

**ANALIZAR TÉCNICA Y FINANCIERAMENTE LA TECNOLOGÍA RIGLESS  
PARA INTERVENCION A POZO CON EQUIPO ELECTRO SUMERGIBLE  
INSTALADO**

**IVAN FELIPE GARCIA CAVIEDES  
CAMILA ANDREA MORENO ENCISO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2019**

**ANALIZAR TÉCNICA Y FINANCIERAMENTE LA TECNOLOGÍA RIGLESS  
PARA INTERVENCION A POZO CON EQUIPO ELECTRO SUMERGIBLE  
INSTALADO**

**IVAN FELIPE GARCIA CAVIEDES  
CAMILA ANDREA MORENO ENCISO**

**Proyecto integral de grado para adoptar el título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
RODRIGO FABIAN VIDAL  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2019**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

**YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO**

---

**MIGUEL ANGEL RODRIGUEZ**

---

**JORGE ANDRÉS TOVAR**

Bogotá D.C Febrero del 2019

## **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 de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano General de Facultad de Ingenierías

**Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

**Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**



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**

Quiero dedicar este proyecto de grado a mis padres Nelson García y Lida Yaneth por su esfuerzo y apoyo incondicional que fueron de gran ayuda para culminar mi carrera profesional, este logro es para ustedes y por ustedes. A mis hermanas por estar siempre presentes y pendientes de mí, a mi novia por ser mi compañía y mi rueda de auxilio en momentos difíciles.

**Felipe García.**

## DEDICATORIA

A Dios por bendecirme y brindarme la oportunidad de la culminación de este proyecto, acompañándome en cada uno de los pasos que doy en mi vida

A mis padres por sus esfuerzos diarios para forjar la persona que soy con su inmenso amor y enseñanzas, darme apoyo en todo momento y durante esta etapa académica

A mi hijo y sobrina por darme la motivación amor y compañía en este proceso brindándome la fortaleza para seguir adelante sin importar adversidades

A mi esposo óscar Lizarazo por darme su paciencia ánimo y apoyo en los momentos que más lo necesite dándome su cariño de la mejor manera siendo un apoyo incondicional

A mis hermanos Mauricio Luisa e Ivonne (qepd) quienes me han acompañado en mi vida siendo una parte muy importante con risas cariños ejemplos y siendo mi guía hoy me hicieron llegar hasta aquí

A mi compañero Felipe por ser un gran apoyo brindándome su ayuda comprensión paciencia, dedicación y compromiso en todo el desarrollo de este proyecto

**Camila Moreno**

## **AGRADECIMIENTOS**

A la empresa Schlumberger Surencó S.A. por permitirnos llevar a cabo este proyecto de grado, facilitando personal de apoyo e información durante el tiempo de su realización.

A nuestra Directora Yatnielah Pirela por brindarnos su paciencia, conocimiento, experiencia y disponibilidad de tiempo, para ser la guía durante este trabajo.

Al ingeniero Rodrigo Fabián Vidal, por aceptar el papel de director del proyecto, por su tiempo, por estar siempre dispuesto a ayudar y explicar cada detalle para la realización y culminación de nuestro trabajo.

A los ingenieros Manuel Loli y Pedro Vergel de la empresa AccessESP por toda la información suministrada y ayuda para la realización de este proyecto.

Al profesor José Vicente Calad, por su tiempo y guía en la parte financiera de este trabajo.



## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	25
<b>OBJETIVOS</b>	26
<b>1. GENERALIDADES Y DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO CONVENCIONAL DE INTERVENCIÓN A POZOS</b>	27
1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE WORKOVER	27
1.1.1 Partes del Equipo de Workover	28
1.1.1.1 Sistema de Levantamiento	28
1.1.1.2 Sistema de Circulación	28
1.1.1.3 Sistema de Rotación	28
1.1.1.4 Sistema de Potencia	29
1.1.1.5 Sistema de Control de Pozo	29
1.2 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)	30
1.2.1 Métodos de levantamiento artificial convencionales	31
1.2.2 Método de levantamiento artificial no convencionales	31
1.3 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES)	32
1.3.1 Equipos de Superficie	33
1.3.1.1 Banco de transformación eléctrica	33
1.3.1.2 Tablero de control	34
1.3.1.3 Variador de frecuencia (VDF)	34
1.3.1.4 Caja de venteo	34
1.3.1.5 Cabezal de descarga	34
1.3.2 Equipos de subsuelo	35
1.3.2.1 Sensor de presión	35
1.3.2.2 Motor	35
1.3.2.3 Bomba centrífuga	35
1.3.2.4 Cable de potencia	37
1.3.2.5 Válvula cheque	37
1.3.2.6 Válvula de drenaje	37
1.3.3 Ventajas del bombeo electro sumergible	37
1.3.4 Desventajas del bombeo electro sumergible	38
1.3.5 Parámetros del bombeo electro sumergible	38
1.3.6 Limitantes para el uso de un sistema de bombeo electro sumergible	38

<b>2. DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS RIGLESS</b>	<b>39</b>
2.1 PARTES Y SUS FUNCIONES	39
2.1.1 Partes semi-permanente	39
2.1.1.1 Docking Station (DS)	39
2.1.1.2 Shuttle	42
2.1.2 Partes recuperables	44
2.1.2.1 Motor Connector (MC)	44
2.2 INSTALACIÓN	46
2.3 TECNOLOGIA REDA Coil CT-Deployed ESP System	49
2.3.1 PARTES Y FUNCIONAMIENTO	49
2.3.1.1 Lower Connector	50
2.3.1.2 Motores	51
2.3.1.3 Bottom intake protector	51
2.3.1.4 Cabezal de descarga	52
2.4 THRU TUBING DEPLOYED ESP ACCESS	54
2.4.1 PARTES Y FUNCIONES.	54
2.4.1.1 Vented Crossover	54
2.4.1.2 Motor Centralizer Sub.	55
2.4.1.3 Puerto de conexión anular (ACP)	55
2.4.1.4 Puerto de conexión en línea (ICP).	56
2.4.1.5 Tubing Stop	58
2.4.1.6 Tubing Pack-off	59
2.4.1.7 Standing Valve	59
2.4.1.8 Stinger	60
2.4.1.9 Pump intake	61
2.4.1.10 Permanent Magnet Motor (PMM).	61
2.4.1.11 ESP Gauge	62
2.4.1.12 Plug Arm Assembly (PAA).	63
2.5 Unidades de mantenimiento	64
2.5.1 SLICK LINE	64
2.5.1.1 Componentes o equipos del sistema	64
2.5.1.2 Componentes o equipos de superficie	65
2.5.2 Coiled Tubing (CT)	70
2.5.2.1 Principales usos del coiledTubing	70
2.5.2.2 Principales partes del CoiledTubing	71

2.5.2.3 Ventajas del Colied Tubing	73
2.5.2.4 Desventajas del Colied Tubing	73
2.5.3 WIRELINE	73
2.5.3.1 Funcionamiento	74
2.5.3.2 Componentes o equipos del sistema	74
<b>3. DISEÑO DE MATRIZ DE SELECCIÓN</b>	<b>81</b>
3.1 PROBLEMA	81
3.2 VARIABLES	81
3.2.1 Producción diferida	82
3.2.1 Tiempo de operación incluida movilización	82
3.2.2 Mano de obra	82
3.2.3 Disponibilidad	82
3.2.4 Seguridad	82
3.3. Relación Problema - Variables presentes en la matriz	82
3.3.1 Relación Problema-Variables	83
3.4 RELACIÓN VARIABLES–TECNOLOGÍAS	85
3.4.1 Criterios de selección	85
3.4.2 Tecnologías	86
3.4.3 Relación criterios de selección – variables – tecnologías	91
3.4.4 Selección final	92
<b>4. IMPLEMENTAR LA MATRIZ DE SELECCIÓN A UN POZO ESPECÍFICO, PARA LA SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y EL SISTEMA DE MANTENIMIENTO</b>	<b>93</b>
4.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO	93
4.2 IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ AL POZO Y	96
4.3 ELECCION DE LA BOMBA Y SHUTTLE	102
4.4 ELECCIÓN DE LA UNIDAD DE MANTENIMIENTO	103
<b>5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RIGLESS</b>	<b>106</b>
5.1 COSTO INICIAL DE IMPLEMENTACIÓN.	106
5.2 COSTO DE MANTENIMIENTO DE LA BES.	108
5.3 PRONOSTICO DE MATENIMINETO A 5 AÑOS	109
5.4 VALOR PRESENTE NETO	113
5.5 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS FINANCIERO	113
<b>6. CONCLUSIONES</b>	

	114
<b>7. RECOMENDACIONES</b>	115
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	116
<b>ANEXOS</b>	117

## LISTAS DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Equipo de Workover auto transportable	27
<b>Figura 2.</b> Sistema de levantamiento	28
<b>Figura 3.</b> BOP de un equipo de Workover	29
<b>Figura 4.</b> Componentes básicos de un pozo completado con bombeo electro-sumergible	33
<b>Figura 5.</b> Tipos de bomba básicos	36
<b>Figura 6.</b> Tipos de cables de potencia	37
<b>Figura 7.</b> Partes de la Docking Station	40
<b>Figura 8.</b> Pétalos de alineamiento	41
<b>Figura 9.</b> Centralizadores o Anti-Rotación	41
<b>Figura 10.</b> Conectores Wet Mate	42
<b>Figura 11.</b> Shuttle™ serie 700	43
<b>Figura 12.</b> Shuttle™ serie 550	43
<b>Figura 13.</b> Shuttle™ serie 450	44
<b>Figura 14.</b> Motor Connector	45
<b>Figura 15.</b> Partes de Slip Lock Seal Assembly	46
<b>Figura 16.</b> Instalación de la Shuttle	47
<b>Figura 17.</b> Partes de la BES	48
<b>Figura 18.</b> Instalación de BES.	49
<b>Figura 19.</b> Phoenix xt150 downhole monitoring system	51
<b>Figura 20.</b> Partes de Reda Coil CT-Deployed ESP System	53
<b>Figura 21.</b> Puerto de conexión anular (ACP)	56
<b>Figura 22.</b> Características del Puerto de conexión anular (ACP)	56
<b>Figura 23.</b> Ilustración del Puerto de conexión en línea (ICP)	58
<b>Figura 24.</b> Tubing Stop	58
<b>Figura 25.</b> Standing Valve	59
<b>Figura 26.</b> Stinger	60
<b>Figura 27.</b> ESP Gauge	63
<b>Figura 28.</b> Unidad de potencia	66

<b>Figura 29.</b> Sistema hidráulico	66
<b>Figura 30.</b> BOP	67
<b>Figura 31.</b> Carrete	68
<b>Figura 32.</b> Indicador de peso	69
<b>Figura 33.</b> Stuffing box	69
<b>Figura 34.</b> Equipo de Coiled Tubing	70
<b>Figura 35.</b> Arco guía	71
<b>Figura 36.</b> Carrete	72
<b>Figura 37.</b> Consola de control	72
<b>Figura 38.</b> Unidad de Wireline	74
<b>Figura 39.</b> Porta cable	75
<b>Figura 40.</b> Prensa estopa	76
<b>Figura 41.</b> Cabezal de Control de Grasa	77
<b>Figura 42.</b> Cabezal de control manual	77
<b>Figura 43.</b> Vástago	78
<b>Figura 44.</b> Poleas del sistema	78
<b>Figura 45.</b> Unión articulada	79
<b>Figura 46.</b> Martillos	79
<b>Figura 47.</b> Lubricador	80
<b>Figura 48.</b> Relación problema-Variable	85
<b>Figura 49.</b> Puntajes variables	86
<b>Figura 50.</b> Característica de THRU TUBING DEPLOYED ESP ACCESS	87
<b>Figura 51.</b> Característica de Thru Tubing deployed ESP Access	88
<b>Figura 52.</b> Especificaciones técnicas del Shuttle de ZEiTECS	89
<b>Figura 53.</b> Esquema de selección de unidad de mantenimiento	90
<b>Figura 54.</b> Relación variables–Tecnologías	92
<b>Figura 55.</b> Estado mecánico del pozo Y	95
<b>Figura 56.</b> Matriz final	101
<b>Figura 57.</b> Ilustración de la profundidad de la bomba	105
<b>Figura 58.</b> Diferencia de diámetros	106
<b>Figura 59.</b> Comparativo workover	109
<b>Figura 60.</b> Breve explicación de flujo financiero ZEiTECS	112
<b>Figura 61.</b> Valor presente neto (VPN) del proyecto.	113

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1. Sistemas de levantamiento artificial, rangos de aplicabilidad</b>	31
<b>Tabla 2.</b> Tamaño de las herramientas	44
<b>Tabla 3.</b> Características Puerto de conexión en línea (ICP)	57
<b>Tabla 4.</b> Características del Stinger	60
<b>Tabla 5.</b> Características de Permanent Magnet Motor (PMM)	62
<b>Tabla 6.</b> Ponderación	83
<b>Tabla 7.</b> Comparación de variables	84
<b>Tabla 8.</b> Información básica del pozo Y	93
<b>Tabla 9.</b> Datos de pozo Y	94
<b>Tabla 10.</b> Información de variables ZEiTECS	97
<b>Tabla 11.</b> Información de variables REDA Coil	97
<b>Tabla 12.</b> Información de variables AccessESP	98
<b>Tabla 13.</b> Interpolación producción diferida	98
<b>Tabla 14.</b> Interpolación número de operarios	99
<b>Tabla 15.</b> Puntaje ZEiTECS	99
<b>Tabla 16.</b> Puntajes REDA Coil	99
<b>Tabla 17.</b> Puntajes Access	100
<b>Tabla 18.</b> Caudal de producción a diferentes tamaños de BES	102
<b>Tabla 19.</b> Resumen tecnología seleccionada	104
<b>Tabla 20.</b> Componentes de la BES	104
<b>Tabla 21.</b> Primera Instalación CAPEX- ESP Convencional	107
<b>Tabla 22.</b> Primera Instalación CAPEX- ZEiTECS	108
<b>Tabla 23.</b> Impacto de producción	110
<b>Tabla 24.</b> Flujo financiero a 5 años de tecnología ZEiTECS	111
<b>Tabla 25.</b> Resumen de costos e ingresos	112

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Interpolación lineal	86

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Estado mecánico completo con tecnología ZEiTECS	119
<b>Anexo B.</b> Survey del pozo Y	121



## ABREVIATURAS

<b>%</b>	Porcentaje
<b>“</b>	Pulgadas
<b>°</b>	Grados
<b>°C</b>	Grados Celsius
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BBL</b>	Barriles
<b>BES</b>	Bombeo Electro-Sumergible
<b>BHA</b>	Ensamblaje de Fondo de Pozo (Bottom Hole Assembly)
<b>BOP</b>	Preventoras (Blow Out Preventer)
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>BPD</b>	Barriles por día
<b>BPM</b>	Barriles por minuto
<b>BS&amp;W</b>	Contenido de agua y sedimentos en el petróleo
<b>CAPEX</b>	Costos de Inversión
<b>CHP</b>	Presión en el Casing
<b>EOR</b>	Recuperación mejorada
<b>ESP</b>	Bombeo Electro sumergible
<b>Ft</b>	Pies
<b>ID</b>	Diámetro interno
<b>IPR</b>	Índice de productividad
<b>Km</b>	kilómetros
<b>Km2</b>	Kilómetros cuadrados
<b>KVA</b>	Kilovoltio amperio
<b>KW</b>	Kilowatts
<b>Lb</b>	Libras
<b>LTD</b>	Limitada
<b>MD</b>	Profundidad medida (Measured Depth)
<b>mm</b>	Milímetros
<b>OD</b>	Diámetro externo
<b>OPEX</b>	Gastos de operación
<b>Ppm</b>	Partes por millón
<b>Psi</b>	Pound Square Inch
<b>S.A.S</b>	Sociedad por Acciones Simplificadas
<b>SLB</b>	Schlumberger (Oil Service Company)
<b>SPM</b>	Strokes por minuto
<b>STB</b>	Stock Tank Barrels
<b>T</b>	Temperatura
<b>TF</b>	Tubería Flexible (CT Coiled Tubing)
<b>TVD</b>	Profundidad vertical real (True Vertical Depth)
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>VRF</b>	Válvula Reguladora de Flujo

## GLOSARIO

**AGUAS ARRIBA:** referente a los equipos, instalaciones o métodos situados antes de un punto determinado.

**AGUAS ABAJO:** referente a los equipos, instalaciones o sistemas situados posterior a un punto de referencia.

**ALMACENAMIENTO:** instalación la cual cuenta con uno o varios tanques con la finalidad de acumular los combustibles líquidos y gaseosos.

**API:** sigla de American Petroleum Institute, esta es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que favorece una parte de la fabricación petrolera en la ciudad de Dallas, Texas. El instituto fue creado en 1920 y es la organización de mayor autoridad normativa en la industria petrolera. Publica códigos que se aplican en varias áreas petroleras y tiene indicadores, como el peso específico del crudo que se denomina "grados API".

**ÁRBOL DE NAVIDAD:** el arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de aceite, gas y prevén reventones.

**ARENA:** es un sedimento causado por la meteorización de las rocas. Mezclado por minerales con un tamaño de grano entre 0,062 mm y 2 mm.

**ARENISCA:** roca sedimentaria la cual tiene textura detrítica, formada por partículas de arenas entre un rango de 2 a 0.063 micras, cercadas de una matriz de cemento, al igual se compone en pequeñas cantidades de granos de cuarzo y arcilla.

**BARRIL:** medida volumétrica utilizada en diferentes países, entre ellos E.E.U.U. Un barril de petróleo equivale a 159 litros, o sea que un metro cúbico de petróleo equivale a 6,29 barriles.

**BARRILES POR DÍA:** en cuanto a producción, el número de barriles de petróleo que genera un pozo en una etapa de 24 horas, generalmente se coge una cifra promedio de una etapa de tiempo extenso.

**BOMBA DE FONDO:** es el que proporciona la energía requerida para generar los fluidos del fondo del pozo a superficie. Trabajo con el principio de desplazamiento positivo y es de modo pistón. Está compuesta por cilindro, el émbolo y dos válvulas de bola.

**BRIDA:** es la herramienta utilizada para conectar las tuberías o partes relacionados para mejorar el montaje y desmontaje de las partes.

**BUZAMIENTO:** angulo que constituye la superficie de una capa con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.

**CABEZA DE POZO:** es la herramienta encargada de controlar el instalado en la parte superior del pozo.

**CAMPO:** un campo de petróleo está compuesto por un yacimiento de una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

**COILED TUBING:** cadena continúa de tubería de diámetro pequeño, que es manejada para ejecutar operaciones de completamiento, perforación, reparación y reacondicionamiento a pozos.

**CRUDO:** aceite que llega de un yacimiento posteriormente de apartar cualquier gas y trabajado en una refinería. Los petróleos crudos logran ser de base parafínica, asfáltica o mixta. Los crudos de petróleo se clasifican en: pesados ( $10^{\circ}$  a  $23,3^{\circ}$  API). Medios ( $22,3^{\circ}$  a  $31,1^{\circ}$  API). Livianos (superiores a los  $31,3^{\circ}$  API).

**DESLIZAMIENTO:** es la diferencia que hacen la velocidad del motor sin carga y su velocidad cuando está completamente cargado, mencionado como porcentaje de cero carga. Al elevar el torque en el motor, su velocidad merma y el motor despliega más torque.

**DESVIACIÓN DEL POZO:** cambio de dirección de la vertical absoluta durante la perforación de un pozo.

**ESPACIO ANULAR:** area entre el pozo y la tubería, por donde un fluido llega a fluir

**ESPESOR:** trayecto perpendicular entre el tope y base.

**EXPLORACIÓN:** palabra usada en la industria petrolera para elegir la búsqueda de petróleo o gas.

**EXPLOTACIÓN:** acción que hace referencia a la extracción de crudo y/o gas de un yacimiento.

**FACTOR DE RECOBRO:** simboliza el porcentaje de petróleo en un área determinada.

**FORMACIÓN:** elemento indispensable en la estratigrafía. Un área de roca bastante característico y continuo para ser mapeado. En estratigrafía, una formación es un área de capas de tipo dominante o una mezcla de diferentes tipos; las capas múltiples constituyen grupos, y las divisiones de las capas son las partes.

**GEOLOGÍA:** es la ciencia que estudia la Tierra y su historia, estructura, conformación, formas de vida y los métodos que continúan modificándola.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** es la fracción de la geología que supervisa todos los aspectos relacionados con la creación de yacimientos de petróleo, para encontrar potenciales yacimientos, describir su forma espacial y evaluar reservas.

**INTERVENCIÓN A POZO:** operaciones de mantenimiento ejecutados en un pozo de petróleo o gas posteriormente de que se ha el pozo y ha empezado la producción del yacimiento. Las acciones de mantenimiento a pozo se hacen habitualmente para proteger o potenciar la producción del pozo, se hacen para calcular el rendimiento del pozo o el yacimiento.

**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:** sistema de equipos utilizados para asegurar la producción de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie cuando esta no es suficiente para que el pozo fluya por sí solo. Ejemplos de estos sistemas son: bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, levantamiento asistido con gas, bombeo hidráulico, bombeo de cavidades progresivas y/o la combinación de estos. ESTE TODAVÍA NO

**MANTENIMIENTO:** la reparación de los equipos del proceso de refinación que fallan, y el reacondicionamiento y renovación de los equipos en forma rutinaria, para prevenir fallas. El mantenimiento preventivo es posible gracias al análisis de fallos que permiten proyectar mejoras de diseños y el uso de instrumentos de diagnóstico para anticipar problemas potenciales. Las actividades de mantenimiento diarias se denominan comúnmente mantenimiento de rutina.

**MECANISMO DE PRODUCCIÓN:** son aquellos que aportan la energía necesaria para que los fluidos que se encuentran en el yacimiento fluyan o se desplacen hacia donde se encuentra una presión menor a la presión del yacimiento, en este caso los mecanismos de producción hacen que los fluidos se desplacen hacia el pozo, por medio del cual se trasladaran hasta la superficie.

**MIGRACIÓN:** es el desplazamiento de hidrocarburos desde la roca madre a las rocas yacimiento, más porosas y permeables.

**OFF SHORE:** término inglés que significa costa afuera.

**ON SHORE:** es la actividad petrolera que se realiza en tierra.

**PETROGRAFÍA:** es el examen de las rocas en la sección delgada para observar la mineralogía y la textura con un microscopio.

**PETRÓLEO:** es una mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos naturales que se encuentran en las rocas.

**PERFORACIÓN:** operación que consiste en perforar el subsuelo con la ayuda de herramientas apropiadas para buscar y extraer hidrocarburos

**PERMEABILIDAD:** es la conductividad de un cuerpo poroso a los fluidos o capacidad de los fluidos para desplazarse entre los espacios que conectan los poros de una masa porosa.

**PISTÓN:** es el accesorio de una bomba que mediante al movimiento que este genera, desaloja un mismo volumen de fluido equivalente al volumen ocupado por el pistón durante la carrera del mismo.

**POROSIDAD:** es el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos

**POZO DESVIADO:** un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

**POZO:** denominación dada a la abertura producida por una perforación. Los pozos, en el lenguaje administrativo, generalmente se designan por un conjunto de letras y de cifras relativas a la denominación de los lugares en los que se encuentran y al orden seguido para su realización. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, de avanzada y de explotación.

**PREVENTORAS:** conjunto de válvulas que tienen como función controlar la presión de un pozo en cabeza.

**PRODUCCIÓN:** el petróleo crudo atrapado en el subsuelo está asociado a gas y agua, y se mantiene allí bajo presión. Cuando después de realizada la perforación se pone el pozo en producción, el nivel de presión en el reservorio determina según los caudales de petróleo extraído- hasta cuando el petróleo llegará sin ayuda alguna a la superficie.

**PRODUCCIÓN DIFERIDA:** es el volumen de petróleo que por diferentes causas no llega a superficie de acuerdo a la producción esperada en un determinado

momento. Es cuanto se deja de recibir con respecto a lo que se tenía proyectado (Dinero). Esto puede ser ocasionado por problemas en los equipos de superficie de los pozos, fallas eléctricas, siniestros, hurtos, saboteos u otros sucesos.

**PULLING:** es sacar la corrida de la tubería de producción (tubing). Su finalidad es realizar trabajos en el fondo del pozo como reacondicionamientos de pozo y de formaciones, cambio de bombas en levantamientos artificiales, pescas, cañoneos, fracturas hidráulicas, fijar herramientas en el fondo del pozo y para otras tareas livianas.

**RECOBRO:** es la recuperación que se hace de crudo en el yacimiento.

**RECUPERACIÓN PRIMARIA:** es la afluencia natural del petróleo o del gas desde el yacimiento hacia la superficie esto se presenta debido a la diferencia de las presiones. Esta circulación del fluido se puede presentar de manera natural (pozo sur-gente) o por bombeo.

**RECUPERACIÓN SECUNDARIA:** es el procedimiento de inyectar agua en el yacimiento para que se desplacen volúmenes grandes de petróleo a la superficie. En esta operación se incluye la combustión "in situ" de los petróleos pesados. Con este método se puede recuperar hasta un 25% más de petróleo.

**RECUPERACIÓN:** esta es una actividad que se programa para realizar mantenimiento a gran escala, en la recuperación una unidad completa de maquinarias se saca de línea durante un período prolongado para su total remodelación y renovación.

**RESERVAS:** son aquellas cantidades de hidrocarburos que se cree serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha estipulada.

**RESERVORIO:** es la serie de rocas que están interpuestas a las rocas almacén su función es impedir el escape de los hidrocarburos y su dispersión hacia la superficie del suelo.

**REVESTIMIENTO:** es un tubo de acero usado en pozos para evitar el paso de fluidos del hoyo y prevenir el derrumbe de las paredes de este. También se usa en el subsuelo para bloquear la formación de agua o gas y poder continuar perforando.

**RUN LIFE:** son los días que lleva el equipo sin fallar o los días que se espera que funcione sin problemas.

**SARTA DE PERFORACIÓN:** son tuberías en acero que miden aproximadamente 10 metros de largo y se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación

hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para realizar la perforación y sirve de conducto para el lodo de perforación.

**SARTA DE VARILLAS:** son las varillas que conectan la barra pulida a la bomba de subsuelo en el pozo con bombeo por varillas. Esta línea de transición transfiere energía desde la unidad de superficie a la bomba.

**SISTEMA PETROLÍFERO:** es el sistema de componentes geológicos y todos los procesos que se realizan para generar y almacenar hidrocarburos, tales como: roca generadora, migración, roca reservorio, trampa y roca sello.

**SUMERGENCIA:** es la diferencia que se presenta en la carga hidrostática, la profundidad de la bomba y el nivel de fluido dinámico sobre la bomba. Se monitorea consecutivamente para ajustar la tasa de flujo y evitar el desgaste de la bomba.

**TIEMPO DE CIRCULACIÓN:** es el tiempo que transcurre desde que el lodo circula en la piletta de aspiración después desciende por el pozo y regresa a la superficie.

**TRAMPA:** es una estructura geológica que retiene hidrocarburos. Esta se forma por los cambios que se producen en el tipo de roca o por discordancias, fallas y pliegues cuyas geometrías permiten retener los hidrocarburos.

**TUBERÍA DE PRODUCCIÓN:** es la tubería que se instala en el pozo dentro de la tubería de revestimiento, se utiliza para producir los fluidos del reservorio.

**TUBERÍA DE REVESTIMIENTO:** es la tubería que se baja en el pozo descubierto y se cementa en el lugar. Su función es proteger el hoyo para evitar derrumbes, evitar contaminación en aguas, facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción entre otros.

**TUBING:** es la tubería de producción.

**VÁLVULA MASTER:** válvula que se pone en el cabezal de un pozo esta permite controlar el flujo del fluido proveniente de fondo.

**VARILLAS DE BOMBEO:** son varillas en acero, que se unen para formar una sarta que conecta la bomba del subsuelo dentro de la tubería de producción con la unidad de bombeo en superficie.

**YACIMIENTO:** es la acumulación que sucede de forma natural de crudo o gas en una roca porosa (roca de almacén) como arenisca o caliza. Un yacimiento petrolífero por lo general contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas gas, aceite y agua esto es debido a sus distintas gravedades

## **RESUMEN**

**TÍTULO:** ANALIZAR TÉCNICA Y FINANCIERAMENTE LA TECNOLOGÍA RIGLESS PARA INTERVENCIÓN A POZO CON EQUIPO ELECTRO SUMERGIBLE INSTALADO.

El presente trabajo lleva como propósito realizar el análisis de tres tecnologías rigless implementadas en pozos con bombeo electro sumergible instalado como método de levantamiento artificial, para el mantenimiento o remplazo de la bomba por los diferentes problemas que en este levantamiento se presentan, como el arenamiento desgaste o insuficiencias en sus partes.

Para efectuar el desarrollo se exponen el bombeo electro sumergible y sus partes conjunto con el método actualmente implementado para este tipo de trabajo que es el workover. Dando paso a la explicación de cada una de las tecnologías a evaluar ZEITECS, Redacoil y AccessESP y las unidades de mantenimiento Coiled Tubing Slick Line Wire Line con las que se realizaran los trabajos aplicados en el pozo y mediante una matriz de selección teniendo en cuenta producción diferida tiempo de operación mano de obra disponibilidad y seguridad. Luego de seleccionar la tecnología que determine la matriz sea la mejor para el caso del pozo Y, pasamos a evaluar financieramente la aplicación de esta definido la inversión y beneficios económicos que trae la instalación vs los procesos tradicionales para así definir la viabilidad de esta mediante el VPN.

### **PALABRAS CLAVES:**

Bombeo Electro sumergible  
Matriz De Selección  
Tecnología Rigless  
Unidad De Mantenimiento  
Coiled Tubing  
Slick Line  
Wire Line  
workover



## INTRODUCCIÓN

A medida que los yacimientos dejan de producir por flujo natural y pierden su energía para producir fluidos hacia la superficie, las utilidades de sistemas de levantamiento artificial se vuelven esenciales para mantener la producción de hidrocarburos. En este caso se hablará de uno en especial, bombeo electro sumergible, uno de los más usados, para un campo o pozo en particular, pero, por lo general, sus vidas útiles son muy limitadas y requieren frecuentes intervenciones para reemplazar estos sistemas. Esto implica un importante aplazamiento de la producción, un mayor costo de operación y una interrupción no deseada para las operaciones.

Dicho lo anterior, ha habido una insistencia permanente y continua para mejorar el rendimiento del bombeo electro sumergible y por consecuencia aumentar su vida útil, pero, sin embargo, cualquier equipo fallará, especialmente bajo condiciones de subsuelo como altas temperaturas y presiones. Naturalmente, el desarrollo de nuevas tecnologías se centra en minimizar el impacto de estas inevitables fallas del bombeo electro sumergible y el enfoque se desplazó a métodos de implementación alternativa diseñada para eliminar el tiempo de respuesta, el aplazamiento de producción y los elevados costos operativos para intervención a pozo convencional.

A lo largo de los años, se han desarrollado varias opciones de despliegue de BES alternativas, pero, por varias razones válidas, ninguno fue fácilmente aceptado por la industria. Más recientemente, han entrado a la industria tecnologías rigless (ZEiTECS, REDA Coil CT-Deployed ESP System y Access) las cuales han permitido que las BES se instalen por medio de Coiled Tubing, Slickline o Wireline.

Por lo mencionado anteriormente, es importante analizar (técnico-financiero) la tecnología rigless para intervención de pozos con equipo electro sumergible instalado, con el fin de saber a qué pozos se puede implementar estas tecnologías (ZEiTECS, REDA Coil CT-Deployed ESP System y Access) o si definitivamente hay que utilizar el método convencional para reparación y mantenimiento de las BES. El estudio se llevara a cabo teniendo en cuenta el factor económico (beneficio-costos), tiempo de intervención, seguridad de operarios, entre otros; con el objetivo de llegar a una conclusión de cual método es el más conveniente utilizar

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervención a pozo con equipo electro sumergible instalado.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- 1.** Describir el método convencional de intervención a pozo con el equipo electro sumergible instalado.
- 2.** Explicar las unidades de mantenimiento y tres tecnologías rigless que facilitan la intervención a pozo con equipo electro sumergible instalado.
- 3.** Diseñar una matriz de selección que involucre las variables que afectan el mantenimiento del equipo electro sumergible, teniendo en cuenta los criterios operacionales de cada una de las tecnologías rigless.
- 4.** Implementar la matriz al pozo Y, para la selección de la tecnología rigless y la unidad de mantenimiento que se adapte a las condiciones del pozo.
- 5.** Evaluar financieramente la implementación de la tecnología rigless seleccionada con respecto al método convencional, mediante el indicador VPN.

## 1. GENERALIDADES Y DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO CONVENCIONAL DE INTERVENCIÓN A POZOS

En este capítulo se habla del sistema que es implementado en la intervención a pozos cuyo objetivo principal durante esta operación es incrementar la producción en un pozo, mediante la modificación de condiciones del reservorio. En las operaciones de intervención de pozos se encuentran: las operaciones de **Workover, y Pulling**. El workover se diferencia en que tiene por objeto modificar las condiciones del reservorio para contribuir a mejorar el índice de productividad teniendo como objeto abrir y/o cerrar arenas, aumentar quizás el diámetro del pozo o su profundidad, cañonear zonas, aislar zonas perjudiciales como aquellas que producen agua, y también se incluyen dentro de workover, las operaciones de pesca. A diferencia de las operaciones de Pulling donde el objetivo es dar un mantenimiento a los equipos de levantamiento tal como una limpieza de parafinas a los equipos de Bombeo mecánico.

### 1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE WORKOVER

Los equipos de workover se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Convencionales
- Auto-transportables

La diferencia principal entre estas dos clasificaciones, es que los equipos convencionales tienen mayor capacidad y pueden hacer trabajos en pozos profundos.

Los equipos auto transportables disponen de un conjunto de malacate–motores de C.I. montados en un remolque, tienen mayor facilidad para desplazarse a otra locación, un ejemplo de este se observa en la **Figura 1**.

**Figura 1.** Equipo de Workover auto transportable



Fuente. Ing FLORES, JAIME.Campo Sacha, Ecuador

**1.1.1 Partes del Equipo de Workover.** Los componentes son muy similares a las partes de un equipo de perforación de pozos:

- Sistema de levantamiento.
- Sistema de circulación.
- Sistema de rotación.
- Fuente de potencia.
- Sistema de control de pozo.

**1.1.1.1 Sistema de Levantamiento.** El sistema de levantamiento está conformado por; estructura o torre y subestructura, bloque viajero, bloque de corona, gancho, cable, malacate y accesorios, elevadores, cuñas, llaves de esfuerzos, consola de control de instrumentos, winches auxiliares, rampa, etc. La mayoría de estos se pueden identificar en la **Figura 2**.

**Figura 2.**Sistema de levantamiento



Fuente. Ing.FLORES, Jaime.Campo Sacha,  
Ecuador

**1.1.1.2 Sistema de Circulación.** Conformado por tanques, fluido de circulación, bombas principales y auxiliares, tubo Vertical (Stand pipe), manguera de circulación, línea de flujo o retorno (Flow Line), equipos de control de sólidos, fosas de asentamiento, desgasificadores y separadores de gas.

**1.1.1.3 Sistema de Rotación.** El sistema de rotación lo conforman mesa rotaria y accesorios, tubería de trabajo (drill pipe), drill collar, tubería pesada (hevi-wate), broca, kelly y accesorios, unión giratoria (swivel).

**1.1.1.4 Sistema de Potencia.** Los equipos que hacen parte de este sistema son; motores primarios, generadores y sistema de transmisión de Potencia.

- **Motores primarios:** Generalmente son de combustión interna, siendo el combustible más utilizado el Gas Oil. Estos motores pueden estar acoplados directamente con el equipo o acoplados a generadores encargados de suplir potencia eléctrica.
- **Generadores:** Cambian la potencia mecánica desarrollada por los motores primarios en corriente eléctrica y generalmente son de corriente alterna.
- **Sistema de transmisión de Potencia:** La potencia generada por los motores primarios, debe transmitirse a los equipos para proporcionarle el movimiento. Si el equipo es mecánico, esta potencia se transmite directamente del motor primario al equipo. Si el equipo es eléctrico, la potencia mecánica del motor se transforma en potencia eléctrica con los generadores, luego, esta potencia eléctrica se transmite a los motores eléctricos acoplados a los equipos, logrando su movimiento.

**1.1.1.5. Sistema de Control de Pozo.** Este sistema está constituido por las válvulas preventoras (BOP's), el anular o esférico, los arietes o rams de tubería, los arietes o rams ciego (Blind Rams), los arietes o rams de cizalla (Shear Rams), la unidad acumuladora de presión, el múltiple de estranguladores (kill manifold), el estrangulador manual o remoto (super-choke), la línea de matar (kill line), la línea del estrangulador (choke line), la válvula de descarga (HCR), las válvulas auxiliares (Kelly cock, preventor interno). Ejemplo de este se puede ver en la **Figura 3.**

**Figura 3.** BOP de un equipo de Workover



Fuente. Ing, FLORES, Jaime. Campo Sacha, Ecuador

## 1.2 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)

Es el mecanismo externo a la formación productora encargado de llevar el crudo a superficie, generalmente los pozos productores son capaces de producir por flujo natural en la etapa inicial de su vida pero luego la producción declina y hay que seleccionar el método de producción óptimo, este será el que permita mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible.

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser previamente identificados para tener una buena selección del SLA como una base previa para la selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

En la selección de los métodos se deben considerar los siguientes factores:

- Disponibilidad de fuentes de energía en superficie: red de la fuerza electromotriz, plantas compresoras y otras.
- Característica del fluido por producir: viscosidad, °API, porcentaje de agua y sedimento, relación gas - líquido y otras.
- Profundidad y presión estática del yacimiento
- Índice de productividad del pozo
- Tasa máxima permitida para que no se generen problemas de producción: conificación de agua o gas, arenamiento y otros.
- Inversión inicial
- Relación gastos operacionales /ingresos mensuales
- Vida útil del equipo
- Números de pozos en levantamiento artificial
- Disponibilidad del equipo excedente
- Vida del pozo

Existen diversos Métodos de Levantamiento Artificial entre los cuales se encuentran; los convencionales y no convencionales

**1.2.1 Métodos de levantamiento artificial convencionales<sup>1</sup>.** Son aquellos que poseen una aplicación común en la industria petrolera, ya que son los más utilizados en la producción de crudo actualmente. Y estos se sub clasifican así:

- Bombeo Mecánico
- Levantamiento Artificial por Gas

---

<sup>1</sup> MORENO R, R. (2014). *Sistemas de Levantamiento Artificial* . [en línea] Scribd. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/219786368/Sistemas-de-Levantamiento-Artificial-pdf> [Accedido el 20 de noviembre de 2018].

**1.2.2 Método de levantamiento artificial no convencionales.<sup>2</sup>** Son todas aquellas tecnologías desarrolladas y/o mejoradas en los últimos años. Entre estas se encuentran:

- Bombeo Electro sumergible
- Bombeo de Cavidad Progresiva
- Bombeo Hidráulico

En la selección de los métodos a aplicar en un pozo petrolero se deben considerar los factores mencionados en la **Tabla 1**:

**Tabla 1. Sistemas de levantamiento artificial, rangos de aplicabilidad**

Parámetros de Operación	Desplazamiento Positivo			Desplazamiento Dinámico		Gas Lift	Plunger Lift
	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electro sumergible (ESP)	Bombeo Hidráulico Tipo Jet		
Servicio	WO/pulling rig Flushby unit	WO/pulling rig Flushby unit	Hidráulica/ o con unidad wireline	WO/pulling rig	Hidráulica/ o con unidad wireline	WO o unidad de wireline	Wellhead catcher o unidad de wireline
Fuente de Energía /Motor	Gas o energía eléctrica	Gas o energía eléctrica	Energía eléctrica	Energía eléctrica	Energía eléctrica	Compresor	Energía del pozo
Aplicaciones Offshore	Limitado	Bueno	Limitado	Excelente	Limitado	Limitado	Limitado
Eficiencia General del Sistema	45-60%	50-80%	50%	35-60%	20-50%	20-50%	-
Profundidad Típica de Operación (TVD) – ft	100 – 11000	1500 – 4500	7500 – 10000	1500 – 9000	5000 – 10000	5000 – 10000	Hasta 8000
Máxima Profundidad (TVD) – ft	16000	8000	17000	15000	15000	15000	20000
Caudales de Operación Típicos BFPD	5 – 1500	5 – 3000	50 – 500	100 – 30000	300 – 4000	100 - 10000	5 – 50
Caudales Máximos BFPD	6000	8000	5000	40000	20000	30000	400
Ambiente Corrosivo	Bueno a excelente	Regular	Bueno	Bueno	Excelente	Bueno a excelente	Excelente
Manejo de Gas	Regular a bueno	Bueno	Regular	Regular	Bueno	Excelente	Excelente
Manejo de Sólidos	Regular a bueno	Excelente	Pobre	Regular	Bueno	Bueno	Pobre a regular
Gravedad API del Petróleo	>8°API	<35°API	>8°API	>10°API	>8°API	>15°API	GLR= 300SCF/Bbl por c/1000' de

<sup>2</sup> *Ibíd.*, p.32

**Tabla 1.** Continuación

Parámetros de Operación	Desplazamiento Positivo			Desplazamiento Dinámico		Gas Lift	Plunger Lift
	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electro sumergible (ESP)	Bombeo Hidráulico Tipo Jet		
Temperatura Típica de Operación	100 – 350°F 40 – 200°C	75 – 150°F 25 – 70°C	100 – 250°F 40 – 120°F	100 – 250°F 40 – 120°F	100 – 250°F 40 – 120°F	100 – 250°F 40 – 120°F	120°F 50°C
Máxima Temperatura de Operación	550°F 288°C	250°F 120°C	500°F 260°C	400°F 205°C	500°F 260°C	400°F 205°C	500°F 260°C
Desviación Típica del Pozo	0 – 20° bomba	N/A	0 – 20° bomba	N/A	0 – 20° Ángulo del pozo	0 – 50°	N/A
Desviación Máxima del Pozo	<90° bomba	<90° <15°/100'	<90° <15°/100'	0 – 90°	0 – 90° <24°/100'	70°	80°

Fuente. RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Evaluación escrita-Segundo corte. (PRODUCCIÓN 2) ,2018

### 1.3 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES)

Es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para llevar una cantidad de fluido desde una profundidad determinada en el pozo hasta la superficie, descargándolo a una presión determinada y transmitiéndola de un motor eléctrico sumergible al fluido en el pozo.

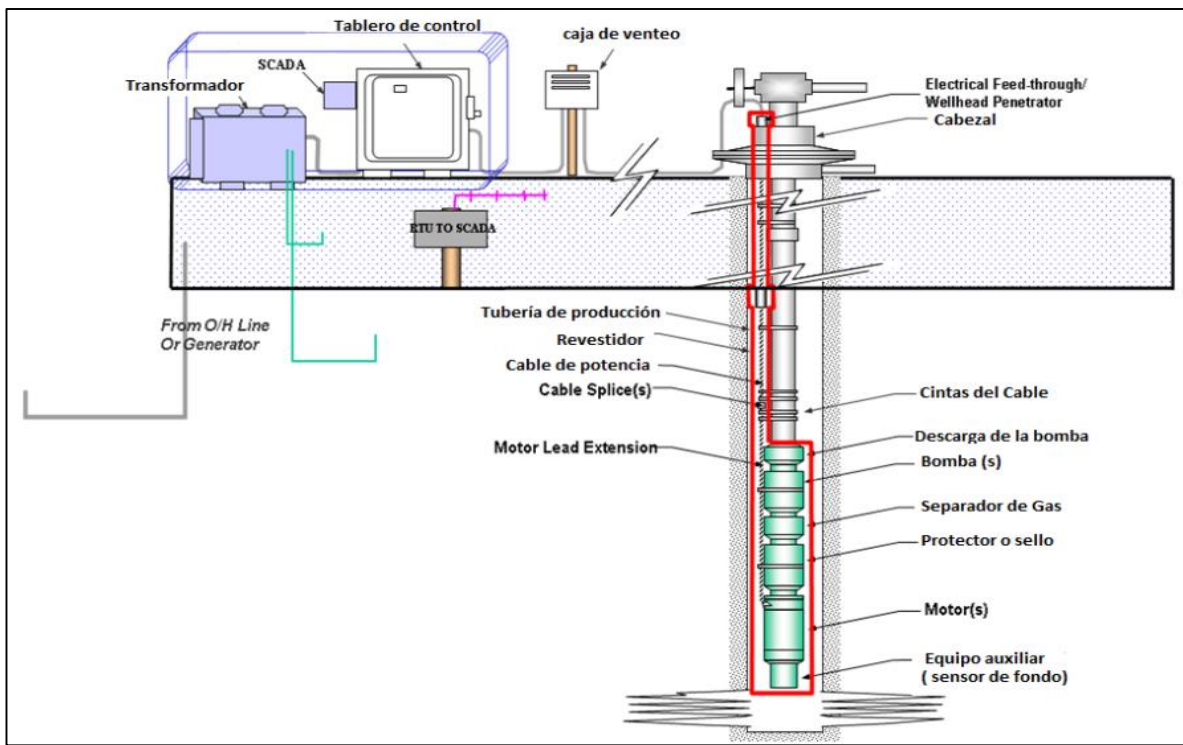
La técnica para diseñar las instalaciones de bombeo electro sumergible consiste en elegir una bomba que tenga las características de la producción que requiera el pozo en el cual se vaya a emplear, asegurar que cumpla con el aumento de presión para subir los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y elegir un motor que tenga la suficiente capacidad de levantamiento y eficiencia del bombeo.

Este tipo de bombas tienen diferentes secciones de centrifuga. Es decir, no es un solo rotor sino que son varios colocados en forma sucesiva uno sobre el otro y alimentándose entre ellos para ganar mayor presión. Este tipo de SLA es utilizado cuando se requiere levantar altas cantidades de fluido en pozos que son medianamente profundos.<sup>3</sup>, se puede apreciar un esquema completo de este sistema en la **Figura 4**.

<sup>3</sup> ESPINOZA, M. (2016). BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. [online] Academia. Recuperado de: [http://www.academia.edu/27249912/BOMBEO\\_ELECTROSUMERGIBLE](http://www.academia.edu/27249912/BOMBEO_ELECTROSUMERGIBLE) [Citado el 6 mayo 2018].



**Figura 4.** Componentes básicos de un pozo completado con bombeo electrosumergible



Fuente. Escalante, S. 2015. Bombeo Electro sumergible (BES). Blog Subproyecto: Producción de Hidrocarburos recuperado de: <http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia-4-BES-SEP-2015.pdf>, consultado el 6 mayo 2018

Los equipos que componen un sistema de bombeo electro sumergible son:

**1.3.1 Equipos de Superficie<sup>4</sup>.** Son los que permiten tener una operación segura en superficie y lo conforman los equipos que suministran la potencia eléctrica necesaria para operar el equipo de fondo. Entre ellos encontramos

- Banco de transformación eléctrica
- Tablero de control
- Variador de frecuencia (VDF)
- Caja de venteo
- Cabezal de descarga

**1.3.1.1 Banco de transformación eléctrica.** Está compuesto por los transformadores que son equipos por medio de los cuales el voltaje de un sistema de corriente puede ser transformado y se compone de un centro de lámina de

<sup>4</sup> *Ibíd.*, p. 34

hierro abrazado por alambres de cobre. Generalmente el centro y los alambres están en aceite, que sirve como aislante y permite enfriar el transformador. Es obligatorio para llegar a obtener el voltaje adecuado y necesario en la operación del equipo. En el mercado se pueden conseguir de diferentes tipos: monofásicos, bifásicos y trifásicos, estos están diseñados para transformar el voltaje de la línea eléctrica que pueda requerir el motor.<sup>5</sup>

**1.3.1.2 Tablero de control.** Conformar el comando de la instalación. Su objetivo es la protección y control de las operaciones del pozo. Está compuesto de interruptores para arranque y parada, botones selectores de voltaje, fusibles, amperímetros, luces de señales, etc.<sup>6</sup>

**1.3.1.3 Variador de frecuencia (VDF).** Es un controlador de motor que nos da la oportunidad de operar el sistema BES en un intervalo amplio de frecuencia en cambio de estar limitado a la frecuencia de línea. Así el caudal de producción, la carga o ambos se pueden adecuar, teniendo en cuenta la aplicación, al cambiar la velocidad de la bomba, sin variaciones en el equipo de fondo. El primer objetivo de usar el VDF en el sistema BES es la elasticidad en el bombeo, pero además se alcanza otros beneficios como la larga vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad controlada automáticamente.<sup>7</sup>

**1.3.1.4 Caja de venteo.**<sup>8</sup> Esta cumple dos funciones:

- Permite conectar el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor
- Ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, evitando que llegue al panel, ya que esto ocasionaría una explosión.

**1.3.1.5 Cabezal de descarga.** Sostiene todo el equipo de fondo encajado en la tubería de producción y a la vez, está hecho para permitir el paso del cable y sellar alrededor de éste. Se pueden encontrar diferentes cabezales, dependiendo de las características del pozo.<sup>9</sup>

---

<sup>5</sup> Escalante, S. (2015). Bombeo Electro sumergible (BES). [Blog] Subproyecto: Producción de Hidrocarburos I. recuperado de: <http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia-4-BES-SEP-2015.pdf> [citado el 6 mayo 2018].

<sup>6</sup> Ibíd., p. 36

<sup>7</sup> Ibíd., p. 36

<sup>8</sup> Ibíd., p.36

<sup>9</sup> MORENO. Op. cit., p. 32

**1.3.2 Equipos de subsuelo.**<sup>10</sup> Son los que permite obtener datos importantes del yacimiento y del desempeño de la bomba, también lo conforman las diferentes válvulas que permiten cierre del pozo. Entre ellos encontramos

- Sensor de presión
- Motor
- Bomba Centrifuga
- Cable de Potencia
- Válvula de cheque
- Válvula de drenaje

**1.3.2.1 Sensor de presión.** Es un equipo que se acopla a la última parte del motor. Está conformado por circuitos que envían señales a la superficie por medio del cable de voltaje primario de alimentación al motor, las cuales son chequeadas mediante un instrumento instalado en el panel de superficie, transformándose en señales de presión de fondo a la profundidad de operación de la bomba.<sup>11</sup>

**1.3.2.2 Motor.**<sup>12</sup> Son dispositivos que convierten energía eléctrica en energía mecánica. Es conocido como un transformador giratorio, ya que induce voltajes y corrientes en el rotor. Desde el punto de vista mecánico, el motor de inducción, está conformado de dos grandes conjuntos de piezas como lo son:

- Estator: comprende todo el grupo de partes inmóviles.
- Rotor: incluye el grupo de partes giratorias.

Los motores eléctricos usados para la operación de las bombas sumergibles son trifásicos tipo de jaula de ardilla, de dos polos. Estos motores se cargan con un aceite mineral con alta rigidez dieléctrica. El voltaje de operación de estos motores oscila entre los 230 y los 5000 volts. El amperaje oscila entre los 12 y los 200 Amperes.<sup>13</sup>

**1.3.2.3 Bomba centrifuga.** Es el corazón del sistema BES, formada de diversas etapas. Cada una se compone de un impulsador rotativo, el cual transmite energía cinética al fluido que pasa por medio de la bomba a una continua aceleración, y un difusor estacionario que transforma esta energía cinética en potencial. Según con la forma de los pasajes de la bomba, ésta se cataloga como flujo radial o mixto. La configuración y el diámetro del impulsor de la bomba deciden la cantidad de energía que se transfiere al fluido. Hay una gran variedad de tipos de bomba, que los fabricantes elaboran según el diámetro del revestidor del pozo. Entre ellos predominan:

---

<sup>10</sup> *Ibíd.*, p. 32

<sup>11</sup> *Ibíd.*, p. 32

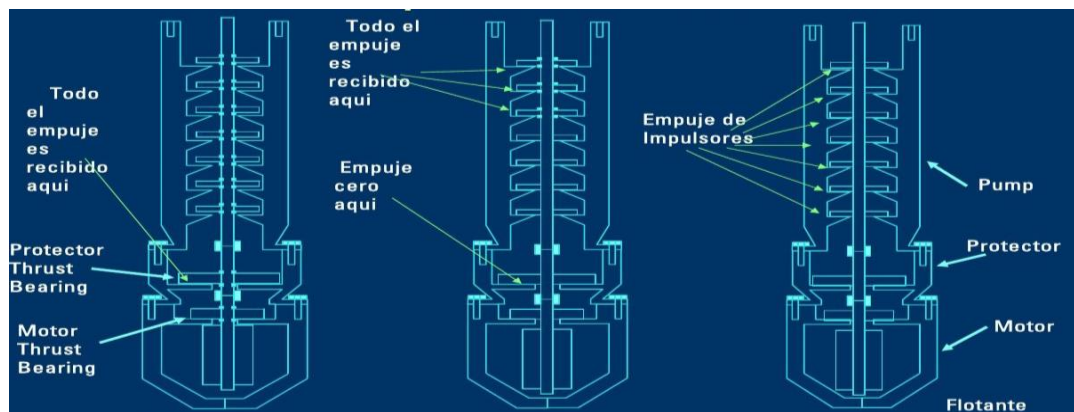
<sup>12</sup> ESCALANTE, S., *Op. cit.*, p. 36

<sup>13</sup> *Ibíd.*, p. 36

- **Bombas Flotantes:** En una bomba flotante cada impulsor está dispuesto de manera libre para que pueda moverse sobre el eje hacia arriba o hacia abajo. En una bomba flotante el extremo superior del eje está expuesto al fluido de descarga de la bomba, que está a una presión más alta que la recepción de la bomba. Esta presión actúa en el extremo del eje y genera un empuje hacia abajo. Este empuje es siempre hacia abajo no hacia arriba.
- **Bombas de Compresión:** En una bomba de compresión los impulsores son fijados de manera rígida al eje, debido a esto se mueven en conjunto con el eje hacia abajo o hacia arriba. En el momento que el impulsor se mueve hacia arriba o abajo, el eje se mueve con el impulsor de tal modo que todo el empuje es transmitido al eje. Este empuje es absorbido por el cojinete de empuje del protector. Este cojinete de empuje del protector puede manejar una carga mucho mayor que las arandelas de empuje de cada etapa.
- **Bombas Flotante Bajo:** en este tipo de bombas, las etapas superiores de estas bombas son compresoras y las etapas inferiores son flotantes. Están diseñadas de esta manera para manejar el empuje con el cojinete del protector. A través del tiempo la tecnología de los cojinetes del protector han sido mejoradas, inclusive muchos años atrás, los cojinetes no podían manejar el empuje que era generado por las bombas. Y estas, BFL surgieron como desarrollo de la solución de esta falencia.<sup>14</sup>

Los tipos de bombas básicos se pueden observar en la **figura 5**.

**Figura 5.** Tipos de bomba básicos

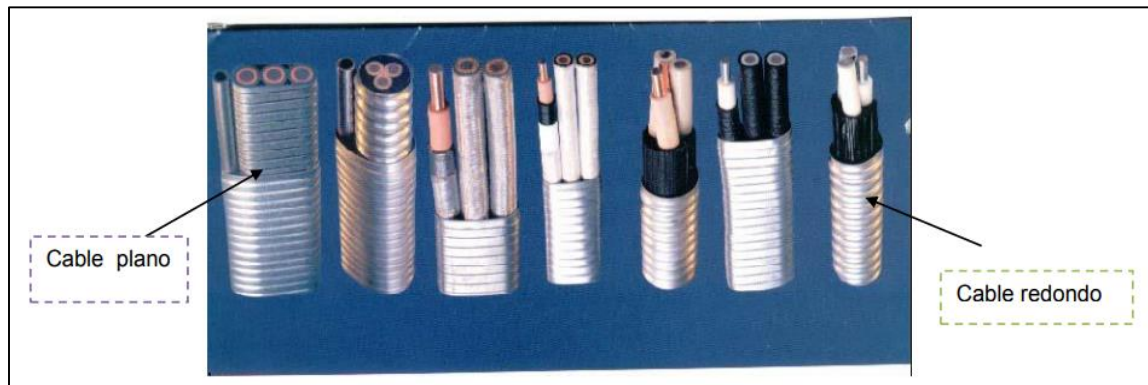


Fuente. ACE INTERNACIONAL, 2013. Curso BES para Operadores de Producción

<sup>14</sup> Schlumberger, S. (2013). CURSO DE OPERACIONES CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES. Documento [en línea]. Disponible en: <https://vdocuments.mx/curso-de-operaciones-con-bombas-electrosumergibles.html> Consultado el 20 de noviembre de 2018.

**1.3.2.4 Cable de potencia.** Es uno de los principales elementos del sistema electro sumergible proporciona su función y costo. El cable trifásico, está formado de tal modo que puede soportar temperaturas, presiones e impregnaciones de los fluidos del pozo. El conductor es de cobre de uno o más hilos de fases. Los fabricantes producen cables especiales para altas temperaturas. Algunos cables típicos de potencia empleados en esta aplicación se pueden apreciar en la **Figura 6**.<sup>15</sup>

**Figura 6.** Tipos de cables de potencia



Fuente. MORENO R, R. (2014). *Sistemas de Levantamiento Artificial* . [en línea] Scribd. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/219786368/Sistemas-de-Levantamiento-Artificial-pdf>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

**1.3.2.5 Válvula cheque.** Su función principal es disminuir la presión hidrostática en los componentes de la bomba.<sup>16</sup>

**1.3.2.6 Válvula de drenaje.** Se usa como factor de seguridad para circular el pozo del revestidor a la tubería de producción o viceversa.<sup>17</sup>

### 1.3.3 Ventajas del bombeo electro sumergible<sup>18</sup>.

- Puede levantar altos volúmenes de fluidos.
- Maneja altos cortes de agua (aplicables en costa a fuera).
- Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.
- Su vida útil puede ser muy larga.
- Trabaja bien en pozos desviados.
- No causan destrucciones en ambientes urbanos.
- Fácil aplicación de tratamientos de corrosión y formaciones de escamas.

<sup>15</sup> Moreno. Op. cit., p. 32

<sup>16</sup> ESCALANTE S. Opcit., p. 35

<sup>17</sup> Ibít., p. 35

<sup>18</sup> MORENO., Op. cit., p.33

#### **1.3.4 Desventajas del bombeo electro sumergible <sup>19</sup>.**

- Inversión inicial alta.
- Alto consumo de potencia.
- No es rentable en pozos de baja producción.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- Susceptible a la producción de gas y arena.
- Su diseño es complejo.
- Las bombas y motor son susceptibles a fallas.

#### **1.3.5 Parámetros del bombeo electro sumergible<sup>20</sup>.**

- Temperatura: limitada por  $> 350^{\circ}\text{F}$  para motores y cables especiales.
- Presencia de gas: saturación de gas libre  $< 10\%$
- Presencia de arena:  $< 200$  ppm (preferiblemente 0)
- Viscosidad: limite cercano a los 200 cps.
- Profundidad: 6000 - 8000 pies
- Tipo de completamiento: Tanto en pozos verticales, como desviados.
- Volumen de fluido: hasta 4000 BPD

#### **1.3.6 Limitantes para el uso de un sistema de bombeo electro sumergible.**

Como toda técnica de operación tiene limitantes en cuanto a su implementación en el campo, algunas de las más relevantes son:

- No se recomienda su uso en pozos con alta relación GL
- No se deben implementar en pozos de bajo índice de productividad y baja presión.
- Se debe tener muy en cuenta el corte de agua, ya que la mayoría de los sistemas de levantamiento fueron diseñados para fluidos incomprensibles, y como es de saber el petróleo es comprensible.
- Es importante conocer las características del completamiento como diámetro del casing y los segmentos abiertos para producción, ya que estos factores pueden ser limitantes para el SBE.
- Es vital para el diseño conocer la presión de burbuja del reservorio y la presión actual del reservorio.
- Se requiere conocer el tipo de fluido del reservorio y características de este tales como la viscosidad.
- Los fluidos producidos con granos de arena afectan los componentes del SBE, ya que los granos de arena forman incrustaciones y causan erosiones.

---

<sup>19</sup> Ibít., p. 33

<sup>20</sup> Ibít., p. 33

## 2. DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS RIGLESS

Independientemente de las numerosas y bien intencionadas iniciativas de mejora de la vida útil de la BES, estos sistemas seguirán fallando. Sin embargo, la sustitución de los sistemas fallidos será más rápida y rentable. Ya no se requerirá la movilización de las torres de WO para realizar trabajos de reemplazo de la BES. La operación de reemplazo será mucho más rápida tanto en términos de tiempo de respuesta como de tiempo de operación. El aplazamiento será minimizado. Incluso cuando las torres estén disponibles.

### 2.1 ZEITECS Shuttle™

En dado caso que la BES presente problemas se debe tener una unidad de "wireline" "Slickline" o "coiled tubing", esta se elige teniendo en cuenta características de profundidad, producción, daño de la BES, etc. Se cierra la "bypass valve" seguido de una operación de "well control", para poder retirar la BES sin ningún problema y reparar en superficie, después de tener la bomba reparada se procede a instalar de nuevo dentro de la "shuttle" para seguir produciendo normalmente.

**2.1.1 Partes y sus funciones.** Esta tecnología está compuesta principalmente por 2 partes, una semi-permanente y otra recuperable. La primera está conformada por un cable, la "shuttle" y una "docking station". La recuperable se compone principalmente por el sistema BES y un "motor connector" con sus respectivos conectores electromecánicos.

**2.1.1.1 Partes semi-permanente.** El componente semi-permanente, se instala con la tubería y queda en fondo durante la producción del pozo, además permite conectar de una manera fácil el sistema recuperable.

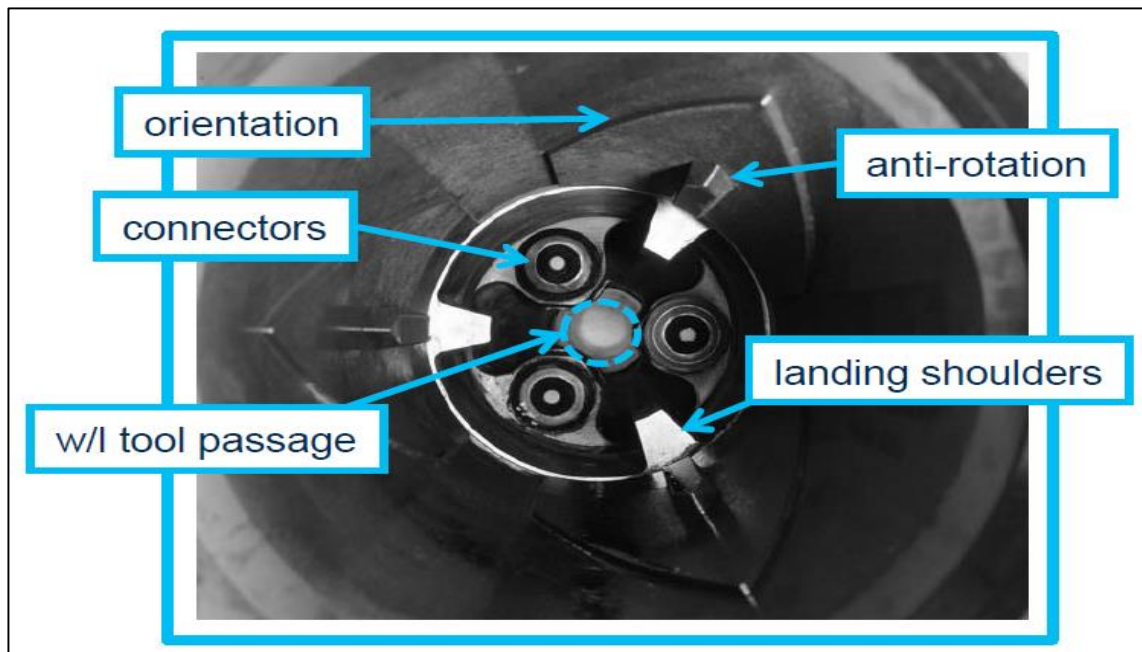
- **Docking Station (DS).** Es una de las partes más importantes de ZEITECS Shuttle™ ya que es donde se encuentran ubicados los conectores eléctricos (**Figura 7**) que permiten unir la BES con la "shuttle", estos conectores son previamente probados con las características de subsuelo (temperatura, presión, etc.) para no presentar fallas posteriores.

Unas de las principales características de la DS es que no tiene partes móviles como se evidencia en la **Figura 7**, lo cual facilita que el mecanismo hidráulico canalice perfectamente el flujo de fluido del pozo hacia la tubería de producción. Además, gracias al detallado diseño de todas las partes de la DS se puede

minimizar la erosión del fluido y el asentamiento de sólidos cuando la BES se cierra.

Esta herramienta tiene un límite operacional llegando a soportar una presión diferencial de hasta 5.000 Psi, que será la misma presión de estallido del conector ya antes mencionado, otros límites que se tienen son la temperatura (257 °F), voltaje máximo (5 kV), carga máximo por debajo de DS (40.000 Lbm), y como último dato la DS está hecha de cromo 13.

**Figura 7.** Partes de la Docking Station

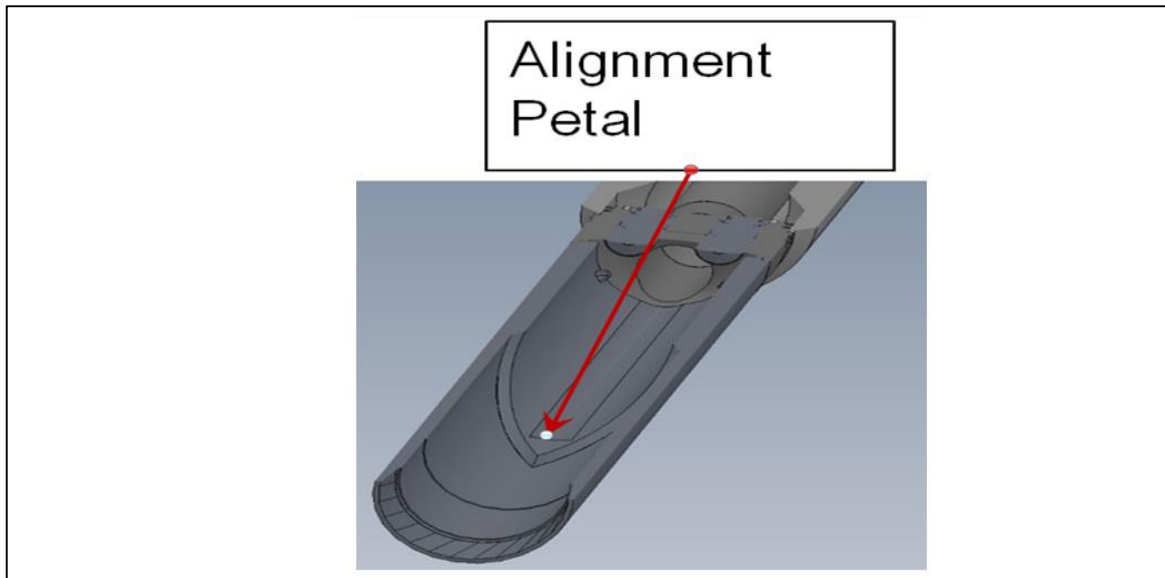


Fuente. Schlumberger Sureco S.A.

- **Pétalos de alineamiento.** Una parte importante de la DS son los pétalos de alineamiento que se observan en la **Figura 8** los cuales tienen la función de corregir y dirigir la orientación del "motor connector" para tener una perfecta unión entre la DS y "motor connector".



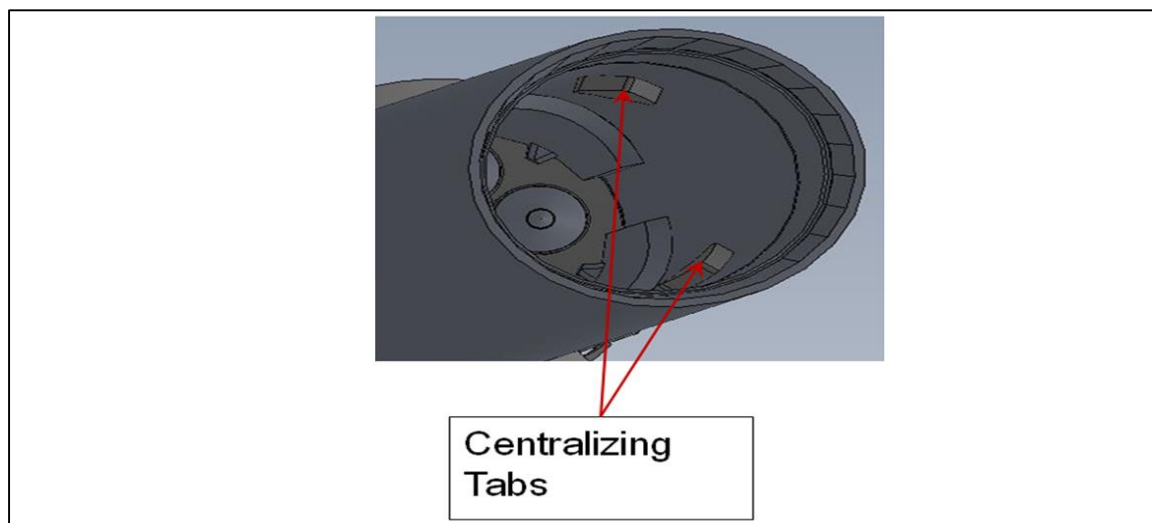
**Figura 8.** Pétalos de alineamiento



Fuente. Schlumberger Surencó S.A.

- **Centralizadores o Anti-Rotación.** Otras de las partes importantes de la DS son los centralizadores o anti-rotación los cuales se pueden observar en la **Figura 9**, la función de estos es garantizar que el "motor connector" permanezca en contacto con la superficie del pétalo de alineación.

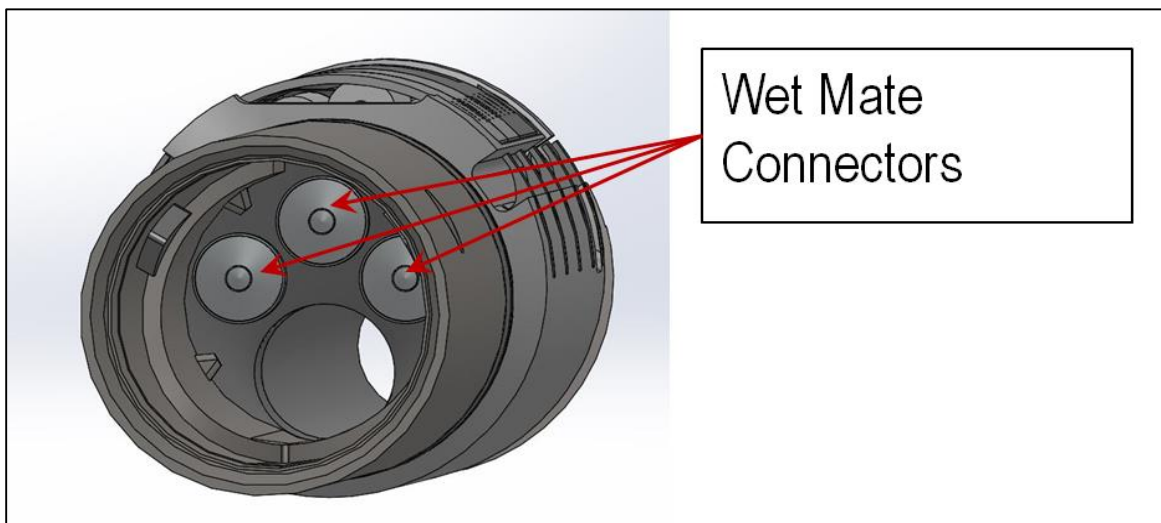
**Figura 9.** Centralizadores o Anti-Rotación



Fuente. Schlumberger Surencó S.A.

- **Landing Shoulders.** Tiene la función de soportar el peso del sistema recuperable y proporcionar soporte de rotación durante el arranque de la BES, está compuesto específicamente de:
  - Motor Connector
  - BES
  - Válvula de compuerta lateral
  - Standing valve
  - Seal assembly
- **Conectores Wet Mate.** Estos conectores cumplen una función fundamental dentro del sistema ZEiTECS Shuttle™, la cual es permitir una conexión eléctrica entre el "motor connector" de la BES y el cable de alimentación. Estos conectores se encuentran ubicados de la siguiente manera: 3 conectores macho en la DS como los que se evidencian en la **Figura 10** y 3 conectores hembra en el "motor connector" de la BES como los expuestos en la **Figura 11**.

**Figura 10.** Conectores Wet Mate



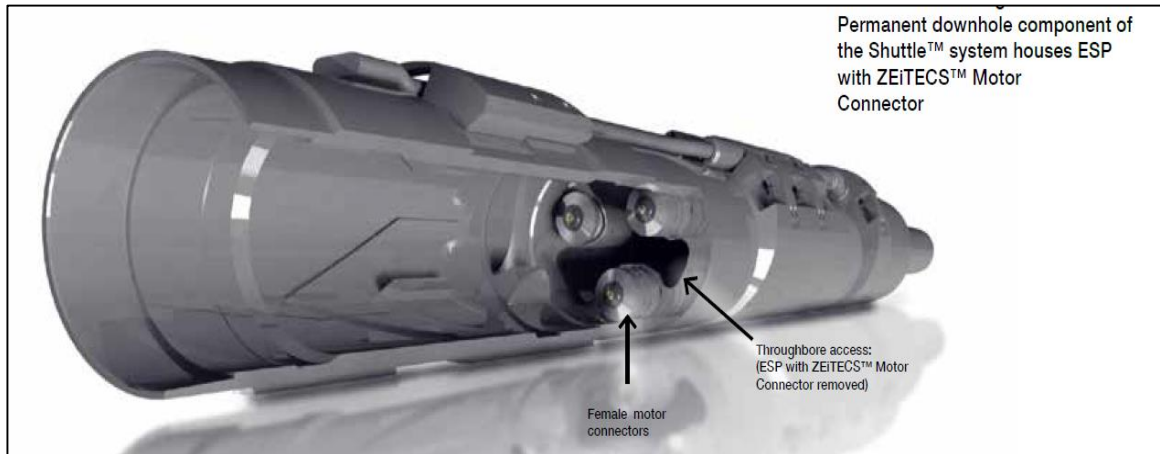
Fuente. Schlumberger Sureco S.A.

**2.1.1.2 Shuttle.** Esta tecnología actualmente tiene 3 tipos diferentes de Shuttle los cuales se diferencian principalmente en sus características de diámetros, tales como:

- **El sistema Shuttle™ serie 700.** Está diseñado para la recuperación e instalación de un sistema BES estándar 513/538/540/562 (o más pequeño) a

través de un "tubing" de 7 ". Por tal razón, el pozo candidato debe tener un casing de 9 5/8" (máx. 53.5 lbs/ft). Los componentes permanentes consisten en el tubo, cable y en el fondo la DS mientras que los componentes recuperables consisten en el sistema BES con conectores electromecánicos que permiten acoplarse con la DS.

**Figura 11.** Shuttle™ serie 700



Fuente. Schlumberger Sureco S.A

- **El sistema Shuttle™ serie 550.** Está diseñado para instalar y posteriormente retirar equipo BES estándar serie 456/540/400 (o más pequeño) a través de un tubing de 5 1/2" utilizando wireline, coil tubing o sucker rods. Por tal razón, el pozo candidato debe tener un casing de 7 5/8" hasta la profundidad donde quedaría sentada la bomba. Tiene los mismos componentes de la serie 700 pero el diseño cambia como se observa en la **Figura 12.**

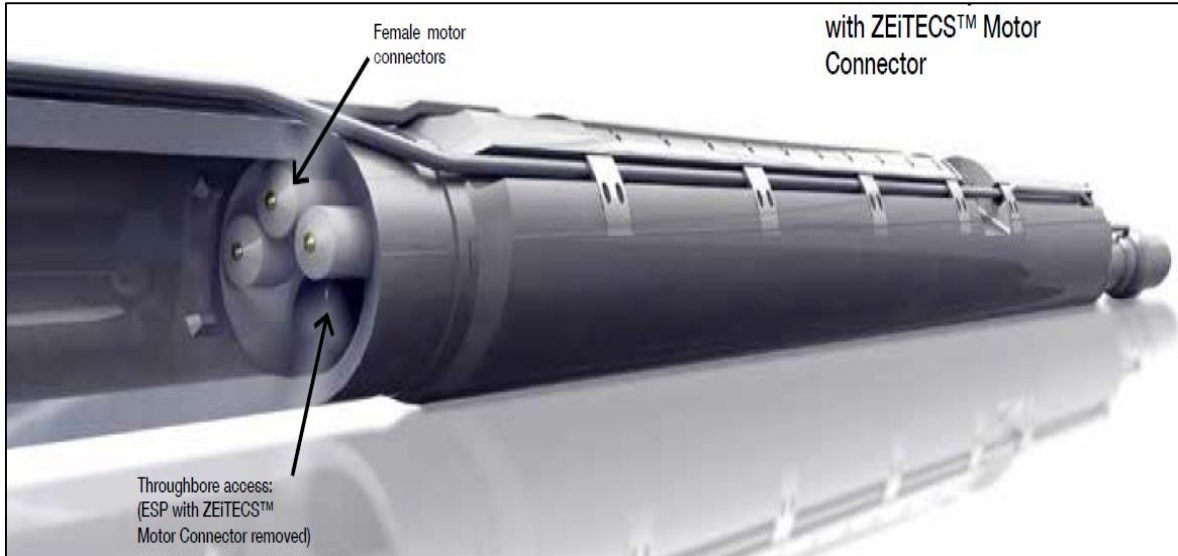
**Figura 12.** Shuttle™ serie 550



Fuente. Schlumberger Surencó S.A.

- **El sistema Shuttle™ serie 450.** Está diseñado para instalar y recuperar el equipo BES de serie 338/375 a través de un *tubing* de 4½" - 5". Por tal razón, el pozo candidato debe tener un *casing* de 7". Tiene los mismos componentes de la serie 550 como se evidencia en la **Figura 13**.

**Figura 13.** Shuttle™ serie 450



Fuente. Schlumberger Surencó S.A.

En la **Tabla 2** se puede observar los tamaños de casing con el respectivo tamaño de tubing y shuttle para este, y se expone el tamaño de la BES para el tubing correspondiente.

**Tabla 2.** Tamaño de las herramientas

Casing Size	Tubing Size	Shuttle Series	ESP Size	Throughbore
9 5/8"	7"	700	562	1 11/16" drift
7 5/8"	5 ½"	550	456	2 ½" drift (2 3/8" CT demo'ed)
7"	4 ½" - 5"	450	375	2" drift *

Fuente. Schlumberger Surencó S.A

**2.1.2 Partes recuperables.** La principal característica de sus componentes (Motor Connector, Slip Lock Seal Assembly y sistema BES) es que pueden ser llevados a través de la tubería hasta acoplarse con la DS.

**2.1.2.1 Motor Connector (MC).** Se encuentra acoplado al sistema BES en la base del motor. Está compuesto básicamente de un conector macho trifásico de alto voltaje como el que se observa en la **Figura 14** el cual se inserta en la DS. Este componente está diseñado para que al momento de acoplarse en la DS ésta se asegure que el sistema BES queda sentado a la profundidad correcta para evitar que gire durante el arranque.

**Figura 14.** Motor Connector



Fuente.Schlumberger Surencó S.A.

- **Slip Lock Seal Assembly (SLSA).** Se encarga de proporcionar un perfil para que el sistema recuperable se enganche y se desenganche para tener una recuperación de la BES rápida y sencilla, otra función que tiene la SLSA es transmitir la fuerza hidrostática generada por la presión diferencial entre la presión de descarga por encima del SLSA y la presión por debajo del SLSA, evitando así la compresión de la BES durante el tiempo de funcionamiento de la bomba.

El SLSA puede equiparse con uno o dos "cup packers" como el observado en la **Figura 15**, que crean un sello y evitan la recirculación de fluido entre la descarga y el fluido de entrada, con la ayuda de un sellado permanente contra el orificio de la tubería de producción. Este componente tiene los siguientes límites operacionales:

- Diferencial de presión a través de los cups packers: 5,000 psi
- OD máximo: 3.833 inches
- Presión de colapso: 4,000 psi
- Diámetro máximo del agujero del SLSA: 1.850 in

- La conexión superior es de 4 pulgadas, y la conexión inferior es de 2.375 pulgadas
- Todos los SLA son sometidos a pruebas de presión a 5,000 psi

**Figura 15.** Partes de Slip Lock Seal Assembly

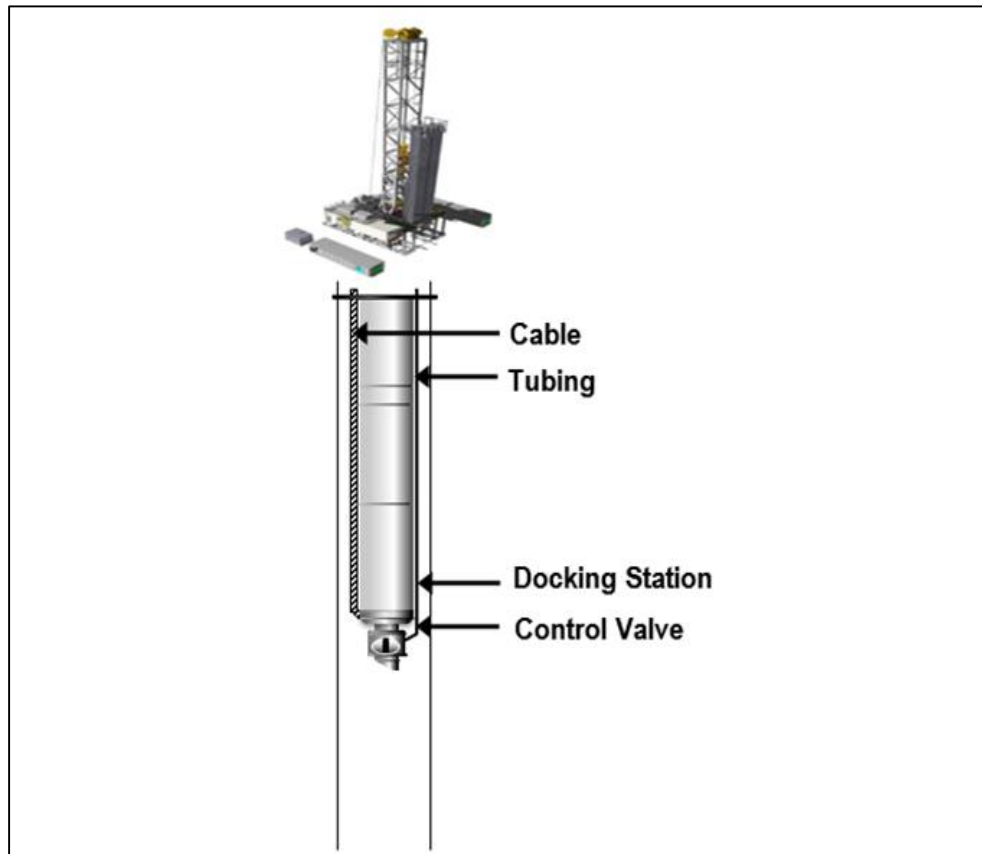


Fuente. Schlumberger Surencó S.A.

## 2.2 INSTALACIÓN

Para la instalación de la herramienta se inicia con la instalación de las partes semi-permanentes, compuesta principalmente por un "shuttle" (Se recomienda realizar una operación de limpieza del pozo antes de instalar el equipo ZEiTECS Shuttle mediante una torre de "workover" común), la cual va dentro del "tubing"; a un lado de la "shuttle" debe ir el cable por donde será dirigida la electricidad necesaria para el funcionamiento de la BES como se puede ver la **Figura 16**; en la parte inferior se encuentra la DS y la válvula de control la cual permite cerrar el flujo de fluido en caso de daño de la BES.

**Figura 16.** Instalación de la Shuttle



Fuente. Schlumberger Surencó S.A.

A continuación se procede a introducir la BES junto con sus componentes (**Figura 17**) de la parte superior (Slip Lock Seal Assembly) y en su parte inferior (motor connector), dentro de la "shuttle", posteriormente abrir la válvula de control de flujo, verificar presión en cabeza del pozo, colgador de tubería y árbol de Navidad para el máximo diámetro y además rectificar el espacio libre de la BES a través ZEiTECS para comenzar a producir como en la **Figura 18**.

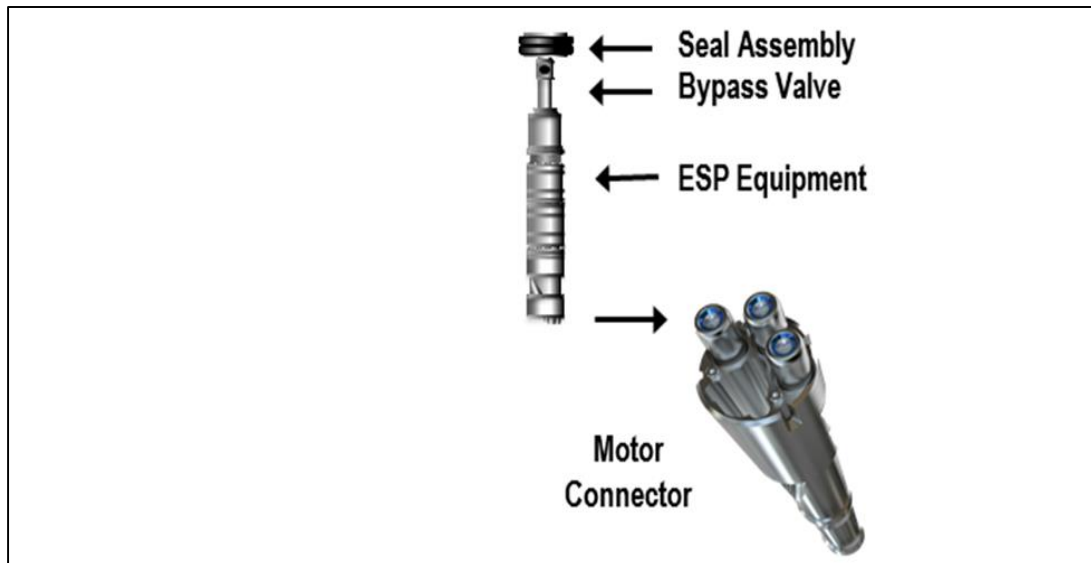
Mantener presión durante 10 minutos, se permite una caída de presión máxima 50 psi, registrar lecturas y esperar estabilidad de producción.

En resumen los pasos son los siguientes:

- Instalación del packer
- Instalación de Componentes Semi-Permanentes
- Instalación de BES con varillas
- Confirmación de la integridad del sistema eléctrico

- Ejecución de Componentes permanentes a profundidad
- Instalación del árbol y equipo superficial
- Encendido del sistema BES

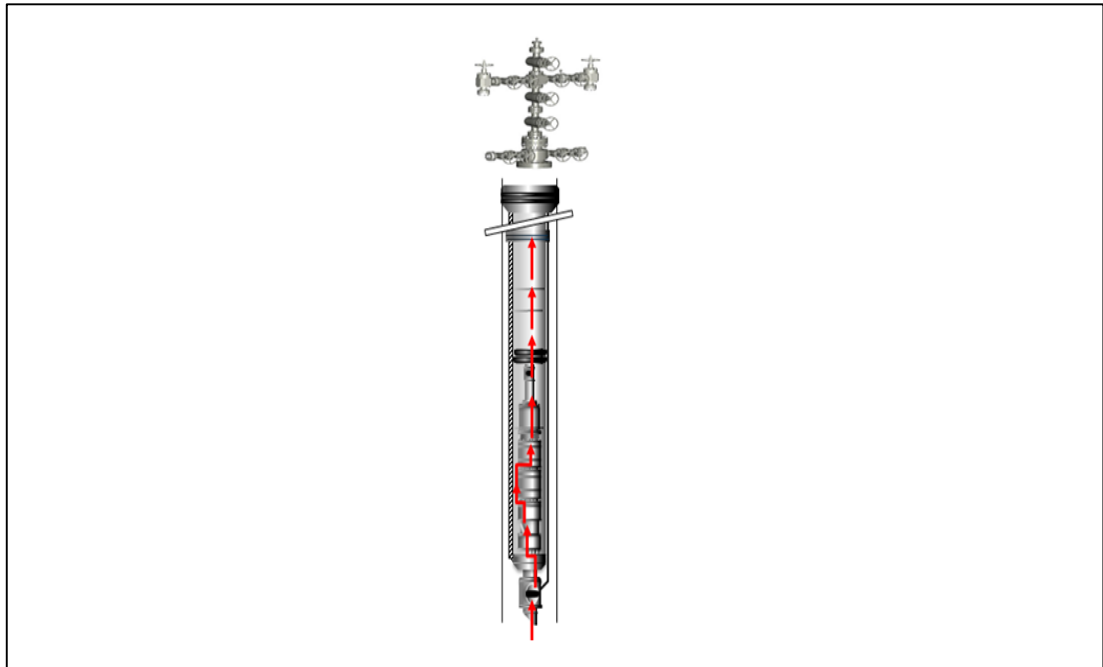
**Figura 17.** Partes de la BES



Fuente.Schlumberger Surencó S.A.



**Figura 18.** Instalación de BES.



Fuente. Schlumberger Sureco S.A.

### **2.3 TECNOLOGIA REDA Coil CT-Deployed ESP System**

El sistema REDA Coil coiled tubing (CT) permite desplegar una BES utilizando CT, eliminando la necesidad de una plataforma de reacondicionamiento y equipos de superficie. Este método de implementación simplificado es especialmente beneficioso en aplicaciones en alta mar y en aguas profundas, donde mover una plataforma en el sitio aumenta los costos y retrasa la producción.

**2.3.1 Partes y funcionamiento.** El sistema REDA Coil ESP consiste en una longitud de tubería flexible con un cable de alimentación ESP preinstalado. Un sistema invertido coloca el motor en la parte superior y la bomba en la parte inferior. En la superficie, el CT se compone de una suspensión de tubería flexible que se coloca en la cabeza del pozo. Esta configuración permite ejecutar y recuperar el ESP sin eliminar el árbol de Navidad o las líneas de flujo, y sin una plataforma. El cable ESP se termina en un penetrador de boca de pozo para la conexión a un cable de superficie.

Las rutas de producción opcionales amplían las capacidades en el sistema REDA Coil ESP, el fluido fluye a través del anular entre la tubería flexible y la cadena de producción permanente en la que se despliega la BES o, cuando no se requiere

una cadena de producción permanente, entre la tubería flexible del CT y el casing.

**2.3.1.1 Lower Connector.** Proporciona la conexión mecánica entre la tubería flexible del CT y la BES. También proporciona la conexión eléctrica entre el motor BES y el cable dentro de la tubería flexible.

Una conexión bridada en la base del lower connector está compuesta por el motor o un medidor de fondo de pozo en tiempo real en la parte superior de la cadena ESP invertida. Un conector interno conectable al campo está compuesto por el cable de alimentación ESP en la bobina. El tubo flexible está terminado en la parte superior del conector utilizando un conector de tipo deslizante de tubería flexible integrada.

Si es necesario, se pueden ejecutar líneas de control adicionales en el tubo flexible junto con el cable de alimentación ESP. Para el control del pozo, esta configuración puede incluir una válvula de inyección química o una válvula de seguridad de profundidad en el tubo de escape debajo de la BES.

El lower connector incluye un mecanismo de liberación hidráulica que se puede usar para solucionar problemas cuando se está recuperando una terminación. Si se aplica presión hidráulica internamente a la tubería flexible, el conector se separará, permitiendo que se recupere la tubería flexible. La BES se deja en el pozo con un perfil para la pesca. Esta tecnología proporciona los siguientes beneficios:

- Permite que el motor central se use en cadenas ESP invertidas al proporcionar una conexión eléctrica y mecánica entre el sistema ESP y el cable de alimentación
- Aísla la conexión eléctrica de fondo de pozo y el cable ESP de los fluidos del pozo, protegiendo los componentes del daño mecánico

Además de estas características:

- Mecanismo de liberación de cizalla hidráulica
- Capacidad de corte de 3.000 o 5.000 psi [20.684 a 34.474 kPa]
- Conector de alimentación de 5 kV
- Conector de tipo deslizante para tubería flexible integrada
- Salidas de línea de control opcionales
- Sistema REDA Maximus\* ESP, configuración de la serie 562

**Figura 19.** Phoenix xt150 downhole monitoring system



**Fuente.** S.A, S. (2016). REDA Coil Brochure. AMAL ADI. Recuperado de: <http://www.amal-gamation.com/redacoil/> [Citado 4 Sep. 2018].

**2.3.1.2 Motores.** El sistema REDA utiliza un motor en tándem central es decir el de la parte superior de la bomba tiene característica REDA Maximus \* ESP, esto quiere decir que provee conexiones simples y confiables con tecnología de conexión de brida exclusiva MaxJoint \* ESP. Esta tecnología garantiza sellos herméticos a presión, que previenen el aire atrapado, la contaminación y la fuga de fluidos. El motor tándem central elimina la necesidad de una extensión de cable del motor además de transmitir el torque a la bomba.

La base del motor crea un punto Y en la parte inferior del motor. El torque generado por el motor se transmite a través de la base del motor al Bottom intake protector y a la bomba de abajo.

**2.3.1.3 Bottom intake protector.** Este se ajusta debajo del motor y encima de la bomba. El aceite del motor se comunica entre el motor y el protector. Cuando el motor arranca y se calienta, el aceite se expande. Cuando el motor se apaga, el aceite se contrae. El protector de entrada inferior está abierto al fluido del pozo para mantener la presión equilibrada dentro del protector y el motor.

En los sistemas de BES convencionales, el protector está ubicado arriba del motor y debajo de la bomba. En los sistemas BES invertidos como el sistema REDA Coil ESP, cuando la bomba es iniciada, la presión cambia rápidamente a la presión de descarga de la bomba. El Bottom intake protector, está diseñado para acomodar los cambios extremos, puede manejar de manera eficiente los cambios de presión tanto rápidos como grandes. La aplicación de esta tecnología es la operación Rigless la cual proporciona los siguientes beneficios:

- Aísla bien los fluidos del motor, protegiéndolo de daños mecánicos.
- Equilibra la presión interna y externa del motor, manteniendo una producción eficiente y prolongando la vida útil del sistema.
- Se adapta a los rápidos cambios de presión entre las presiones de entrada y descarga, mejorando la confiabilidad del sistema.

**2.3.1.4 Cabezal de descarga.** Sirve para los sistemas BES invertidos está situado encima de la bomba. Tiene un eje interno para transmitir el torque desde el motor de arriba hacia la bomba de abajo. El cabezal de descarga (Discharge Head) proporciona una ruta para que el fluido se descargue en el anular entre el tubing de producción y el tubo flexible de la unidad de CT. Desde el área anular, el fluido se produce a la superficie.

La trayectoria de flujo anular conduce el fluido alrededor del motor, enfriando el motor durante las operaciones BES.

**Figura 20.** Partes de Reda Coil CT-Deployed ESP System



Fuente.Schlumberger Surencó S.A.

## **2.4 THRU TUBING DEPLOYED ESP ACCESS**

El sistema de transporte ESP, rigless y no invasivo de AccessESP puede reducir los costos, ya que simplifica la capacidad de un operador para instalar y recuperar rápida y fácilmente los sistemas BES con una unidad de mantenimiento como slick line es decir sin una plataforma. Está diseñado específicamente para pozos de alto valor, donde el acceso a la ubicación es difícil (como Alaska en tierra firme, África occidental costa afuera, Medio Oriente y sudeste de Asia), las intervenciones de perforación son prohibitivas y donde las demoras en la producción deben ser estrictamente evitadas. Este sistema de transporte rigless combina una robusta tubería de producción con un conector humedo en el fondo del pozo montado en el costado y un motor de imanes permanentes de alta potencia (PMM)

La terminación permanente se despliega junto a la tubería de producción y está formada por dos componentes:

El conector humedo en el fondo del pozo montado en el bolsillo lateral y el sistema de orientación y enganche del conector. El sistema pocket wet connect proporciona una conexión eléctrica entre el ensamblaje de la BES recuperable y el cable de alimentación BES a la superficie. Después del despliegue de la finalización permanente, solo toma unas pocas horas para completar a través de la instalación de la tubería y la recuperación del conjunto por medio de la unidad de slick line. La orientación del conector y el mecanismo de enganche aseguran que el conector húmedo en el conjunto BES recuperable. Los soportes mecánicos también son previstos por la terminación permanente, que toma las fuerzas mecánicas generadas por el sistema ESP recuperable.

**2.4.1 Partes y funciones.**Cada una de estas es de gran importancia al hacer que el sistema trabaje como conjunto y las operaciones sean exitosas.

**2.4.1.1 Vented Crossover.** Se encarga de proporcionar una ruta para que el gas se ventile al anular del casing de producción. Además, permite la integración de herramientas de gestión de gas, separadores de gas, etc.

Vented Crossover se ha diseñado específicamente con puertos de ventilación que permiten que el gas migre al anular y minimice su retorno al área de entrada de la bomba además elimina la posibilidad de bloqueo de gas y sobrecalentamiento del motor.

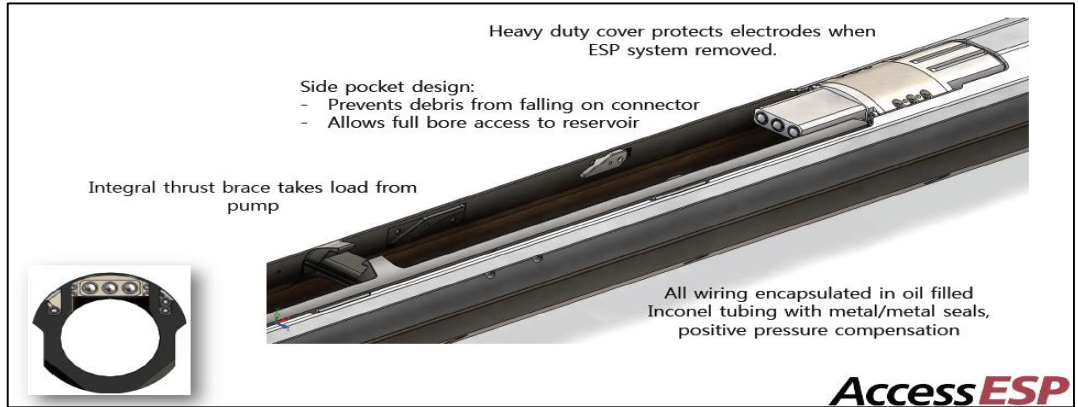
**2.4.1.2 Motor Centralizer Sub.** Es un componente del equipo permanente. Consiste en un tubing conectado a un acoplamiento de junta interna a ras del suelo. Se utilizan múltiples centralizer subs para asegurar que el motor esté centralizado. El número de subs usados depende de la longitud del motor y la posición de la entrada de la bomba (típicamente 15 pies).

**2.4.1.3 Puerto de conexión anular (ACP).** Es un componente del equipo de finalización permanente que se encuentra debajo de los Motor Centralizer Sub.

- **Conector húmedo macho:** se conecta al conector hembra del conjunto recuperable. Situado en un "side pocket" que proporciona un acceso total a través del tubing como el que se observa en la **Figura 21**.
- **Sistema de orientación:** alinea los conectores húmedos macho y hembra para el enganche.
- **Estructura de soporte mecánico:** soporta la carga generada por el ensamblaje recuperable.
- **Extensión de cable de alimentación macho:** Es un conector acoplado a campo que conecta el cable de alimentación ESP a la ACP.
- **Agujeros pulidos:** proporciona una superficie de sellado para la instalación de la manga de aislamiento.

En la **Figura 22** se muestra las características principales del puerto de conexión anular.

**Figura 21. Puerto de conexión anular (ACP)**



Fuente. Access ESP

**Figura 22. Características del Puerto de conexión anular (ACP)**

Lateral de bolsillo Abajo, Conexión húmeda
- El conector de superficie húmeda proporciona conexión eléctrica entre Cable (montado en tubo) a sistema ESP recuperable
- Disponible para carcasa de 7 "y más grande, tubería de 4.5" y más grande
- Side pocket design does not obstruct thru-bore
- Alta tolerancia a los residuos.
- Opciones de flujo en línea y anular.

Fuente. Access ESP,2018.

**2.4.1.4 Puerto de conexión en línea (ICP).** Es parte del equipo de finalización permanente. Consiste en un puerto de conexión anular (ACP) con una cubierta integrada para aislar el anular del casing de producción. En la **Figura 23** se observa las principales partes del puerto de conexión.



- **Conector húmedo macho:** se conecta al conector hembra del conjunto recuperable. Localizado en un "side pocket" sin interferencia en el diámetro interior del tubing
- **Sistema de orientación:** alinea los conectores húmedos macho y hembra para el enganche
- **Estructura de soporte mecánico:** soporta la carga generada por el ensamblaje recuperable
- **Conector de alimentación macho:** conector acoplado a campo al que se conecta el cable de alimentación al ICP.
- **Agujeros pulidos:** proporciona una superficie de sellado para la instalación de la manga de aislamiento.

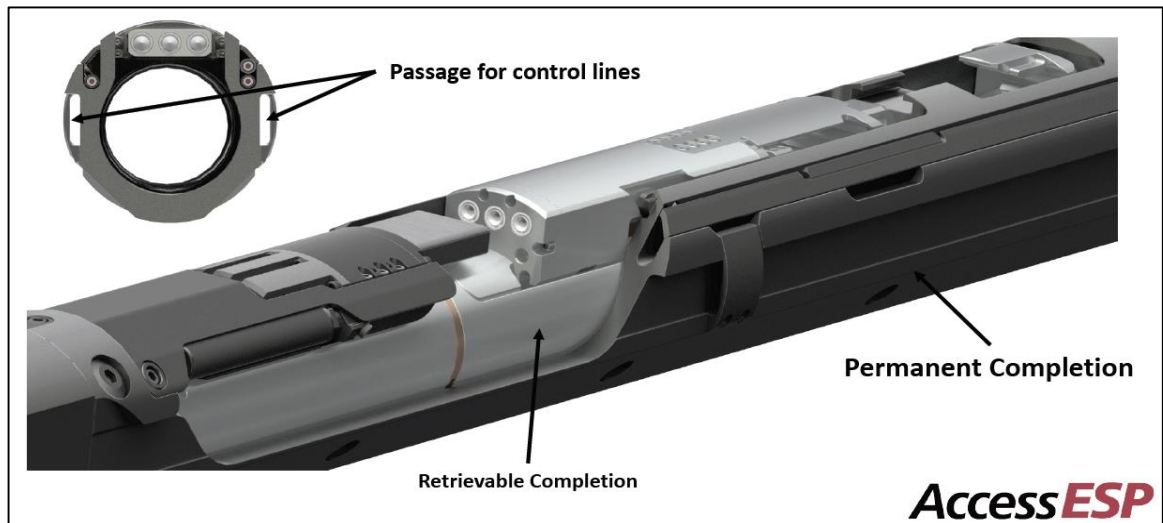
En la **Tabla 3** se ilustra los tamaños ID y OD de los puertos de conexión en línea.

**Tabla 3.** Características Puerto de conexión en línea (ICP)

	O.D.	I.D.	Length	Material	Control Line Bypass
<b>Access375</b>	7.625"	3.835"	18.5'	As Req.	6
<b>Access450</b>	7.625"	4.50"	20.0'	As Req.	6

Fuente. Access ESP,2018

**Figura 23.** Ilustración del Puerto de conexión en línea (ICP)



Fuente. Access ESP,2018

**2.4.1.5 Tubing Stop.** Es un ancla desplegada con slick line que es parte del ensamblaje recuperable. La activación del tubing stop asegura que el conjunto recuperable permanezca en su lugar.

El tubing stop ha sido diseñado para ser desplegado y recuperado en aplicaciones verticales, horizontales, donde se puede transportar y activar con slick line, wireline tractor o coiled tubing.

**Figura 24.** Tubing Stop



Fuente. Access ESP,2018

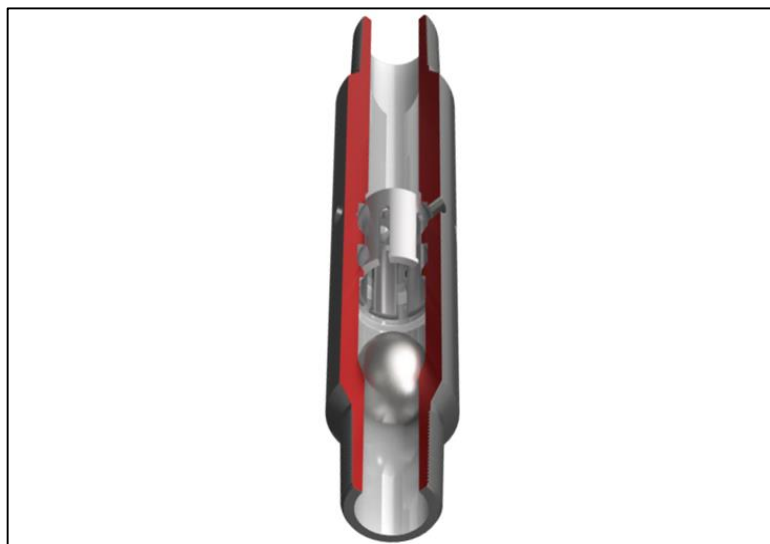
**2.4.1.6 Tubing Pack-off.** Es un componente del conjunto recuperable que se instala debajo del Tubing Stop. Es una herramienta de aislamiento hidráulico activada mecánicamente que crea una barrera hidráulica entre la entrada y la descarga de la bomba.

El Tubing Pack-off ha sido diseñado para ser desplegado y recuperado en aplicaciones verticales y horizontales, puede transportarse y activarse con slick line, wireline tractor o coiled tubing.

**2.4.1.7 Standing Valve.** Se adjunta debajo del empaque de tubos y sobre el agujón antes del despliegue. Es una válvula de retención como se observa en la **Figura 25**, que evita el flujo inverso a través del sistema BES, lo que evita que entren residuos a la bomba cuando el sistema ESP está apagado.

Esta válvula permanente incorpora una jaula de aislamiento que se puede activar para permitir que el fluido drene e iguale la presión a través del empaque del tubing antes de tirar del conjunto recuperable. Además, la válvula permanente proporciona un tapón hidráulico a presión para el ajuste del empacador, etc.

**Figura 25.** Standing Valve



Fuente Access ESP,2018

**2.4.1.8 Stinger.** Se adjunta debajo de la válvula permanente antes de la implementación y es el componente inferior. Proporciona un sello, asegurando que todo el fluido transportado por la bomba se transmita al tubing. Las principales características se ilustran en la **Tabla 4**. Se observa en la **Figura 26**.

**Figura 26.** Stinger



Fuente.Access ESP,2018

**Tabla 4.** Características del Stinger

	<b>O.D.</b>	<b>I.D.</b>	<b>Length</b>	<b>Material</b>
<b>Access375</b>	3.72"	2.25"	0.88'	As Req.
<b>Access450</b>	4.50"	2.80"	1.00'	As Req.

Fuente. Access ESP,2018

**2.4.1.9 Pump intake.** Es parte del ensamblaje recuperable y se instala debajo del manipulador de la bomba durante el despliegue. La recolección de gas puede ser una separación de gas para eliminar una porción del gas libre antes de que el fluido ingrese a la bomba.

Después de la instalación, la pump intanke se coloca dentro del tubing y extrae el líquido de este adyacente a la entrada de fluido en el anular.

**2.4.1.10 Permanent Magnet Motor (PMM).** Es el motor principal en un sistema BES, que proporciona la potencia mecánica para impulsar la BES.

Este motor de cuarta generación, liviano y con alta densidad de potencia, ha sido desarrollado para proporcionar la potencia requerida para la implementación práctica, a través del tubing, slickline. El Motor de imán permanente (PMM) de AccessESP es típicamente 1/3 a 1/5 del peso y la longitud de un motor de inducción BES convencional y puede ser alimentado por cualquier VSD disponible comercialmente. Además, el motor tiene una alta eficiencia en todas las condiciones de carga, lo que minimiza la potencia de superficie requerida y la generación de calor.

El PMM de Access ESP proporciona la potencia requerida en un motor, eliminando las complejas interconexiones mecánicas y eléctricas de los motores de inducción BES tradicionales. Esto permite la entrega al pozo "preensamblado" con el protector.

Todos los motores AccessESP pasan por una rigurosa prueba de aceptación en fábrica que incluye más de 20 horas de operación en condiciones de alto estrés antes del envío.

Sus principales características de longitud y pesos están expuestas en la **Tabla 5**

**Tabla 5.** Características de Permanent Magnet Motor (PMM)

		AccessESP PMM		Conventional ESP Induction Motor	
		Length (ft)	Weight (lb)	Length (ft)	Weight (lb)
Access375 (4.5" tubing)	130 HP	9.1	235	51.2	1980
	250 HP	16.4	424	not possible	not possible
	380 HP	23.7	614	not possible	not possible
Access450 (5.5" tubing)	400 HP	16.4	611	47.2	2200
	600 HP	23.7	884	520HP max,69'	520HP, 3686
	800 HP	31.0	1156	not possible	not possible
Access562 (7" tubing)	630 HP	16.4	947	42.6	3100
	950 HP	23.7	1369	66.0	4700
	1300 HP	31.0	1791	not possible	not possible

Fuente. Access ESP,2018

**2.4.1.11 ESP Gauge.** Es parte del ensamblaje recuperable. Mide y transmite la temperatura del bobinado del motor, la presión de admisión, la temperatura de admisión, la vibración (eje X e Y) y la fuga de corriente a la superficie a través del cable BES.

Los medidores AccessESP y el equipamiento de superficie son proporcionados por Zenith. El sistema AccessESP usa su hardware y equipo de superficie estándar con un empaque y conexiones modificadas como se observa en la **Figura 27** para adaptarse al hardware AccessESP.

**Figura 27. ESP Gauge**



Fuente. Access ESP,2018

**2.4.1.12 Plug Arm Assembly (PAA).** Proporciona la conexión eléctrica entre el equipo permanente y el conjunto recuperable a través del sistema de Wet-connect. Además, ancla mecánicamente el conjunto recuperable al equipo permanente. Se adjunta debajo del Indicador ESP como el componente inferior en el Conjunto recuperable.

El PAA incluye lo siguiente:

- **Guía del motor:** Típicamente 3.75 "OD, baja de la terminación permanente (típicamente 3.7" ID) para proporcionar retroalimentación de posición positiva (profundidad) al operador de línea de corte.
- **Sistema de orientación:** después de entrar en contacto con el no-go que es el componente más inferior de la Finalización permanente. Se utiliza como una herramienta de correlación de profundidad para la instalación del conjunto recuperable, la operación de slick line se activa, conectando el sistema de orientación. El pasador de orientación alinea la wet connect hembra con la wet connect macho en la terminación permanente, una vez que se ha logrado la alineación, el operador de slick line medirá una sobre expulsión en la superficie, lo que indica que el sistema de wet connect está alineado.

- **Conector húmedo hembra:** como el conector húmedo hembra está alineado con el wet connect macho, el operador de slick line aflojará el peso para enganchar los conectores eléctricos. El conector hembra recibirá la energía suministrada por el conector macho para entregar al PMM, mientras envía los datos del indicador a la superficie. El PAA incluye conexiones de anillo roscado de alta resistencia para resistir, discordantes, compensación de aceite dieléctrico

## 2.5 UNIDADES DE MANTENIMIENTO

Son aquellas que se implementan en diferentes operaciones y servicios a pozos petroleros que van desde pesca hasta remplazo de equipos o partes de estos en fondo.

**2.5.1 Slick line.** El slick line o alambre es también un servicio de intervención a pozos, el cual se presta a las compañías operadoras, este consiste en introducir herramientas y/o dispositivos a los pozos mediante un alambre cuyo diseño fue pensado y creado para soportar diferentes ambientes presentes en los pozos petroleros como altas presiones, temperaturas y esfuerzos de tensión y torsión. Para la implementación del slick line se deben tener en cuenta las siguientes condiciones operacionales:

- **Presión del pozo:** teniendo en cuenta esta, son seleccionados los equipos de superficie: lubricador y BOP
- **Profundidad:** ya que el sistema se basa en la implementación de un alambre o cinta se debe saber de qué dimensiones debe ser esta para realizar el trabajo
- **Tipos de yacimiento y completamiento :** se debe tener conocimiento de la formación y así evitar atascamientos de la herramienta
- **Fluidos de producción:** debido a que el alambre o cinta se ve afectada por el H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

**2.5.1.1 Componentes o equipos del sistema.** El sistema de slick line posee diferentes herramientas y componentes algunas de las cuales pueden variar dependiendo de la operación a realizar, los principales son:

- **Cinta o alambre:** principalmente alambres de acero inoxidable o acero al carbono las cuales cuentan con un soporte y flexibilidad altos para así permitir realizar las operaciones de servicios a pozos sin ser afectadas por profundidades temperaturas o presiones a la cual se estén desarrollando las



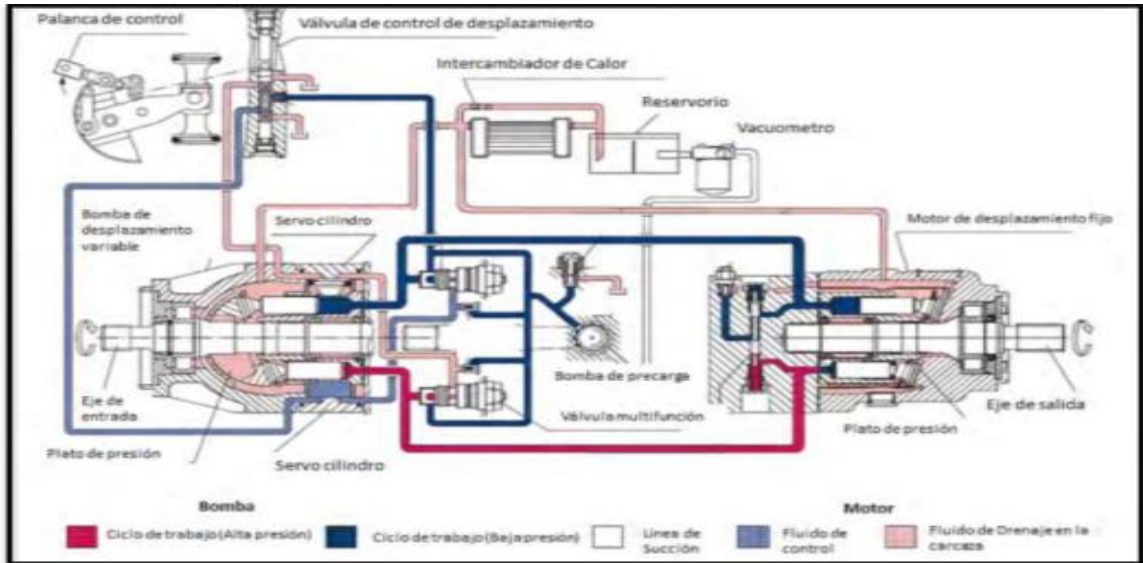
operaciones para un mejor desempeño se cuenta dos diferentes tipos de alambre los cuales vienen sujetos a un tambor o carretel de alambre.

- **Alambre de monofilamentos.** Estos alambres poseen un diámetro de 0.092", 105" y 0,108" a pesar de ser los más delgados su tensión de ruptura está en 1500 y 2000 libras.
- **Monofilamentos acero al carbón:** se implementan en los pozos que no poseen H<sub>2</sub>S ni CO<sub>2</sub>
- **Monofilamentos acero inoxidable.** Al ser más resistentes pueden ser implementados en ambientes con H<sub>2</sub>S o donde ocurre corrosión por CO<sub>2</sub>
- **Alambre multifilamentos.** Este alambre es mucho más resistente al peso y esfuerzos dado su mayor diámetro el cual puede ser de 3/16", 1/2" , 5/16"
- **Cables de acero.** Al ser compuesto por cordones y alma (fibra textil), son de larga duración y poseen mayor resistencia
- **Elementos básicos de diseño.** Número de alambres, grado del acero forma de colocación de los alambres, tipo de alma.
- **Clasificación de cordones:** la clasificación depende de la forma en que se encuentren los cordones cilíndricos, planos, cónicos, y demás

**2.6.1.2 Componentes o equipos de superficie.** Son aquellas que como su nombre indica son instaladas en superficie y de las cuales se operan las herramientas que se encuentran dentro del pozo

**Unidad de potencia:** La unidad de potencia es un ensamblaje como el observado en la **Figura 28**, que consiste en un motor diésel, bombas de fluido hidráulico, compresores de aire y tanques para proporcionar la potencia necesaria requerida por cada elemento de la unidad para cumplir con todas las tareas requeridas.

**Figura 28.** Unidad de potencia



Fuente. BRATTH SALGADO, Oscar. Características operacionales y metodología de la perforación y el completamiento de pozos con unidades de Snubbing. Universidad Industrial de Santander, 2012. p. 173.

- **Sistema hidráulico:** Tiene como función la transmisión de potencia. Su principal ventaja consiste en que la velocidad del carrete puede ser variada dentro del rango de velocidad permitido por la transmisión. Está conformada por una bomba hidráulica de pistón axial. A continuación, se presenta un diagrama del sistema hidráulico que permite explicar el proceso de transmisión de potencia 15 como se observa en la **Figura 29**.

**Figura 29.** Sistema hidráulico



Fuente. GONZÁLEZ PÉREZ, Fernando José. Diseño de un sistema de carga mecánica al Winche de las unidades de registro de Wireline; Universidad Simón Bolívar, 2012. p. 91.

- **Sistema de control de presión (SCP).** El sistema de control de presión o SCP por sus siglas en inglés, son aquellas herramientas de la unidad que soportan la presión que posee el pozo, durante los trabajos, ya sea con el pozo cerrado o en funcionamiento, garantizando la seguridad del proceso.
- **BOP.** Es implementada en las operaciones para prevenir o evitar reventones proporcionando el cierre del pozo alrededor del cable de acero, es operada generalmente en forma remota mediante accionadores como la observada en la **Figura 30**.

Algunas poseen un cierre efectivo en agujero descubierto, otras se diseñan para cerrar alrededor de los componentes tubulares del pozo y las últimas cuentan con superficies de rotura de acero templado las cuales atraviesan la columna de perforación.

**Figura 30.** BOP



Fuente. válvula bop aip, catálogo aip

- **Carrete.** Las unidades usadas en este tipo de operaciones son generalmente accionadas por sistemas de transmisión a control hidráulico o mecánico. El alambre es instalado sobre un tambor, el cual es normalmente accionado por un motor a diésel. La fuerza motriz es transmitida desde el motor hacia el tambor hidráulicamente o a través de una caja de cambios como la observada en la **Figura 31**.

**Figura 31.** Carrete



Fuente. NEXT Oil & Gas Training and Competency Development. Fundamentals of Slickline Operations. [0]. 2017]. Disponible en: <http://www.nexttraining.net/Courses/Details/PE-TC1-SLB16451/Fundamentals-of-Slickline-Operations.aspx?trainingplan=True>

- **Aparejo de poleas.** Las poleas son implementadas para orientar el cable en el sistema reduciendo el estrés que este pueda sufrir por la tensión y torsión de las operaciones.
- **Polea inferior:** Evita la torsión del lubricador al manejar cargas pesadas, se encuentra instalada en el cabezal de pozo.
- **Polea en prensa estopa:** Dirige la línea de acero desde el pozo. hasta la polea inferior y viceversa.
- **Indicador de peso.** Representa un papel importante en la unidad ya que al estar diseñado para indicar el peso de la herramienta permite al operario |mayores a las que puedan soportar los cables. Su funcionamiento es de manera hidráulica compuesto por 3 piezas principales que son el pulmón la manguera y el manómetro.

Es instalado en el árbol de navidad, por medio de una cadena; ya en este lugar el sistema de pulmón se acciona mediante la presión presente en el cabezal del pozo, la cual genera la expansión de un líquido el cual se desplaza por la manguera, hacia el registrador de presión como el observado en la **Figura 32**, donde se verificará en el movimiento de la aguja y este debe ser proporcional a la expansión del líquido.

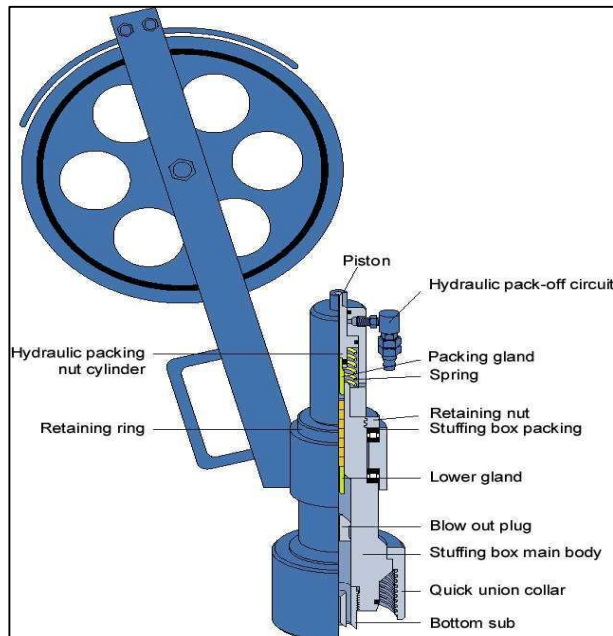
**Figura 32.** Indicador de peso



Fuente. Indicador de peso de aip, catálogo aip

- **Stuffing box.** Proporciona un sello alrededor del slickline para confinar los gases y fluidos del pozo que se encuentran dentro de los equipos, generando presiones para que las operaciones se realicen bajo estas soportando un rango de presiones que va de 5.000 a 15.000 psi.

**Figura 33.** Stuffing box



Fuente. Industrimigas, Equipos de superficie Slickline: caja de relleno

**2.5.2 Coiled Tubing (CT).** Estas unidades son fácilmente movilizables y libres de reparación workover, que gracias a su cadena continua de tubería de diámetro pequeño permite introducir y recobrar una línea continua de tubería dentro de una línea más grande de tubing o casing. Además puede ser utilizada en pozos productores y permite la continua inyección de fluidos o nitrógeno mientras se continúa moviendo la tubería flexible. Se ilustra la unidad de mantenimiento en la **Figura 34**

**Figura 34.** Equipo de Coiled Tubing



Fuente. Schlumberger Surencó S.A

### **2.5.2.1 Principales usos del CoiledTubing**

- Lavado de arena y sólidos
- Limpieza de Parafina y Asfaltenos
- Descargado del Pozo e inicio de la Producción
- Estimulación de Formaciones
- Cementación
- Consolidación de Arenas
- Servicio de Fresado a través de la tubería
- Perforación
- Adquisición de Datos de Perforación
- Colocación de Herramientas de Ensayo y Cañoneo
- Pesca
- Sartas de Inyección de Productos Químicos

**2.5.2.2 Principales partes del CoiledTubing.** El CoiledTubing permite conectar los equipos en superficie y facilita trabajos de perforación, reparación, completación y reacondicionamiento de hoyo, pudiéndose desarrollar en ambientes terrestres y marinos. Esta tubería es construida en una aleación especial de carbón–acero, lo que permite se le desenrolle o enrolle en un carrete como si fuera una manguera, facilitando un mejor y más rápido almacenamiento. Sus principales partes son:

- **Arco guía.** Esta parte del CT es una guía curvada en arco que lleva la tubería flexible continua del carrete hacia las cadenas inyectoras soportando un radio de doblado (90+ grados) por encima del inyector. Esto se puede evidenciar en la **Figura 35**.

**Figura 35.** Arco guía



Fuente. Well, W. (2018. Tubería Flexible. Wild Well. Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/Coiled-Tubing-Spanish.pdf>.

- **Carrete.** El carrete sirve para guardar íntegramente la tubería CoiledTubing durante el transporte y como dispositivo de bobinado durante las operaciones con tubería continua como se observa en la **Figura 36**.

**Figura 36.** Carrete



Fuente. Well, W. (2018). Tubería Flexible. Wild Well. Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/Coiled-Tubing-Spanish.pdf>.

- **Consola de control.** El diseño de la consola de control contiene todos los indicadores y controles como se evidencia en la **Figura 37**, para poder operar y monitorear una unidad de tubería continua permitiendo así las operaciones de levantar o bajar la sarta, cambiar la velocidad, controlar la presión de la cabeza de pozo, etc.

**Figura 37.** Consola de control



Fuente. Mendoza, L. (2015). Operaciones y Equipos de Coiled Tubing (Tubería Continua). Recuperado de: <http://perfob.blogspot.com/2015/09/operaciones-y-equipos-de-coiled-tubing.html> [Acceso 18 Ago. 2018].



### **2.5.2.3 Ventajas del Coiled Tubing**

- La tubería continua puede ser bajada y recuperada mientras se están circulando los fluidos en forma continua.
- El cuerpo de la tubería continua no necesita que se hagan o deshagan conexiones.
- Se aumenta la seguridad del personal debido a las necesidades reducidas de manipulación de la tubería.
- Tiempo de servicio reducido comparados con los equipos de tubería por tramos.
- Las unidades son altamente móviles y compactas. Se necesitan cuadrillas menos numerosas.

### **2.5.2.4 Desventajas del Coiled Tubing**

- La tubería continua es susceptible a torcerse enroscándose, lo cual causa la fatiga de la tubería requiere frecuente reemplazo de la tubería.
- La tubería continua tendrá un espesor más delgado comparado con la tubería por tramos. Esto limita la resistencia a la carga de tensión de la tubería.
- Debido a los efectos de la fatiga por doblado, la resistencia específica a la fluencia del material de la tubería continua se reducirá; esto afecta a la resistencia de la tubería contra los reventones y el colapso.
- Debido a las características del transporte en carretes, se tiene una longitud limitada de tubería flexible que puede envolverse en un carrete.

**2.5.3 WIRELINE.** Tecnología cableada la cual brinda el acceso a pozos petroleros perforados para trabajos que abarcan desde asistencia en operación de mantenimiento, tapón, abandono, toma de registros, pesca, entre otros. Evitando sobrecostos por la implementación de equipos de mayores dimensiones gracias a las unidades móviles de wireline. Los servicios que se ofrecen en esta línea de producto reducen el tiempo implementado en las actividades anteriormente mencionadas en comparación con un equipo convencional de similares características.

**2.5.3.1 Funcionamiento.** Al igual que en slickline cuenta con un sistema hidráulico el cual opera apertura y cierre de las BOP, esté a su vez se compone de un motor de combustión interna el cual genera potencia mecánica que es transmitida a una bomba encargada de transformar la potencia mecánica en hidráulica, lo que brinda la energía necesaria requerida por el motor para producir el movimiento del tambor que baja o sube el cable dentro del pozo. Siendo así el sistema mediante el cual se genera la fuerza para realizar todas las operaciones con el cable. Los principales tipos de unidades son y una de ellas se evidencia en la **Figura 38:**

- Unidades de tambor simple montadas sobre patín (motor diésel y accionado por correas)
- Unidades de tambor simple y doble montadas sobre camión (motor diésel e hidráulicas)
- Unidades de línea eléctrica montada sobre patín y camión

**Figura 38.** Unidad de Wireline



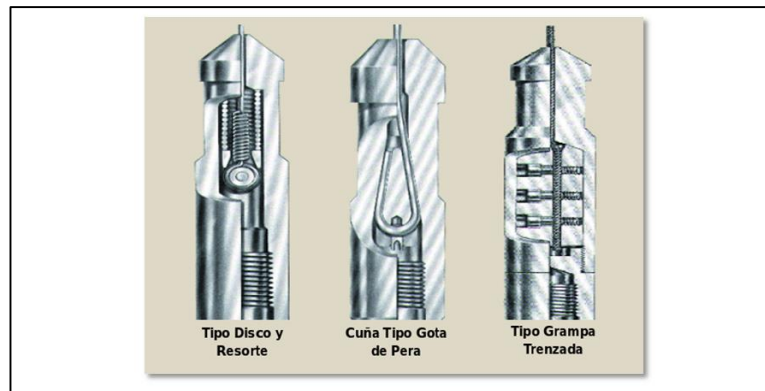
Fuente. Weatherford.com. (2018). *Servicios alámbricos | Weatherford Internacional*. Disponible en: <https://www.weatherford.com/en/products-and-services/formation-evaluation/wireline-services/> [Consultado el 22 de noviembre de 2018].

**2.5.3.2 Componentes o equipos del sistema.** Para determinar los equipos implementados en cada operación se debe tener en consideración:

- La operación que se llevará a cabo
- La profundidad del pozo
- La presión del cabezal

- Las características del fluido de producción
- **Cable liso.** Son implementados cuando no se hace necesario conductores eléctricos en los trabajos mecánicos y en los manejos de las herramientas
- **Cable trenzado.** Se utilizan en trabajos donde su ejecución requiera de una resistencia tensora significativa pero no sea necesaria conductividad eléctrica.
- **Cable conductor.** De igual ejecución a los cables trenzados pero estos constan de una línea conductora en su centro permitiendo el paso de señales eléctricas las cuales permiten actividades como la toma de registros. Se observa en la **Figura 39**

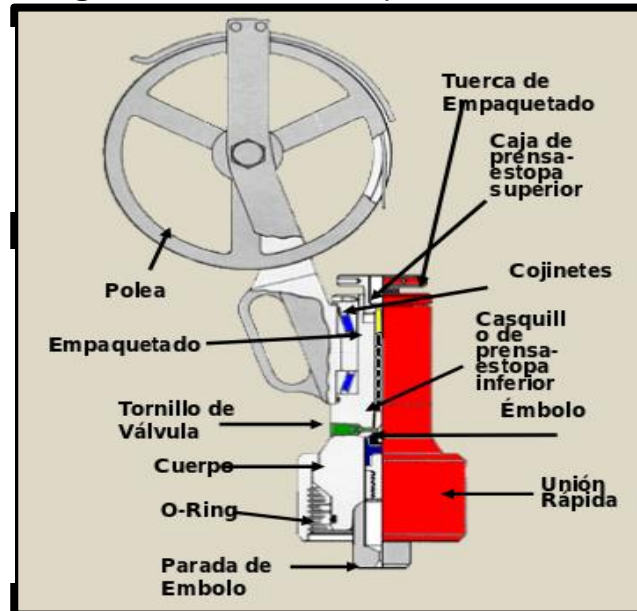
**Figura 39.** Porta cable



Fuente. Well, W. (2018. Wireline. Wild Well). Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/Wire-line-equipment-Spanish.pdf>.

- **Prensa estopa.** Permite el acceso al pozo y lo sella ya que el émbolo es el encargado de evitar que el pozo fluya en el momento que el wireline es retirado cuando la línea se rompe o es volada del pozo. Se observa en la **Figura 40**

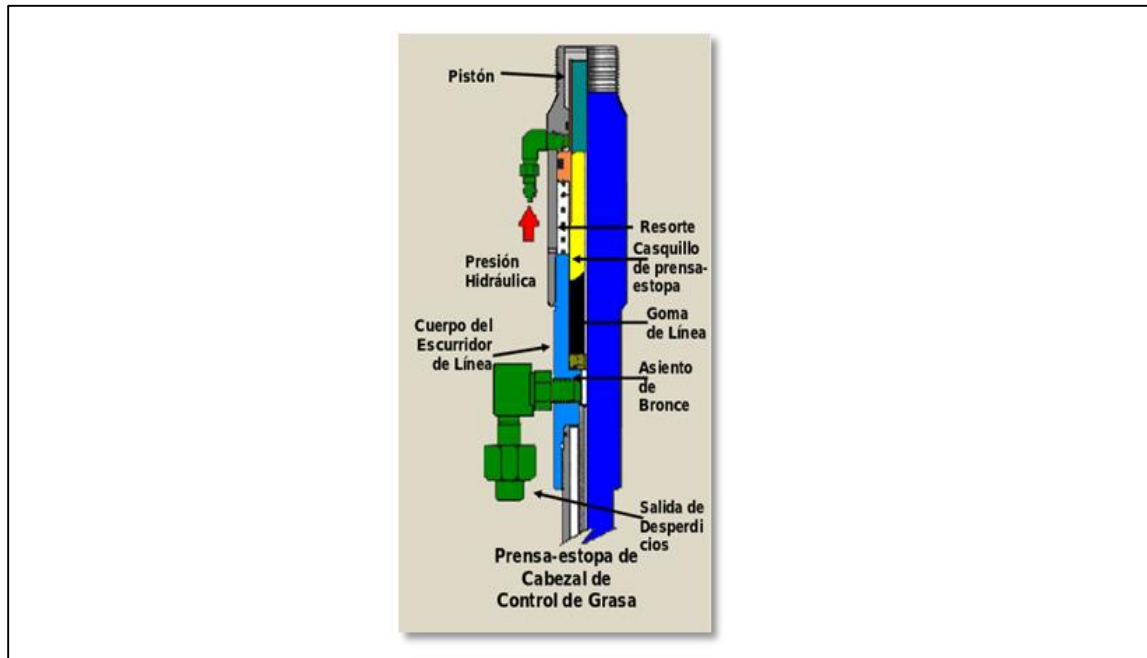
**Figura 40. Prensa estopa**



Fuente . Well, W. (2018. Wireline. Wild Well). Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/Wire-line-equipment-Spanish.pdf>.

- **Cabezal de Control de Grasa para Línea Eléctrica y Trenzada.** La cabeza del inyector de la grasa es el aparato principal para controlar bien la presión mientras que funciona en el agujero. La cabeza de la grasa utiliza una serie de pipas muy pequeñas, llamada los tubos del flujo, para disminuir la presión del pozo. La grasa se inyecta en la alta presión en la porción inferior de la cabeza de la grasa para contrariar la presión bien restante. Sus principales partes de observan en la **Figura 41**.

**Figura 41.** Cabezal de Control de Grasa



Fuente . Well, W. (2018. Wireline. Wild Well). Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/Wire-line-equipment-Spanish.pdf>.

- **Cabezal de control manual.** Permite el sello alrededor del wireline se observa en la **Figura 42.**

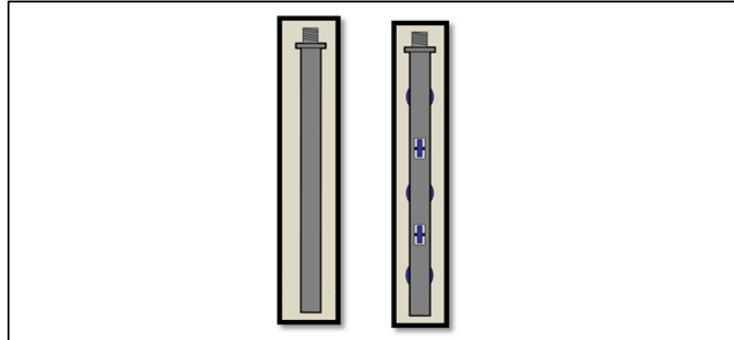
**Figura 42.** Cabezal de control manual



Fuente. Well, W. (2018. Wireline. Wild Well). Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/Wire-line-equipment-Spanish.pdf>.

**Vástago.** Herramienta implementada para agregar peso al tool string el cual puede superar la presión de pozo, para mejorar el deslizamiento de la herramienta en pozos moderadamente desviados se pueden añadir vástagos de rodillo que son aquellos que en su cuerpo poseen ruedas. se observa en la **Figura 43.**

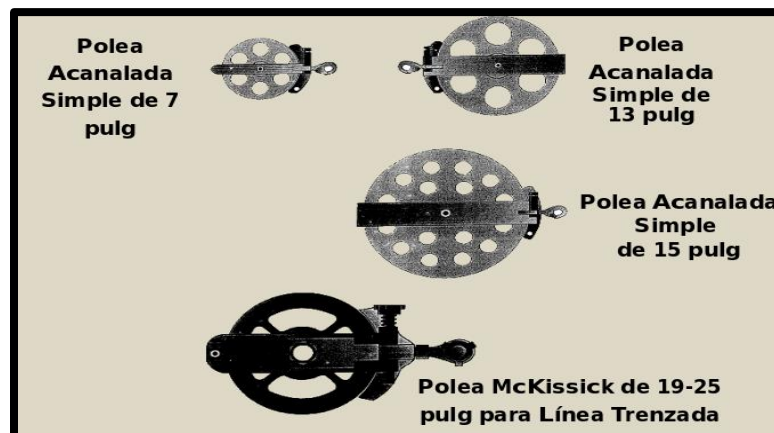
**Figura 43.** Vástago



**Fuente.** Well, W. (2018. Wireline. Wild Well).  
 Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de:  
<https://wildwell.com/wp-content/uploads/Wire-line-equipment-Spanish.pdf>.

- **Poleas del sistema.** Dispositivos mecánicos que mediante tracción transmite una fuerza ayudando así a elevar o generar movimiento a un cuerpo. Se observa en la **Figura 44.**

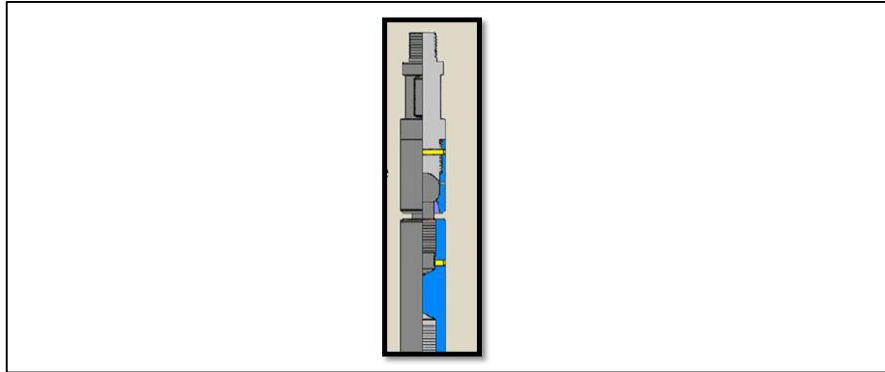
**Figura 44.** Poleas del sistema



**Fuente.** Well, W. (2018. Wireline. Wild Well).  
 Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de:  
<https://wildwell.com/wp-content/uploads/Wire-line-equipment-Spanish.pdf>.

- **Unión articulada.** Implementada en pozos con una inclinación elevada con secciones de columnas de herramientas de longitudes considerables para brindar flexibilidad. se observa en **Figura 45.**

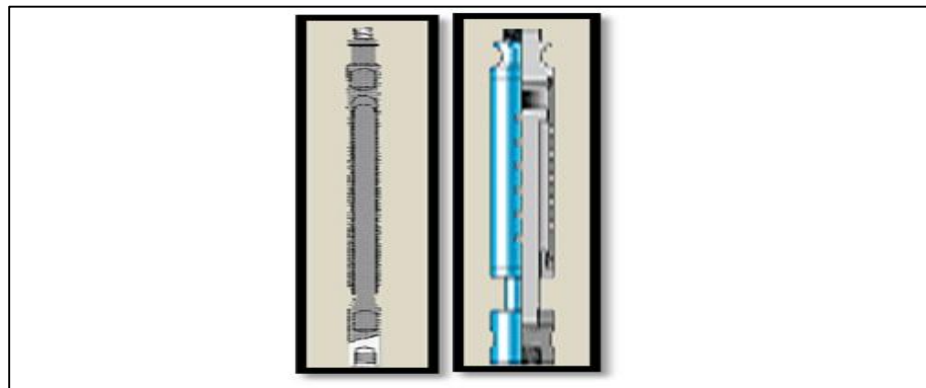
**Figura 45.** Unión articulada



Fuente. Well, W. (2018. Wireline. Wild Well). Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/Wire-line-equipment-Spanish.pdf>.

- **Martillos.** Mediante estos se suministra el impacto para así despegar las herramientas que se encuentran pegadas o atascadas dentro del pozo. se observa en la **Figura46**

**Figura 46.** Martillos

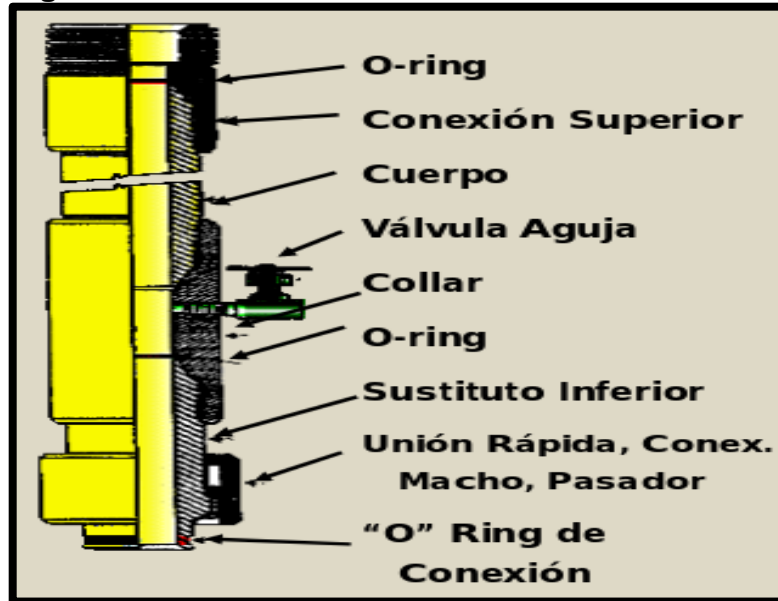


Fuente. Well, W. (2018. Wireline. Wild Well). Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/Wire-line-equipment-Spanish.pdf>.

- **Lubricador.** El lubricador actúa como barrera cuando se agregan o sacan columnas de herramientas de Wireline. Se conectan secciones de 8 pies en las

uniones rápidas macho/hembra en la parte superior e inferior respectivamente. En la **Figura 47** se evidencia las principales partes.

**Figura 47.** Lubricador



**Fuente.** Well, W. (2018. Wireline. Wild Well). Recuperado el 17 de Agosto de 2018 de: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/Wire-line-equipment-Spanish.pdf>.



### 3. DISEÑO DE MATRIZ DE SELECCIÓN

En este capítulo se encuentra desarrollada una matriz de selección donde se expone el problema principal de este trabajo de grado y las diferentes variables que afectan este problema para proceder a hacer una relación problema-variables, esta relación dará el porcentaje de importancia y así poder elegir una de las 3 tecnologías rigless descritas en el capítulo 1, dando una solución a dicho problema.

#### 3.1 PROBLEMA

Una de las principales herramientas de las que se dispone para mejorar la explotación y producción de un yacimiento es la intervención a pozos por el método convencional, pero dado el crecimiento e importancia que la industria petrolera ha tenido a través de la historia, obliga al constante desarrollo de nuevas tecnologías en diversas áreas, dejando así esta metodología como una de las operaciones a la que hay que destinar más recursos monetarios.

Un proceso de intervención a pozos como el mencionado anteriormente tiene como objetivo el reparar pozos existentes y así aumentar la producción, abrir nuevas zonas, cerrar zonas deterioradas, estimular la formación y reparaciones importantes en el reemplazo de equipo de fondo, por lo cual es considerado como un método necesario en la operación de producción.

Sumado a lo anterior hoy en día muchos campos son explotados por métodos de levantamiento artificial, en los cuales las intervenciones a pozos se hacen aún más frecuentes, por problemas relacionados al sistema de levantamiento, en este orden de ideas, se ha evidenciado un **elevado costo para la intervención a pozo con equipo electro sumergible instalado** al realizar actividades como reparación, mantenimiento y reemplazo.

Las empresas invierten elevadas sumas de dinero en intervención a pozo, llevando a una disminución en las ganancias para la empresa por motivo de desaprovechamiento de tiempos dejando producciones diferidas altas, aumento de personal, traslado de la herramienta ya sea por movilización dentro o hacia la locación.

#### 3.2 VARIABLES

En esta parte se explica el significado de cada una de las variables que se tuvieron en cuenta como criterios de selección para el desarrollo de la matriz. Cabe aclarar que los valores que tendrán éstas serán suministrados por cada una de las empresas correspondientes quienes dan los valores cuantitativos respecto al caso del pozo Y teniendo en cuenta las características técnicas de cada tecnología.

**3.2.1 Producción diferida.** Hace referencia al volumen de crudo que no se produce de acuerdo al potencial esperado en un determinado momento. Es el dinero que no se recibieron con respecto a lo que se tenía planeado. Las causas que la generan se dividen en 2, producción diferida no programada y producción diferida programada, en este caso se maneja la segunda debido a que está asociada a eventos de mantenimientos programados de plantas, equipos, conexión y arranque de nuevas instalaciones, toma de registros de presión y temperatura en pozo.

**3.2.2 Tiempo de operación incluida movilización.** En esta variable se tendrá en cuenta los tiempos desde el daño de la BES es decir el tiempo desde que se solicita la unidad de mantenimiento seleccionada en cada caso, operación de well control, sacar la BES y volverla a colocar en fondo ya arreglada.

**3.2.3 Mano de obra.** Se hace referencia a cantidad de operarios que sean necesarios para llevar acabo la intervención del pozo su variación va desde el tipo de tecnología a implementar a la unidad de mantenimiento seleccionada.

**3.2.4 Disponibilidad.** Es el tiempo en que se tenga disponible la unidad de mantenimiento (Wireline, Slick line y Coil tubing) en la locación ésta varía dependiendo del lugar en el que se encuentre el pozo.

**3.2.5 Seguridad.** Es una variable que está directamente relacionada con la mano de obra (número de operarios), que se dispongan para llevar a cabo la operación de mantenimiento de la BES debido a que entre mayor cantidad de operarios para llevar a cabo la operación mayor probabilidad de accidentabilidad.

### **3.3 RELACIÓN PROBLEMAS - VARIABLES PRESENTES EN LA MATRIZ**

En esta parte se va determinar la importancia relativa del problema comparándolo con cada una de las variables. Como solo se tiene un problema va a salir una sola tabla con las respectivas variables.

Se va a utilizar un rango calificador cuantitativo para la comparación de cada una de las variables descritas anteriormente de la siguiente manera; aquellas que poseen igual importancia se les otorga un valor de 1, al encontrar una relevancia significativamente importante de una sobre otra el valor será 5, si la importancia es muy superior su valor será 20, de este modo el 1/5 y 1/10 se asignará al comparar con su contrario dado que si se está evaluando, el costo con servicio y se cree que es 10 veces más importante en el momento de la comparación del servicio con el costo se calificara en 1/10 ya que es el contrario, y así quedará simbolizado el criterio entre cada una de las comparaciones. Esto se puede observar en la **tabla 6**.

**Tabla 6.** Ponderación

RESPUESTAS	Valor
Igualmente importante	1
Significativamente importante	5
Excesivamente mas importante	10
Significativamente menos importante	1/5
Excesivamente menos importante	1/10

Fuente. elaboración propia

Los valores que se le dan a cada una de las relaciones fueron definidas por los autores de este trabajo de grado, en compañía del director de la empresa, el cual fue de vital importancia debido a su experiencia en campo con tecnología rigless. Los valores asignados son válidos para cualquier intervención a pozo con equipo electro sumergible instalado.

**3.3.1 Relación Problema-Variables.** En la **Tabla 7** se puede evidenciar como fueron definidos cada uno de los valores que se proceden a colocar en la matriz que se evidencia con la **Figura 48**. En esta **Tabla 7** de comparación de las variables una con respecto a otra, se establece por ejemplo que la producción diferida con respecto al tiempo de operación y a la mano de obra es significativamente más importante.

**Tabla 7.** Comparación de variables

Comparacion de variables	Importancia
Que tan importante es la producción Diferida frente al tiempo de operación	1/5
Que tan importante es la producción Diferida frente a la mano de obra	5
Que tan importante es la producción Diferida frente a la disponibilidad	10
Que tan importante es la producción Diferida frente a la seguridad	5
Que tan importante es el tiempo de operación frente a la producción diferida	5
Que tan importante es el tiempo de operación frente a la mano de obra	5
Que tan importante es el tiempo de operación frente a la disponibilidad	1
Que tan importante es el tiempo de operación frente a la seguridad	5
Que tan importante es la mano de obra frente a la producción diferida	1/5
Que tan importante es la mano de obra frente al tiempo de operación	1/5
Que tan importante es la mano de obra frente a la disponibilidad	10
Que tan importante es la mano de obra frente a la seguridad	1/5
Que tan importante es la disponibilidad frente a la producción diferida	1/10
Que tan importante es la disponibilidad frente al tiempo de operación	1
Que tan importante es la disponibilidad frente a la mano de obra	1/10
Que tan importante es la disponibilidad frente a la seguridad	5
Que tan importante es la seguridad frente a la producción diferida	1/5
Que tan importante es la seguridad frente al tiempo de operación	1/5
Que tan importante es la seguridad frente a la mano de obra	5
Que tan importante es la seguridad frente a la disponibilidad	1/5

Fuente. Elaboración propia

En la **Figura 48** se muestra la relación de cada una de las variables donde la letra A simboliza la producción diferida, la letra B el tiempo de operación incluida la movilización de los equipos de mantenimiento, C la mano de obra, D la disponibilidad de las unidades de mantenimiento y la E la seguridad que va directamente relacionada con la mano de obra; todas las variables con respecto al **elevado costo para la intervención a pozo con equipo electro sumergible instalado**, como se observa, después de realizar la comparación de cada una de las variables, sumarlas de manera horizontal y dividir las entre el total da como

resultado que para este problema la variable más importante con un peso del 34.47% es la producción diferida, 27.30% el tiempo de operación, 18.09% la mano de obra, y los de menor relevancia con 10.58% la disponibilidad de las unidades de mantenimiento y la seguridad de operarios con un peso de 9.56%.

**Figura 48.** Relación problema-Variable

OBJETIVO	Elevado costo						
Variables	A	B	C	D	E	Suma	Porcentaje
A. Producción Diferida		1/5	5	10	5	20.20	34.47%
B. Tiempo de operación incluida disponibilidad	5		5	1	5	16.00	27.30%
C. Mano de obra	1/5	1/5		10	1/5	10.60	18.09%
D. Disponibilidad	1/10	1	1/10		5	6.20	10.58%
E. Seguridad	1/5	1/5	5	1/5		5.60	9.56%
						58.6	100.00%

Fuente. Elaboración propia

### 3.4 RELACIÓN VARIABLES–TECNOLOGÍAS

Luego de dar un valor de peso o un porcentaje de importancia a cada variable se lleva a cabo una descripción de la relación de las variables que se explicaron anteriormente y las tecnologías las cuales se explicaron en el capítulo 2.

**3.4.1 Criterios de selección.** Antes de pasar a comparar las variables con las 3 diferentes tecnologías rigless, se le debe dar un puntaje a cada una de las variables, como se muestra en la **Figura 49**, el puntaje va en un rango de 0 a 10, donde el rango de (0 a 3) se considera **malo**, de (3.1 a 6) se considera **medio**, y el rango de (6.1 a 10) se considera **bueno**. Adicional cada variable tiene su propio rango, como caso de ejemplo; para la variable producción diferida, si este es mayor a 10 días, este se considera malo y

Se le da un puntaje en el rango de 0 a 3, suponiendo que fuera una disponibilidad de equipos de 1 día significa que tendríamos el equipo de mantenimiento en este tiempo en la locación, lo que se considera bueno y se le da un puntaje de 10.

A continuación se ejemplificara como se realiza el valor del puntaje de una producción diferida de 2 días.

Se procede hacer una interpolación lineal **Ecuación 1**, se tiene que para una producción diferida de 1 día se da un puntaje de 10 debido a que es el tiempo ideal para no tener la producción mucho tiempo detenida por esto se da un puntaje

de 10 y para una producción diferida de 5 días se da un puntaje de 6.1, es decir que al momento de interpolar para hallar el valor de una producción diferida de 4 días tendrá un puntaje de 9.02.

**Ecuación 1.** Interpolación lineal

$$y = \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} (x - x_0) + y_0$$

Fuente. Elaboración propia

**Figura 49.** Puntajes variables


Criterios						
	Puntaje	Producción diferida (días)	Tiempo de mantenimiento (días)	Mano de obra (operarios)	Disponibilidad (días)	Seguridad (operarios)
Malo	0-3	>10	>10	>30	>6	>30
Medio	3.1-6	5-10	5-10	15-30	3-6	15-30
Bueno	6.1-10	<5	<5	<15	<2	<15

Fuente. Elaboración propia

**3.4.2 Tecnologías.** A continuación se procede a especificar los parámetros técnicos de las tecnologías explicadas en el capítulo 2. Estos parámetros servirán de filtros para la implementación de la tecnología es decir si el parámetro evaluado se sale de algún rango o parámetro expuestos en las siguientes figuras no se colocara en la matriz porque definitivamente esta tecnología no servirá para el caso evaluado en el momento. Además se incluye un gráfico donde se tienen en cuentas las diferentes unidades de mantenimiento (Wireline, Coiled tubing, Slick line, Rods, Tractor, ETC.) vs la inclinación de pozo (Deg) y el pulling capacity (Klbs) que servirá para la elección del método más óptimo a utilizar para la debido intervención a pozo con equipo electro sumergible.

**Figura 50.** Característica de THRU TUBING DEPLOYED ESP ACCESS

	<b>Access375</b>	<b>Access450</b>	<b>Access562</b>
<b>Tubing Stop</b>			
O.D. (in.)	3.72	4.50	5.62
LENGTH (ft.)	1.57	1.57	2.00
<b>Tubing Packoff</b>			
O.D. (in.)	3.80	4.50	5.70
LENGTH (ft.)	2.83	2.88	4.33
<b>Standing Valve</b>			
O.D. (in.)	3.72	4.50	5.25
LENGTH (ft.)	1.32	2.00	2.50
<b>Stinger</b>			
O.D. (in.)	3.72	4.50	5.60
LENGTH (ft.)	0.88	1.00	1.00
<b>PBR</b>			
O.D. (in.)	3.72	4.50	5.62
LENGTH (ft.)	2.10	3.00	3.50
<b>Pump &amp; Intake</b>			
O.D. (in.)	3.75	4.50	5.62
LENGTH (ft.)	varies	varies	varies
<b>Seal (Protector)</b>			
O.D. (in.)	3.75	4.50	5.62
LENGTH (ft., Typical)	6.50	6.50	6.50
<b>Permanent Magnet Motor</b>			
O.D. (in.)	3.75	4.50	5.62
LENGTH (ft.)	HP dependent	HP dependent	HP dependent
<b>Gauge</b>			
O.D. (in.)	3.75	4.50	5.62
LENGTH (ft.)	2.50	3.00	4.00
<b>Plug Arm Assembly</b>			
O.D. (in.)	3.75	4.50	5.62
LENGTH (ft.)	11.83	12.50	12.50
<b>Motor Guide</b>			
O.D. (in.)	3.75	4.50	5.62
LENGTH (ft.)	0.50	0.50	0.50



**AccessESP** accessesp.com

Fuente. Access ESP

Figura 51. Característica de Thru Tubing deployed ESP Access

Permanent Completion				TECHNICAL SPECIFICATIONS
	Access375	Access450	Access562	
<b>Status</b>	Commercial	In Test	Development	
<b>Specifications - Retrievable System</b>				
ESP Size (nominal)	3.75"	4.50"	5.62"	
Conveyance Options	Slickline, Braided Line, Coiled Tubing, Tractor			
System Length (typical)	85 ft.	85 ft.	85 ft.	
System Weight (typical)	1,900 lbs.	3,300 lbs.	5,200 lbs.	
Typical Deployment Length	40 ft.	40 ft.	40 ft.	
Typical Deployment Weight	1,000 lbs.	1,500 lbs.	2,400 lbs.	
<b>Environmental Specifications</b>				
Temperature	300 deg F.	300 deg F.	300 deg F.	
Pressure	7,500 psi	7,500 psi	7,500 psi	
<b>Performance</b>				
Max. Horsepower	400 HP	800 HP	1,300 HP	
Max. Flow <sup>2</sup>	6,000 bbl/d	10,000 bbl/d	30,000+ bbl/d	
<b>Annular Connection Port (ACP)</b>				
Min. Tubing Size	4.5"	5.5"	7"	
Min. Casing Size	7"	9.625"	9.625"	
Length	12 ft.	14 ft.	16 ft.	
Max. O.D.	5.95"	7.25"	7.25"	
Thru Bore Diameter	3.70"	4.50"	4.50"	
Burst Pressure w/Iso Sleeve <sup>3</sup>	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	
Collapse Pressure w/Iso Sleeve <sup>3</sup>	6,000 psi	6,000 psi	6,000 psi	
<b>In-Line Connection Port (ICP)</b>				
Min. Tubing Size	4.5"	5.5"	7"	
Min. Casing Size	9.625"	9.625"	9.625"	
Length	18 ft.	20 ft.	22 ft.	
Max. O.D.	7.63"	8.40"	8.40"	
Thru Bore Diameter	3.70"	4.50"	4.50"	
Burst Pressure w/Iso Sleeve <sup>3</sup>	7,000 psi	7,000 psi	7,000 psi	
Collapse Pressure w/Iso Sleeve <sup>3</sup>	7,000 psi	7,000 psi	7,000 psi	

*Notes:*

1 - Excludes Running Tools

2 - Based on ESP Pump Design

3 - Based on 80ksi material, higher ratings available upon request

Fuente. Access ESP

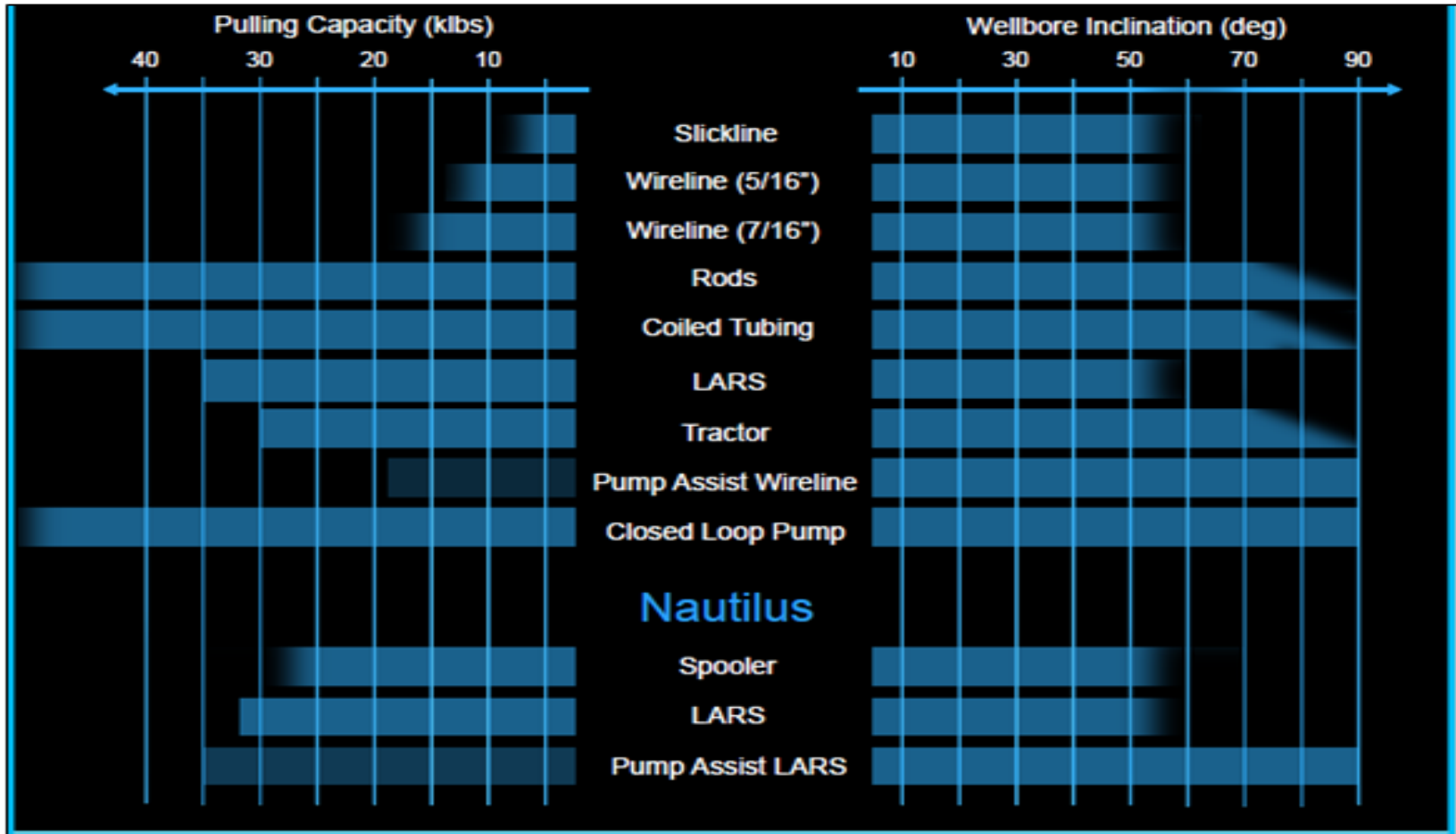


Figura 52. Especificaciones técnicas del Shuttle de ZEITECS

<b>Especificaciones técnicas del Shuttle</b>		<b>ZEITECS</b> a Schlumberger Company 		
	Unidades	700 Shuttle	550 Shuttle	450/500 Shuttle
Tamaño máximo de la BES / Motor	serie	562	400 / 450/456	338 / 375
Índice de prod. máximo	bfpd	<b>limitado por la velocidad de flujo máx. de la BES</b>		
Tamaño min. del casing/ peso máximo	Pulg./lb. por pie	9 5/8 / 47#	7" 26#	7" 35#
Tamaño de tubing requerido/peso máx.	Pulg./lb. por pie	7 / 29#	5 ½ 17#	4 ½" – 11.6#
Diám. ext. (DE) máx. de componentes semi-permanentes	pulgadas	8.571	5.875	5.875
DE máx. de componentes recuperables	pulgadas	6.055	4.750	3.875
Tamaño máx. de cable	tipo	AWG#2(plano)	AWG#4(plano)	AWG#4(plano)
Metalurgia (estándar)	spec	13Cr	13Cr	13Cr
Wireline con paso por la estación de acoplamiento (sin la BES)	Pulgadas	1.69"	1.9"	1.9"
Coil tubing con paso por la estación de acoplamiento (sin la BES)	Pulgadas	1 ¼"	1.75"	1.75"
Inclinación máx. de pozo (con/sin tractor)	grado	~ 55 / 90+	~ 40 / 90+	~ 40 / 90+
Temperatura máxima a la profundidad configurada de la bomba	Grados F	300	300	300
Presión diferencial máxima a la profundidad configurada de la bomba	Psi	5000	5000	5000
Impacto sobre el rendimiento de la BES		Ninguno	Ninguno	Ninguno

Fuente. Schlumberger Sureco S.A.

Figura 53. Esquema de selección de unidad de mantenimiento



Fuente. Schlumberger Sureco S.A.

**3.4.3 Relación criterios de selección – variables – tecnologías.** Luego del planteamiento del problema, se definen las variables al detalle dejando en claro y despejando cualquier duda de aquello que se evaluara, todo esto para llegar a una relación entre problema-variable ya mencionadas anteriormente, dando una ponderación para comparar cada una estas, así luego de realizar ese proceso poder dar un peso a cada una de estas variables.

En esta sección se va a relacionar las diferentes variables con cada una de las tecnologías teniendo en cuenta los porcentajes que en la **Figura 48** se plantea. La **Figura 54** posee casillas de colores en las cuales se expone esta relación así:

- Columna de color rojo: se encuentran cada una de las tecnologías que aplican para el problema expuesto anteriormente.
- Fila de color verde: se ubican cada una de las variables que afectan el problema.
- Casillas azules: se deberán ubicar los diferentes puntajes explicados con anterioridad en el punto...3.4.1...y referenciados de la **Figura 49**.
- Fila naranja: son los porcentajes de las variables expresados en decimales los cuales fueron explicados en el numeral...3.3.1... y evidenciados en la **Figura 48**, los cuales son de gran importancia para el desarrollo de la matriz.
- Casillas grises: se ubicaran los resultados de la multiplicación de los porcentajes ubicados en las casillas naranjas con cada uno de los puntajes ubicados en las casillas de color azul.
- Casillas moradas: corresponden a la sumatoria de las casillas de color gris, siendo este el valor final de la tecnología y así la que obtenga el mayor valor será la tecnología escogida para ser implementada.

Dado que en este caso se evalúa la tecnología que posea mejores características para atender las necesidades del pozo Y en el cual aplican cada uno de los rangos que se encuentran en la **Figura 49**, las casillas mencionadas anteriormente tendrán un valor pero en dado caso que en la evaluación de viabilidad no se cumpla cualquiera de los parámetros expuestos las casillas de color azul correspondientes a este se completara con ceros lo que dará a entender que esta tecnología no aplica.

**Figura 54.** Relación variables–Tecnologías

	Producción diferida	Tiempo de operación	Mano de obra	Disponibilidad	Seguridad	
	0.344	0.273	0.18	0.105	0.095	Total
<b>Access</b>						
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>ZEiTECS</b>						
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>REDA Coil</b>						
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente. Elaboración propia

**3.4.4 Selección final.** Una vez se hace relación de criterios de selección, variables y tecnologías se escoge la que al final tenga un mayor resultado.

#### 4. IMPLEMENTAR LA MATRIZ DE SELECCIÓN A UN POZO ESPECÍFICO, PARA LA SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y EL SISTEMA DE MANTENIMIENTO

En este capítulo, se muestra la información del pozo Y, con su respectivo programa de completamiento, también se lleva a cabo la implementación de la matriz con los datos suministrados por las empresas quienes tienen en cuenta las características del pozo Y, dando los valores que resultarían de la implementación de cada una en el pozo, finalmente se realiza el diseño de programa de instalación de la tecnología

##### 4.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

En esta parte se hace una descripción del pozo Y, el cual es el pozo al cual se le va a aplicar la matriz y en el cual se implementa la tecnología que arroje la misma, se puede observar una información general del pozo y los fluidos que el mismo produce y más adelante se hace una descripción del completamiento. En la **Tabla 8** se puede observar la información del pozo.

**Tabla 8.** Información básica del pozo Y

wellbore	valor	unidad
tubing bottom MD	7800	ft
Wellhead pressure	700	psig
wellhead temperature	130	°F
Bottomhole temperature	200	°F
fluids		
oil gravity	20,1	API
water spec gravity	1,02	
water cut	0	%
GOR	150	SCF/STB
GLR	150	SCF/STB
inflow		
method	PI	PI
PI	5,67	STB/d/PSI
Static bottomhole pressure	2915	psig

Fuente.Schlumberger Surencó S.A

Esta información servirá para empezar a elegir la tecnología apropiada para el pozo proporcionado para el estudio y se complementa con la información de la **Tabla 9**

**Tabla 9.** Datos de pozo Y

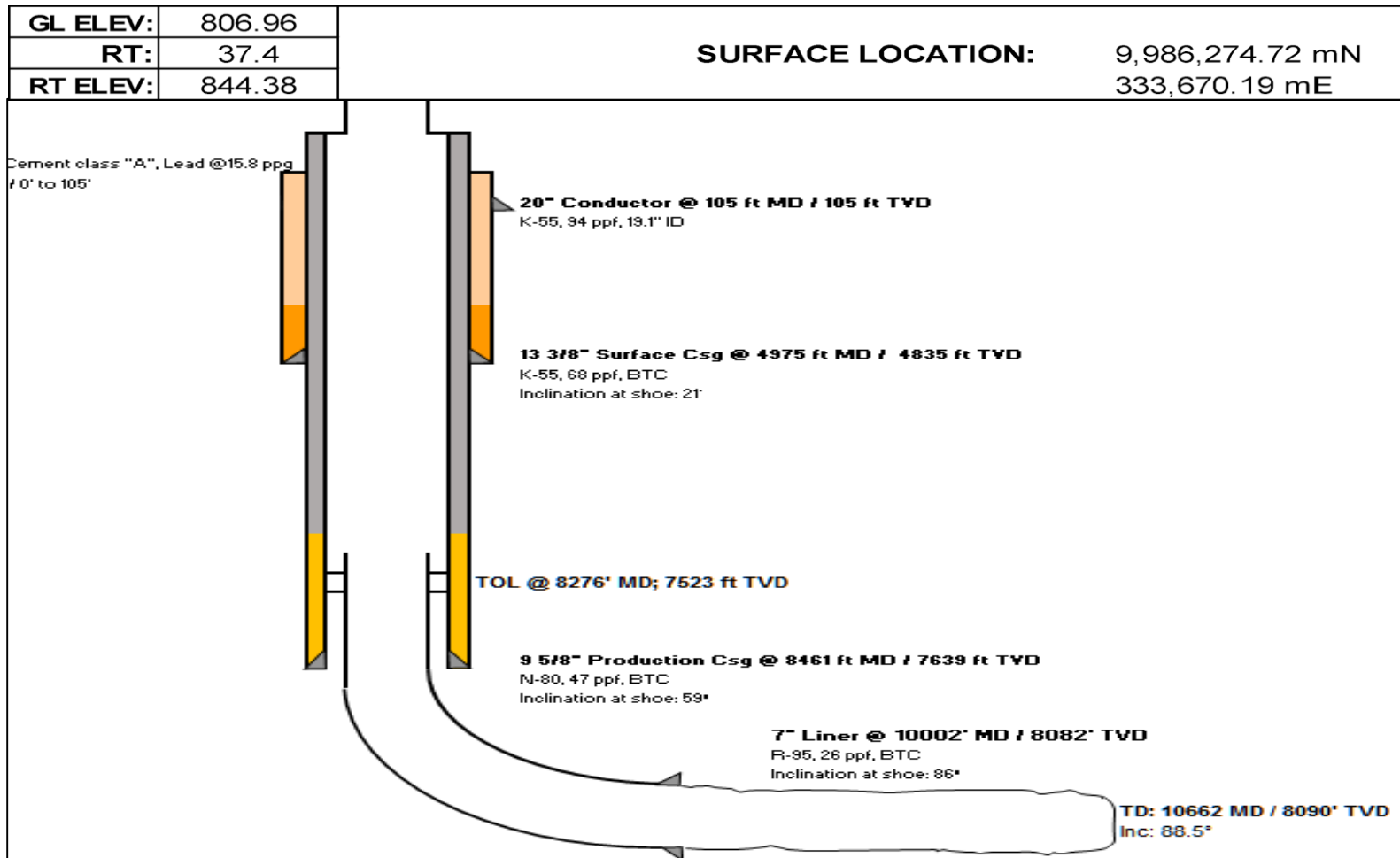
<b>Fluid Data</b>		
Oil Specific Gravity	20.1	°API
Gas Specific Gravity	0.65	
Water Salinity	34000	ppm
GOR	150	SCF/STB
Bubble Point Pressure	Not Calculated	
Bubble Point	545	psig
Water Cut	0	%
Reservoir Temperature	200	°F

Fuente. Empresa Schlumberger Surencó S.A

A continuación se expone en la **Figura 55** el estado mecánico del pozo Y, con las especificaciones de los 4 zapatos con sus respectivas profundidades en MD y TVD. El pozo Y comienza con un casing conductor de 28" con ID de 19.1" el cual está a una profundidad de 105 MD, sigue con un casing de superficie el cual está sentado a una profundidad de 4975 ft MD con un tamaño de 13 3/8", a continuación se encuentra el casing productor el cual tiene un zapato a una inclinación de 59° y un profundidad de 8461 ft MD y un tamaño de 9 5/8" MD y para terminar el estado mecánico de este pozo se encuentra el liner de 7" de diámetro a 10002" ft MD de profundidad

Como dato final el pozo Y tiene una profundidad final de 10662 MD/ 8090 TVD.

Figura 55. Estado mecánico del pozo Y



Fuente. Schlumberger Sureco S.A

## 4.2 IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ AL POZO Y

En esta sección del capítulo se implementa la matriz de selección para el pozo al cual se le evaluarán las tres tecnologías con respecto a las variables como lo son: producción diferida, tiempo de mantenimiento, mano de obra, disponibilidad de unidad de mantenimiento y seguridad; para así conocer la tecnología que mejor se acople al pozo Y.

Primero se debe hacer es una comparación de variables para tener en cuenta cual es la más importante e ir descendiendo hasta llegar a la menor, guiándose de la **Tabla 6** expuesta en el ...capítulo 3..., donde después de realizar la comparación de cada una de las variables da como resultado (**Figura 48**) que para este problema la variable más importante con un peso del 34.4% es la producción diferida, 27.3% el tiempo de operación, 18.0% la mano de obra, y los de menor relevancia con 10.5% la disponibilidad de las unidades de mantenimiento y la seguridad de operarios con un peso de 9.50%, estos porcentajes en la matriz se convierte en una fraccion y se utilizarán para las 3 tecnologías a evaluar.

Para el criterio de selección se debe dar un puntaje a cada una de las variables, como se muestra en la **Figura 49**, explicado en el índice...**3.4.1**...

A continuación se procede a dar un puntaje a cada variable dependiendo de los rangos donde se ubique esto se hará para cada tecnología teniendo en cuenta las características del pozo es decir se hizo un escenario diferente con cada una de las tecnologías instaladas evaluando las variables que afectan el mantenimiento de cada una de estas tecnologías, en esta parte no se tendrá en cuenta la parte económica debido a que la validación de este estudio es la matriz de selección que se está desarrollando en este preciso momento además se hará un capítulo financiero explicando cada uno de los aspectos económicos de la tecnología con mejor puntaje arrojada por la matriz de selección ya antes mencionada.

Para sacar estos valores primero que todo se debe tener el número de días de producción diferida, mantenimiento y disponibilidad de unidad de mantenimiento además de cantidad de operarios de cada una de las tecnologías. Estos valores fueron evaluados por cada una de las empresas teniendo en cuenta las características técnicas de la tecnologías respecto a las características del pozo Y.



**Tabla 10.** Información de variables ZEiTECS

ZEiTECS	
Variables	
<b>Producción diferida (días)</b>	<b>2</b>
<b>Tiempo de operación (días)</b>	<b>3</b>
<b>Mano de obra (operarios)</b>	<b>5</b>
<b>Disponibilidad (días)</b>	<b>1</b>
<b>Seguridad (operarios)</b>	<b>5</b>

Fuente. Schlumberger Surencó S.A

**Tabla 11.** Información de variables REDA Coil

REDA COIL	
Variables	
<b>Producción diferida (días)</b>	<b>5</b>
<b>Tiempo de operación (días)</b>	<b>65</b>
<b>Mano de obra (operarios)</b>	<b>7</b>
<b>Disponibilidad (días)</b>	<b>60</b>
<b>Seguridad (operarios)</b>	<b>7</b>

Fuente. Schlumberger Surencó S.A

**Tabla 12.** Información de variables AccessESP

ACCESS	
Variables	
<b>Producción diferida (días)</b>	<b>4</b>
<b>Tiempo de operación (días)</b>	<b>5</b>
<b>Mano de obra (operarios)</b>	<b>7</b>
<b>Disponibilidad (días)</b>	<b>1</b>
<b>Seguridad (operarios)</b>	<b>6</b>

Fuente.AccessESP

A partir de este momento se puede sacar el puntaje de cada tecnología teniendo en cuenta los rango explicados en el índice **3.4.1**, una vez se tienen los puntajes se procede a desarrollar la parte final de la matriz.

Se realizaron interpolaciones sin aproximar el valor deseado; es decir que para encontrar el primer puntaje de tecnología ZEITECS la cual tiene un número de días de producción diferida, se tuvo en cuenta el intervalo bueno (6.1-10) como se indica en la **Figura 49**. Así que para otorgar el puntaje a la tecnología se tomó un puntaje de 6.1 para una producción diferida de 5 días y 10 para una de 1 día; estos valores son ordenados como se indica en la **tabla 13** donde el puntaje se ubica en el eje x y los días en el eje y y para realizar la interpolación lineal **Ecuación 1**, encontrando el puntaje correspondiente a los 2 días.

**Tabla 13.** Interpolación producción diferida

<b>Puntaje</b>	<b>Producción diferida (días)</b>
<b>6.1</b>	<b>5</b>
<b>10</b>	<b>1</b>

Para realizar la interpolación en cuanto al número de operarios y su respectivo puntaje, estos rangos tienen una variación como se evidencia en la **Tabla 14**;

donde luego se procede a realizar dicha interpolación como se explicó anteriormente.

**Tabla 14.** Interpolación número de operarios

<b>Puntaje</b>	<b>Numero de operarios</b>
6.1	15
10	2

Los resultados antes explicados se exponen en las siguientes tablas.

**Tabla 15.** Puntaje ZEITECS

<b>ZEITECS</b>	
<b>Variables</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Producción diferida (días)</b>	9.02
<b>Tiempo de operación (días)</b>	8.05
<b>Mano de obra (operarios)</b>	9.1
<b>Disponibilidad (días)</b>	10
<b>Seguridad (operarios)</b>	9.1

**Tabla 16.** Puntajes REDA Coil

<b>REDA COIL</b>	
<b>Variables</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Producción diferida (días)</b>	6.1
<b>Tiempo de operación (días)</b>	0
<b>Mano de obra (operarios)</b>	8.5
<b>Disponibilidad (días)</b>	0
<b>Seguridad (operarios)</b>	8.5

**Tabla 17. Puntajes Access**

<b>ACCESS</b>	
<b>Variables</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Producción diferida (días)</b>	<b>7.7</b>
<b>Tiempo de operación (días)</b>	<b>6.10</b>
<b>Mano de obra (operarios)</b>	<b>8.5</b>
<b>Disponibilidad (días)</b>	<b>10</b>
<b>Seguridad (operarios)</b>	<b>8.5</b>

A continuación se procede a introducir los valores obtenidos por medio de las interpolaciones realizadas, los cuales se registran en la matriz como se observa en la **Figura 56**.

**Figura 56.** Matriz final

	Producción diferida	Tiempo de operación	Mano de obra	Disponibilidad	Seguridad	
	0.344	0.273	0.18	0.105	0.095	Total
Access	7.70	6.10	8.50	10.00	8.50	
	2.65	1.67	1.53	1.05	0.81	7.70
ZEITECS	9.02	8.05	9.10	10.00	9.10	
	3.10	2.20	1.64	1.05	0.86	8.85
REDA Coil	6.10	0.00	8.50	0.00	8.50	
	2.10	0.00	1.53	0.00	0.81	4.44

Tecnologías	Total
Access	7.70
ZEITECS	8.85
REDA Coil	4.44

Fuente. Elaboración propia

### 4.3 ELECCIÓN DE LA BOMBA Y SHUTTLE

En esta parte del capítulo se explica cómo se seleccionan las partes de la tecnología ZEITECS.

Primero que todo se va a escoger la shuttle y para esto es necesario tener en cuenta el diámetro del casing productor que como se evidencia en el estado mecánico del pozo Y es de  $9 \frac{5}{8}$ ", a partir de este dato se puede deducir la serie del shuttle observando la **Figura 52**, a primera impresión se puede decir que se va a utilizar el shuttle de serie 700, pero la elección de este tiene un estudio más detallado, debido a que se debe tener en cuenta la producción del pozo para poder indicar el tamaño de la BES y por consecuencia la del shuttle, todo esto para no colocar un equipo ni muy grande ni muy pequeño, ya que entre más grande la BES la capacidad de producción de ésta aumenta; en este pozo la producción es de 977 STB/d como se observa en los datos del pozo Y de la **Tabla 8**, y debido a información recolectada se ilustra en la **Tabla 18** los diferentes tamaños de BES con sus respectivos caudales de producción.

**Tabla 18.** Caudal de producción a diferentes tamaños de BES

DIAMETRO	CAUDAL	TIPO DE CAUDAL
7,38"	>10.000 Bbl/d	ALTO
5,62"	10.000 Bbl/d	ALTO
5,38"	300-9.000 Bbl/d	ESTÁNDAR
5,40"	300-9.000 Bbl/d	ESTÁNDAR
4,0"	300-9.000 Bbl/d	ESTÁNDAR
3,37"	200-2.500 Bbl/d	SLIM
3,75"	200-2.500 Bbl/d	SLIM

Fuente. Elaboración propia

Para el pozo Y con sus respectivas características de diámetro y producción sirve cualquiera de las bombas expuestas en la **Tabla 18**, sin embargo no se elige

ninguna de caudal alto debido a que en este pozo se tiene una producción de 977 STB/d lo que conlleva a no necesitar una bomba de estas especificaciones y mucho menos tener un sobre costo.

Las bombas Slim manejan un caudal ideal para las características de producción de este pozo pero son bombas que no tienen especificaciones estándar lo que dificultará el procedimiento de mantenimiento (pesca o reparación).

Según lo dicho anteriormente se escogió la bomba de diámetro 4,0" ya que cumple con las características de caudal necesario para el pozo Y.

Una vez se tiene el tamaño de la bomba según su caudal, se procede a elegir la shuttle para la BES de diámetro 4.0"; para esto se hace necesaria la **Figura 52** donde se cuenta con las especificaciones de tamaño máximo de BES/ Motor a diferentes diámetros, los cuales están entre 562 - 338 (5.62" - 3.38"); teniendo claro esto se conlleva a elegir la de serie 550 la cual cumple con las características de la bomba escogida.

#### **4.4 ELECCIÓN DE LA UNIDAD DE MANTENIMIENTO**

Luego de la aplicación de la matriz y selección de la tecnología más adecuada para el pozo Y, se procede a escoger la unidad de mantenimiento; véase la **Figura 53** donde se encuentran las características de pulling capacity (Klbs) y wellbore inclination (deg) de cada una de las unidades de mantenimiento aptas para el proceso de pesca de la BES del pozo Y.

Para esto se cita la completación con tecnología ZEiTECS y el survey del pozo Y encontrados en los **Anexos A y B** respectivamente.

En la completación se evidencia donde se encuentra ubicada la cabeza de la BES la cual es de 7.850 ft; con esta profundidad se puede dirigir al survey donde se encuentra que a esta profundidad que la inclinación es de 51°, lo cual ya descarta a las unidades de mantenimiento como slickline, wireline 5/16", wireline 7/16" y LARS debido a que no cumplen con el requisito de inclinación.

Para el requisito de pulling capacity todas las unidades de mantenimiento cumplen con este debido a que la bomba tiene un peso aproximado de 2.372 Lbs como se evidencia en la **Tabla 19**.

Siendo consecuente con lo mencionado anteriormente las unidades de mantenimiento que son aptas para la pesca de esta BES son: Rods, Coiled Tubing, LARS, Tractor y closed Loop Pump. Pero se escoge la unidad de

mantenimiento Coiled Tubing debido a que tiene un menor costo de alquiler con respecto a las otras unidades.

Luego de cada uno de los análisis y matriz anteriormente realizada los resultados básicos se muestran en la **Tabla 19**.

**Tabla 19.** Resumen tecnología seleccionada

tecnología	ZEITECS
diametro bomba	4,0"
shuttle	550
unidad de mantenimiento	coiled tubing

Fuente. Elaboración propia

**Tabla 20.** Componentes de la BES

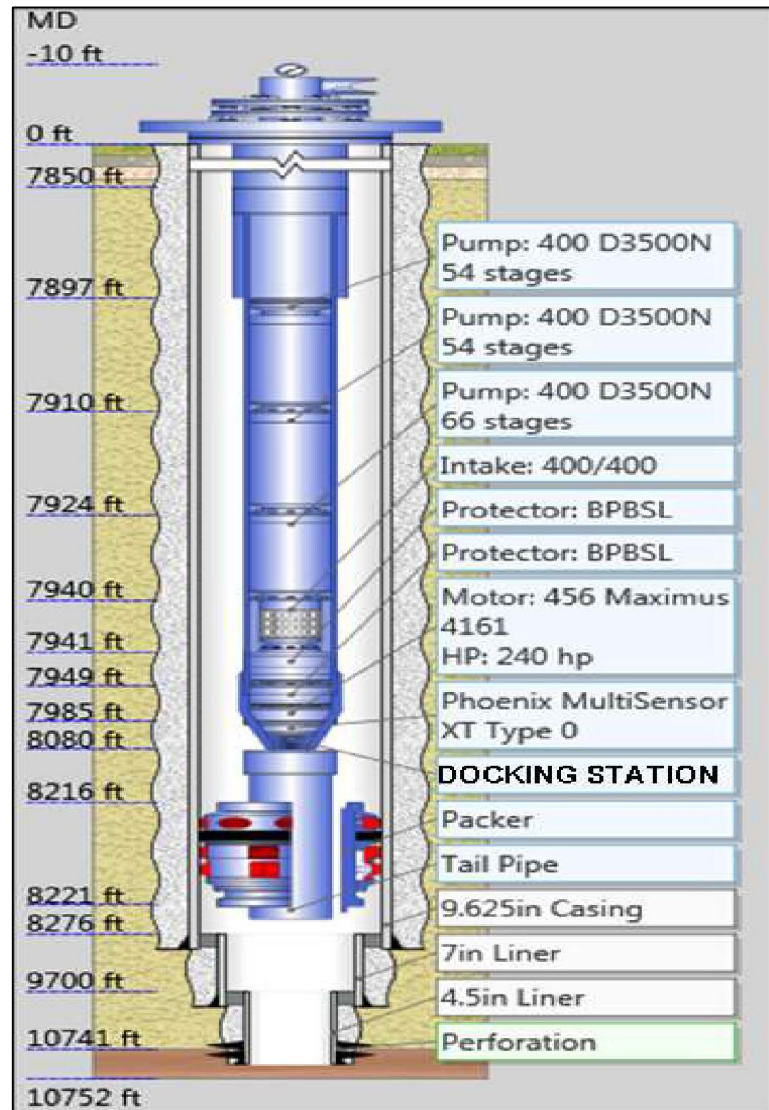
COMPONENTE DEL EQUIPO	Peso Aprox.(lbs)	Longitud (ft)
Pump, D3500N CR-CT 91 stg	477	22
Pump, D3500N CR-CT 91 stg	477	22
INTAKE: BOI, 400/400 RLOY	28	1.001
PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL-UT,	175	8
PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL-S/LT,	175	8
MOTOR: 456, 12, 4124, MAXIMUS, RA-UT, RLOY	1000	21.9
XT150: REPACKAGED, 456, RLOY, M-TRM, AFL, ZEITECS, MAXJOINT	400	8.1
<b>PESO TOTAL APROXIMADO DEL EQUIPO</b>	<b>2372 lbs</b>	<b>91 ft</b>

Fuente. Schlumberger Surencó S.A

En la **Figura 57** se muestra una imagen más detallada de los componentes de la bomba con sus respectivas profundidades



Figura 57. Ilustración de la profundidad de la bomba



Fuente. Schlumberger Sureco S.A

## 5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RIGLESS

Este capítulo describe detalladamente la inversión, ganancias, ingresos y costos que conlleva la implementación de la tecnología ZEiTECS en el pozo Y.

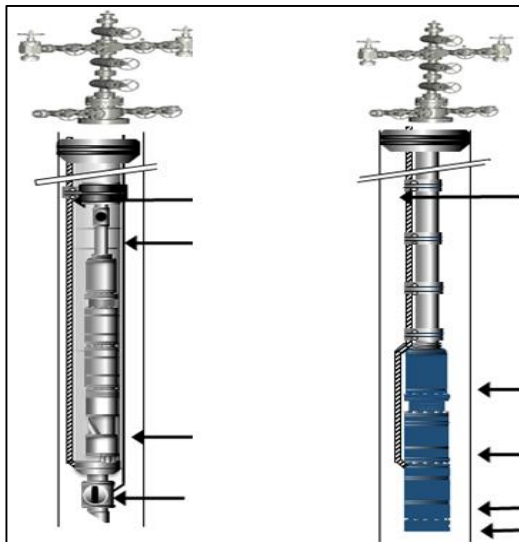
Se realizó una comparación Capex, que se traduce como Capital Expenditure, el cual es el gasto que la empresa hace en la instalación del equipo BES, donde se genera un beneficio.

### 5.1 COSTO INICIAL DE IMPLEMENTACIÓN

Para esta evaluación primero se compararon los gastos de instalación de un sistema BES convencional frente a la instalación de sistema ZEiTECS Shuttle™, donde se tienen en cuenta los costos de el árbol de navidad, el tubing, accesorios, equipo ESP, fluidos para controlar pozo y el tiempo de Rig.

En el caso de la instalación convencional se requiere un árbol de navidad (X-Tree) más pequeño que en la tecnología ZEiTECS, debido a que el sistema BES se adhiere en la parte inferior de la tubería como se evidencia en la **Figura 58**; a diferencia a lo que sucede en ZEiTECS ya que en esta se necesita del shuttle el cual contiene la bomba, lo que hace que el tubing sea de un diámetro mayor para encajar con este y así luego pescar la BES con mayor facilidad.

**Figura 58.** Diferencia de diámetros



Fuente. Schlumberger Sureco  
S.A

En el caso de algunos costos de accesorios que se contemplan en esta comparación, es la slidding sleeve que sirve para hacer trabajos de inyección que no se pueden hacer o que el cliente no la quiere hacer por la bomba, está ubicada en la tubería metros antes de llegar a la ubicación de la BES. Otro accesorio contemplado en este flujo financiero es la standing valve, que como su nombre lo indica es una válvula la cual sirve para hacer sello en la tubería permitiendo que el fluido no retorne a la bomba para que esta no se dañe; además tiene la función de comprobar que no haya escapes a la formación en caso de una tubería mal enroscada o algún problema parecido. Todos los valores antes mencionados se evidencian en la **Tabla 21**.

**Tabla 21.** Primera Instalación CAPEX- ESP Convencional

<b>Componente</b>	<b>Costo</b>
X-Tree with 3 1/2" throughbore	\$ 108.000
Tubing 3 1/2" EUE	\$ 85.000
Slidding Sleeve	\$ 4.000
Standing Valve	\$ 4.000
ESP Equipment	\$ 350.000
Fluids	\$ 17.000
Rig Time	\$ 125.000
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 693.000</b>

Fuente. Schlumberger Surencó S.A

Para el flujo de la tecnología ZEiTECS se tiene en cuenta que el árbol de navidad cuesta un 60% más, debido al aumento de tamaño del tubing, como lo ya explicado antes.

Los accesorios (slidding sleeve y standing valve) no se detallan en el flujo financiero de la tecnología ZEiTECS, ya que este sistema los trae incorporados (Seal Assembly y Bypass Valve).

Para la tecnología ZEiTECS en el flujo financiero se debe tener en cuenta el overcupling que es el protector que trae el cable que va conectado y sirve para adherir el cable directamente a la docking station, estos valores se evidencian en la **Tabla 22**.

El sistema ZEiTECS el cual tiene el mayor costo en este flujo financiero, es decir el que tiene más influencia en el precio final de la tecnología tiene un costo de 300.000 dólares.

**Tabla 22.** Primera Instalación CAPEX- ZEiTECS

Componente	Costo
X-Tree with 5 1/2" throughbore	\$ 172.800
Tubing 5 1/2" EUE	\$ 110.500
Slidding Sleeve	N/A
Standing Valve	N/A
ESP Equipment+ Overcoupling 5 1/2	\$ 370.000
Fluids	\$ 17.000
Rig Time	\$ 125.000
ZEiTECS System	\$ 300.000
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1.095.300</b>

Fuente. Schlumberger Surencó S.A

## 5.2 COSTO DE MANTENIMIENTO DE LA BES

Uno de los objetivos más importantes de este proyecto de grado es dar a conocer nuevas tecnologías que faciliten el proceso de mantenimiento de las BES, ya que las grandes empresas operadoras tienen elevados costos con respecto a estos mantenimientos; por eso la empresa ZEiTECS en compañía de Schlumberger sacaron al mercado la tecnología ZEiTECS Shuttle™, la cual tiene como principal función ahorrar a estas empresas operadoras gastos de dinero y tiempo en el mantenimiento de las BES.

Para corroborar lo dicho anteriormente se explican los costos de mantenimiento de la BES del pozo Y; para tener un valor de referencia se hizo una breve comparación de los costos que conlleva el workover convencional frente a los de la tecnología ZEiTECS.

En la **Figura 59** se evidencia el costo que tiene la reparación de la BES en el sistema convencional como en la tecnología ZEiTECS. Donde hay una diferencia de 80.000 dólares a favor del workover no convencional, hay que tener en cuenta que este valor es un promedio suministrado por la empresa Schlumberger Surencó S.A, basado en historial de mantenimiento de otros pozo no igual pero sí con características similares.

Los fluidos utilizados en el Workover convencional tienen un precio de 17.000 dólares, lo cual no es un valor despreciable ya que estos son de suma importancia para mantener la presión diferencial del pozo; sin embargo en el momento de realizar el mantenimiento de la BES los fluidos utilizados invaden la formación,

perjudicando la producción de crudo; es por eso que se tomó un promedio de pérdidas de 22 barriles de crudo diarios para el pozo Y.

La unidad de mantenimiento en Workover convencional es diferente respecto a la utilizada en ZEiTECS; se tiene que para el método convencional se utiliza un Rig el cual tiene un costo por día de 80.000 dólares, mientras que la unidad (coil tubing) usada para el mantenimiento no convencional (ZEiTECS) tiene una tarifa por día de 15.000 dólares.

La producción diferida es el factor de mayor impacto en este estudio económico ya que en el método convencional se tiene una de 8 días y en el no convencional una de tan solo 3 días. Esto da una diferencia en dólares a favor del método no convencional de 322.000 dólares aproximadamente.

En conclusión de lo dicho anteriormente se tiene que el costo de un workover convencional tiene un valor total de 1.322.836 dólares mientras que el workover con tecnología ZEiTECS instalada tiene un costo final de 308.446 dólares.

**Figura 59.** Comparativo workover

Primer W.O. - ESP Convencional		Primer W.O. - ZEiTECS	
Componente	Costo	Componente	Costo
Equipo BES	\$ 180.000	Equipo BES	\$ 100.000
Fluidos	\$ 17.000	Fluidos	-
Tiempo de Rig	\$ 80.000.00	Tiempo de Rig (Coiled Tubing)	\$ 15000.00.
Producción Diferida 8 Días	\$ 515.856.00	Producción Diferida 3 Días	\$ 193.446.00
<b>TOTAL W.O.</b>	<b>\$ 792.856</b>	<b>TOTAL Rigless</b>	<b>\$ 308.446</b>
Perdidas Anuales por Daño	\$ 529.980	<b>Perdidas Anuales por Daño</b>	0
<b>TOTAL con SKIN</b>	<b>\$ 1.322.836</b>	<b>TOTAL con SKIN</b>	<b>\$ 308.446</b>

Fuente. Elaboración propia

### 5.3 PRONÓSTICO DE MANTENIMIENTO A 5 AÑOS

Para realizar el cálculo de este pronóstico se tuvo en cuenta: Los costos de la implementación de la tecnología ZEiTECS, el ingreso (ahorro) que se va a tener al no utilizar el workover convencional (Rig, fluidos, ETC), el ingreso adicional por la producción de 5 días de diferencia entre hacer el workover convencional y el no convencional con tecnología ZEiTECS.

Se debe aclarar que el análisis del flujo financiero se hizo a 5 años debido a que es el tiempo mínimo en que la shuttle de la tecnología ZEiTECS puede fallar; sin embargo la bomba puede tener fallas durante estos años lo que con lleva a simular un workover para los años 2, 4 y 5.

Para los costos de los años no tenemos 60 KUSD que es el resultado de la división de los 300 KUSD del costo adicional de implementación de la tecnología ZEiTECS entre los 5 años de vida útil del shuttle. Además se tiene el costo diferencial entre el precio del cabezal usado para el método convencional y el no convencional (ZEiTECS), el cual es de 65 KUSD. Otro valor que se tiene en cuenta es la diferencia de 25 KUSD del tubing. Todo lo anterior se resume en un costo total para el año 1 de 150 KUSD.

Para el segundo año se tiene los 60 KUSD del costo adicional de la tecnología, pero en este caso ya se tiene unos ingresos (ahorros), los cuales se son:

- El no uso del Rig por 5 días (120 KUSD)
- Diferencial de operación de 3 días de unidad de workover ZEiTECS (27 KUSD)
- Los fluidos de workover convencional (17 KUSD)

Para la producción de este pozo se estimó una declinación en producción del 10% anual.

Como se ilustra en la **Tabla 23** se tiene los ahorros de 5 días por producción diferida los cuales son multiplicados por 66 USD que es el precio del barril.

**Tabla 23.** Impacto de producción

Impacto de producción	Años	1	2	3	4	5
<b>Producción por año (declinación de 10%)</b>	BOPD	977.00	879.30		712.23	641.01
Producción diferida	BOPD		4396.50	0.00	3561.15	3205.04
Precio del barril	\$/BBL		66.00	66.00	66.00	66.00
Ganancia de producción diferida	KUSD		290.17	0.00	235.04	211.53

Fuente. Elaboracion propia

En la **Tabla 24** se explica detalladamente cada uno de los ítems mencionados

**Tabla 24.** Flujo financiero a 5 años de tecnología ZEiTECS

<b>Años</b>	<b>Unidades</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Costos</b>						
ZEiTECS	kUSD	-60.00	-60.00	-60.00	-60.00	-60.00
Modificación de cabeza de pozo	kUSD	-65.00				
Diferencial de costo de tubing	kUSD	-25.00				
Costo implementation total del pozo	kUSD	-150.00				
Costo acumulado	kUSD	-150.00	-210.00	-270.00	-330.00	-390.00
<b>Ahorros</b>						
Ahorro de tiempo de Rig	kUSD		120.00		120.00	120.00
Ahorro de diferencial de operación	kUSD		27.00		27.00	27.00
Ahorro de fluidos	kUSD		17.00		17.00	17.00
Ahorro total	kUSD	0.00	164.00	0.00	164.00	164.00
Ahorro acumulado	kUSD	0.00	164.00	164.00	328.00	492.00
<b>Beneficio Costo</b>						
Balance financiero del año operacional	kUSD	-150.00	104.00	-60.00	104.00	104.00
Balance financiero acumulado	kUSD	-150.00	-46.00	-106.00	-2.00	102.00
<b>Impacto de producción</b>						
Producción por año (declinacion de 10%)	BOPD	977.00	879.30		712.23	641.01
Producción diferida	BOPD		4396.50	0.00	3561.15	3205.04
Precio del barril	\$/BBL		66.00	66.00	66.00	66.00
Ganancia de producción diferida	kUSD		290.17	0.00	235.04	211.53
<b>Beneficio neto acumulado</b>		<b>-150.00</b>	<b>394.17</b>	<b>-60.00</b>	<b>339.04</b>	<b>315.53</b>
<b>Beneficio neto acumulado</b>		<b>-150.00</b>	<b>244.17</b>	<b>184.17</b>	<b>523.20</b>	<b>838.74</b>

Fuente. Elaboración propia

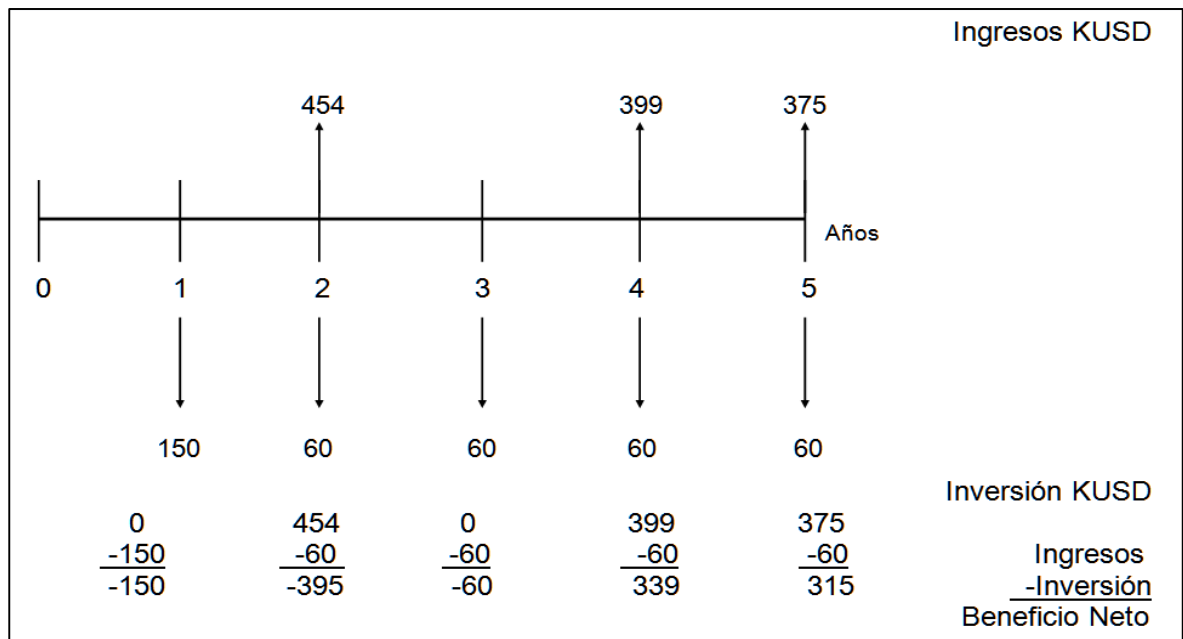
En la **tabla 25 y figura 60** se hace una explicación de forma breve de lo dicho anteriormente donde se tienen en cuenta los ingresos e inversión para así tener un beneficio costo por año.

**Tabla 25.** Resumen de costos e ingresos

Año	1	2	3	4	5
Costo (KUSD)	-150	-60	-60	-60	-60
Ahorro (KUSD)	0	164	0	164	164
Producción diferida (KUSD)	0	290	0	235	211
Total (KUSD)	-150	454	-60	399	375

Fuente. Elaboración propia

**Figura 60.** Breve explicación de flujo financiero ZEiTECS



Fuente. Elaboración propia



## 5.4 VALOR PRESENTE NETO

El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido para estimar proyectos de inversión a largo plazo. Este método permite establecer si una inversión cumple con el objetivo básico financiero. Si el VPN es positivo significa que el proyecto es rentable. Si es negativo quiere decir que el proyecto no se debe hacer. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no tendrá ingresos ni pérdidas al implementar este proyecto.

Es importante tener en cuenta que el valor del Valor Presente Neto depende de las siguientes variables: la inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto. Para este proyecto el VPN se ilustra en la **Figura 61**.

**Figura 61.** Valor presente neto (VPN) del proyecto.

$$\begin{aligned} \text{VPN (0,1)} &= -150.000 + \frac{394.000}{(1+0,1)^2} - \frac{60.000}{(1+0,1)^3} + \\ &\frac{339.000}{(1+0,1)^4} + \frac{315.000}{(1+0,1)^5} \\ \text{VPN (0,1)} &= 557.672,7248 \text{ USD} \end{aligned}$$

Fuente. Elaboración propia

## 5.5 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS FINANCIERO

La mejor opción para la compañía desde el punto de vista financiero es implementar la tecnología ZEiTECS Shuttle™ en el pozo Y teniendo en cuenta que a un precio del barril de 66 USD, representa un ahorro de 1´014.390 USD para la empresa respecto al mantenimiento comparado con el proceso convencional, este ahorro se origina en el no uso de fluidos que afectan la producción de crudo.

## 6. CONCLUSIONES

- Debido al diseño que posee la tecnología ZEiTECS Shuttle™, la cual requiere un árbol de navidad más grande al igual que el tubing como principales diferencias con respecto al sistemas BES convencional debido a esto el sistema ZEiTECS Shuttle™ es más costosa que los sistemas BES convencional por un diferencial de 402.300 USD.
- En la implementación de la matriz se logró establecer que la variable de mayor importancia a tener en cuenta con un 34.4% fue la producción diferida, donde la tecnología ZEiTECS Shuttle™ ahorra un 13 y 29% más que las tecnologías AccessESP y RedaCoil respectivamente.
- La variación en los resultados de la matriz y la variable de mayor importancia depende de las características del pozo al cual se va a aplicar.
- La producción diferida en barriles ahorrada por el no uso del Workover convencional es de 4.396, 3.561 y 3.205 barriles para los años 2, 4 y 5 respectivamente, lo que a un precio del barril de 66 USD es un ahorro total en los 5 años de simulación de 736.692 USD
- Desde el punto de vista financiero el elevado costo de inversión que tiene la tecnología ZEiTECS Shuttle™ se verá recuperado en 2 años dado que al hacer la simulación para los años 2, 4 y 5 en los cuales se verán reflejados ahorros de 454, 399 y 375 KUSD respectivamente.
- El tiempo de operación de la tecnología ZEiTECS Shuttle™, AccessESP y un sistema BES convencional son mucho menor comparado al de la tecnología RedaCoil debido a la disponibilidad de una unidad de mantenimiento haciendo que la variable de disponibilidad tome un valor importante en la matriz de selección.
- La tecnología ZEiTECS Shuttle™ está diseñada para facilitar el workover a bombas electro sumergibles, aunque afectado por el costo de la instalación inicial pero teniendo en cuenta la rapidez en la operación de hasta 5 días de producción diferida como máximo y ahorros muy significativos como en la cantidad de operarios y los ya explicados anteriormente.

## **7. RECOMENDACIONES**

- Incluir en la matriz de selección más tecnologías las cuales permiten hacer un estudio más amplio y con diversidad de opciones para escoger.
- Elegir un pozo con características diferentes al pozo Y para ver sí se acopla esta tecnología de la misma manera.
- Implementar esta tecnología en los diferentes pozos de Colombia que tengan características similares al pozo Y ya que se comprobó un resultado efectivo.
- Realizar una simulación para cada una de las 3 tecnologías (ZEiTECS Shuttle™, RedaCoil y AccessESP) con esto se tendrá claro el comportamiento de cada una de estas con respecto a la otra.
- Utilizar los sistemas BES convencionales solo en el caso que sea obligatorio; es decir cuando el pozo en estudio no cumpla las condiciones para implementar una tecnología no convencional.

## BIBLIOGRAFÍA

ESPINOZA, M. (2016). BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. [online] Academia.

Recuperado de:

[http://www.academia.edu/27249912/BOMBEO\\_ELECTROSUMERGIBLE](http://www.academia.edu/27249912/BOMBEO_ELECTROSUMERGIBLE) [Citado el 6 mayo 2018].

FLÓREZ CHÁVEZ, M. y GARCÍA CUBIDES, F. (2017). Diseño de matriz para la selección de un método de aislamiento de zonas para pozos productores de campo la cira infantas. Tesis universidad de américa. Recuperado de <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6405/1/5121342-2017-2-ip.pdf> [citado el 26 agosto 2018].

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogota D.C.: El instituto, 2018. ISBN 978588585673 153 p

L. Mendoza (2015). Operaciones y Equipos de Tubería Enrollada (Tubería Contínua) PerfoBlogger. Disponible en internet: <http://perfob.blogspot.com/2015/09/operaciones-y-equipos-de-coiled-tubing.html> [Consultado el 18 de noviembre de 2018].

MORENO R, R. (2014). Sistemas de Levantamiento Artificial . [en línea] Scribd. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/219786368/Sistemas-de-Levantamiento-Artificial-pdf> [Accedido el 20 de noviembre de 2018].

PATIÑO TRIANA, L. and trujillo montenegro, d. (2016). Evaluación técnica de la instalación de unidades de superficie de bombeo mecánico para la reducción de costos de inversión y costos de operación de los pozos nuevos en el campo la cira infantas. Pregrado. Universidad de América.

Resumen del sistema de transporte Slickline. (2017). Manual AccessESP.

RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Evaluación escrita-Segundo corte. (PRODUCCIÓN 2) fecha de consulta: 29/11/2018

Schlumberger, S. (2013). CURSO DE OPERACIONES CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES. Documento [en línea]. Disponible en: <https://vdocuments.mx/curso-de-operaciones-con-bombas-electrosumergibles.html> Consultado el 20 de noviembre de 2018.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**ESTADO MECANICO COMPLETO CON TECNOLOGIA ZEITECS**

Figura 1. Estado mecánico completo con tecnología ZEITECS

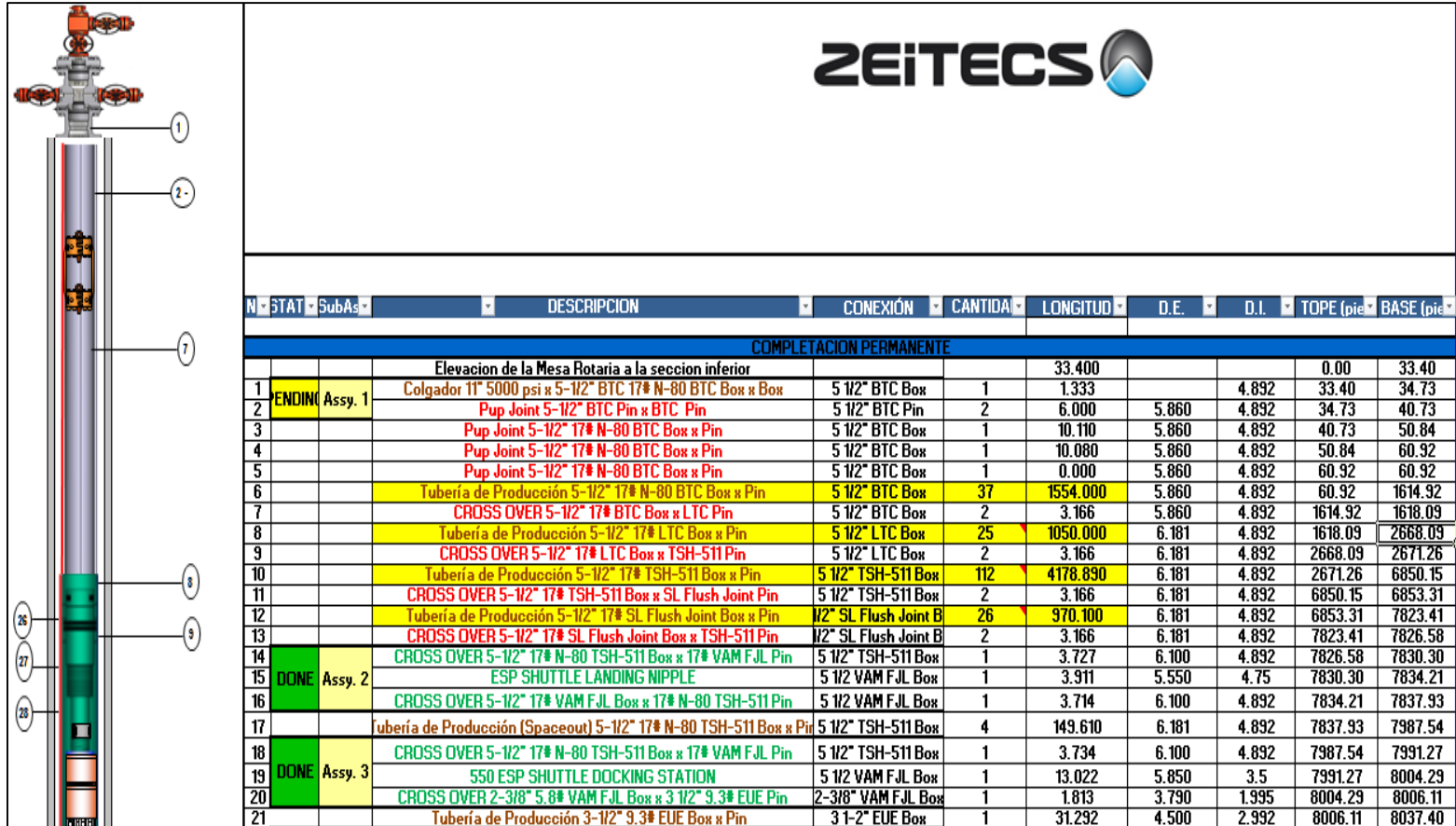


Figura 2. Continuación

	21		Tubería de Producción 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin	3 1-2" EUE Box	1	31.292	4.500	2.992	8006.11	8037.40	
	22		VALVULA FLRV 3 1/2" 9.3# EUE Box x Pin	3 1-2" EUE Box	1	2.240	5.000	2.992	8037.40	8039.64	
	23	ENDINO	Assy. 4	Tubería de Producción 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin	3 1-2" EUE Box	1	31.400	4.500	2.992	8039.64	8071.04
	24			CHEMICAL INJECTION 3 1/2" 9.3# EUE Box x Pin	3 1-2" EUE Box	1	0.814	4.500	2.992	8071.04	8071.85
	25			Tubería de Producción 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin	3 1-2" EUE Box	1	31.292	4.500	2.992	8071.85	8103.15
	26			Tubo Centralizador 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin	3 1-2" EUE Box	1	31.100	6.800	2.992	8103.15	8134.25
	27			No-Go top (with landing shoulder)	3 1-2" EUE Box	1	1.000	4.775	2.8	8134.25	8135.25
	28	ENDINO	Assy. 5	SEAL ASSY LOCATOR, 3 1/2 EUE X 3 1/2-12 UN	3 1-2" EUE Box	1	3.450	4.775	2.8	8135.25	8138.70
	29			Ratcheting Mule Shoe with unit seal	3 1-2" EUE Box	1	1.750	4.74	2.8	8138.70	8140.45
	<b>BES RECUPERABLE</b>										
	30	DONE	Assy. 6	ESP SHUTTLE CUP SEAL ASSEMBLY (CSA)	5"GS Profile	1	3.734	4.768	2.409	7844.20	7840.46
	31			ANDING NIPPLE 2 7/8 X 2.25 TIPO R (DON STANDING VALVE 2.25 TIPC	2.875" 6.5# EUE Box	1	2.785	3.880	2.495	7840.46	7843.25
	32			TELESCOPIC JOINT	2.875" 6.5# EUE Box	1	7.201	3.880	2.495	7843.25	7850.45
	33			Flange Adapter (male)	2.875" EUE Box	1	0.827	4.500	2.441	7850.45	7851.27
	34			Flange Adapter (female)	flange	1	0.656	4.500	2.441	7851.27	7851.93
	35			PUP JOINT 2 7/8" 8.6# EUE Box x PIN	2.875" 8.6# EUE Box	1	3.822	2.875	2.441	7851.93	7855.75
	36			PUP JOINT 2 7/8" 8.6# EUE Box x PIN	2.875" 8.6# EUE Box	1	9.823	2.875	2.441	7855.75	7865.58
	37			Flange Adapter (male)	2.875" EUE Box	1	0.827	4.500	2.441	7865.58	7866.40
	38			Flange Adapter (female)	flange	1	0.656	4.500	2.441	7866.40	7867.06
	39	ELLSIT	Assy. 7	TUBING JOINT 2 7/8 SEC BOX X PIN	2.875" 8.6# SEC Box	1	31.230	2.875	2.441	7867.06	7898.29
				Bolt on Discharge Head, 2 7/8" EUE 8RD	2.875" 6.5# EUE Box	1	0.499	4.000	1.99	7898.29	7898.79
				Pump, D3500N CR-CT 54 stg	Serie 400	1	13.399	4.000	N/A	7898.79	7912.19
				Pump, D3500N CR-CT 54 stg	Serie 400	1	13.399	4.000	N/A	7912.19	7925.59
				Pump, D3500N CR-CT 66 stg	Serie 400	1	16.201	4.000	N/A	7925.59	7941.79
				Intake - 400 series	Serie 400	1	1.001	4.000	N/A	7941.79	7942.79
				Dual Protector 400 series MAXIMUS	Serie 400	1	7.999	4.000	N/A	7942.79	7950.79
				Motor 456 WC4161 MAXIMUS / 240HP / 58.7A	Serie 456	1	28.399	4.560	N/A	7950.79	7979.19
	40			MAXIMUS MOTOR - SENSOR ADAPTER	Serie 456	1	0.840	4.560	N/A	7979.19	7980.03
	41	DONE	Assy. 9	SENSOR: ZEITECS RETRIEVABLE GAUGE	Serie 450	1	10.984	4.560	N/A	7980.03	7991.01
42			MOTOR CONNECTOR: (flange to landing shoulder)	Serie 450	1	2.907	4.500	N/A	7991.01	7993.92	
<b>PACKER RECUPERABLE SC-1</b>											
43	DONE	Assy. 10	PACKER RECUPERABLE: SC-1 9 5/8" 47-53.5 X 4.00"	N/A	1	5.800	4.768	2.409	8216.00	8221.80	
44			7" LTC MILL OUT EXTENSION	7" LTC Box	1	6.180	3.68	2.441	8221.80	8227.98	
45			7" LTC BOX UP X 5-1/2" LTC PIN CROSSOVER	7" LTC Box	1	1.500	3.68	2.441	8227.98	8229.48	
46			5-1/2" LTC BOX UP SHEAR OUT BULL PLUG	5-1/2" LTC Box	1	1.130	3.68	2.441	8229.48	8230.61	

**ANEXO B**  
**SURVEY DEL POZO Y**

**Tabla 1. Survey**

Measured Depth	Vertical Depth	Inclination(°)	Azimuth(°)
0	0		
800.000	799.625	4.400	74.720
895.000	894.310	4.930	80.970
986.000	984.903	5.910	75.920
1,076.000	1,074.369	6.570	76.470
1,172.000	1,169.585	8.060	76.050
1,266.000	1,262.527	9.140	73.050
1,361.000	1,356.165	10.290	68.450
1,455.000	1,448.421	11.800	68.580
1,549.000	1,540.445	11.740	69.200
1,643.000	1,632.245	13.090	67.670
1,737.000	1,723.505	14.630	67.160
1,832.000	1,815.308	15.180	66.570
1,926.000	1,905.996	15.330	67.790
2,020.000	1,996.584	15.640	68.540
2,114.000	2,087.044	15.910	68.890
2,208.000	2,177.833	14.110	67.380
2,302.000	2,268.898	14.600	67.380
2,396.000	2,359.762	15.080	67.810
2,490.000	2,450.452	15.420	67.590
2,584.000	2,541.203	14.800	70.390
2,678.000	2,632.089	14.780	70.550
2,773.000	2,723.919	14.910	68.650
2,867.000	2,814.775	14.810	69.800
2,961.000	2,905.568	15.210	70.040
3,055.000	2,996.279	15.190	69.220
3,149.000	3,086.959	15.360	70.580

Fuente.Schlumberger Surencó S.A



**Tabla 2.** Continuación

3,244.000	3,178.532	15.510	70.200
3,338.000	3,269.391	14.190	70.600
3,433.000	3,361.445	14.420	69.420
3,527.000	3,452.517	14.260	70.060
3,622.000	3,544.519	14.600	69.710
3,716.000	3,635.529	14.380	69.860
3,810.000	3,726.589	14.360	72.330
3,904.000	3,817.620	14.520	70.370
3,998.000	3,908.499	15.090	69.220
4,093.000	4,000.185	15.270	70.920
4,187.000	4,090.786	15.640	69.450
4,281.000	4,181.385	15.280	70.520
4,375.000	4,272.021	15.470	70.340
4,470.000	4,363.357	16.460	67.570
4,564.000	4,453.187	17.790	67.240
4,658.000	4,542.385	18.990	67.900
4,752.000	4,630.995	20.000	67.360
4,846.000	4,719.296	20.110	68.270
4,936.000	4,803.551	21.050	67.670
5,069.000	4,927.568	21.310	68.790
5,163.000	5,014.863	22.230	68.740
5,257.000	5,102.137	21.380	69.380
5,351.000	5,189.816	20.880	69.120
5,446.000	5,278.779	20.190	69.850
5,540.000	5,367.348	18.950	69.910
5,635.000	5,457.295	18.590	70.340
5,729.000	5,546.176	19.400	70.590
5,824.000	5,635.967	18.720	70.090
5,918.000	5,724.894	19.100	70.280
6,012.000	5,813.597	19.550	69.940
6,106.000	5,901.562	21.720	71.290
6,200.000	5,988.321	23.540	71.640
6,295.000	6,074.919	25.010	71.730
6,389.000	6,159.676	26.230	70.750

Fuente. Schlumberger Surencó S.A

**Tabla 3.** Continuación

6,483.000	6,243.481	27.630	70.400
6,577.000	6,326.236	28.990	70.490
6,671.000	6,407.350	31.700	69.960
6,766.000	6,487.371	33.520	69.720
6,860.000	6,565.036	35.050	69.890
6,954.000	6,641.255	36.590	69.250
7,048.000	6,715.947	38.170	68.640
7,142.000	6,788.965	39.890	68.870
7,237.000	6,861.094	41.310	69.170
7,331.000	6,930.449	43.590	69.340
7,425.000	6,997.103	46.080	68.940
7,519.000	7,061.051	48.180	68.830
7,613.000	7,122.588	50.030	69.110
7,708.000	7,182.752	51.380	68.860
7,802.000	7,242.130	50.270	69.330
7,896.000	7,301.176	51.900	69.400
7,989.000	7,358.311	52.290	69.600
8,083.000	7,414.978	53.560	69.940
8,177.000	7,469.870	54.980	69.870
8,271.000	7,522.561	56.830	70.020
8,365.000	7,573.970	56.860	69.990
8,413.000	7,600.084	57.220	69.860
8,560.000	7,677.149	59.540	69.560
8,654.000	7,723.429	61.470	68.220
8,748.000	7,766.854	63.500	67.320
8,842.000	7,807.313	65.510	67.970
8,936.000	7,845.074	67.120	69.590
9,031.000	7,880.483	69.110	70.310
9,125.000	7,912.732	70.760	70.260
9,218.000	7,942.033	72.510	70.050
9,312.000	7,968.778	74.430	68.430
9,406.000	7,992.639	76.160	67.270
9,499.000	8,013.630	77.750	67.240
9,594.000	8,032.260	79.630	68.010
9,687.000	8,047.241	81.830	69.380
9,781.000	8,059.844	82.760	69.570

Fuente. Schlumberger Surencó S.A

**Tabla 4.** Final del Survey

9,875.000	8,071.137	83.440	69.650
10,010.000	8,081.845	87.460	71.800
10,104.000	8,084.691	89.070	70.990
10,185.000	8,085.871	89.260	70.640
10,279.000	8,087.036	89.320	71.360
10,374.000	8,087.758	89.810	70.760
10,468.000	8,087.208	90.860	69.810
10,555.000	8,087.542	88.700	68.010

Fuente. Schlumberger Surencó S.A