varillas y tuberías
Corrosión	Alta probabilidad a corroerse
Manejo de gas	Altos % de gas libre (sin bloqueo)
Manejo de solido	Cortes de arena hasta un 50%
Densidad del fluido	Hasta 42° API
Tipo de motor	Eléctrico
Aplicaciones marinas	Aceptable
Eficiencia sistema	50-60%

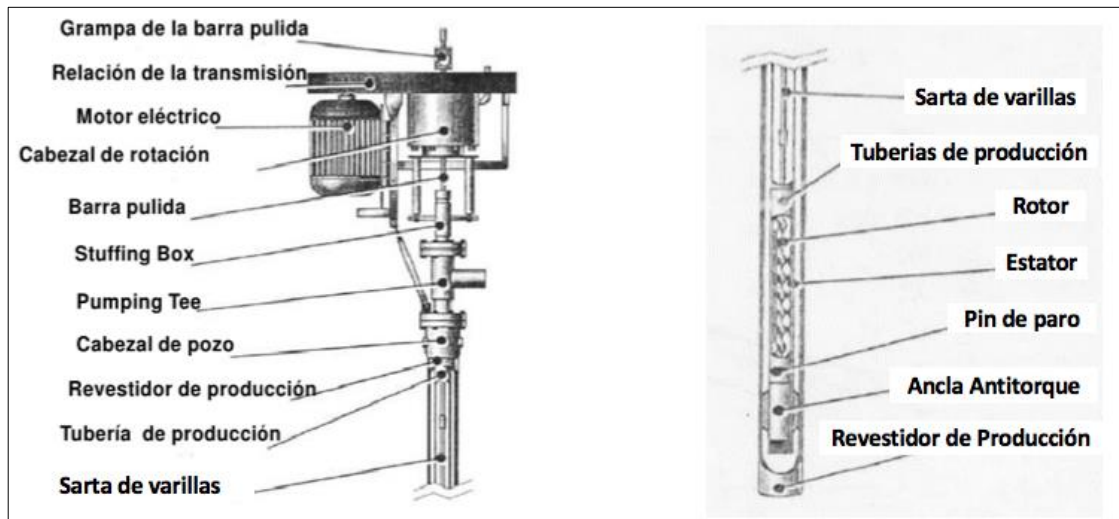
Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea]. 2008. Pág 3. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

2.3.1 Partes de una pcp. En esta sección se nombran algunas de las partes del sistema de bombeo por cavidades progresivas, las cuales son necesarias conocer para así conocer su funcionamiento:

- **Equipo de superficie:** Son todas las partes del sistema que se encuentran en la superficie, este se puede observar en la parte izquierda de la **Figura 8**.
- **Motor eléctrico:** Es el encargado de transformar la energía eléctrica en mecánica y transferir está a la barra pulida.
- **Grampa de la barra pulida:** Es una prensa que sostiene la barra.
- **Cabezal de rotación:** Es el equipo de acción mecánica que se ubica justo antes de la cabeza del pozo, este soporta la carga axial.
- **Barra pulida:** Es el tramo superior extremo de la sarta de varillas de bombeo utilizadas, ésta hace posible la implementación de un sello hidráulico eficiente alrededor de la sarta de varillas.³¹
- **Stuffing Box:** Evita la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.
- **Cabezal de pozo:** El sistema que conecta el equipo de superficie con el de fondo.

³¹ SCHLUMBERGER. Barra pulida; vástago de bombeo. Glosario de Términos Petroleros. [En línea]. Oilfield Glossary. Schlumberger. 1998. [Citado: 10 de abril de 2018]. Disponible en internet: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/polished_rod.aspx.

Figura 8. Equipo de superficie y Equipo de fondo



Fuente: ESCALANTE, Sharon. Bombeo de cavidad progresiva. [En línea]. 2016. Pág 10. (Citado: 5 de marzo de 2018) Disponible en: <<http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia2-BCP-agosto-2016.pdf>> Modificado por los autores.

- Equipo de fondo: Son todas las partes del sistema que se encuentran debajo del cabezal, este se puede observar en la parte derecha de la **Figura 8**.
- Revestidor de producción: Es el revestimiento del pozo.
- Tubería de producción: Es la tubería por la cual se produce el pozo.
- Sarta de varillas: Es el grupo de varillas que transmiten el movimiento hasta la bomba.
- El rotor metálico: es la pieza interna conformada por una sola hélice.
- El estator: la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero(goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.³²
- Niple de paro: Evita que el rotor choque con el fondo.
- Ancla antitorque: Ancla al fondo del pozo el sistema.

³² HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. [En línea]. Versión 2008V1. San Juan Bosco, Argentina. OilProduction.Net. 2008. Párr. 2. [Citado: 27 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Figura 9. Estator y rotor metálico



FUENTE: ESCALANTE, Sharon. Bombeo de cavidad progresiva. [En línea]. 2016. Pág 3. (Citado: 5 de marzo de 2018) Disponible en: <<http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia-2-BCP-agosto-2016.pdf>> Modificado por los autores.

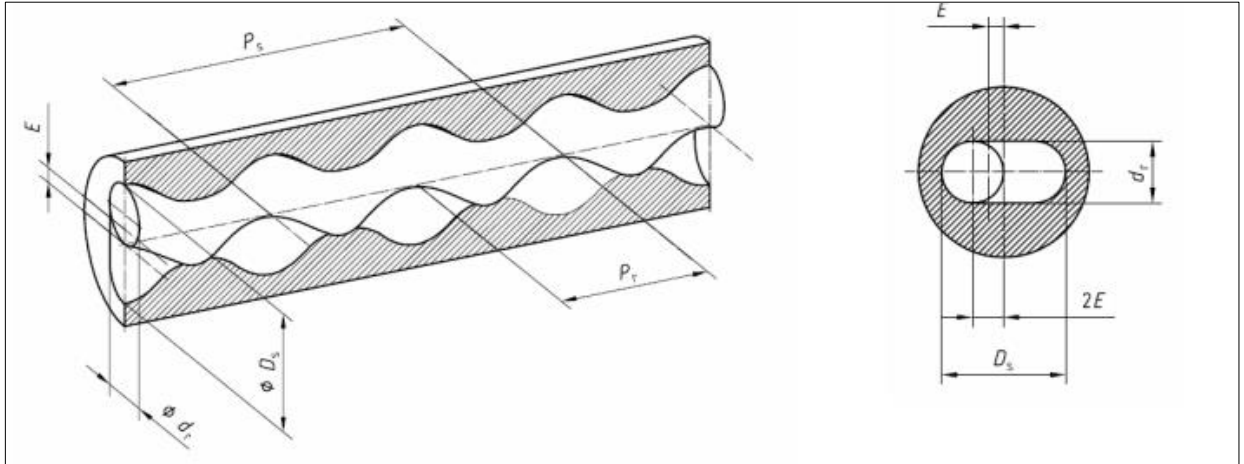
2.3.2 Principio de funcionamiento. Básicamente la rotación de la sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía; motor eléctrico; permite movimiento giratorio de una varilla que transmite el movimiento al rotor dentro del estator fijo lo cual permite que el fluido se desplace vertical y positivamente hacia la superficie del pozo.

La característica de este sistema de levantamiento está en la serie de cavidades idénticas y separadas entre sí, que se forman entre el rotor y el estator. Los cuales no son concéntricos, pero consta de dos movimientos de rotación combinados, uno sobre su propio eje y el otro alrededor del eje del estator en dirección opuesta su propio eje, además estas se encuentran hidráulicamente selladas entre sí, lo cual genera un desplazamiento de tipo positivo. Cuando el rotor gira en el interior del estator, por medio de un movimiento axial las cavidades se empiezan a desplazar desde donde se realiza la succión, o sea el fondo hasta la descarga generando el bombeo de cavidades progresivas, como se observa en la **Figura 9**.

Según el manual de bombeo de cavidades progresivas³³, la geometría de la bomba se define en la **Figura 10**, que se encuentra a continuación.

³³ HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. [En línea]. Versión 2008V1. San Juan Bosco, Argentina. OilProduction.Net. 2008. [Citado: 27 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Figura 10. Vista interna y vista superior de la configuración del rotor y el elastómero



FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 4. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Para calcular la sección de la cavidad teniendo en cuenta que el rotor produce dos cavidades de fluido se utiliza la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Sección de la cavidad

$$A = 4 \cdot D \cdot E$$

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 5. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Dónde:

D: diámetro mayor del rotor (diámetro nominal) (pulgadas)

dr: diámetro de la sección transversal del rotor (pulgadas)

E: excentricidad del rotor

Ps: paso del estator (longitud de la cavidad = longitud de la etapa) (pies)

El caudal es uniforme, el área y la velocidad de rotación son constantes. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita.

Para calcular el desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor se utiliza la **Ecuación 2** teniendo en cuenta que esta es función del área y la longitud de la cavidad.

Ecuación 2. Volumen producido

$$V = A * P = 4 * dr * E * Ps$$

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo.
Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea]. 2008. Pág 5. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Este método se puede utilizar para crudos pesados, medianos y livianos que ofrecen amplia versatilidad, eficiencia entre (50% y 60%) y bajo costo, además de bombear: fluidos con contenidos de agua, arena y parafinas.³⁴

2.3.3 Típicos problemas de operación. A continuación, encontramos de manera detallada los problemas típicos asociados al funcionamiento de las Bombas de Cavidades Progresivas, la causa probable, junto a las acciones recomendadas que se sugieren para cada una como se presentan en las **Tablas 7 hasta la Tabla 17.**

³⁴ IBAÑEZ, Silvia; PULIDO, Eliana; ORTIZ, William. Bombeo por Cavidades Progresivas. [En línea]. Proyecto de métodos de producción. Proyecto de investigación. Bucaramanga, Santander. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos, 2011. [Citado: 28 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <https://es.slideshare.net/william-alexander/bombeo-por-cavidades-progresivas-9043918>

Tabla 7. Problema1. Bajo caudal y baja eficiencia volumétrica. La velocidad es la prefijada. El rango de corriente esta normal

Causa Probable	Acción Recomendada
Rotor no está totalmente insertado	Verificar el espaciado y corregir si es necesario.
Presión de descarga de la bomba inferior a la necesaria	Verificar la altura de elevación necesaria por cálculo. Cambiar la bomba si es necesario.
Rotor bajo medida para la temperatura del pozo	Chequear la temperatura y el tipo de rotor usado. Cambiar el rotor si es necesario.
Perdida en la tubería	Buscar el tubing roto y cambiar la unión. Use algún tipo de ancla de gas. Reemplazar la bomba por una de mayor desplazamiento. Correr la bomba a velocidades más bajas para evitar desgastes prematuros y agotamiento de la vida de la bomba.
Alto GOR	Verificar el nivel de fluido. Reducir la velocidad de la bomba. Monitorear los cambios en la eficiencia volumétrica. Comparar con las curvas de comportamiento de la bomba.
La productividad del pozo es inferior a la esperada	Replantear la necesidad de centralizadores. Si hay disponibles usar otro tipo de centralizador.
Altas pérdidas por fricción por el uso de centralizadores	Reemplazar la bomba por otra que permita girar más lento sin centralizadores. Cambiar la tubería si es posible.
Estator esta gastado	Sacar la bomba. Llevar la bomba a un banco de ensayos y si es necesario reemplazarla. Levantar el rotor fuera del estator. Desplazar fluidos por el tubing para limpiar el estator, re-espaciar, poner en producción y chequear la producción.
Admisión de bomba tapada	

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 24. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 8. Problema 2. Caudal intermitente. Baja eficiencia volumétrica. Velocidad normal. Consumo dentro del límite esperado

Causa Probable	Acción Recomendada
Condición de falta de nivel	Verificar el nivel. Bajar la velocidad de bomba. Asegurar que la velocidad no pase de 200 rpm. Si es necesario cambiar la bomba para cumplir los requisitos de producción.
Alto GOR	Proveer medios para anclas de gas natural, instalando la bomba por debajo del punzado y/o usando un filtro de cola en el fondo de la bomba. Usar algún tipo de ancla de gas. Reemplazar la bomba por una de mayor desplazamiento. Correr la bomba a velocidades más bajas para evitar desgastes prematuros y agotamiento de la vida de la bomba.
Bomba dañada o sub-diseñada	Sacar la bomba. Chequear en el banco para poder usarla en otra aplicación. Verificar los requerimientos hidráulicos de la instalación. Reemplazar la bomba por otra de mayor capacidad de presión y caudal para poder bajar las RPM.

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 24. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 9. Problema 3. Caudal intermitente. Pobre volumétrica eficiencia. Velocidad más baja que lo normal. Consumo más alto que el esperado

Causa Probable	Acción Recomendada
Mal espaciado. Rotor tocando en el niple de paro.	Levantar el rotor. Re-espaciar. Chequear todos los paramentos.
Rotor aprisionado por exceso de temperatura o ataque químico	Sacar la bomba. Chequear la temperatura de fondo. Seleccionar rotor undersize. Verificar el análisis químico del fluido. Si es necesario cambiar la formulación del elastómero.
Rotor aprisionado por sólidos.	Levantar el rotor y lavar el estator.

FUENTE HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 25. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 10. Problema 4. Sin producción. Perdida de velocidad gradual. Consumo más alto que el esperado

Causa Probable	Acción Recomendada
Mal espaciado. Rotor en contacto con el niple de paro.	Levantar el rotor. Re-espaciar. Re-arrancar. Chequear todos los parámetros. Cambiar la bomba si es necesario.
Elastómero hinchado aumenta la fricción con el rotor.	Sacar la bomba. Verificar la temperatura de fondo. Seleccionar rotor undersize si es necesario. Analizar el fluido. Cambiar la posición del elastómero para cumplir con las condiciones del fondo.
Alta interferencia entre rotor y estator	Reemplazar la bomba para otra capacidad de presión y caudal con distinto ajuste de compresión. Seleccionar rotor undersize. Monitorear el consumo

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 25. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 11. Problema 5. Sin producción. Velocidad normal. Consumo bajado

Causa Probable	Acción Recomendada
Rotación contraria	Verificar le giro. Verificar si no hay pesca. Re-arrancar.
Rotor no está insertado en el estator.	Verificar las medidas de la instalación. Re-espaciar. Re-arrancar. Monitorear el caudal.
Estator y rotor dañado	Chequear la profundidad de la bomba y comparar con la longitud de barras. Chequear la presión. Cambiar partes si es necesario.
Rotor e barras de pesca	Profundizar la instalación. Re-espaciar. Sacar y reparar. Cambiar la bomba
Tubing sin sello	Verificar nivel y presión. Sacar la columna de producción reparar la pesca.
Tubing desenroscado o cortado	Verificar espaciado. Sacar la sarta de barras y tubing. Reparar.

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 25. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 12. Problema 6. Primo motor (eléctrico) se para. La corriente es más alta que lo esperado

Causa Probable	Acción Recomendada
Potencia del motor es baja para la aplicación	Verificar la potencia a partir de la hidráulica de la instalación. Comparar con la corriente de la instalación. Cambiar a otro motor más adecuado.
Falla en la línea de alimentación	Verificar las fases en la línea. Re-arrancar el sistema.
Rotor bloqueado dentro del estator debido a arena o incrustaciones	Flush-by/ circúlate. Tratar de limpiar circulando el pozo.
Hinchamiento del estator debido a ataque o temperatura	Verificar la elección del elastómero.

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 26. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 13. Problema 7. Perdidas a través del sistema de sello permanecen altas a pesar de haber ajustado el sello

Causa Probable	Acción Recomendada
Las empaquetaduras están gastadas.	Verificar el estado de las empaquetaduras. Reemplazarlas si es necesario.
Camisa de sacrificio esta gastada.	Verificar la camisa y reemplázala si está dañada. Cambiar también las empaquetaduras.

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 26. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 14. Problema 8. Correas cortadas frecuentemente. Velocidad bien. Corriente dentro de lo esperado

Causa Probable	Acción Recomendada
Mal alineamiento entre correas y poleas	Verificar y corregir si es necesario.
Poleas gastadas y/o rotas.	Verificar y cambiar si es necesario.
Las correas no son las adecuadas para la aplicación	Verificar si el perfil es el correcto para la polea. Reemplazar por el adecuado juego de correas o poleas.

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 26. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 15. Problema 9. Nivel de aceite baja en un periodo de tiempo corto

Causa Probable	Acción Recomendada
Sistema de sello está dañado, gastado o mal ajustado	Verificar el sello. Reemplazar si es necesario. Completar nivel de aceite. Arrancar y verificar perdidas.
Tapón de drenaje esta suelto	Reapretar el tapón.

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 27. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 16. Problema 10. Perdida a través del sistema de sellado del vástago

Causa Probable	Acción Recomendada
El sistema de sellado está dañado o mal armado	Chequear los elementos de empaque. Reemplazar si es necesario.
Sistema de empaquetado suelto	Verificar el ajuste. Reajustar.
El vástago usado tiene la zona de empaque gastada dañada.	Chequear el vástago en la zona de sello. Cambiar. Si no fuera posible, cambiar su posición sin variar el espaciado.

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 27. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

Tabla 17. Problema 11. Temperatura del aceite del cabezal es alta

Causa Probable	Acción Recomendada
Cabezal girando a mayor velocidad que la recomendada Para ese modelo	Verificar la velocidad. Cambiar la relación de poleas para alcanzar la velocidad deseada de acuerdo al desplazamiento de bomba. Cambiar el tipo de cabezal por una elección más adecuada a la aplicación.
La especificación del aceite no es la recomendada	Verificar el aceite Reemplace si fuera.
Nivel de aceite más alto que el recomendado	Verificar el nivel de aceite y corregir si es necesario.

FUENTE: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. [En línea].2008. Pág 27. (Citado 27 de marzo de 2018). Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>.

2.4. PARÁMETROS DE LOS DISTINTOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

En esta sección se describen los parámetros de funcionamiento que poseen los distintos métodos de levantamiento artificial, principalmente, enfocados en aquellos que son utilizados en el Campo La Cira Infantas

Cuadro 1. Diferentes sistemas de levantamiento artificial más usados

Parámetro	Bombeo Mecánico	Bombeo electrosumergible	Bombeo de cavidades Progresivas
Completamiento Múltiple	Revestimiento mayor de 7"	No se conoce	No se conoce
Costa afuera	No aplicable	Aplicable	No aplicable
Flexibilidad	Excelente, se puede cambiar la longitud de la carrera y los golpes por minuto para controlar la producción	Generalmente operan a una velocidad fija. Los variadores mejoran la flexibilidad pero son costosos.	Se puede alterar la velocidad. Proporciona flexibilidad adicional a la unidad hidráulica aumentando el costo
Presión requerida a la entrada de la bomba	Menor a los 30 psi.	Mayor a 300 ^o psi.	Mayor a 300 psi
Relación Gas-Aceite	A mayor GOR, menor eficiencia volumétrica. Máximo 400 scf/B.	No tiene buen manejo de gas libre.	Tiene muy poca habilidad para el manejo del gas libre.
Viscosidad del crudo	Eficiente para fluidos viscosos a bajo caudal. Requiere disolventes para altos caudales.	Limitado a fluidos sobre 200 cp. A mayor viscosidad menor eficiencia de operación	Trabaja bien con fluidos de viscosidades altas y no presenta problemas en el estator / rotor.
Limitación del revestimiento	Mínimo ID 4 1/2"	Mínimo ID 4 1/2"	Mínimo 4 1/2"
Control de parafinas	Eficiente, se mejora con la inyección cíclica de agua o aceite caliente.	Regular, requiere la implementación adicional de contadores o inhibidores.	Puede tener tratamiento de tubería pero teniendo cuidado con el elastómero.
Control de la producción	Excelente, diagramas y registros sínicos.	Medición del amperaje.	Medición del amperaje
Costo de capital	Bajo ha moderado, Depende a la profundidad.	Aumentan los costos con el requerimiento de potencia.	Aumenta con la profundidad y grandes tasas
Costos de operación	Muy bajos.	Variable, según el requerimiento de potencia	Potencial bajo, pero se ha reportado corta vida del estator o rotor.

Fuente: RUBIO, C., AGUDELO, P. Comparative Analysis of Production Methods with PCP Systems at Rubiales Oil Field SPS 114191. Modificado por los autores.

3. ROTURA DE TUBING Y VARILLA EN LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN POZOS DESVIADOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

El Campo La Cira Infantas hoy en día cuenta con aproximadamente 1412 pozos activos, donde cerca de 1004 de estos son productores y 408 son pozos inyectoros de agua³⁵. Actualmente, en este Campo existen problemas asociados a los distintos tipos de levantamiento artificial que se implementan para la producción de hidrocarburos, sin embargo, para el desarrollo de este capítulo se enfocará explícitamente en aquellos que se encuentran ligados al funcionamiento de las Bombas de Cavidades Progresivas, nombradas en el capítulo anterior.

Teniendo en cuenta las características de los pozos presentes en este Campo, se conoce que aproximadamente el 98% de los pozos totales cuentan con alta desviación. Según la empresa internacional Occidental de Colombia, LLC, se tiene que, en los dos últimos años, los sistemas PCP han estado presentando rotura entre varilla y tubing. Para poder hablar sobre los problemas asociados a la rotura de estos componentes, primero se hará una breve contextualización de los mismos.

Primero, se tiene comúnmente que para la industria lo que se llama tubing, hace referencia a la tubería de producción y esta se conoce como una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo. En caso de haber instalado un ancla de torsión, la columna se arma con torsión óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torsión, se debe ajustar con la torsión máxima API, de este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de librarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torsión, se debe ajustar también con el máximo grado API, para prevenir el desenrosque de la tubería de producción.³⁶

Por otra parte, se tiene la sarta de varillas, como su nombre lo indica es un conjunto de varillas unidas entre sí por medio de cuplas formando la mencionada sarta, se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, utilizándose diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, de no raspar con el tubing.³⁷

³⁵ EL ESPECTADOR. Economía, Redacción. Ecopetrol y Oxy sellan alianza para seguir exprimiendo el campo La Cira-Infantas. [En línea]. El Espectador. 16 de septiembre de 2015. [Citado: 22 de octubre de 2017]. Disponible en internet: [https://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-y-oxy-sellan-alian\(za-seguir-exprimiendo-el-ca-articulo-586629](https://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-y-oxy-sellan-alian(za-seguir-exprimiendo-el-ca-articulo-586629).

³⁶VARGAS, Ottoniel, et al. Bombas de Cavidad Progresiva. [En línea]. Documents. 20 de julio de 2015. [Citado: 24 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <https://vdocuments.mx/documents/bombeo-de-cavidad-progresiva.html>

³⁷ Ibid. Pg 6

3.1 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA ROTURA DE TUBING Y VARILLA EN BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Dado lo mencionado en la introducción de este capítulo, uno de los principales problemas que se tienen en este campo es la alta desviación en el estado mecánico, teniendo en cuenta esto, junto con los altos caudales que se producen y las altas velocidades con las que se opera (mayores a 250 RPM's), se puede concluir que estos son los factores que incrementan la posibilidad de fallas entre el Tubing y la varilla. Lo cual genera así mismo, desgaste del personal administrativo en búsqueda de una solución parcial o permanente y de recursos al momento de reemplazar los componentes afectados. Es por esto que se puede deducir, que los componentes del sistema han de tener una vida media bastante corta, alrededor de 111 días, sin embargo, este valor puede variar teniendo en cuenta el funcionamiento del sistema, dada la caracterización del tipo de ambiente en el que se encuentre.

Por otra parte, se tiene que el problema de rotura, va más allá de la falla estructural que existe entre la varilla al entrar en contacto con el tubing. Ya que esto implica estimar más recursos económicos destinados al reemplazo de estos componentes, un ejemplo explícito sería la implementación del servicio de Workover, el tiempo inactivo del pozo, y el tiempo destinado a la reparación.

3.2 CAUSAS DE ROTURA DE TUBING Y VARILLA EN BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS

En esta sección se establece la medida utilizada por la empresa internacional Occidental de Colombia, LLC para comprender las causas de rotura de tubing y varilla en los sistemas de levantamiento artificial del Campo La Cira Infantas, esta medida se realizó, ya que, la empresa ha tenido los problemas asociados nombrados anteriormente durante los últimos dos años como se dijo en la introducción del capítulo.³⁸

La solución planteada por la empresa, fue realizar un análisis a nivel de laboratorio de las tuberías y sartas rotas. Donde se examinaron aproximadamente 2000 de estas, pertenecientes a los mismos pozos desviados que utilizan el sistema de levantamiento PCP, dando como resultado un registro detallado.³⁹

Para la obtención de ese registro, en primer lugar, se organizó la información suministrada por la empresa, para luego identificar las causas y poder relacionarlas posteriormente, con cada consecuencia obtenida. Ya que las sartas de tuberías que fueron retiradas por presentar algún tipo de problema en los pozos, fueron retiradas por la empresa, dado que eventualmente no podían continuar con la producción, y luego enviadas a un laboratorio para ser


³⁸ Occidental de Colombia. 2018.

³⁹ Ibid., Pág 2.

analizadas, y así poder determinar la causa por la cual los diferentes componentes del pozo dejaron de funcionar correctamente.

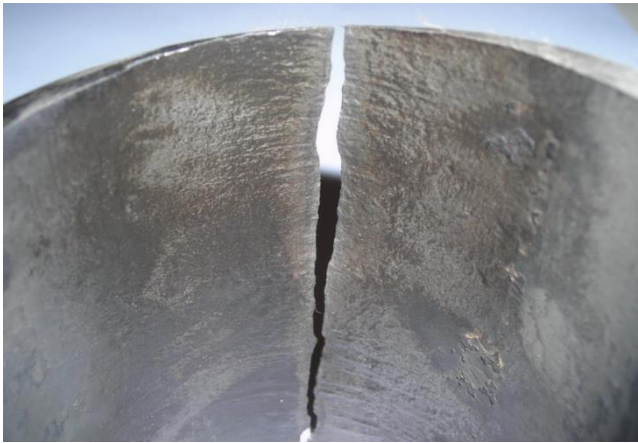
A continuación, se presentan mediante distintos cuadros (**Cuadro 2, Cuadro 3 y Cuadro 4**) las causas más frecuentes descritas en el registro:

Cuadro 2. Causas asociadas a la fricción, desviación y corrosión dentro del pozo

<p>Se descubrió que las varillas se encontraban rotas debido a la fricción sectorizada por los puntos de contacto entre esta y el tubing.</p> <p>Se encontró que los tubing estaban rotos debido a la fricción en los puntos de contacto entre estos y las varillas, además de que el rotor dejó de funcionar.</p> <p>Se obtuvieron tubos rotos debido a la fricción, en el lugar donde el tubing y la varilla entran en contacto debido a la desviación del pozo (aproximadamente 30°). Donde también se encontraron registros del desgaste en las tuberías debido al rozamiento y la corrosión a lo largo del mismo, como se puede observar en la figura de la derecha.</p>	
---	--


Fuente: Occidental de Colombia. 2018. Modificado por los autores.

Cuadro 3. Selección inapropiada de material y desgaste de pines de las tuberías

<p>El funcionamiento de las PCP se detiene.</p> <p>Se encontró que se debía a deformación y desgaste de varios de los pines de las tuberías generada por la vibración en las varillas.</p> <p>Dentro de los resultados obtenidos se identificó que hubo un error en el momento de seleccionar el material para la tubería, lo cual incremento la posibilidad de falla y rotura en la misma.</p>	
---	--

Fuente: Occidental de Colombia. 2018. Modificado por los autores.

Cuadro 4. Rotura de varilla y fugas en los pines

<p>Al retirar las varillas para realizar mantenimientos al pozo se encontró evidencia de desgaste en varios puntos de las mismas.</p> <p>Se encontraron fugas en los pines debido al desgaste por corrosión en la punta de estos.</p> <p>Se registran varias varillas rotas como se observa en la figura de la derecha, debido al sobre-torque generado en puntos de contacto con el tubing.</p>	
--	--

Fuente: Occidental de Colombia. 2018. Modificado por los autores.

De lo anteriormente mencionado, se definió así mismo que una de las razones por las cuales los niveles de fricción entre tubing y la varilla eran tan elevados se debía a los altos RPM's que se utilizan en las bombas, generando así un mayor desgaste a las causas relacionadas con la fricción.

3.3 DESCRIPCIÓN DE LAS CAUSAS DE ROTURA ENTRE TUBING Y VARILLA

Para describir las causas detalladas anteriormente, se deben conocer las implicaciones de producir un pozo a partir de bombas de cavidades progresivas (PCP). Ya que en el momento en que se toma la decisión de utilizar un sistema u otro, se sabe de antemano cuales son las ventajas y los posibles inconvenientes de dicho sistema de bombeo. La rigidez del sistema es la que, en gran medida, lleva a diferentes fallas en el mismo. La varilla, por la cual el movimiento es transmitido, es rígida y recta lo cual le impide acoplarse a la desviación del pozo.

Siendo el 98% de los pozos del Campo La Cira Infantas altamente desviados, como se mencionó al principio, se puede afirmar que la posibilidad de falla a partir del sistema a implementar es elevada. Las varillas, suelen entrar en contacto en algunos puntos con la tubería de producción (tubing). La constante rotación de la varilla, al sumarse a la creación de un punto de contacto entre ésta y el tubing, genera fisuras, roturas y desgastes a lo largo del pozo y en otras partes del sistema. Un ejemplo de ello son los pines o los Shear coupling mencionados y explicados posteriormente.

Una segunda causa repetitiva, como se pudo observar en la sección anterior, es la corrosión. Ésta se genera debido al movimiento del fluido a través del pozo. Es normal que ocurra ya que el fluido suele contener partes de agua y un porcentaje de gas (normalmente disuelto); elementos que llevan a corrosión. En función de ello los elementos del pozo son cuidadosamente diseñados para que las afecciones por este fenómeno se minimicen. Además se cuenta con tratamientos en los pozos que disminuyen el efecto negativo de la corrosión.

El problema con esta causa, es que la corrosión en sí es inevitable. Se puede disminuir e intentar tratar el efecto pero debido a la naturaleza del pozo y su actividad es posible que aparezca en algún punto del trabajo. El desgaste de la varilla y tubing por fricción disminuyen la resistencia de las sartas a la corrosión, como se explica más afondo en la próxima sección. Ya que al generarse fisuras y desgaste los elementos son más proclives a corroerse y es por ello que justo en dichas zonas se encuentran primero los daños por corrosión.

Entre las diferentes causas que pueden llegar a afectar el funcionamiento del sistema de bombeo por cavidades progresivas, es necesario centrarse en aquellas que afectan principalmente a la varilla y al tubing, generando una rotura del mismo por el contacto entre ellas.

3.4 CORRELACIÓN ENTRE CAUSAS Y CONSECUENCIAS SEGÚN EL ELEMENTO AFECTADO

A partir de la información obtenida y recopilada en las secciones anteriores, se evidencia una relación entre las siguientes variables: Causas frecuentes, componente afectado y efecto en el componente. Dicha información se encuentra resumida y detallada en la siguiente **Cuadro 5**, así mismo esta se encuentra explicada de manera precisa al final de esta sección.

Cuadro 5. Correlación entre causa y efecto

ELEMENTOS	CAUSAS	EFECTOS
Sartas de Tubing	Fricción en los lugares donde la varilla entra en contacto con el tubing (Puntos de contacto) Debido al alto grado de desviación de los pozos.	Rotura de tubing
		Rotores dejan de funcionar
	Sobre torque en los puntos de contacto, que se generan en los puntos de mayor desviación de los pozos.	Desgaste alrededor el tubing
	Corrosión a lo largo del pozo (debido a los fluidos de producción).	
Sartas de varillas	Alta vibración (debido al funcionamiento de las PCP).	Rotura transversal
	Fricción sectorizada en los puntos de contacto.	
	Fricción a lo largo de la sarta.	Varillas rotas
	Corrosión a lo largo del pozo	Varillas fisuradas.
	Corrosión sectorizada en los puntos de contacto	Desgaste de las varillas
	Sobre-torque	Varillas rotas
Pines de las tuberías	Desgaste por corrosión.	Fugas en los pines
	Puntas partidas por fricción.	
	Alta vibración.	Pines deformados
Shear coupling	Desgaste leve por rozamiento	Pines desgastados
	Corrosión	
		Rotos

Fuente: Occidental de Colombia. 2018. Modificado por los autores.

Para comprender mejor la tabla anterior, se realizó una recopilación de la misma, así se tiene que, en el primer elemento “sarta de tubing”, la principal causa de que en esta sufra rotura es la fricción entre los puntos de contacto, además la fricción que se genera a lo largo del pozo, ya que esta ocasiona que los rotores dejen de funcionar. También se tiene que, para el desgaste generado a su alrededor, existen dos causas puntuales, la primera es el sobre torque que se genera en los mismos puntos de contacto y la segunda la corrosión debido al contacto de los fluidos de producción. Cabe resaltar que en muchas de las ocasiones en que se les realizaba mantenimiento a los pozos, se observó que las varillas sufrían desgaste y puntos de corrosión sectorizada.⁴⁰

En el segundo elemento “las sartas de varillas”, se tiene que estas son expuestas a altas vibraciones y fricción sectorizada en los puntos de contacto, que conllevan a la rotura transversal de la misma, obligando a la empresa a realizar pescas. Además, las sartas de varillas que sufren de fricción a lo largo del pozo generan rotura o fisuras, mientras que aquellas que sufren desgaste son propensas a presentar corrosión a lo largo del pozo. Así mismo, se tiene que cuando la corrosión es sectorizada en los puntos de contacto, si se produce rotura. Por último, en esta sección, se tiene que las varillas fallidas se presentan por el sobre-torque de las mismas.

Para el tercer elemento “los pines de las tuberías” por ser una parte que sobresale de la sarta de varilla, su principal problemática son las fugas que se generan por los mismos. Estas fugas fueron ocasionadas principalmente por desgaste debido a la corrosión y por qué las puntas estaban partidas debido a la constante fricción. Otra problemática para este caso, es la deformación y desgaste de los mismos. Se encontró que la causa directa fue la alta vibración que se genera a lo largo del pozo y somete a los pines a un constante golpeteo.

Por último, se tiene que el último elemento analizado “los Shear Coupling” su rotura fue ocasionada por dos causas principalmente, se encontró que el rozamiento genera desgaste leve el cual da paso a que este elemento se rompa, y que la corrosión ocasionada a su vez por el fluido y el rozamiento constante del componente con otros del pozo, permite que este elemento esté más propenso a la rotura.

Para mostrar gráficamente lo explicado en esta sección se seleccionó la fricción (F), el sobre torque (ST), la corrosión (CS) y la vibración (VB), como las principales causantes de la rotura entre tubing y varilla.

En el **Grafico 1** se puede observar que la causa que más se presenta en los registros es la fricción, seguido de la corrosión, debido a la relación que existe entre estas dos causas, luego se encuentra el sobre torque generado entre la

⁴⁰ Occidental de Colombia, Colombia 2017.

varilla y el tubing, en los respectivos puntos de contacto y finalmente se encuentra la vibración que se genera en la varilla al transmitir el movimiento.

Gráfico 1. Relación número y causas de rotura



Fuente: Elaboración propia.

Así mismo se tiene que en el **Gráfico 2**, Se puede observar como la fricción es un factor influyente en la generación de corrosión debido a que los desgastes en las tuberías por la fricción que se genera entre los puntos de contacto entre el tubing y la varilla, son propensos a desarrollar corrosión. La constante fricción en los puntos de contacto no permite que los tratamientos anticorrosivos generen la capa de protección sobre el material, y esto aumenta la posibilidad de desarrollar corrosión.

Gráfico 2. Relación entre corrosión y fricción.



Fuente: Elaboración propia.

Para concluir, se debe afirmar que aun cuando los problemas asociados a las Bombas de Cavidades Progresivas como se mencionó al final del capítulo anterior, son muchísimos más a los que se encuentran en este campo, se tiene que estos se encuentran dentro de los más comunes y relacionados a este tipo de sistema de levantamiento, es por esto que para encontrar una solución duradera y rentable, se realizó la implementación de un sistema alterno, como se podrá visualizar en el desarrollo de los siguientes capítulos.

4. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADO (STL)

En el capítulo anterior se describieron las diferentes causas que ocasionan la rotura tanto de la sarta de varilla como la del tubing. En este capítulo se va a explicar los principios, los componentes y el funcionamiento del STL, como propuesta de solución para evitar los daños a los que se encuentra propenso el sistema convencional de levantamiento tipo PCP; sea por la corrosión generada por el fluido que es bombeado y entra en contacto con la sarta y la tubería, así como con los puntos de contacto entre el tubing y la varilla a lo largo del pozo, debido a la desviación del mismo.

Como ya se manifestó, el índice de falla de los pozos con sistemas de levantamiento tipo PCP es de 0.75, principalmente a causa de la falla en varilla y tubing, debido a la fricción causada entre ellos mismos en los pozos desviados, representando más del 50% de las fallas totales en sus componentes.

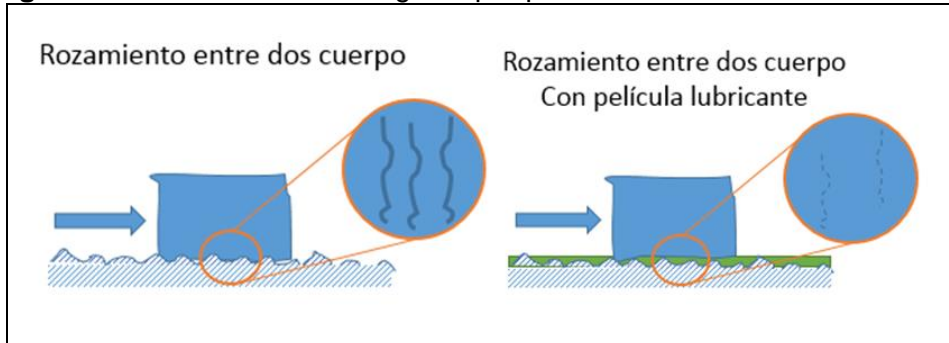
4.1 PRINCIPIOS DEL STL

Para poder resolver las dificultades ya mencionadas se hace necesario tener en cuenta cuatro principios básicos, de los que depende el sistema; los cuales están enfocados a evitar las fallas que se generan entre el tubing y la varilla en las bombas tipo PCP.

4.1.1 Película lubricante. Este principio consiste en interponer una película lubricante, entre las superficies que entran en contacto y generan fricción por el movimiento recíprocante del bombeo, para disminuir la fricción entre las superficies y así reducir el desgaste de los componentes como se observa en la **Figura 11**, donde efectivamente se compara el rozamiento entre dos cuerpos que no tienen dicha película, y otros dos cuerpos que cuentan con una menor fricción por tener una película lubricante entre ellos.⁴¹

⁴¹ OXY, ECOPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018, p.8.

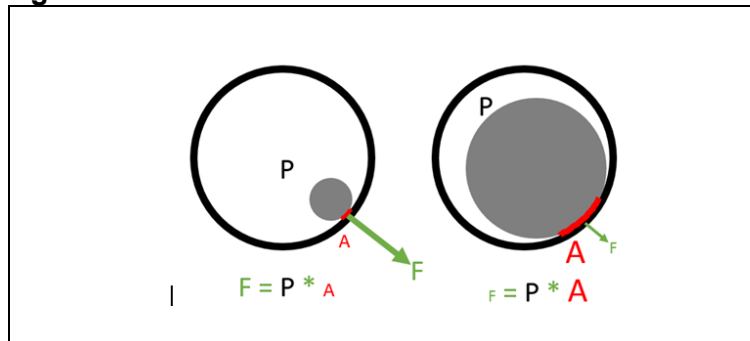
Figura 11. Disminución de desgaste por película lubricante



Fuente: OXY, ECOPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018. Modificado por los autores.

4.1.2 Aumento de área de contacto. En el sistema convencional de levantamiento tipo PCP, la varilla que transmite el movimiento al rotor, entra en contacto con el tubing debido a la desviación; el área que contacta entre los dos es muy pequeña generando mucha fuerza entre ellos e induciendo a la falla de los mismos. Con este sistema se pretende aumentar esta área con la finalidad de reducir la fuerza que se transmite al tubing desde la varilla, como se muestra en la **Figura 12**, fundamentándose en la **ecuación 3** de presión.⁴²

Figura 12. Efecto del cambio del área de contacto



Fuente: OXY, ECOPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018. Modificado por los autores.

Ecuación 3. Ecuación de presión

$$F = P * A$$

F= Fuerza

P= Presión

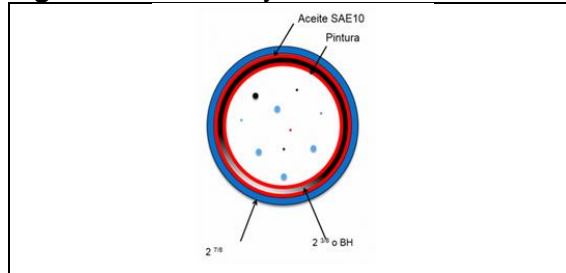
A= Área

Fuente: HEWITT, P. PEARSON., Física conceptual; México, 3 edición, 1999. P. 115.

⁴² Ibíd,p.9.

4.1.3 Evitar giros en cuerpos desnudos. Este principio radica en que la tubería por la cual se conduzca el fluido no este girando mientras esta se encuentre desnuda, con el fin de evitar la rotura de la película protectora, como se muestra en la **Figura 13**.⁴³

Figura 13. Tubería y varilla lubricados



Fuente: OXY, ECOPEPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018. Modificado por los autores.

4.1.4 Diferencia de densidades. Como se sabe la densidad del agua es mayor a la densidad de los aceites, haciendo que en el flujo a superficie normalmente pase primero el aceite y luego el agua, con esto se espera, que en aquellos pozos con alta producción de agua, el aceite pase dejando una película protectora en el interior del tubo que lo conduce a superficie.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL STL

Para explicar el funcionamiento del STL en los pozos con levantamiento tipo PCP se trae a colación una breve descripción del sistema convencional PCP. Es un sistema que está compuesto por varillas que giran dentro de un tubo metálico, el fluido bombeado entra en contacto con la sarta y la tubería y produce la lubricación del sistema formando el petróleo una capa delgada que protege de la corrosión. No obstante el metal del tubing y varilla, es corroído por los distintos componentes con los que viene mezclado el petróleo (agua, arena y gas en solución) y, las fracciones de arena con las que viene el petróleo son un abrasivo que rompe la capa protectora desgastando las superficies metálicas que junto con las partes de agua corroen las mismas

Los puntos de contacto existentes entre el tubing y la varilla a lo largo del pozo, son otro factor que desgasta las paredes de las sartas ya que las fuerzas de contacto a las cuales están sometidas las varillas son proporcionales a la desviación y el esfuerzo de tracción de la sarta de transmisión; como las tuberías son fabricadas con procesos en caliente, presentan pequeñas irregularidades que aumentan el índice de fricción entre materiales, además que su diseño no es apto para el giro y tampoco balanceado dinámicamente.⁴⁴

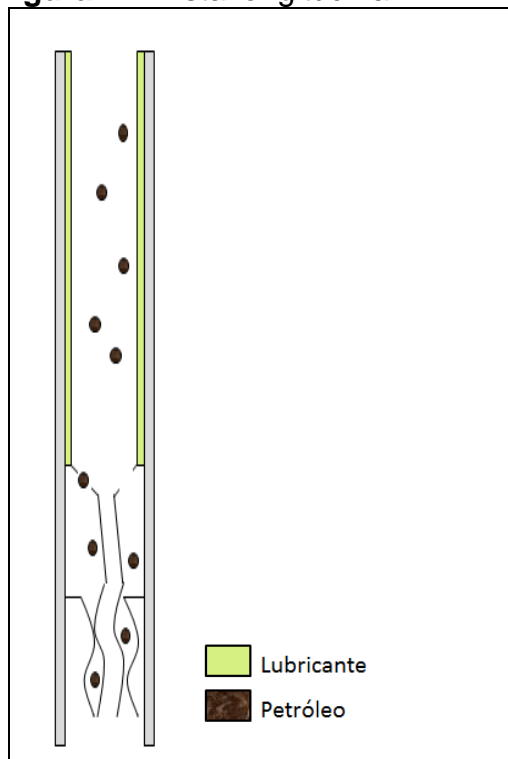
⁴³ Ibíd,p.9.

⁴⁴ Ibíd,p.10.

El objetivo de adecuar el STL a las PCP, es disminuir la corrosión, erosión y el desgaste acelerado de las sartas de tubing y varilla, debido a los diferentes porcentajes de agua y la arena presente, para los cual el STL propone implementar una película lubricante entre la tubería y la varilla y así disminuir el desgaste además de aumentar el área de contacto para reducir la fuerza en los puntos de contacto.

4.2.1 Funcionamiento del STL. El sistema STL propone reemplazar las varillas convencionales, con las cuales se transmite el movimiento al rotor, por varillas huecas, de manera que el petróleo se movilizaría a superficie por dentro de la varilla hueca como se muestra en la **Figura 14**, dejando así un espacio anular entre el tubing y la sarta de transmisión de movimiento⁴⁵. Asimismo se plantea inyectar un lubricante por este espacio, como se ve en la **Figura 14**, para disminuir la fricción, creando una película lubricante más estable, que proteja las superficies de las respectivas sartas, en especial en los puntos donde entran en contacto.

Figura 14. Vista longitudinal



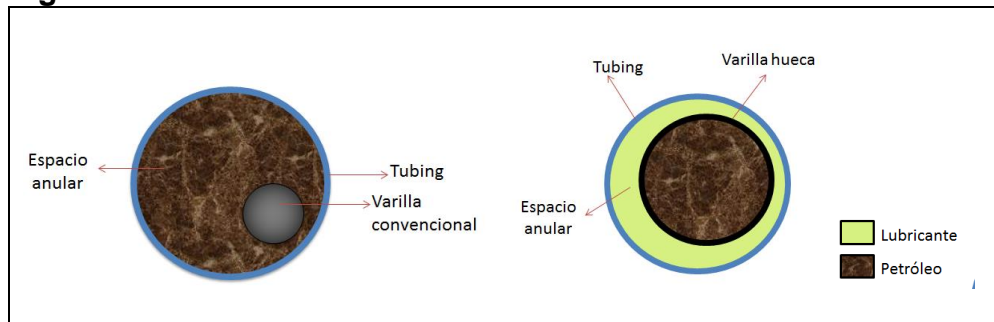
Fuente: Elaboración propia.

La adaptación que se propone hacer al sistema de levantamiento tipo PCP, no cambia su principio de producción de cavidades progresivas, sino lo que varía, es el conducto por el cual se llevará el petróleo hasta superficie, como se muestra en

⁴⁵ Ibíd,p.10.

la imagen del centro y de la derecha de la **Figura15**, además de ser el mismo que transmitiría el movimiento al rotor; tratándose de una varilla hueca o tubería NU, que cuentan con un mayor diámetro que las varillas macizas que serán remplazadas, para así aumentar el área de contacto y reducir la fuerza transmitida hacia el tubing.

Figura 15. Vista transversal



Fuente: Elaboración propia.

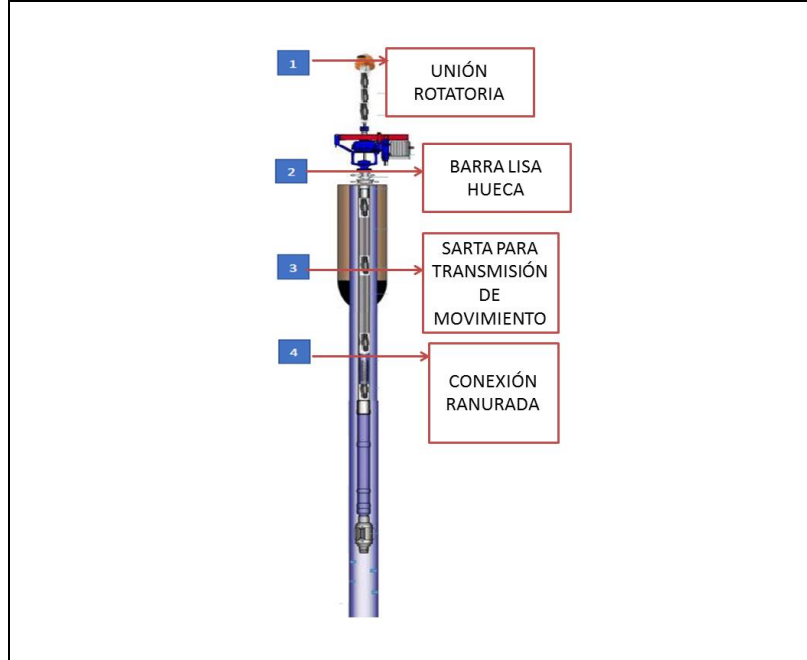
Para que la PCP pueda producir por la misma sarta, por la cual también es llevado el movimiento al rotor, se hace necesario incluirle un componente, para que una la sarta con el rotor, esto es, permitiendo que el fluido le ingrese directamente, y generando además un sello mecánico, que evite que el lubricante que se inyecta por medio de una bomba en superficie, se mezcle con el petróleo producido. Por último es necesario adicionar una unión en la parte superior del sistema, que pueda conectar la sarta con la línea de producción.

4.2.2 Partes del sistema de transmisión lubricado. Se mencionarán las partes y los equipos tanto de fondo como de superficie que comprende el STL.

4.2.2.1 Componentes del STL. Para la implementación del STL se realizan distintas modificaciones en los componentes de una PCP tradicional; la sarta de varilla convencional se modifica básicamente en cuatro componentes observados en la **Figura 16**.

- **Unión rotatoria:** Como se ha explicado anteriormente en este sistema, la producción de los fluidos de la formación se da a través de la sarta, por la cual se transmite el movimiento, debido a que por el espacio donde se producía el fluido en un sistema tipo PCP convencional, con las modificaciones del STL, se estará inyectando el lubricante, que va a evitar el desgaste prematuro de los componentes del sistema, por esto, la función de este elemento consiste en conectar la sarta de la varilla en rotación constante con la línea de producción en superficie.

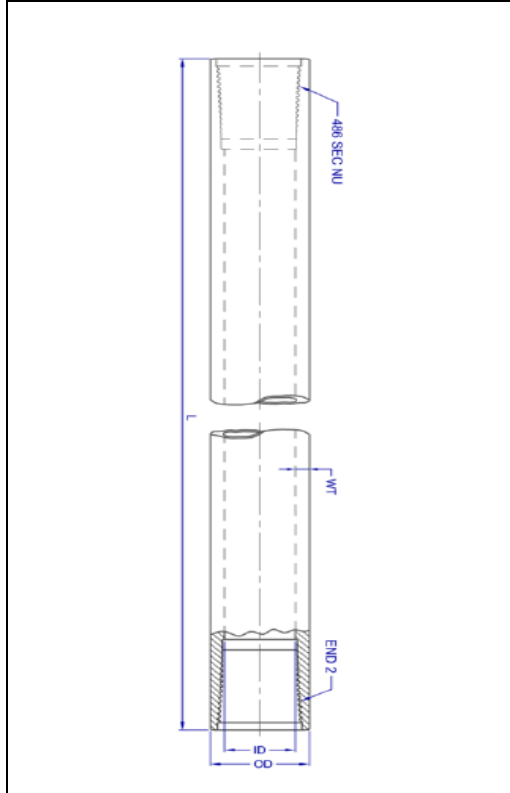
Figura 16. Levantamiento tipo PCP con STL acoplado



Fuente: OXY, ECOPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018. Modificado por los autores.

- **Barra lisa hueca:** Para poder transmitir el movimiento del motor a la sarta en el sistema convencional, es necesario tener una barra lisa a la que se le transmite el movimiento en primera instancia. Normalmente esta barra es maciza, condición que se debe modificar, para que el fluido pueda pasar a través de la misma; por esto debe ser una barra hueca que soporte el traspaso del movimiento por parte del motor, además debe conservar su propiedad de ser lisa en el exterior para el buen funcionamiento de éste. El esquema de la barra lisa hueca se puede observar en la **Figura 17**, donde en la parte superior de la imagen se evidencia el acople con el motor (tipo NU), para que le permita girar y en la parte inferior, se encuentra la conexión para el resto de la sarta giratoria (end 2).

Figura 17. Esquema barra lisa hueca

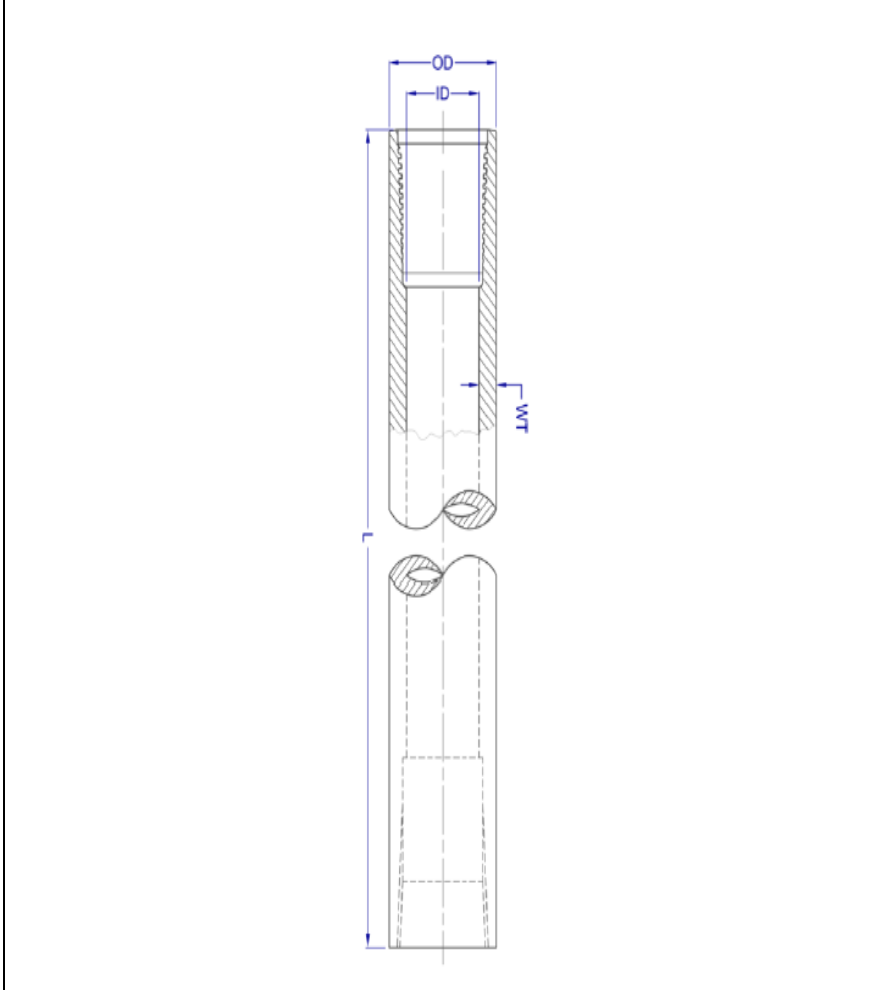


Fuente: OXY, ECOPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018. Modificado por los autores.

- **Sarta para transmisión de movimiento:** Este elemento cumple con la función de transmitir la rotación generada, en el motor del cabezal, hasta la bomba en fondo; como ya se conoce esta sarta debe permitir el flujo del petróleo a través de la misma; así que debe ser una sarta con cavidad interna como la que se muestra en la **Figura 18**, donde sus conexiones deben ser tipo NU para que la sarta pueda encajar con la barra lisa hueca descrita, anteriormente. Ahora bien, se recomienda que este componente sea fabricado con tubos de acero laminados, en caliente o de aleación de acero, con soldadura, además de ser tratada con calcio para modificar las inclusiones y mejorar la dureza de la misma.⁴⁶

⁴⁶ *Ibíd*,p.12.

Figura 18. Esquema sarta de transmisión de movimiento



Fuente: OXY, ECOPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018. Modificado por los autores.

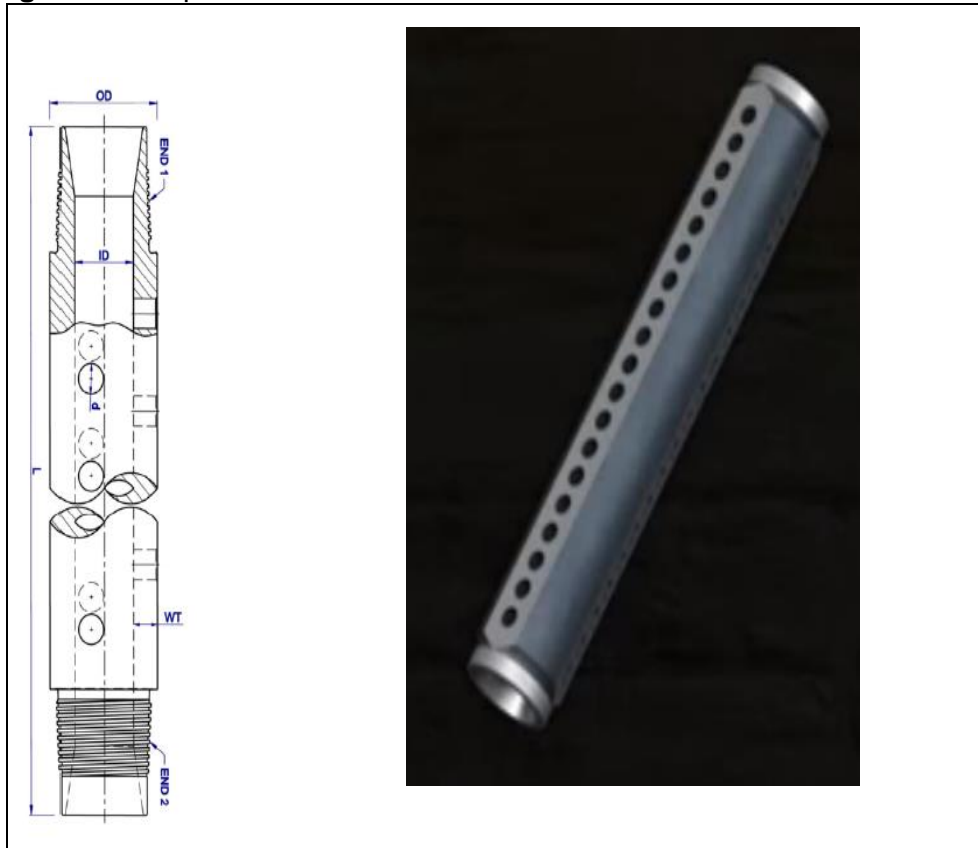
- **Conexión ranurada:** Una vez la bomba de fondo es accionada por el movimiento rotacional de la sarta, el fluido empezará a subir a superficie. Para que este fluido pueda ingresar al interior de la sarta es necesario realizar una conexión entre la parte inferior de la sarta y la parte superior del rotor de la PCP; con esta intención se utiliza la conexión ranurada que se muestra en la **Figura 19**, donde en su parte superior se encuentra la conexión a la sarta giratoria y en la parte inferior, la conexión al rotor; en el costado izquierdo se observa el interior de la conexión, que hace de conducto entre el crudo que sale entre el elastómero y el rotor, al interior de la sarta hueca.⁴⁷

En el esquema del lado izquierdo de la figura se pueden observar algunos círculos, unos con una línea gruesa y otros, punteada; correspondiendo a las

⁴⁷ *Ibíd*,p.13.

convenciones de los agujeros que se observan en la imagen derecha, lo que interpreta que los agujeros no se encuentran enfrentados, sino, ubicados de manera intercalada, sobre el cilindro. La sección donde se encuentran los agujeros no es cóncava sino plana, permitiendo así el flujo del petróleo al interior de la sarta, la pieza interior es la que está conectada al rotor y por espacio a los costados se moviliza el fluido y entra a la sarta.

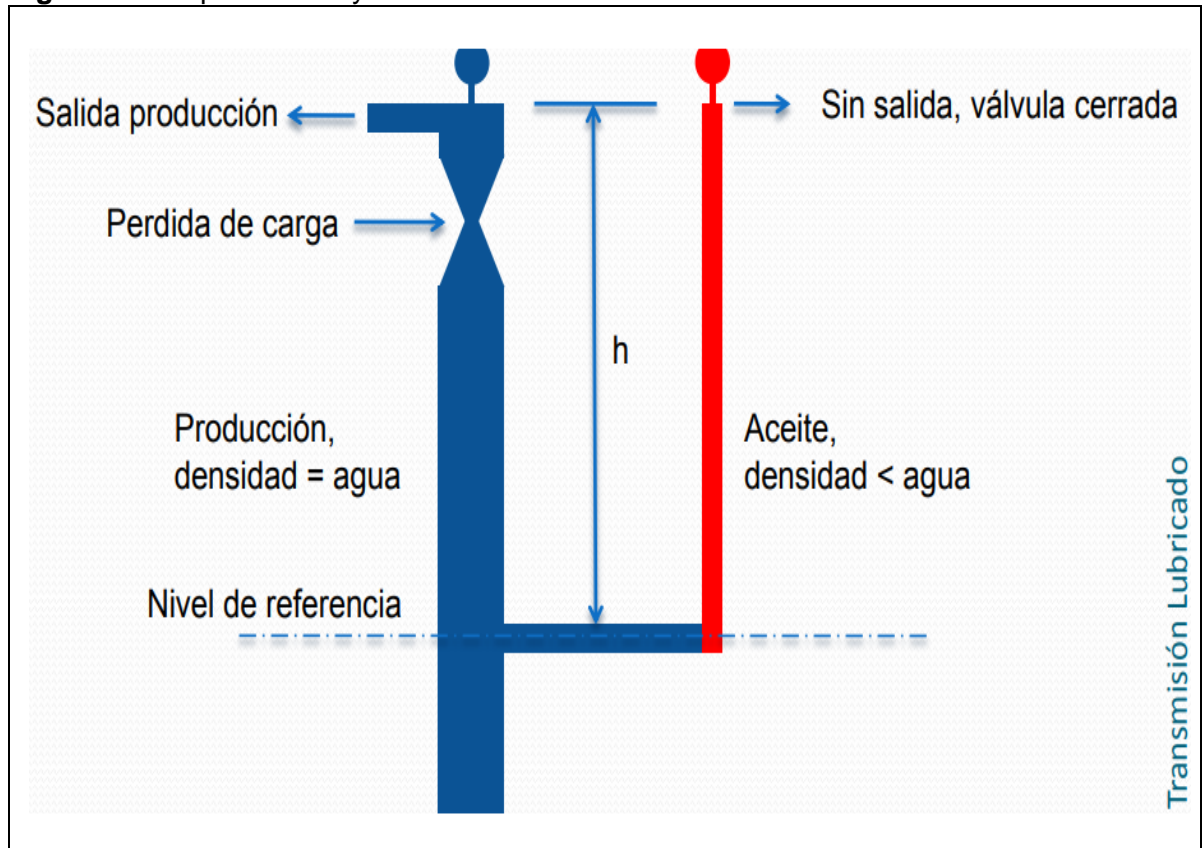
Figura 19. Esquema conexión ranurada



FUENTE: OXY, ECOPEPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018. Modificado por los autores.

- **Inyección del lubricante.** El lubricante que se inyecta tiene un ciclo cerrado en el sistema, se introduce, lubrica el pozo por el espacio anular y regresa a superficie a la bomba, donde es reinyectado constantemente (**Figura 20**).

Figura 20. Esquema de inyección del lubricante.



Fuente: DEL POZO, LEONCIO. Sistema de Transmisión Lubricado. 2016 [en línea] [Citado: 21 de may del 2018]. Disponible en: <<https://www.aclinar.com/single-post/2016/07/19/Sistema-de-Transmisi%C3%B3n-Lubricado>>. Modificado por los autores

Una vez explicadas las modificaciones al sistema típico de PCP, se hace necesario puntualizar los equipos de inyección que transmiten el lubricante al interior del pozo.

El cabezal PCP junto con los equipos de inyección del lubricante hace parte de los equipos de superficie.

- **Cabezal PCP.** Este es el equipo encargado de transferir la potencia generada por el motor a la sarta giratoria, que acciona el rotor de la PCP en fondo; además de que soporta la carga axial generada por el peso de todo el ensamblaje, y la columna del fluido sobre el rotor **Figura 21.**

Figura 21. Cabezal PCP



Fuente: OXY, ECOPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018. Modificado por los autores.

- **Blow out prevent (BOP) con T de flujo integrada.** La función de este equipo es poder controlar el pozo en caso de flujo descontrolado, sin embargo al tener integrada una T de flujo, le permite ser el conducto por el cual se inyecta el lubricante al espacio anular del pozo (tubing- sarta), y de recibir nuevamente el lubricante succionado por la bomba en superficie. **Figura 22.**

Figura 22. BOP



Fuente: OXY, ECOPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018. Modificado por los autores.

- **Bomba de inyección.** La bomba será la encargada de inyectar constantemente el aceite lubricante a través del espacio anular, por medio de una manguera que se conecta a la T de flujo y por esta misma T, el lubricante que ya ha bajado al pozo, es succionado por otra manguera que se conecta a la sección de succión de la bomba, para mantener el lubricante en movimiento a través del pozo.

4.4 BENEFICIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADO

Una vez el STL sea aplicado al bombeo tipo PCP traería los siguientes beneficios:

- Minimizar el desgaste en los componentes del pozo debido a la fricción generada por la rotación continua de la sarta.
- Reducir las intervenciones a los pozos, a causa de fallas de los componentes de fondo.
- Como el lubricante está en un sistema cerrado, no es necesario hacer inversiones constantes.
- Controlar la corrosión a lo largo de la sarta, debido a que el fluido de la formación sólo tiene contacto con una superficie.
- Reducción de la fuerza aplicada en el tubing por la sarta gracias, al mayor diámetro de la sarta giratoria, que aumenta el área de presión en los puntos de contacto.

5. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS CON VARILLA HUECA Y VARILLA CONVENCIONAL

Las simulaciones que se realizarán en este capítulo, se harán con el fin de demostrar que la varilla hueca que se desea utilizar en el STL, sí representa una disminución en la fuerza de contacto que se genera entre el tubing y varilla giratoria. Con este fin se va utilizar el software C-FER, cuya licencia se encuentran en el **Anexo A**, donde se simularan dos pozos Tipo, representativos del Campo La Cira Infantas; cada uno con varilla hueca y convencional, con las mismas características de equipos, fluido de producción y condiciones de operación, siendo solo diferentes en el survey del pozo, con el fin de poder hacer un análisis más puntual sobre los resultados.

5.1 PRESENTACIÓN DEL SIMULADOR PC-PUMP

El simulador PCP-PUMP es un programa perteneciente a la empresa C-FER Technologies; que se encarga de desarrollar softwares de ingeniería, especializados en ayudar a la industria del petróleo y del gas, para realizar análisis detallados de sistemas complejos. Estos programas combinan las mejores prácticas aceptadas por la industria, con los nuevos enfoques de ingeniería, para ayudar a las compañías operativas y proveedoras de equipos, a tomar decisiones operacionales y de compra.⁴⁸

La empresa C-FER ofrece distintos simuladores, entre ellos se encuentra el simulador PCP-PUMP, siendo considerado, líder a nivel mundial para el análisis, diseño y evaluación de aplicaciones del bombeo de cavidades progresivas, en pozos productores de petróleo. Proporciona una herramienta integral para que las compañías operadoras y proveedoras de equipos, diseñen sistemas de bombeo para satisfacer las necesidades de condiciones específicas de pozo y prácticas operativas. Los usuarios pueden seleccionar todos los componentes del sistema, a partir de un catálogo actualizado de equipos disponibles de una amplia gama de proveedores, al igual que las propiedades del fluido esperado y la geometría del pozo; que se utilizan para evaluar las condiciones de carga en el equipo seleccionado, para un conjunto específico de condiciones de operación, para garantizar que las cargas estén dentro de las especificaciones del equipo.⁴⁹

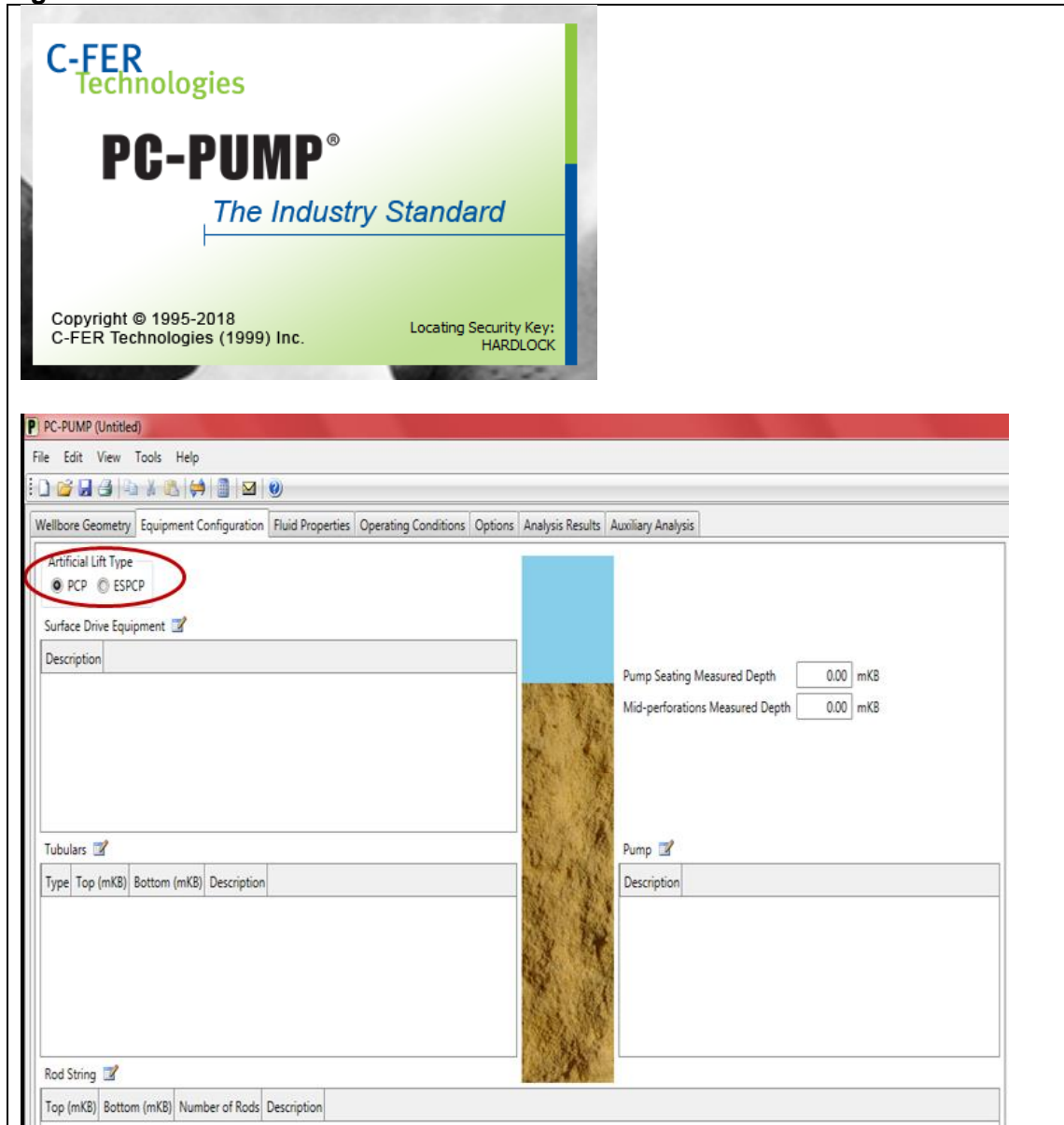
5.1.1 Secciones de simulador. Para facilitar la comprensión del funcionamiento del simulador C-FER, se hará una breve descripción de las unidades que se demandan para las simulaciones de este proyecto.

⁴⁸ C-FER Technologies, Software. párr. 2 [en línea] [Citado: 28 de may del 2018] Disponible en: <
<https://www.cfertech.com/software> >

⁴⁹ *Ibíd.*, párr. 3

Una vez abierto el programa, lo primero que se debe hacer es seleccionar el tipo de bombeo que se desea simular, en este caso PCP (**Figura 23**), además de ingresar la ubicación de la bomba de fondo y el valor de la perforación media.

Figura 23. Presentación simulador



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

5.1.1.1 Unidad, geometría del pozo (Wellbore Geometry). Esta es la primera unidad donde se ingresa la geometría del pozo, para esto, la única información que se necesita es el survey del pozo que se desea simular. El survey solo debe ser copiado y pegado en la tabla que se observa en la **Figura 24**. En esta misma unidad, una vez se haya cargado el survey, se puede acceder a la geometría del pozo 3D.

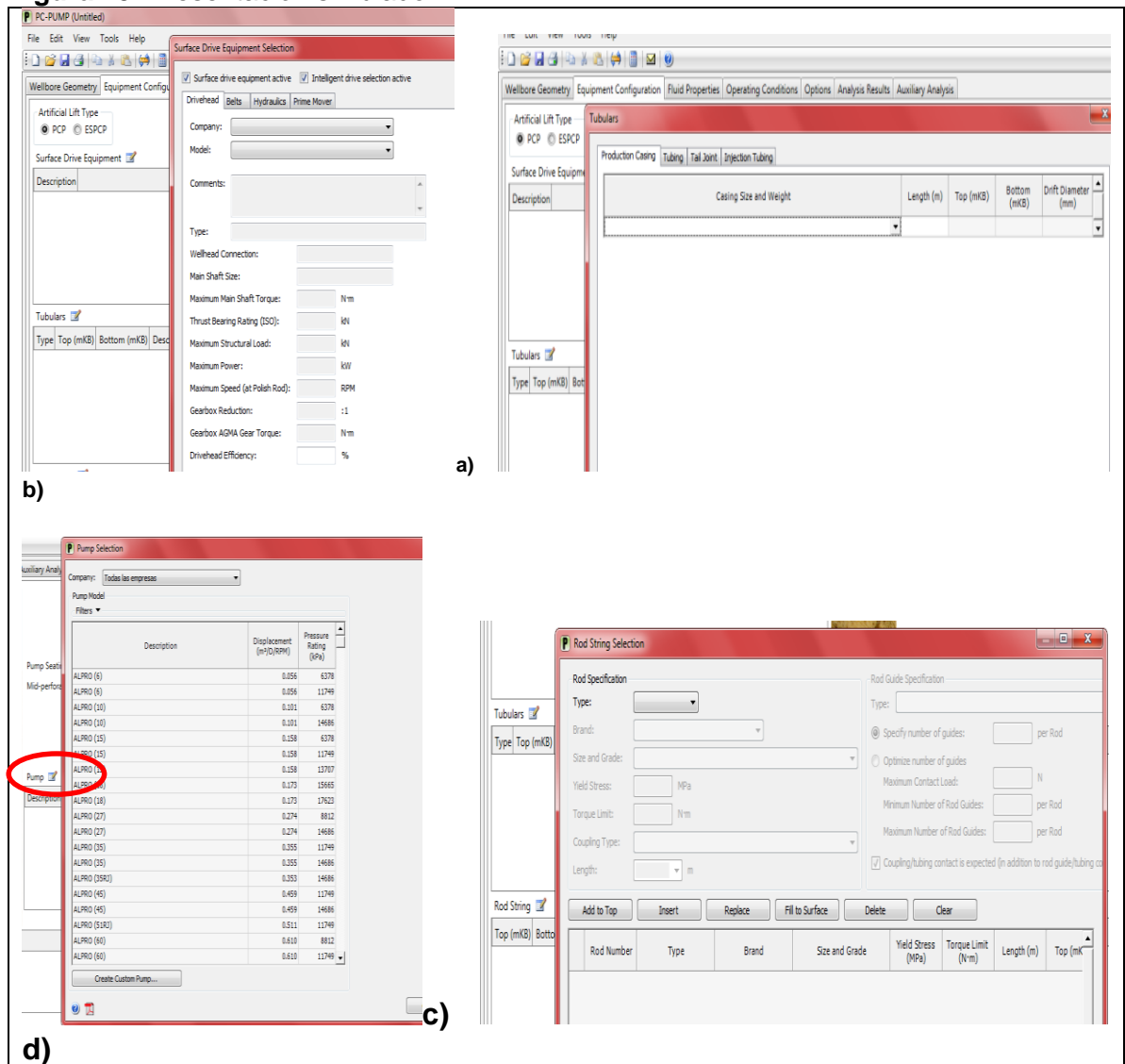
Figura 24. Presentación simulador

Stn #	Measured Depth (mKB)	Hole Angle (°)	Azimuth (°)	Dogleg Severity									
				Overall (°/30m)	Vertical (°/30m)	Plan (°/30m)	Hole Angle Change (°/30m)	Vertical Depth (m)	Horizontal Distance (m)	Latitude (m)	Departure (m)	Vertical Section (m)	
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	0.00

Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

5.1.1.2 Unidad, configuración de equipo (Equipment Configuration). En esta unidad es donde se escogen todas las especificaciones de los equipos, tanto de fondo como de superficie (**Figura 25**): Equipo de accionamiento de superficie (**a**), Tuberías (**b**), selección de bomba (**c**), sarta de varilla (**d**).

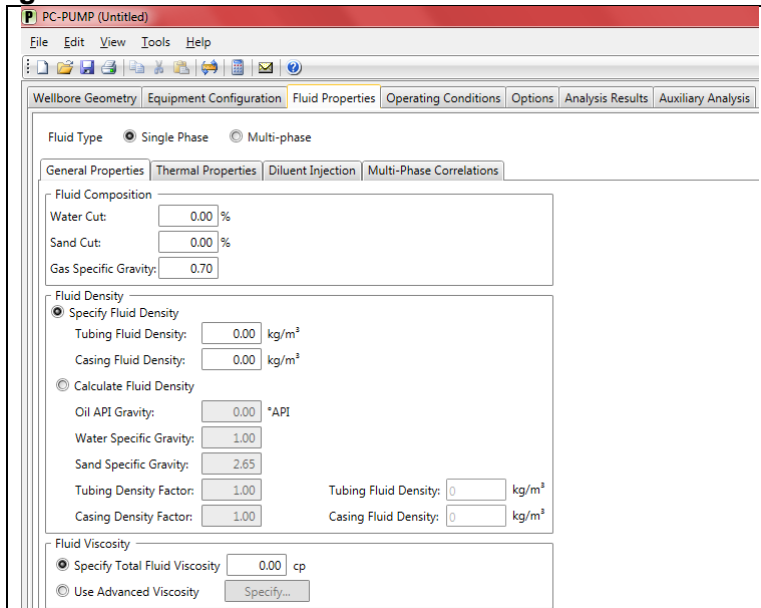
Figura 25. Presentación simulador



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

5.1.1.3 Unidad, propiedades de los fluidos (Fluid properties). En esta unidad se debe seleccionar el tipo de fluido que se produce e ingresar las características de composición, densidad y viscosidad (Figura 26).

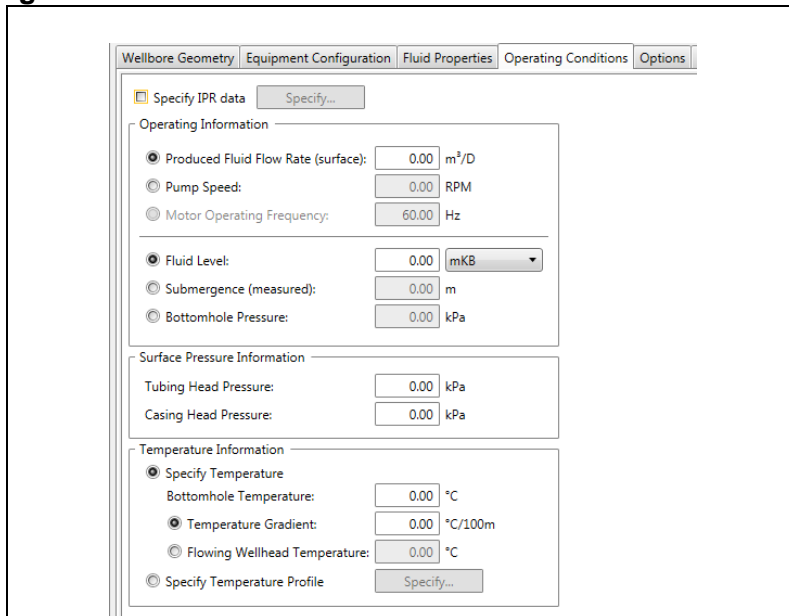
Figura 26. Presentación simulador.



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

5.1.1.4 Unidad, condiciones de operación (Operating conditions). Esta es la última unidad en la que se ingresan datos a la simulación, escogiendo las condiciones con las que se espera operar el sistema, la presión en superficie y la temperatura (Figura 27).

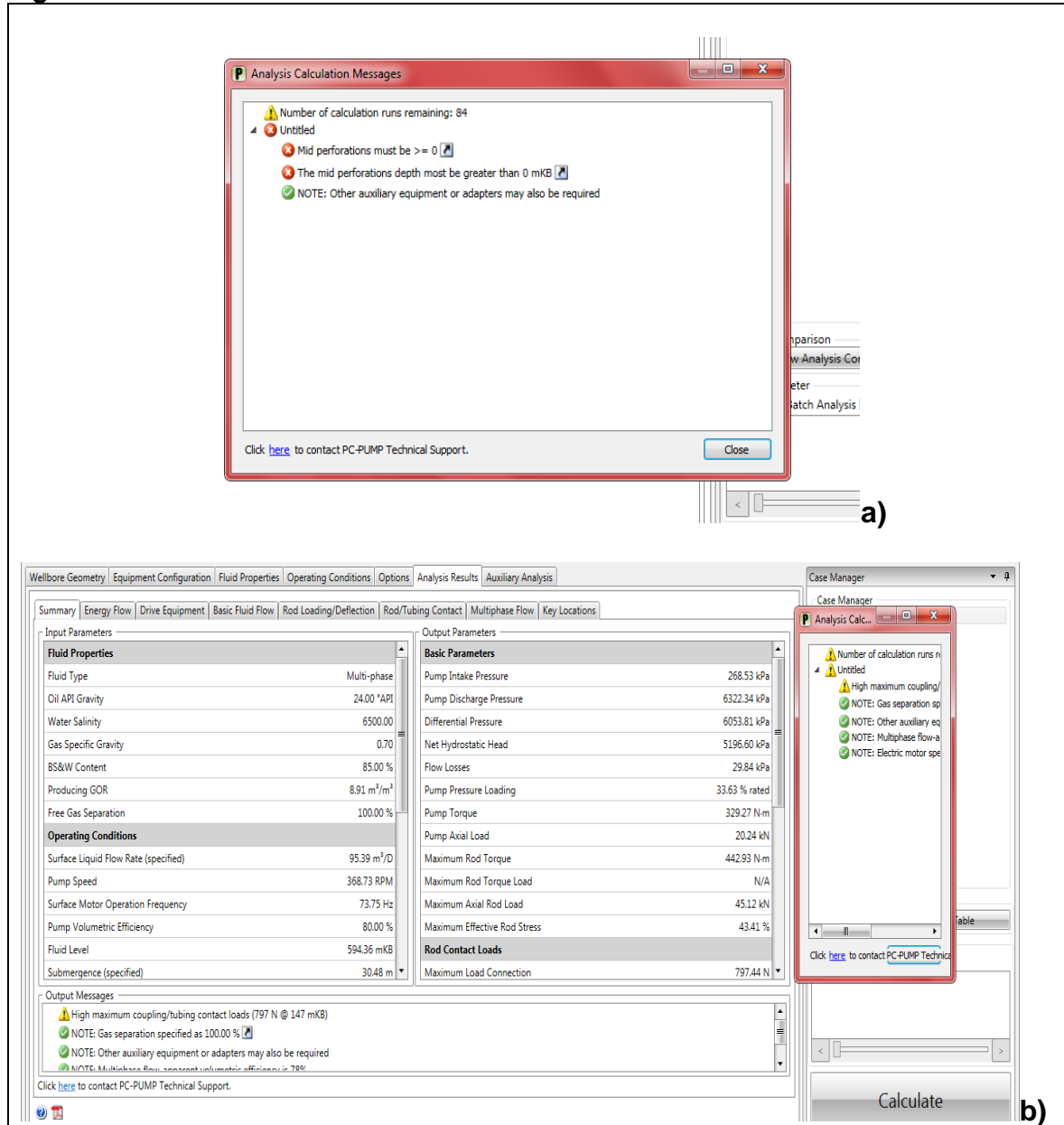
Figura 27. Presentación simulador



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

5.1.1.5 Unidad, análisis de resultados (Analysis Result). Una vez se han ultimado todas las anteriores unidades, se selecciona la opción “CALCULAR”; por la cual el software hará un breve barrido de los datos. Si encuentra algún dato faltante generará una ventana de aviso, donde se podrá ver que datos no ha sido allegados o, cuáles de ellos están errados (**Figura 28 a**). Por el contrario si toda la información suministrada esta correcta y completa, el software accederá a los resultados de la simulación **b**).

Figura 28. Presentación simulador



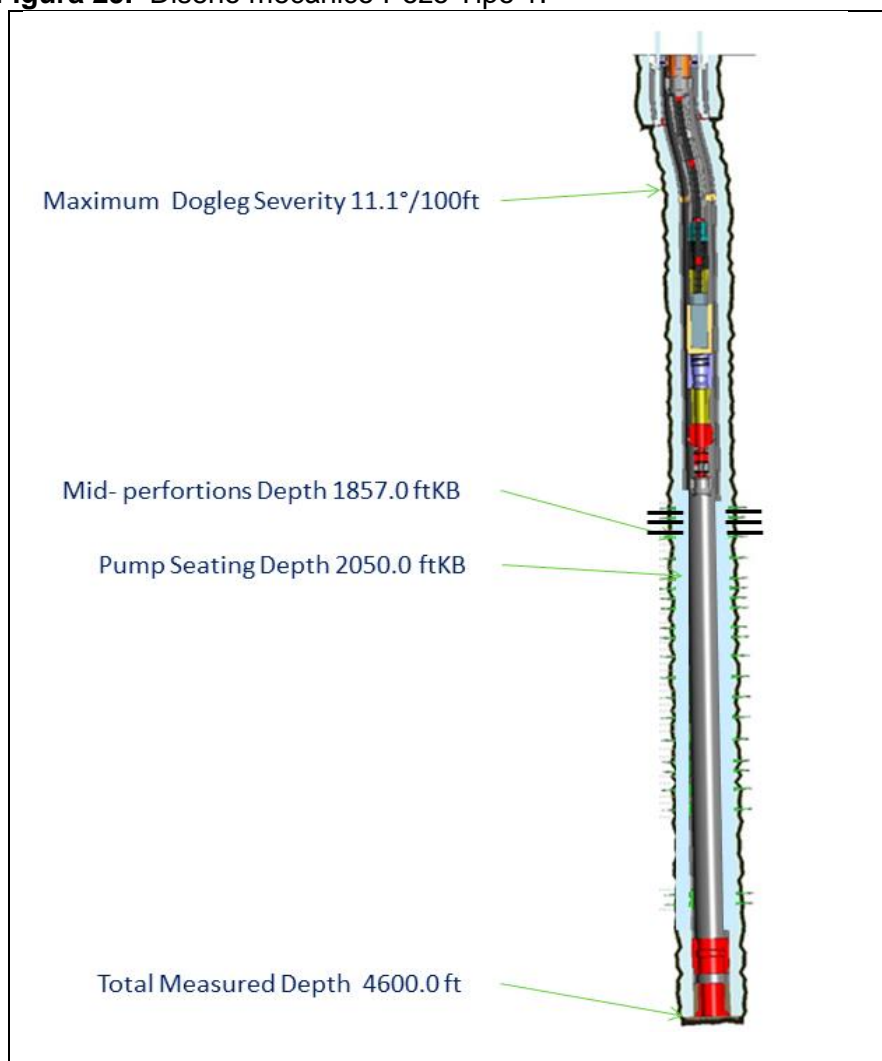
Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

5.2 INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA LA SIMULACIÓN

A continuación se presentan los estados mecánicos correspondientes al Pozo Tipo 1 y al Pozo Tipo 2; igualmente se muestran los datos suministrados por la empresa para realizar las simulaciones.

5.2.1 Pozo Tipo 1. Este será el primer pozo a simular. Su correspondiente survey, se encuentra en el **Anexo B**, y en la **Figura 29** se muestra su estado mecánico. Este pozo cuenta con una desviación máxima en su trayectoria de $11,1^\circ/100\text{ ft}$, producción a los 1857 ft, ubicación de la bomba a los 2050 ft y una profundidad total de 4600ft.

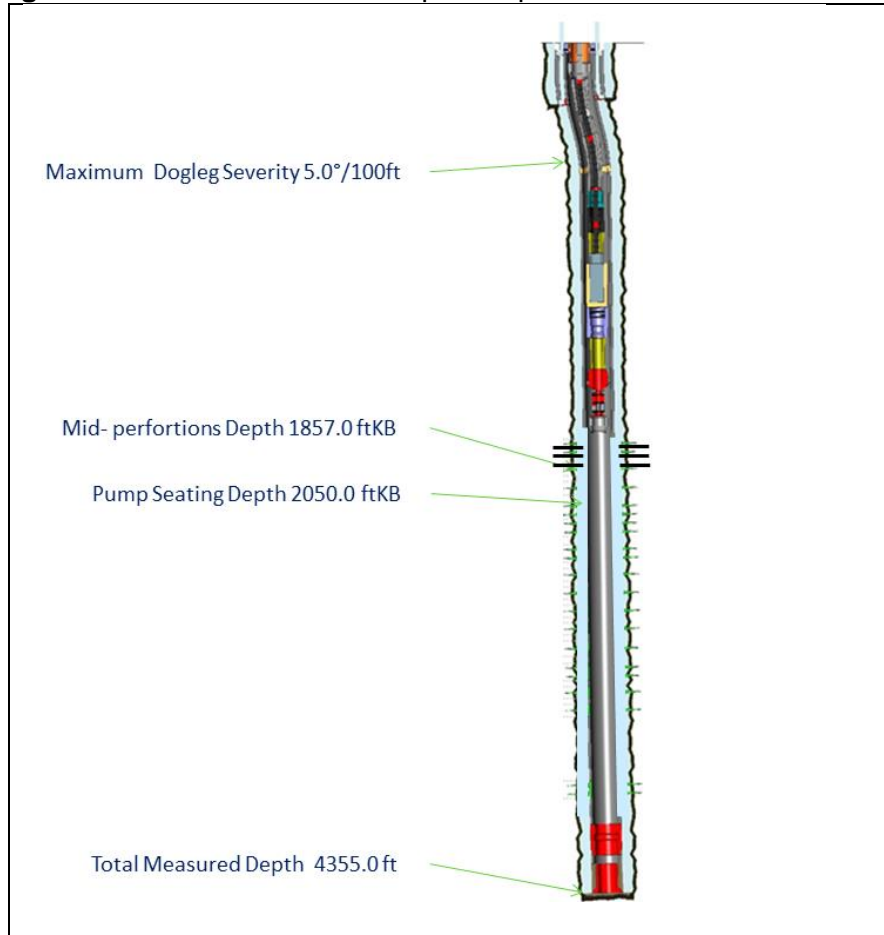
Figura 29. Diseño mecánico Pozo Tipo 1.



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP.
Modificado por los autores

5.2.2 Pozo Tipo 2. El siguiente pozo que se simula cuenta con una menor desviación máxima en su trayectoria que el Pozo Tipo 1 (5,0°/100ft). Su respectivo survey se encuentra en el **Anexo A** y su estado mecánico se muestra en la **Figura 30**. Este pozo tiene su producción a los 1857 ft, ubicación de la bomba a los 2050 ft y una profundidad total de 4355 ft.

Figura 30. Estado mecánico del pozo Tipo 2



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

5.2.3 Otras especificaciones Como ya se había mencionado antes, las demás especificaciones con las que se correrá la simulación, son las mismas para ambos pozos, que se muestran a continuación en las **Tablas 18 hasta 23**.

Tabla 18. Información sobre la tubería.

Componente	Descripción	Ubicación
Casing de producción	7000 in* 9,30 lb/ft	Superficie 2050 ft
Tubing	API EUE 3.500 in *9,30 lb/ft	Superficie 2031,3 ft

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Pozo tipo Campo La Cira Infantas.

Tabla 19. Información equipo de superficie.

Equipo de superficie	Modelo	Descripción
Motor de cabeza	Weatherford MG-1500 12T	% Eficiencia 95%
Correas		Relación radio 4:1 Eficiencia de transmisión 90%
Fuerza motriz	Ac induction motor	Poder 100hp Frecuencia 17 Hz Voltaje 460 v Eficiencia 90% Factor de poder 0.87
Bomba	Kudu (33k 1800 RG)	Torque 80 ft*lb Eficiencia volumétrica 80%

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Pozo tipo Campo La Cira Infantas.

Tabla 20. Propiedades de los fluidos de producción

Propiedad	Valor
Tipo de fluido	Multifase
API	24°
Salinidad del agua	6500 PPM
BSW	85%
Gravedad especifica del gas	0,7
GOR	50 SCP/STB
GLR	8
Separación de gas libre (encima)	90%
Separación de gas libre (abajo)	100%

Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Pozo tipo Campo La Cira Infantas.

Tabla 21. Condiciones de operación

Condiciones	Valor
Tasa de producción	600 bbls/D
Sumergencia	100 ft
Presión en cabeza (tubing)	120 psi
Presión en cabeza (casing)	0 psi
Temperatura de fondo	127°F
Temperatura de fluido	90°F

Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Pozo tipo Campo La Cira Infantas.

Tabla 22. Información varilla convencional

Tipo	API
Tamaño y Grado	1in grado D
Longitud	30 ft

Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Pozo tipo Campo La Cira Infantas.

Tabla 23. Información varilla hueca

Tipo	TENARIS
Tamaño y Grado	Id 1,394 od 1,921 UN
Longitud	26,66 ft

Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Pozo tipo Campo La Cira Infantas

5.3 SIMULACIONES DE LOS POZOS TIPO 1 Y 2

Para mostrar cómo se realizó la simulación, se describirá detalladamente el paso a paso del Pozo Tipo 1, desde el momento en que se empiezan a ingresar los datos hasta el momento en que es calculada la simulación, una vez se han cumplido con todos los requisitos para poder correr la simulación.

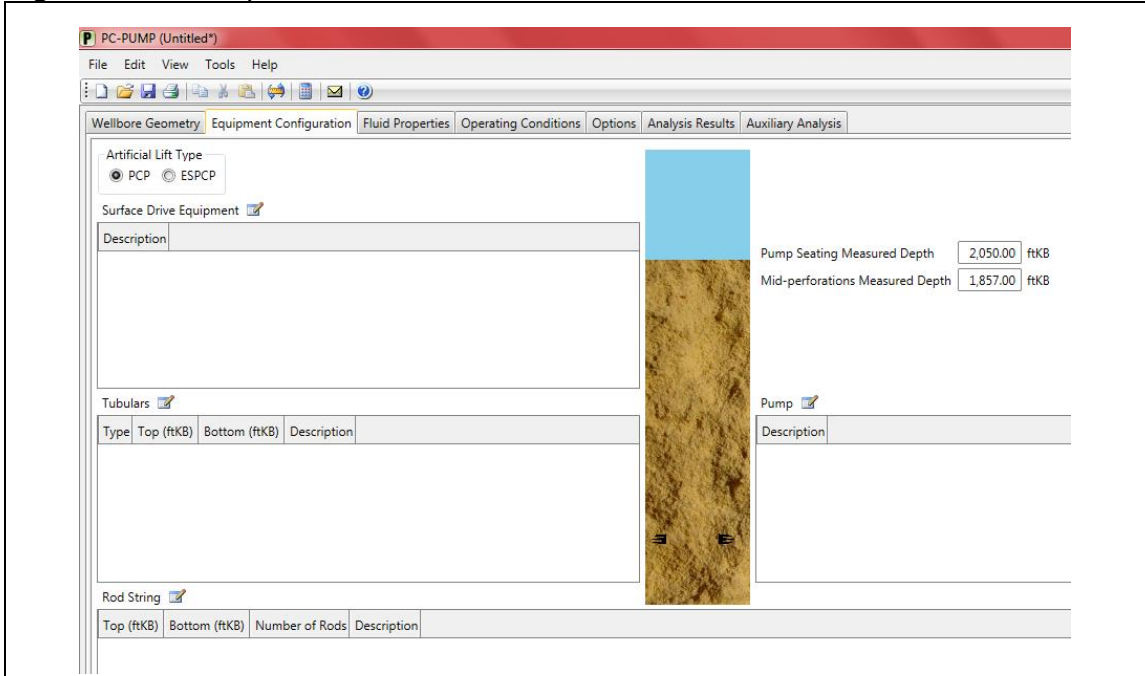
En cambio, en la simulación del Pozo Tipo 2, solo se mostrarán aquellas partes donde los datos son diferentes, debido a que las especificaciones del equipo, fluido de producción operación son las mismas en ambos pozos, y no representan un cambio significativo en el procedimiento para efectuar la simulación.

Finalmente, el paso para la selección de la sarta de varilla a utilizar en la simulación, se mostrará en la parte final en cada pozo, debido a que se desea hacer énfasis en este procedimiento, con el fin de indicar claramente en que sección del simulador, se hace la respectiva selección entre varilla hueca y convencional.

5.3.1 Simulación pozo Tipo 1. Una vez se tenga abierto el programa, se puede proceder a seleccionar el tipo de levantamiento artificial a simular, en este caso “PCP”; también es importante escoger desde el inicio las unidades en las que se va a trabajar para esta simulación (inglesas), y para finalizar se debe completar la

información correspondiente al “Mid-perfortions Depth y Pump Seating Depth” como se muestra en la **Figura 31**.

Figura 31. Primer paso simulación

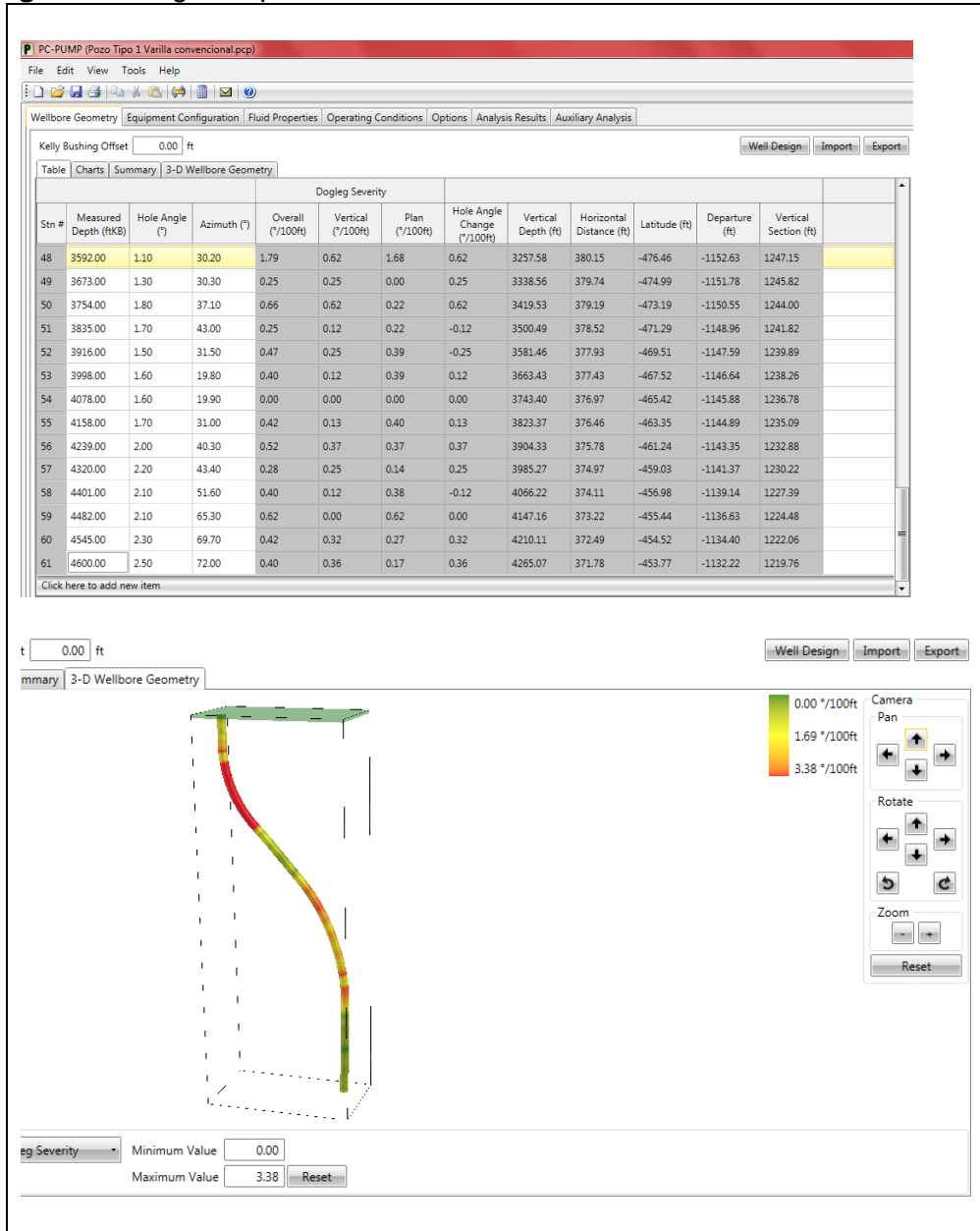


Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP.

Se prosigue a completar la geometría del pozo, donde los datos del survey deben ser copiados, debiendo tener en cuenta que los datos decimales sean indicados con punto, porque el simulador no acepta comas **Figura 32**.

Una vez cargados los datos se puede entrar a la opción de geometría del pozo 3D, donde se observa la trayectoria de éste. Además el software permite seleccionar como parámetro, la desviación del pozo, y con una gama de colores que va de verde a rojo, siendo el verde el menos crítico y el rojo donde se presenta una mayor desviación, se pueden observar fácilmente aquellas zonas, donde seguramente el pozo presentaría puntos de contacto entre el tubing y la varilla .

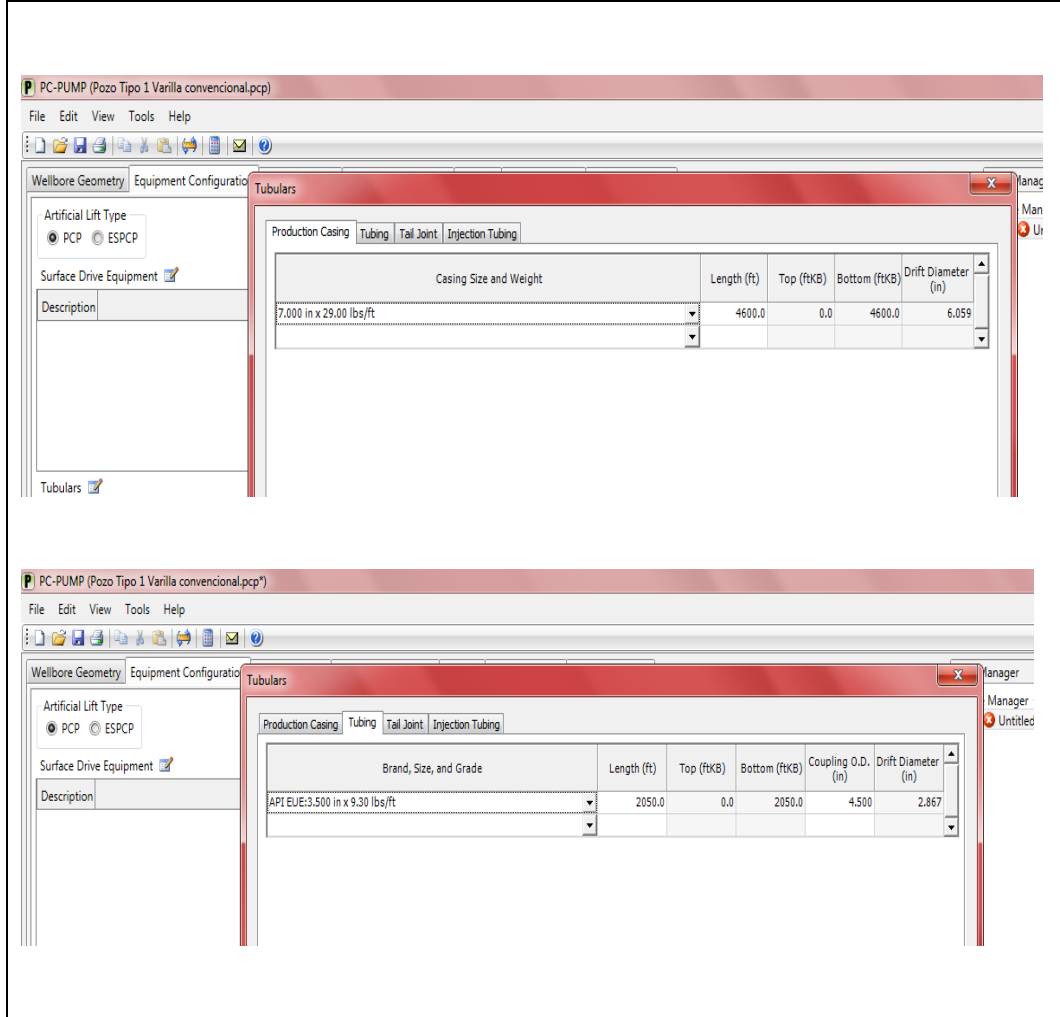
Figura 32. Segundo paso simulación.



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

Luego se debe completar la información referente a la sección de configuración de equipos, iniciando por las tuberías, casing de producción y el tubing. Una vez seleccionadas las tuberías, se debe ingresar el valor correspondiente a la longitud teniendo en cuenta en que profundidad se producirá el pozo. (**Figura 33**).

Figura 33. Tercer paso simulación

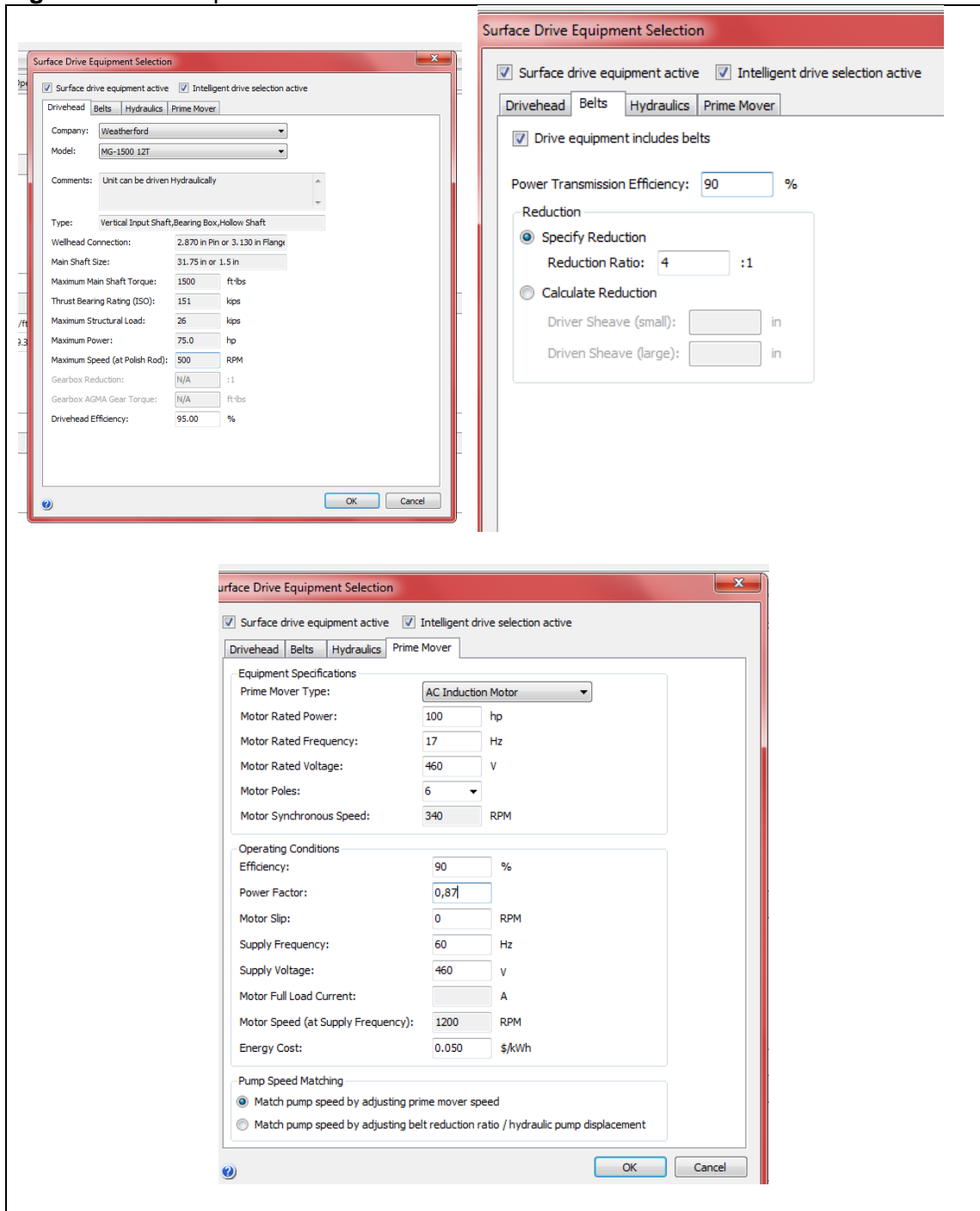


Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

Para proseguir con la simulación se deben ingresar los datos concernientes al equipo de superficie, donde se escogerá la empresa proveedora, en este caso Weatherford y el modelo del equipo. Instantáneamente los datos correspondientes a las especificaciones del equipo, serán completados por el programa. Entonces se debe seleccionar la eficiencia con la que se desea evaluar el equipo en la simulación.

Luego se debe escoger la relación de las correas, y por último las especificaciones de la fuerza motriz con las que trabajaría el sistema, como se muestra en la **Figura 34.**

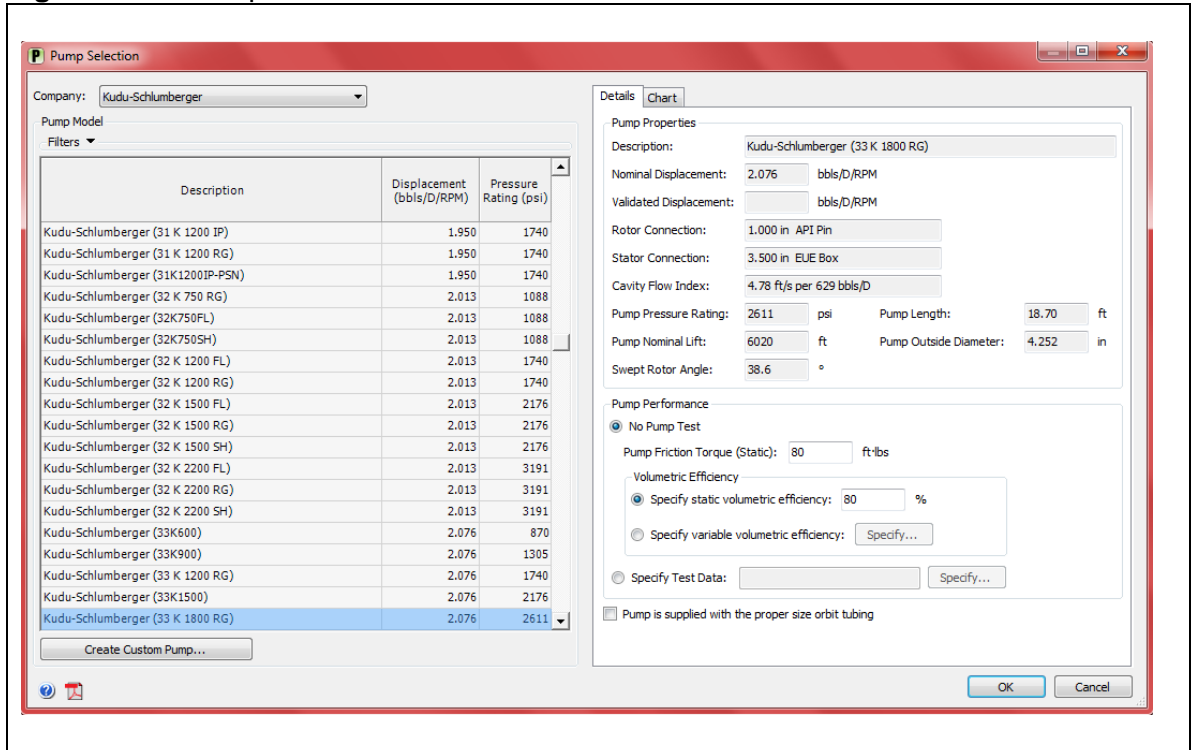
Figura 34. Cuarto paso simulación.



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

Seguidamente se escoge el modelo de la bomba que se usará en fondo y las especificaciones de diseño de la misma que aparecerán en el costado derecho de la ventana, donde se deberá completar el valor de fricción torque, y la eficiencia volumétrica, como se muestra a continuación en la **Figura 35**.

Figura 35. Quinto paso simulación.



Fuente Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

Como quiera que al final de este paso a paso, se evidenciara el procedimiento de selección de varilla, se procederá a mencionar el completamiento de la información correspondiente, a las propiedades de los fluidos de producción, en la **Figura 36.**

Figura 36. Sexto paso simulación.

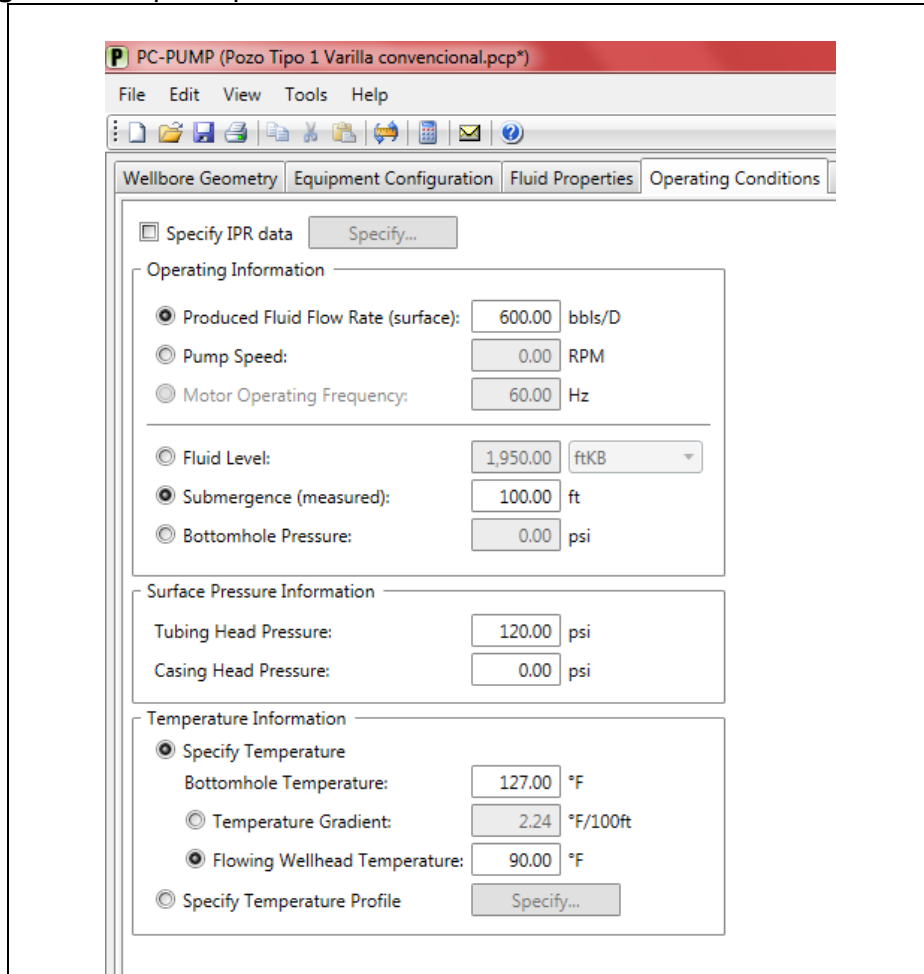
The screenshot displays the 'Fluid Properties' tab of a simulation software. The window title is 'Mellbore Geometry'. The menu bar includes 'File', 'Edit', 'View', 'Tools', and 'Help'. The toolbar contains icons for file operations and simulation controls. The 'Fluid Properties' tab is active, showing the following settings:

- Fluid Type:** Single Phase, Multi-phase
- General Properties:**
 - Oil API Gravity: 24.00 °API
 - Water Salinity: 6,500.00 ppm
 - BS&W Content: 85.00 %
 - Gas Specific Gravity: 0.70
- Producing GOR/GLR:**
 - Producing GOR: 8.91 m³/m³
 - Producing GLR: 1.34 m³/m³
- Free Gas Separation:**
 - Calculate Free Gas Separation to Annulus
 - Specify Free Gas Separation to Annulus
 - Intake Above Perforations: 90.00 %
 - Intake Below Perforations: 100.00 %
- Fluid Viscosity:**
 - Calculate Total Fluid Viscosity
 - Use Advanced Viscosity (Specify...)

Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

Previamente a terminar la simulación se debe ingresar las condiciones de operación (**Figura 37**).

Figura 37. Séptimo paso simulación.



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

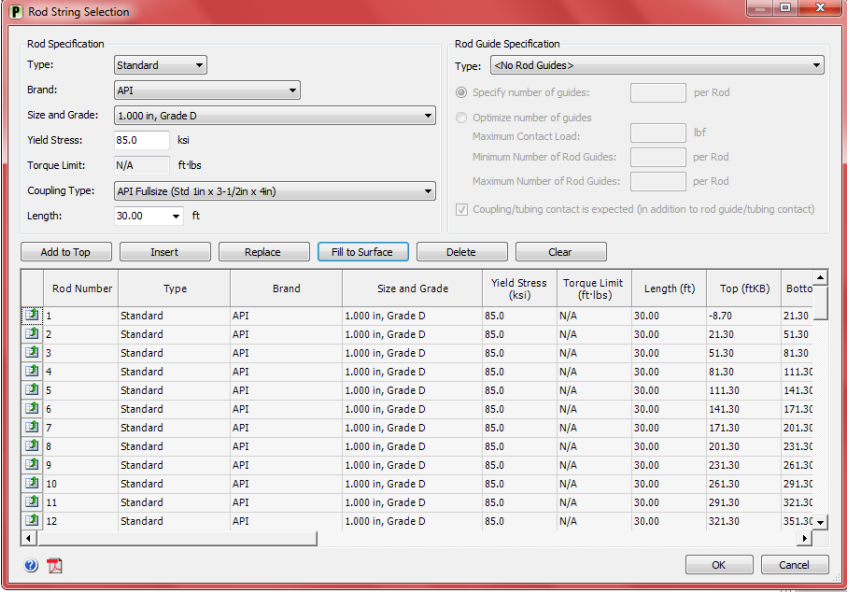
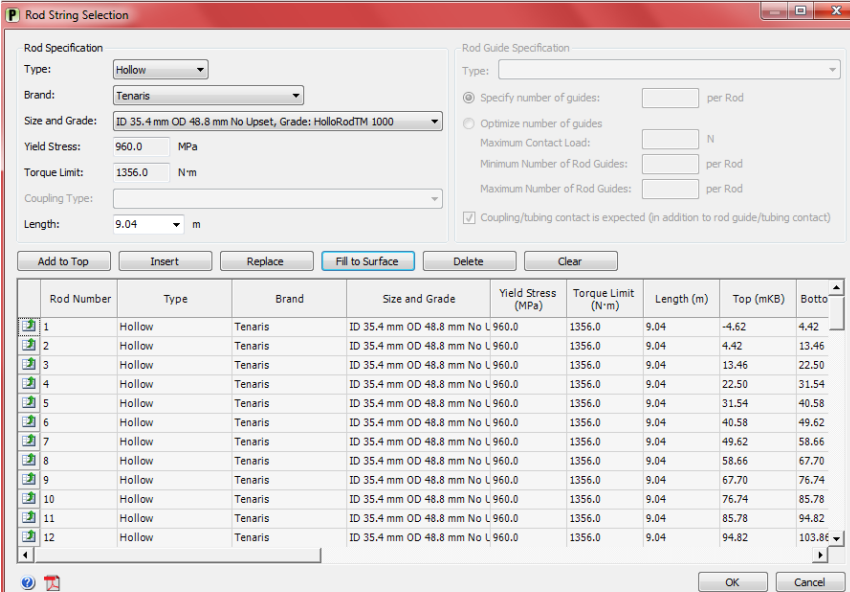
Finalmente se realizará el procedimiento para la selección de la sarta de varilla, sea hueca o tradicional. Como los demás datos para este pozo son los mismos, se podrá hacer fácilmente la simulación de ambos casos.

En el **Cuadro 6** se indica la selección de varilla convencional y la de varilla hueca, cada una de ellas con sus respectivas características. Para la varilla tradicional se seleccionó una varilla API con tamaño y grado 1 in D y una longitud de 30 ft; luego de esto se dio clic en la opción de llenar automáticamente, y de esta manera se hizo la selección de la sarta de varilla convencional en este pozo.

Para la selección de varilla hueca, se seleccionó como proveedor a la Empresa Tenaris, siendo estos los únicos proveedores de esta varilla. Se escogió la varilla hueca 1500 con una longitud de 29,67 ft, y finalmente se procedió a llenar la sarta, con la opción de llenado automático.

Finalmente se continuó a correr la simulación, con el botón “Calcular” y en ambos casos la simulación se pudo correr y arrojo los resultados correspondientes a la simulación, como se observa en el **Cuadro 6 y Cuadro 7**.

Cuadro 6. Octavo paso para varilla convencional y varilla hueca.

<p style="text-align: center;">Varilla convencional</p>	 <table border="1" data-bbox="613 676 1425 949"> <thead> <tr> <th>Rod Number</th> <th>Type</th> <th>Brand</th> <th>Size and Grade</th> <th>Yield Stress (ksi)</th> <th>Torque Limit (ft-lbs)</th> <th>Length (ft)</th> <th>Top (ftKB)</th> <th>Bottom (ftKB)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>-8.70</td><td>21.30</td></tr> <tr><td>2</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>21.30</td><td>51.30</td></tr> <tr><td>3</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>51.30</td><td>81.30</td></tr> <tr><td>4</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>81.30</td><td>111.30</td></tr> <tr><td>5</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>111.30</td><td>141.30</td></tr> <tr><td>6</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>141.30</td><td>171.30</td></tr> <tr><td>7</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>171.30</td><td>201.30</td></tr> <tr><td>8</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>201.30</td><td>231.30</td></tr> <tr><td>9</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>231.30</td><td>261.30</td></tr> <tr><td>10</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>261.30</td><td>291.30</td></tr> <tr><td>11</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>291.30</td><td>321.30</td></tr> <tr><td>12</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>321.30</td><td>351.30</td></tr> </tbody> </table>	Rod Number	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft-lbs)	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	1	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	-8.70	21.30	2	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	21.30	51.30	3	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	51.30	81.30	4	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	81.30	111.30	5	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	111.30	141.30	6	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	141.30	171.30	7	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	171.30	201.30	8	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	201.30	231.30	9	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	231.30	261.30	10	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	261.30	291.30	11	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	291.30	321.30	12	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	321.30	351.30
Rod Number	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft-lbs)	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom (ftKB)																																																																																																														
1	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	-8.70	21.30																																																																																																														
2	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	21.30	51.30																																																																																																														
3	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	51.30	81.30																																																																																																														
4	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	81.30	111.30																																																																																																														
5	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	111.30	141.30																																																																																																														
6	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	141.30	171.30																																																																																																														
7	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	171.30	201.30																																																																																																														
8	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	201.30	231.30																																																																																																														
9	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	231.30	261.30																																																																																																														
10	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	261.30	291.30																																																																																																														
11	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	291.30	321.30																																																																																																														
12	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	321.30	351.30																																																																																																														
<p style="text-align: center;">Varilla hueca</p>	 <table border="1" data-bbox="613 1312 1425 1585"> <thead> <tr> <th>Rod Number</th> <th>Type</th> <th>Brand</th> <th>Size and Grade</th> <th>Yield Stress (MPa)</th> <th>Torque Limit (N-m)</th> <th>Length (m)</th> <th>Top (mKB)</th> <th>Bottom (mKB)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>-4.62</td><td>4.42</td></tr> <tr><td>2</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>4.42</td><td>13.46</td></tr> <tr><td>3</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>13.46</td><td>22.50</td></tr> <tr><td>4</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>22.50</td><td>31.54</td></tr> <tr><td>5</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>31.54</td><td>40.58</td></tr> <tr><td>6</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>40.58</td><td>49.62</td></tr> <tr><td>7</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>49.62</td><td>58.66</td></tr> <tr><td>8</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>58.66</td><td>67.70</td></tr> <tr><td>9</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>67.70</td><td>76.74</td></tr> <tr><td>10</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>76.74</td><td>85.78</td></tr> <tr><td>11</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>85.78</td><td>94.82</td></tr> <tr><td>12</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0</td><td>1356.0</td><td>1356.0</td><td>9.04</td><td>94.82</td><td>103.86</td></tr> </tbody> </table>	Rod Number	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (MPa)	Torque Limit (N-m)	Length (m)	Top (mKB)	Bottom (mKB)	1	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	-4.62	4.42	2	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	4.42	13.46	3	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	13.46	22.50	4	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	22.50	31.54	5	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	31.54	40.58	6	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	40.58	49.62	7	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	49.62	58.66	8	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	58.66	67.70	9	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	67.70	76.74	10	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	76.74	85.78	11	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	85.78	94.82	12	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	94.82	103.86
Rod Number	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (MPa)	Torque Limit (N-m)	Length (m)	Top (mKB)	Bottom (mKB)																																																																																																														
1	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	-4.62	4.42																																																																																																														
2	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	4.42	13.46																																																																																																														
3	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	13.46	22.50																																																																																																														
4	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	22.50	31.54																																																																																																														
5	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	31.54	40.58																																																																																																														
6	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	40.58	49.62																																																																																																														
7	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	49.62	58.66																																																																																																														
8	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	58.66	67.70																																																																																																														
9	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	67.70	76.74																																																																																																														
10	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	76.74	85.78																																																																																																														
11	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	85.78	94.82																																																																																																														
12	Hollow	Tenaris	ID 35.4 mm OD 48.8 mm No U 960.0	1356.0	1356.0	9.04	94.82	103.86																																																																																																														

Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

Cuadro 7. Simulación exitosa

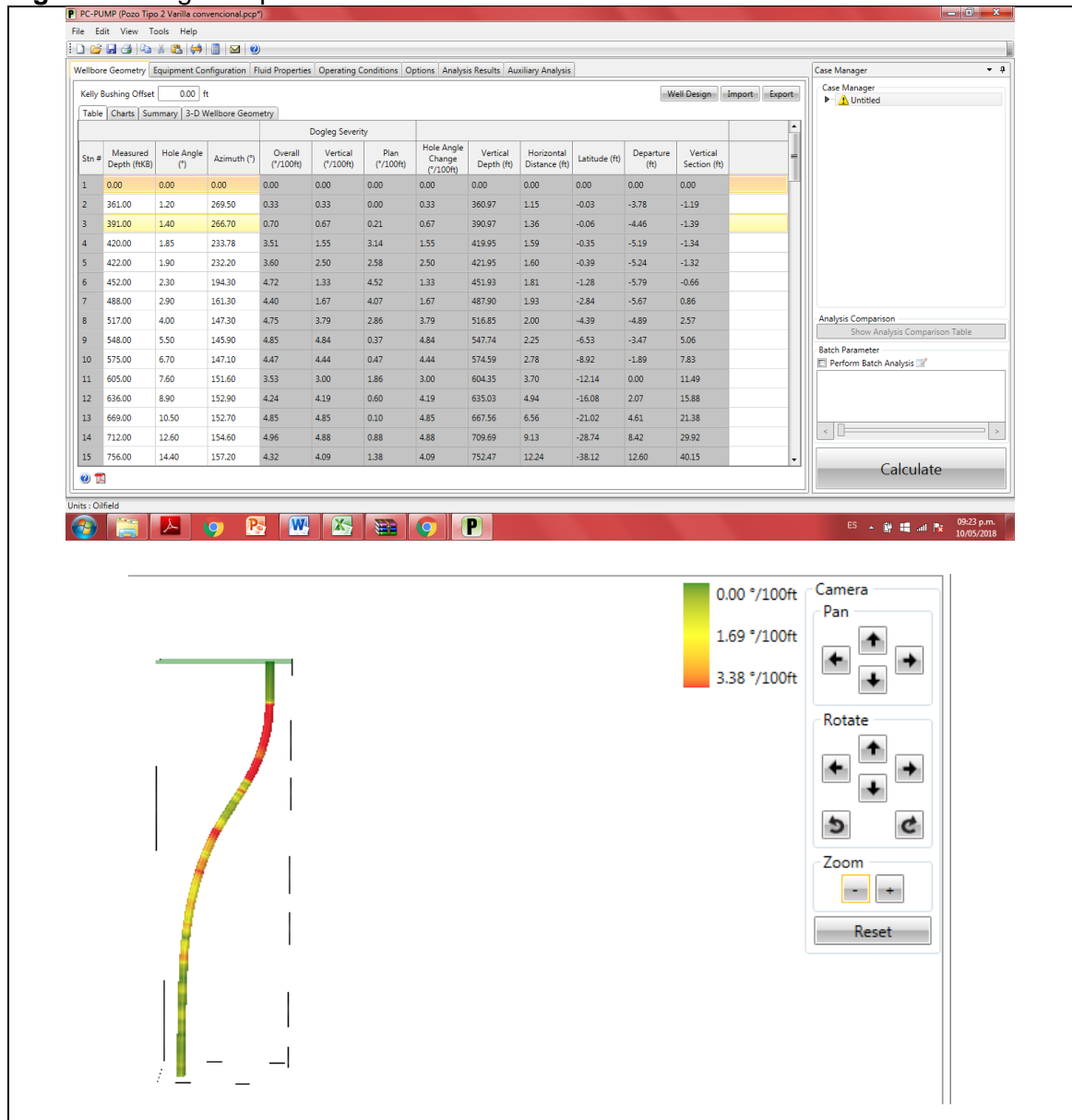
<p>Varilla convencional</p>	<p>Input Parameters</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Fluid Properties</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Fluid Type</td><td>Multi-phase</td></tr> <tr><td>Oil API Gravity</td><td>24.00 °API</td></tr> <tr><td>Water Salinity</td><td>6500.00</td></tr> <tr><td>Gas Specific Gravity</td><td>0.70</td></tr> <tr><td>BS&W Content</td><td>85.00 %</td></tr> <tr><td>Producing GOR</td><td>50.00 scf/STB</td></tr> <tr><td>Free Gas Separation</td><td>100.00 %</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">Operating Conditions</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Surface Liquid Flow Rate (specified)</td><td>600.00 bbls/D</td></tr> <tr><td>Pump Speed</td><td>368.70 RPM</td></tr> <tr><td>Surface Motor Operation Frequency</td><td>73.74 Hz</td></tr> <tr><td>Pump Volumetric Efficiency</td><td>80.00 %</td></tr> <tr><td>Fluid Level</td><td>1950.00 ftKB</td></tr> <tr><td>Submergence (specified)</td><td>100.00 ft</td></tr> </tbody> </table> <p>Output Parameters</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Basic Parameters</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Pump Intake Pressure</td><td>34.34 psi</td></tr> <tr><td>Pump Discharge Pressure</td><td>884.75 psi</td></tr> <tr><td>Differential Pressure</td><td>850.42 psi</td></tr> <tr><td>Net Hydrostatic Head</td><td>726.20 psi</td></tr> <tr><td>Flow Losses</td><td>4.22 psi</td></tr> <tr><td>Pump Pressure Loading</td><td>32.57 % rated</td></tr> <tr><td>Pump Torque</td><td>237.73 ft-lbs</td></tr> <tr><td>Pump Axial Load</td><td>4.41 kips</td></tr> <tr><td>Maximum Rod Torque</td><td>333.30 ft-lbs</td></tr> <tr><td>Maximum Rod Torque Load</td><td>N/A</td></tr> <tr><td>Maximum Axial Rod Load</td><td>9.70 kips</td></tr> <tr><td>Maximum Effective Rod Stress</td><td>43.96 %</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">Rod Contact Loads</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Maximum Load Connection</td><td>498.58 lbf</td></tr> </tbody> </table> <p>Output Messages</p> <ul style="list-style-type: none"> ⚠ High maximum coupling/tubing contact loads (499 lbf @ 411 ftKB) ✅ NOTE: Gas separation specified as 100.00 % ✅ NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required ✅ NOTE: Tubing truncated at surface 	Fluid Properties		Fluid Type	Multi-phase	Oil API Gravity	24.00 °API	Water Salinity	6500.00	Gas Specific Gravity	0.70	BS&W Content	85.00 %	Producing GOR	50.00 scf/STB	Free Gas Separation	100.00 %	Operating Conditions		Surface Liquid Flow Rate (specified)	600.00 bbls/D	Pump Speed	368.70 RPM	Surface Motor Operation Frequency	73.74 Hz	Pump Volumetric Efficiency	80.00 %	Fluid Level	1950.00 ftKB	Submergence (specified)	100.00 ft	Basic Parameters		Pump Intake Pressure	34.34 psi	Pump Discharge Pressure	884.75 psi	Differential Pressure	850.42 psi	Net Hydrostatic Head	726.20 psi	Flow Losses	4.22 psi	Pump Pressure Loading	32.57 % rated	Pump Torque	237.73 ft-lbs	Pump Axial Load	4.41 kips	Maximum Rod Torque	333.30 ft-lbs	Maximum Rod Torque Load	N/A	Maximum Axial Rod Load	9.70 kips	Maximum Effective Rod Stress	43.96 %	Rod Contact Loads		Maximum Load Connection	498.58 lbf
Fluid Properties																																																													
Fluid Type	Multi-phase																																																												
Oil API Gravity	24.00 °API																																																												
Water Salinity	6500.00																																																												
Gas Specific Gravity	0.70																																																												
BS&W Content	85.00 %																																																												
Producing GOR	50.00 scf/STB																																																												
Free Gas Separation	100.00 %																																																												
Operating Conditions																																																													
Surface Liquid Flow Rate (specified)	600.00 bbls/D																																																												
Pump Speed	368.70 RPM																																																												
Surface Motor Operation Frequency	73.74 Hz																																																												
Pump Volumetric Efficiency	80.00 %																																																												
Fluid Level	1950.00 ftKB																																																												
Submergence (specified)	100.00 ft																																																												
Basic Parameters																																																													
Pump Intake Pressure	34.34 psi																																																												
Pump Discharge Pressure	884.75 psi																																																												
Differential Pressure	850.42 psi																																																												
Net Hydrostatic Head	726.20 psi																																																												
Flow Losses	4.22 psi																																																												
Pump Pressure Loading	32.57 % rated																																																												
Pump Torque	237.73 ft-lbs																																																												
Pump Axial Load	4.41 kips																																																												
Maximum Rod Torque	333.30 ft-lbs																																																												
Maximum Rod Torque Load	N/A																																																												
Maximum Axial Rod Load	9.70 kips																																																												
Maximum Effective Rod Stress	43.96 %																																																												
Rod Contact Loads																																																													
Maximum Load Connection	498.58 lbf																																																												
<p>Varilla hueca</p>	<p>Input Parameters</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Fluid Properties</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Fluid Type</td><td>Multi-phase</td></tr> <tr><td>Oil API Gravity</td><td>24.00 °API</td></tr> <tr><td>Water Salinity</td><td>6500.00</td></tr> <tr><td>Gas Specific Gravity</td><td>0.70</td></tr> <tr><td>BS&W Content</td><td>85.00 %</td></tr> <tr><td>Producing GOR</td><td>8.91 m³/m³</td></tr> <tr><td>Free Gas Separation</td><td>100.00 %</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">Operating Conditions</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Surface Liquid Flow Rate (specified)</td><td>95.39 m³/D</td></tr> <tr><td>Pump Speed</td><td>368.73 RPM</td></tr> <tr><td>Surface Motor Operation Frequency</td><td>73.75 Hz</td></tr> <tr><td>Pump Volumetric Efficiency</td><td>80.00 %</td></tr> <tr><td>Fluid Level</td><td>594.36 mKB</td></tr> <tr><td>Submergence (specified)</td><td>30.48 m</td></tr> </tbody> </table> <p>Output Parameters</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Basic Parameters</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Pump Intake Pressure</td><td>268.53 kPa</td></tr> <tr><td>Pump Discharge Pressure</td><td>6322.34 kPa</td></tr> <tr><td>Differential Pressure</td><td>6053.81 kPa</td></tr> <tr><td>Net Hydrostatic Head</td><td>5196.60 kPa</td></tr> <tr><td>Flow Losses</td><td>29.84 kPa</td></tr> <tr><td>Pump Pressure Loading</td><td>33.63 % rated</td></tr> <tr><td>Pump Torque</td><td>329.27 N-m</td></tr> <tr><td>Pump Axial Load</td><td>20.24 kN</td></tr> <tr><td>Maximum Rod Torque</td><td>442.93 N-m</td></tr> <tr><td>Maximum Rod Torque Load</td><td>N/A</td></tr> <tr><td>Maximum Axial Rod Load</td><td>45.12 kN</td></tr> <tr><td>Maximum Effective Rod Stress</td><td>43.41 %</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">Rod Contact Loads</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Maximum Load Connection</td><td>797.44 N</td></tr> </tbody> </table> <p>Output Messages</p> <ul style="list-style-type: none"> ⚠ High maximum coupling/tubing contact loads (797 N @ 147 mKB) ✅ NOTE: Gas separation specified as 100.00 % ✅ NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required ✅ NOTE: Maximum flow, maximum submergence, efficiency is 70% <p>Click here to contact PC-PUMP Technical Support.</p>	Fluid Properties		Fluid Type	Multi-phase	Oil API Gravity	24.00 °API	Water Salinity	6500.00	Gas Specific Gravity	0.70	BS&W Content	85.00 %	Producing GOR	8.91 m³/m³	Free Gas Separation	100.00 %	Operating Conditions		Surface Liquid Flow Rate (specified)	95.39 m³/D	Pump Speed	368.73 RPM	Surface Motor Operation Frequency	73.75 Hz	Pump Volumetric Efficiency	80.00 %	Fluid Level	594.36 mKB	Submergence (specified)	30.48 m	Basic Parameters		Pump Intake Pressure	268.53 kPa	Pump Discharge Pressure	6322.34 kPa	Differential Pressure	6053.81 kPa	Net Hydrostatic Head	5196.60 kPa	Flow Losses	29.84 kPa	Pump Pressure Loading	33.63 % rated	Pump Torque	329.27 N-m	Pump Axial Load	20.24 kN	Maximum Rod Torque	442.93 N-m	Maximum Rod Torque Load	N/A	Maximum Axial Rod Load	45.12 kN	Maximum Effective Rod Stress	43.41 %	Rod Contact Loads		Maximum Load Connection	797.44 N
Fluid Properties																																																													
Fluid Type	Multi-phase																																																												
Oil API Gravity	24.00 °API																																																												
Water Salinity	6500.00																																																												
Gas Specific Gravity	0.70																																																												
BS&W Content	85.00 %																																																												
Producing GOR	8.91 m³/m³																																																												
Free Gas Separation	100.00 %																																																												
Operating Conditions																																																													
Surface Liquid Flow Rate (specified)	95.39 m³/D																																																												
Pump Speed	368.73 RPM																																																												
Surface Motor Operation Frequency	73.75 Hz																																																												
Pump Volumetric Efficiency	80.00 %																																																												
Fluid Level	594.36 mKB																																																												
Submergence (specified)	30.48 m																																																												
Basic Parameters																																																													
Pump Intake Pressure	268.53 kPa																																																												
Pump Discharge Pressure	6322.34 kPa																																																												
Differential Pressure	6053.81 kPa																																																												
Net Hydrostatic Head	5196.60 kPa																																																												
Flow Losses	29.84 kPa																																																												
Pump Pressure Loading	33.63 % rated																																																												
Pump Torque	329.27 N-m																																																												
Pump Axial Load	20.24 kN																																																												
Maximum Rod Torque	442.93 N-m																																																												
Maximum Rod Torque Load	N/A																																																												
Maximum Axial Rod Load	45.12 kN																																																												
Maximum Effective Rod Stress	43.41 %																																																												
Rod Contact Loads																																																													
Maximum Load Connection	797.44 N																																																												

Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

5.3.2 Simulación pozo Tipo 2. Como lo único que varía entre la simulación de estos dos pozos es el Survey, solo se indicará, la adición del survey correspondiente a este pozo y la selección de la sarta de varilla. En la **Figura 38** se observa cómo se ingresó la información correspondiente para completar la geometría del pozo, también se puede observar como el simulador

entrega una figura en 3D de la desviación del pozo, donde por medio de una gama de colores que se encuentra desde el color verde hasta el rojo, donde el color rojo señala las desviaciones más críticas para el pozo, aquellas donde seguramente se presentara contacto entre la varilla y la tubería.

Figura 38. Segundo paso simulación.



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP.

En el **Cuadro 25** se muestra la selección de varilla para el pozo Tipo 2, teniendo en cuenta que se seleccionó las mismas características que en el Pozo Tipo 1 para poder validar la comparación, en el **Cuadro 8 y Cuadro 9**, se observa como

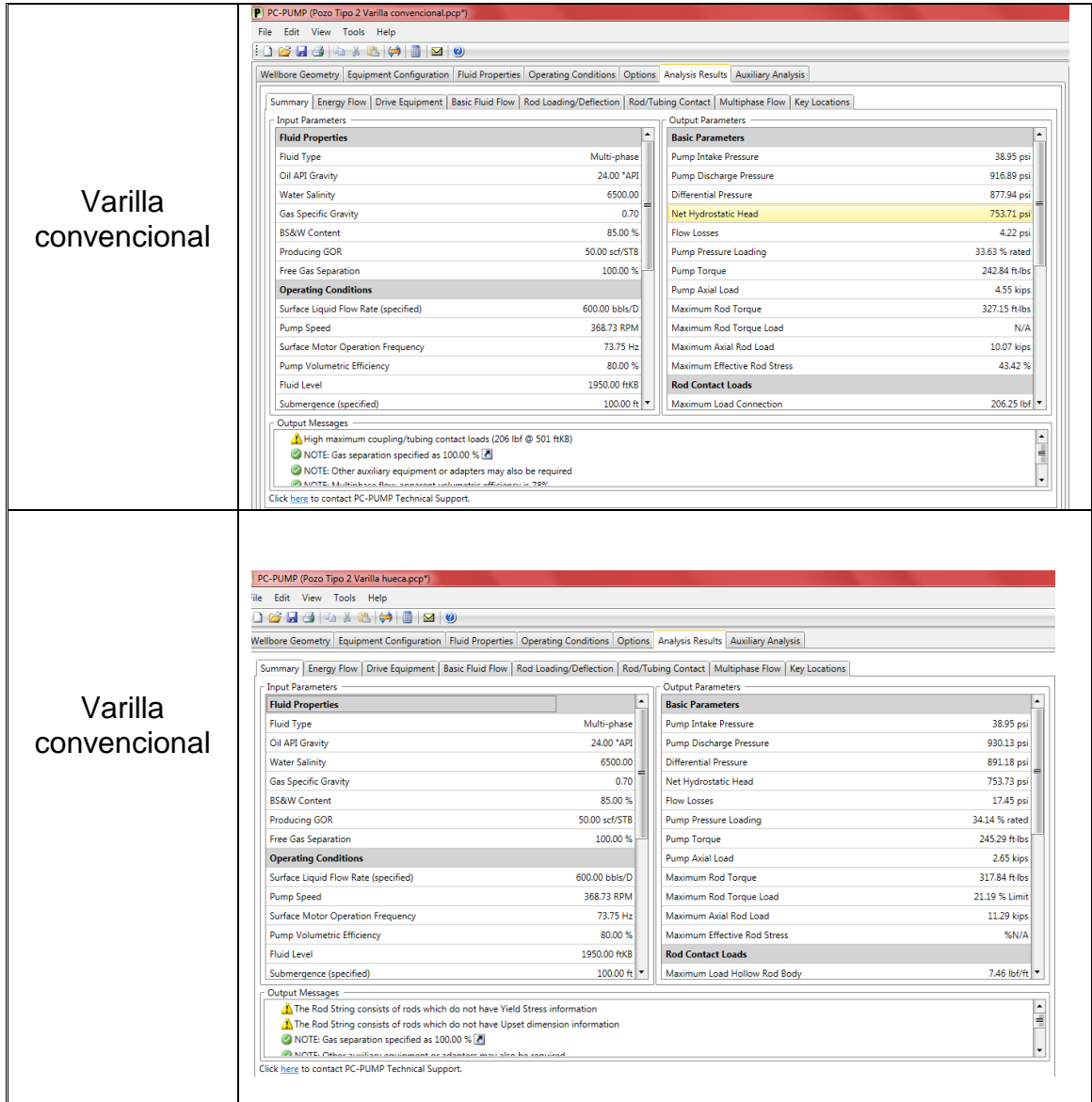
la simulación corrió correctamente, para las dos opciones, tanto varilla hueca como convencional.

Cuadro 8. Octavo paso para varilla convencional y varilla hueca.

<p>Varilla convencional</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Rod Number</th> <th>Type</th> <th>Brand</th> <th>Size and Grade</th> <th>Yield Stress (ksi)</th> <th>Torque Limit (ft-lbs)</th> <th>Length (ft)</th> <th>Top (ftKB)</th> <th>Bottom</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>-8.70</td><td>21.30</td></tr> <tr><td>2</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>21.30</td><td>51.30</td></tr> <tr><td>3</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>51.30</td><td>81.30</td></tr> <tr><td>4</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>81.30</td><td>111.30</td></tr> <tr><td>5</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>111.30</td><td>141.30</td></tr> <tr><td>6</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>141.30</td><td>171.30</td></tr> <tr><td>7</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>171.30</td><td>201.30</td></tr> <tr><td>8</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>201.30</td><td>231.30</td></tr> <tr><td>9</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>231.30</td><td>261.30</td></tr> <tr><td>10</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>261.30</td><td>291.30</td></tr> <tr><td>11</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>291.30</td><td>321.30</td></tr> <tr><td>12</td><td>Standard</td><td>API</td><td>1.000 in, Grade D</td><td>85.0</td><td>N/A</td><td>30.00</td><td>321.30</td><td>351.30</td></tr> </tbody> </table>	Rod Number	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft-lbs)	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom	1	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	-8.70	21.30	2	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	21.30	51.30	3	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	51.30	81.30	4	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	81.30	111.30	5	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	111.30	141.30	6	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	141.30	171.30	7	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	171.30	201.30	8	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	201.30	231.30	9	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	231.30	261.30	10	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	261.30	291.30	11	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	291.30	321.30	12	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	321.30	351.30
Rod Number	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft-lbs)	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom																																																																																																														
1	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	-8.70	21.30																																																																																																														
2	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	21.30	51.30																																																																																																														
3	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	51.30	81.30																																																																																																														
4	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	81.30	111.30																																																																																																														
5	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	111.30	141.30																																																																																																														
6	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	141.30	171.30																																																																																																														
7	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	171.30	201.30																																																																																																														
8	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	201.30	231.30																																																																																																														
9	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	231.30	261.30																																																																																																														
10	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	261.30	291.30																																																																																																														
11	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	291.30	321.30																																																																																																														
12	Standard	API	1.000 in, Grade D	85.0	N/A	30.00	321.30	351.30																																																																																																														
<p>Varilla hueca</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Rod Number</th> <th>Type</th> <th>Brand</th> <th>Size and Grade</th> <th>Yield Stress (ksi)</th> <th>Torque Limit (ft-lbs)</th> <th>Length (ft)</th> <th>Top (ftKB)</th> <th>Bottom</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>-15.93</td><td>13.74</td></tr> <tr><td>2</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>13.74</td><td>43.41</td></tr> <tr><td>3</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>43.41</td><td>73.08</td></tr> <tr><td>4</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>73.08</td><td>102.75</td></tr> <tr><td>5</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>102.75</td><td>132.42</td></tr> <tr><td>6</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>132.42</td><td>162.09</td></tr> <tr><td>7</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>162.09</td><td>191.76</td></tr> <tr><td>8</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>191.76</td><td>221.43</td></tr> <tr><td>9</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>221.43</td><td>251.10</td></tr> <tr><td>10</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>251.10</td><td>280.77</td></tr> <tr><td>11</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>280.77</td><td>310.44</td></tr> <tr><td>12</td><td>Hollow</td><td>Tenaris</td><td>ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2</td><td>1500.2</td><td>1500.2</td><td>29.67</td><td>310.44</td><td>340.11</td></tr> </tbody> </table>	Rod Number	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft-lbs)	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom	1	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	-15.93	13.74	2	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	13.74	43.41	3	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	43.41	73.08	4	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	73.08	102.75	5	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	102.75	132.42	6	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	132.42	162.09	7	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	162.09	191.76	8	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	191.76	221.43	9	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	221.43	251.10	10	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	251.10	280.77	11	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	280.77	310.44	12	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	310.44	340.11
Rod Number	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft-lbs)	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom																																																																																																														
1	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	-15.93	13.74																																																																																																														
2	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	13.74	43.41																																																																																																														
3	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	43.41	73.08																																																																																																														
4	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	73.08	102.75																																																																																																														
5	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	102.75	132.42																																																																																																														
6	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	132.42	162.09																																																																																																														
7	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	162.09	191.76																																																																																																														
8	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	191.76	221.43																																																																																																														
9	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	221.43	251.10																																																																																																														
10	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	251.10	280.77																																																																																																														
11	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	280.77	310.44																																																																																																														
12	Hollow	Tenaris	ID 1.394 in OD 1.921 in No Uj 139.2	1500.2	1500.2	29.67	310.44	340.11																																																																																																														

Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

Cuadro 9. Simulación exitosa



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP.

5.4 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN

A continuación se muestra los resultados correspondientes a las simulaciones realizadas a cada uno de los pozos tipo, tanto con varilla convencional como con varilla hueca, lo cual el simulador permite en forma de gráficas, las que se presentan a continuación.

Las primeras gráficas muestran la ubicación de los puntos críticos, según su profundidad en ft y su localización alrededor de la varilla, sea convencional (**Figura 39a**) o hueca (**Figura 40a**), en grados (°); como segundas gráficas se encuentran para varilla convencional (**Figura 39b**) la Fuerza de contacto/

Centralizador / Guía de barra en (lbf), ligándola a la profundidad en que se presentan y, para varilla hueca (**Figura 40b**) está la gráfica de carga de contacto continua a lo largo del pozo en (lbf /ft) y, como terceras y últimas gráficas esta la Carga de Contacto ya distribuida (lbf/ft) en relación con la profundidad del pozo, tanto para varilla convencional (**Figura 39c**) como para varilla hueca (**Figura 40c**.)

5.4.1 Pozo tipo 1. Los resultados de la simulación del Pozo Tipo 1 se muestran en la **Figura 39**, donde se realiza una comparación entre las gráficas obtenidas de la simulación del pozo con varilla convencional y varilla hueca.

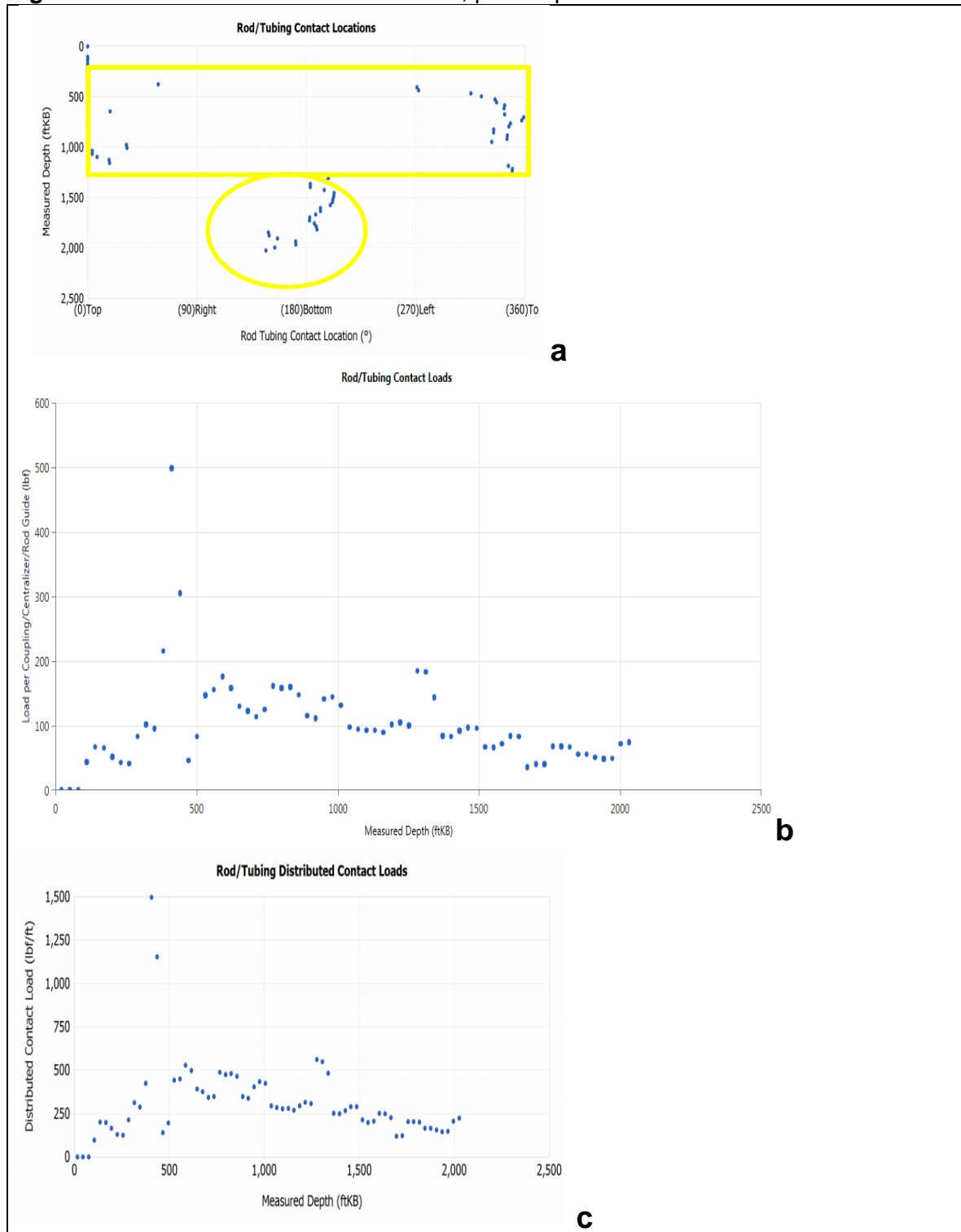
En la **Figura 39a y Figura 40a** se muestran las gráficas de la localización de los puntos de contacto, a lo largo del pozo y alrededor de la varilla. Se observa como la distribución de los puntos de contacto entre los 400 y 1250 ft (reCuadro amarillo) en la varilla convencional, se encuentran más unidos mientras que en la varilla hueca se encuentran mejor distribuidos (reCuadro verde), lo cual representa una menor concentración de la fuerza que se genera en esta zona del pozo. Para la profundidad de 1250 ft a 2000 ft, se observa que en la varilla convencional los puntos de contacto están más lejos unos de otros (circulo verde), esto es, debido a que la transmisión de la vibración a lo largo de la varilla, es mucho más fuerte en la varilla convencional por lo que tiene un menor diámetro, permitiendo así que la varilla toque más puntos alrededor del tubing; en cambio, como la varilla hueca tiene un mayor diámetro, la vibración es menor y los puntos de contacto están juntos hacia dónde la varilla se recuesta (circulo verde).

Para las gráficas correspondientes a carga de contacto continua **Figura 39b y Figura 40b**, no es posible realizar un análisis comparativo entre la implementación de varilla convencional y hueca, porque las unidades en que el simulador presenta los valores de esta gráfica, no son los mismos para los dos casos; lo que sí se puede observar de estas gráficas, es que aunque sea distinta la varilla que se utiliza en la simulación de las bombas PCP, la distribución que presentan sus puntos en las gráficas son muy similares, casi iguales, con excepción de pocos puntos.

Por último están las gráficas de la carga de contacto ya distribuida **Figura 39b y Figura 40b**. Estas gráficas representan la fuerza de contacto distribuida alrededor de la varilla a su respectiva profundidad; se distingue en estas gráficas, que la forma en que se encuentra distribuida la fuerza entre ambas varillas, sigue siendo muy similar; aunque lo que sí varía drásticamente son los valores de la fuerza de contacto, que se generan entre el tubing y la varilla.

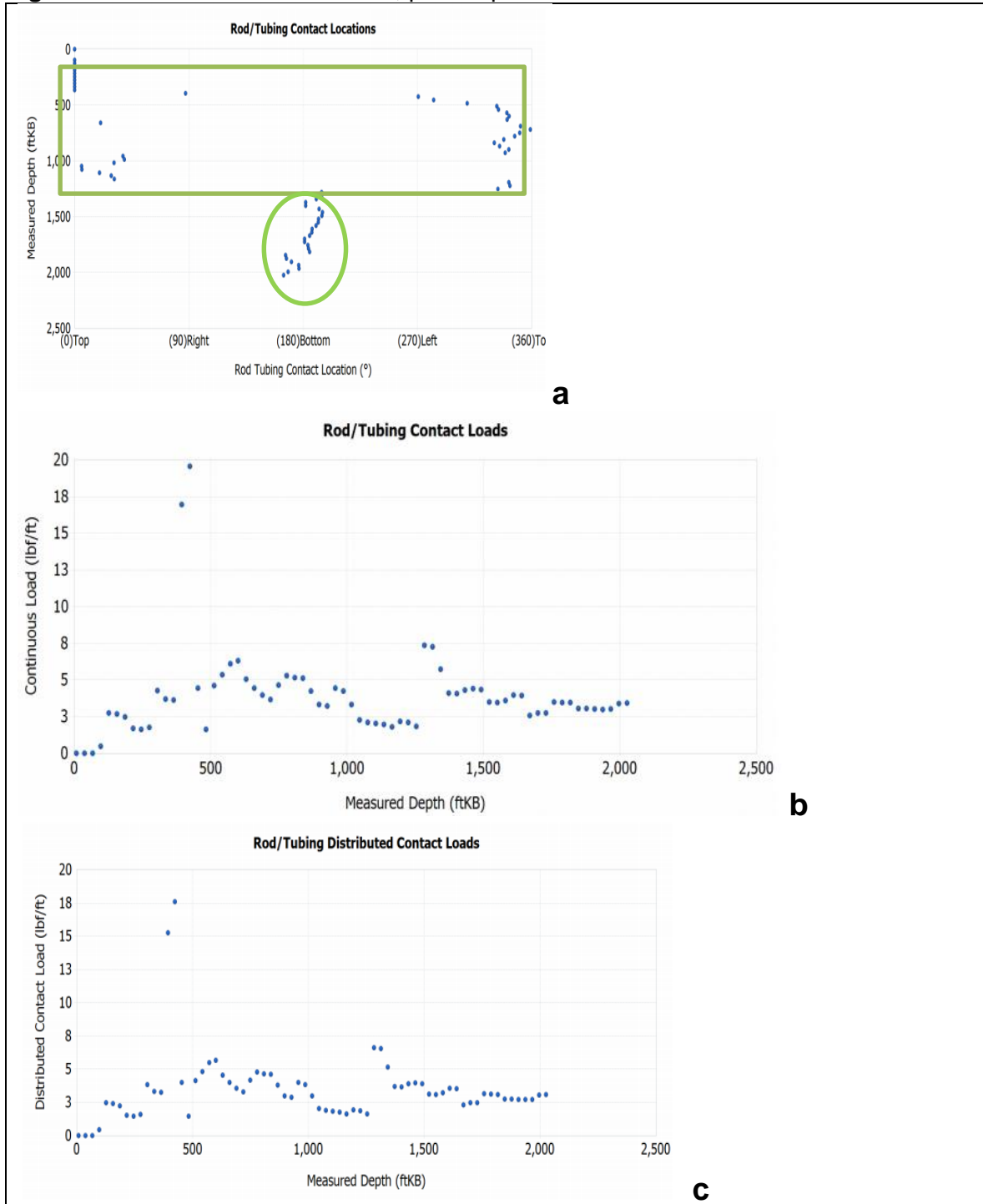
Los valores de la varilla convencional desde 400 libras hasta 1482 libras a los 4000 ft de profundidad, superan a los valores de la fuerza de contacto de la varilla hueca; con lo que se demuestra una reducción significativa en la carga de contacto generada, cuando se utiliza varilla hueca en un sistema de bombeo tipo PCP

Figura 39. Resultados varilla convencional, para el pozo 1.



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

Figura 40. Resultados varilla hueca, para el pozo 1



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

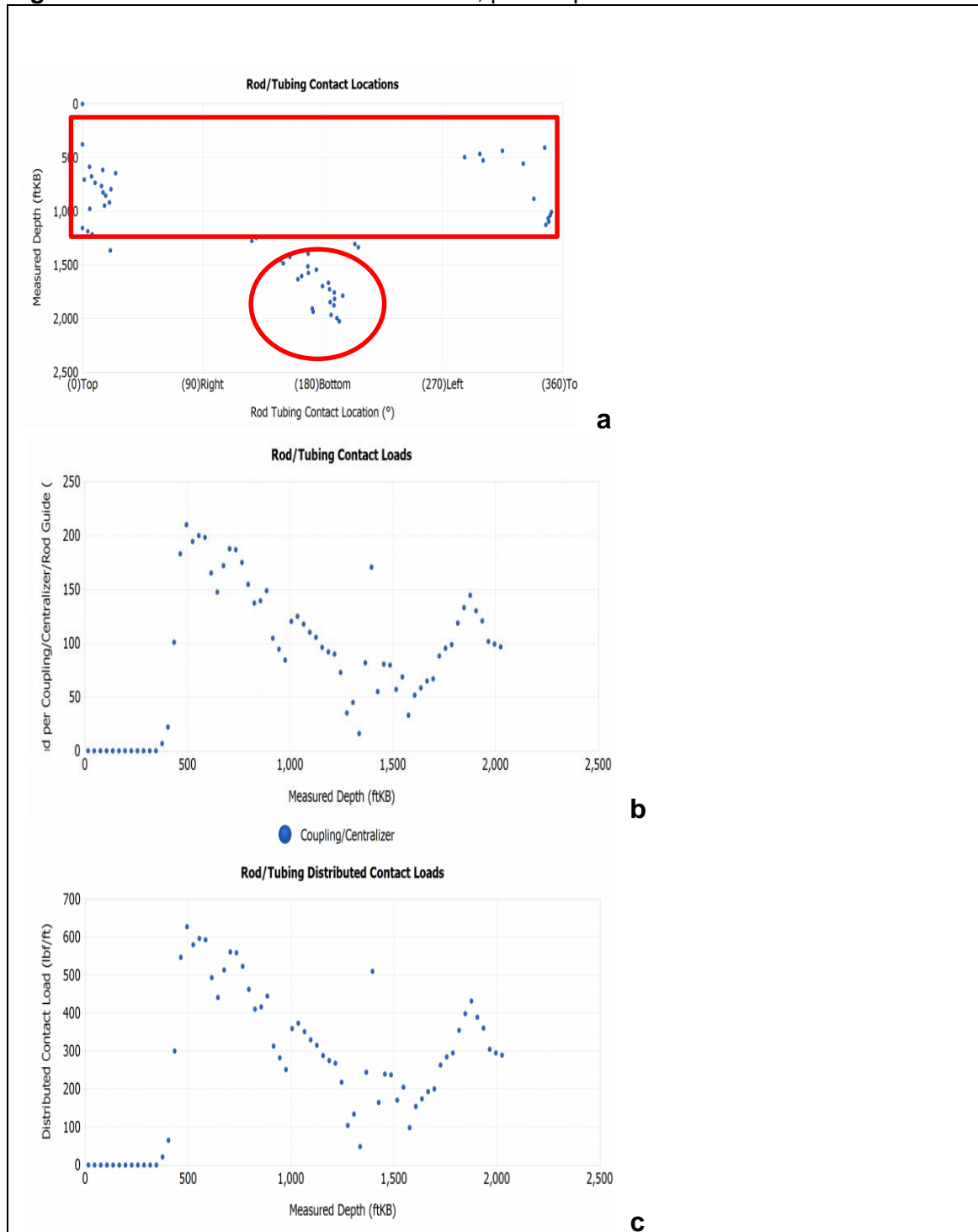
5.4.2 Pozo tipo 2 Los resultados de la simulación del Pozo Tipo 2 se muestran en la **Figura 41 y Figura 42**, donde se realiza una comparación entre las gráficas obtenidas de la simulación del pozo con varilla convencional y varilla hueca.

Esta simulación tuvo resultados muy similares a la del pozo Tipo 1. Las gráficas donde se identifica la ubicación de los puntos de contacto en el Pozo Tipo 2 **Figura 41a y Figura 42a**, entre las profundidades de 0 a 1500 ft, la varilla hueca (reCuadro naranja) muestra una mejor distribución de los puntos de contacto, debido a que tiene un mayor diámetro que la varilla convencional (reCuadro rojo). Para las profundidades desde 1500 ft hasta 2100 ft la varilla convencional (círculo rojo), refleja una mayor transmisión de la vibración, debido a que dispersa de mayor forma los puntos de contacto alrededor del tubing, mientras que la varilla hueca (círculo naranja), los concentra de mejor manera.

De la misma manera que en la anterior simulación, las gráficas de la fuerza de contacto continua, no se les puede realizar una comparación **Figura 41b y Figura 42b**, porque las unidades entre varilla hueca y convencional no coinciden; sin embargo la distribución de los puntos de contacto, tiene una forma muy similar entre los dos tipos de varilla.

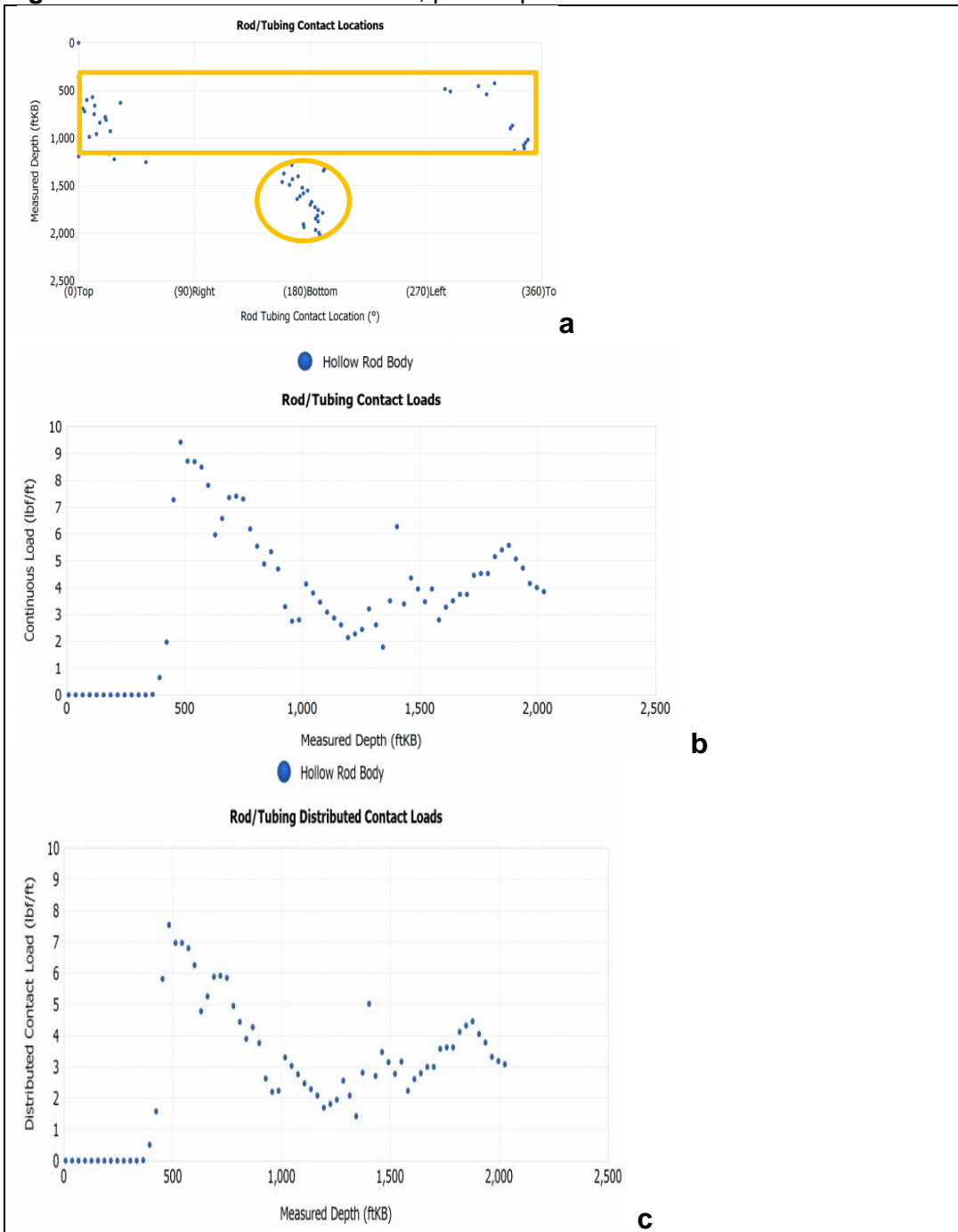
Por último están las gráficas de la carga de contacto distribuida **Figura 41c y Figura 42c**. La repartición de sus puntos conserva la misma tendencia y, se encuentran diferencias de más de 100 lb en distintos puntos.

Figura 41. Resultados varilla convencional, para el pozo 2.



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP. Modificado por los autores

Figura 42. Resultados varilla hueca, para el pozo 2



Fuente: Occidental De Colombia, LLC. Software C-Fer, PCP-PUMP.

6. SELECCIÓN DE UN LUBRICANTE QUE CUMPLA CON LAS ESPECIFICACIONES PARA SU USO EN EL STL

El lubricante que es transmitido por el sistema del STL al interior del pozo, tiene la función principal de generar una capa protectora en la superficie de la varilla hueca y, sobre las paredes internas del tubing, con el fin de reducir la fricción que se genera en aquellos puntos donde la varilla o la tubería hueca entran en contacto con el tubing, debido a los distintos cambios que tiene los pozos desviados en su trayectoria.

En este capítulo se escogerá uno de los tres lubricantes que la empresa tiene a su disposición para utilizar en el STL. Para esto se presentaran las características, aplicaciones y ficha técnica de cada uno, con el fin de escoger el lubricante más indicado para el óptimo funcionamiento del STL.

Para realizar el estudio del lubricante más apropiado, se seleccionaran las propiedades que se consideren adecuadas, según la información proporcionada de las fichas técnicas, acompañadas de las aplicaciones y características que posee cada uno de los lubricantes, para que cumplan con los requerimientos del STL.

6.1 GENERALIDADES DE LOS LUBRICANTES

Los lubricantes en general se pueden caracterizar de distintas formas según las propiedades que se demanden en el momento de su uso. Por ejemplo: los lubricantes que tienen las iniciales SAE (Society of Automotive Engineers), hacen referencia a que son clasificados de acuerdo a su viscosidad, en función de la temperatura. La sigla SAE puede estar acompañada, bien sea de un número junto con la letra (W) que puede estar entre (0 y 15), o de un número sin letra que puede estar entre (20 y 60), o los dos juntos.

La letra W es derivada de la palabra Winter, que traducida al español significa invierno; lo que se entiende como la funcionalidad que tiene el aceite a bajas temperaturas, respecto a la viscosidad; significando la facilidad con la que el lubricante puede ser bombeado a bajas temperaturas. El número que puede continuar después de la W, o presentarse solo con la sigla, nos indica el grado de viscosidad real a la temperatura de operación; esto quiere decir a temperaturas mayores.

Cuando el número que se encuentra sin la letra, es mayor, quiere decir que su comportamiento será mejor a temperaturas de trabajo, mientras menor sea el

número que precede a la W⁵⁰, será mejor el comportamiento de la viscosidad a bajas temperaturas.

Igualmente se tienen los lubricantes identificados con las siglas ISO, significando que su viscosidad ha sido evaluada bajo la norma DIN ISO 2909⁵¹, donde su efectividad es valorada a altas temperaturas, las que incrementan la tendencia a oxidarse y envejecer, llevando a una descomposición o evaporación del mismo, que puede terminar en una coquización, generando un aumento de acidez.

Los aceites clasificados bajo estas siglas vienen acompañados de algunos números, que representan su funcionamiento tanto en temperaturas altas como bajas, al igual que los lubricantes SAE. Sin embargo se utiliza la **Figura 43**, como herramienta para efectuar la conversión de la norma ISO a la clasificación SAE; donde se considera más fácil identificar, si se hace referencia a temperaturas altas o bajas, dependiendo de si el número está o no acompañado de la letra W.

En los costados de la **Figura 43** se encuentran las barras de viscosidad a dos distintas temperaturas; en el lado izquierdo, en centígrados (40°C y 100°C) y, en el lado derecho, su equivalente en Fahrenheit (100 °F y 210°F); en el centro de la misma se muestran cuatro diferentes clasificaciones de los lubricantes, en su orden, de izquierda a derecha: ISO VG, AGMA Grade, Sae Crankcase y SAE Gear, de las cuales se tendrá en cuenta la primera (ISO VG) y la tercera norma (Sae Crankcase).

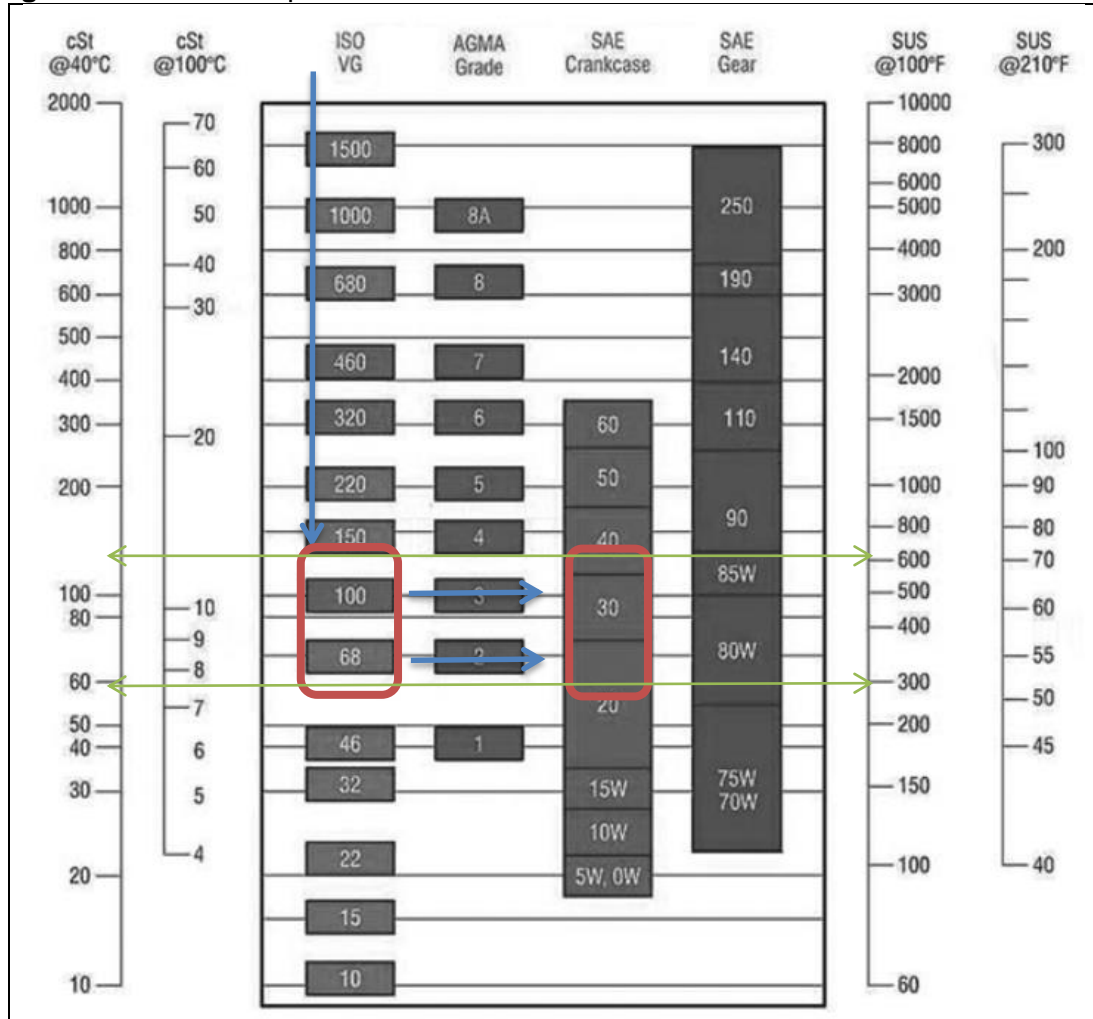
Para indicar cómo funciona la tabla de equivalencia de viscosidades se trae a colación un ejemplo: donde se seleccionará el lubricante ISO 32/46/68 para encontrar su equivalente en la norma SAE Crankcase. Se deberá entrar a la **Figura 43** sobre la norma ISO VG e identificar los tres números representantes del lubricante (32,46, 68); una vez encontrados, dirigirse sobre la misma línea hacia la derecha hasta la norma SAE Crankcase, para tomar en cuenta sus equivalentes, estos son SAE 15W 20.

Tomado en cuenta lo anterior, igualmente se van a encontrar las viscosidades correspondientes, dirigiéndose a cualquiera de los costados de la tabla de manera horizontal. Para el caso en la viscosidad a 100°C sería un rango de 5 a 9 Cst y en la viscosidad de 40°C serían de 30 a 75 Cst.

⁵⁰ AUTOCOSMOS.COM, Que significa las letras SAE, API y W en los aceites para autos párr.2. [en línea] [Citado: 9 de abr., 2018] Disponible en: <<https://noticias.autocosmos.com.pe/2011/02/14/que-significan-las-letras-sae-api-y-w-en-los-aceites-para-auto>>

⁵¹ LUBOKS, lubricantes y anticorrosivos Consultado [en línea] [Citado: 9 de abril del 2018] Disponible en: <http://www.luboks.com.ar/sobre_lubricantes.html#viscosidad>

Figura 43. Tabla de equivalencia de viscosidades



Fuente: LUBOKS lubricantes y anticorrosivos, Tabla de equivalencia de viscosidades. 2016 [en línea] [Citado: 14 de may del 2018] Disponible en: < <https://www.luboks.com.ar/>>, editada por los autores.

6.1.1 Propiedades de los lubricantes. Es necesario conocer y entender las propiedades de los lubricantes, ya que de sus valores dependen las distintas etapas del proceso, desde el diseño y selección de equipos de bombeo, hasta la eficiencia del funcionamiento de todo un sistema y sus respectivas partes⁵².

Las propiedades más importantes se tienen en cuenta en la caracterización de un lubricante como son: gravedad API, viscosidad, punto mínimo de fluidez y punto de inflamación; las que serán explicadas brevemente a continuación.

⁵² GUTIÉRREZ, C. A., SÁNCHEZ-HERENCIA, A. J., & MORENO, R. Plástico o pseudoplástico Métodos de determinación y análisis del punto de fluidez de suspensiones cerámicas, 2000 [en línea] [Citado: 9 de abril del 2018] Disponible en: <https://books.google.com.co/books/about/Reolog%C3%ADa_de_suspensiones_cer%C3%A1micas.html?id=nWFqE1jyenEC&redir_esc=y>

6.1.2 Parámetros para la selección del lubricante. Debido al papel que ocupa el lubricante en el STL, se hace necesario definir los parámetros que éste debe cumplir, para un funcionamiento eficaz del sistema.

En primer lugar se tendrá en cuenta que el aceite que se escoja, debe representar para la bomba que lo inyecta, el menor esfuerzo posible, para así operar con un requerimiento energético mínimo. Este parámetro se definirá respecto al punto mínimo de fluidez y de la viscosidad a (40°C o 100°F).

Así mismo se debe tener en cuenta la calidad del lubricante, respecto a su viscosidad cuando se encuentre dentro del pozo, para que pueda cumplir con su función principal, esto es, de producir una capa protectora a lo largo del mismo, además de minimizar la fricción en los puntos de contacto y evitar la corrosión, de acuerdo al valor de la viscosidad a (100°C y 210°F).

Por último se tendrá en cuenta como factor el punto de inflamación, el cual debe estar por encima de los 170°C, para así evitar accidentes.

6.2 DESCRIPCIÓN DE LOS LUBRICANTES

A continuación se realizará una descripción de los tres lubricantes candidatos para ser usados en el STL, considerando las características con las que viene diseñado, las aplicaciones que según el distribuidor son las más adecuadas y por último con las especificaciones técnicas de cada uno de ellos.

Los lubricantes a disposición de la empresa son: Lubricante SAE 10W, lubricante ISO 32/46/68 y por último, el lubricante protector para metales para almacenaje y transporte. La información que se utilizará para la discriminación de los lubricantes se obtendrá de la información en línea, de la página <http://www.tecnolubricantespower.com>.

6.2.1 Lubricante ISO 32/46/68. El lubricante ISO 32/46/68, está producido a base de aditivos que generan una excelente resistencia al desgaste y la formación de lodos; además el lubricante posee un control sobre la corrosión, la herrumbre y separación de agua; así mismo tiene un alto índice de viscosidad que le permite ser usado a cualquier temperatura y apto para cualquier tipo de bombas.⁵³

Las principales características de este lubricante son⁵⁴:

✓Excelente rendimiento en los sistemas hidráulicos.

⁵³ AUTOCOSMOS. Op. Cit., párr.4

⁵⁴TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, Aceite hydra-premium aw, párr. 1 [en línea] [Citado: 15 de may del 2018] Disponible en: < <http://www.tecnolubricantespower.com/aceite-hydra-premium-aw/>>

- ✓Alta protección al desgaste, debido a la corrosión, oxidación y herrumbre.
- ✓Es químicamente estable.
- ✓Ofrece una protección a los componentes de la bomba.

Es recomendable aplicar para todos los sistemas hidráulicos con bombas de engranajes, de pistón, radiales y de paletas; donde las presiones y velocidades requieren un producto anti-desgaste en equipos hidráulicos: marino, de construcciones, grúas, elevadores, herramientas neumáticas en maquinaria industrial, compresores recíprocos con carga ligera, compresores de aire, rodamientos planos y antifricción, industria papelera, inyectoras y sopladoras en la industria del plástico, en prensas, máquinas y herramientas. Las propiedades de este lubricante se muestran en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Ficha técnica lubricante ISO 32/46/68

PROPIEDADES	MÉTODO ASTM	32	46	68
Gravedad API	D-1298	0.870	0.880	0.880
Viscosidad cSt 40°C	D-445	30.4	46.8	68.3
Viscosidad cSt 100°C	D-445	5.2	6.7	8.5
Grado ISO VG	D-2422	32	46	68
Indice de Viscosidad	D-2470	150	150	150
Punto mínimo de fluidez °C	D-97	-28	-24	-21
Punto de inflamación °C	D-92	222	232	234

Fuente: TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, Aceite hydropremium aw, párr. 1 [en línea] [Citado: 15 de may del 2018] Disponible en: < <http://www.tecnolubricantespower.com/aceite-hydra-premium-aw/>>

6.2.2 Lubricante SAE 10 W. Este lubricante también conocido como aceite neumático, se considera un lubricante Anti-desgaste con alta resistencia a la oxidación, degradación térmica (no pierde sus propiedades a cambios bruscos de temperatura). Igualmente, está diseñado para resistir condiciones críticas como: Altas presiones, porcentajes de humedad elevados, también presenta propiedades como evitar la corrosión en los elementos con los que tiene contacto.

Contiene Micro-Moly, no se emulsifica con agua, evitando así su congelamiento y la formación de hielo a bajas temperaturas ayudando a evitar la deformación y resequedad de los sellos y juntas disponibles⁵⁵. Las características más representativas de este lubricante son:

- ✓Protege las líneas de aire evitando la oxidación y lubricando las herramientas neumáticas.
- ✓Evita las fugas cuando se adelgaza.

⁵⁵ TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, Oil sae 10. párr. 2 [en línea] [Citado: 15 de may del 2018] Disponible en: < <http://www.tecnolubricantespower.com/aceite-neumatico-oil-sae-10/>>

- ✓Único con sus propiedades de protección en líneas de aire.
- ✓Emulsionan las moléculas de agua, encapsulándolas e impidiendo que entren en contacto con la línea de aire.
- ✓Evita que se ensucien y se resequen los sellos y empaques.
- ✓Excelente resistencia a la oxidación y a la degradación térmica.
- ✓Se adhiere a las superficies deslizantes y friccionaste.
- ✓Estabilidad química superior.
- ✓Alto índice de viscosidad.

Gracias a sus aplicaciones, se puede considerar como un lubricante universal para todo tipo de aire de presiones altas, toda clase de herramientas neumáticas especialmente para martillos, compresores de alto rendimiento, engrapadoras neumáticas, selladoras de vacío, máquinas neumáticas en la industria minera, sistemas de embotellado, equipos de inyección de plástico, fábricas de bolsas y un sin fin de aplicaciones más. Las propiedades del lubricante de observan en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Ficha técnica lubricante SAE 10W

PROPIEDADES	RESULTADOS
Clasificación ISO	32
Gravedad API, 60°F	3204
Gravedad Especifica, 60/60°F (15/15°C)	0.866
Punto de Fluidez °F (°C)	-6.7
Punto de Inflamación °F (C)	428 (220)
Viscosidad cSt, a 40°C	28.8-35.2
Viscosidad cSt, a 100°C	5
Índice de Viscosidad	95

Fuente: TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, Oil sae 10. [en línea] [Citado: 15 de may del 2018] Disponible en: <<http://www.tecnolubricantespower.com/aceite-neumatico-oil-sae-10/>>. Modificado por los autores

6.2.3 Lubricante protector para metales para almacenaje y transporte (LPMAT). Este lubricante se considera de calidad Premium protector de uso industrial porque tiene la capacidad de inhibir la corrosión y la oxidación de metales ferrosos y no ferrosos, al crear película protectora uniforme y traslúcida que evita la corrosión causada por agentes como la humedad y la oxidación, así como la humedad de la huella digital, evitando el óxido que ellas provocan en la superficie donde es aplicado. Se considera Ideal para el almacenamiento.

Este producto contiene en su composición un solvente que permite que al aplicarse se evapore, dejando una fina película con poder protector requerido⁵⁶. Entre sus características se encuentran:

- ✓ Buena capacidad para el desplazamiento del agua.
- ✓ Resistente al ataque de sustancias alcalinas.
- ✓ Trabaja con eficacia en ambientes salinos, ácidos y húmedos.
- ✓ Excelente protección contra la corrosión y la impresión de la huella digital.
- ✓ Fácil aplicación y eliminación.

Teniendo en cuenta que es un lubricante de baja viscosidad, entre sus aplicaciones es recomendado especialmente para la protección de las láminas y piezas metálicas, finalmente acabadas entre operaciones de maquinado, incluso donde fueron utilizados aceites de corte y soluble. El producto es adecuado para ser utilizado durante el empaque de las piezas para su almacenaje y transporte.

También se usa en la limpieza de cables. Su aplicación es por inmersión, rociada, pincel, spray o rodillo. La evaporación del solvente deja una película delgada y transparente. Las propiedades se muestran en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Ficha técnica lubricante

PROPIEDADES	MÉTODO ASTM	RESULTADO
Gravedad API	D-1298	31.2
Viscosidad Cinemática a 40°C	D- 445	3
Punto de Fluidéz	D- 92	-27
Densidad a 60/60°F	D-1298	0.827
Punto de Inflamación °C	D-92	60

Fuente: TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, power metal protection oil. [en línea] [Citado: 15 de may del 2018] Disponible en: <<http://www.tecnolubricantespower.com/power-metal-protection-oil/>>

6.3 SELECCIÓN DEL LUBRICANTE

Teniendo en cuenta tanto los parámetros como las propiedades de selección del lubricante, además de sus características y aplicaciones, ya definidas, se determina que la mejor opción es la del lubricante SAE 10W.

Véase como el LPMAT, fue rechazado en primera instancia porque no cumple con los mínimos valores requeridos para su uso en el STL, debido a que su punto de inflamación está por debajo de los 100°C, y sus características y aplicaciones no son adecuadas.

⁵⁶ TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, power metal protection oil. párr 3 [en línea] [Citado: 15 de may del 2018] Disponible en: <<http://www.tecnolubricantespower.com/power-metal-protection-oil/>>

Ahora bien, se analizaron los lubricantes ISO 32/ 46/ 68 y el SAE 10W, de los cuales, su ficha técnica permite que ambos se precisen aptos, toda vez, que el punto de inflamación de ambos se encuentra por encima de los 170°C; el punto mínimo de fluidez y la viscosidad a 40°C, representa un bajo esfuerzo para la bomba en superficie y, la viscosidad a 100°C le permite cumplir con su función de lubricante dentro del pozo.

Sin embargo al tener presente que el aceite SAE 10W, es un excelente anti desgastante así como resistente a la oxidación, y a los cambios bruscos de temperatura como a las condiciones críticas (altas presiones); adicionalmente tiene la ventaja de ser considerado un lubricante universal resultando el mejor candidato a escoger.

No se puede dejar a un lado que el lubricante ISO 32/ 46/ 68, de la misma manera puede obtener excelentes resultados, porque sus aplicaciones se adecuan a las exigencias del STL.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

En este capítulo se evaluará financieramente la aplicación del sistema de transmisión lubricado, al sistema de levantamiento primario tipo PCP, que actualmente es utilizado en el Campo La Cira Infantas. Adicionalmente se comparará con el sistema de levantamiento primario ESP, que se creó, podría ser más eficiente que la aplicación del STL. Para esto se hará uso del indicador financiero Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), que definirá, cuál de las tres opciones representaría un menor costo para la empresa Occidental De Colombia.

Al utilizar el sistema de levantamiento tipo PCP en pozos desviados, se presentan diversos problemas como roturas y fallas del tubing y la varilla, por la fricción, corrosión, etc. Para esto se propone la implementación de un sistema de transmisión lubricado, que reducirá los costos por reparaciones de los diferentes componentes afectados. De igual forma existe la posibilidad de cambiar el sistema de levantamiento PCP por ESP, con el que no se presentarían los problemas de rotura y falla típicos de las PCP; por eso se hace necesario hacer la comparación de este tipo de sistema de levantamiento.

La herramienta financiera utilizada en este capítulo ayudará a medir en unidades monetarias, utilizando dólares americanos (US\$); para establecer cuál de los sistemas de levantamiento, resultará menos costoso para un plazo de 4 años.

La aplicación de cualquiera de las tres opciones, PCP convencional, PCP con STL o ESP, obliga a tener en cuenta tres puntos de análisis; el primero, los costos del momento en que se realizará la implementación y el segundo, los gastos por mantenimiento, para que finalmente como tercero se evalúe a través del CAUE, porque este indicador, permite la comparación de los costos correspondientes a cada proyecto.

7.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

EL CAPEX es la cantidad de dinero gastado en la adquisición o mejora de los bienes de capital de una empresa. Es por lo tanto la cantidad de inversiones en equipos o instalaciones, con el fin de mantener la producción de un producto o servicio, para mantener funcionando un negocio⁵⁷.

Para cada opción de implementación existe un análisis de costos de inversión diferente, debido a que el valor de la inversión inicial varía. Esta inversión se hará una única vez en el periodo 0 y, como se dijo anteriormente, será distinta para cada una de las opciones. Las inversiones iniciales de cada sistema se evidencian en las **Cuadro 10**, donde se tendrá únicamente en cuenta el valor de los equipos

⁵⁷ MOROS, Op. Cit., p. 46

necesarios para la implementación del STL, PCP convencional y STL, suministrados por la empresa.

Cuadro 10. Gastos de inversión

EQUIPOS	Año 0 (USD)		
	STL	ESP	PCP
BHA	21,451.61	104,500.00	25,732.00
Equipo de superficie	22,351.86	32,543.76	20,895.22
Cable o varilla	48,964.94	17,600.00	31,514.00
Materiales de instalación	10,000.00	8,897.00	-
Servicios de corrida	1,200.00	10,216.00	1,200.00
SKID	-	11,000.00	-
Protección de cables	-	3,000.00	-
PFT (Power Feed-Thru) fuente de energía.	-	8,500.00	-
Tubería	20,000.00	20,000.00	20,000.00
Inversión total	123,968.41	216,256.76	99,341.22

Fuente: OXY. Informe Financiero. 2017.

7.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX hace referencia a los costos asociados al mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros de funcionamiento, necesarios para la producción y operación del negocio.

De los costos de operación para este proyecto, se presentará solamente los asociados al mantenimiento de los equipos, sin tener en cuenta los costos asociados a la mano de obra, en ninguno de los casos; además los costos de mantenimiento, serán constantes sin importar el año en que se apliquen por requerimiento de la empresa. A continuación se mostrará los costos de mantenimiento para el año 2 en la **Cuadro 11** y el año 4 en la **Cuadro 12**, que la empresa estableció para cada uno de los sistemas.

Cuadro 11. Costos de mantenimiento para el año 2

EQUIPO	Año 2 (USD)		
	STL	ESP	PCP
BHA	21,451.61	104,500.00	25,732.00
Cable o varilla	-	17,600.00	31,514.00
Materiales de instalación	-	8,897.00	-
Servicios de corrida	1,200.00	10,216.00	1,200.00
PFT	-	1,200.00	-
Tubería	-	-	20,000.00
Costo por mantenimiento	22,651.61	142,413.00	78,446.00

Fuente: OXY. Informe Financiero. 2017.

Cuadro 12. Costos por mantenimiento para el año 4

EQUIPO	Año 4 (USD)		
	STL	ESP	PCP
BHA	21,451.61	104,500.00	25,732.00
Cable o varilla	-	17,600.00	31,514.00
Materiales de instalación	-	8,897.00	-
Servicios de corrida	1,200.00	10,216.00	1,200.00
PFT	-	1,200.00	-
Tubería	-	-	20,000.00
Costo por mantenimiento	22,651.61	142,413.00	78,446.00

Fuente: OXY. Informe Financiero. 2017.

7.3 COSTO ANUAL EQUIVALENTE

Para evaluar la aplicación de STL frente a la PCP convencional y ESP, se eligió el indicador CAUE, por cuanto logra comparar las tres alternativas a partir de pagos uniformes durante un periodo de tiempo determinado, generalmente un año. Este indicador representa una ventaja frente al Valor Presente Neto, porque no es necesario tomar tiempos iguales, sino que, únicamente se comparan los costos que se generará durante un año (anualidad), al aplicar cualquiera de las alternativas y, los gastos por mantenimiento cada 2 años requeridos por cada sistema de levantamiento, durante un periodo de 4 años desde su implementación. Para realizar el cálculo se utiliza la **Ecuación 4**.⁵⁸

⁵⁸ BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Sexta edición. 2000. Pág. 217

Ecuación 4. Calculo CAUE

$$CAUE(TIO) = VP * \frac{(1 + TIO)^n * TIO}{(1 + TIO)^n - 1}$$

Donde

CAUE: Costo anual uniforme equivalente

VP: Valor presente para cada caso

TIO: Tasa de interés de oportunidad

n: Periodos anuales

Fuente: BACCA. G. Ingeniería económica, Bogotá, Colombia, 2008, octava edición.

7.4 DESARROLLO EVALUACIÓN FINANCIERA

Para determinar la viabilidad financiera de cada una de las opciones presentadas, se tendrá en cuenta el siguiente indicador.

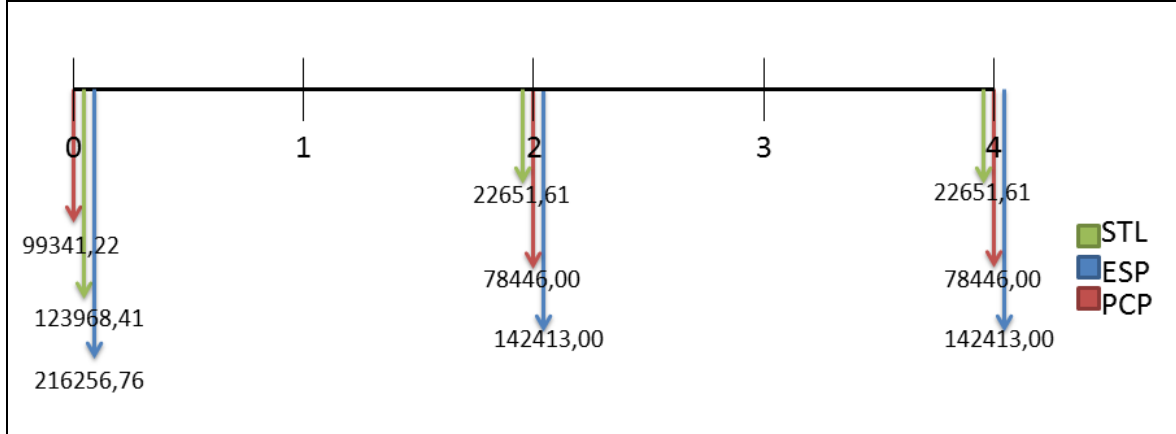
7.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO). La tasa interna de oportunidad o tasa de interés de oportunidad o tasa mínima de descuento, se define como “la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”⁵⁹.

Para calcular el valor presente de cada una de las opciones, la Empresa Occidental de Colombia utiliza una tasa del 15 % anual para proyectos de inversión; la misma que se usará para evaluar este proyecto.

Para poder calcular el CAUE de cada una de las alternativas, se hace necesario calcular una anualidad constante para los 4 años en que se evaluara el proyecto. El flujo de caja inicial que presenta cada uno de los proyectos se muestra en el **Gráfico 3**, siendo el rojo la alternativa PCP convencional, verde PCP con STL, y por ultimo azul para ESP.

⁵⁹ *Ibíd.*, p. 197.

Gráfico 3. Flujo de caja para las tres alternativas



Fuente: Elaboración propia.

Para calcular la anualidad constante, se deben llevar al año 0, los valores que corresponden a los años 2 y 4 con la **Ecuación 5**, a continuación se muestra el paso a paso.

Ecuación 5. Valor futuro a valore presente

$$VP = \frac{VF}{(1 + TIO)^n}$$

Fuente: BACCA. G. Ingeniería económica, Bogotá, Colombia, 2008, octava edición.

$$VP(STL) = \frac{123,968.41}{(1.15)^0} + \frac{22,651.61}{(1.15)^2} + \frac{22,651.61}{(1.15)^4} = 154,047.41$$

$$VP(ESP) = \frac{216,256.76}{(1.15)^0} + \frac{142,413.00}{(1.15)^2} + \frac{142,413.00}{(1.15)^4} = 405,366.54$$

$$VP(PCP) = \frac{99,341.22}{(1.15)^0} + \frac{78,446.00}{(1.15)^2} + \frac{78,446.00}{(1.15)^4} = 203,509.42$$

Con el total de gastos y costos, todos en el año 0, se calcula el CAUE con la **Ecuación 4**, los resultados se muestra en la **Tabla 27**. Finalmente se podrá comparar entre cada una de las alternativas, siendo entonces la mejor, aquella que representa una menor anualidad total, ya que estos valores representan los costos y gastos para la empresa.

$$CAUE (STL) = -(154,047.41 * \frac{(1,15)^2 * 0,15}{(1,15)^2 - 1}) = -\$ 53,957.47$$

$$CAUE (ESP) = - \left(405,366.54 * \frac{(1,15)^2 * 0,15}{(1,15)^2 - 1} \right) = -\$ 141,985.85$$

$$CAUE (ESP) = - \left(203,509.42 * \frac{(1,15)^2 * 0,15}{(1,15)^2 - 1} \right) = -\$ 71,282.30$$

Tabla 27. CAUE

STL	ESP	PCP
-\$ 53,957.47	-\$ 141,985.85	-\$ 71,282.30

Fuente Elaboración propia.

7.5 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la Empresa Occidental de Colombia, es implementar el STL, toda vez, que representa el menor costo y gasto; equivalente a \$- 53,957.47. Esto se debe principalmente a que el mantenimiento de esta alternativa es mucho más económico, ya que solo genera costos por el cambio de BHA y por el servicio de corrida que se le aplica; en cambio la alternativa de ESP representa un costo de \$ - 141,985.85 , porque cuenta con costos para: Bha, cable de varilla, materiales de instalación, servicios de corrida y PFT, y finalmente para el mantenimiento de la PCP convencional, se generan costos por los Bha, cable de varilla, servicios de corrida y tubería, que ascienden hasta \$ -71,282.30.

8. CONCLUSIONES

- Dentro de los aspectos generales del Campo la Cira Infantas, se tiene sus comienzos con el contrato llamado y conocido como “La concesión de mares”, el inicio de exploración realizado por la Tropical Oil Company, la continuación de exploración y producción por la empresa Ecopetrol S.A., y por último, “La recuperación de campos maduros”, por la empresa Occidental de Colombia LLC y la multinacional Ecopetrol S.A. Se tiene la descripción general de la estratigrafía del Campo, con la descripción de cada formación y las roca generadora, reservorio y sello pertenecientes al mismo.
- Los sistema de levantamiento artificial usados en la actualidad en el Campo La Cira Infantas incluyen el Bombeo Mecánico, El Bombeo Electrosumergible, El Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas y El Bombeo con Cavidades Progresivas, este último sistema, es el relacionado al caso de estudio.
- La causa principal de las fallas entre la tubería y el tubing, es la alta fricción generada entre los mismos, en los puntos donde estos componentes entran en contacto, debido a las desviaciones de los pozos. Por otra parte, se tiene las fallas ocasionadas a causa de vibración y sobre torque; las cuales representan menos del 13% de las fallas totales. Sin embargo, se obtuvo que más del 50% de las fallas a causa de la corrosión, son derivadas de la fricción puesto que el roce constante entre las superficies del tubing y la varilla, generan espacios desgastados donde los elementos corrosivos del fluido de producción, atacan los metales que posteriormente terminan en fallas. Además, la constante fricción hace que la acción de tratamientos anti-oxidantes no sea efectiva, porque retira la capa protectora que debería permanecer en la superficie de los componentes.
- Debido a que el índice de falla entre el tubing y la varilla es de 0,75, en pozos desviados que utilizan bombeo de cavidades progresivas, se hace necesario realizar una adecuación al sistema, para este caso, el sistema de transmisión lubricado. Y su implementación para PCP, permite que los fluidos de producción sean producidos por el interior de la varilla hueca, evitando de esta manera, que aquellos componentes corrosivos como lo son el contenido de agua libre y arenas, pasen por zonas críticas donde podrían generar incrustaciones. Al implementar el STL, se requiere adicionar equipos en superficie encargados de la transmisión del lubricante alrededor del pozo.
- Para la implementación del STL, se hace necesario realizar cuatro cambios principales en los componentes de una PCP convencional, unión rotatoria, barra lisa hueca, sarta para transmisión de movimiento y conexión ranurada.

Así mismo, obliga a adicionar un sistema que pueda bombear el lubricante al fondo del pozo.

- A partir de las simulaciones realizadas en dos pozos tipo, del Campo La Cira Infantas, se pudo evidenciar que la carga de contacto que se genera en los pozos con varilla hueca, como elemento para transmitir el movimiento al rotor, es menor, ya que genera un mínimo esfuerzo para todo el sistema de levantamiento tipo PCP. Siendo la diferencia para el pozo Tipo 1 desde 400 libras hasta 1482 libras, y para el pozo tipo 2 una diferencia de hasta 100 libras, para los puntos críticos.
- Entre los lubricantes ISO 32/46/68, SAE 10 W y el lubricante protector para metales para almacenaje y transporte, se seleccionó el lubricante SAE 10 W por su condición de ser un excelente anti-desgastante, resistente a la oxidación y a los cambios bruscos de temperatura, como a las condiciones críticas (altas presiones). Adicionalmente tiene la ventaja de ser considerado un lubricante universal, resultando el mejor candidato a escoger.
- Para la empresa occidental de Colombia, la implementación del STL sería la opción económicamente más viable. Ya que, desde el punto de vista financiero, el mantenimiento de esta alternativa es mucho más económico en comparación con los otros sistemas analizados, su costo equivalente es de \$- 53,957.47, mientras que los costos de las alternativas ESP y PCP convencional, ascienden hasta \$ - 141,985.85 y de \$ -71,282.30 respectivamente (los valores se muestran en negativo dado que son costos de inversión).

9. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis, más detallado de los elementos que sufren rotura o fallas en pozos que utilizan bombeo de cavidades progresivas, teniendo en cuenta el grado de inclinación del pozo.
- Hacer un estudio sobre el efecto del cambio de área por donde se produciría con el sistema de transmisión lubricado, en la producción del pozo.
- Simular el comportamiento de pozos productores, utilizando varilla hueca y variando la configuración de los equipos, como bombas, motores, etc.
- Definir las condiciones óptimas del equipo de producción, teniendo en cuenta el sistema de transmisión a implementar para un pozo en el que se incluya un sistema de transmisión lubricado.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.

AUTOCOSMOS. [en línea] investigación 2011 [Consultado: 9 de abril del 2018] <<https://noticias.autocosmos.com.pe/2011/02/14/que-significan-las-letras-sae-api-y-w-en-los-aceites-para-auto>>

AUGUSTO, César. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Universidad Nacional de Colombia: 2011.

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Sexta edición. 2000. Pág. 217

BREMNER, Chad, HARRIS, Grant, NICHOLSON, Barry, OLLRE, Albert, PEARCY, Marc, SALMAS, Chris, SOLANKI, Sandeep. Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles. [En línea]. Oilfield Review 2017. [Consultado: 23 de marzo de 2018]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/spr07/p34_49.pdf

DEL POZO, Leoncio. Sistema de Transmisión Lubricado. [En línea]. Aclinar. Venezuela. (19 de julio de 2016). [Consultado: 23 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <<https://www.aclinar.com/single-post/2016/07/19/Sistema-de-Transmisión-Lubricado>>

DICK, Luis. OJEDA, Paula,. Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el campo la cira infantas. Tesis. Fundación Universidad de América. 5121290-2017-2-IP.2017.

EL ESPECTADOR. Economía, Redacción. Ecopetrol y Oxy sellan alianza para seguir exprimiendo el campo La Cira-Infantas. [En línea]. El Espectador. 16 de septiembre de 2015. [Consultado: 22 de octubre de 2017]. Disponible en internet: [https://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-y-oxy-sellan-alian\(zaseguir-exprimiendo-el-ca-articulo-586629](https://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-y-oxy-sellan-alian(zaseguir-exprimiendo-el-ca-articulo-586629)

ESCALANTE, Sharon. Bombeo de cavidad progresiva. [En línea]. 2016. Pág 10. (Citado: 5 de marzo de 2018) Disponible en: <<http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia2-BCP-agosto-2016.pdf>> Modificado por los autores.

GUTIÉRREZ, C. A., SÁNCHEZ-HERENCIA, A. J., & MORENO, R. Plástico o pseudoplástico Métodos de determinación y análisis del punto de fluidez de suspensiones cerámicas, 2000 [en línea] [Citado: 9 de abr del 2018] Disponible en:

<https://books.google.com.co/books/about/Reolog%C3%ADa_de_suspensiones_cer%C3%A1micas.html?id=nWFqE1jyenEC&redir_esc=y>

HELLERMAN TYTON. Sistemas de fijación. [En línea]. Capítulo 2. [Consultado: 22 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <<http://www.hellermannntyton.com.ar/wp-content/uploads/2013/04/02-Sistemas-de-Fijaci%C3%B3n.pdf>>

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. [En línea]. Versión 2008V1. San Juan Bosco, Argentina. OilProduction.Net. 2008. [Consultado: 27 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <<http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>>

IBAÑEZ, Silvia; PULIDO, Eliana; ORTIZ, William. Bombeo por Cavidades Progresivas. [En línea]. Proyecto de métodos de producción. Proyecto de investigación. Bucaramanga, Santander. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos, 2011. [Consultado: 28 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <<https://es.slideshare.net/william-alexander/bombeo-por-cavidades-progresivas-9043918>>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33 p.

_____. Referencias bibliograficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 38 p.

_____. Referencias documentales para fuente de información electrónicas. NTC 4490. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 23 p.

JAIME. Léxico estratigráfico de Colombia. Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974.

JUAREZ, David; BALART, Rafael; FERRANDIZ, Santiago; GARCIA, David. Estudio, Análisis y Clasificación de Elastómeros Termoplásticos [En línea]. En: Revista de Investigación Ciencias. Agosto, 2012. [Consultado: 22 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <<https://www.3ciencias.com/wp-content/uploads/2012/08/2.clasificacion-elastomeros.pdf>>

JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. París. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968.

LA COMUNIDAD PETROLERA. Bombeo Electrosumergible (BES) Consultado [En línea]. La Comunidad Petrolera. 2009. [Consultado: 29 de marzo de 2018]. Disponible en Internet: <<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/bombeo-electrosumergible-bes.html>>

LUBOKS, Consultado [en línea] lubricantes y anticorrosivos 2016. [Consultado: 4 de abril de 2018] <http://www.luboks.com.ar/sobre_lubricantes.html#viscosidad>

MIRANDA, Lizbeth. Clases de Introducción a la Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería. 2008. [Consultado: 27 de marzo de 2018]. < <https://ingeniafiucv.files.wordpress.com/2013/05/pensum-petrc3b3leo.pdf> >

MONROY, Manuel, GUTIERREZ, Jahir, PRADA, Jesús, MARTIN, José, RUBIANO, Edward, LABRADOR, Soraya, CELIS, Jonathan, DE SALES, Paola. Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field. [En línea]. Society of Petroleum Engineers. 173950-MS SPE. 2015. p. 1. [Consultado: 10 de abril de 2018].< <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173950-MS>>

MOROS, Luis. SERRANO, Juan. Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología Powerwave para la estimulación en pozos inyectores del Campo la Cira Infantas. Tesis. Fundación Universidad de América. 1020771541-2016-2-IP.

NETZSCH ARGENTINA, S.A. Bomba PCP Upstream y de Transferencia para extracción de Petróleo. [En línea]. All.biz: Argentina. [Consultado: 09 de abril de 2018]. Disponible en internet: <https://1712-ar.all.biz/bomba-pcp-upstream-y-de-transferencia-para-g7084>

OXY, ECP. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018

PARTIDAS, HECTOR. Sistema de bombeo mecánico [En línea]. Anzoategui, Venezuela. (17 de noviembre de 2003). [Consultado: 23 de junio de 2018]. Disponible en internet: <<https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-mecanico-optimizacion-diagnostico-y-operacion.pdf>>

PETROBLOGGER. Bombeo mecánico de petróleo. [En línea]. Petroblogger.com. [Consultado: 8 de abril de 2018]. Disponible en internet: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/bombeo-mecanico-de-petroleo/>

PLAINSMAN MFG. Shear couplings. [En línea]. Plainsman mfg.inc. Párr 1. [Consultado: 22 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <<http://plainsmanmfg.com/product/shear-couplings/>>

RICO, Naydú. “Estudio de prefactibilidad para la implementación del Sistema de levantamiento artificial por bombeo Electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol S.A.2012. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos.

ROLON, L. TORO, J. “Role of Extensional Structures In The Development Of The Middle Magdalena Valley Basin-Colombia”. Departamento de geología y geografía, Universidad de West Virginia, Morgantown, U.S.A

RUBIO, C., AGUDELO, P. Comparative Analysis of Production Methods with PCP Systems at Rubiales Oil Field SPS 114191. Weatherford Colombia Limited Colombia, 2018.

SCHLUMBERGER. Barra pulida; vástago de bombeo. Glosario de Términos Petroleros. [En línea]. Oilfield Glossary. Schumberger. 1998. [Consultado: 10 de abril de 2018]. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/polished_rod.aspx>

SCHLUMBERGER. Recuperación Primaria. Oilfield Glossary. [En línea]. Schluemberger. [Consultado: 5 de abril de 2018]. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx>.

SCHLUMBERGER. Recuperación Primaria. Oilfield Glossary. [En línea]. Schluemberger. [Consultado: 5 de abril de 2018]. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.>

SHIRLEY, Katty. Electrical Submersible Progressing Cavity Pump System. [En línea]. Baker Hughes Centrilift. Claremore. 2008. [Consultado: 17 de febrero de 2018]. Disponible en internet: < <http://www.oilproduction.net/files/espccp-colombia.pdf>>

TENARIS COLOMBIA, Varillas conencial y varilla hueca. [En línea] [consultado: 15 de mayo de 2018] Disponible en: <<http://www.tenaris.com/es-ES/SearchResults.aspx?q=hollow%20rod>>

TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, Aceite hydrapremium aw, párr. 1 [en línea] [Consultado: 15 de mayo de 2018] Disponible en: < <http://www.tecnolubricantespower.com/aceite-hydra-premium-aw/>>

TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, Oil sae 10. párr. 2 [en línea] [Consultado: 15 de mayo de 2018] Disponible en: <<http://www.tecnolubricantespower.com/aceite-neumatico-oil-sae-10/>>

TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, power metal protection oil. [en línea] [Consultado: 15 de mayo de 2018] Disponible en: <<http://www.tecnolubricantespower.com/power-metal-protection-oil/>>

UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE PEREIRA. Aspectos físicos del rotor y el estator. [En línea]. Página 1. [Consultado: 22 de marzo de 2018]. <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/4101/621314P977_Anexo.pdf;sequence=2>

VARGAS, Ottoniel, LOPEZ, Ronny, VELASQUEZ, Allison, CURAPIACA, Jesús. Bombas de Cavidad Progresiva. [En línea]. Documents. 20 de julio de 2015. [Consultado: 24 de marzo de 2018]. <Disponible en internet: <https://vdocuments.mx/documents/bombeo-de-cavidad-progresiva.html>>

VON FLATERN, Rick. Bombas eléctricas sumergibles. Serie de Artículos introductorios. Oilfield Review. 2015. [Consultado: 3 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B>

ANEXO A.

LICENCIA SIMULADOR PC-PUMP, C-FER

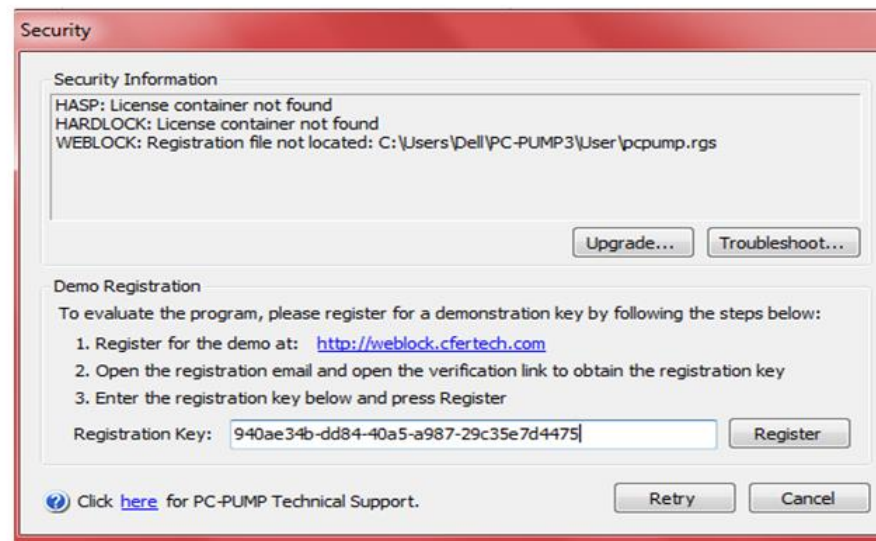


The start date for this request had already been set to 2018-05-09 20:15:15 indicating that this request has already been verified. This demo was registered by M Camila Rodríguez and will expire on 2018-06-08 20:15:16.

If this is not correct, please contact PC-PUMP Technical Support at (780)450-3300

To install the trial version of PC-PUMP, please follow these steps:

1. Please download the PC-PUMP installation program from [here](#)
2. Once installed, run the PC-PUMP Demo Program and enter `940ae34b-dd84-40a5-a987-29c35e7d4475` into the registration dialog. Note that you can double click on the code to select it and then click CTRL-C to copy it to your clipboard and then click on the entry box in PC-PUMP and click CTRL-V to paste it there.



ANEXO B.
DISEÑO MECÁNICO POZO TIPO 1.

Pan American Drilling Services										
Well Report										
Company : Calmena Energy Services Date : 03/07/2013										
Well : Tipo1 File : COD0002413										
Location : La Cira										
Reference : TRUENORTH										
KB Elevation : 16 Gr Elevation : 303.00										
License : UWI :										
Vertical Section Calculated Along Azimuth 159.64°										
	MD	Inc	Azi	TVD	North	East	V'Sect	D'Leg	Build	Turn
	ft	Deg	deg	ft	ft	ft	ft	°/100	°/100	°/100
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	361	1.2	269.5	360.97	-0.03	-3.78	-1.28	0.33	0.33	-25.07
2	391	1.4	266.7	390.97	-0.06	-4.46	-1.5	0.7	0.67	-9.33
INT	420	1.85	233.78	419.95	-0.35	-5.19	-1.47	3.51	1.56	-113.51
4	422	1.9	232.2	421.95	-0.39	-5.24	-1.46	3.51	2.37	-79.13
5	452	2.3	194.3	451.93	-1.28	-5.79	-0.81	4.72	1.33	-126.33
6	488	2.9	161.3	487.9	-2.84	-5.67	0.69	4.4	1.67	-91.67
7	517	4	147.3	516.85	-4.39	-4.89	2.41	4.75	3.79	-48.28
8	548	5.5	145.9	547.74	-6.53	-3.47	4.91	4.85	4.84	-4.52
9	575	6.7	147.1	574.59	-8.92	-1.89	7.71	4.47	4.44	4.44
10	605	7.6	151.6	604.35	-12.14	0	11.38	3.53	3	15
11	636	8.9	152.9	635.03	-16.08	2.07	15.79	4.24	4.19	4.19
12	669	10.5	152.7	667.56	-21.02	4.61	21.31	4.85	4.85	-0.61
13	712	12.6	154.6	709.69	-28.74	8.42	29.88	4.96	4.88	4.42
14	756	14.4	157.2	752.47	-38.12	12.6	40.12	4.32	4.09	5.91
15	800	16.1	158.6	794.92	-48.85	16.95	51.69	3.95	3.86	3.18
16	845	18	160.7	837.94	-61.22	21.52	64.88	4.44	4.22	4.67
17	889	19.4	159.5	879.61	-74.48	26.33	78.99	3.3	3.18	-2.73
18	938	20.9	159.8	925.61	-90.31	32.2	95.87	3.07	3.06	0.61
19	982	22.8	160.4	966.45	-105.7	37.77	112.24	4.35	4.32	1.36
20	1030	24.8	159.7	1010.37	-123.91	44.38	131.61	4.21	4.17	-1.46
21	1072	26.5	159.2	1048.23	-140.93	50.76	149.79	4.08	4.05	-1.19

22	1118	28.3	158.3	1089.07	-160.66	58.44	170.95	4.02	3.91	-1.96
	MD	Inc	Azi	TVD	North	East	V'Sect	D'Leg	Build	Turn
23	1162	30	158.3	1127.49	-180.57	66.36	192.38	3.86	3.86	0
24	1210	31.9	159.8	1168.66	-203.63	75.18	217.06	4.27	3.96	3.12
25	1252	31.9	160.3	1204.31	-224.49	82.75	239.25	0.63	0	1.19
26	1300	32.4	160.5	1244.95	-248.55	91.32	264.8	1.07	1.04	0.42
27	1342	34.3	159.7	1280.03	-270.26	99.18	287.88	4.64	4.52	-1.9
28	1390	34.3	160.3	1319.69	-295.68	108.44	314.93	0.7	0	1.25
29	1432	34	161.4	1354.45	-317.95	116.17	338.5	1.63	-0.71	2.62
30	1480	33.9	161.7	1394.26	-343.38	124.65	365.29	0.41	-0.21	0.62
31	1522	33.6	161.8	1429.18	-365.54	131.96	388.61	0.73	-0.71	0.24
32	1570	33.6	162.2	1469.16	-390.8	140.17	415.15	0.46	0	0.83
33	1612	33.7	162.7	1504.13	-412.99	147.19	438.4	0.7	0.24	1.19
INT	1644.09	33.5	162.7	1530.86	-429.94	152.47	456.13	0.63	-0.63	0
35	1660	33.4	162.7	1544.13	-438.32	155.08	464.89	0.62	-0.62	0
36	1703	32.7	162.4	1580.17	-460.69	162.11	488.31	1.67	-1.63	-0.7
37	1748	31.9	161.6	1618.21	-483.56	169.54	512.33	2.02	-1.78	-1.78
38	1799	30.2	161.1	1661.9	-508.48	177.95	538.62	3.37	-3.33	-0.98
39	1846	28.4	160.3	1702.89	-530.19	185.54	561.62	3.92	-3.83	-1.7
40	1887	27.1	159.8	1739.17	-548.13	192.05	580.71	3.22	-3.17	-1.22
41	1935	25.9	160.3	1782.13	-568.27	199.36	602.13	2.54	-2.5	1.04
42	1977	24.9	159.4	1820.07	-585.18	205.57	620.14	2.55	-2.38	-2.14
43	2024	23.7	159	1862.9	-603.26	212.43	639.48	2.58	-2.55	-0.85
44	2063	23.5	158.1	1898.64	-617.79	218.14	655.09	1.06	-0.51	-2.31
45	2111	22.2	158.1	1942.87	-635.08	225.09	673.72	2.71	-2.71	0
46	2156	21.3	155.4	1984.67	-650.4	231.67	690.37	2.99	-2	-6
47	2201	20.1	154.9	2026.76	-664.84	238.35	706.23	2.7	-2.67	-1.11
48	2243	18.6	156.1	2066.39	-677.5	244.13	720.11	3.69	-3.57	2.86
49	2291	17.6	158.4	2112.01	-691.24	249.9	735	2.56	-2.08	4.79
50	2333	16.7	159	2152.15	-702.78	254.4	747.39	2.18	-2.14	1.43
51	2381	15.8	160.1	2198.23	-715.37	259.1	760.82	1.98	-1.87	2.29
52	2423	15.2	161	2238.7	-725.95	262.83	772.04	1.54	-1.43	2.14
53	2471	14.3	162.2	2285.12	-737.54	266.7	784.25	1.98	-1.87	2.5
54	2514	13.5	161.9	2326.86	-747.37	269.88	794.57	1.87	-1.86	-0.7
55	2562	12.3	161	2373.65	-757.53	273.28	805.28	2.53	-2.5	-1.87
56	2604	11.3	160.2	2414.76	-765.63	276.13	813.87	2.41	-2.38	-1.9
57	2652	10.3	159	2461.91	-774.06	279.26	822.86	2.14	-2.08	-2.5
58	2694	9.7	157.5	2503.27	-780.84	281.96	830.16	1.56	-1.43	-3.57
59	2742	9.2	159.2	2550.62	-788.16	284.87	838.03	1.19	-1.04	3.54
60	2784	8.1	159.6	2592.14	-794.07	287.1	844.35	2.62	-2.62	0.95

61	2832	7.3	155.5	2639.71	-800.02	289.54	850.77	2.02	-1.67	-8.54
	MD	Inc	Azi	TVD	North	East	V'Sect	D'Leg	Build	Turn
62	2874	7.4	151.8	2681.36	-804.83	291.93	856.11	1.15	0.24	-8.81
63	2922	7.4	152.4	2728.96	-810.29	294.82	862.24	0.16	0	1.25
64	2964	6.9	155.7	2770.64	-814.99	297.11	867.44	1.54	-1.19	7.86
65	3012	6.2	157.7	2818.32	-820.02	299.28	872.91	1.53	-1.46	4.17
66	3054	5.3	158.3	2860.11	-823.92	300.86	877.12	2.15	-2.14	1.43
67	3107	3.9	166.2	2912.94	-827.94	302.19	881.35	2.89	-2.64	14.91
68	3144	3	172.2	2949.87	-830.12	302.63	883.55	2.62	-2.43	16.22
69	3192	2.6	171.9	2997.81	-832.44	302.95	885.84	0.83	-0.83	-0.63
70	3234	2.5	168.4	3039.77	-834.28	303.27	887.67	0.44	-0.24	-8.33
71	3282	2.48	163.6	3087.73	-836.31	303.77	889.75	0.44	-0.04	-10
72	3325	2.5	164.9	3130.69	-838.1	304.28	891.61	0.14	0.05	3.02
INT	3361.45	2.42	165.5	3167.1	-839.62	304.68	893.17	0.22	-0.21	1.65
74	3373	2.4	165.7	3178.64	-840.09	304.8	893.65	0.22	-0.21	1.72
75	3415	2.2	173.8	3220.61	-841.74	305.1	895.31	0.91	-0.48	19.29
76	3463	2	188.1	3268.58	-843.49	305.08	896.94	1.16	-0.42	29.79
77	3505	1.9	192.2	3310.55	-844.89	304.83	898.17	0.41	-0.24	9.76
78	3553	2.1	194.6	3358.52	-846.52	304.44	899.56	0.45	0.42	5
79	3595	2.1	192.6	3400.5	-848.02	304.08	900.83	0.17	0	-4.76
80	3643	1.9	196.7	3448.47	-849.64	303.66	902.21	0.51	-0.42	8.54
81	3685	1.5	191.6	3490.45	-850.84	303.35	903.23	1.02	-0.95	-12.14
82	3733	1.2	208.2	3538.43	-851.9	302.99	904.09	1.02	-0.63	34.58
83	3775	1.2	214.2	3580.43	-852.65	302.53	904.64	0.3	0	14.29
84	3823	1	224.6	3628.42	-853.37	301.96	905.11	0.59	-0.42	21.67
85	3865	1.2	218	3670.41	-853.98	301.43	905.5	0.56	0.48	-15.71
86	3913	1.2	216	3718.4	-854.78	300.82	906.04	0.09	0	-4.17
87	3955	1.1	224.1	3760.39	-855.42	300.28	906.45	0.45	-0.24	19.29
88	4003	1.1	216.5	3808.38	-856.12	299.69	906.91	0.3	0	-15.83
89	4045	1.1	222.6	3850.37	-856.75	299.18	907.31	0.28	0	14.52
90	4094	1.2	226.7	3899.36	-857.44	298.48	907.72	0.26	0.2	8.37
91	4136	1.1	218.9	3941.35	-858.06	297.91	908.1	0.44	-0.24	-18.57
92	4184	1.3	218.5	3989.34	-858.84	297.28	908.62	0.42	0.42	-0.83
93	4226	1.4	229.9	4031.33	-859.55	296.59	909.04	0.68	0.24	27.14
94	4274	1.4	224.5	4079.32	-860.34	295.73	909.48	0.27	0	-11.25
95	4300	1.5	222.2	4105.31	-860.82	295.28	909.78	0.44	0.38	-8.85
EXT	4355	1.5	217.25	4160.29	-861.93	294.36	910.49	0.24	0	-9.01

ANEXO C.

DISEÑO MECÁNICO POZO TIPO 2.

MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100 ft)	Turn (°/100ft)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
92	1.3	0	92	0	0	0	1.41	0	1.41	0
182	2.2	0	181.9	0	0	0	1	0	1	0
273	4.5	0	272.8	0	0	0	2.53	0	2.53	0
304	5.2	0	303.7	0	0	0	2.26	0	2.26	0
369	5.5	275.2	368.4	2.8	-17.6	15.1	0.83	-58.57	0.46	-7.38
429	6.1	270.8	428.1	3.1	-23.6	20.6	1.24	-38.74	1	-7.33
490	8.2	263.8	488.6	2.7	-31.2	27.7	3.72	-26.03	3.44	-11.48
551	10.9	259.4	548.8	1.2	-41.2	37.5	4.58	-17.31	4.43	-7.21
611	13	256.5	607.5	-1.4	-53.3	49.8	3.64	-17.38	3.5	-4.83
672	15.1	256.6	666.6	-4.9	-67.7	64.4	3.44	0.71	3.44	0.16
733	18	254.8	725.1	-9.2	-84.5	81.6	4.83	-10.89	4.75	-2.95
794	20.8	251.5	782.6	-15.1	-103.9	101.7	4.93	-22.94	4.59	-5.41
855	23.2	250.27	839.2	-22.6	-125.5	124.5	4.01	-11.44	3.93	-2.02
926	26.4	246.7	903.6	-33.6	-153.2	154.3	4.97	-26.71	4.51	-5.03
1006	29.6	247	974.3	-48.3	-187.7	191.8	4	2.65	4	0.37
1088	32.9	248.3	1044.4	-64.5	-227	234.4	4.11	12.11	4.02	1.59
1170	36.8	249.1	1111.6	-81.5	-270.7	281.2	4.79	7.02	4.76	0.98
1250	39.7	246.8	1174.5	-100.1	-316.6	330.7	4.04	-27.06	3.62	-2.87
1330	39	246.6	1236.3	-120.2	-363.2	381.4	0.89	-169.81	-0.87	-0.25
1410	38.1	245	1298.9	-140.6	-408.6	431.3	1.68	-132.69	-1.12	-2
1491	37.9	243.9	1362.7	-162.1	-453.6	481.1	0.87	-106.89	-0.25	-1.36
1572	37.1	243.1	1427	-184.1	-497.8	530.3	1.16	-148.99	-0.99	-0.99
1653	36.7	243	1491.7	-206.1	-541.1	578.8	0.5	-171.5	-0.49	-0.12
1734	37.1	242.5	1556.5	-228.4	-584.3	627.2	0.62	-37.09	0.49	-0.62
1815	36.9	241	1621.2	-251.5	-627.3	675.7	1.14	-103.09	-0.25	-1.85
1896	37.1	241.4	1685.9	-275	-670	724.2	0.39	50.44	0.25	0.49
1976	37.4	243.7	1749.6	-297.3	-713	772.5	1.78	78.76	0.37	2.87
2057	35.7	244.7	1814.7	-318.3	-756.4	820.6	2.22	161.09	-2.1	1.23
2138	33.5	246.8	1881.3	-337.2	-798.3	866.6	3.09	152.4	-2.72	2.59
2219	31.8	249.4	1949.5	-353.5	-838.8	910.3	2.72	141.56	-2.1	3.21
2300	29.4	250.7	2019.2	-367.6	-877.6	951.5	3.07	165.14	-2.96	1.6
2382	26.8	249.11	2091.6	-380.8	-913.9	990	3.3	-164.63	-3.17	-1.94

MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100 ft)	Turn (°/100ft)
2462	25.1	246.4	2163.5	-394.1	-946.3	1025	2.59	-146.31	-2.12	-3.39
2541	22.9	247	2235.7	-406.8	-975.8	1057.2	2.8	173.94	-2.78	0.76
2622	22	250.1	2310.5	-418.1	-1004.5	1088.1	1.84	128.67	-1.11	3.83
2702	19.9	248.1	2385.2	-428.3	-1031.3	1116.7	2.77	-162.13	-2.62	-2.5
2782	18.1	246.3	2460.9	-438.3	-1055.3	1142.7	2.37	-162.82	-2.25	-2.25
2864	16.5	244.2	2539.2	-448.5	-1077.4	1167.1	2.09	-159.68	-1.95	-2.56
2944	14.5	246.8	2616.3	-457.4	-1096.9	1188.4	2.65	162.09	-2.5	3.25
3026	12.9	248.9	2695.9	-464.8	-1114.8	1207.8	2.04	163.75	-1.95	2.56
3106	11.2	245.2	2774.2	-471.2	-1130.2	1224.5	2.33	-157.37	-2.12	-4.62
3188	8.4	243.1	2855	-477.3	-1142.8	1238.5	3.44	-173.76	-3.41	-2.56
3269	7.5	242.9	2935.2	-482.4	-1152.8	1249.6	1.11	-178.34	-1.11	-0.25
3349	4.9	246.2	3014.7	-486.1	-1160.6	1258.3	3.28	173.83	-3.25	4.12
3431	2.4	237.9	3096.5	-488.5	-1165.2	1263.5	3.11	-172.19	-3.05	-10.12
3511	0.6	276	3176.5	-489.3	-1167.1	1265.5	2.45	169.13	-2.25	47.62
3592	1.1	30.2	3257.5	-488.6	-1167.1	1265.2	1.79	136.32	0.62	140.99
3673	1.3	30.3	3338.5	-487.1	-1166.2	1263.9	0.25	0.65	0.25	0.12
3754	1.8	37.1	3419.4	-485.3	-1165	1262	0.66	23.62	0.62	8.4
3835	1.7	43	3500.4	-483.4	-1163.4	1259.8	0.25	121.96	-0.12	7.28
3916	1.5	31.5	3581.4	-481.6	-1162	1257.9	0.47	-127.58	-0.25	-14.2
3998	1.6	19.8	3663.3	-479.7	-1161.1	1256.3	0.4	-78.37	0.12	-14.27
4078	1.6	19.9	3743.3	-477.5	-1160.3	1254.7	0	90.05	0	0.12
4158	1.7	31	3823.3	-475.5	-1159.3	1253	0.42	78.23	0.12	13.87

MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100 ft)	Turn (°/100ft)
4239	2	40.3	3904.2	-473.4	-1157.8	1250.8	0.52	49.73	0.37	11.48
4320	2.2	43.4	3985.2	-471.2	-1155.8	1248.1	0.28	31.15	0.25	3.83
4401	2.1	51.6	4066.1	-469.1	-1153.6	1245.3	0.4	112.08	-0.12	10.12
4482	2.1	65.3	4147.1	-467.6	-1151.1	1242.4	0.62	96.85	0	16.91
4545	2.3	69.7	4210	-466.7	-1148.8	1240	0.42	42.39	0.32	6.98
4600	2.5	72	4265	-465.9	-1146.7	1237.7	0.4	26.87	0.36	4.18