

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO CON UNIDAD HIDRÁULICA OFFSHORE
EN EL POZO 13 DEL CAMPO TRINTES.

ALEJANDRO FLÓREZ SÁNCHEZ
JAIRO ARMANDO USCATEGUI RODRÍGUEZ

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

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO CON UNIDAD HIDRÁULICA OFFSHORE
EN EL POZO 13 DEL CAMPO TRINTES.

ALEJANDRO FLÓREZ SÁNCHEZ
JAIRO ARMANDO USCATEGUI RODRÍGUEZ

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

Director
ALEJANDRO LADRÓN DE GUEVARA RANGEL
Ingeniero mecatrónico

Co-director
CLAUDIA ANGÉLICA RUBIO ARVILLA
Ingeniero de petróleos

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

Notas de aceptación:

Yatnielah Isbel Pirela Ropero

Yimy Alejandro Parra Rojas

Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez

Bogotá D.C., Agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados Calificadores y el Cuerpo docente no son responsables Por los criterios e ideas expuestas en el Presente documento. Estos Corresponden únicamente a los autores.

A mis padres que me han apoyado todo
Este tiempo, a mi hermano por su
Paciencia, a mi nana por su inmenso cariño
A todos aquellos que desde los inicios
De este proyecto nos han apoyado
Inmensamente.

Alejandro Flórez Sánchez

DEDICATORIA

Agradeciendo de primera mano a la Virgen María por acompañarme en todos los semestres de mi carrera, a mi familia, los cuales, han contribuido a forjar los cimientos de los valores íntegros y morales que me ayudan a crecer como persona. En la realización de este trabajo hago principal mención a mi madre Sandra Rodríguez por ser el apoyo más incondicional, generoso, paciente y valeroso que he tenido en mi vida y que gracias a ella soy ese profesional que siempre me proyecte a ser.

Quiero dedicar el presente documento a la memoria de mi padrino y tutor Julio Axhel Rodríguez Acosta (Q.E.P.D) por motivarme a superarme siempre que pueda, a aprender de mis fracasos y ser humilde en las victorias, a trabajar por lo digno y encontrarle solución a todo problema, qué, en palabras tuyas, “El que sabe, sabe, sino, debe ser ingeniero”, frase que ha sido mi máxima en toda mi carrera universitaria.

Por último, dedico mi primer trabajo de grado a mi padre Jairo Arturo Uscategui Lara (Q.E.P.D.) a quien siempre me ha cuidado y velado por mi bienestar, donde quiera que se encuentre; también a quien le heredado sus mejores cualidades, las cuales, me definen como una persona reconocible por su dedicación, servicio y optimismo ante los retos que nos depara nuestros sueños.

Jairo Armando Uscategui Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La empresa **SERINPET LTDA**, por su aporte técnico y financiero en todas las etapas de desarrollo del proyecto y acompañamiento continuo.

Ing. Alejandro Ladrón de Guevara, por su confianza, oportunidad y tiempo para la elaboración de este proyecto.

Biblioteca Baldomero Sanín Cano, por el espacio, recursos informáticos y la información brindada en sus instalaciones para la realización del proyecto.

Ing. Claudia Rubio, por su tiempo, experiencia en esta área, conocimientos compartidos, paciencia con cada uno de nosotros, por su compromiso con el trabajo y colaboración en la co-dirección y supervisión con los realizadores del presente proyecto.

Ing. Nadím Escaño, por su apoyo técnico inicial y orientación correctiva para la realización de este proyecto.

Ing. Yatnielah Pirela, por su paciencia, disposición, empeño y apoyo para la aprobación y realización del proyecto.

A los orientadores geológico, técnico y financiero por su disposición, consejos y tiempo dedicado para la culminación de este proyecto.

A las directivas, Cuerpo Docente, Personal Administrativo de la Universidad América por brindar las herramientas académicas necesarias para poder terminar de manera satisfactoria el proyecto de grado.

A todas las personas que consciente o inconscientemente han colaborado y acompañado en este tiempo, su apoyo y confianza depositada, se ven reflejados en este trabajo.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	26
INTRODUCCIÓN	27
OBJETIVOS	28
1.GENERALIDADES DEL CAMPO TRINTES OFFSHORE	29
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	29
1.2 LOCALIZACIÓN	30
1.3 MARCO GEOLÓGICO	32
1.3.1 Columna Estratigráfica	32
1.3.2 Estratigrafía	35
1.3.2.1 Formación Gautier	35
1.3.2.2 Formación Naparima Hill	35
1.3.2.3 Formación Guayaguayare	35
1.2.3.4 Formación Lizard Springs	35
1.3.2.5 Formación Cipero	35
1.3.2.6 Formación Retrench Sands	36
1.3.2.7 Formación Herrera Sands	36
1.3.2.8 Formación Karamat	36
1.3.2.9 Formación Lengua	36
1.3.2.10 Formación Cruse	36
1.3.2.11 Formación Gros Morne	36
1.3.4 Geología del Petróleo	40
1.3.4.1 Roca Generadora	40
1.3.4.2 Roca Reservorio	40
1.3.4.3 Migración	40
1.3.4.4 Roca Sello	40
1.3.4.5 Trampa	40
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	41

1.4.1 Método de producción	41
1.4.2 Tiempo de producción	41
1.4.3 Producción acumulada	41
1.4.4 Pozos del campo	42
2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE (ESP) EN EL POZO 13	43
2.1 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	43
2.2 GENERALIDADES DEL SISTEMA POR BOMBA ELECTRO-SUMERGIBLE	43
2.2.1 Principales partes del sistema ESP	44
2.2.1.1 Sensor de fondo	45
2.2.1.2 Motor Eléctrico	46
2.2.1.3 Protector o sello	47
2.2.1.4 Bomba Centrífuga	48
2.2.1.5 Cable	48
2.2.1.6 Generador Eléctrico	50
2.2.2 Funcionamiento del sistema ESP	51
2.3 PRINCIPALES PROBLEMAS DEL BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE EN EL POZO 13	54
2.4 OPERACIÓN DE PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE EN EL POZO 13	55
2.4.1 Condiciones de operación con el sistema ESP	55
2.4.2 Procedimiento de instalación de un sistema ESP	57
3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO OFFSHORE (UHBM-OS)	61
3.1 GENERALIDADES DE UNA UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO OFFSHORE	61
3.1.1 Antecedentes de las UHBM	63
3.1.2 Funcionamiento de la UHBM-OS	66
3.1.3 Partes de la UHBM-OS	67
3.2 PRINCIPALES PROBLEMAS DE UNA UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO OFFSHORE EN EL POZO 13	81

3.3 OPERACIÓN DE PRODUCCIÓN DE UNA UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO OFFSHORE EN EL POZO 13	83
3.3.1 Producción del Pozo 13 con UHBM-OS	83
3.3.2 Instalación de un sistema UHBM-OS	90
3.3.3 Mantenimientos para el sistema UHBM-OS	93
4. COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE EL SISTEMA ESP Y EL SISTEMA UHBM-OS EN EL POZO 13	97
4.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	97
4.2 DISEÑO DE LA MATRIZ DE COMPARACIÓN PARA LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	100
4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA MATRIZ DE COMPARACIÓN	105
5. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE UHBM-OS	109
5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	109
5.1.1 Costos de inversión	109
5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	109
5.2.1 Costos de producción	110
5.3 INGRESOS PARA LA COMPAÑÍA	110
5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	111
5.4.1 Definición de los indicadores financieros	111
5.4.2 Flujo de caja	111
5.4.2.3 Resultados del flujo de caja	113
5.5 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	115
6. CONCLUSIONES	120
7. RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFÍA	123

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Plataforma Bravos Trintes	30
Figura 2. Mapa de Localización del Campo Trintes, Cuenca Columbus, Trinidad y Tobago	31
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Columbus. Basada en estudios paleontológicos	33
Figura 4. Columna estratigráfica de la Plataforma Bravos	34
Figura 5. Diagrama estructural de la Cuenca Columbus	38
Figura 6. Esquema longitudinal del Estrecho de Galeota	39
Figura 7. Producción acumulada del Campo Trintes del 1972 al 2014	42
Figura 8. Configuración típica de una ESP	45
Figura 9. Curva de comportamiento de la Bomba	47
Figura 10. Cable redondo	49
Figura 11. Cable plano	50
Figura 12. Curva de descarga y succión de la bomba	52
Figura 13. Curva de comportamiento de la bomba por etapas	53
Figura 14. Curva de comportamiento de bomba ESP en el Pozo 13	56
Figura 15. Estado mecánico del Pozo 13 con sistema ESP	57
Figura 16. Típica unidad hidráulica para bombeo mecánico	62
Figura 17. Unidad Hidráulica	64
Figura 18. Instalación del pedestal	65
Figura 19. Circuito de la unidad en carrera descendente	66
Figura 20. Circuito de la unidad en carrera ascendente	67

Figura 21. Primer grupo de piezas de la UHBM-OS	68
Figura 22. Segundo grupo de piezas de la UHBM-OS	70
Figura 23. Tercer grupo de partes de la UHBM-OS	71
Figura 24. Cuarto grupo de partes de la UHBM-OS	73
Figura 25. Dimensiones del Actuador Hidráulico	75
Figura 26. Actuador y unidad de potencia	76
Figura 27. Vista lateral de la unidad de potencia	77
Figura 28. Vista frontal de la unidad de potencia	78
Figura 29. Vista trasera de la unidad de potencia	79
Figura 30. Bomba 20VQ5	80
Figura 31. Inclinación del Pozo 13 respecto al Norte	84
Figura 32. Inclinación del Pozo 13 respecto al Oeste	85
Figura 33. Desviación del Pozo 13	85
Figura 34. Diagrama 3D del Pozo 13	86
Figura 35. Cargas axiales aplicadas	87
Figura 36. Cargas laterales actuantes	87
Figura 37. Tendencia de pandeo de la varilla	88
Figura 38. Dinagrama generalizado para el Pozo 13	89
Figura 39. Ubicación de la UHBM-OS	91
Figura 40. Información panel de control de la UHBM-OS	93
Figura 41. Diagrama de flujo de caja UHBM-OS 2016	114
Figura 41. Diagrama de flujo de caja ESP	117
Figura 42. Diagrama de flujo de caja de UHBM-OS 2018	119

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Rangos de potencia del motor eléctrico	46
Tabla 2. Rangos de producción de la bomba centrífuga a 60 Hz	48
Tabla 3. Tamaños y resistencia de cables redondos	49
Tabla 4. Especificaciones promedio del sistema ESP	55
Tabla 5. Tabla de piezas de la UHBM-OS	68
Tabla 6. Segunda tabla de piezas de la UHBM-OS	69
Tabla 7. Tabla de partes de la UHBM-OS	71
Tabla 8. Tabla de partes de la UHBM-OS	72
Tabla 9. Tabla de partes de la UHBM-OS	75
Tabla 10. Especificaciones de la UHBM-OS	83
Tabla 11. Condiciones de diseño de la varilla para la UHBM-OS	83
Tabla 12. Plan direccional del Pozo 13	84
Tabla 13. Mantenimientos para la UHBM-OS	94
Tabla 14. Parámetros de operación del Pozo 13 con UHBM-OS	96
Tabla 15. Rangos óptimos de los criterios de evaluación	100
Tabla 16. Matriz de comparación entre sistema ESP y UHBM-OS	105
Tabla 17. Flujo de caja libre para el sistema UHBM-OS al año 2016	113
Tabla 18. Indicadores financieros	114
Tabla 19. Flujo de caja de reparación del sistema ESP al año 2016	116
Tabla 18. Indicadores financieros	117
Tabla 20. Flujo de caja de UHBM-OS 2018	118

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Eficiencia energética para UHBM-OS 101	
Ecuación 2. Eficiencia energética para ESP	101
Ecuación 3. Ingresos monetarios por barril de petróleo	112
Ecuación 4. Costo energético en Trinidad y Tobago	112
Ecuación 5. Depreciación de la UHBM-OS	112
Ecuación 6. Valor Presente Neto	114

ABREVIATURAS

%: porcentaje

°: grados

°C: grados Celsius

°F: grados Fahrenheit

API: American Petroleum Institute

Bbl: barril

BFPD: barriles de fluido por día

BN: barril Normal

BOP: Blow Out Preventor, válvula preventora de influjos en superficie

BOPD: barriles de petróleo día

BPD: barriles por día

BPE: barriles equivalentes de petróleo

BWPD: barriles de agua por día

cP: centipoise

D: darcy

DLS: siglas de Dog Leg Severity

ESP: bombeo Electro sumergible (por sus siglas en inglés Electrical Submersible Pump)

ft: feet, (Pie)

scf: standard Cubic feet, (Pie cubico estandar)

h: espesor

IP: presión a la entrada de la bomba (por sus siglas en inglés Intake Pressure)

IPR: inflow Performance Relationship (Relación comportamiento de la producción)

J: índice de productividad, (Bpd/Psi)

K: permeabilidad

Km: kilómetro

Km²: kilómetro cuadrado

M.a.: millones de años

MBLS: miles de barriles

MMBLS: millones de barriles

MD: measured Depth (Profundidad medida)

mD: milidarcy

N: north (Norte)

NE: north East (Noreste)

Pag: página

Psia: libra por pulgada cuadrada, (presión absoluta)

Psig: libra por pulgada cuadrada, (presión manométrica)

RPM: revoluciones por minuto

SLA: sistemas de Levantamiento Artificial

TIO: tasa interna de oportunidad

TVD: profundidad Vertical Verdadera (por sus siglas en inglés True Vertical Depth)

UHBM-OS: siglas de Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico Offshore

USD: dólar de los Estados Unidos de América (por sus siglas en inglés United States Dollar)

VPN: valor Presente Neto

μ : viscosidad

μ_o : viscosidad del aceite o petróleo (cP)

ρ_g : densidad del gas (lb/ft³)

ρ_l : densidad del líquido (lb/ft³)

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales. Pueden ser continental, marina o de transición.

ANTICLINAL: pliegue estructural cuyas capas son convexas hacia arriba. Trampa estructural donde se acumula el hidrocarburo. Su núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria con tamaño de grano menor a 0.039 milímetros. La Arcillolita posee una textura clástica compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio. Más del 50% de su composición es arcilla y sus granos se encuentran muy compactados.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica terrígena, compuesta mínimo de un 85% de materiales tamaño arena, generalmente de granos de cuarzos más o menos redondeados, con un tamaño entre 0.0625 y 2 milímetros. Aproximadamente.

BARRIL: medida de producción de referencia del petróleo equivalente a 42 galones y a 159 litros.

BASAMENTO: base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

BLOQUE: área delimitada, continental o marina, la cual se le adjudica a una operadora para la explotación de recursos energéticos.

BOMBA: dispositivo que transforma la energía eléctrica suministrada en energía potencial y cinética a un fluido.

CALIZA: roca sedimentaria, cuyo origen puede ser químico, biológico o mixto. Su textura puede ser clástica o no clástica, está compuesta por calcita y minerales como cuarzo, silicatos, dolomitas, pirita y siderita.

CAMPO: espacio geográfico determinado el cual se destina para la explotación de uno o más yacimientos de hidrocarburos, donde se encuentra un conjunto de pozos en explotación e instalaciones de superficie.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la representación gráfica de las unidades litológicas aflorantes en algún sector, una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

COMPLETAMIENTO: es la operación en la cual se alista el pozo para dejarlo en producción, se considera en la industria que esta se realiza una vez el pozo es revestido y cementado. Esta operación varía según el método con el cual se vaya a completar el pozo para dejarlo en operación.

COMPRESIÓN: esfuerzos físicos aplicados en la misma dirección, pero en sentido opuesto concéntrico a las unidades de roca.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria detrítica formada por trozos de diversas rocas o minerales aglutinados, de entre 4 y 64 milímetros (y aún mayores), englobados en una matriz de grano fino.

CORROSIÓN: pérdida total o parcial de material metálico por procesos de oxidación que tiene este al estar en un ambiente con presencia de oxígeno.

CUENCA SEDIMENTARIA: estructuras con límites definidos que registran diferentes formas de acumulación de sedimentos, lo cual condiciona sus características presentes. En el caso de Colombia el país se encuentra dividido en 23 cuencas sedimentarias diferentes.

DELTA: depósito de sedimento proveniente de corrientes fluviales en la desembocadura de un mar o lago, su nombre proviene de la forma cónica triangular similar a la letra griega del mismo nombre.

DEPOSICIÓN: caída de partículas producto de la erosión transportadas por el viento o el agua, estructurados de manera que se depositan primero los más pesados y después los livianos.

DESVIACIÓN: es la diferencia algebraica entre el valor leído o transmitido por el elemento de medida y el valor real de la variable medida.

DINAGRAMA: curvas de carga en la varilla respecto al desplazamiento de esta misma, en un ciclo de bombeo.

DOG LEG SEVERITY: cambio total de inclinación y dirección que tiene un pozo entre las tomas de registros Surveys.

EMPAQUETAMIENTO: es un problema que ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación.

EOCENO: periodo de tiempo geológico que empezó hace 55 millones de años y terminó hace 34 millones de años.

ESTRATIGRAFÍA: del latín "Graphia", es la rama de la geología encargada de describir todos los cuerpos rocosos que conforman la corteza terrestre, y su

organización en las diferentes unidades basado en las propiedades o atributos inherentes con el objetivo de determinar su distribución y relación con el espacio, así como su sucesión en el tiempo y la interpretación de la historia geológica.

ESTRATO: capa de roca caracterizada por una litología específica con propiedades ya tributos que la distinguen de las capas adyacentes.

EXPLOTACIÓN (PRODUCCIÓN): operación mediante la cual se extrae el petróleo crudo o hidrocarburo desde el yacimiento hasta superficie, esto se realiza mediante la generación de una caída de presión entre el yacimiento y el pozo que permite el flujo de fluidos, a su vez, se debe tener en cuenta que tipo de levantamiento artificial permitiría de mejor manera la extracción del fluido hasta superficie.

FACIES: conjunto de características de una roca en su ambiente de depositación.

FACILIDADES: instalaciones compuestas de válvulas, tuberías y accesorios cuya función es recolectar, separar, acondicionar y entregar el crudo, gas y agua en condiciones óptimas de venta. Viene del inglés "Facilities".

FALLA: superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

FALLA NORMAL: movimiento del bloque colgante hacia arriba con respecto al bloque yacente. Generalmente son productos de esfuerzos tensionales.

FORMACIÓN GEOLÓGICA: conjunto de rocas que fueron depositadas en la misma época y que comparten características tales como el mismo ambiente de depósito.

FRACTURA: una grieta o superficie de rotura producida en la roca, a lo largo de la cual no ha habido ningún movimiento.

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

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

GRABEN: terreno con una sucesión de fallas normales escalonadas.

GRAVEDAD API: es la escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los hidrocarburos.

HIDRÁULICA: tipo de transmisión de energía a través de un fluido motriz de base agua o aceite con aditivos.

INTRAFORMACIONAL: término aplicado a rocas o formas estructurales, que aparecen entre dos sistemas de estratos definidos. Implica un cambio temporal en las condiciones de sedimentación.

LIMOLITA: unidad de roca sedimentaria que tiene granos más finos que una arenisca y más gruesos que las arcillolitas.

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

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, constituida por partículas de tamaño menor a 0.06 mm, están constituidas mineralógicamente por cuarzo, feldespatos y micas en su mayoría. Las lutitas pueden contener gran cantidad de materia orgánica y ser generadora de hidrocarburos.

MARGAS: unidad de roca sedimentaria mixta, compuesta por granos de carbonato o de calcio y arcillas, en donde la primera de estas predomina, por lo cual, se da su coloración blanca.

MATAR EL POZO: acción correctiva que se realiza al restringir el flujo del fluido de producción utilizando cemento o lodo sobre balanceado para sellar el pozo.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos generados, desde la roca madre hasta las rocas almacén.

MOTOR: equipo mecánico que se encarga de transformar energía eléctrica, hidráulica o neumática en mecánica y así transmitir movimiento.

OLIGOCENO: tercera época del período Paleógeno, abarca la edad entre 33.7 y los 23.5 millones de años.

OFFSHORE: se refiere a ubicación de pozos que han sido perforados sobre el lecho marino.

ONSHORE: se refiere a ubicación de pozos que han sido perforados sobre la corteza continental.

OPERADORA: compañía de la industria petrolera que realiza las acciones de exploración, explotación y perforación de pozos.

PALEOCENO: primera época del período paleógeno de la era Cenozoica o Terciaria, la edad abarcó un tiempo desde los 65 millones de años hasta los 58 millones de años.

PERMEABILIDAD: facilidad con la que un fluido fluye a través de un medio poroso.

PETRÓLEO: mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas elevadas. Se produce en el interior de la Tierra, por transformación de la materia orgánica acumulada en sedimentos del pasado geológico y puede acumularse en trampas geológicas naturales, de donde se extrae mediante la perforación de pozos.

PLATAFORMA: construcción ingenieril para ubicar uno o más pozos petroleros en zonas pertenecientes a la plataforma marítima, pertenecientes a un campo determinado.

PLIEGUE: deformación resultante de la flexión, compresión o torsión de rocas.

POROSIDAD: capacidad de almacenamiento de la roca. Está definida por la relación entre el espacio poroso y el volumen total de la roca.

POZO: es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie.

PROGRADANTE: continuidad proporcional de un proceso geológico que deriva de un proceso anterior.

RESERVAS: son aquellas cantidades de petróleo las cuales son anticipadas a ser comercialmente recuperadas a partir de acumulaciones conocidas desde una fecha futura.

RESERVAS 2P: conocidas como reservas probables, corresponden al volumen de hidrocarburos que tiene al menos el 50% de probabilidad de ser recuperado del yacimiento.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, genera petróleo o gas. Normalmente son lutitas o calizas, que contienen un 1% de materia orgánica y al menos 0.5% de carbono orgánico total.

ROCA RESERVORIO: roca almacén, que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

SANDBLASTING: proceso mecánico de bombear aire presurizado con arena para barrer con porciones de metal corroído.

SATURACIÓN: es la relación del espacio poroso del yacimiento ocupado por un fluido.

SEDIMENTO: material sólido consistente en rocas y minerales que posterior a los procesos de erosión son movidos y depositados en una nueva localización.

SENSIBILIDAD: se refiere a la respuesta que tiene el comportamiento de las propiedades de flujo de un pozo a diferentes valores de alguna de las características que conforman el modelo (propiedades de los fluidos, propiedades de las unidades productoras, configuración del estado mecánico, entre otras).

SIDETRACK: desviación planeada o no que se realiza en una perforación de un pozo petrolero cuando no se orientó bien la herramienta o cuando se desea direccionar la misma.

SISTEMA PETROLÍFERO: consiste en todos los componentes geológicos y los procesos necesarios para la generación, y almacenamiento de hidrocarburos. Está conformado por la roca generadora, el proceso de migración, la roca almacenadora, la roca sello, la trampa y el *timing*.

SOMERO: es poco profundo (200 a 300 ft) o que está muy cerca de la superficie.

SUPRAYACENTE: material (estrato o roca) el cual reposa por encima de otro material.

SURVEY: registro de perforación realizada por la herramienta MWD (Measure While Drilling) en la que se toman los datos de profundidad, inclinación, la orientación y el factor DLS.

TRAMPA: es una configuración de rocas adecuada para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolero.

TRANSGRESIÓN: es el avance del mar sobre el continente, causando posiblemente un aumento en el nivel de subsidencia.

TRANSTENSIÓN: proceso geológico en donde se da un alargamiento de un bloque de roca a través de otros bloques de roca.

VÁLVULA: accesorio mecánico cuyo funcionamiento es el de controlar, dirigir o restringir el paso de fluidos.

VARILLA: elemento metálico rígido que se utiliza para extender el alcance de un barril de producción en el sistema de bombeo mecánico.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso del subsuelo con características de porosidad y permeabilidad para almacenar y transportar los hidrocarburos, es sinónimo de roca reservorio.

RESUMEN

El desarrollo del presente proyecto se realizará definiendo las generalidades del campo Trintes donde se encuentra ubicado el Pozo 13, se describirán los aspectos geológicos más relevantes del campo, así como de los sistemas de levantamiento artificial utilizados antes y durante el proyecto. Por otro lado, se describirán los principales parámetros de operación de dichos equipos y sus problemas más frecuentes.

El método de validación técnica se realizará mediante una matriz comparativa entre el sistema de Bombeo Electro-Sumergible, y la Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico Offshore donde se definirán los factores más importantes de la operación con cada equipo y se determinará la mejor opción.

Finalmente se determinará una viabilidad financiera de la puesta en funcionamiento de la Unidad Hidráulica definiendo los ingresos generados por el proyecto, así como sus costos tanto de capital (CAPEX) como de operación (OPEX) y mediante un flujo de caja se calcularán los indicadores de Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Palabras clave: Unidad hidráulica, Bombeo mecánico, ESP, VPN, TIR, Campo Trintes, Plataforma Offshore, levantamiento artificial.

INTRODUCCIÓN

El alza de los precios del crudo a nivel mundial desde el 2017 ha generado una reactivación de la industria, esto ha permitido aumentar nuevamente la inversión en innovación; Un claro ejemplo de esto lo demuestra la empresa Trinity Exploration and Production PLC en Trinidad y Tobago, la cual decidió invertir en un diseño nuevo de la empresa Serinpet Ltda. de una Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico Offshore con el objetivo de implementarla en un pozo del Campo Trintes.

El presente proyecto busca determinar la viabilidad no solo técnica si no, financiera de la implementación de la Unidad Hidráulica al ser la sucesora de la Bomba Electro-Sumergible previamente dañada.

El reemplazo del sistema de levantamiento artificial, no solo permitió poner nuevamente al pozo en funcionamiento tras tres años de inactividad, si no también mejorar el caudal y ahorrar costos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente la implementación de un sistema de bombeo mecánico con unidad hidráulica offshore en el Pozo 13 del Campo Trintes.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Trintes.
2. Detallar las características, problemas y operación de producción del sistema de bombeo electro-sumergible que fue utilizada en el Pozo 13 del Campo Trintes.
3. Detallar las características, problemas y operación de producción del sistema de bombeo mecánico con unidad hidráulica offshore utilizada actualmente en el Pozo 13 del Campo Trintes.
4. Definir criterios de evaluación técnica entre el sistema de bombeo electro-sumergible y el sistema de bombeo mecánico con unidad hidráulica offshore para el Pozo 13.
5. Diseñar la matriz de comparación técnica entre el sistema de levantamiento por bombeo electro-sumergible y el sistema de bombeo mecánico con unidad hidráulica offshore para el Pozo 13.
6. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante los indicadores de Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) de la implementación del sistema de bombeo mecánico con unidad hidráulica offshore en el Pozo 13 del Campo Trintes.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO TRINTES OFFSHORE

En este capítulo se describirán las generalidades del Campo Trintes, como la historia, localización, marco geológico e historia de producción del campo. Dentro del marco geológico se incluye la columna estratigráfica, descripción de las formaciones, geología estructural y geológica del petróleo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Trintes fue descubierto en 1963 e inicio su producción en 1972. Este campo fue descubierto y explotado por la compañía Bayfield Energy. Se ubica en la zona sureste de Trinidad en el sector conocido como Galeota. Allí, se realiza la primera perforación con el Pozo B1 en la Formación Mayaro.

Durante el año de 1971 se perforaron y completaron 185 pozos de desarrollo en Trinidad y Tobago. Este mismo año la compañía Amoco perforó 24 pozos para la Plataforma Teak “A” y la Plataforma Trintes 1. Para estos pozos se tienen sus respectivas facilidades de producción en el sector de Punto Galeota.

Se perforaron 15 pozos adicionales en las plataformas de la zona Trintes Offshore los cuales fueron completados con empaquetamiento de grava.¹

“Para el año 1979 se obtuvo una producción significativa de las plataformas Trintes B y Trintes C; 18 pozos fueron perforados en la Plataforma Trintes B y fueron puestos en producción.”²

“Trinity Exploration and Production PLC ha estado en Trinidad desde el año 2006, funcionando solamente como una operadora de producción. En el año 2013, Trinity añade el Campo Trintes Offshore a su portafolio cuando se completó la negociación con Bayfield Energy.”³

¹ JACOBSEN, P. NEFF, C.H. Petroelum Developments in South America, Central America and Caribbean Area in 1971. The American Association of Petroleum Geologists Buletin. V 56, No. 9 (September 1972). p. 1616.

² DEAL, Clyde. South America, Central America, the Caribbean, and Mexico. The American Association of Petroleum Geologists. 1981. 19400. P. 1949.

³ Reynolds, Elaine. et. al. Trinidad: New energy to low cost, low risk región. Exploration watch. Edison Group. Marzo 2018. p. 9.

1.2 LOCALIZACIÓN

Para acceder al Campo Trintes desde Bogotá se debe viajar a Trinidad y Tobago, una vez allí es necesario utilizar lancha de motor o helicóptero hasta las respectivas plataformas. En la **Figura 1** se muestra el estado y el tamaño de las plataformas offshore correspondientes al Campo.

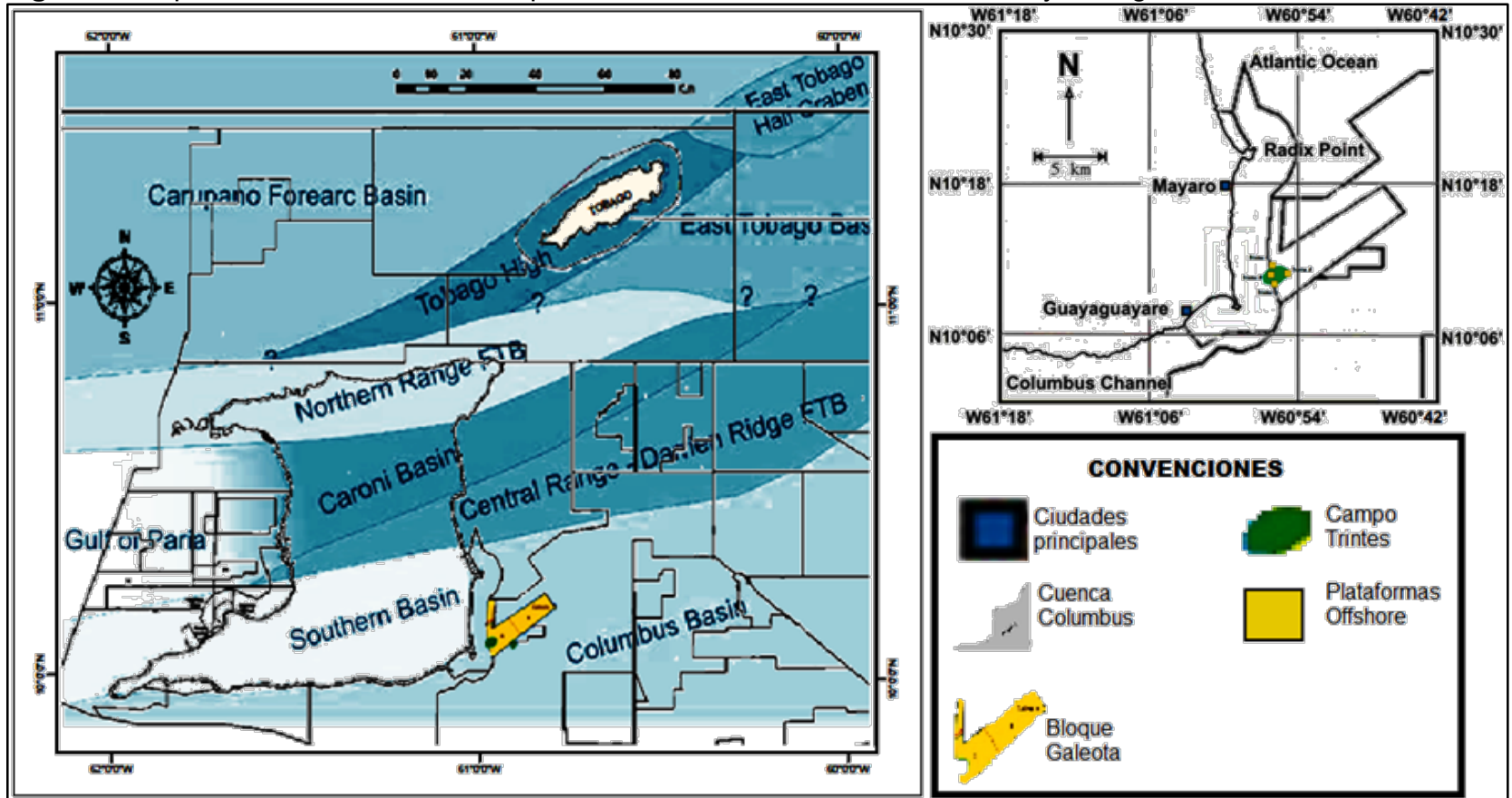
Figura 1. Plataforma Bravos Trintes



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

El Campo Trintes se encuentra ubicado al Sureste de Trinidad y de su ciudad capital Puerto España, al este de la región de Guayaguare, en donde se conoce, costa afuera, como el Bloque Galeota, aproximadamente a 7,5 Km de la costa. Así mismo, se encuentra ubicado en el Noroeste de la Cuenca Columbus. Las coordenadas del Pozo 13 (objeto del presente estudio) corresponden a 181942.0 N y 654948.0 E. En la **Figura 2** se presenta el mapa de la ubicación del Campo, respecto a las cuencas sedimentarias de Trinidad, mostrando además los bloques adjudicados a diferentes empresas.

Figura 2. Mapa de Localización del Campo Trintés, Cuenca Columbus, Trinidad y Tobago.



Fuente: Petroleum Geology of Trinidad and Tobago. & DASGUPTA, Sudipta. BUATOIS, Luis A. Unusual occurrence and stratigraphic significance of the Glossifungites ichnofacies in a submarine paleo-canyon — Example from a Pliocene shelf-edge delta, Southeast Trinidad. *Sedimentary Geology*. 2012. pp. 70. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

“La Cuenca Columbus hace parte de la zona este de la Cuenca de Venezuela y está ubicada al sureste de la zona offshore de Trinidad. Fue de los últimos ambientes de depositación que se formaron durante la fase de margen activo, y es dominada por dos elementos estructurales, los cuales son, tendencias compresivas que generan un “graben” y fallas normales de tendencia noreste-suroeste.”⁴

Así mismo, durante el Mioceno Tardío al Holoceno, la Cuenca fue llenada con 40000 ft de sedimentos clásticos provenientes del suroeste, del Proto-río Orinoco. Los ambientes de depositación de la Cuenca van desde facies costeras progradantes hasta arenas deltaicas del borde de plataforma, esto hace que sus yacimientos tengan moderados rangos de relación espesor de arena neto y espesor de arena bruto (Neto/Bruto), así como altos contenidos de cuarzo y pequeños porcentajes de Lutitas.⁵

1.3.1 Columna Estratigráfica. Para la construcción de la columna estratigráfica de la Cuenca Columbus se realizaron análisis paleontológicos de fósiles offshore que determinaron las formaciones que se atraviesan durante una operación de perforación en esta área. En la **Figura 3** se puede observar la columna estratigráfica de la Cuenca Columbus, Trinidad, que posee rocas que van desde el periodo Cretácico hasta el Pleistoceno.

⁴ ALI-NANDALAL, et.al. Trinidad Columbus Basin Permeability Upscaling Transforms. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE 180859-MS. p. 2.

⁵ Ibid., p. 2.

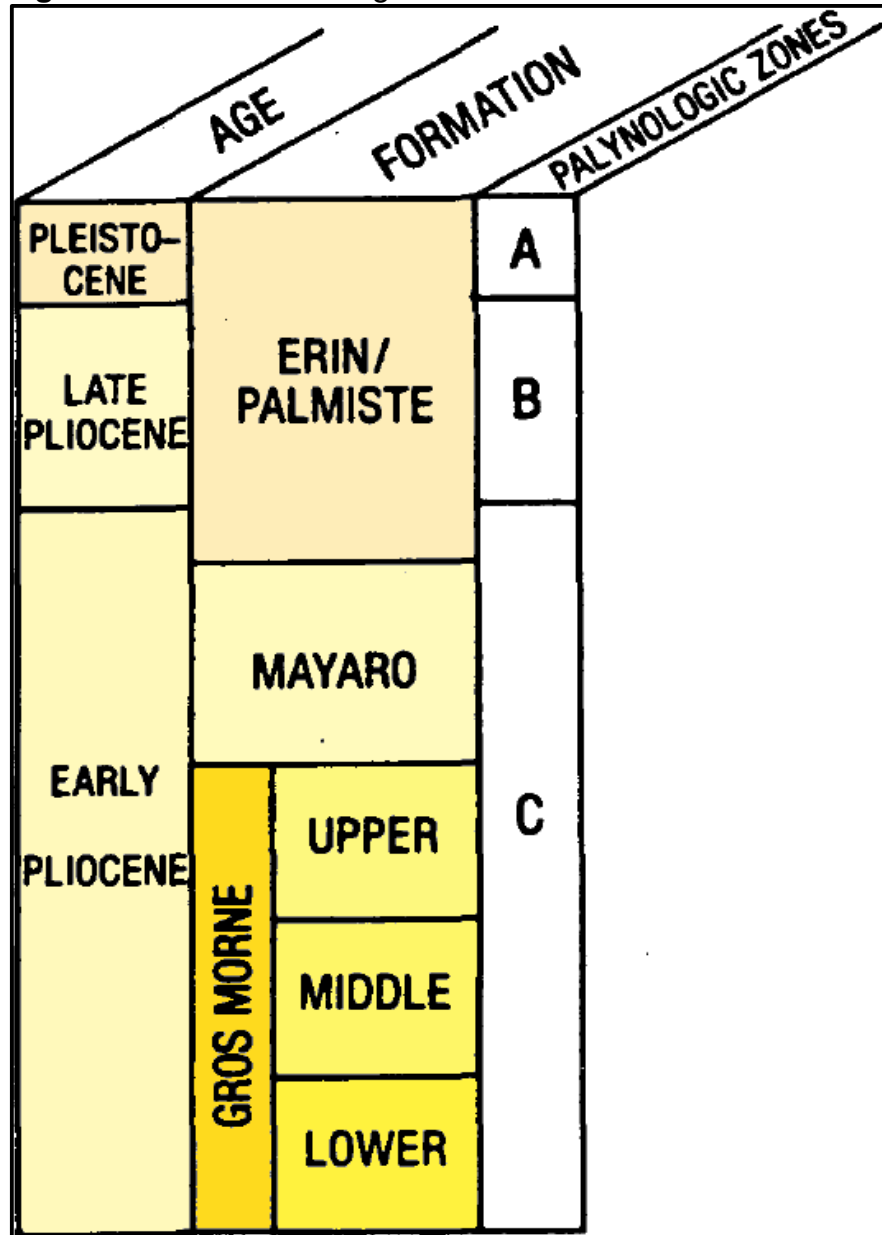
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Columbus. Basada en estudios paleontológicos.

AGE	FORMATION	PALYNOLOGIC ZONES	PAY ZONES		PROBABLE OIL SOURCE	
			OIL	GAS		
PLEISTOCENE	ERIN/ PALMISTE	A		Diagonal lines		
LATE PLIOCENE		B	Vertical lines			
EARLY PLIOCENE	MAYARO	C				
	GROS MORNE		UPPER	Vertical lines		
			MIDDLE	Vertical lines		
			LOWER	Vertical lines		
	GROS MORNE SILT					
MIOCENE	CRUSE				Stippled	
	LENGUA					
	KARAMAT					
	HERRERA SANDS					
	RETRENCH SANDS					
	CIPERO					
OLIGOCENE						
EARLY EOCENE	U. LIZARD SPRINGS				Stippled	
PALEOCENE	L. LIZARD SPRINGS					
MAASTRICHTIAN	GUAYAGUAYARE					
SENONIAN	NAPARIMA HILL				Stippled	
CENOM. -LATE ALB.	GAUTIER				Stippled	

Fuente: LAMY, A. Plio-Pleistocene palynology and visual kerogen Studies, Trinidad, W.I., with emphasis on the Columbus Basin. First geological conference of the G.S.T.T., 1985. p. 119.

En el Pozo 13, de la Plataforma Bravos, se realizó una perforación muy somera del yacimiento que corresponde a la unidad de roca productora del periodo Plio-Pleistoceno (toda la secuencia sedimentaria correspondiente al Plio-Pleistoceno, alcanza un espesor de 16000 ft). En consecuencia, la **Figura 4**, presenta la columna estratigráfica específica para la Plataforma Bravos.

Figura 4. Columna estratigráfica de la Plataforma Bravos



Fuente: LAMY, A. Plio-Pleistocene palynology and visual kerogen Studies, Trinidad, W.I., with emphasis on the Columbus Basin. First geological conference of the G.S.T.T., 1985. p. 115.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se presenta una descripción de las formaciones geológicas de la Cuenca Columbus en la cual se encuentra el Campo Trintés. Esta descripción se realizará desde las unidades más antiguas, que no son atravesadas por los pozos de la Plataforma Bravos, y las unidades más recientes las cuales si son atravesadas por dichos pozos.

1.3.2.1 Formación Gautier. Corresponde a la unidad litológica más antigua de la que se tienen estudios tanto de sísmica como paleontológicos, va del Albiano Tardío al Cenomaniano. “Son lutitas calcáreas del tipo transicional a la suprayacente formación Naparima Hill, y se encuentra a 14000 m de profundidad.”⁶

1.3.2.2 Formación Naparima Hill. Se compone por Lodolitas calcáreas y Silíceas ricas en material orgánico del Turoniano-Campaniano Tardío, es considerada la roca generadora de mayor importancia en Trinidad.⁷ “Su espesor supera los 3000 ft y se correlaciona con Formaciones como La Luna”.⁸

1.3.2.3 Formación Guayaguayare. “Formación del Campaniano Superior-Maastrichtiano formado por arcillas calcáreas sin componentes de cuarzo grueso ni materia orgánica significativa, de color gris claro, friables. Aproximadamente 100 metros de Guayaguayare y partes de Naparima son desconocidos”.⁹

1.2.3.4 Formación Lizard Springs. Se divide en dos unidades: Superior, que es del Eoceno Temprano, y la parte Inferior, que es del Paleoceno. “Son arcillolitas fracturadas calcáreas con margas; es más representativa en la parte sur de Trinidad. Estas arcillas contienen fauna del tipo plancton”.¹⁰ “Produce gas húmedo o petróleo. Es una formación termalmente madura”.¹¹

1.3.2.5 Formación Ciperó. Comprende gran parte del Oligoceno y parte del Mioceno Temprano. “son una serie de arcillolitas calcáreas de 1500 a 8400 ft de espesor, representa la sección inicial de la transgresión del Eoceno tardío sobre la disconformidad de Jackson en esa época”.¹²

⁶ WOODSIDE, Philip R. The Petroleum Geology Of Trinidad and Tobago. United States Department of the Interior Geological Survey. 1981. p. 28.

⁷ ALGAR, Sam. Tectonostratigraphic development of the Trinidad Region. Society for Sedimentary Geology (SEPM). ISBN 1-56576-041-7. 1998. P. 92.

⁸ GIBSON, Richard G. et. al. Shelf petroleum system of the Columbus basin, offshore Trinidad, West Indies. I. Source rock, thermal history, and controls on product distribution. Marine and Petroleum Geology. 2004. p. 99.

⁹ ALGAR. Op. cit., p. 95.

¹⁰ WOODSIDE. Op. cit., p. 28.

¹¹ LAMY, A. Plio-Pleistocene palynology and visual kerogen Studies, Trinidad, W.I., with emphasis on the Columbus Basin. First geological conference of the G.S.T.T., 1985, p. 119.

¹² WOODSIDE. Op. cit., p. 14.

1.3.2.6 Formación Retrench Sands. Proveniente de inicios del Mioceno, está compuesto por areniscas turbidíticas encajonadas por un gran pliegue submarino. Contienen entre un 20-30% de Chert; Son productoras de aceite y gas.¹³

1.3.2.7 Formación Herrera Sands. Se ubica en el Mioceno. “Son areniscas, con textura sal y pimienta, que consisten esencialmente de cuarzo blanco y granos de chert negros variando de tamaño de grano entre grava y finos. Tiene un espesor de 1000 ft. Son arenas productoras de hidrocarburos de tipo naftenos”.¹⁴

1.3.2.8 Formación Karamat. Formación del Mioceno, compuesta por “areniscas y conglomerados presentes en varios intervalos estratigráficos. Tienen un espesor de 3400 ft”.¹⁵

1.3.2.9 Formación Lengua. Hace parte del Mioceno, con un espesor de 4200 ft compuesto por arcillolitas y limolitas calcáreas sin depositación de areniscas, con contenido foraminífero. La mayor profundidad a la que se ha encontrado la formación es a 10000 ft de profundidad.¹⁶

1.3.2.10 Formación Cruse. Areniscas y limolitas del Mioceno Inferior de 2000 ft de espesor. Se encuentra dividido en tres grupos: Inferior, Medio y Superior, los cuales están intercalados por arcillas limolíticas. La porosidad promedio de la formación es de 31% y las permeabilidades del orden de un Darcy.¹⁷

1.3.2.11 Formación Gros Morne. “La Formación Gros Morne consiste en rocas desde el Mioceno Superior hasta las secuencias sedimentarias clásticas del Plioceno Inferior y cuenta con un espesor acumulado de 12000 ft. Puede ser dividida en tres secciones: Gros Morne Inferior, Medio y Superior”.¹⁸

✓ **Formación Gros Morne Inferior.** Corresponde a los primeros sedimentos que se depositaron en la cuenca desde el Delta del Proto-Orinoco. Se describen por su correlación Onshore al Suroeste de Trinidad como arcillas submarinas con trazas de areniscas. Cuenta con 6000 ft de espesor.

¹³ HARRYPERSAD, Stefon. et. al. Subsurface Mapping of the Early-Middle Miocene Retrench Sandstones along the La Fortune Anticline, Oropouche Oil Field, Southern Basin, Trinidad, W.I. Search and Discovery Article #20372. 2016. p. 3.

¹⁴ BARR, K. W. et al. Relationships between crude oil composition and stratigraphy in the Forest Reserve Field of South West Trinidad. Proceedings Third World Petroleum Congress. Section 1. WPC-4024. p. 350.

¹⁵ WOODSIDE, Philip R. The Petroleum Geology Of Trinidad and Tobago. United States Department of the Interior Geological Survey. 1981. p. 15.

¹⁶ WOODSIDE. Op. cit., p. 16.

¹⁷ BARR. Op. cit., p. 349.

¹⁸ Leonard, Ray (1983). "Geology and Hydrocarbon Accumulations, Columbus Basin Offshore Trinidad". AAPG Bulletin. 67 (7). p. 1087.

- ✓ **Formación Gros Morne Medio.** También conocida como el limo de St. Hillaire que indica una regresión de los limos intercalados con arenas asociadas a otros ambientes de plataforma. Cuenta con 3000 ft de espesor.
- ✓ **Formación Gros Morne Superior.** Es un yacimiento de la Cuenca Columbus y está compuesta en su mayoría de arena que tuvo una transición marina desde un ambiente terrestre. Cuenta con 3000 ft de espesor.

1.3.2.12 Formación Mayaro. Fue el comienzo de otra secuencia regresiva de limolitas. En la zona Oeste de la cuenca corresponde a granos de areniscas muy finas y delgadas con capas alternadas de arcillolitas y limolitas terminando en arcillas de la unidad del Proto-Delta. Cuenta con un espesor de 4000 ft. Esta capa es de las más productivas de la cuenca ya que puede contener enormes acumulaciones de hidrocarburos y de ella producen grandes campos de la zona, de los cuales, los más representativos incluyen Poui, Teak y Trintes.¹⁹

1.3.2.13 Formación Palmiste. “Esta formación continua con la secuencia regresiva que inició en la Formación Mayaro y es depositada en el Mioceno Tardío. Muestra capas similares de facies sedimentarias como en la Formación Mayaro. En el Oeste de la cuenca, cuenta con areniscas de tamaño de grano medio-fino con algunas intercalaciones de arcillas. Presenta un espesor de 5000 ft”.²⁰

1.3.2.14 Formación Erin. Esta formación es la secuencia más reciente de la depositación en el Pleistoceno. Los depósitos se generaron en un ambiente transicional marino en el Oeste pasando a materiales de talud de plataforma moviéndose hacia el Este. Más adelante, en el principio del Holoceno, por movimientos de subsidencia o elevación del nivel marino, aproximadamente de 100-200 ft, se originaron depósitos neríticos de la zona media a exterior. Cuenta con un espesor de 2000 ft.²¹

1.3.3 Geología Estructural. “La Cuenca ha experimentado rápida subsidencia debido a esfuerzos combinados de cargas tectónicas por la compresión de la Placa del Caribe, cargas sedimentarias de la Cuenca Oceánica por el sistema fluvial del Orinoco y subsidencia de la transición entre la Corteza Oceánica y la Continental.”²²

“La estratigrafía de la Cuenca Columbus consiste de una secuencia con un espesor superior a los 14 Km, cuya sección más reciente es de sedimentos siliciclasticos fluviales del Mioceno-Cuaternario. En la sección del Plio-Pleistoceno

¹⁹ Ibid. p. 1086.

²⁰ Ibid. p. 1087.

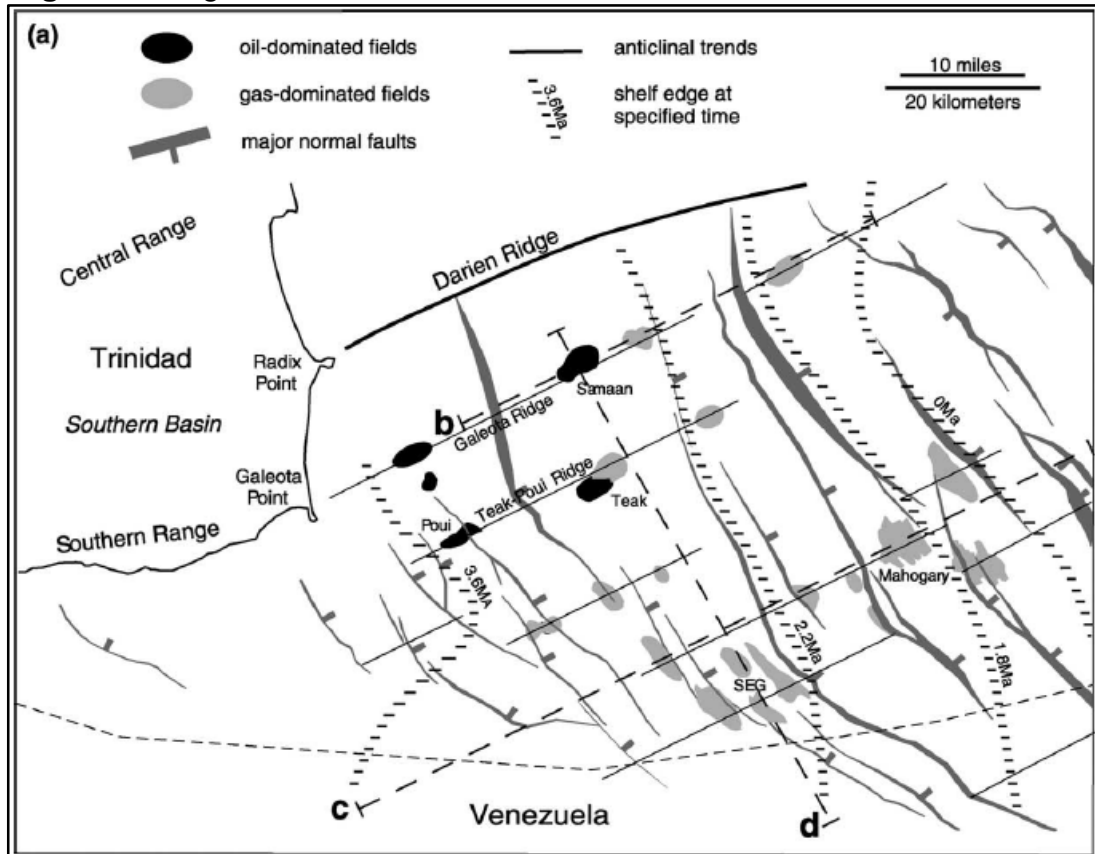
²¹ Ibid. p. 1087.

²² ANGELL, M. et al. Successive Geohazard Assessments in a Tectonically Active Shallow Gas Environment. Offshore Technology Conference. 2005. OTC 17444-MS. p. 2.

se aprecia una progresión del Delta hacia el Noreste, dominado por sedimentos transicionales cercanos a la costa a lo largo del margen continental.”²³

En la **Figura 5** se ilustra la tendencia de la Cuenca Columbus y el corte estructural en el Estrecho de Galeota.

Figura 5. Diagrama estructural de la Cuenca Columbus.



Fuente: GIBSON, Richard G. et. al. Shelf petroleum system of the Columbus basin, offshore Trinidad, West Indies. I. Source rock, thermal history, and controls on product distribution. *Marine and Petroleum Geology*. 2004. pp. 97–108.

“Los sedimentos del Cuaternario tienen aproximadamente 3000 metros de espesor. La sedimentación durante el periodo del Pleistoceno se dio rápidamente a tasa de dos a seis metros cada mil años, debido a esto, se dio la formación de horizontes estratigráficos presurizados y fallas de los sedimentos del Delta.”²⁴

²³ Ibid., p. 2.

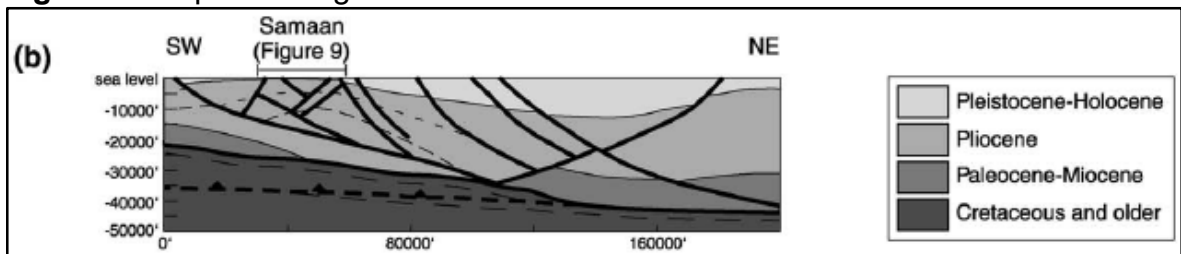
²⁴ Ibid., p. 2.

“La investigación actual indica que los sedimentos del suelo marino surgieron a partir de una erosión de una disconformidad y que a la fecha no se han detectado más depositaciones.”²⁵

“La mayoría de los pozos offshore de Trinidad y Tobago producen de múltiples areniscas del Plioceno alrededor de 4000 a 12000 ft de profundidad. Estas areniscas tienen en promedio de espesor entre 150 y 800 ft separadas por arcillas de igual espesor.”²⁶

En la **Figura 6** se presenta el corte longitudinal al Estrecho de Galeota, en el cual, se aprecian los espesores de los estratos geológicos correspondientes a esta zona y corroborando el espesor del periodo Plio-Pleistoceno.

Figura 6. Esquema longitudinal del Estrecho de Galeota.



Fuente: GIBSON, Richard G. et. al. Shelf petroleum system of the Columbus basin, offshore Trinidad, West Indies. I. Source rock, thermal history, and controls on product distribution. *Marine and Petroleum Geology*. 2004. pp. 97–108.

“Estos yacimientos son divididos debido a las fallas que los atraviesan que siguen un patrón de cuña. Estas fallas son las que forman los sellos y trampas para los yacimientos, en su gran mayoría son del Plioceno muy cercano al suelo marino, en donde, su espesor es de 100 ft, cubiertas únicamente por una delgada capa de arcilla del periodo del Holoceno.”²⁷

La cuenca está regida por tectónica gravitacional y caracterizada por grandes fallas lístricas que descansan sobre un basamento cretácico. Se conoce como una cuenca fresca, con temperaturas de yacimientos que no exceden los 240°F. En cuanto a distribución de los fluidos, se observan varias tendencias a través de la cuenca. Las acumulaciones de hidrocarburos se han concentrado en el norte, mientras que los gases se han ubicado en la zona NE-SW perpendicular a fallas normales.²⁸

²⁵ Ibid., p. 2.

²⁶ HITZMAN, D.C. & TUCKER, J.D. Offshore Trinidad Survey Identifies Hydrocarbon Microseepage. Amoco Production Co. Offshore Technology Conference. 1994. OTC 7378-MS. p. 66.

²⁷ Ibid., p. 66.

²⁸ ALI-NANDALAL, et. al. Trinidad Columbus Basin Petrophysics Field Study (Part 1): Volume of Shale and Porosity. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 132798-MS. p. 2.

1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación, se describe la geología del petróleo de la Cuenca Columbus, que, por correlaciones geológicas, se asocia al Campo Trintés. “La Cuenca Columbus contiene cerca de 25 trillones de scf de reservas de gas y ha producido cerca de 1 billón de barriles de petróleo. Hasta el momento las zonas más profundas de la cuenca siguen subestimadas con solo ocho pozos exploratorios.”²⁹

1.3.4.1 Roca Generadora. “Las principales rocas generadoras son arcillolitas del Mioceno provenientes de la Formación Cruse Inferior, pero también se pueden encontrar del Cretáceo Superior.”³⁰

1.3.4.2 Roca Reservorio. “La mayoría de los yacimientos son de areniscas deltaicas del Mioceno al Plioceno, pero un potencial de yacimiento se encuentra en el Cretáceo Superior y la Sección Terciaria Inferior.”³¹

1.3.4.3 Migración. “La migración se dio a través de numerosas fallas asociadas a la progradación del Delta del Orinoco, así mismo, se da por fallas verticales asociadas con el ensanchamiento de las zonas de falla. El tiempo de crecimiento de estas fallas fue en el Mioceno y el Plioceno y el ensanchamiento de las fallas fue en el Plioceno Tardío y el Pleistoceno de la Cuenca Columbus.”³²

1.3.4.4 Roca Sello. “La maduración de las rocas generadoras del Cretáceo Superior comenzó probablemente en el Mioceno; la maduración del Mioceno fue muy parecida en el Plioceno y el Pleistoceno. La mayoría de las rocas sello son arcillolitas intraformacionales de la sección deltaica del Plioceno.”³³

1.3.4.5 Trampa. “La mayoría de trampas son estructurales con fallas normales formadas por la transtensión asociada al ensanchamiento de fallas, a lo largo de 150 Km de una zona de fallas amplias del margen sur de la Placa del Caribe. Las trampas formaron segmentos transpresionales presentes en esta misma zona.”³⁴

²⁹ ALVAREZ, T. et al. Tectono-Stratigraphic Habitat of Hydrocarbons in The Deep-Water Frontier Provinces of Trinidad and Tobago. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE 180883-MS. p. 1.

³⁰ LEONARD, R., 1983, Geology and hydrocarbon accumulations, Columbus Basin, offshore Trinidad: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 67, p. 1092.

³¹ THE PETROLEUM SYSTEMS and PETROLEUM GEOCHEMISTRY of TRINIDAD AND TOBAGO. February 19th 2015. diapositiva. 31.

³² ROBERTSON, P., and BURKE, K. Evolution of southern Caribbean plate boundary, vicinity of Trinidad and Tobago: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 73. 1989. p. 490-509.

³³ THE PETROLEUM SYSTEMS and PETROLEUM GEOCHEMISTRY of TRINIDAD AND TOBAGO. February 19th 2015. diapositiva. 29.

³⁴ LEONARD. Op. cit., p. 1092.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En esta sección se hace una descripción del método y tiempo de producción del Campo Trintes, además se habla de los pozos pertenecientes al campo y las características generales del yacimiento de la Cuenca Columbus.

Trinity opera desde dos áreas de producción, la Costa Este y la Costa Oeste, en la cual, la mayor producción proviene de la primera. Esta produce alrededor de 1200 bopd y mantiene reservas 2P de 14.7 MMbbls (de un total de 2P de 21.3 MMbbls). Ambas áreas cuentan con reservas prospectivas de 20 MMbbls. La Costa Este cubre su producción gracias al Campo Trintes, TGAL y Galeota Ridge que alberga a todos en un anticlinal de tendencia NE/SO.³⁵

1.4.1 Método de producción. El mecanismo de producción primario del Campo es expansión de la roca y los fluidos, que sucede cuando el crudo es subsaturado. Esto, sumado a la no presencia de acuífero activo, deja como única fuente de energía del yacimiento la compresibilidad que tiene la roca y los fluidos; lo cual genera una rápida declinación de la presión por la extracción de los fluidos, lo que llevó a la implementación de sistemas de levantamiento artificial en los pozos, el más común fue el bombeo electro sumergible (ESP).³⁶

1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Trintes ubicado en el Bloque Galeota fue descubierto en 1963 y comenzó producción en 1972. En el año 2013, Trinity añade el Campo Trintes Offshore a su portafolio cuando se completó la negociación con Bayfield Energy. La producción total de la plataforma es de 4000 bopd netos.³⁷

El campo sigue produciendo hasta la fecha.

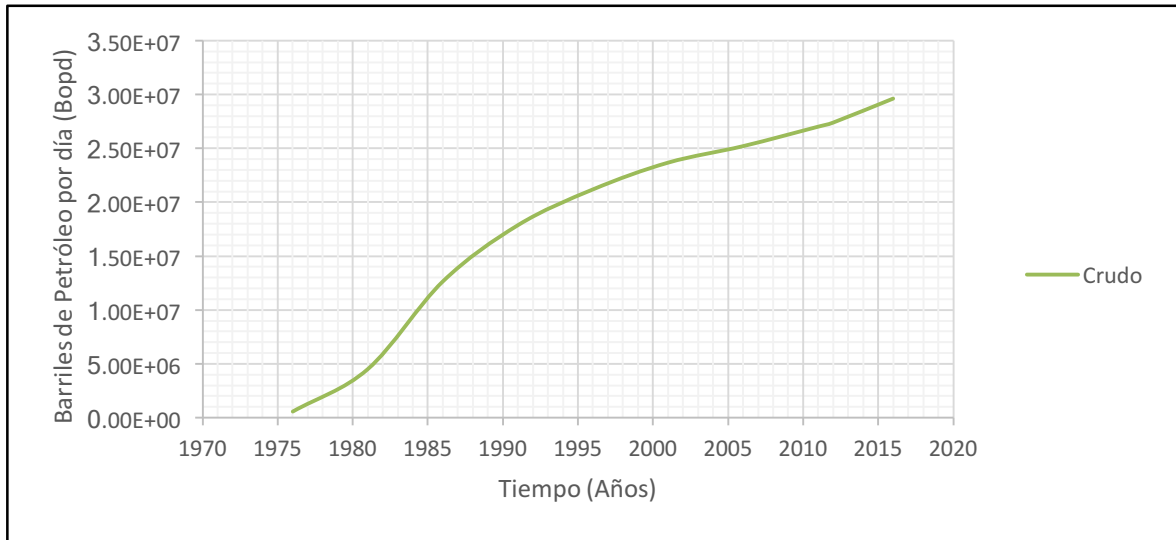
1.4.3 Producción acumulada. El Campo Trintes lleva produciendo desde el año de 1972 en el cual se aprecia una producción acumulada ascendente a pesar de altas en la producción en la década del 1980. Después declina la producción anual los siguientes años hasta el final del milenio, se tiene una producción acumulada a finales del año 2016 de 29.6 MMBbbls. En la **Figura 7** se construye la curva de producción acumulada a partir de datos de múltiples fuentes.

³⁵ REYNOLDS, Elaine. et. al. Trinidad: New energy to low cost, low risk región. Exploration watch. Edison Group. Marzo 2018. p. 11.

³⁶ PARIS DE FERRER, MAGDALENA. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, ISBN 980-296-702-0. p. 6.

³⁷ Trinity Exploration & Production plc (the "Company" or "Trinity"; AIM: TRIN) Trintes Field Operating Update

Figura 7. Producción acumulada del Campo Trintes del 1972 al 2014.



Fuente: SEYMOUR Pierce, *et al.* Bayfield Energy Holdings PLC. Proposed merger with Trinity Exploration & Production Limited. 2012. & Reynolds, Elaine. *et. al.* Trinidad: New energy to low cost, low risk region. Exploration watch. Edison Group. Marzo 2018. pp. 1-14. Modificado por los autores.

1.4.4 Pozos del campo. El campo Trintes inicio su producción en el año de 1972 con un total de 62 pozos desarrollados en las cuatro plataformas, Alpha, Bravos, Charlie y Delta. Trintes se ubica en el suroeste del anticlinal y actualmente produce alrededor de 1200 bopd de 28 pozos. El petróleo producido por Trintes tiene una gravedad API entre 28° y 34° y es levantado a superficie por Bombas Electro Sumergibles (ESP). Desde la administración de Trinity, la vida útil de las ESP se ha extendido desde unos pocos 150 días hasta aproximadamente 2000 días.³⁸

³⁸ REYNOLDS, Elaine. *et. al.* Trinidad: New energy to low cost, low risk región. Exploration watch. Edison Group. Marzo 2018. p. 11.

2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE (ESP) EN EL POZO 13

En este capítulo se describirán las generalidades del sistema ESP tales como las partes y su funcionamiento, así mismo, los problemas más comunes del equipo, y como fue la operación de producción en el Pozo 13. Dentro de las operaciones de producción se mencionarán la debida instalación del equipo y algunas condiciones óptimas de operación.

2.1 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando los yacimientos no tienen la energía suficiente para producir los fluidos hasta la superficie y no se cuenta con ningún agente externo que proporcione esa energía extra, el yacimiento entra en el estado que se conoce como *Depletado*, en efecto, si se produjesen los yacimientos únicamente de forma natural, el crudo remanente en los yacimientos sería muy grande, es por este motivo que se recurren a diversas técnicas para prevenir el decaimiento de la producción producido por el depletamiento.

Los sistemas de levantamiento artificial son según lo anterior, técnicas que mediante la utilización de dispositivos mecánicos logran suministrar energía extra a la columna de fluidos para que estos logren llegar a superficie y se pueda seguir explotando el yacimiento.

Cada sistema de levantamiento presenta diversos dispositivos y recurren a métodos diferentes para lograr su objetivo, entre ellos se encuentran el bombeo Electro sumergible y el bombeo mecánico, ambos arduamente utilizados en el mundo, y en los pozos evaluados para el presente trabajo. A continuación, se describirán ambos métodos teniendo en cuenta su desempeño en los respectivos pozos.

2.2 GENERALIDADES DEL SISTEMA POR BOMBA ELECTRO-SUMERGIBLE

Un sistema de bombeo electro-sumergible es una bomba centrífuga de multietapas que ofrece flexibilidad y producción. Las ESP son capaces de producir altos volúmenes de fluido, se pueden utilizar eficientemente en pozos profundos a donde no llega el bombeo mecánico y son capaces de manejar alguna cantidad de gas libre en el fluido de perforación.³⁹

El sistema de levantamiento artificial ESP tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga

³⁹ ECOMIDES, Michael J. et. al. Petroleum Production Systems. Prentice-Hall Inc. EE.UU. 1994. Chapter 20 Pump-Assisted Lift.

de la bomba electro-sumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.⁴⁰

En su origen este sistema fue considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades. Si bien es aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo; en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, con fluidos abrasivos, con altas temperaturas y de diámetro reducido.

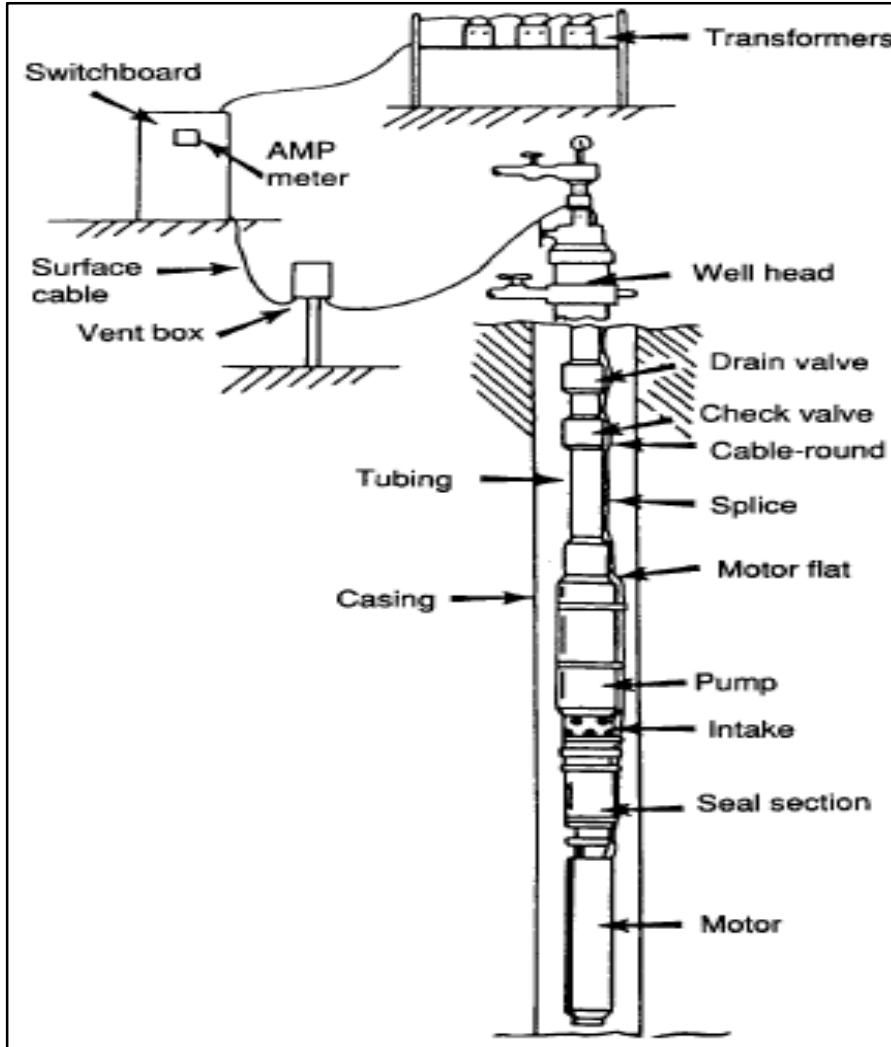
El bombeo electro sumergible es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables (o en su defecto con grandes perspectivas) y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. Este método es aplicado generalmente cuando se presentan los siguientes casos:

- ✓ Alto índice de productividad.
- ✓ Baja presión de fondo.
- ✓ Alta relación agua – petróleo.
- ✓ Baja relación gas – líquido.

2.2.1 Principales partes del sistema ESP. Se ha venido utilizando en pozos Onshore y en plataformas Offshore. Son sistemas versátiles, especialmente en donde se requieren altas tasas. Sin embargo, en los últimos años estos sistemas han tenido una serie de fallas en cuanto a sus tasas de producción debido al uso indispensable de electricidad y partes móviles específicas en ambientes hostiles de producción. En la **Figura 8** se observa la configuración normal de una ESP.

⁴⁰ Bellarby Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

Figura 8. Configuración típica de una ESP.



Fuente: ECOMIDES, Michael J. et. al. Petroleum Production Systems. Prentice-Hall Inc. EE.UU. 1994. Chapter 20 Pump-Assisted Lift.

El sistema de bombeo electro-sumergible está constituido principalmente por:

2.2.1.1 Sensor de fondo. Es un sistema económico para obtención de datos de presión en el fondo del pozo (presión estática y dinámica). Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo ESP. Este utiliza un tubo Bourdón para realizar la medición de la presión y transmite la información por el cable de potencia que alimenta al motor. La precisión de este instrumento es de 1 - 3% de la escala máxima y se provee generalmente en configuraciones para presión máxima de 3500 psi o 5000 psi.

2.2.1.2 Motor Eléctrico. Transmite el movimiento a la bomba. Gira a aproximadamente 3500 RPM a 60 Hz (equivalente a 2916 RPM a 50 Hz). El enfriamiento del motor se logra a través de circulación interna del aceite dieléctrico del motor y flujo del pozo alrededor de la parte exterior de este. Los componentes del motor están diseñados para resistir temperaturas de 232°C (450°F). En la **Tabla 1** se muestran los rangos de potencia energética que necesita el motor eléctrico en fondo.

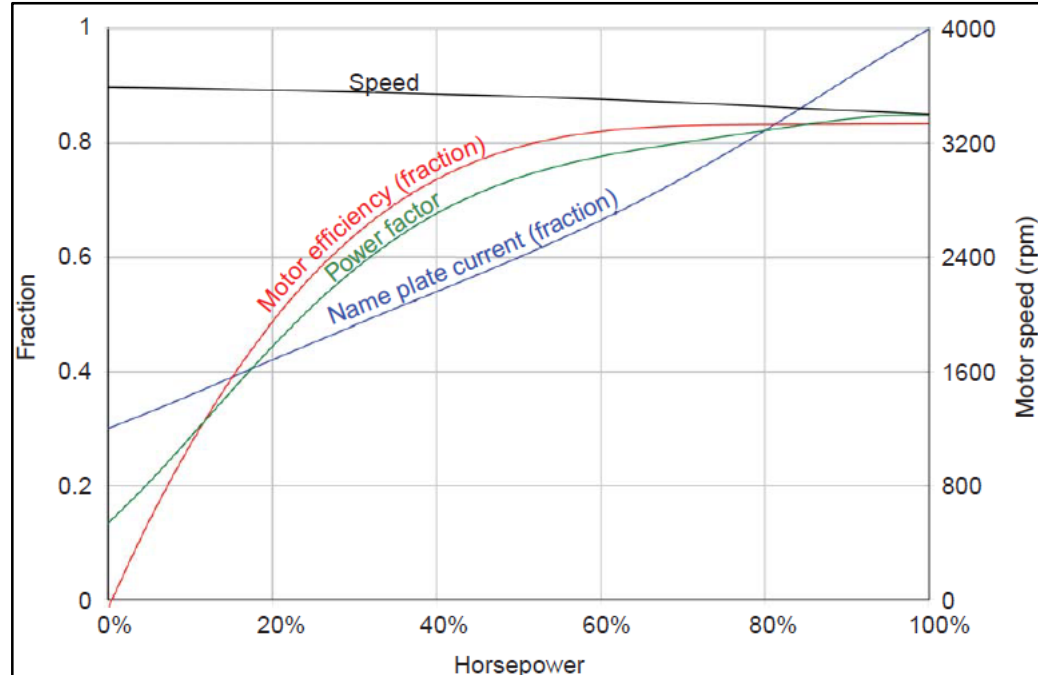
Tabla 1. Rangos de potencia del motor eléctrico.

SERIE	HP (min –max)
Serie 375	19 – 195 HP
Serie 450	12 – 306 HP
Serie 544	30 – 330 HP
Serie 562	28 – 1,000 HP
Serie 725	100 – 2,000 HP

Fuente: Centrilift, A BAKER HUGHES COMPANY. 2014

El motor de la ESP debe ser medido para que contraste con el diámetro interno del revestimiento de producción. Así mismo, el motor debe tener disponible un rango de potencia y de voltajes combinados. Accionando el motor por debajo de su máxima tasa de operación se reducen las temperaturas de operación altas y se prolonga la vida útil del mismo. En la **Figura 9** se ilustra cómo se desempeña la bomba.

Figura 9. Curva de comportamiento de la Bomba.



Fuente: BELLARBY Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

2.2.1.3 Protector o sello. Situado entre motor y bomba, transfiere el torque desde el motor al eje de la bomba, iguala la presión interna del motor con la presión de fondo de pozo, permite la expansión y contracción del aceite del motor el cual se expande 5% por cada 100°F, así mismo soporta el empuje desarrollado por la bomba.

La función más importante del Sello es la de proteger el motor de la contaminación por los fluidos del pozo. Entre los más usados encontramos:

- ✓ Sellos Mecánicos: los cuales impiden la migración de fluido a lo largo del eje del sello.
- ✓ Bolsa de Expansión: Para aislar el aceite limpio del motor, y así proveer espacio para su expansión.
- ✓ Cámaras Laberínticas: Retardan la llegada de los fluidos de pozo al motor.
- ✓ Cojinete de Empuje: Soporta el empuje del eje de la bomba, y el desarrollado por los impulsores cuando se utilizan bombas de impulsores fijos.

2.2.1.4 Bomba Centrífuga. La Bomba Centrífuga debe su nombre a la capacidad que tiene de desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas. Esta se caracteriza por:

- ✓ Presentar un diámetro reducido.
- ✓ Tener gran cantidad de etapas.
- ✓ Ser diseñada para soportar altas cargas.

Bajo condiciones normales de operación, la recirculación del fluido en las partes superior e inferior del impulsor causa fuerzas que se aplican respectivamente en los extremos del mismo. Cuando las fuerzas de recirculación son mayores en la pared superior, el impeler se desplaza hacia abajo causando lo que se conoce como “*downthrust*”. Cuando esto ocurre en la pared inferior, el impeler se desplaza hacia arriba causando lo que se conoce como “*upthrust*”.

La magnitud del empuje depende del caudal que se esté manejando y de la capacidad hidráulica de la etapa, es decir de su rango operativo. En la **Tabla 2** se muestran los rangos de caudal de producción que pueden manejar estas bombas en el mercado.

Tabla 2. Rangos de producción de la bomba centrífuga a 60 Hz.

SERIE	BEP (min-max)
Serie 338	800 – 2,500 BPD
Serie 400	250 – 6,000 BPD
Serie 513	1,150 – 10,000 BPD
Serie 562	12,000 – 20,000 BPD
Serie 675	7,000 – 35,000 BPD
Serie 875	21,000 – 75,000 BPD

Fuente: Centrilift, A BAKER HUGHES COMPANY. 2014

2.2.1.5 Cable. El cable está constituido por un conductor y recubrimientos redondos o planos. Construido con tres conductores aislados y enchaquetados contenidos dentro de una armadura metálica. La selección adecuada debe considerar: factores eléctricos, área disponible, y condiciones de fondo.

El cable es reforzado, tiene tres conductores y es redondeado, o para un mejor acabado, plano. El cable redondo se utiliza en mayor medida cuando puede ser

mejor ubicado en el pozo, esto por ser mejores para disipar el calor y menos propensos a inestabilidades eléctricas. Los cables usualmente son fabricados en cobre o aluminio.⁴¹

En la **Tabla 3** se pueden apreciar los diámetros de cable redondo más utilizados, así como su resistencia térmica.

Tabla 3. Tamaños y resistencia de cables redondos

AWG	Diameter (in.)	Resistance @ 140°F (Ω/1000 ft)	Inductive Reactance (X_{60})(Ω/1000 ft) @ 60 Hz
8	0.128	0.781	0.0459
6	0.162	0.489	0.0427
4	0.204	0.308	0.0399
2	0.258	0.199	0.0362
1	0.289	0.158	0.0352
0(1/0)	0.325	0.126	0.0341
00(2/0)	0.365	0.101	0.0332

Fuente: BELLARBY Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

Las **Figuras 10 y 11** ilustran un cable redondo y uno plano.

Figura 10. Cable redondo.



Fuente: BELLARBY Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

⁴¹ Bellarby Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

Figura 11. Cable plano.



Fuente: BELLARBY Johnatan. *Developments in Petroleum Science*. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

La eficiencia global de una ESP (bomba, motor y cable) es alrededor del 50%. La energía eléctrica que no se convierte en energía mecánica aprovechable, se transforma en energía calorífica que pasa a través de las resistencias en los cables eléctricos y el motor, la cual se considera pérdida, sin embargo, puede ser direccionada para crudos fríos o pesados, debido a que puede reducir la viscosidad del crudo, y a su vez ayudar a disipar el sobrecalentamiento del motor.⁴²

2.2.1.6 Generador Eléctrico. El diseño del generador debe cumplir las condiciones para que este opere de manera confiable y segura con cargas no lineales las cuales son convertidores electrónicos para variación de la frecuencia. El equipo opera en paralelo con otras unidades, y debe poder trabajar a todos los porcentajes de carga de acuerdo a su curva de comportamiento soportando los cambios repentinos de carga de cualquier valor entre cero y el límite extremo de la capacidad del generador sin sufrir daños.

⁴² Bellarby Johnatan. *Developments in Petroleum Science*. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

2.2.2 Funcionamiento del sistema ESP. Cuando se analiza el uso de estos sistemas, se deben tener en cuenta cinco consideraciones:⁴³

- ✓ Determinación y optimización del comportamiento del pozo con bombas asociadas, motores y cables. Se deben realizar pruebas proactivas para verificar la integridad de las partes del equipo.
- ✓ Seleccionar el método de descarga y recuperación de la bomba, tuberías o cables, con el fin de evitar accidentes o percances durante la bajada o subida del equipo.
- ✓ Capacidad de permitir producción de gas por el anular, el requerimiento y la selección de un método de separación de gas. Actualmente los sistemas ESP cuentan con un separador de gas integrado para manejar el influjo de dicho fluido en caso de haberlo.
- ✓ Donde asentar la unidad ESP. Se debe de realizar un respectivo análisis nodal para determinar la profundidad apropiada.
- ✓ Como evitar problemáticas y maximizar la confiabilidad de la ESP en pozo. Dichos sistemas son ampliamente utilizados globalmente, lo que les genera, un amplio rango de operación, por otro lado, la correcta utilización del equipo favorece la confiabilidad del mismo.

El funcionamiento de la unidad se da mediante un motor eléctrico conectado por cables a una corriente trifásica en superficie el cual acciona la bomba. En América las ESP operan a 2915 rpm y a 50 Hz AC de corriente eléctrica. El motor está situado de tal forma que se pueda producir fluidos alrededor de él, proveyendo enfriamiento.⁴⁴

Las bombas centrifugas no desplazan el monto mezclado del fluido, como lo hace una bomba de desplazamiento positivo, más bien crea una cantidad relativamente constante de aumento de presión en la corriente de flujo. La tasa de flujo a través de la bomba puede variar, dependiendo de la presión que mantiene el sistema.⁴⁵

La gran mayoría de las bombas actualmente se están diseñando con paquetes de software, que realizan un acercamiento grafico de los principios de operación. Si la bomba va a funcionar con empaque o con presión de succión por encima del

⁴³ Bellarby Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

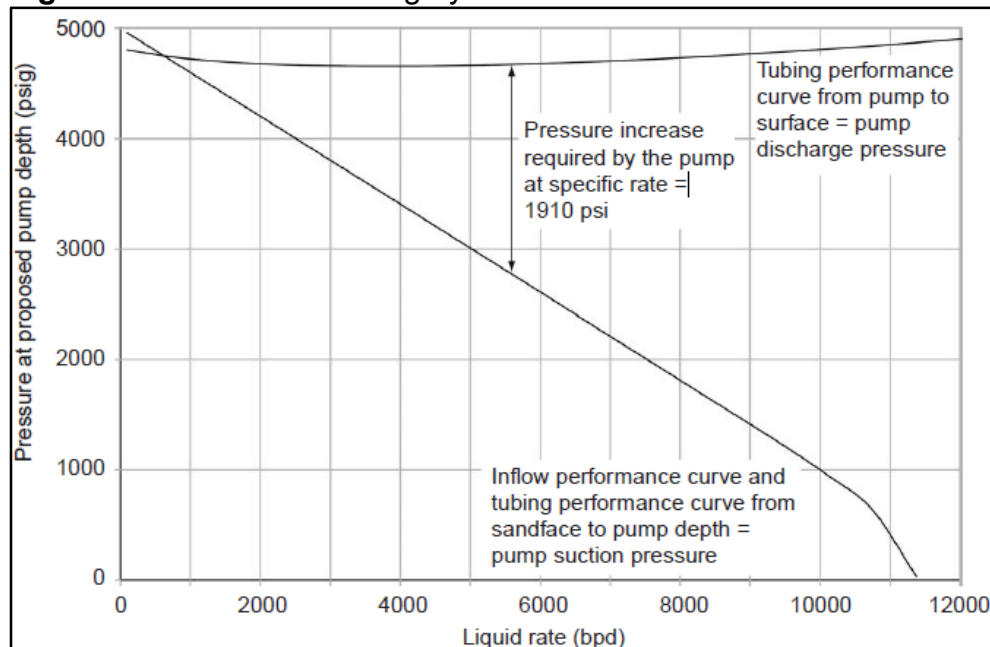
⁴⁴ ECOMIDES, Michael J. et. al. Petroleum Production Systems. Prentice-Hall Inc. EE.UU. 1994. Chapter 20 Pump-Assisted Lift.

⁴⁵ ECOMIDES, Michael J. et. al. Petroleum Production Systems. Prentice-Hall Inc. EE.UU. 1994. Chapter 20 Pump-Assisted Lift.

punto de burbuja, entonces, todo el gas va a fluir a través de la bomba y la tubería de producción y se tendrá que hacer uso de las curvas de comportamiento convencional de la tubería; Si por el contrario, el gas fluye por el anular este conllevará a la reducción del GOR y del flujo por la tubería que necesitara ser cuantificado.⁴⁶

La curva de comportamiento de la tubería pasa a ser la curva de descarga de la bomba y la curva de influjo pasa a ser la curva de succión de la bomba. La diferencia entre estas dos curvas es el incremento de presión requerido a través de la bomba. En la **Figura 12** se grafica el comportamiento de la presión a la entrada de la bomba (Pressure Intake Pump) y la presión con la que la bomba descarga el fluido de producción por las diferentes etapas de esta.

Figura 12. Curva de descarga y succión de la bomba.



Fuente: BELLARBY Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

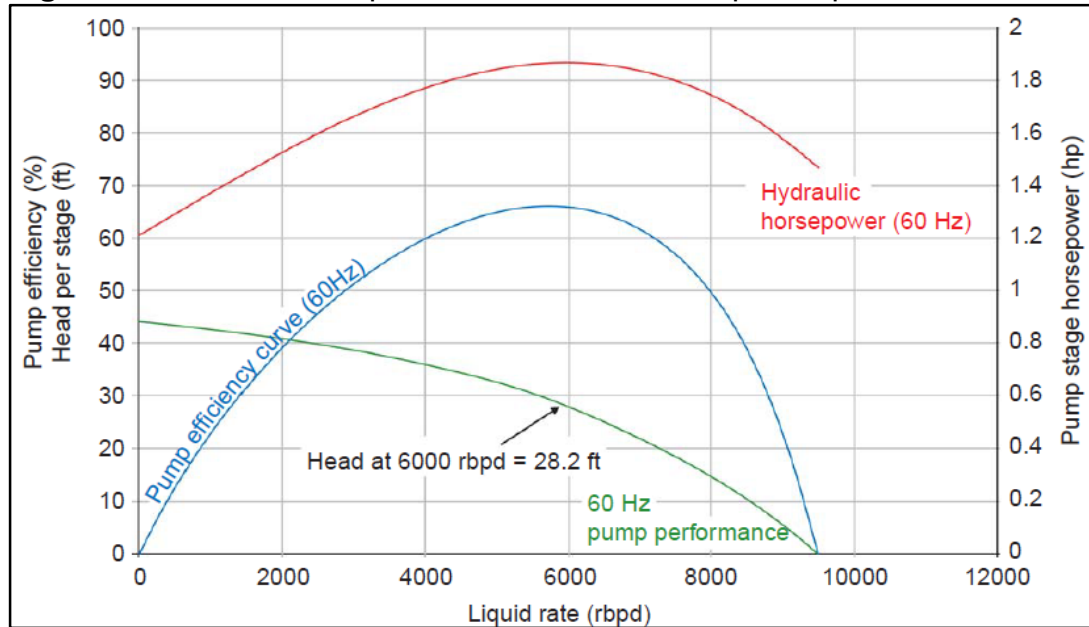
La producción de la bomba puede ser estimada mediante modelos matemáticos basados en la geometría de las etapas de la bomba. Los fabricantes de bombas electro-sumergibles proveen junto con ellas, las curvas de comportamiento y las dimensiones específicas para el tamaño del revestimiento. Las curvas de las ESP son proporcionadas por programas de computadora que utilizan ecuaciones polinomiales para facilitar estos cálculos.⁴⁷

⁴⁶ Bellarby Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

⁴⁷ Bellarby Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

Las curvas de la bomba también pueden proceder de un rango de frecuencias de rotación de esta. (Por esto se muestra la ubicación en ft respecto a la tasa). Esta es una razón por la cual los sistemas de levantamiento artificial que se basan en el principio de la centrifuga levantan fluidos con base a la densidad que estos tienen. En la **Figura 13** se representa gráficamente la eficiencia de cada etapa de la bomba con respecto a la potencia suministrada por el motor eléctrico y con base a la profundidad de operación de la bomba.

Figura 13. Curva de comportamiento de la bomba por etapas.



Fuente: BELLARBY Johnatan. *Developments in Petroleum Science*. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

Las condiciones óptimas de operación de la bomba son cercanas al punto de mayor eficiencia, en contraste, si la presión del yacimiento declina o el corte de agua aumenta, se recomienda sobrepasar el pico de eficiencia. La mayoría de los fabricantes también detallan los límites máximos y mínimos de tasas de operación que sus bombas pueden manejar. A causa de estos límites, las bombas generan grandes esfuerzos de carga en los acoples o etapas de la bomba, lo que podría generar fallas prematuras.⁴⁸

⁴⁸ Bellarby Johnatan. *Developments in Petroleum Science*. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

2.3 PRINCIPALES PROBLEMAS DEL BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE EN EL POZO 13

En la Plataforma Bravos se encontraron problemas relacionados con corrosión en los sistemas de levantamiento artificial que pedían reparaciones. Es complejo encontrar reparaciones de sistemas de levantamiento artificial sin la necesidad de recurrir al buceo.⁴⁹

Así mismo de los problemas más frecuentes con la ESP se encontraron inconvenientes con el cable. Se busca que el cable sea plano para operaciones de alto caudal, por otro lado, el uso excesivo de extensiones hace que el cable pierda potencia y falle constantemente. También se puede generar corto circuito en las clavijas. Y se debe a los altos índices de corrosión en algunos pozos. Se utiliza el material SM2535 y MONEL. Y se recubre la clavija para evitar su desgaste. La adición de los recubrimientos hizo que el cable fuera más grueso.⁵⁰

Por otro lado, pese a los diseños específicos de cada fabricante para evitar al máximo percances, algunos problemas suelen presentarse en las bombas ESP los cuales se detallarán a continuación:

- ✓ Corrosión: el deterioro del metal debido a la corrosión puede presentarse en pozos en donde hay problemas en la carcasa. En estos pozos puede ocurrir que el fluido del pozo entra en el motor o le causa pérdidas de presión a la bomba.
- ✓ Fallas en la instalación: las causas radican en el personal de instalación o la presencia de insuficientes condiciones eléctricas. Si el personal no está calificado para instalación, lo más probable es que se presenten fallas.
- ✓ Controladores del motor: la presencia de humedad o suciedad pueden causar mal funcionamiento de los dispositivos eléctricos, por lo tanto, las cabinas deben tener instalado un empaque.
- ✓ Equipo defectuoso: algunas veces un defecto de fábrica no se detecta en la planta o en el campo y es probable que dicho componente falle.
- ✓ Bomba desgastada: las reacciones longitudinales o cargas en los impulsores de la bomba centrífuga y el eje se transfieren a los rodamientos, generalmente un sostenimiento de condiciones de carga o sobrecarga no resultan en fallas de la bomba, pero si pueden repercutir en fallas de los rodamientos. Las bombas suelen fallar por bloqueos de arena, incrustaciones o parafinas.

⁴⁹ GALBRAITH, D. N. et al. Beryl Bravo: Diverless structural repairs. Offshore Technology Conference. 1994. OTC 7501-MS, pp. 345-356.

⁵⁰ SHIMOKATA, N. y YAMADA, Y. Troubles, problems and improvements of ESP. Abu Dhabi Oil Co. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 137337. pp. 1-8.

- ✓ Voltajes transitorios: daño a los transformadores, tablero de control, cable de potencia y motor pueden resultar de apagones de luz cerca a los equipos de superficie o de variaciones de voltaje causados por las sobrecargas de los condensadores.

2.4 OPERACIÓN DE PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE EN EL POZO 13

El uso de los sistemas de levantamiento ESP ha sido muy frecuente en las plataformas offshore debido a su versatilidad y ahorro tanto de gas como de espacio en las instalaciones costa afuera.⁵¹

2.4.1 Condiciones de operación con el sistema ESP. El petróleo producido por Trintees tiene una gravedad API entre 28° y 34° y es levantado a superficie por Bombas Electro-Sumergibles (ESP). Desde la administración de Trinity, la vida útil de estas se ha extendido desde unos pocos 150 días hasta aproximadamente 2000 días.⁵²

El sistema Electro-Sumergible utilizado en el Pozo fue operado de manera intermitente, esto debido a los bajos caudales de operación que oscilaban los 20 bopd hasta la rotura de la bomba en el 2014. En la **Tabla 4** se incluyen las especificaciones promedio de un sistema ESP convencional.

Tabla 4. Especificaciones promedio del sistema ESP.

ESPECIFICACIONES DEL ESP	
Temperatura máxima de trabajo	400 °F
Desviación máxima	8°/100 ft
Profundidad máxima de operación	15000 ft
Rango de eficiencia de la bomba	18-68%
Saturación de Gas libre	< 10%
Calidad del crudo	>10° API
Presencia de Arena	< 200 ppm
Corte de agua	80%

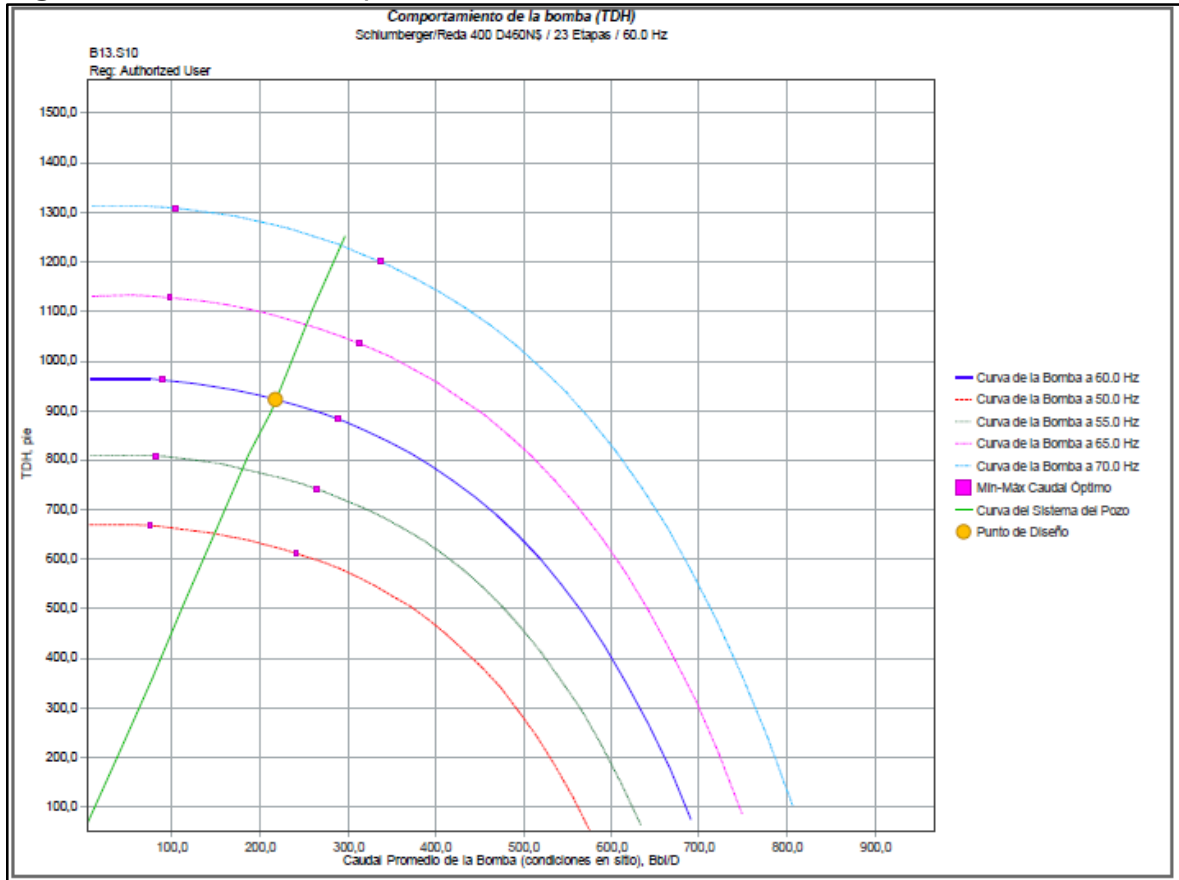
Fuente: BAKER HUGHES. 2014

⁵¹ SHIMOKATA, N. y YAMADA, Y. Troubles, problems and improvements of ESP. Abu Dhabi Oil Co. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 137337. pp. 1-8.

⁵² Reynolds, Elaine. et. al. Trinidad: New energy to low cost, low risk región. Exploration watch. Edison Group. Marzo 2018. pp. 1-14.

Para la operación del sistema ESP se tomaron cinco casos de sensibilidad para la producción en el Pozo, en el cual se realiza el cambio de la variable de frecuencia y se observa el cambio en la gráfica de eficiencia de la bomba, en donde se tiene graficado el caudal promedio respecto a la carga dinámica total (TDH). En la **Figura 14** se muestra el comportamiento de la bomba del sistema ESP.

Figura 14. Curva de comportamiento de bomba ESP en el Pozo 13.

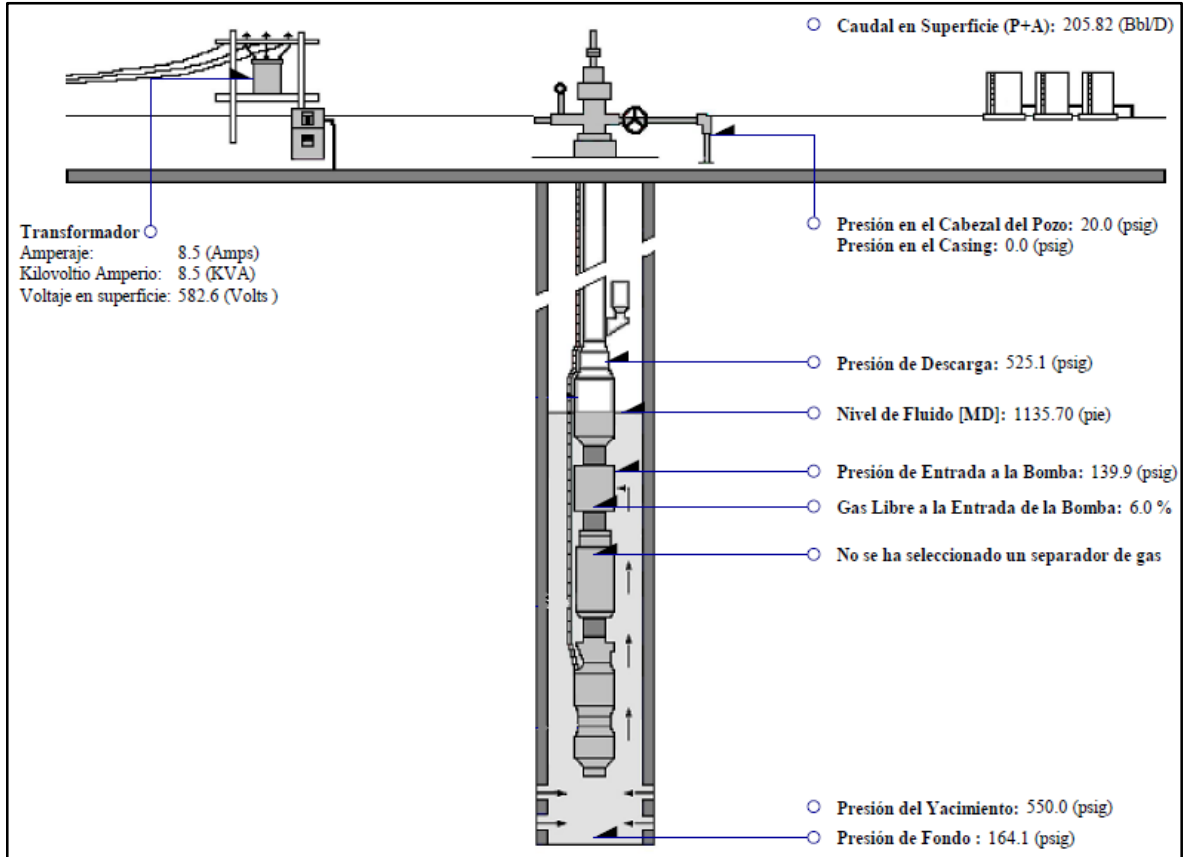


Fuente: SERINPET LTDA. 2018. Modificado por los autores.

La línea verde, indica el comportamiento del sistema ESP en el pozo y cada punto de las curvas atravesadas de frecuencia indican el comportamiento esperado de caudal y aumento de presión que la bomba suministra al pozo, así mismo, los cuadrados rosados, representan las condiciones mínimas y máximas a las cuales, a determinada frecuencia, el equipo puede operar sin complicaciones.

El Pozo 13 es un pozo desviado desde superficie el cual tiene un nivel de fluido a 1500 ft MD y 1315 ft TVD, y donde la bomba del sistema ESP se encontraba asentada a dicha profundidad, mientras que el motor de fondo se encontraba a 1600 ft MD produciendo de la Formación Erin. En la **Figura 15** se muestra el estado mecánico de cómo estaba la instalación del sistema ESP en dicho pozo.

Figura 15. Estado mecánico del Pozo 13 con sistema ESP.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018. Modificado por los autores.

Por otro lado, si bien se esperaba en un principio un caudal de fluido de poco más de 200 barriles por día, al final la producción real fue de tan solo 25 barriles de fluido, y la producción mínima requerida por la ESP para su correcto funcionamiento era de 90 barriles, razón por la cual se sospecha que la baja producción llevo paulatinamente al fallo del equipo. Adicionalmente la potencia utilizada por el equipo era de 4.9 kwh por día.

2.4.2 Procedimiento de instalación de un sistema ESP. La instalación del sistema ESP se puede encontrar estandarizada en la referencia “API 11S3 Recomend Practice for ESP Installation”; Se realizará una breve explicación del procedimiento con el fin de contextualizar.

La duración de la instalación del sistema ESP en el Pozo 13 tomó alrededor de 20 horas y sigue la siguiente secuencia:

- ✓ La bomba, el motor y el sello deben de estar ensamblados y ser manipulados según las instrucciones del fabricante. El representante del pozo debe estar durante la instalación.

- ✓ Siempre se debe revisar la correcta limpieza del pozo, libre de cualquier tipo de residuos.
- ✓ La instalación debe ser efectuada por un personal entrenado en la parte mecánica. Tener en cuenta que la mayoría de los fabricantes diseñan los equipos con tolerancias de 0.003 pulgadas por pie para la alineación y centralización del sistema, la cual debe conservar dicha tolerancia hasta después de la instalación.
- ✓ Antes de la instalación se debe tener actualizada y referenciada la documentación de cada componente del sistema. Se deben revisar el motor y el cable de potencia y registrar sus lecturas de operación en el informe de instalación.
- ✓ El motor debe ser llevado al pozo mediante una grúa especial. Luego, se baja hasta el fondo de pozo hasta que la grúa especial se asiente en el cabezal. Una vez ubicado el motor, se retira el empaque de protección para la instalación y se llena el motor con aceite especial para garantizar la lubricación y la conductividad eléctrica.
- ✓ El siguiente componente que se debe ubicar corresponde al protector o sello, se instala en el motor ajustado mediante anillos de retención que deben asegurar el sello hermético del motor para evitar contaminación. Este anclaje es vital en el buen funcionamiento del sistema, ya que se previenen muchas fallas con esta instalación.
- ✓ La bomba centrífuga es el siguiente componente que se debe agregar por encima del sello. Se debe revisar la carga y descarga del sistema para evitar obstrucciones. La capa protectora de la instalación es removida de la bomba, se revisa el eje de rotación y se baja la bomba hasta el sello.
- ✓ El carrete del cable se debe ubicar a más de 75 ft de distancia desde el taladro. El mismo no puede estar a menos de 30 ft del suelo, se baja a máximo 12 ft por encima de la mesa rotaria. Es importante que el cable este recto por la tubería. Se utilizan grapas para mantener el cable junto a la tubería. La velocidad de operación del cable debe ser entre 1000 y 2000 ft por hora dependiendo de las condiciones.

Se debe tener cuidado especial de los equipos de superficie debido a los riesgos posibles, en la mayoría eléctricos, para el personal. Del mismo modo, al igual que con la instalación de los equipos de fondo, los equipos de superficie siguen la siguiente secuencia:

- ✓ Se debe asegurar que la cabina de control esté asegurada al suelo. El relé subyacente se debe manejar al 80% del amperaje del motor. Esta potencia

brinda protección ante patadas, influjos de gas y condiciones de conexión. Se debe acondicionar un amperímetro calibrado para controlar el sistema.

- ✓ Los transformadores se deben ubicar en el suelo para seguridad del personal, dado que la intensidad de corriente promedio es de 100 amperios, pero puede llegar a convertirse en voltaje entre 230 hasta 5000 voltios.
- ✓ La caja de venteo debe ser asegurada y anclada en el suelo y a una distancia de 50 ft del cabezal y del controlador del motor.
- ✓ Después de que el motor se asiente en la profundidad de producción, este puede activarse e iniciar el bombeo.

La vida útil promedio de operación de una ESP es de 18 meses a cinco años, se requieren ciertas consideraciones para reemplazar la ESP en alguna etapa. Esto aplica para casos críticos debido a que la intervención para el reemplazo de la etapa puede llegar a ser mayor que el costo de compra de una ESP nueva. Del mismo modo, no se garantiza que el reemplazo se ajuste a las condiciones de operación y esta puede presentar fallas prematuras. Los pasos básicos para el cambio de la ESP son:⁵³

- ✓ Retirar cualquier hidrocarburo de la tubería por circulación y lubricación.
- ✓ Matar el pozo, utilizando partículas de polímero. Si el pozo puede fluir a superficie sin la necesidad de la bomba, se requiere un tapón de cemento como barrera.
- ✓ Retirar el árbol de navidad.
- ✓ Instalar la BOP.
- ✓ Retirar la tubería y la ESP, teniendo en cuenta cualquier factor de falla. La ESP debe ser inspeccionada y reparada.
- ✓ Reemplazar la tubería con una nueva ESP. E instalar las conexiones requeridas.
- ✓ Retirar la BOP
- ✓ Instalar el árbol de navidad

⁵³ Bellarby Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

- ✓ Reiniciar la ESP

Así mismo, el sistema ESP cuenta con varias limitaciones, las cuales, si no se sobrellevan profesionalmente, pueden causar fallas de operación o deterioro de algún componente. A continuación, se enlistan las limitaciones del sistema ESP:

- ✓ Es imprescindible la corriente eléctrica, se requiere de altos voltajes.
- ✓ Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- ✓ Los cables dificultan el corrido de la tubería de producción.
- ✓ No es recomendable usar cuando hay alta producción de sólidos.
- ✓ No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales y a los requerimientos de alta potencia de superficie.
- ✓ Con la presencia de gas libre en la bomba, no puede funcionar ya que impide el levantamiento.
- ✓ Las bombas están afectadas por: temperatura de fondo y producción de arena.

3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO OFFSHORE (UHBM-OS)

En el presente capítulo se describirán las generalidades del nuevo sistema UHBM-OS, los posibles problemas que se pueden generar después en el pozo, y como está la operación de producción actual. Se explicarán a detalle cada una de las 19 partes que lo componen y los procesos de instalación y mantenimiento.

3.1 GENERALIDADES DE UNA UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO OFFSHORE

Este método de levantamiento consiste en el reemplazo del equipo de superficie de un bombeo mecánico convencional por una unidad accionada hidráulicamente, mientras se conserva todo el equipo convencional de fondo. La unidad hidráulica consiste en un cilindro hidráulico montado sobre la "Tee" del pozo de producción y una bomba hidráulica para suplir la fuerza de levantamiento.⁵⁴

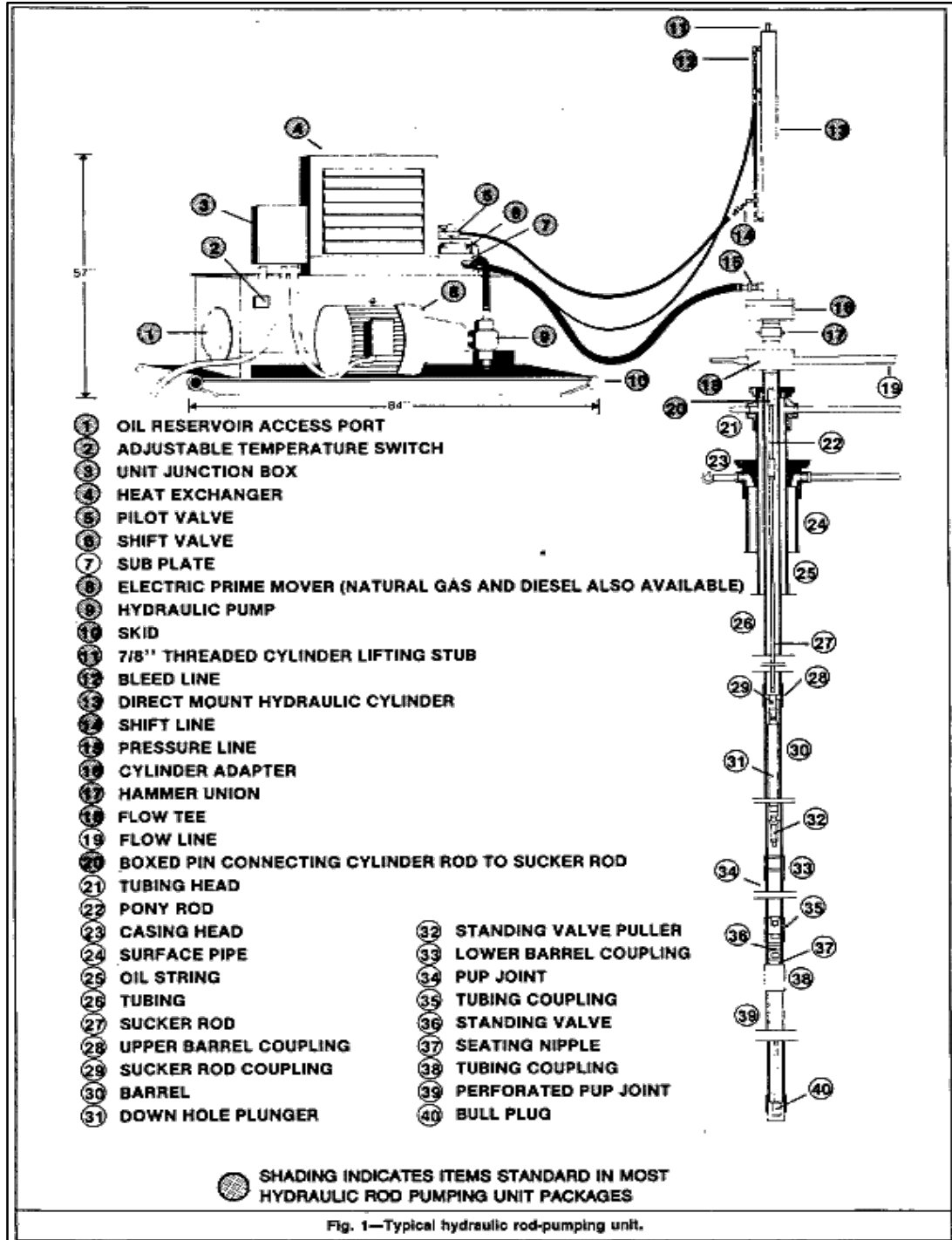
La varilla pulida extendida hasta los empaques conecta el embolo en el cilindro con las varillas de succión. La presión hidráulica se aplica por debajo del embolo el cual levanta las varillas de succión, a continuación, esta presión se retira y la varilla cae. La bomba funciona por lo general por un motor eléctrico, aunque se pueden utilizar otros tipos de motores primarios.⁵⁵

En la **Figura 16** se pueden apreciar las partes más comunes de una unidad hidráulica para bombeo mecánico en 1984.

⁵⁴ PICKFORD, K. H. y MORRIS, B. J. Hydraulic rod-pumping units in offshore artificial-lift applications. SPE Production Engineering. 1989. SPE 16922-PA. pp. 131-134.

⁵⁵ PICKFORD, K. H. y MORRIS, B. J. Hydraulic rod-pumping units in offshore artificial-lift applications. SPE Production Engineering. 1989. SPE 16922-PA. pp. 131-134.

Figura 16. Típica unidad hidráulica para bombeo mecánico.



Fuente: PICKFORD, K. H. y MORRIS, B. J. Hydraulic rod-pumping units in offshore artificial-lift applications. SPE Production Engineering. 1989. SPE 16922-PA. pp. 131-134.

3.1.1 Antecedentes de las UHBM. Las unidades hidráulicas de bombeo mecánico son un desarrollo tecnológico que presenta amplias mejoras en el rango de variación de velocidad, variación del recorrido, bajo peso, confiabilidad, facilidad en la instalación y operación y bajo consumo energético ya que poseen un sistema de balanceo mecánico. Básicamente trabajan como cualquier otra unidad, ya que lo que éstas hacen es subir y bajar una sarta de varillas, colocando así el pozo en producción; Pero a diferencia de las unidades convencionales, éstas realizan el trabajo con energía hidráulica.

La primera unidad fue implementada en la plataforma Houchin, en el pozo B-19 en diciembre de 1984. No requirió mantenimiento continuo y la producción se incrementó un 92% de 25 a 43 BPD. Se termina de implementar en ocho pozos de la plataforma en los cuales dos tenían problemas de arenamiento, aun así, la producción aumentó un 500% y una reducción al consumo de gas que se tenía por las anteriores unidades.⁵⁶

En general las unidades hidráulicas de bombeo mecánico están construidas de forma modular.

El primer módulo, es la unidad hidráulica de potencia, la cual posee el motor, bomba, circuitos hidráulicos y eléctricos que en conjunto se encargan de proporcionarle la energía hidráulica al segundo módulo. El segundo módulo contiene el pedestal y el actuador hidráulico. En la **Figura 17** se muestra la unidad en la Plataforma Bravos.

⁵⁶ PICKFORD, K. H. y MORRIS, B. J. Hydraulic rod-pumping units in offshore artificial-lift applications. SPE Production Engineering. 1989. SPE 16922-PA. pp. 131-134.

Figura 17. Unidad Hidráulica.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

El pedestal se ensambla sobre la cabeza de pozo y su función es servir como base del actuador hidráulico, conducir el aceite hasta el actuador, y proporcionar un sitio para la ubicación de los sensores finales de carrera. El actuador hidráulico tiene como función convertir la energía hidráulica en energía mecánica, con lo cual realiza el movimiento de subir y bajar la sarta de varillas. En la **Figura 18** se observa el pedestal en cabeza de pozo durante su instalación.

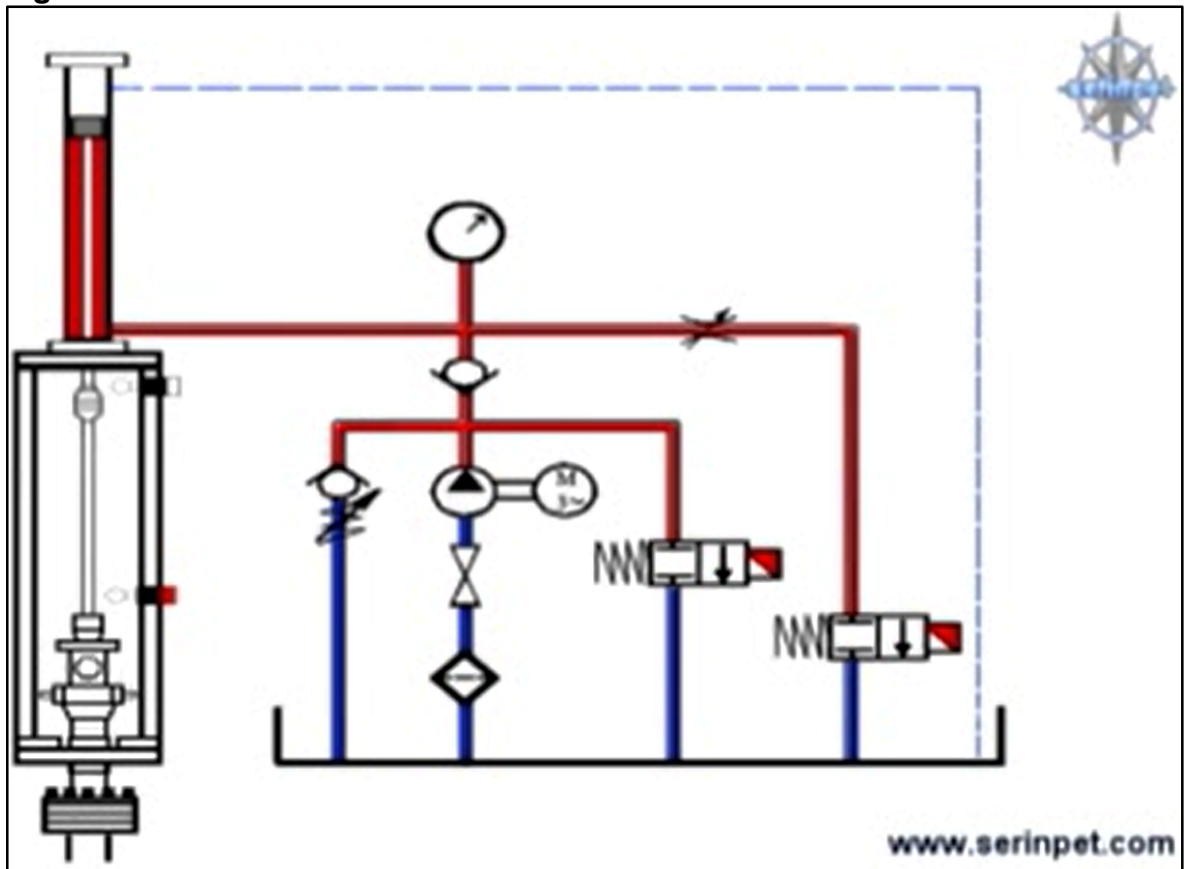
Figura 18. Instalación del pedestal.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

3.1.2 Funcionamiento de la UHBM-OS. El funcionamiento de la unidad se basa en la transformación de energía hidráulica en energía mecánica, para esto la unidad de potencia cuenta con una bomba de paletas que toma aceite a través de un filtro y lo envía en forma de caudal y presión al circuito hidráulico. Dicho circuito recibe una señal de los sensores finales de carrera, que se encuentran, en el pedestal. Con esta señal el circuito abre o cierra dos válvulas solenoides direccionando el sentido de flujo del aceite. En la **Figura 19** se aprecia el circuito electrohidráulico de la unidad en carrera descendente.

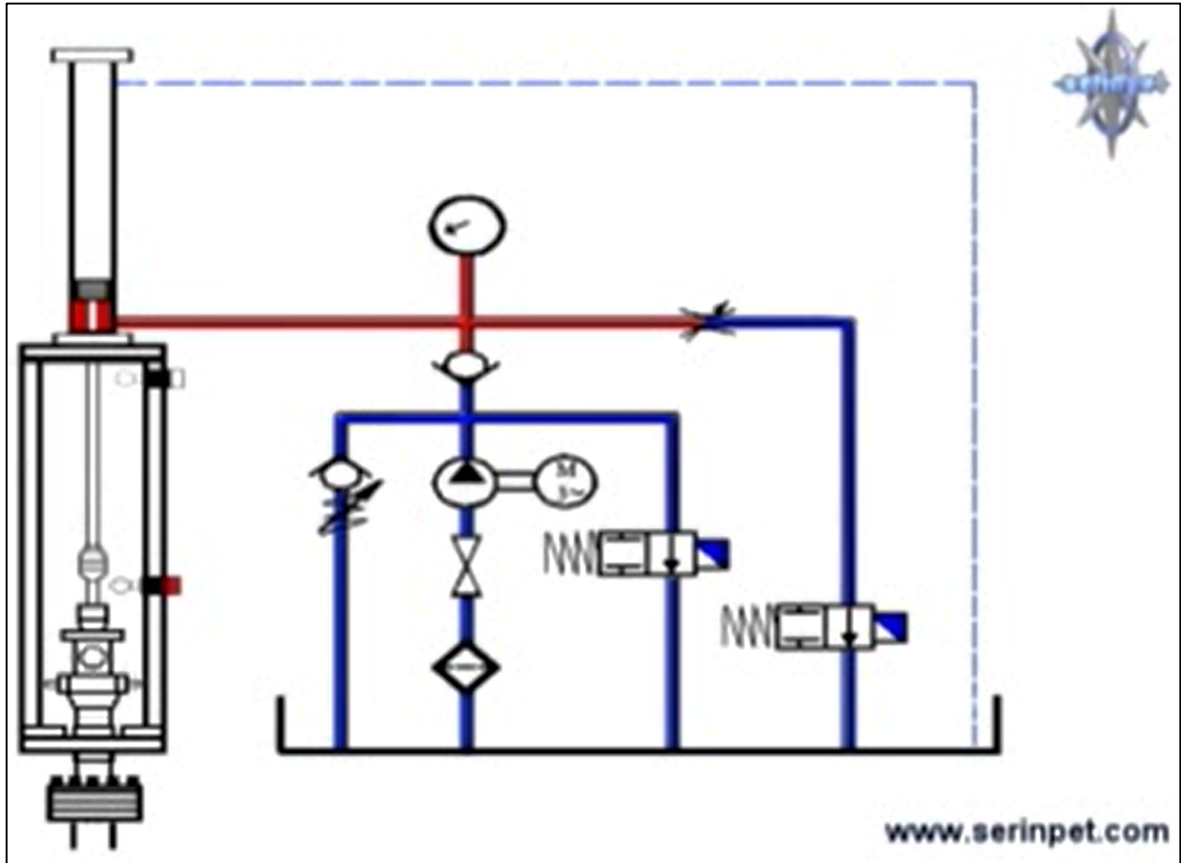
Figura 19. Circuito de la unidad en carrera descendente.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Cuando el sensor inferior es activado, las válvulas solenoides se cierran y el aceite es dirigido al actuador hidráulico, de esta forma, el actuador es llenado y sube hasta activar el sensor superior, este sensor, abre las válvulas solenoides permitiéndole al aceite retornar al tanque. En la **Figura 20** se aprecia el circuito electrohidráulico de la unidad en carrera ascendente.

Figura 20. Circuito de la unidad en carrera ascendente.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Además, durante todo el proceso se puede observar la presión de operación de la máquina mediante un manómetro.

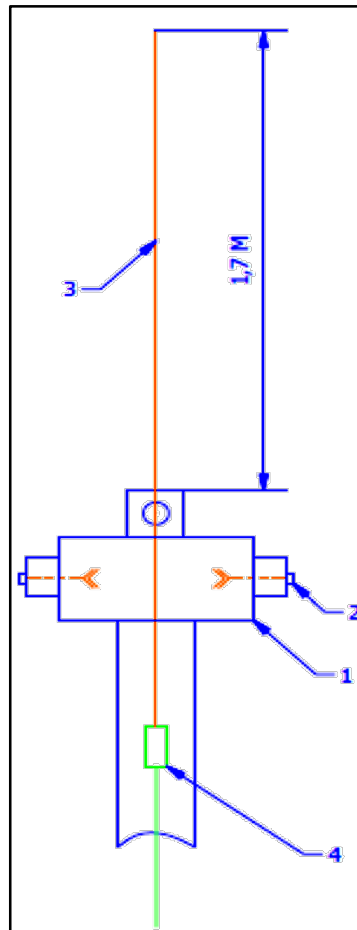
3.1.3 Partes de la UHBM-OS. A continuación, se detallarán las piezas que componen la Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico Offshore utilizada en el Pozo 13. Con el fin de realizar una especificación de cada parte más a detalle se asignará un número a cada una y se expondrán en una tabla junto con un plano esquemático indicando su posición en la unidad. La **Tabla 5** expone el primer grupo de piezas. Así mismo la **Figura 21** muestra su posición en la unidad.

Tabla 5. Tabla de piezas de la UHBM-OS.

Ítem	Parte
1	BOP compuesta
2	Arietes
3	Vástago
4	Crossover

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Figura 21. Primer grupo de piezas de la UHBM-OS.



Fuente: SERINPET
LTDA. 2018

- ✓ **BOP Compuesta:** hace referencia a “Blow Out Preventor”. Es un cabezal de pozo el cual se encarga de controlar los influjos o arremetidas de producción que se pueden presentar durante las operaciones de intervención a este. Se diferencia de la convencional en que está construida en dos etapas.
- ✓ **Arietes:** también llamados “Ranes”, son un cuerpo de acero macizo y rígido que se encarga de obturar los fluidos dentro de la BOP.
- ✓ **Vástago:** varilla rígida de acero al carbón 2% encargada de transmitir la energía generada por el movimiento del pistón a la sarta de varillas.
- ✓ **Crossover:** es un accesorio encargado de servir como conector entre dos herramientas, que cuenten con tipos de conexión diferentes. Permite conectar el vástago y la sarta de varillas.

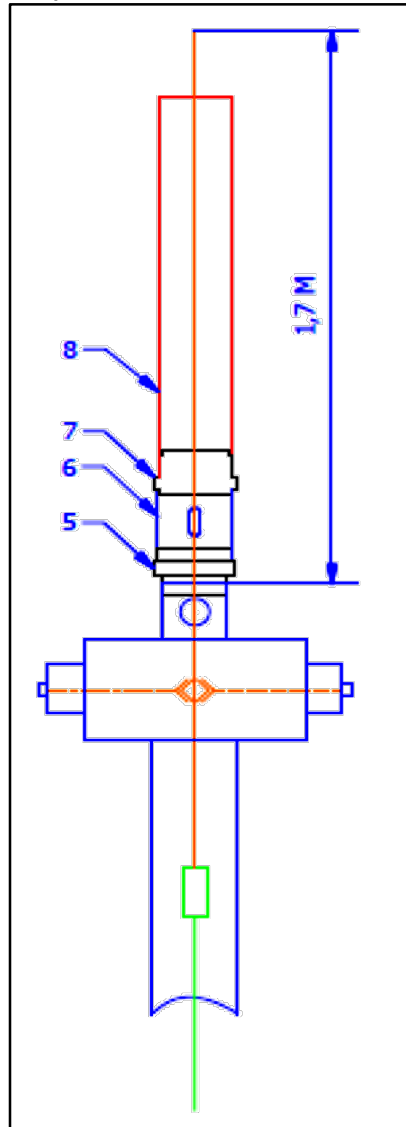
La **Tabla 6** y la **Figura 22** muestran el segundo grupo de piezas que componen la unidad.

Tabla 6. Segunda tabla de piezas de la UHBM-OS.

Ítem	Parte
5	Tapa P-P-T
6	Tubo espaciador
7	Tapa inferior
8	Camisa hidráulica

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Figura 22. Segundo grupo de piezas de la UHBM-OS.



Fuente: SERINPET LTDA.
2018

- ✓ **Tapa P-P-T:** hace referencia a “Piston Pressure Top”, es un seguro metálico roscado al tope de la BOP compuesta, encargado de servir como aislante entre esta y el conjunto del pistón para mantener la presión de este último.
- ✓ **Tubo Espaciador:** tubo de cuatro pulgadas de diámetro encargado de separar la BOP compuesta y la camisa hidráulica.
- ✓ **Tapa Inferior:** al igual que la P-P-T se encarga de servir como aislante, en este caso entre el tubo espaciador y la camisa hidráulica.

- ✓ **Camisa Hidráulica:** herramienta que funciona como carcasa del pistón en la cual este se moverá accionado por el fluido hidráulico.

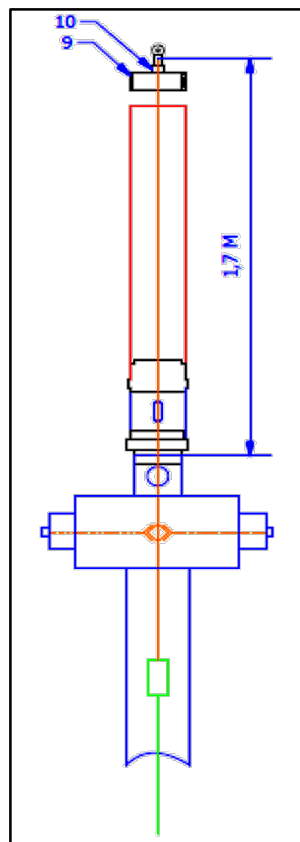
La **Tabla 7** y la **Figura 23** muestran el tercer grupo de partes que componen la unidad.

Tabla 7. Tabla de partes de la UHBM-OS.

Ítem	Parte
9	Pistón
10	Tuerca 1-3/16 10TH

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Figura 23. Tercer grupo de partes de la UHBM-OS.



Fuente: SERINPET
LTDA. 2018

- ✓ **Pistón:** elemento cilíndrico acoplado al vástago en el interior de la camisa, su función es, mediante su movimiento impulsado por el fluido motor convertir la energía hidráulica que le suministra este en energía motriz transmitiéndosela al vástago y generando el movimiento recíprocante.
- ✓ **Tuerca 1-3/16 10TH:** Rosca americana de paso 10, encargada de ajustar el pistón al vástago.

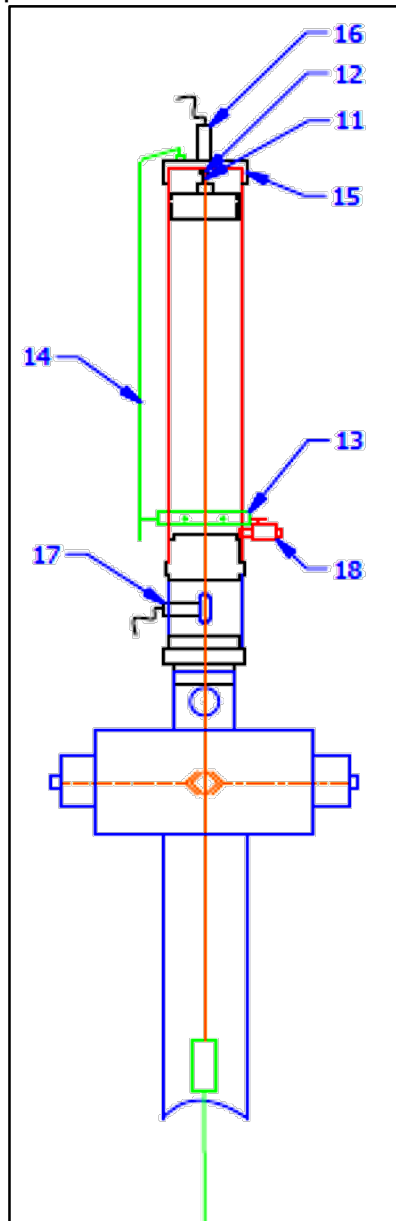
La **Tabla 8** y la **Figura 24** muestran el cuarto grupo de piezas que componen la unidad.

Tabla 8. Tabla de partes de la UHBM-OS.

Ítem	Parte
11	Resorte
12	Barra de acero
13	Anillo sujetador
14	Línea de retorno
15	Tapa superior
16	Sensor superior
17	Sensor inferior
18	Válvula de bola ¾" NPT

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Figura 24. Cuarto grupo de partes de la UHBM-OS.



Fuente: SERINPET
LTDA. 2018

- ✓ **Resorte:** ubicado en la parte superior de la Tuerca 1-3/16 sirve como retorno del pistón a su posición inicial cuando el fluido hidráulico sale de la camisa hidráulica.
- ✓ **Barra de Acero:** barra encargada de soportar el resorte y permitir que este se comprima entre esta y el pistón.

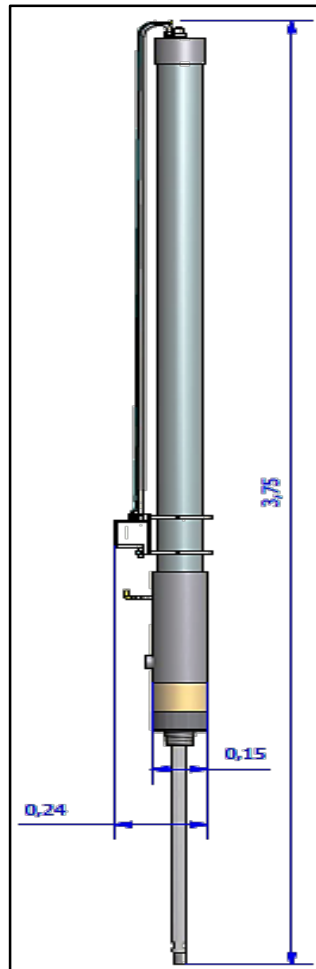
- ✓ **Anillo sujetador:** anillo colocado por fuera de la camisa cuyo objetivo es sujetar la línea de retorno para que el fluido pueda fluir sin problemas por esta.
- ✓ **Línea de Retorno:** línea que permite el retorno del fluido hidráulico a la unidad de potencia durante el movimiento descendente del pistón.
- ✓ **Tapa Superior:** aislante de la camisa hidráulica para mantener el sistema presurizado en el tope de esta.
- ✓ **Sensor Superior:** sensor final de carrera en la parte superior de la camisa hidráulica que se encarga de percibir la señal de la ubicación del barril de petróleo en la parte superior del sistema.
- ✓ **Sensor Inferior:** sensor final de carrera en la parte inferior de la camisa hidráulica que se encarga de percibir la señal de la ubicación del barril de petróleo en la parte inferior del sistema.

Los sensores se deben de colocar de manera centrada con respecto al vástago y a una distancia de dos milímetros.

- ✓ **Válvula de Bola ¼" NPT:** válvula para aislar el actuador hidráulico del fluido hidráulico suministrado por la unidad de potencia.

En la **Figura 25** se ilustran las dimensiones del actuador hidráulico.

Figura 25.
Dimensiones del
Actuador Hidráulico.



Fuente: SERINPET
LTDA. 2018

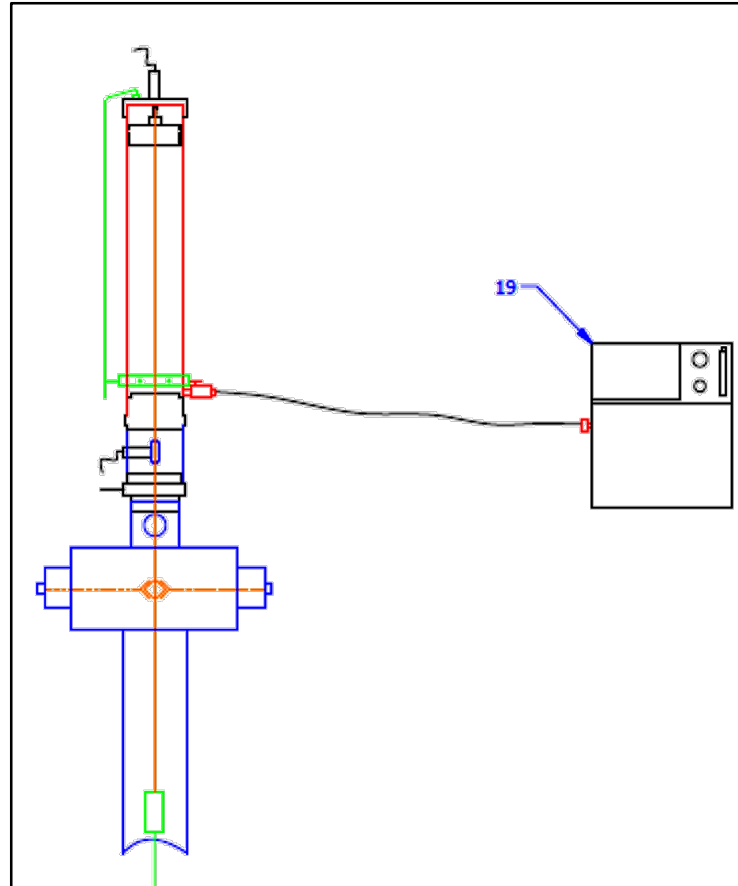
Finalmente, la **Tabla 9** y la **Figura 26** muestran la última pieza del sistema, la unidad de potencia.

Tabla 9. Tabla de partes de la UHBM-OS.

Ítem	Parte
19	Unidad de potencia

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Figura 26. Actuador y unidad de potencia.

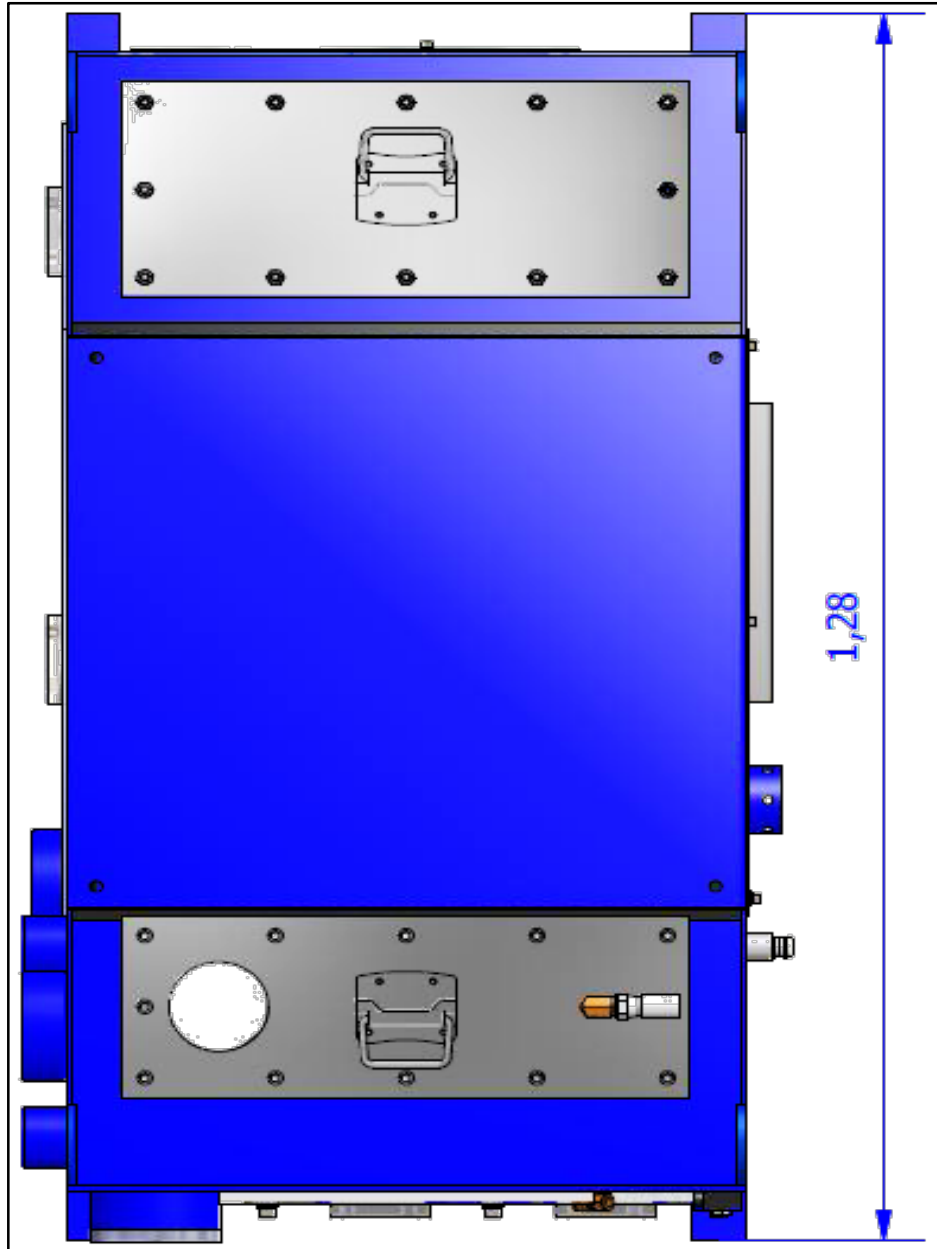


Fuente: SERINPET LTDA. 2018

- ✓ **Unidad de potencia:** hace referencia al conjunto de componentes y herramientas que internamente se encargan de generar la potencia mecánica necesaria para que esta sea transmitida por las mangueras y permita el movimiento recíprocante del barril de fondo.

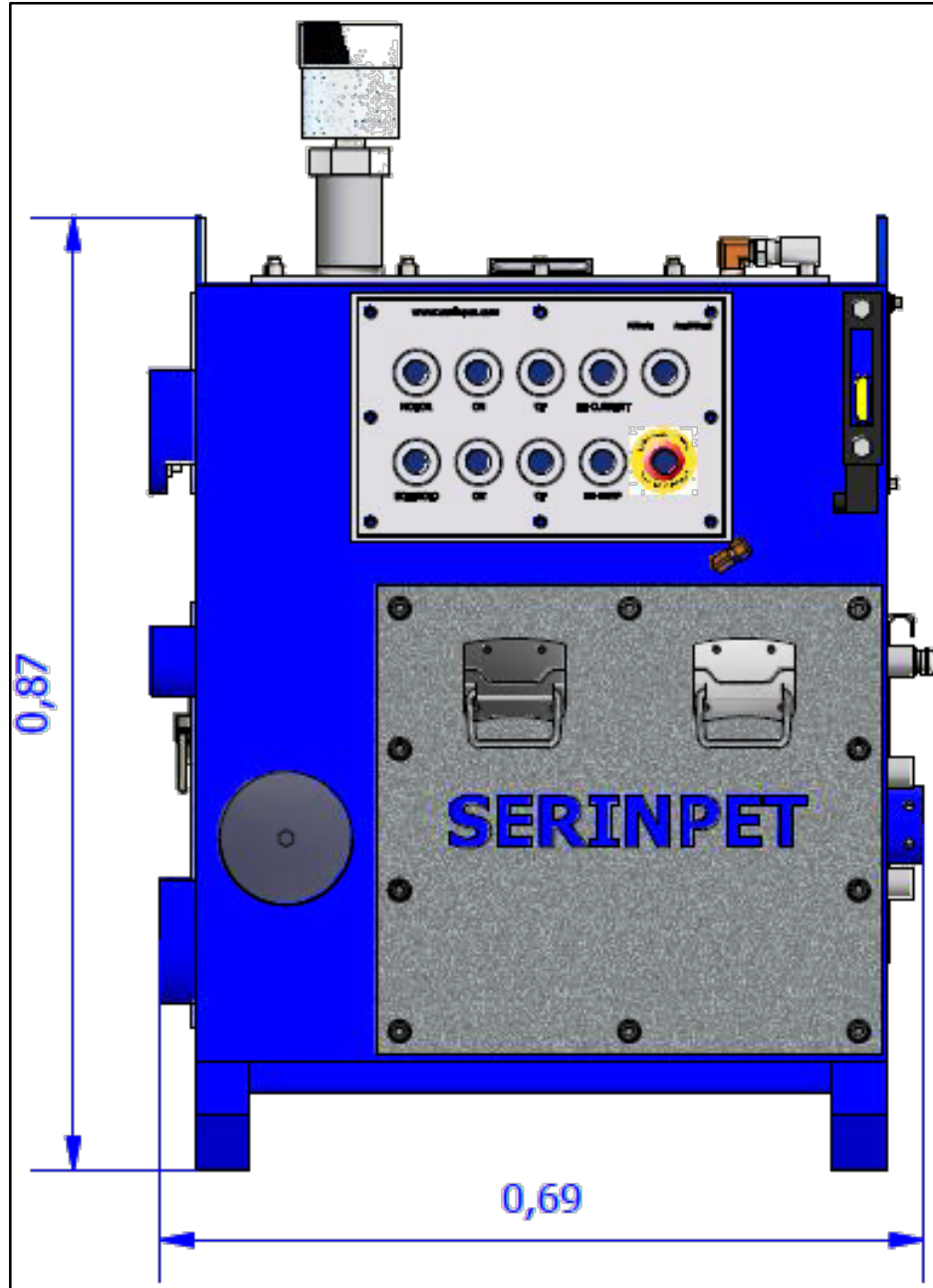
En las **Figuras 27, 28 y 29** se ilustran las dimensiones de la unidad de potencia.

Figura 27. Vista lateral de la unidad de potencia.



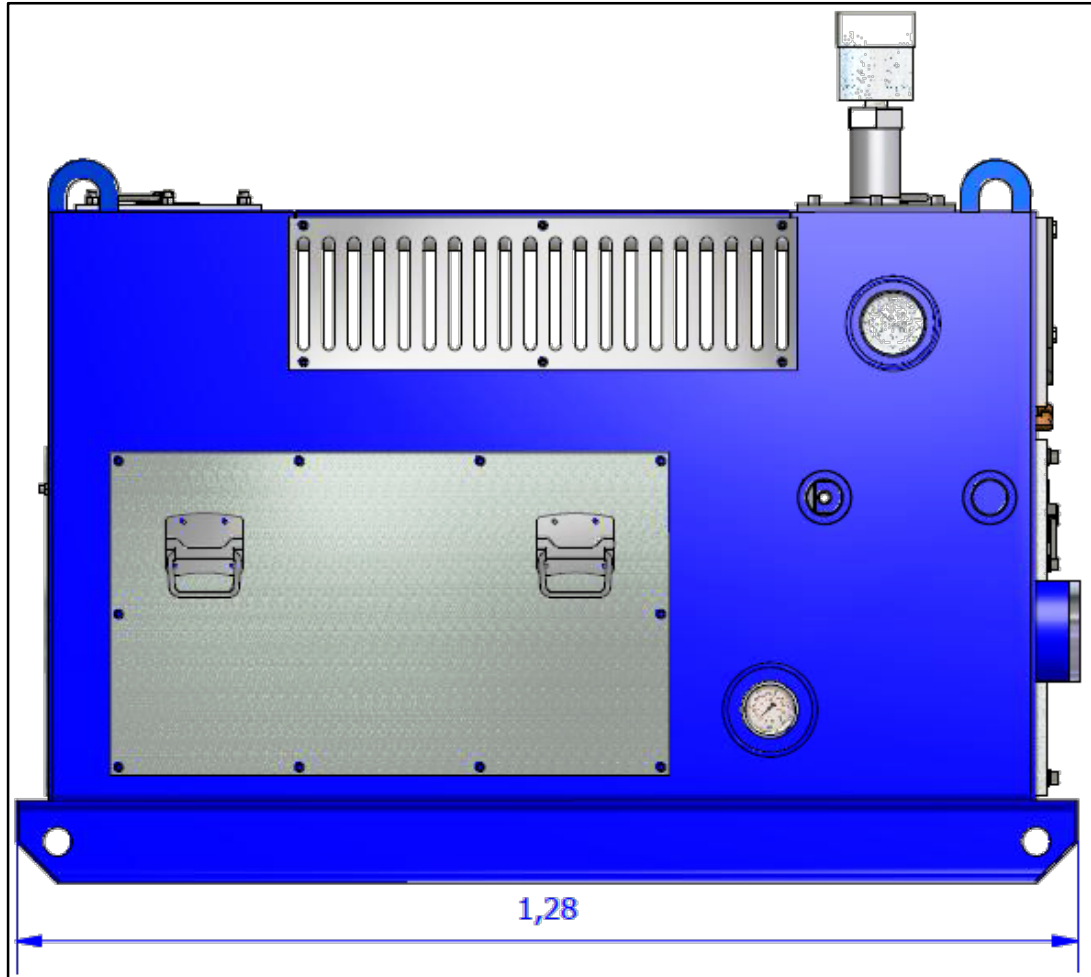
Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Figura 28. Vista frontal de la unidad de potencia.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Figura 29. Vista trasera de la unidad de potencia.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Existen herramientas adicionales que no se mencionaron previamente que hacen parte del sistema en su soporte y funcionamiento como lo son:

- ✓ **Bomba Hidráulica:** herramienta que por medio de una corriente eléctrica hace circular el fluido motriz por un circuito hidráulico para generar la potencia mecánica requerida. En la **Figura 30** se muestra la bomba, en este caso la 20VQ5 utilizada en la unidad.

Figura 30. Bomba 20VQ5.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

- ✓ **Mangueras de Retorno de 1”:** son las encargadas de brindar la conexión hidráulica entre el actuador hidráulico y la unidad de potencia. Se encargan de recibir el fluido motriz de la unidad y hacerlo recircular.
- ✓ **Mangueras de Alta Presión 2”:** son las encargadas de hacer circular el fluido motriz desde la unidad de potencia hasta el actuador hidráulico. Su diseño de tipo “Flange” evita fugas y permite manejar caudales y presiones bajas.

3.2 PRINCIPALES PROBLEMAS DE UNA UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO OFFSHORE EN EL POZO 13

Un aspecto fundamental para el correcto funcionamiento de cualquier sistema de levantamiento artificial es el mantenimiento periódico, este no solo ayuda a un óptimo desempeño, si no que permite predecir y prevenir posibles fallas que se pueden dar.

En el año que lleva la presente unidad en funcionamiento en el Pozo 13 no se han presentado problemas operacionales o fallas de la unidad, sin embargo, tampoco se ha realizado un mantenimiento periódico a la misma por lo cual se corre el riesgo de presentar fallas entre las cuales podemos encontrar:

- ✓ Problemas con el suministro eléctrico, teniendo en cuenta la dificultad para acceder al recurso eléctrico encontrándose el pozo en una plataforma costa afuera a 7.5 km de la costa de Trinidad.
- ✓ El ambiente marino es considerablemente más agresivo que el continental, por lo cual se pueden presentar roturas de componentes electrónicos y corrosión acelerada de las partes. Este factor se debe supervisar y controlar cuidadosamente en los mantenimientos periódicos para verificar la integridad del equipo.
- ✓ Recalentamiento de la unidad lo cual generara un paro repentino de esta y un indicador visual amarillo en el panel de control. Para atender este inconveniente se debe recircular el aceite hasta reducir la temperatura.
- ✓ Un nivel bajo de aceite también provocara una parada repentina. La causa más probable de este problema es una fuga, por lo cual se debe ubicar y corregirla bien sea reemplazando la pieza averiada o apretándola en caso de que se encuentre desajustada y finalmente completar el nivel de aceite de operación.
- ✓ Otro motivo que puede generar un paro repentino de la unidad es la desconexión o daño de la tarjeta electrónica. Para su corrección se debe verificar el daño en la tarjeta, para ello se debe observar que el indicador del sensor inferior no enciende, ni que el pulsador paralelo al sensor da señal, dado este caso se verifica que la tarjeta se encuentra bien ajustada, y en caso de que no se solucione el problema se debe reemplazar el relé de esta, y en el peor de los casos la tarjeta.
- ✓ De presentarse un daño en las válvulas solenoides la unidad se detendrá repentinamente por lo cual se deberá reemplazar el solenoide y si el problema persiste se tendrá cambiar también la válvula.

- ✓ Si se descalibra un termostato la unidad se detendrá, se deberá verificar que la temperatura que indica este es de 70°C o ubicarla en este si no se encuentra calibrado correctamente, de no presentar continuidad en la medida la solución será reemplazar el termostato.
- ✓ En caso de daño en los sensores, se tendrá que verificar la continuidad de los sensores y reemplazar si se encuentran dañados.
- ✓ Una ruptura del acople flexible entre el motor y la bomba provocará la detención de la unidad, para solucionarlo se recomienda verificar el estado óptimo del acople y lubricar, y de persistir el inconveniente reemplazarlo.
- ✓ La disminución de potencia puede ser causada por una caída en la tensión de alimentación por lo que se debe verificar la fuente y las conexiones respectivas, y reemplazar de encontrar fallas.
- ✓ Otra causa de la mencionada disminución está dada por la presencia de material particulado en las válvulas solenoides, por lo que se deben desarmar y revisar la presencia de elementos que puedan estar impidiendo el sello, si pese a la remoción de estos o de no detectar dicha presencia el problema persiste se tendrá que reemplazar la válvula.
- ✓ La cavitación producida por una apertura insuficiente de la válvula de succión de la bomba se puede corregir fácilmente abriendo completamente dicha válvula.

La mayoría de los mencionados problemas se pueden evitar realizando un mantenimiento periódico, puesto que en su gran mayoría corresponden a averías en piezas de la unidad que se puede prever antes de generar la detención de la misma o un mal desempeño, ya que al final, una parada de la unidad se traducirá en pérdidas de producción durante el tiempo que esta no opere.

3.3 OPERACIÓN DE PRODUCCIÓN DE UNA UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO OFFSHORE EN EL POZO 13

Las unidades hidráulicas de bombeo mecánico pueden variar en tamaño y potencia. Para el presente caso se utilizó una unidad hidráulica de dos caballos de potencia. En la **Tabla 10** se encuentran algunas especificaciones de la UHBM-OS trabajada.

Tabla 10. Especificaciones de la UHBM-OS.

ESPECIFICACIONES DE LA UHBM-OS	
Presión máxima de trabajo	500 psi
Temperatura máxima de aceite	70°C
Corte de agua manejable	100%
Profundidad máxima de operación	2500 ft
Grados API capaz de levantar	60-10°API
Aceite Hidráulico Viscoso	ISO 68
Carga máxima de trabajo	5000 lbf
Potencia del motor	2 HP
Tipo de Bomba	20VQ5

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

3.3.1 Producción del Pozo 13 con UHBM-OS. Otros aspectos relevantes de la UHBM-OS que se deben tener en cuenta cuando se va a utilizar en un pozo son los factores de corrosión, arenamiento y desviación del pozo. En el primer caso, tanto la unidad de potencia como el pedestal se encuentran recubiertos con anticorrosivo y algunas piezas importantes se forjan en acero inoxidable o bronce. En la **Tabla 11** se muestran las condiciones de diseño para la varilla que se utiliza en la operación del pozo.

Tabla 11. Condiciones de diseño de la varilla para la UHBM-OS.

Rod string design				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff
0.75	C (API)	1400	90000	0.22
+ 1	C (API)	100	90000	0.22

+ Requires slimhole couplings.
NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Sin embargo, para el manejo en fondo tanto de este factor como del arenamiento se debe seleccionar una bomba que soporte los requerimientos del pozo, si bien la unidad de superficie no presenta problemas con esto, la bomba en fondo podría verse afectada.

La desviación del pozo también genera inconvenientes en la sarta de varillas y bomba utilizada, por lo cual seleccionar correctamente ambas partes en fondo es fundamental para aprovechar al máximo la unidad en superficie. En la **Tabla 12** se muestra el survey que se tiene del plan direccional del Pozo 13.

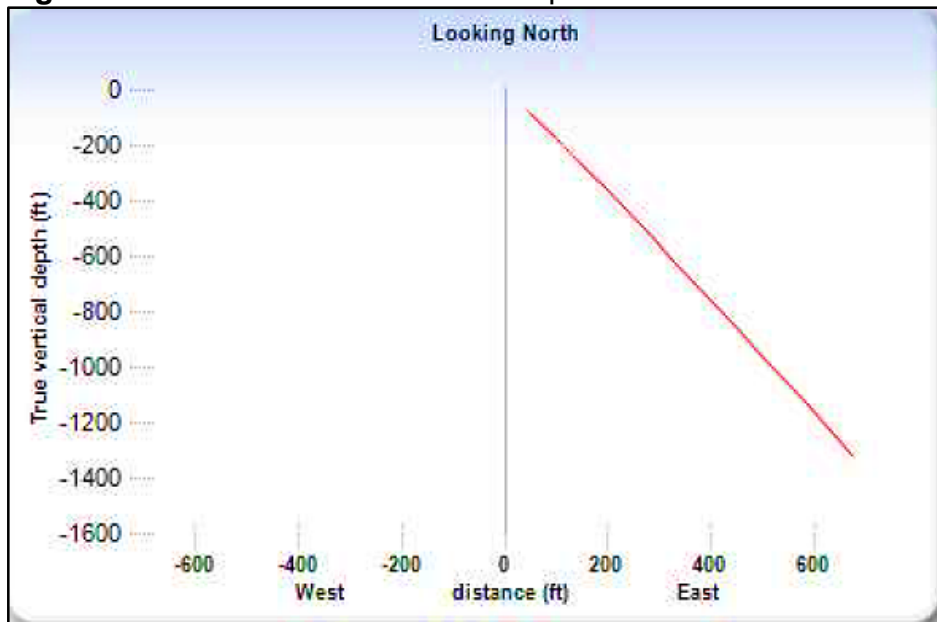
Tabla 12. Plan direccional del Pozo 13.

Measured Deviation Survey						
MD (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Dogleg sev. °/100ft	TVD (ft)	N-S (ft)	E-W (ft)
0	0	0	0	0	0	0
1	31,5	65	3150	,95	,11	,24
224	31,5	65	0	191,09	49,36	105,84
376	30,25	67	1,06	321,55	81,1	177,08
437	29,75	69	1,83	374,38	92,53	205,35
555	29	66	1,4	477,21	114,65	258,82
853	28	69	,59	739,11	169,11	390,13
1155	27,5	76	1,09	1006,45	211,39	524
1455	26,25	77	,44	1274,04	243,07	655,85

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Así mismo, en la **Figura 31** se muestra la “Section view” o vista en corte del pozo 13, que muestra la desviación del mismo.

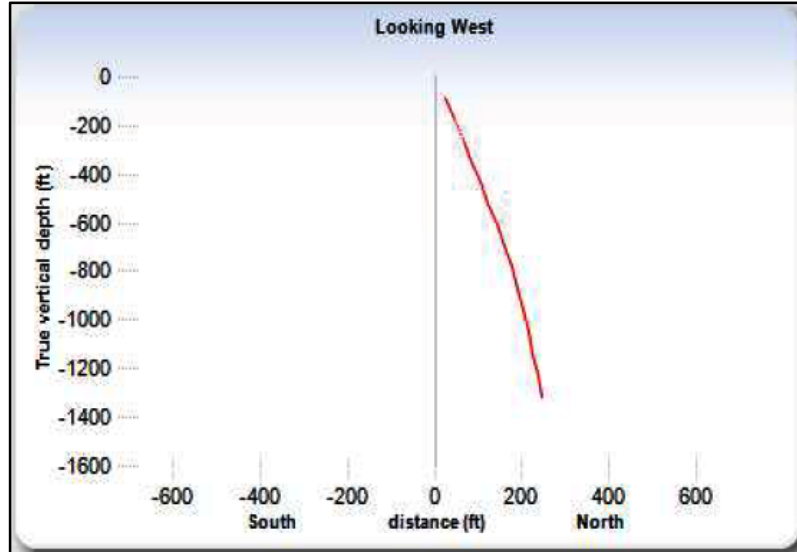
Figura 31. Inclinción del Pozo 13 respecto al Norte.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Y en la **Figura 32** se complementa la figura anterior mostrando la inclinación del pozo respecto al Oeste.

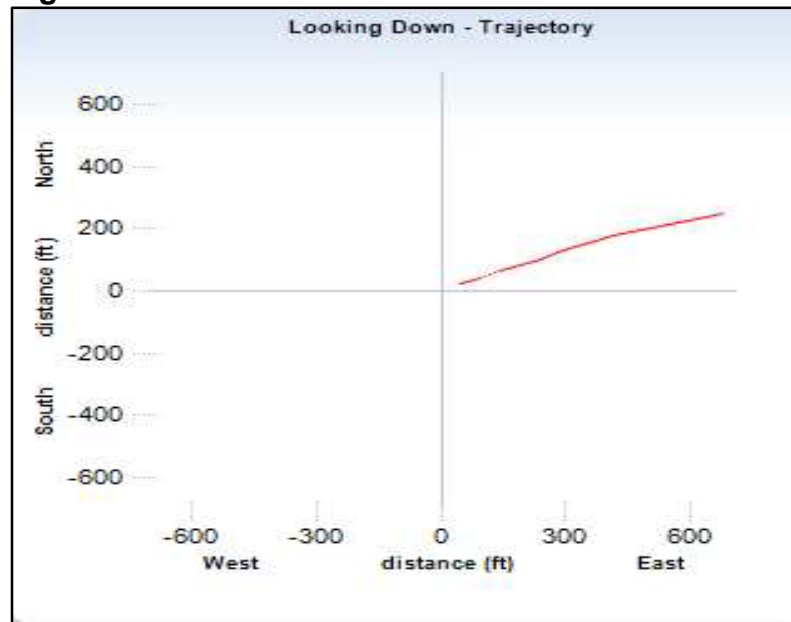
Figura 32. Inclinación del Pozo 13 respecto al Oeste.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Así mismo, la geometría del pozo se aprecia a partir de la orientación en Azimut, la cual toma los grados de desviación del pozo en los planos X y Y respecto al norte geográfico o 0°. En la **Figura 33** se muestra la “Plant view” o vista superior del pozo, en la cual se ilustra el azimut.

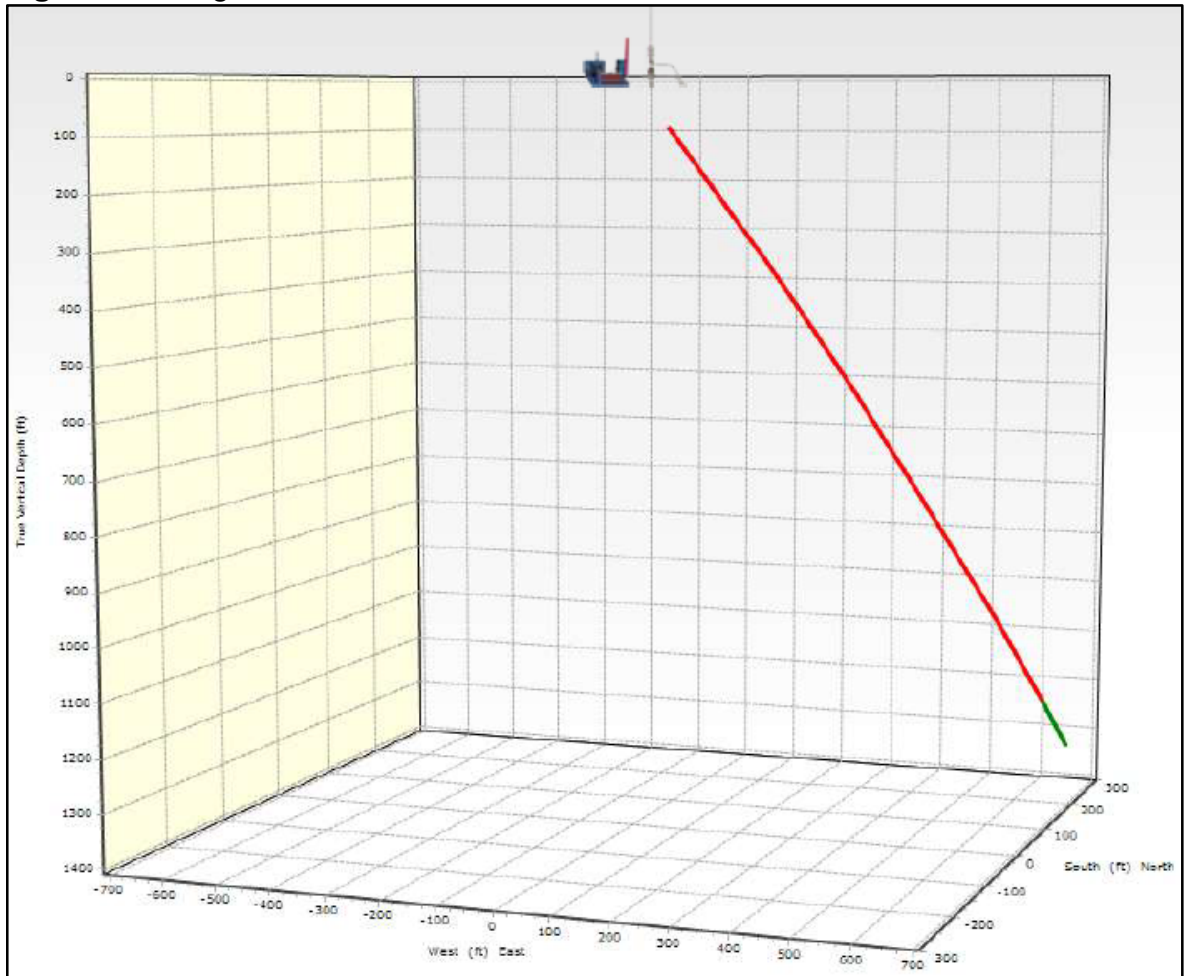
Figura 33. Desviación del Pozo 13.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

El rango de producción que puede manejar la unidad varía desde los dos barriles hasta los 40 bbl a una profundidad de operación de 2200 ft. La profundidad a la cual se encuentra sentada la bomba es de 1500 ft. La **Figura 34** muestra la desviación y profundidad del pozo, desde la plataforma hasta fondo.

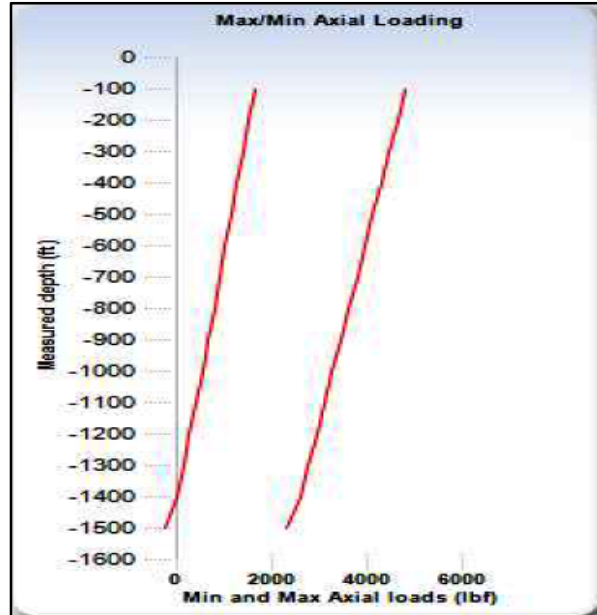
Figura 34. Diagrama 3D del Pozo 13.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

A partir de la desviación del pozo se generan situaciones de fricción, pandeo y deformación de la varilla y, por consiguiente, de las válvulas y el barril de fondo. Así mismo, la incidencia de la geometría del pozo influye en la operación correcta del levantamiento del fluido de producción. Estos factores repercuten en la función de Contrapeso (W_c) y los movimientos de “Upstroke” y “Downstroke” presentes en la varilla. En la **Figura 35** se muestran las cargas axiales que se le aplican a la varilla del sistema.

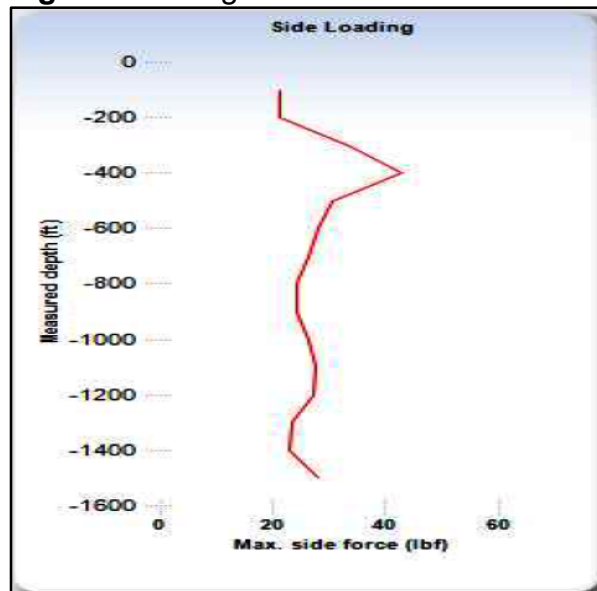
Figura 35. Cargas axiales aplicadas.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Como se aprecia en la figura anterior la mayor cantidad de esfuerzos que se ejercen sobre la varilla se ubican en la parte inicial del pozo, en donde, según el “Survey” se genera la mayor inclinación del mismo. Por consiguiente, al tener cargas axiales, se producen zonas de falla o de deformación lateral. En la **Figura 36** se ilustran las cargas laterales que también actúan sobre la varilla.

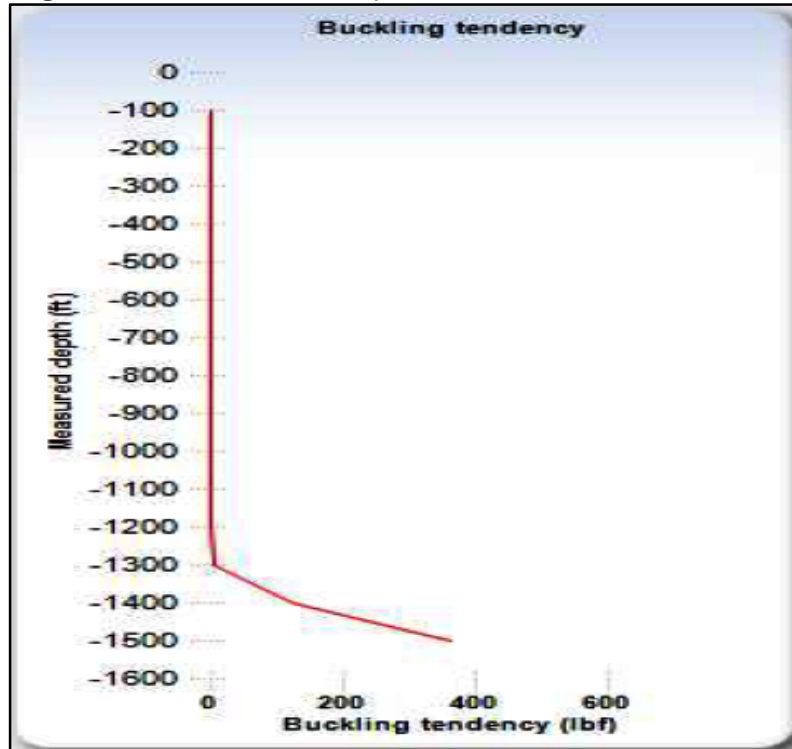
Figura 36. Cargas laterales actuantes.



Fuente. SERINPET LTDA. 2018

Con base en las cargas previamente mostradas, se generan deformaciones elásticas en la varilla del sistema, comúnmente conocida como efecto de pandeo, que se obtiene como resultado de una flexión producida por el material bajo condiciones físicas determinadas. En la **Figura 37** se obtienen los datos de flexión de la herramienta a consecuencia de los factores previamente enunciados.

Figura 37. Tendencia de pandeo de la varilla.

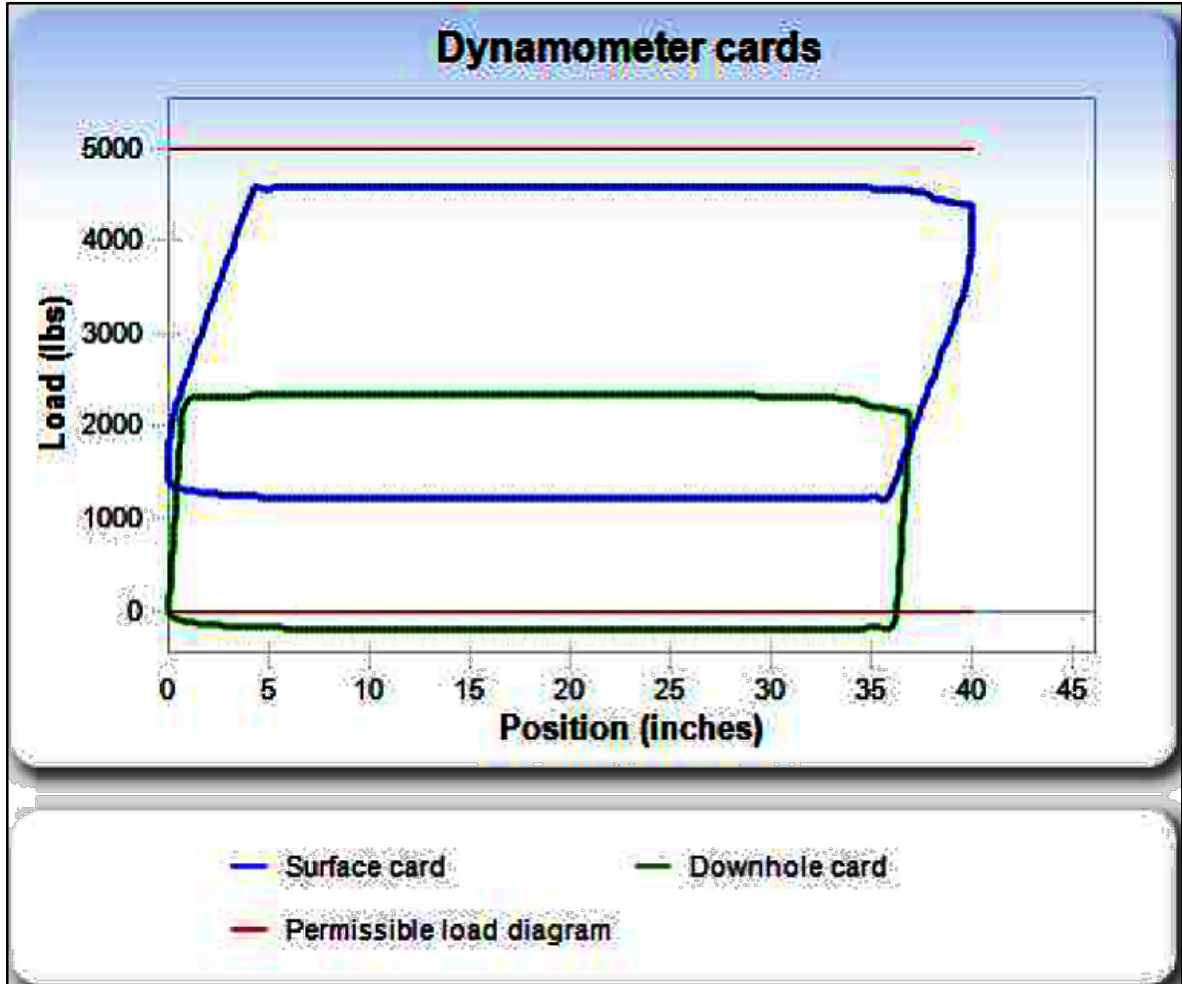


Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Para concluir con las condiciones físicas de la operación se da como consecuencia un desplazamiento en la ubicación de las válvulas y la varilla respecto al pozo. Dependiendo de las condiciones de operación de la bomba, se conocen los diferentes Dinagramas asociados a la producción del pozo.

En los Dinagramas se muestran cuatro curvas que generan un polígono, en las cuales, la curva superior corresponde a la carrera ascendente, la curva inferior corresponde a la carrera descendente y las curvas laterales corresponden a la desviación de las válvulas. En la **Figura 38** se obtiene el Dinagrama generalizado de las condiciones de superficie y las de fondo de la Unidad Hidráulica para Bombeo Mecánico Offshore.

Figura 38. Dinagrama generalizado para el Pozo 13.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Del Dinagrama se puede apreciar que a condiciones de superficie:

- ✓ La bomba está bien ubicada respecto a la profundidad
- ✓ Los materiales de la sarta y su diseño responden eficientemente a las condiciones de operación
- ✓ La velocidad del bombeo es constante, aunque se puede aumentar siguiendo las recomendaciones del fabricante.
- ✓ El tipo de unidad se acopla correctamente al pozo.
- ✓ El motor de superficie funciona sin complicaciones.
- ✓ Las condiciones de operación, por el momento, no generan problemas.

Por otro lado, las condiciones de fondo muestran una tubería correctamente anclada, a la válvula fija mecánicamente sometida a fricción por parte de la sarta y la no presencia de fugas en las válvulas.

3.3.2 Instalación de un sistema UHBM-OS. La instalación de este tipo de unidades hidráulicas en Offshore requiere de dos personas, herramientas de mano y un equipo de izaje; El procedimiento se realiza en solo seis horas y será explicado a continuación:

- ✓ Se debe iniciar controlando el pozo para proceder a instalar la BOP compuesta en el cabezal y abrir los arietes de esta con una llave expansiva.
- ✓ Bajar el conjunto de bomba de fondo y sarta de varillas en el pozo e instalar el vástago del actuador acoplándolo a la última varilla de la sarta utilizando un crossover.
- ✓ Se debe a continuación espasear la bomba y elevar el vástago hasta que la punta superior quede a una distancia de 1.7 m de la punta superior de la BOP compuesta.
- ✓ Cerrar los arietes e instalar la tapa P-P-T roscándola en la punta superior de la BOP compuesta.
- ✓ Roscar el tubo espaciador de cuatro pulgadas sobre la tapa P-P-T y en este tubo ubicar la tapa inferior, así mismo colocar la camisa hidráulica sobre la tapa previamente mencionada.
- ✓ Introducir el pistón en el vástago y lubricarlo con aceite hidráulico. Para ajustarlo, se debe roscar la tuerca 1-3/16 10TH utilizando un trabaroscas loctite 243 y una llave expansiva de 24 pulgadas.
- ✓ Una vez fijado el pistón se debe roscar el elevador de varilla en la punta superior del vástago y con ayuda de este, tensionar a 1000 lbs el vástago con el fin de liberar los arietes de la BOP compuesta.
- ✓ Abrir los arietes utilizando la llave expansiva, esto hará que el peso del sistema sea soportado por el sistema de elevación de varillas, y a continuación lubricar el pistón y la camisa.
- ✓ Se debe descender la sarta de varillas para introducir el pistón en la camisa teniendo mucho cuidado de no dañar los empaques de este. A continuación, cerrar nuevamente los arietes y liberar la tensión de 1000 lbs verificando que la sarta esté debidamente soportada en los ranes. Una vez verificado esto retirar el elevador de varillas.

- ✓ Introducir el resorte sobre la Tuerca 1-3, y la barra de acero 1045 en la punta superior del vástago.
- ✓ Ubicar el anillo sujetador de la línea de retorno en el exterior de la camisa hidráulica el cual posteriormente será ajustado.
- ✓ Roscar la tapa superior en la camisa utilizando la llave de tubo, así mismo ubicar el sensor superior en la tapa superior y el sensor inferior en el tubo espaciador de cuatro pulgadas, y ajustar las contratueras respectivas.
- ✓ Conectar y roscar la línea de retorno a la tapa superior usando la llave expansiva de 12 pulgadas, y ajustar el anillo sujetador usando los tornillos prisioneros.
- ✓ Posteriormente roscar la válvula de bola en la conexión de $\frac{3}{4}$ " NPT ubicada en la entrada del actuador hidráulico.
- ✓ Habiendo realizado el procedimiento anterior, el actuador hidráulico ya estará instalado. A continuación, se debe ubicar la unidad de potencia en el lugar seleccionado. En la **Figura 39** se ilustran las dimensiones recomendadas de la zona para la unidad de potencia y el distanciamiento con respecto al pozo.

Figura 39. Ubicación de la UHBM-OS.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

- ✓ Ya ubicada la unidad se conectan las mangueras de alta y baja presión entre esta y el actuador, así como los cables de señal de los sensores de proximidad inferior y superior provenientes del actuador a la unidad de potencia.
- ✓ Realizar las conexiones eléctricas al breaker de entrada de la unidad de potencia, la conexión debe ser de 440 voltios con una capacidad de cinco amperios. Y validar el voltaje.
- ✓ Cerrar la válvula de bola del actuador y abrir la de succión de la bomba. Posteriormente encender la unidad hidráulica de bombeo mecánico, para revisar el sentido de giro del motor, esto si es adecuado se verá reflejado en el manómetro de baja presión, si no es adecuado se debe apagar la unidad e invertir dos fases en la entrada de suministro eléctrico.
- ✓ Se debe resetear la válvula de alivio a 300 psi y posicionar los sensores de proximidad en los soportes correspondientes.
- ✓ Para finalizar abrir la válvula de bola del actuador y los arietes de la BOP, posteriormente cerrar la válvula del actuador para resetear la válvula de alivio a 500 psi y abrir nuevamente la válvula del actuador.

Una vez instalado el sistema de levantamiento, esta cuenta con panel para operar de manera automatizada lo cual permite que este sea operado por un solo operario. En la **Figura 40** se aprecia la información que el panel de control muestra.

Figura 40. Información panel de control de la UHBM-OS.



Fuente: SERINPET LTDA. 2018

El panel indica en tiempo real la profundidad a la que se encuentra la bomba, el nivel de fluido, estadístico de producción de fluidos, así como información de los sensores de la Unidad como presiones en fondo, temperatura, y aspectos operacionales y energéticos. Finalmente se puede controlar el equipo mediante limitaciones como frecuencia mínima y máxima de la bomba y cortes de fluido requerido.

Esta facilidad para controlar el funcionamiento de la herramienta permite que esta opere de la mejor manera posible previendo cualquier problema de operación que pudiese ocurrir y que se han mencionado previamente.

3.3.3 Mantenimientos para el sistema UHBM-OS. Sin embargo, como ya se ha tratado un procedimiento primordial para evitar problemas y fallas consiste en los mantenimientos periódicos los cuales pueden ser de tres tipos:

- ✓ Tipo uno: el cual se realiza entre los primeros cuatro a seis meses donde se debe reemplazar el aceite hidráulico ISO 68 y revisar los filtros de succión y recirculación, el kit de mangueras, el conjunto rotativo de la bomba, el kit de

empaquetaduras y los manómetros de baja y alta presión. Así mismo se deben limpiar los filtros.

- ✓ Tipo dos: se realiza pasado el primer año y en los años impares siguientes. En este se deben cambiar las partes mencionadas anteriormente a excepción del filtro de recirculación que debe revisarse y limpiarse, el kit de mangueras que solo se revisa y a las empaquetaduras no se les debe hacer nada.
- ✓ Tipo tres: realizado a los dos años y los años pares siguientes donde se cambian todas las partes mencionadas con anterioridad adicionándole los rodamientos del motor, el termómetro y la tarjeta de control, y si se desea la válvula solenoide y el sandblasting y la pintura.

En la **Tabla 13** Se muestran los tipos de mantenimiento y que se le debe realizar a cada parte.

Tabla 13. Mantenimientos para la UHBM-OS.

Repuestos	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Filtro de succión	RL	C	C
Filtro de recirculación	RL	RL	C
Aceite Hidráulico	C ^B	C	C
Kit de mangueras	R	R	C
Conjunto rotativo de la bomba	R	C	C
Manómetro de alta presión	R	C	C
Manómetro de baja presión	R	C	C
Kit de empaquetaduras	R		C
Rodamientos del motor			C
Termómetro			C
Tarjeta de control			C
Válvula solenoide			C
Sandblasting			C ^B
Pintura			C ^B
Nota: R= Revisar, L= Limpiar, C= Cambiar			
B= Opcional			

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

Al implementar la Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico Offshore en el Pozo 13 del campo Trintes este presentó características de operación distintas con respecto al funcionamiento con ESP. Por este motivo con el objetivo de contextualizar la operación de esta unidad en el pozo se tuvieron en cuenta algunos parámetros los cuales se describen a continuación:

- ✓ Tiempo de operación: corresponde al tiempo en el cual la bomba se encuentra encendida durante la operación normal, esto repercute directamente con costos asociados a energía consumida, y al volumen que se logra extraer.
- ✓ Velocidad de operación: hace referencia a la cantidad de recorridos que realiza el pistón dentro de la camisa de la bomba, expresada en Strokes por Minuto (SPM). La velocidad de la bomba está en función del fluido de producción que debe de levantar.
- ✓ Longitud del Stroke: señala la longitud de la camisa a la cual el pistón de la bomba debe recorrer para producir un solo Stroke.
- ✓ Corte de agua: porcentaje de fluido extraído que corresponde a agua, factor que afecta la producción real de crudo producido, dependiendo de su carácter generará problemas asociados a corrosión o incrustación, y en superficie se deberá separar en facilidades.
- ✓ Gravedad API del crudo: escala arbitraria utilizada para indicar el tipo de crudo que se maneja.
- ✓ Eficiencia volumétrica de la bomba: fracción de volumen del fluido de producción que puede ser extraído por la unidad.
- ✓ Producción total: cantidad de fluido que se produce, caudal que tiene en cuenta no solo la cantidad de petróleo, sino también la cantidad de agua.
- ✓ Producción de crudo: caudal neto de petróleo producido por la unidad, factor que definirá en función del precio del barril los ingresos obtenidos de la operación.
- ✓ Eficiencia del motor: hace referencia al cociente de la cantidad de volumen de fluido de perforación que puede extraer y la cantidad de energía que requiere para tal fin.
- ✓ Requerimiento eléctrico diario: cantidad de energía requerida por el sistema diariamente para cumplir satisfactoriamente la operación. Este valor afectará directamente los costos asociados a la producción.
- ✓ Perdida de producción por ensanchamiento de la tubería: al presentar movimiento del barril de fondo del bombeo mecánico, se genera fricción en la

tubería lo que produce un ensanchamiento, que genera baches en la línea de flujo, por consiguiente, pérdidas parciales de producción.

La **Tabla 14** muestra los valores de algunos de los factores trabajados para el pozo 13.

Tabla 14. Parámetros de operación del Pozo 13 con UHBM-OS.

PROPIEDADES	POZO 13
Tiempo de operación (h/D)	24
Velocidad de operación (SPM)	2
Longitud del Stroke (In)	40
Corte de agua (%)	21
Gravedad API del crudo (°API)	20
Eficiencia volumétrica de la bomba (%)	90
Producción total (BFPD)	31
Producción de crudo (BOPD)	24
Eficiencia del motor (%)	30
Requerimiento eléctrico diario (KWH/D)	19

Fuente: SERINPET LTDA. 2018

4. COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE EL SISTEMA ESP Y EL SISTEMA UHBM-OS EN EL POZO 13

Con el objetivo de comparar técnicamente las unidades de bombeo Electro sumergible (ESP) reemplazadas con las nuevas unidades de bombeo mecánico con unidad hidráulica se deben establecer criterios que hagan posible dicha comparación. El presente capítulo definirá los parámetros que se tendrán en cuenta durante la comparación, y finalmente se plasmará en una matriz de comparación entre ambas unidades.

4.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para evaluar los criterios de comparación entre los dos tipos sistemas de levantamiento artificial cuyo funcionamiento es diferente, se tomarán en cuenta los parámetros que se utilizan en la diversa literatura concerniente al área de producción y de la información suministrada por la empresa soporte, con el fin de relacionar parámetros en común y poder evaluarlos.

Los criterios que, por considerarse más relevantes se tomaran en cuenta para realizar la comparación son:

- ✓ **Eficiencia energética:** considerando que ambos sistemas de levantamiento requieren de un tipo de energía para su funcionamiento, en este caso, energía eléctrica; se debe establecer una relación entre el consumo requerido por cada uno de estos sistemas en función de la producción de un barril de petróleo, puesto que, este factor repercutirá en los costos energéticos asociados a cada tipo de sistema de levantamiento utilizados en el pozo trabajado.

Para evaluar este criterio se calculó el gasto energético en Kilowatts por hora (Kwh) necesario para producir un barril de petróleo, asignando una mayor puntuación al menor consumo energético por barril.

- ✓ **Caudal mínimo de operación:** teniendo en cuenta el bajo caudal diario (inferior a los 100 BFPD) producido en el pozo, se debe considerar la facilidad para su manejo y como se puede afectar a ambos sistemas trabajando con dichos caudales. Este parámetro será considerado mejor para aquel sistema capaz de manejar un menor caudal sin generarle repercusiones.
- ✓ **Temperatura:** la temperatura máxima de operación que puede soportar el sistema de levantamiento sin generar dificultades operacionales. El valor positivo se le asignara al que presente una mejor tolerancia a las altas temperaturas.

- ✓ **Manejo de sólidos:** cuanto contenido de sólidos es capaz de manejar cada sistema manteniendo su funcionalidad y eficiencia. Así mismo se tendrán en cuenta la necesidad del uso de herramientas complementarias para el adecuado manejo de estos, y aquella implementación con mejor tolerancia a los sólidos será calificada positivamente.
- ✓ **Eficiencia en pozos desviados:** puesto que el pozo es desviado, se debe contrastar como se ve afectada la eficiencia de las herramientas con respecto a la desviación y como se dificulta la operación producto de está, obteniendo un mejor puntaje aquella que presente menores dificultades ante pozos desviados.
- ✓ **Manejo de corte de agua:** al estar produciendo no solo petróleo sino también agua, los sistemas de levantamiento no soportarán de la misma manera el corte de agua por lo cual evaluar su efectividad en presencia de esta se convierte en un parámetro importante a tener en cuenta. El mejor puntaje lo obtendrá el sistema con mayor tolerancia a la cantidad de agua.
- ✓ **Profundidad:** la profundidad de los pozos incide directamente en la potencia requerida para elevar el caudal diario, así mismo, influirá en la longitud de la varilla en un caso y en la cantidad de cable en la otra, lo cual se traducirá en costos de inversión. Por este motivo, evaluar y determinar la incidencia que genera la profundidad del pozo en los costos y en la producción de este es importante. Se favorecerá con mejor calificación al sistema con menores costos asociados a varilla o cable y mejor rendimiento a mayor profundidad.
- ✓ **Gravedad API:** factor que define de manera arbitraria el tipo de crudo que se trabaja, y es inversamente proporcional a la facilidad para extraerlo, por lo cual los métodos de levantamiento artificial han buscado alternativas para facilitar la producción de los crudos más pesados. Un amplio manejo de grados API representa una mejor calificación.
- ✓ **Manejo de corrosión:** hace parte de los inconvenientes de perforación y de producción, y de forma más agresiva en un ambiente Offshore. Se compara la resistencia que tiene cada sistema respecto al nivel de corrosión en el pozo. Aquel con mayor resistencia a la corrosión tendrá mejor puntuación.
- ✓ **Aplicación en Offshore:** al haberse implementado ambos sistemas en pozos offshore, se hace necesario comparar la efectividad con la que dichas bombas operan bajo estas condiciones. Este aspecto tiene en cuenta la facilidad para operar en un ambiente offshore, adaptaciones requeridas de ser necesarias, y los problemas asociados. Aquel sistema de levantamiento con mayor facilidad para su aplicación en este ambiente será mejor calificado.

- ✓ **Producción diaria:** se hace referencia a la cantidad de barriles de petróleo que produce cada tipo de método del levantamiento por día de trabajo. Con este parámetro se busca comparar la cantidad de ingresos en barriles que se obtienen en el pozo con cada uno de los sistemas, aquel con mayor producción diaria de petróleo obtendrá mejor calificación.
- ✓ **Instalación:** se definirá la instalación como las horas por hombre requeridas para poner en funcionamiento la unidad en el respectivo pozo. Un menor valor de horas por hombre representa mayor facilidad para realizar la instalación y por ende indicará una mejor calificación.
- ✓ **Mantenimiento:** frecuencia y cantidad con la que se debe intervenir la unidad o la bomba para realizar un mantenimiento, bien sea predictivo, o preventivo. El sistema con menor frecuencia y cantidad obtendrá mejor puntaje.
- ✓ **Control:** la complejidad del diseño y/o funcionamiento de un sistema de levantamiento conlleva a necesitar personal de operación capacitado. Por lo cual se comparará la cantidad de operarios necesarios para controlarlo. Un levantamiento con menor complejidad para ser operado se calificará mejor.
- ✓ **Automatización:** se busca establecer la facilidad con la que la operación de la unidad pueda realizarse mediante maquinas. Lo cual influirá en la cantidad de personal necesario para la unidad. Teniendo en cuenta adicionalmente las automatizaciones que se le pueden realizar a cada equipo. Una mayor facilidad para automatizar el sistema será mejor evaluada.
- ✓ **Reparaciones:** frecuencia promedio en la cual se requiere intervenir la unidad para realizarle arreglos o reparaciones por algún tipo de avería. Este valor repercutirá en gastos asociados a la operación de la unidad. A menor cantidad de reparaciones mejor valor de calificación.
- ✓ **Implementación previa:** este factor influye en la confiabilidad que se tiene de la unidad a partir de experiencias anteriores. Para evaluarlo se tendrá en cuenta el año desde el que se empezó a implementar cada sistema, así como la cantidad de equipos implementados a lo largo de los años.
- ✓ **Vida útil del sistema:** tiempo de vida estimado en el que puede operar el sistema antes de ser reemplazado. Este parámetro definirá el tiempo para el cual se podrá establecer el flujo de caja. Para este parámetro se tendrá en cuenta no solo el tiempo a condiciones normales, si no como se afecta el tiempo de vida útil de los equipos en ambientes offshore.
- ✓ **Condiciones de Diseño:** la finalidad de este parámetro es encontrar la relación que se tiene entre las dimensiones de cada tipo de sistema respecto al espacio disponible en la Plataforma Bravos tanto en las partes de superficie de

cada uno como en fondo. Aquel sistema que ocupe menor espacio tendrá un mejor valor en la matriz.

En la **Tabla 15** se detallarán los rangos óptimos para cada sistema de levantamiento, así como los valores presentes en el Pozo 13.

Tabla 15. Rangos óptimos de los criterios de evaluación

Parámetro	Pozo 13
Eficiencia energética	N/A
Caudal mínimo de operación	15 – 40 BFPD
Temperatura	200 - 250 °F
Manejo de Sólidos	N/A
Eficiencia en pozos desviados	MIN 32°
Manejo de corte de Agua	MIN 21%
Profundidad	MIN 1315 ft
Gravedad API	MIN 20°
Manejo de corrosión	SI o NO
Aplicación Offshore	SI o NO
Producción Diaria	N/A
Instalación	N/A
Mantenimiento	N/A
Control	SI o NO
Automatización	SI o NO
Reparaciones	N/A
Implementaciones previas	SI o NO
Vida útil del sistema	MIN 5 años
Condiciones de Diseño	N/A

Fuente: elaboración propia.

4.2 DISEÑO DE LA MATRIZ DE COMPARACIÓN PARA LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Una vez establecidos los parámetros más importantes que serán evaluados, se procede a diseñar la matriz comparativa, para lo cual se tratarán cada uno de los factores y el porqué de su respectivo valor.

Para facilitar la lectura de la matriz de comparación esta se realizará de forma binaria, es decir, si el sistema a evaluar cumple satisfactoriamente y supera al otro con respecto al parámetro establecido, su calificación será de 1 y 0 para su contraparte. Por otro lado, si los sistemas en cuestión no presentan una diferenciación relevante, o si el parámetro no afecta mayoritariamente las

condiciones del pozo de estudio, la calificación será de 1 para ambos sistemas de levantamiento.

Inicialmente para la eficiencia energética se debe tener en cuenta que dicho parámetro repercute altamente en costos, y que se debe establecer el valor de KWh por cada barril de petróleo producido. La UHBM-OS empleada genera gastos eléctricos diarios de 19 KWh para una producción de 24 barriles diarios. Mediante la siguiente ecuación se puede calcular fácilmente la cantidad de energía requerida por barril de petróleo.

Ecuación 1. Eficiencia energética para UHBM-OS.

$$E. Energetica = \frac{19KWh}{dia} \div \frac{24bbl}{dia} = 0.792 \frac{KWh}{bbl}$$

Por otro lado, la ESP utilizada producía 20 BOPD con un consumo energético de 4.9 KWh por día. Y al utilizar la misma ecuación obtenemos

Ecuación 2. Eficiencia energética para ESP.

$$E. Energetica = \frac{4.9KWh}{dia} \div \frac{20bbl}{dia} = 0.245 \frac{KWh}{bbl}$$

Con un requerimiento energético por barril de crudo más bajo, la ESP es claramente dominante en este aspecto principalmente debido a su intermitencia en la producción, pues mientras esta operaba por periodos de tiempo cortos en un día, la UHBM-OS produce las 24 horas del día. Por lo tanto, la valoración en la matriz será de 1 para la ESP mientras que para la unidad hidráulica será de 0.

El segundo factor referente a la capacidad de manejo de caudales bajos, se tiene un valor mínimo de dos barriles de fluido por día para la Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico hasta los 40 barriles, en caso de requerir mayor caudal se necesitara emplear una UHBM de mayor tamaño; por otro lado, la ESP requiere de 90 barriles por día mínimo para operar sin problemas, valores menores pueden repercutir en el funcionamiento normal del equipo, hasta llegar a quemarlo; y aunque puede llegar a operar con caudales mucho mayores a la UHBM, el pozo evaluado ha producido con ambos métodos de levantamiento a caudales menores a los 50 barriles de fluido por lo cual de los dos, la UHBM-OS obtiene una valoración positiva en este parámetro.

La temperatura de operación máxima para la unidad hidráulica en fondo no depende de ella, en este caso se debe controlar únicamente la temperatura de operación del aceite, pues en fondo se deben emplear sartas de tubería y bombas de fondo que soporten la temperatura requerida, sin que la unidad en superficie se vea afectada; así mismo el sistema de bombeo electro-sumergible soporta

temperaturas de fondo de hasta 400 °F, lo suficientemente alto como para no tener inconvenientes en el Pozo 13. Pese a que ninguna de las dos presenta problemas por la temperatura del pozo, este parámetro se debe valorar como positivo para la ESP dada la dependencia de la UHBM-OS a los equipos de fondo que se empleen, lo cual la hace susceptible a problemas por este factor si se hace una mala escogencia.

Al igual que con la temperatura, el arenamiento no afecta directamente la UHBM-OS, pero si puede afectar el sistema de fondo, por lo que se requiere una buena selección de estos equipos. La ESP puede verse afectada con una presencia de arena de más de 200 ppm. En el Pozo 13 no se han presentado problemas a la fecha por presencia de arena por lo que este factor tampoco repercute especialmente en la matriz obteniendo un valor igual para los dos sistemas.

El Pozo 13 no es altamente desviado, presentando valores de desviación no superiores a los 2° a excepción de la inclinación inicial con respecto a la plataforma la cual presenta una inclinación de 31.5°. Este valor es considerablemente alto con respecto al máximo tolerado por la ESP, sin embargo, se tiene en cuenta el punto donde esta se encuentra sentada, el cual es a los 1500 ft de profundidad, punto donde la desviación es menor a 1°. Por lo cual ambos equipos pueden operar sin que se vean afectadas por la desviación en el pozo, pero teniendo en cuenta la dependencia de la UHBM-OS en este caso de la sarta de varillas empleada, el valor de 1 será para la ESP y para la unidad hidráulica de 0.

El corte de agua es uno de los parámetros que mayor importancia le da a la ESP pues estos equipos funcionan bastante bien en presencia de cortes de agua de hasta el 80%, y en algunos casos del 90%. Y si bien la UHBM-OS puede levantar un 100% de agua, esto no resulta económicamente rentable, pues el objetivo del proyecto es levantar petróleo. Dicho lo anterior, el corte de agua del pozo es de tan solo un 20% y al poder soportarlo ambos sistemas sin problemas, el valor será de 1 para ambas.

La profundidad máxima de la ESP es superior a la de la UHBM-OS, sin embargo hay que considerar dos aspectos importantes; el primero referente a la profundidad del pozo que es inferior a los 2500 ft de profundidad máxima de la unidad hidráulica; y el segundo, que si se evalúan los costos en función de la profundidad, ambos sistemas de levantamiento necesitan de sarta de varillas en fondo, pero el sistema ESP requiere adicionalmente la misma longitud de cable de potencia generando costos agregados. Por lo anterior, el valor de 1 será para la UHBM-OS.

Ambos sistemas de levantamiento pueden operar con crudos de hasta 10° API, y en algunos casos, con un poco menos. Sumando el hecho de que los grados

manejados en el pozo son de 20, el parámetro se calificara igual para ambos equipos.

La corrosión es un factor importante a tener en cuenta, especialmente en ambientes agresivos como los Offshore, en este caso, ambos equipos presentan protección contra este factor, bien sea el tipo de material con el que están fabricados, o coberturas anticorrosivas. Por este motivo la calificación es de 1 para ambas.

La aplicabilidad para Offshore recibe igualmente una calificación de 1 para ambos sistemas de levantamiento, teniendo en cuenta que cuando se trata de plataformas costa afuera, el ESP se ha utilizado durante años como el método más confiable, pero así mismo, la UHBM-OS se fabricó pensando utilizarla específicamente en estos ambientes, por lo que ambos equipos están capacitados para operar en Offshore.

Como se ha mencionado anteriormente, la producción diaria de la UHBM-OS fue de 24 barriles de petróleo, mientras que la ESP producía un total de 20 barriles de petróleo al día y teniendo en cuenta adicionalmente que esta operaba de manera intermitente a lo largo del día, permite definir como una mejora calificación para la unidad hidráulica.

La instalación de la ESP requiere en promedio de 20 horas para su puesta en funcionamiento, mientras que el sistema UHBM-OS requiere de tan solo seis horas para su puesta en operación, esto hace que la UHBM reciba mejor puntuación en la matriz, al requerir menos tiempo para instalar.

El mantenimiento se debe realizar con la misma frecuencia en ambos sistemas de levantamiento con el objetivo de mantener en pleno funcionamiento los equipos y evitar fallas prematuras. Por este motivo el valor dado en la matriz será de 1 para ambos sistemas.

Analizando las instalaciones y operaciones de los dos sistemas a comparar, se encuentra que, la UHBM-OS tiene un sistema de control sencillo ya que todo se realiza en superficie con personal técnico y su práctico funcionamiento conlleva a que su control sea rápido y preciso; Por su parte, el sistema ESP es ampliamente conocido en la industria petrolera lo que le da un grado de confianza al momento de operarlo por personal técnico de la misma forma que la UHBM-OS; Por esta razón se concluye que el control no generó afectaciones directas en el pozo asignando entonces un valor de 1 a ambos sistemas.

En la actualidad la mayoría de los pozos se encuentran automatizados para controlarlos de manera más óptima, posibilidades como la revisión en tiempo real de los parámetros de operación de un pozo desde un dispositivo móvil. En el Pozo 13 se contaba con un sistema de control automatizado a nivel local, que permitía

apreciar el comportamiento de los equipos, este aplica para ambos sistemas por lo que la valoración para este parámetro es de 1.

En el caso de las reparaciones se deben considerar dos aspectos, el primero referente al tiempo en que lleva instalada la Unidad hidráulica de bombeo mecánico que no es comparable con el tiempo que duró la ESP, pero en el cual no se han presentado fallos que requiriesen reparaciones; por otro lado, el segundo aspecto es el alto costo de las reparaciones de la bomba electro-sumergible, lo cual sumado al hecho de los bajos ingresos generados por esta llevaron a la decisión de no repararla. Finalmente, en vista de la necesidad de reemplazar un equipo por otro como consecuencia de un fallo hace que se dé un valor positivo a la UHBM-OS.

En cuanto a la implementación previa, pese a que los bombeos mecánicos se han implementado en pozos Offshore desde 1984, la UHBM-OS es una innovación reciente, y el Pozo 13 es de los primeros pozos que la emplea, mientras que, las bombas Electro-sumergibles han tenido gran acogida en plataformas y su uso se ha intensificado lo cual le da mayor confiabilidad y una valoración mejor en este aspecto.

La vida útil de los sistemas de levantamiento empleados en el pozo está fijada aproximadamente en cinco años, si bien la UHBM-OS se estima en 20 años, al ser la primera, no se tiene constancia de su duración en un ambiente agresivo con las plataformas costa afuera, razón por la cual se estima una vida útil de cinco años el cual es el promedio de duración de los sistemas de levantamiento empleados en el campo. Los valores de la matriz para este parámetro serán de 1 en ambos equipos.

Para la UHBM-OS se definió en la sección 3.3 que se requiere un área de 16 metros cuadrados para poder ubicar la unidad de potencia en superficie, y el actuador en cabeza de pozo; Por otro lado, el sistema ESP requiere de la utilización en superficie de caja de venteo, transformador y generador eléctrico, todos estos equipos deben disponerse en el reducido espacio de la plataforma por lo cual la UHBM-OS es considerablemente mejor para este aspecto obteniendo un valor de 1 en la matriz.

De acuerdo al planteamiento anterior, se muestra en la **Tabla 16** el diseño de la matriz correspondiente.

Tabla 16. Matriz de comparación entre sistema ESP y UHBM-OS.

Parámetro	ESP	UHBM-OS
Eficiencia energética	1	0
Caudal mínimo de operación	0	1
Temperatura	1	0
Manejo de Sólidos	1	1
Eficiencia en pozos desviados	1	0
Manejo de corte de Agua	1	1
Profundidad	0	1
Gravedad API	1	1
Manejo de corrosión	1	1
Aplicación Offshore	1	1
Producción Diaria	0	1
Instalación	0	1
Mantenimiento	1	1
Control	1	1
Automatización	1	1
Reparaciones	0	1
Implementaciones previas	1	0
Vida útil del sistema	1	1
Condiciones de Diseño	0	1
TOTAL	13	15

Fuente: elaboración propia.

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA MATRIZ DE COMPARACIÓN

Cuando se implementa un sistema de recobro primario, en este caso, de levantamiento artificial se espera que se tenga una buena producción incremental respecto al mecanismo de producción que puede ayudar a generar el yacimiento. Así mismo, se desea incrementar las condiciones de IPR.

Con las políticas actuales de la industria ante una consecuente recuperación a partir de la crisis económica que se presentó en los años anteriores, se tiene que, la eficiencia energética y el buen aprovechamiento de la electricidad juegan un papel importante al momento de seleccionar, adquirir o reemplazar una máquina que, para fines de este trabajo, da como resultado una pérdida energética al implementar un equipo que consuma más potencia, sin embargo, el uso del sistema ESP fue intermitente para lograr levantar caudales tan bajos. Esto se traduce en que, si bien las bombas electro-sumergible tienden a requerir mayor consumo energético que la mayoría de los sistemas de levantamiento, la

intermitencia de la producción ayudo a la reducción de este consumo posicionándose por encima de la UHBM-OS.

El buen uso de la energía para levantar el fluido de producción está en función del caudal que se pueda producir, en los capítulos dos y tres del presente proyecto se estudiaron las generalidades de cada uno de los dos sistemas a comparar, lo que da como resultado que un sistema de bombeo mecánico es superior a uno ESP en las condiciones en las que se pueden producir caudales muy bajos puesto que este último puede presentar fallas por bajos caudales. La condición tan baja de estos flujos radica también en la formación geológica de la cual se esté produciendo.

Las condiciones geológicas son factores importantes para implementar un sistema de levantamiento, tal es el factor de la temperatura. La Cuenca Columbus es una cuenca que no tiene temperaturas muy altas por lo que los sistemas que se compararon pueden soportar su temperatura, sin embargo, se detalla que el sistema ESP es superior para condiciones altas respecto a la UHBM-OS, debido a que este está diseñado para pozos en los que se cuenta con una temperatura de fondo hasta cinco veces más alta que la temperatura ambiente.

Al igual que la temperatura, las condiciones litológicas son factores importantes para la selección de un SLA, tal es el caso del problema de arenamiento que se pueda tener. Si bien, en el área de producción este problema se soluciona con completamientos ranurados o con mallas que impidan el paso de la arena u otros residuos a la tubería de producción, es un factor intrínseco del pozo que influye en su etapa de explotación. En el presente caso de estudio al no tener dicho problema se da un empate para los dos tipos de sistemas.

La geometría del pozo presenta limitación para la UHBM-OS como consecuencia de su derivación del sistema de bombeo mecánico convencional, en su gran mayoría, presentan inconvenientes al momento de implementarse en pozos desviados. El perfil direccional del Pozo 13 no es de las secuencias convencionales, más bien, es un pozo desviado que mantiene su inclinación constante y su índice de Dog Leg Severity (DLS) por debajo de 2%, razón por la cual, el sistema UHBM no presento inconvenientes. Sin embargo, la gran ventaja que proveen los sistemas ESP respecto a los demás le da la superioridad en estas condiciones.

Retomando los parámetros geológicos se tiene que los SLA se diferencian en cuanto al manejo que tienen para la producción contigua de agua. En este caso de comparación ambas maquinas presentan altas tolerancias al respecto, por consiguiente, al tener un corte de agua del orden del 20% se concluye que ambos sistemas son viables para la producción.

Al igual que con la geometría del pozo, la profundidad medida (MD) es un factor que determina la cantidad de tubería de producción que se deben agregar a la sarta de varillas. En las condiciones del Pozo 13 se tiene que este es de profundidad somero, por lo tanto, ambos sistemas sirven. Sin embargo, el sistema ESP requiere de sistemas de cables de longitud en función de la profundidad, lo cual, lo restringe en caso de que se quiera sumergirse más profundo dentro del pozo.

El tipo de crudo a producir referenciado bajo el estándar API determina que tanta potencia se debe suministrar para extraerlo. Para fines de este trabajo, ambas unidades pueden operar sin percances con el tipo de petróleo de 20° API extraído del pozo.

Dentro del planteamiento del problema para la realización de este trabajo se mencionaba el percance que se tuvo respecto a la corrosión, que, en un ambiente costa afuera representa inconvenientes en los componentes eléctricos y fallas en las partes mecánicas que se tengan. Por otro lado, con el avance de la tecnología se cuenta con la respectiva protección para cada uno de los sistemas.

Para la explotación mediante pozos existen diferencias entre su locación si es costa adentro o costa afuera, en este último, las condiciones de operación son diferentes a las convencionales. En contraste se ha analizado que la gran mayoría de los SLA funcionan correctamente en las plataformas costeras.

Retomando el objetivo principal por el cual se realizan cambios e intervenciones a los pozos, el cual es mejorar los números en cuanto a la producción de barriles de petróleo y que para este caso de estudio resultó efectiva la implementación del nuevo sistema UHBM-OS ya que se cuenta con una diferencia en cuanto a producción incremental de cuatro barriles por día, lo que, a futuro solventara las condiciones financieras del pozo. Por otro lado, se debe considerar el hecho de que el pozo en cuestión se encontraba cerrado por poco más de tres años desde la falla de la ESP, por lo que su reactivación con el nuevo sistema ayudó a devolver la producción a este pozo.

Dentro de los parámetros comparativos más directos está la instalación de los sistemas; La mayoría de las empresas no pueden admitir tiempos no productivos mientras se realizan cambios de herramientas, operaciones workover, y demás. Con una diferencia de 14 horas en cuanto al tiempo de instalación, previamente estudiado, la UHBM-OS resulta ser mucho más simple a la hora de ahorrar tiempo en su instalación.

Continuando con los procesos después de la instalación, se toma como prioridad asegurar el continuo funcionamiento en el tiempo de los sistemas adquiridos. Los mantenimientos son similares para ambos equipos, en donde, se deben de tener

en cuenta los del tipo predictivo, preventivo y evitar en la mayoría de los casos los remediales.

La sencillez que se tiene para poder controlar una máquina o equipo es importante, si su funcionamiento es confuso o muy complejo para su entendimiento se requerirá de un personal con mayor capacidad técnica para poder operar estos sistemas dentro de la plataforma.

Para poder controlar estos tipos de sistemas se tiene el avance de la tecnología de procesos de automatización y control en los cuales se hacen uso de herramientas computacionales para la visualización y registro de las condiciones de operación.

Teniendo en cuenta los mantenimientos, anteriormente descritos, cuando se realiza un mantenimiento remedial se deben reemplazar piezas del equipo o todo el conjunto, lo que aumentaría los costos de reparación de los sistemas. En la presente comparación se da una ventaja a la UHBM-OS que procede del corto tiempo que lleva su implementación respecto al ESP, donde, este último presentó fallas al final de su vida útil y se toma la decisión de cambiar de sistema.

El tiempo desde la creación de cada uno de los sistemas brinda un grado de confiabilidad que tienen los equipos, demostrados en implementaciones previas, en donde, por una diferencia de 91 años se da mayor renombre al sistema ESP.

Según la teoría descrita en los capítulos dos y tres se contrastan los tiempos en los cuales dejara de funcionar cada sistema, no obstante, al ser la primera instalación de UHBM-OS en su tipo, no se tiene certeza de la durabilidad que tenga esta unidad, por lo cual, se igualan los tiempos de duración para cada uno.

Para finalizar, desde su creación los SLA fueron diseñados inicialmente para operar en pozos costa adentro, razón por la cual, cuando se llevan a condiciones marítimas se debe optimizar el espacio que se dispone para instalarlos y operarlos respectivamente. Previamente se habían mencionado los equipos de superficie que se deben colocar para cada sistema, por consiguiente, la UHBM-OS cuenta con un espacio más reducido al sintetizar toda su fuente de energía y potencia en una sola carcasa que ocupa menos espacio que las partes del ESP.

Una vez revisado al detalle cada parámetro, y elaborada la matriz, se llega al resultado de que para el Pozo 13 el sistema más conveniente es por dos puntos de diferencia la UHBM-OS.

Al tener una diferencia de solo dos puntos, se podría optar por reparar o adquirir un nuevo sistema ESP, ya que cumple con la mayoría de los parámetros para el Pozo 13. Sin embargo, es necesario realizar los respectivos cálculos financieros para tomar una decisión no solo técnica sino también económica por parte de la compañía operadora.

5. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE UHBM-OS

Debido a la reciente crisis económica en el sector petrolero se dio la necesidad de reducir costos de operación en todos los ámbitos, por lo que, en el área de producción se requirió de la implementación de nuevas tecnologías para asumir las condiciones de esta crisis.

En este capítulo se evaluará financieramente el sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico con Unidad Hidráulica Offshore (UHBM-OS) instalada en el Pozo 13 de la plataforma Bravos en Trinidad y Tobago, el cual duró casi tres años cerrado tras la falla de la ESP instalada y que en mayo del 2017 se reabrió una vez instalada la nueva bomba, por lo que se pretende determinar la viabilidad financiera del proyecto. Se definirán los costos de operación e inversión, así como los ingresos que generaría la utilización de esta herramienta.

Los indicadores que se emplearan para evaluar la viabilidad serán el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), los cuales requerirán de la escogencia de parámetros como los impuestos aplicados a la actividad, una Tasa Interna de Oportunidad (TIO), entre otros mencionados anteriormente para la elaboración del respectivo flujo de caja y la obtención de resultados requeridos para su análisis. Se tendrán en cuenta los indicadores para el sistema de levantamiento ESP con fin de contrastar financieramente con respecto al nuevo equipo UHBM-OS.

5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión hacen referencia al capital inicial en dinero utilizado para la adquisición de bienes y equipos. A continuación, se detallarán los costos de inversión más relevantes para el proyecto, los cuales se emplearán posteriormente para la elaboración del flujo de caja.

5.1.1 Costos de inversión. La Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico Offshore implementada en el Pozo 13 tiene un costo de \$50.000 USD los cuales incluyen la herramienta y la debida instalación por parte del proveedor. Este valor corresponde a la inversión inicial realizada por la operadora el cual debe ser recuperado por el proyecto generando ingresos extra.

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Se hace referencia a los costos diarios asociados a la operación, estos incluyen mantenimientos y reparaciones del equipo, así como el costo energético requerido por la unidad. A continuación, se detallarán estos costos.

5.2.1 Costos de producción. Los valores utilizados para los costos de producción son principalmente tres; Un costo energético que requiere la unidad para su funcionamiento diario, y que mensualmente genera costos de \$58 USD, el segundo corresponde a los mantenimientos y todos los requerimientos para su realización por valor de \$6.700 USD anuales. Finalmente, los costos adicionales por operación diaria, personal, entre otros, por valor aproximado de \$10 USD por barril.

5.3 INGRESOS PARA LA COMPAÑÍA

Los ingresos que genera la compañía hacen referencia al dinero obtenido por la venta de los barriles de petróleo producidos, en este caso la producción de petróleo diario es de 24 barriles los cuales para efectos de la evaluación se fijaron como constantes a lo largo de la vida útil del sistema de levantamiento obteniendo valores anuales de 8760 barriles de petróleo.

5.3.1 Valores de referencia. Para evaluar financieramente el proyecto se deben utilizar varios factores importantes, el primero es determinar el valor de venta del barril de petróleo que se utilizará con el objetivo de cuantificar los ingresos, para lo cual la empresa Trinity Exploration en su informe de resultados del Mayo de 2017⁵⁷ fijo un ingreso por barril de equilibrio de 26.3 USD/bbl, esto indica que es el precio mínimo con el cual se podría sustentar la empresa, razón por la cual para la evaluación se decidió utilizar dicho valor pues es un parámetro crítico que determina la empresa para sus operaciones y las decisiones de inversión.

El segundo parámetro importante a tener en cuenta también mencionado en el informe previamente citado es el tiempo de depreciación que utilizan para sus equipos y plantas el cual se fija en cuatro años.⁵⁸

El tercer factor es la tasa impositiva manejada en Trinidad y Tobago para la industria petrolera, la cual está fijada en 50% para operaciones Onshore y se tiene una disminución a 35% para operaciones Offshore.⁵⁹

Finalmente, se debe determinar un Tasa Interna de Oportunidad a la cual se puedan calcular los indicadores VPN y TIR, esta tasa, es determinada por cada empresa, para cada uno de sus proyectos, sin embargo, un valor aproximado con el cual se pueden evaluar proyectos de la industria petrolera es del 12%.

⁵⁷ TRNITY EXPLORATION & PRODUCTION PLC. Preliminary Results. 2 May 2017. p. 5.

⁵⁸ Ibid., p. 30.

⁵⁹ EY. Global oil and gas tax guide. 2016. p. 607.

5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

En esta sección se definirán los indicadores con los que se evaluará financieramente la viabilidad de la implementación de este sistema de levantamiento respecto a condiciones de operación en Trinidad y Tobago.

5.4.1 Definición de los indicadores financieros. Los indicadores financieros son resultados algebraicos obtenidos de la realización de un balance financiero, en este caso, un flujo de caja libre que discriminan la viabilidad económica de un proyecto que para fines de este proyecto corresponde a la compra de un equipo para una vida útil de cuatro años.

5.4.1.1 Valor presente neto (VPN). Uno de los indicadores financieros más utilizados para evaluar la viabilidad financiera de un proyecto, pues consiste en traer al presente todos los ingresos que se generan en el proyecto, determinando al día en que se evalúa si el proyecto generará ganancias, o no, y que proyecto generaría en mayor medida que otro.

Para interpretarlo simplemente se debe determinar si el valor que arroja es superior, igual, o menor que cero; En el primer caso, indicaría que los ingresos generados son mayores a los egresos, por lo que el proyecto sería viable, el segundo caso indicaría igualdad entre egresos e ingresos por lo que financieramente no habría diferencia para el inversionista, y si, por el contrario, el valor fuese negativo, los egresos superarían a los ingresos y el proyecto no sería viable.

5.4.1.2 Tasa interna de retorno (TIR). La Tasa Interna de Retorno es un indicador que determina la tasa que se debe utilizar para que en el flujo de caja los egresos sean iguales a los ingresos, es decir, la tasa a la cual el Valor Presente Neto da, como resultado, cero.

La interpretación de este indicador se basa en la comparación de la TIR con la TIO empleada en el proyecto; Si la primera es mayor a la segunda, el proyecto resulta viable, si, por el contrario, esta es menor, el proyecto no es viable económicamente.

5.4.2 Flujo de caja. La elaboración del flujo de caja inició con la determinación de los ingresos anuales. El proyecto se fijó a cinco años, pues es el tiempo de vida promedio de los sistemas de levantamiento artificial en condiciones Offshore. Los ingresos entonces fueron calculados mediante la multiplicación de la producción anual, con el valor de venta de cada barril como se muestra en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Ingresos monetarios por barril de petróleo

$$Ingresos = 26.3 \frac{USD}{bbl} * 8.760 bbl$$

El costo energético requerido por la unidad se calculó mediante la multiplicación del costo mensual por los 12 meses que dura un año, como se muestra en la **Ecuación 4.**

Ecuación 4. Costo energético en Trinidad y Tobago.

$$Costo\ energetico = 58 \frac{USD}{mes} * 12\ meses$$

Los costos de mantenimiento y personal diario se determinaron como \$6.700 USD; tanto estos como los costos energéticos se aumentaron anualmente un 10% con el objetivo de cubrir costos variables que se pudiesen presentar, puesto que no se cuenta con la cantidad que fija la compañía para este tipo de eventualidades.

Los impuestos se calcularon sobre el monto generado teniendo en cuenta la depreciación, la cual fue calculada dividiendo el costo de la inversión en el número de años que se fija la depreciación, como se muestra en la **Ecuación 5.**

Ecuación 5. Depreciación de la UHBM-OS.

$$Depreciación\ anual = \frac{50.000\ USD}{4\ años}$$

5.4.2.3 Resultados del flujo de caja. A continuación, se muestra el resultado de las ecuaciones analizadas en un flujo de caja, como se ve en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Flujo de caja libre para el sistema UHBM-OS al año 2016.

Año	0	1	2	3	4	5
Flujo operativo						
Ingresos	\$0.00	\$230,388.00	\$230,388.00	\$230,388.00	\$230,388.00	\$230,388.00
Costo energético	\$0.00	-\$696.00	-\$765.60	-\$842.16	-\$926.38	-\$1,019.01
Costo mantenimiento	\$0.00	-\$6,700.00	-\$7,370.00	-\$8,107.00	-\$8,917.70	-\$9,809.47
Costos adicionales	\$0.00	-\$113,150.00	-\$124,465.00	-\$136,911.50	-\$150,602.65	-\$165,662.92
Depreciación	\$0.00	-\$12,500.00	-\$12,500.00	-\$12,500.00	-\$12,500.00	\$0.00
Utilidad sin impuestos	\$0.00	\$97,342.00	\$85,287.40	\$72,027.34	\$57,441.27	\$53,896.60
Impuestos	\$0.00	-\$34,069.70	-\$29,850.59	-\$25,209.57	-\$20,104.45	-\$18,863.81
Utilidad neta	\$0.00	\$63,272.30	\$55,436.81	\$46,817.77	\$37,336.83	\$35,032.79
mas depreciación	\$0.00	\$12,500.00	\$12,500.00	\$12,500.00	\$12,500.00	\$0.00
Total	\$0.00	\$75,772.30	\$67,936.81	\$59,317.77	\$49,836.83	\$35,032.79
Flujo de inversión						
Inversión	-\$50,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total	-\$50,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Flujo de caja libre	-\$50,000.00	\$75,772.30	\$67,936.81	\$59,317.77	\$49,836.83	\$35,032.79

Fuente: elaboración propia.

Así mismo, con el flujo de caja realizado, se calculan los indicadores mediante la ecuación:

Ecuación 6. Valor Presente Neto.

$$VPN = \sum \frac{F_i}{(1 + TIO)^i}$$

Finalmente, la TIR se calcula mediante una prueba y error variando la TIO hasta obtener un valor de cero.

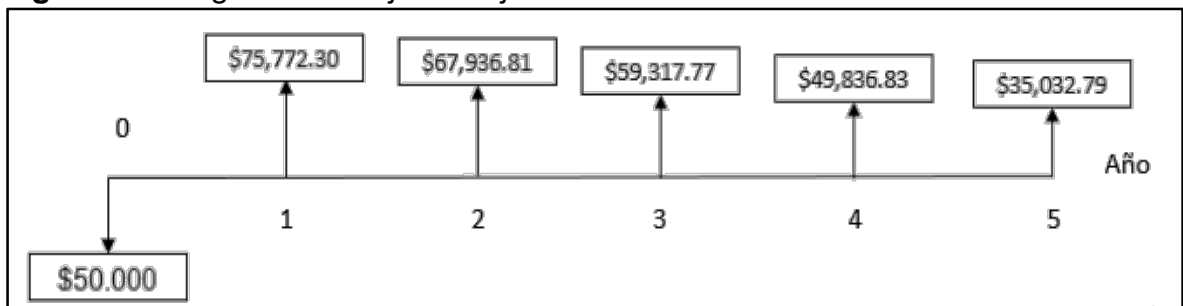
Los resultados de ambos indicadores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 18. Indicadores financieros.	
VPN	\$165,584.62
TIR	139%

Fuente: elaboración propia.

La respectiva línea de tiempo del proyecto se muestra a continuación:

Figura 41. Diagrama de flujo de caja UHBM-OS 2016.



Fuente: elaboración propia.

5.5 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

El flujo de caja realizado arrojó valores positivos para el proyecto; inicialmente se puede apreciar un VPN positivo lo cual ya indica la viabilidad del proyecto, el cual generaría en el momento de la evaluación unas ganancias de \$165,584 USD.

Así mismo, al realizar el análisis financiero de la reparación de la ESP se determinaron valores de referencia de la operación, teniendo en cuenta los ingresos obtenidos por producción de 20 barriles de petróleo diario, un costo energético mensual de \$178 USD, el mantenimiento anual aproximado de \$10,000 USD costos operativos adicionales fijados por la empresa operadora en \$15 USD por barril de fluido producido, y un costo de inversión de \$100,000 USD.

El procedimiento para los cálculos financieros se realizó de la misma manera que el flujo de caja para la UHBM-OS, el flujo de caja se muestra a continuación.

Tabla 19. Flujo de caja de reparación del sistema ESP al año 2016.

Año	0	1	2	3	4	5
Flujo operativo						
Ingresos	\$0.00	\$191,990.00	\$191,990.00	\$191,990.00	\$191,990.00	\$191,990.00
Costo energético	\$0.00	-\$2,136.00	-\$2,349.60	-\$2,584.56	-\$2,843.02	-\$3,127.32
Costo mantenimiento	\$0.00	-\$10,000.00	-\$11,000.00	-\$12,100.00	-\$13,310.00	-\$14,641.00
Costos adicionales	\$0.00	-\$136,875.00	-\$150,562.50	-\$165,618.75	-\$182,180.63	-\$200,398.69
Depreciación	\$0.00	-\$25,000.00	-\$25,000.00	-\$25,000.00	-\$25,000.00	\$0.00
Utilidad sin impuestos	\$0.00	\$17,979.00	\$3,077.90	-\$13,313.31	-\$31,343.64	-\$26,177.01
Impuestos	\$0.00	-\$6,292.65	-\$1,077.27	\$4,659.66	\$10,970.27	\$9,161.95
Utilidad neta	\$0.00	\$11,686.35	\$2,000.64	-\$8,653.65	-\$20,373.37	-\$17,015.05
mas depreciación	\$0.00	\$25,000.00	\$25,000.00	\$25,000.00	\$25,000.00	\$0.00
Total	\$0.00	\$36,686.35	\$27,000.64	\$16,346.35	\$4,626.63	-\$17,015.05
Flujo de inversión						
Inversión	-\$100,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total	-\$100,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Flujo de caja libre	-\$100,000.00	\$36,686.35	\$27,000.64	\$16,346.35	\$4,626.63	-\$17,015.05

Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos para los indicadores financieros se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 20. Indicadores financieros.

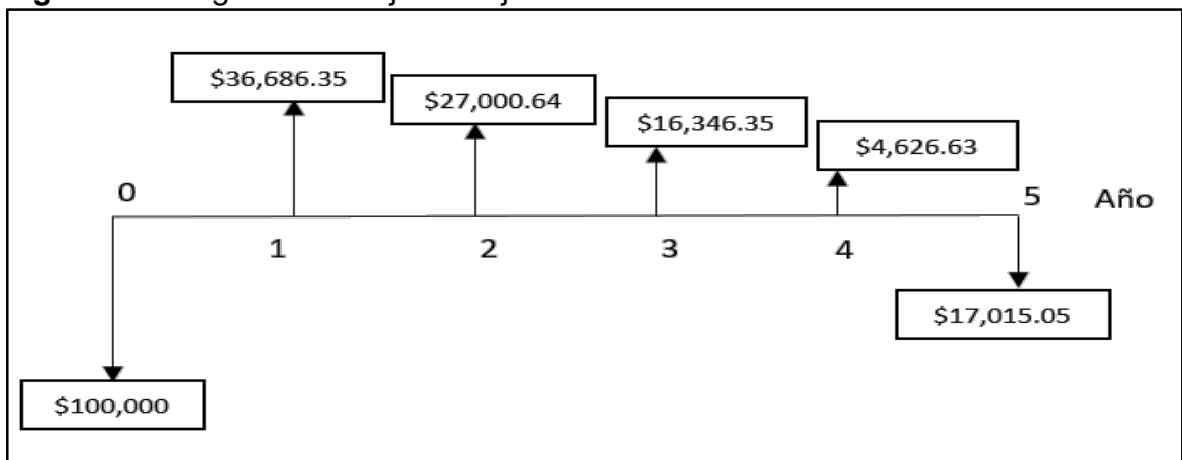
VPN	-\$40,799.07
TIR	-

Fuente: elaboración propia.

El valor negativo del VPN indica la no viabilidad del proyecto, por lo cual la decisión de no reparar la bomba y reemplazar el sistema de levantamiento artificial resulto ser viable, el valor de la TIR no registra puesto que la TIO requerida ni siendo 0% logra llevar el VPN a un valor de 0.

La respectiva línea de tiempo del proyecto se muestra a continuación:

Figura 42. Diagrama de flujo de caja ESP.



Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, las ganancias obtenidas en el flujo de caja de la UHBM-OS se generarían teniendo como valor de referencia del petróleo WTI con el cual se vende el crudo de Trinidad y Tobago de \$26.3 USD por barril, parámetro bastante aproximado al precio más bajo registrado durante la reciente crisis en 2016, pero el cual adicionalmente se encuentra muy inferior a los valores registrados desde la instalación del sistema de levantamiento hasta mediados del 2018, donde el precio promedio oscila los \$66 USD por barril, y que en el último año ha mostrado una tendencia al alza de los precios. Esto indica que las ganancias que el proyecto puede generar son mucho más altas como se observará a continuación utilizando el precio de referencia promedio para lo que va del proyecto.

Tabla 21. Flujo de caja de UHBM-OS 2018.

Año	0	1	2	3	4	5
Flujo operativo						
Ingresos	\$0.00	\$578,160.00	\$578,160.00	\$578,160.00	\$578,160.00	\$578,160.00
Costo energético	\$0.00	-\$696.00	-\$765.60	-\$842.16	-\$926.38	-\$1,019.01
Costo mantenimiento	\$0.00	-\$6,700.00	-\$7,370.00	-\$8,107.00	-\$8,917.70	-\$9,809.47
Costos adicionales	\$0.00	-\$113,150.00	-\$124,465.00	-\$136,911.50	-\$150,602.65	-\$165,662.92
Depreciación	\$0.00	-\$12,500.00	-\$12,500.00	-\$12,500.00	-\$12,500.00	\$0.00
Utilidad sin impuestos	\$0.00	\$445,114.00	\$433,059.40	\$419,799.34	\$405,213.27	\$401,668.60
Impuestos	\$0.00	-\$155,789.90	-\$151,570.79	-\$146,929.77	-\$141,824.65	-\$140,584.01
Utilidad neta	\$0.00	\$289,324.10	\$281,488.61	\$272,869.57	\$263,388.63	\$261,084.59
mas depreciación	\$0.00	\$12,500.00	\$12,500.00	\$12,500.00	\$12,500.00	\$0.00
Total	\$0.00	\$301,824.10	\$293,988.61	\$285,369.57	\$275,888.63	\$261,084.59
Flujo de inversión						
Inversión	-\$50,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total	-\$50,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Flujo de caja libre	-\$50,000.00	\$301,824.10	\$293,988.61	\$285,369.57	\$275,888.63	\$261,084.59

Fuente: elaboración propia.

Así mismo los indicadores financieros del proyecto se pueden ver a continuación:

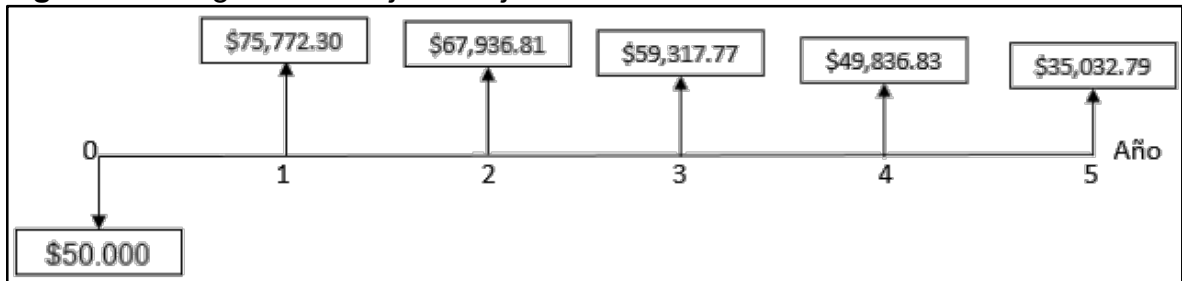
Tabla 22. Indicadores financieros.

VPN	\$980,450.77
TIR	601%

Fuente: elaboración propia.

La línea de tiempo del proyecto se muestra a continuación:

Figura 43. Diagrama de flujo de caja de UHBM-OS 2018.



Fuente: elaboración propia.

Como se puede apreciar el VPN aumentó aproximadamente seis veces, lo cual permite estimar que las ganancias reales derivadas del proyecto serán no menos de cuatro veces el valor actual, pues hay que tener en cuenta el año ya pasado desde la instalación del sistema y cuyo precio promedio ronda los \$55 USD.

Por otro lado, se debe analizar la TIR, la cual es inmensamente grande en el proyecto inicial, y que al utilizar los ingresos promedio actuales se sextuplica. Lo ideal es tener una TIR mucho más grande que la TIO empleada, pues eso indica el margen de riesgo que se puede manejar generando aun ganancias.

Por otro lado, teniendo en cuenta el resumen financiero de la compañía⁶⁰, el costo general OPEX para la costa Este donde se encuentra ubicado el pozo 13 es de aproximadamente 20 USD por barril el cual es el doble que los costos que genera la UHBM-OS, esto supondrá una reducción de los OPEX promedio manejados para la compañía para el año 2017 y los siguientes.

Finalmente se debe tener en consideración el aumento del 10% en los costos, pues en primer lugar el aumento es considerablemente grande, y, en segundo lugar, parte de estos al ser para eventos inesperados puede que no se requieran por lo cual los ingresos anuales tenderían a aumentar en ambos casos.

⁶⁰ TRNITY EXPLORATION & PRODUCTION PLC. Preliminary Results. 2 May 2017. p. 5.

6. CONCLUSIONES

- ✓ Se describió al detalle los aspectos geológicos más relevantes de la Cuenca Columbus y el Campo Trintes, así como aspectos fundamentales para la producción del campo y el sistema petrolífero. Concluyendo que el Pozo 13 objeto de estudio se encuentra perforado hasta la Formación Erín la cual es la más reciente de la columna estratigráfica.
- ✓ Se describió el sistema de levantamiento por Bombeo Electro-sumergible empleado en el Pozo 13 del Campo Trintes, explicando generalidades y aspectos más relevantes de su operación concluyendo que el motivo por el cual falló la bomba fue el bajo caudal producido tanto para el mínimo del sistema, como por el esperado en el diseño.
- ✓ La unidad de bombeo mecánico con unidad hidráulica Offshore empleada en el Pozo 13 fue descrita al detalle en sus aspectos más importantes al ser una innovación para este tipo de sistemas de levantamiento, así mismo, se plasmaron sus principales problemas a controlar y su operación, obteniéndose un aumento en la producción de cuatro barriles de crudo por día respecto a su predecesora, así como un aumento en la energía empleada de 14.1 Kwh/día al operar de forma continua.
- ✓ Los criterios para la elaboración de la matriz se definieron buscando aspectos en común entre los dos sistemas con el objetivo de discriminar de mejor manera el sistema más idóneo; Aspectos como la producción diaria, la eficiencia energética, la implementación previa, entre otros para un total de 19 parámetros.
- ✓ Se elaboró la matriz de comparación de forma binaria para un fácil entendimiento y se realizó la comparación técnica de los dos sistemas de levantamiento artificial obteniendo un resultado favorable para la Unidad Hidráulica con un resultado de 15 a 13 a favor.
- ✓ Técnicamente, la decisión de la empresa operadora por sustituir la ESP resultó ser factible reactivando un pozo cerrado durante aproximadamente tres años, así como aumentando la producción que se tuvo previamente.
- ✓ Los indicadores de VPN y TIR empleados para la evaluación financiera generaron valores positivos de \$165,584.62 y 139% respectivamente; el primero un valor superior a cero, y el segundo superior a la TIO del 12% empleada, lo cual permite concluir que el proyecto resulta financieramente viable.

- ✓ Contrastando la opción de reparar la ESP con el adquirir el sistema UHBM-OS, se determinó la viabilidad financiera del remplazo del sistema de levantamiento al obtener un VPN negativo (-\$40,799.07 USD) con la opción de la reparación.
- ✓ Empleando un valor promedio de ingresos por barril respecto al presente año (2018), se obtienen mayores ganancias y al contrastar con el panorama económico actual que indica un alza en los precios, se espera que el proyecto solvente aún más la decisión e incentive la adquisición de más equipos.

7. RECOMENDACIONES

- ✓ Evaluar la viabilidad técnica y financiera de Unidades hidráulicas de diferente referencia (tamaño, potencia, producción) en pozos del Campo Trintes.
- ✓ Complementar la matriz con el objetivo de comparar la Unidad Hidráulica con otros sistemas de levantamiento artificial.
- ✓ Realizar un monitoreo de variables como las reparaciones, y las fallas del nuevo equipo en un tiempo superior al año que lleva instalado.
- ✓ Complementar estudios geológicos de la Cuenca Columbus en Trinidad, dado que la información resulta escasa o no es accesible para todo público.
- ✓ Realizar un análisis de sensibilidad al variar la distancia entre válvula viajera y válvula fija en fondo de la Unidad hidráulica para contrastar con el diseño actual y optimizar la producción.

BIBLIOGRAFÍA

ALGAR, Sam. Tectonostratigraphic development of the Trinidad Region. Society for Sedimentary Geology (SEPM). ISBN 1-56576-041-7. 1998. p. 87 -109.

ALI-NANDALAL, et.al. Trinidad Columbus Basin Permeability Upscaling Transforms. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE 180859-MS. 14 p.

ALVAREZ, T. et al. Tectono-Stratigraphic Habitat of Hydrocarbons in The Deep-Water Frontier Provinces of Trinidad and Tobago. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE 180883-MS. 12 p.

ANGELL, M. et al. Successive Geohazard Assessments in a Tectonically Active Shallow Gas Environment. Offshore Technology Conference. 2005. OTC 17444-MS. 23 p.

BARR, K. W. et al. Relationships between crude oil composition and stratigraphy in the Forest Reserve Field of South West Trinidad. Proceedings Third World Petroleum Congress. Section 1. WPC-4024. pp. 345-358.

BayhIII, R.I. and Neuroth, D.H., 1989. Enhanced Production from Cable Deployed Electrical Pumping Systems. SPE 19707.

Bellarby Johnatan. Developments in Petroleum Science. Chapter 6 Artificial Lift. Elsevier. 2009. pp. 303-369.

Butlin, D.M., 1991. The Effect of Motor Slip on Submersible Pump Performance. SPE 23529.

DEAL, Clyde. South America, Central America, the Caribbean, and Mexico. The American Association of Petroleum Geologists. 1981. 19400. p 1940-1995.

GIBSON, Richard G. et. al. Shelf petroleum system of the Columbus basin, offshore Trinidad, West Indies. I. Source rock, thermal history, and controls on product distribution. Marine and Petroleum Geology. 2004. pp. 97-108.

HARRY PERSAD, Stefon. et. al. Subsurface Mapping of the Early-Middle Miocene Retrench Sandstones along the La Fortune Anticline, Oropouche Oil Field, Southern Basin, Trinidad, W.I. Search and Discovery Article #20372. 2016. 58 p.

HITZMAN, D.C. & TUCKER, J.D. Offshore Trinidad Survey Identifies Hydrocarbon Microseepage. Amoco Production Co. Offshore Technology Conference. 1994. OTC 7378-MS. pp. 65-72.

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

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

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

JACOBSEN, P. NEFF, C.H. Petroelum Developments in South America, Centrla America and Caribbean Area in 1971. The American Association of Petroleum Geologists Buletin. V 56, No. 9 (September 1972), P 1602-1660,30 F^s., 70 Tables

LAMY, A. Plio-Pleistocene palynology and visual kerogen Studies, Trinidad, W.I., with emphasis on the Columbus Basin. First geological conference of the G.S.T.T., 1985, pp 114-127.

LEONARD, Ray (1983). "Geology and Hydrocarbon Accumulations, Columbus Basin Offshore Trinidad". AAPG Bulletin. 67 (7): 1081–1093.

PARIS DE FERRER, MAGDALENA. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, ISBN 980-296-702-0

REYNOLDS, Elaine. et. al. Trinidad: New energy to low cost, low risk región. Exploration watch. Edison Group. Marzo 2018. 14 p.

ROBERTSON, P., and BURKE, K. Evolution of southern Caribbean plate boundary, vicinity of Trinidad and Tobago: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 73. 1989. p. 490-509.

SEYMOUR, Pierce, *et al.* Bayfield Energy Holdings PLC. Proposed merger with Trinity Exploration & Production Limited. 2012. 444 p.

THE PETROLEUM SYSTEMS and PETROLEUM GEOCHEMISTRY of TRINIDAD AND TOBAGO February 19th 2015. 111 diapositivas.

Trinity Exploration & Production plc (the "Company" or "Trinity"; AIM: TRIN) Trintes Field Operating Update

WOODSIDE, Philip R. The Petroleum Geology Of Trinidad and Tobago. United States Department of the Interior Geological Survey. 1981. 88 p.