

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA EFICIENCIA DE UNA NUEVA
TECNOLOGÍA EN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS EN
COLOMBIA Y ECUADOR

ANA MARÍA NEIRA BASTO

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

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA EFICIENCIA DE UNA NUEVA
TECNOLOGÍA EN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS EN
COLOMBIA Y ECUADOR

ANA MARÍA NEIRA BASTO

Proyecto integral de grado para optar el título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

EDUARDO ESCOBAR DUQUE

Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

Ing. Angie Tatiana Ortega Ramírez

Jurado 1

Ing. Edinson Enrique Jiménez Bracho

Jurado 2

Bogotá D. C. , Mayo de 2019.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DIAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA.

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI.

Director Programa de Ingeniería de Petróleos:

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA.

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 al autor.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto principalmente a mis papás, quienes en primera instancia me dieron la oportunidad de estudiar y formarme como profesional y quienes han estado incondicionalmente para apoyarme y animarme a pesar de los obstáculos que se han presentado a lo largo de este proceso.

ANA MARIA NEIRA BASTO

AGRADECIMIENTOS

A cada una de las personas que siempre estuvieron para darme una palabra de motivación y confianza cuando las cosas parecían no salir bien, gracias. A cada una de las personas que tuvieron la paciencia para escucharme, enseñarme, corregirme y animarme a seguir adelante, gracias. Y finalmente a Dios y a cada una de las personas que estuvieron en este camino largo pero provechoso de estudiar, por permitirme conocer, aprender y formarme no solo como persona sino además como profesional ¡GRACIAS!

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	28
1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO A Y CAMPO B	29
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO A	29
1.1.1 Historia del Campo A	29
1.1.2 Localización del Campo A	30
1.1.3 Marco Geológico	30
1.1.4 Historia de Producción del Campo A	39
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO B	43
1.2.1 Historia del Campo B	43
1.2.2 Localización del Campo B	43
1.2.3 Marco Geológico	44
1.2.4 Historia de Producción del Campo	52
2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES	59
2.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y SUS APLICACIONES	60
2.1.1 Descripción de los equipos de subsuelo	60
2.1.2 Descripción equipos de superficie	67
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA Y CURVAS DE COMPORTAMIENTO	68
2.3 TIPOS DE INSTALACIONES DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES	74
2.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES	76
2.5 PROBLEMAS OPERACIONALES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	77
2.5.1 Limitaciones de la profundidad de asentamiento de la bomba electrosumergible	78
2.6 DESCRIPCIÓN BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES REDlift® COMO NUEVA TECNOLOGÍA	80
3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES REDLIFT® COMPARADO CON LAS BOMBAS ESTÁNDAR	88
3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS	88
3.1.1 Descripción de los pozos y de los equipos de su sistema de levantamiento	89

3.1.2 Análisis nodal de los pozos seleccionados con el sistema de bombeo electrosumergible actualmente utilizado en el Campo A y Campo B	103
3.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DE DISEÑO- REAVER, SUMMIT ESP	109
3.2.1 Aplicaciones de Software	110
3.2.2 Metodología de diseño del nuevo sistema de levantamiento	112
3.3 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE UTILIZADOS EN EL CAMPO A Y B	118
3.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS SEIS POZOS	119
3.4.1 Diseño Pozo A-01	119
3.4.2 Diseño Pozo A-02	121
3.4.3 Diseño Pozo A-03	124
3.4.4 Diseño Pozo B-01	126
3.4.5 Diseño Pozo B-02	128
3.4.6 Diseño Pozo B-03	130
3.5 ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE REDLIFT® EN CADA POZO	132
3.5.1 Comparación general de las curvas de eficiencia de las bombas	132
3.5.2 Comparación de los parámetros técnicos de operación de las bombas en cada pozo	138
3.5.3 Comparación general de los motores utilizados y seleccionados para los 6 pozos de análisis	153
3.6 EVALUACIÓN GENERAL DEL DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGÍA REDLIFT® EN LOS 6 POZOS	157
4. ANÁLISIS FINANCIERO	160
4.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)	160
4.1.1 Capital requerido para servicio de pozo	161
4.1.2 Capital requerido para la compra del sistema de levantamiento	161
4.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	165
4.2.1 Consumo y costos de energía en kilowatts para cada proyecto	166
4.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	171
4.3.1 Valor Presente Neto (VPN)	171
4.4 CONCLUSIONES EVALUACIÓN FINANCIERA	174
4.4.1 CAMPO A	174
4.4.2 CAMPO B	175
5. CONCLUSIONES	176
6. RECOMENDACIONES	178
BIBLIOGRAFÍA	180
ANEXOS	189

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de producción de crudo Campo A 2004-2017	41
Gráfica 2. Producción acumulada Campo A	42
Gráfica 3. Historia de producción de crudo Campo B 1991-2017	54
Gráfica 4. Producción acumulada Campo B	55
Gráfica 5. Variación BSW en el Campo B 1991-2007	58
Gráfica 6. IRP y VLP del Pozo A-01	104
Gráfica 7. IRP y VLP del Pozo A-02	105
Gráfica 8. IRP y VLP del Pozo A-03	106
Gráfica 9. IRP y VLP del Pozo B-01	107
Gráfica 10. IRP y VLP del Pozo B-02	108
Gráfica 11. IRP y VLP del Pozo B-03	109
Gráfica 12. Flujo de caja efectivo para la tecnología estándar en el Campo A	173
Gráfica 13. Flujo de caja efectivo para la tecnología REDLift® en el Campo A	173
Gráfica 14. Flujo de caja efectivo para la tecnología estándar en el Campo A	174
Gráfica 15. Flujo de caja efectivo para la tecnología REDLift® en el Campo A	174

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Leyes de Afinidad de las bombas centrífugas para Caudal	73
Ecuación 2. Leyes de Afinidad de las bombas centrífugas para Cabeza	73
Ecuación 3. Leyes de Afinidad de las bombas centrífugas para BHP	73
Ecuación 4. Valor Presente Neto (VPN)	171

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información de Pozos en el Campo B al año 2012.	53
Tabla 2. Características reservorios Campo B.	56
Tabla 3. Propiedades del crudo producido en el Campo B.	56
Tabla 4. Propiedades del gas producido en el Campo B.	57
Tabla 5. Ventajas y desventajas del sistema de bombeo electrosumergible.	76
Tabla 6. Comparación teórica tecnología REDLift® vs tecnología estándar.	87
Tabla 7. Pozos seleccionados para el Campo A y Campo B.	89
Tabla 8. Información general del Pozo A-01.	90
Tabla 9. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo A-01.	91
Tabla 10. Información general del Pozo A-02.	92
Tabla 11. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo A-02.	93
Tabla 12. Información general del Pozo A-03.	94
Tabla 13. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo A-03.	95
Tabla 14. Información general del Pozo B-01.	97
Tabla 15. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo B-01.	98
Tabla 16. Información general del Pozo B-02.	99
Tabla 17. Equipos de subsuelo y superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo B-02.	100
Tabla 18. Información general del Pozo B-03.	101
Tabla 19. Equipos de subsuelo y superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo B-03.	102
Tabla 20. Datos requeridos del sistema pozo-yacimiento para el diseño del sistema de levantamiento.	113
Tabla 21. Componentes del diseño BES para el pozo A-01.	120
Tabla 22. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.	120
Tabla 23. Componentes del diseño BES para el pozo A-02.	122
Tabla 24. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.	123
Tabla 25. Componentes del diseño BES para el pozo A-03.	124
Tabla 26. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.	125
Tabla 27. Componentes del diseño BES para el pozo B-01.	126

Tabla 28. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.	127
Tabla 29. Componentes del diseño BES para el pozo B-02.	128
Tabla 30. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.	129
Tabla 31. Componentes del diseño BES para el pozo B-03.	130
Tabla 32. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.	131
Tabla 33. Datos bomba HAL 400 GP4-3000 FLOATER.	133
Tabla 34. Datos bomba HAL400 H3000 REDLift®.	133
Tabla 35. Datos bomba HAL 400 GP4-1250 FLOATER	135
Tabla 36 Datos bomba HAL 400 H1250 REDLift®	135
Tabla 37. Datos bomba HAL 400 GP4-650A FLOATER.	137
Tabla 38. Datos bomba HAL 400 H675 REDLift®.	137
Tabla 39. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo A-01.	139
Tabla 40. Indicador de frecuencia de operación para el pozo A-01.	140
Tabla 41. Indicador de requerimiento de potencia a la frecuencia de operación para el pozo A-01.	140
Tabla 42. Indicador de consumo de energía para el pozo A-01.	141
Tabla 43. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo A-02.	142
Tabla 44. Indicador de frecuencia de operación para el pozo A-02.	142
Tabla 45. Indicador de requerimiento de potencia a la frecuencia de operación para el pozo A-02.	143
Tabla 46. Indicador de consumo de energía para el pozo A-02.	143
Tabla 47. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo A-03.	144
Tabla 48. Indicador de frecuencia de operación para el pozo A-03.	144
Tabla 49. Indicador de requerimiento de potencia a la frecuencia de operación para el pozo A-03.	146
Tabla 50. Indicador de consumo de energía para el pozo A-03.	146
Tabla 51. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo B-01.	147
Tabla 52. Indicador de frecuencia de operación para el pozo B-01.	147
Tabla 53. Indicador de potencia requerida a la frecuencia de operación para el pozo B-01.	148
Tabla 54. Indicador de consumo de energía para el pozo B-01.	148
Tabla 55. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo B-02.	149
Tabla 56. Indicador de frecuencia de operación para el pozo B-02.	149
Tabla 57. Indicador de potencia requerida a la frecuencia de operación para el pozo B-02.	150
Tabla 58. Indicador de consumo de energía para el pozo B-02.	151
Tabla 59. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo B-03.	151
Tabla 60. Indicador de frecuencia de operación para el pozo B-03.	152

Tabla 61. Indicador de requerimiento de potencia a la frecuencia de operación para el pozo B-03.	152
Tabla 62. Indicador de consumo de energía para el pozo B-03.	153
Tabla 63. Longitud del motor para el pozo A-01.	154
Tabla 64. Longitud del motor para el Pozo A-02.	154
Tabla 65. Longitud del motor para el Pozo A-03.	155
Tabla 66. Longitud del motor para el Pozo B-01.	156
Tabla 67. Longitud del motor para el Pozo B-02.	156
Tabla 68. Longitud del motor para el Pozo B-03.	157
Tabla 69. Resumen de la evaluación comparativa del sistema REDLift® y el sistema estándar.	157
Tabla 70. Capital requerido para servicio de pozo	161
Tabla 71. Capital de inversión para la adquisición del equipo estándar para cada pozo.	162
Tabla 72. Total inversión para la adquisición del sistema estándar para cada pozo.	162
Tabla 73. Capital de inversión para la adquisición del equipo REDLift® para cada pozo.	163
Tabla 74. Total inversión para la adquisición del sistema REDLift® para cada pozo.	163
Tabla 75. Inversión inicial total para cada tecnología en el Campo A.	163
Tabla 76. Capital de inversión para la adquisición del equipo estándar para cada pozo.	164
Tabla 77. Total inversión para la adquisición del sistema estándar para cada pozo.	164
Tabla 78. Capital de inversión para la adquisición del equipo REDLift® para cada pozo.	165
Tabla 79. Total inversión para la adquisición del sistema REDLift® para cada pozo.	165
Tabla 80. Inversión inicial total para cada tecnología en el Campo B	165
Tabla 81. Consumo de energía del Pozo A-01 con la tecnología estándar.	167
Tabla 82. Consumo de energía del Pozo A-01, con la tecnología REDLift®	167
Tabla 83. Consumo de energía del Pozo A-02 con la tecnología estándar.	167
Tabla 84. Consumo de energía del Pozo A-02, con la tecnología REDLift®	168
Tabla 85. Consumo de energía del Pozo A-03 con la tecnología estándar.	168
Tabla 86. Consumo de energía del Pozo A-03, con la tecnología REDLift®	168
Tabla 87. Total costos de energía anuales del Campo A.	169
Tabla 88. Consumo de energía del Pozo B-01 con la tecnología estándar.	169
Tabla 89. Consumo de energía del Pozo B-01, con la tecnología REDLift®	169
Tabla 90. Consumo de energía del Pozo B-02 con la tecnología estándar.	170
Tabla 91. Consumo de energía del Pozo B-02, con la tecnología REDLift®	170

Tabla 92. Consumo de energía del Pozo B-03 con la tecnología estándar.	170
Tabla 93. Consumo de energía del Pozo B-03, con la tecnología REDLift®	170
Tabla 94. Total costos de energía anuales del Campo B.	171

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación geográfica, Campo A.	31
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Sub-Cuenca de Girardot.	32
Figura 3. Configuración estructural Campo A.	38
Figura 4. Ubicación geográfica Campo B.	45
Figura 5. Columna estratigráfica Cuenca de Oriente.	46
Figura 6. Motor electrosumergible	61
Figura 7. Protectores de bolsa y laberinto	62
Figura 8. Separador de gas estático	63
Figura 9. Separador de gas rotativo.	64
Figura 10. Partes Bomba electrosumergible	66
Figura 11. Componentes de una etapa de una bomba electrosumergible.	69
Figura 12 . Diagrama del funcionamiento de una Etapa.	70
Figura 13. Curva de la Bomba, Curva del Sistema y Punto de operación.	71
Figura 14. Curva de Desempeño de una etapa de una bomba electrosumergible.	73
Figura 15. Curva de Tornado para Velocidades Variables.	74
Figura 16. Bujes de carburo de tungsteno.	81
Figura 17. Bombas electrosumergibles REDLift®.	82
Figura 18. Motor eléctrico del sistema REDLift®.	83
Figura 19. Configuración etapas REDLift®.	84
Figura 20. Sistema Q-MAX en las bombas electrosumergibles REDLift®.	86
Figura 21. Resultados Reaver-Summit ESP.	111
Figura 22. Ventana Sizing Info	112
Figura 23. Ventana Well Info.	114
Figura 24. Ventana Sizing Parameters.	115
Figura 25. Lista de componentes para su selección.	116
Figura 26. Ventana de resultados.	117
Figura 27. Curvas de eficiencia bomba HAL 400 GP4-3000 FLOATER y HAL 400 H3000.	133
Figura 28. Curvas de eficiencia bomba HAL 400 GP4-1250 FLOATER y HAL 400 H1250	135
Figura 29. Curvas de eficiencia bomba HAL 400 GP4-650A FLOATER y HAL 400 H675.	137
Figura 30. Tornado para velocidades variables para la bomba estándar de 3000 BFPD.	145
Figura 31. Tornado para velocidades variables para la bomba REDLift® de 3000 BFPD.	145
Figura 32. Tornado para velocidades variables para las bombas	150

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Estado mecánico Pozo A-01	190
Anexo B. Estado mecánico pozo A-02	191
Anexo C. Estado mecánico Pozo A-03	192
Anexo D. Estado mecánico Pozo B-01	193
Anexo E. Estado mecánico Pozo B-02	194
Anexo F. Estado mecánico Pozo B-03	195

ABREVIATURAS

A	Amperios.
°API	American Petroleum Institute.
AR	Abrasion Resistant/ Resistente a la abrasión.
Bbls	Barriles.
BES	Sistema de bombeo electrosumegible.
BFL	Construcción con los impulsores inferiores de tipo flotante.
BFPD	Barriles de fluido por día.
BHA	Bottom Hole Assembly.
BHT	Bottom Hole Temperature/ Temperatura de fondo.
BHP	Requerimiento de potencia de la bomba
BOPD	Barriles de petróleo por día.
BPD	Barriles por día.
BSW	Bottom Sediment & Water/ Porcentaje de agua y sedimentos.
BWPD	Barriles de agua por día.
ESP	Electric submersible pump/ Bomba electrosumergible.
GE	Gravedad específica.
GOR	Gas Oil Ratio/Relación gas-petróleo.
HP	Horse Power/ Caballos de fuerza.
Hz	Hertz
IP	Índice de productividad.
KVA	Kilovatio-Amperio
kW	Kilovatio.
MD	Measured Depth/ Profundidad medida.
MLE	Motor Lead Extension.
NW	North-West/Nor-oeste
OD	Diámetro externo.
PCN	Pies cúbicos normales.
PCP	Progressing Cavity Pump/ Sistema de bombeo por cavidades progressivas
PIP	Presión de entrada a la bomba.
ppm	Partes por millón.
ROR	Rango de operación recomendado.
RPM	Revoluciones por minuto.
TOC	Carbón orgánico total.
TDH	Total Dynamic Head/Cabeza total dinámica.
TIR	Tasa interna de retorno
TVD	Total Vertical Depth/ Profundidad vertical total.
SE	South East/Sur-este
SUT	Transformador de frecuencia variable.
USD	United States Dólar/ Dólar de los Estados Unidos
V	Voltios.
VPN	Valor presente neto.
VSD	Variable Speed Driver/ Controlador de Velocidad Variable

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por presentar una combinación única de procesos geológicos y condiciones ambientales que determinan la naturaleza de los sedimentos que se acumulan. Puede ser continental, transicional o marino.

ANTICLINAL: configuración estructural de una secuencia de unidades de roca que debido a esfuerzos compresivos se pliegan y sus estratos se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta. Su núcleo está constituido por las unidades estratigráficamente más antiguas.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de textura clástica con tamaño de grano menor a 1/256 mm, compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio y alto contenido de arcilla, lo cual las hace muy físliles y susceptibles al deslizamiento.

ARENISCAS: roca sedimentaria estratificada, de textura clástica, con fragmentos de tamaño granular entre 0,0625 mm y 2 mm, constituida en un 75% de cuarzo y en menor proporción de feldespatos y fragmentos de rocas ígneas y metamórficas.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: sistema de levantamiento artificial que opera con una bomba centrífuga multietapa de fondo accionada por un motor eléctrico sumergible.

CAMPO: área geográfica en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos y que se destina para la explotación y producción de hidrocarburos.

CALIZAS: roca sedimentaria dura y compacta, con una textura granular consistente, constituida por granos que varían de finos a gruesos (entre 0,001mm a partículas visibles), generalmente un poco rasposos. Contiene más del 50% de carbonato de calcio y en ocasiones pequeñas cantidades de arcilla, cuarzo, feldespatos, óxido de hierro entre otros.

CALIZA MICRÍTICA: carbonato criptocristalino, de tamaño < 4 µm. Término empleado como sinónimo de barro carbonático y para rocas compuestas por barro carbonático (calizas micríticas).

CASING: palabra en inglés que se refiere a la tubería de revestimiento utilizada para aislar el pozo de la formación perforada.

CHERT: roca sedimentaria química, de textura no clástica compuesta por precipitado orgánico e inorgánico de sílice con cristalización muy fina. Puede presentarse en forma de precipitación o nodular.

CLÁSTICO: formado por fragmentos de diferentes rocas preexistentes.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre las rocas infra y suprayacentes.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria redondeada de textura clástica, con el 50% de los granos mayores a 2mm y menos del 25% de arcilla, compuesto por fragmentos de diferentes rocas.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por actividad tectónica en la cual el sedimento es depositado gracias a agentes como el viento, agua y hielo. Pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada y la persistencia de la depositación pueden producir una depresión o subsidencia adicional.

CUENCA ANTEPAÍS: depresión de la corteza continental localizada en el frente de una cadena montañosa en formación, la cual es causada por la colisión de placas tectónicas y donde se acumulan sedimentos desprendidos de dicho proceso y/o de ambientes sedimentarios asociados.

CUENCA EXTENSIVA: depresión de la corteza terrestre generada por esfuerzos extensionales. La sedimentación se da en donde la corteza ha sido extendida y adelgazada.

CUENCA INTERMONTANA: depresión tectónica en un sistema montañoso que está comprendida entre dos cadenas montañosas. (Diccionario de Hidrología y ciencias afines)

CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA: curva generada para cada tipo de bomba fabricada que cuantifica la relación entre la potencia, la eficiencia, la tasa de flujo y el levantamiento de la bomba con respecto a la tasa de flujo operativo, para un fluido de gravedad específica de 1.0 a 60 HZ de operación.

DETRÍTICO: clasificación de las rocas sedimentarias, correspondiente a acumulaciones mecánicas de partículas o sedimentos de rocas preexistentes, que son transportados y depositados y presentan una textura clástica.

DISCORDANCIA: relación geométrica entre capas de sedimentos que representa un cambio en las condiciones en las que se realizó la depositación. Es una discontinuidad estratigráfica en la que no hay paralelismo entre los estratos que la infrayacen o suprayacen.

DOWNTHRUST: palabra en inglés designada para indicar que el equipo de bombeo electrosumergible está trabajando por debajo del rango de operación deseado..

EQUIGRANULAR: todos los cristales de la roca ígnea son aproximadamente del mismo tamaño.

ESFUERZOS TRANSPRESIVOS: existencia simultánea de un procesos de formación de fallas de desplazamiento de rumbo y la compresión o convergencia de la corteza terrestre.

ESPESOR DE CAPA: distancia medida en forma perpendicular a la extensión lateral de la capa, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal, hasta encontrar un límite vertical dado por un cambio de formación o material.

ESTRATIFICACIÓN: disposición de los sedimentos, rocas sedimentarias y algunas rocas metamórficas en capas sucesivas y paralelas llamadas estratos.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: serie de planos de estratificación inclinados que guardan relación con la dirección del flujo de la corriente, con el ángulo de apoyo del sedimento y con la proporción de deposición del mismo.

EXPLORACIÓN: trabajos o actividades que se realizan en un área asignada para determinar la existencia y ubicación de hidrocarburos en el subsuelo, que incluyen la perforación de pozos exploratorios y prospección superficial del área.

FALLA: fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se mueven los bloques que han sido separados por ella.

FALLA DE CABALGAMIENTO: falla inversa en la que bloque levantado (superior) se desliza y se superpone sobre el bloque hundido (inferior) de manera que los estratos más antiguos del bloque levantado quedan por encima de los más modernos del bloque hundido.

FALLA LÍSTRICA: falla normal que se aplanan con la profundidad y que se encuentra comúnmente en zonas sometidas a esfuerzos extensionales. El plano de falla es curvo y cóncavo hacia arriba y su buzamiento disminuye con la profundidad.

FALLA TRANSCURRENTE: falla de rumbo formadas a partir de fuerzas compresivas oblicuas al plano de falla principal, que causan el fracturamiento de la corteza terrestre, y logran que los bloques de roca se muevan paralelos y en dirección opuesta, a través de un plano de falla.

FORMACIÓN: principal unidad de división litoestratigráfica que consiste en un conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, que fueron depositadas en el mismo lugar en un mismo periodo de tiempo. Sus facies son características del medio o ambiente de depositación y sus propiedades litológicas las diferencias de las adyacentes.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: aplicación de la geología que estudia los aspectos relacionados al origen, formación y acumulación del petróleo en yacimientos

petrolíferos y su prospección, incluyendo la localización, caracterización y estimación de las reservas del yacimiento.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que tiene como objetivo el estudio de la estructura de la corteza terrestre, la relación con las rocas que lo conforman y los esfuerzos y procesos asociados que la afectan.

GRUPO SEDIMENTARIO: unidad litoestratigráfica formal de rango inmediatamente superior al de una formación. Aplica generalmente a una sucesión de dos o más formaciones asociadas contiguas, que tienen en común rasgos litológicos importantes que permiten su agrupación.

HIDROCARBUROS: compuestos orgánicos constituidos principalmente por átomos de carbono e hidrógeno, así como todas las sustancias que lo acompañan o se derivan de ellos.

HOUSING: palabra en inglés que hace referencia al tubo metálico cilíndrico que recubre los equipos de fondo del bombeo electrosumergible.

INFRAYACENTE: formación geológica anterior a la otra formación, es decir que se encuentra por debajo de otra unidad.

KERÓGENO: materia orgánica en partículas dentro de las rocas sedimentarias, insoluble en los solventes orgánicos comunes, la cual bajo condiciones de presión y temperatura comienza a ser inestable y para mantener el equilibrio termodinámico, se produce reagrupamiento en su estructura produciendo la generación de hidrocarburos. Permite caracterizar el tipo de materia orgánica que se tiene en el yacimiento.

LIMOLITAS: roca sedimentaria de textura clástica, cuyos clastos tienen tamaños comprendidos entre 1/16 y 1/256 mm y en general está constituida por cuarzo y feldespatos.

LINER: palabra en inglés que se refiere a la tubería de revestimiento que no va hasta superficie, sino que cuelga de la base de un revestimiento posicionado anteriormente.

LITOLOGÍA: rama de la geología que estudia las características físicas y químicas de las rocas que constituyen las unidades litoestratigráficas de un territorio o la caracterización de las rocas a partir de muestras.

LLANURA DE INUDACIÓN: área de superficie relativamente plana, adyacente a ríos o riachuelos, sujeta a inundaciones recurrentes debido al desborde de las aguas durante las crecidas.

LODOLITAS: roca sedimentaria de textura clástica, constituida por granos del tamaño de lodo de menos de 1/256 mm, formada por mezcla de arcilla y limo. Roca formada principalmente de arcilla con laminación fina.

MARCO GEOLÓGICO: síntesis de la información geológica del área de estudio de un proyecto, en cuanto a estratigrafía, geología estructural y del petróleo.

MIEMBRO SEDIMENTARIO: unidad litoestratigráfica formal de rango inmediatamente inferior al de la formación y siempre es parte de una formación. Se reconoce como entidad establecida dentro de la formación, por presentar caracteres litológicos que lo distinguen de partes adyacentes de la misma.

MIGRACIÓN: proceso o movimiento de los hidrocarburos generados desde la roca madres hasta la roca reservorio o trampa.

PERMEABILIDAD: propiedad que posee la roca de permitir que los fluidos se muevan a través de sus poros interconectados, independiente del tipo que sean a excepción del gas. Puede ser absoluta, relativa o efectiva.

PLEANERS: sección intermedia de la Formación Guadalupe que está constituido por "41,6% de arcillolita y lodolita de colores gris y crema, 38,7% de liditas, porcelanitas y limolitas silíceas, 15,1% de finas intercalaciones de las anteriores litologías y 4,6% de arenitas.

PORFÍDICA: roca ígnea que posee dos tamaños de grano marcadamente distintos. Los cristales de mayor tamaño se denominan fenocristales y los cristales de menor tamaño se conocen como matriz.

POROSIDAD: medida de la cantidad de espacios vacíos dentro de una roca que permite determinar la capacidad de almacenamiento de fluidos.

POZOS: hueco perforado en el subsuelo para el proceso de búsqueda y producción de hidrocarburos, al igual que para la disposición de agua. Se clasifican de acuerdo a su objetivo principal y los fluidos que manejan.

REFLECTANCIA DE VITRINITA: medición de la madurez de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria rica en materia orgánica que a altas temperaturas puede generar petróleo o gas. Normalmente son lutitas o calizas que contienen aproximadamente 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de TOC.

ROCAS HIPOABISALES: roca ígnea de consolidación lenta, cristalizadas a una profundidad moderada y que se presentan en forma de filones o diques, rellenando

grietas. Presentan una textura equigranular o porfídica, con un tamaño de grano superior a 1mm e inferior a 5mm.

ROCAS PIROCLÁSTICAS: rocas ígneas de textura clástica, con tamaño de grano entre 64 y 2mm; constituidas por material volcánico fragmentado que ha sido expulsado a la atmósfera durante la explosión.

ROCA RESERVORIO: roca sedimentaria con alto grado de permeabilidad y porosidad que permite que los hidrocarburos migren y fluyan libremente a través de ella.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca reservorio, de manera que los fluidos no puedan migrar más allá del yacimiento.

SHALES: roca sedimentaria de textura clástica, con tamaños de grano menores a 1/256mm, formada por la consolidación de arcilla, lodo o limo y compuesta por minerales inalterados desde la depositación y que tienen una estructura laminada paralela a la estratificación.

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el fin de iniciar y mejorar la producción del mismo.

SUPRAYACENTE: formación geológica depositada posteriormente a otra formación, es decir que reposa sobre otra unidad estratigráfica o material.

TOBAS: rocas ígnea, de tamaños entre los 2 y 64mm, formadas por material suelto arrojado por un volcán en erupción. Son materiales muy porosos y ricos en vidrio, con depósitos de materiales arcillosos.

TRAMPA: arreglo geométrico de las rocas, sin considerar el origen, que permite la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. Está constituida por la roca reservorio y rocas sello suprayacente o infrayacente. Pueden ser estructurales, estratigráficas o mixtas.

TRAMPA ESTRUCTURAL: arreglo geométrico que permite la acumulación de hidrocarburos en sus estructuras geológicas en estratos deformados, como en pliegues y fallas.

UPTHRUST: palabra en inglés designada para indicar que el sistema de bombeo electrosumergible está trabajando por encima del rango de operación recomendado.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una evaluación técnica y financiera del desempeño y eficiencia de un nuevo sistema de bombeo electrosumergible denominado REDLift®, por medio de su comparación con los sistemas de bombeo electrosumergible estándar instalados inicialmente en los seis pozos de evaluación de los campos A y B, en Colombia y Ecuador respectivamente.

El desarrollo del proyecto comienza describiendo las principales características de los dos campos a estudiar, en cuanto a reseña histórica, localización, marco geológico e historia de producción con el fin de entender y conocer los yacimientos presentes, sus fluidos y su vida productiva.

Posteriormente, se detallan las generalidades del sistema de bombeo electrosumergible, haciendo énfasis en sus componentes, sus tipos de instalaciones, aplicaciones, fallas y limitaciones, con el objetivo de entender su funcionamiento y conocer los parámetros técnicos que permiten la evaluación de su desempeño. Adicionalmente se describen las características de la nueva tecnología REDLift®, mostrando las mejoras que presenta frente a las tecnologías estándar, las cuales serán comparadas y evaluadas en el desarrollo del documento.

Consecutivamente, a partir de los estados mecánicos y la información de pozo suministrados por los clientes, se diseña y selecciona en el software Reaver Summit ESP® un nuevo sistema de levantamiento con la nueva tecnología implementada, cuyos componentes y número de etapas en la bomba son similares a los instalados inicialmente, con el fin de comparar y evaluar el desempeño de ambas tecnologías bajo las mismas condiciones de operación y producción.

Para la comparación y evaluación de las dos tecnologías, se analizan y contrastan las curvas teóricas de eficiencia de cada una de las bombas y se establecen 5 indicadores técnicos que destacan las diferencias principales en la operación y configuración de cada una de ellas, los cuales son: 1) Levantamiento por etapa (pies/etapa) , 2) Frecuencia de operación (Hz), 3) Requerimiento de potencia a la frecuencia de operación (HP), 4) Consumo de energía del sistema (KVA y kW) y 5) Longitud del motor (pies), cuyos valores se obtuvieron de los informes de seguimiento de los pozos y de la simulación de la nueva tecnología realizada en el software mencionado. Finalmente, una vez comparadas las dos tecnologías, se realiza un estudio financiero en cada uno de los pozos asociado al consumo de energía y costo de inversión, mediante un flujo de caja, para establecer la viabilidad financiera de la implementación de la nueva tecnología, teniendo en cuenta el indicador Valor Presente Neto.

Palabras clave: Bombeo electrosumergible, Nueva tecnología, Levantamiento artificial, Curva eficiencia, Punto operativo, Análisis nodal, Consumo energético.

INTRODUCCIÓN

Debido a la gran importancia que tiene el petróleo en la economía global y el crecimiento futuro de la industria, ya no es suficiente la producción y desarrollo de equipos, tecnologías y sistemas de levantamiento artificial confiables que operen en diferentes condiciones de pozo, sino que es necesario que las compañías presten especial atención a la innovación “resultante de la evolución gradual de una línea de productos o de esfuerzos de rediseños drásticos, conduciendo a mejoras introducidas en los sistemas de levantamiento artificial, particularmente en las bombas ESP”¹.

Por tal motivo, el presente proyecto evalúa la nueva tecnología REDlift® desarrollada por Halliburton en dos campos, con el fin de determinar los beneficios económicos y técnicos de la misma comparado con la eficiencia de las tecnologías usadas actualmente y predecir si se podrían obtener resultados favorables sin tomar grandes riesgos económicos y técnicos con su implementación.

El Campo A ubicado en el Valle Superior del Magdalena y el Campo B ubicado en la provincia de Sucumbíos en Ecuador cuentan con una producción aproximada de 86000² y 10800³ barriles de fluido diarios respectivamente, extraídos en su mayoría por medio de bombas electrosumergibles como sistema de levantamiento artificial.

A pesar de que ambos campos tienen un gran potencial de producción, se ha presentado durante los últimos años una pérdida progresiva de producción de los fluidos en sus pozos debido a diferentes factores asociados a la declinación normal de los pozos y sus sistemas de levantamiento artificial, incentivando a la industria a buscar y desarrollar nuevas tecnologías y técnicas que garanticen una mayor eficiencia, optimización y mejoramiento de los procesos y de las bombas utilizadas para la extracción de fluidos.

Las bombas electrosumergibles estándar utilizadas en ambos campos, a pesar de presentar cierta eficiencia en la extracción de fluidos, presentan varios obstáculos económicos y técnicos, debido al alto desgaste en los componentes internos de las bombas y su corto rango de eficiencia operativa con respecto a la producción requerida; lo anterior es resultado de una poca resistencia de los motores a temperaturas mayores a 400°F generando su sobrecalentamiento, alta tendencia al Downthrust y Upthrust por diseños ineficientes, ambientes abrasivos con alto

¹ BREMNER, Chad, HARRIS, Grant. et. al. Tecnologías en Evolución: Bombas eléctricas sumergibles. [en línea] En: Oilfield Review. Marzo- Mayo, 2007, vol. 19. no.1., p. 34-49. [Consultado 23 Octubre 2018]. Disponible en internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/spr07/p34_49.pdf

² ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO. Informe estadístico petróleo. Hoja Prod x Campo bpd. 2017

³ AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO. Boletín Estadístico 2016. Ecuador. 2016. P. 14.

contenido de sólidos y arenas, así mismo altas desviaciones de pozo, diseños con mayor cantidad de rotores para mayor potencia y altos empujes y cargas en el eje de la bomba que requieren de protectores y sellos más robustos. Dichos obstáculos se traducen en constantes servicios de mantenimientos y operaciones de workover, inversión en mayor cantidad de rotores para cumplir con los requerimientos de levantamiento y alto consumo de energía, que aumentan significativamente los costos de producción para la empresa.

La aplicación de la nueva tecnología en bombeo electrosumergible REDLift® desarrollada por Halliburton en los pozos seleccionados a pesar de no traer cambios significativos en los costos de consumo de energía con respecto a la tecnología anterior, si permite reducir las fallas mecánicas asociadas a las condiciones adversas de pozo como alta temperatura o ambientes abrasivos y a la variación de caudales y presiones, reflejado en una operación continua aún más prolongada y menores costos asociados a mantenimientos, cambios y tiempos no productivos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente la eficiencia de la nueva tecnología REDlift en bombeo electrosumergible, para tres pozos en el Valle Superior del Magdalena y para tres pozos en la provincia de Sucumbíos en Ecuador.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo A y Campo B.
2. Describir los parámetros técnicos de operación de los sistemas de bombeo electrosumergible utilizados actualmente en el Campo A y Campos B.
3. Seleccionar seis (6) pozos con bombeo electrosumergible según parámetros técnicos de operación para la evaluación de la nueva tecnología.
4. Desarrollar un análisis nodal de los pozos seleccionados con el sistema de levantamiento con bombeo electrosumergible actualmente utilizado en el Campo A y Campo B.
5. Diseñar el nuevo sistema de levantamiento BES aplicando la tecnología REDlift, para la simulación y predicción de la eficiencia de la misma en los pozos seleccionados, por medio del simulador Reaver-Summit ESP®.
6. Analizar los resultados obtenidos de los parámetros técnicos de operación del sistema de bombeo electrosumergible con la nueva tecnología.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO A Y CAMPO B

En el capítulo se presenta información general de los dos campos a evaluar en este proyecto, con respecto a su historia, localización, marco geológico e historia de producción, con el fin de contextualizar al lector sobre los lugares y características donde se realiza el proyecto.

El Campo A y el Campo B son seleccionados por la empresa soporte para evaluar la nueva tecnología en bombeo electrosumergible no solo porque presentan constantes fallas en sus sistemas de levantamiento asociadas a los ambientes abrasivos, problemas de integridad y características tanto de los pozos como de sus fluidos, sino además porque presentan las condiciones óptimas para probar la resistencia de sus nuevos equipos, permitiendo la comparación con los equipos instalados de la tecnología anterior bajo los mismos escenarios. Por otro lado, ya se han instalado algunos equipos REDLift® en dichos campos y se buscó evaluar y ahondar en el análisis de la eficiencia de la misma al agregar pozos con características diferentes.

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO A

A continuación, se presenta la historia, localización, marco geológico e historial de producción del Campo A, ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

1.1.1 Historia del Campo A. El Campo A nace de un contrato firmado el 23 de agosto de 1995, sobre un bloque de 98099 hectáreas para exploración y explotación, con finalización en el año 2023.

Desde 1996 hasta 1998, la operadora del contrato reprocesó 138 kilómetros de sísmica 2D y adquirió otros 204 kilómetros, permitiendo los primeros estudios geológicos del bloque.

En septiembre de 1998, el Campo A cambia de operadora y en diciembre de 1999, se perfora el primer pozo del campo, el cual alcanzó una profundidad de 3881 pies y fue completado como pozo productor de hidrocarburos en febrero del 2000. En marzo del mismo año, se perfora el segundo pozo con una profundidad de 3500 pies aproximadamente y rectifica la presencia de hidrocarburos en el yacimiento.

Durante los años 2000-2001, la operadora continúa con la delimitación del campo, perforando 8 pozos exploratorios y adquiriendo 166 km² de sísmica 3D, para finalmente en Enero del 2002 presentar la comercialidad del campo, siendo aceptada por Ecopetrol en Junio del mismo año⁴.

⁴ RINCÓN, G, GARZÓN, J.C, MORAES, J.J. Campo GUANDO, Primer Descubrimiento de la Antecala del siglo XXI en el Valle Superior del Magdalena, Colombia. En: 8vo Simposio Bolivariano-

En 2013 la operación y producción del Campo A pasa a manos de una petrolera francesa, la cual continúa siendo la operadora a septiembre de 2018 del campo cuya área es de 60 km² con 156 pozos distribuidos entre productores e inyectores.

1.1.2 Localización del Campo A. El Campo A se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, Colombia, específicamente en la Sub-Cuenca de Girardot.

Geográficamente, el área de este proyecto cubre parte del Departamento del Tolima, dentro del área rural del Municipio de Melgar, cerca de la vereda Arabia. Al oriente limita con Carmen de Apicalá, al occidente con Icononzo, al norte con el Departamento de Cundinamarca y al sur con Cunday.

La ubicación geográfica del Campo en Colombia se muestra en la **Figura 1**.

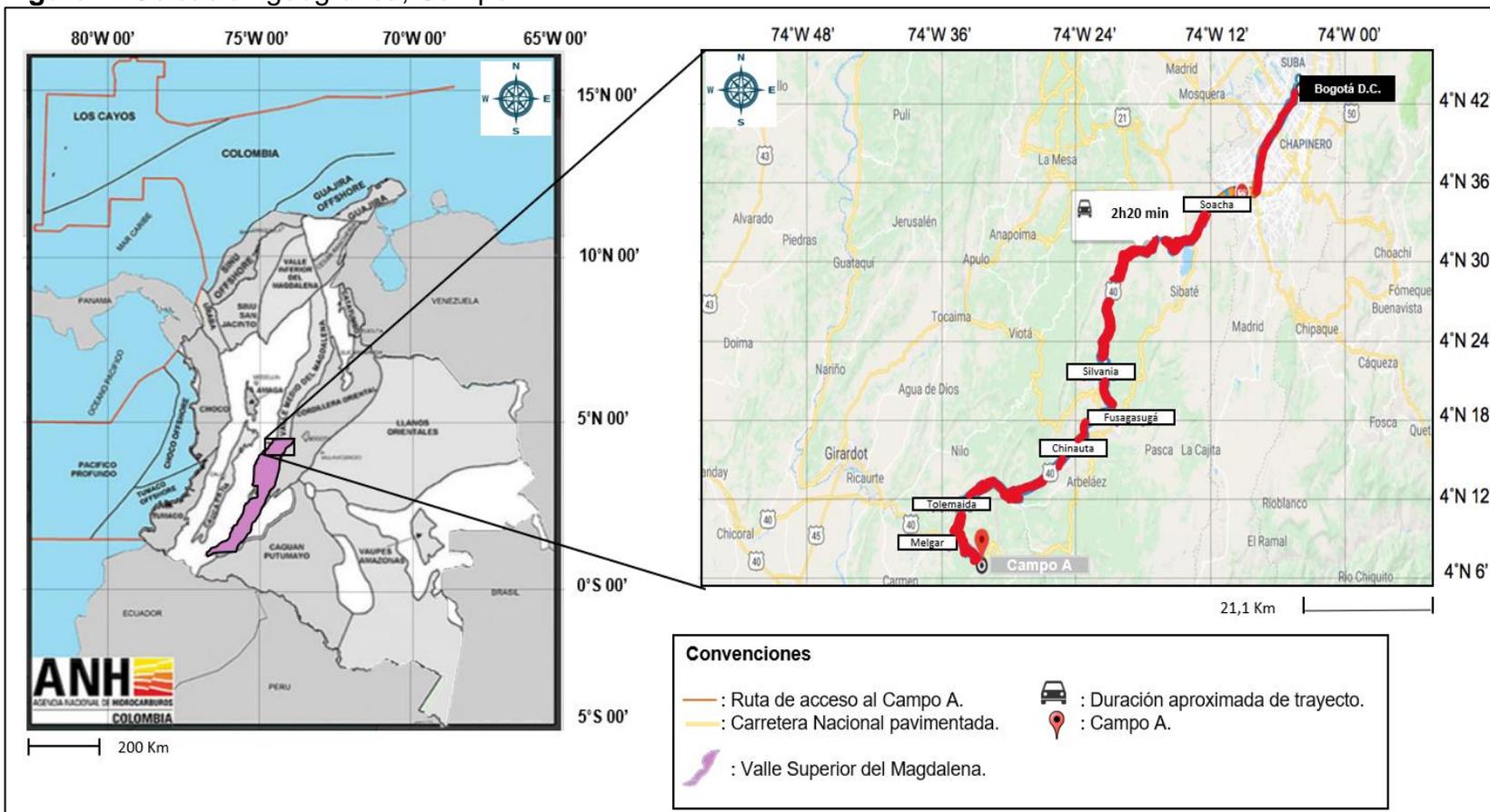
Para llegar al Campo A por vía terrestre desde Bogotá DC, es necesario dirigirse hacia el suroeste del país, tomando la Autopista Sur hacia el Municipio de Soacha donde se toma la carretera 40 por un trayecto de 14 km hasta llegar al municipio de Silvania. En Silvania, se continúa por la carretera 40 vía Fusagasugá-Silvania por 7.8 km hasta llegar a la variante Fusagasugá donde se toma posteriormente la ruta Boquerón-Fusagasugá por 20 km. Se continúa por la ruta Bogotá-Girardot/Melgar-Boquerón y después de 13 km se toma la Avenida 7 hasta el desvío con dirección a Vía A Iconozo Melgar, donde después de 10 km y un pequeño desvío hacia el este se encuentra la entrada al Campo A. En total son aproximadamente 125 km de recorrido y 2 horas y 20 minutos de trayecto en automóvil.

1.1.3 Marco Geológico. Esta sección describe las generalidades asociadas a la estratigrafía, geología estructural y del petróleo asociada al Campo A.

1.1.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2** presenta la columna estratigráfica generalizada de la sub-cuenca Girardot, la cual muestra una secuencia sedimentaria constituida por unidades desde el Triásico hasta el Cuaternario.

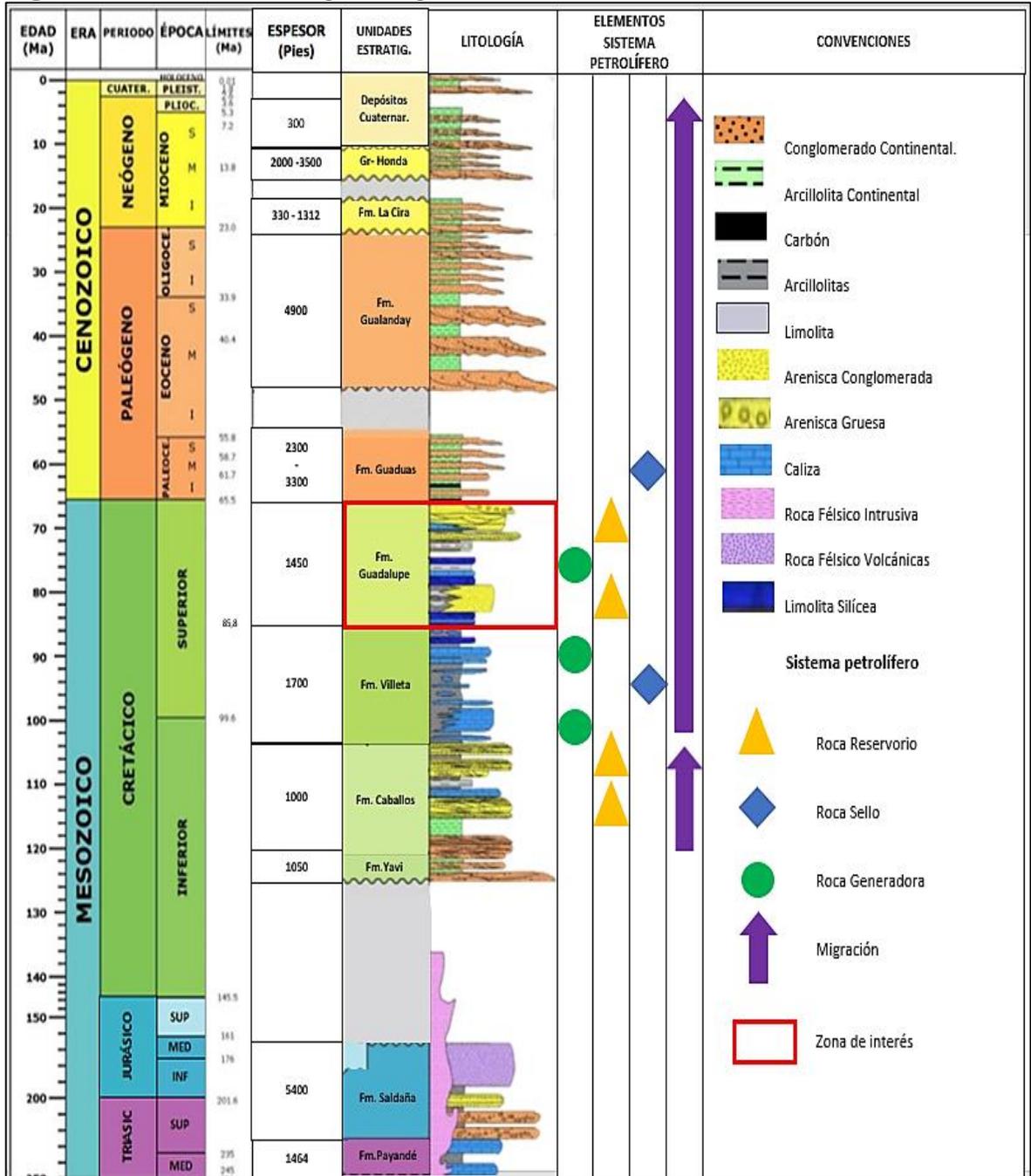
Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. 21, septiembre, 2013. Organización ACGGP. 2013. P.111

Figura 1. Ubicación geográfica, Campo A.



Fuente: elaboración propia, basado en AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Mapa de cuencas. 2007. Aplicativo de Google Maps. Disponible en internet en: http://www.bdcc.co.uk/Gmaps/II_grat_v3_demo.htm .

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Sub-Cuenca de Girardot.



Fuente: elaboración propia, basado en CARRERA, Daniela. Sección Balanceada del Flanco Occidental de la Cordillera Oriental en las inmediaciones de los Municipios Villarrica y Cuday en la Sub-Cuenca de Girardot, Valle Superior del Magdalena. Trabajo de Grado. Universidad Eafit. Escuela de Ingeniería-Geología. Medellín. 2015.

1.1.3.2 Estratigrafía. Se describe de la más antigua a la más reciente, (**Figura 2**) las unidades estratigráficas asociada a la Sub-Cuenca Girardot, área donde se perforaron los pozos objeto de estudio.

- Formación Payandé: Ingeominas⁵ basado en un recuento faunístico en Geyer (1973), data gran parte de la Formación Payandé como Noriano (límite Triásico-Jurásico). Se encuentra constituida, en general, por calizas, limolitas y lodolitas divididas en dos segmentos establecidos por Cediél et.al (1981). El primer segmento corresponde a calizas con intercalaciones menores de shales negros, nódulos de chert y magmatitas félsicas, mientras que el segundo segmento corresponde a lodolitas laminadas negras con intercalaciones de calizas y magmatittas félsicas; de 1464 pies de espesor, ambos segmentos depositados en un ambiente marino somero. La formación infrayace a la Formación Saldaña con un contacto concordante.
- Formación Saldaña: según Ingeominas⁶, la deposición de la formación Saldaña data en un lapso de tiempo comprendido entre el Triásico Tardío y el Jurásico temprano. La unidad está constituida por rocas vulcano-sedimentarias, flujos de lava, rocas piroclásticas y rocas hipoabisales, en donde se destaca la intercalación de vulcanitas y tobas con capas de arenitas, calizas y calizas arenosas en la parte inferior; y arenitas, conglomerados, limolitas y, en menor proporción, vulcanitas y tobas en la parte superior, con un espesor aproximado de 5400 pies. Su ambiente de depositación es continental con influencia volcánica. La Formación Saldaña infrayace discordante a la Formación Yaví y suprayace discordante a la Formación Payandé.
- Formación Yaví: Mojica y Macía (1982)⁷ asignan la edad de la formación al Cretácico Inferior, con una litología constituida principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas, areniscas y algunos niveles de lodolitas. De acuerdo con Vergara (1994)⁸, el espesor promedio de la cuenca es de 1050 pies y se adelgaza hacia el sur de la cuenca. La sedimentación se dio en “un ambiente de depósito de tipo continental en llanura aluvial, con presencia de corrientes meándricas y trenzadas”⁹. La formación suprayace la

⁵ ACOSTA, Jorge Enrique; GUATAME, Rafael.; CAICEDO, Juan Carlos.; CÁRDENAS, Jorge. INGEOMINAS. Mapa Geológico de Colombia Plancha 245 Girardot. [en línea]. 2002. p. 14. [Consultado 23 Octubre 2018]. Disponible en internet: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B4/13010010002474/documento/pdf/0101024741101000.pdf>

⁶ Ibid., p.17.

⁷ Ibid., p.168.

⁸ VERGARA. 1994. citado por FUQUEN, Jaime Alberto; OSORNO, Jose Fernando. INGEOMINAS. Geología de la plancha 303 Colombia, Departamentos del Huila, Tolima y Meta. [en línea]. 2002. p. 34. [Consultado 23 Octubre 2018]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/33890967/Geologia-Del-Tolima>

⁹ CORTOLIMA, Op., cit. p. 168.

Formación Saldaña mediante una superficie de discordancia e infrayace concordante la Formación Caballos.

- Formación Caballos: según Ingeominas¹⁰ se data una edad del Cretácico Inferior (Prössl & Vergara (1993)) y se encuentra constituida por **Miembro Caballos Inferior** compuesta por areniscas cuarzosas de grano muy grueso hasta fino separadas por lodolitas y lodolitas carbonosas; **Miembro Caballos Medio** compuesta por lodolita laminada gris oscuro, con intercalaciones de caliza y arenita calcárea y **Miembro Caballos Superior** constituida por cuarzoarenitas de grano fino a medio intercaladas con capas lenticulares de caliza micrítica fosfolífera. Esta unidad cuenta con un espesor promedio de 1000 pies, y el ambiente de depositación es continental de tipo fluvial en el Miembro Inferior, ambiente marino somero en el Miembro Medio y transicional en el Miembro Superior en litorales¹¹. La formación se encuentra concordante a la Formación Yaví que la infrayace y concordante a la Formación Villeta que la suprayace.
- Formación Villeta: según Julivert¹² la formación fue depositada durante el Cretácico Superior y está constituida por una secuencia principalmente de shales de color gris oscuro a negro con presencia de intercalaciones calcáreas y trazas de arena. Alcanza un espesor de 1700 pies y su deposición se generó en un ambiente marino somero. Se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Caballos que la infrayace como con la Formación Guadalupe que la suprayace.
- Formación Guadalupe: según Ingeominas¹³ referenciando a Hettner (1892) la sedimentación de la formación hace parte del Cretáceo Superior Tardío. La unidad está compuesta por tres estratos: **Guadalupe inferior**: “De acuerdo a Pérez y Salazar (1978), el 63.8% de la unidad es arenita en su casi totalidad de grano muy fino y el resto está constituido por intercalaciones de limolitas, liditas y arcillolitas.”¹⁴. **Guadalupe Medio o Formación Plaeners**: Constituido por “41.6% de arcillolita y lodolita de colores gris y crema, 38.7% de liditas, porcelanitas y limolitas silíceas, 15.1% de finas intercalaciones de las anteriores

¹⁰FUQUEN. Op. cit., p. 37

¹¹ ACOSTA. Op.cit., p 22

¹²HETTNER (A.), 1894 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. [en línea]. 1968. p. 498. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en Internet: <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-j-de-porta.pdf>

¹³ FUQUEN. Op. cit., p. 47

¹⁴ PEREZ, G. & SALAZAR, A. (1978): Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe.- Geología Colombiana 10: 7-86. Universidad Nacional, Bogotá. Citado por GUERRERO, J. & SARMIENTO, G. Estratigrafía Física, Palinológica, Sedimentológica y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera.- Geología Colombiana. Bogotá. [en línea].1996. n. 20, p 20. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet: <http://www.bdigital.unal.edu.co/32042/1/31386-114094-1-PB.pdf>

litologías y 4.6% de arenitas”¹⁵ y **Guadalupe Superior** que se comprende predominantemente de cuarzoarenitas medias a gruesas. Las areniscas superiores presentan un espesor de 500 pies, los pleaners un espesor de 250 pies, y las areniscas inferiores un espesor de 700 pies depositados en un ambiente marino de plataforma somera hasta continentales. “Las areniscas inferiores suprayacen la Formación Villeta con un contacto concordante y las areniscas superiores infrayacen la Formación Guaduas con un contacto discordante”¹⁶

- Grupo Guaduas: formación depositada “durante la transición Cretácico-Terciaria, más específicamente entre el Cretácico Superior y el Paleoceno Temprano”¹⁷. Para HETTNER la Formación Guaduas está formada por “un sistema de arcilla multicolor, especialmente amarilla, roja o violeta, entremezclada con pedazos de limolita, y bancos de una arenisca casi siempre roja, que en partes se convierte en un conglomerado.”¹⁸ Tiene un espesor comprendido entre los 2300 y los 3300 pies con una disminución del mismo hacia el Este, depositados en un ambiente continental de tipo fluvial con extensas llanuras de inundación. El contacto inferior de la unidad es concordante y está ubicado en el techo de una espesa secuencia de areniscas del Grupo Guadalupe, y el contacto superior es discordante con Grupo Guadalupe”¹⁹.
- Grupo Gualanday: su depositación se dio durante el Eoceno Tardío hasta el Oligoceno Tardío. Según SCHEIBE²⁰, la formación consta de “arcillas grises o rojas; areniscas rojas, grises, amarillas o casi blancas las cuales presentan a veces un cemento calcáreo; y conglomerados cuyos clásticos son de cuarzo, sílex córneo y esquisto silicoso aglutinados por un cemento ferruginoso tenaz”. El espesor de la formación en su localidad tipo es de 4900 pies, depositados en un ambiente continental. La Formación Guaduas infrayace la Formación Guadalupe de forma concordante, mientras que la Formación La Cira la suprayace de forma discordante.

¹⁵ Ibid., p. 20

¹⁶ RINCÓN., Op.cit. p. 118.

¹⁷ SARMIENTO, G. Estratigrafía y medios de depósito de la Formación Guaduas. Boletín Geológico Volumen 32 N.1-3. INGEOMINAS Bogotá. 1994. Citado por AMAYA, E. MARÍÑO, J. JARAMILLO, C. Litofacies y Ambientes de Acumulación de la Formación Guaduas, en la parte central de la Cordillera Oriental- Implicaciones Paleográficas. Revista boletín de Geología. Vol.32, No. 1. [en línea]. 2010. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/1006/3704>

¹⁸ HETTNER (A.), Op. cit., p.241

¹⁹CORTOLIMA. Op. cit., p 181

²⁰ SCHEIBE ©. 1934 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. [en línea].1968. p. 498. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en Internet: <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-j-de-porta.pdf>

- Formación La Cira: para VAN HOUTEN & TRAVIS (1968, p. 693)²¹ la formación del Oligoceno inferior, está formada por limos y arcillas de color rojizo-marrón con pequeñas intercalaciones de areniscas y algunos lentejones de conglomerados. Presenta un espesor de 330 a 1312 pies, depositados en un ambiente continental. Infrayace discordante el Grupo Honda y suprayace discordante el grupo Guadalay.
- Grupo Honda: se le asigna una edad Terciario específicamente del Mioceno Superior al Pleistoceno. Según Cortolima²², el Grupo está conformado por capas de areniscas de grano fino a grueso, arcillolitas amarillas y rojizas, con concreciones de carbonato y conglomerados interestratificados, lenticulares, tabulares y con estratificación cruzada. De Porta (1966) describe una formación con un espesor variable entre los 2000 a los 3500 pies, “depositados en un ambiente continental de tipo lagunar”²³, afectada por ríos de baja energía. El Grupo suprayace la formación La Cira e infrayace la Formación Gigante, ambas de forma concordante.
- Depósitos cuaternarios: sedimentos depositados durante el Plioceno-Pleistoceno del Neógeno, de tipo volcánico y volcanoclástico entre los que se destacan rocas piroclásticas, flujos de escombros y depósitos tobáceos (cenizas y bloques); de aproximadamente 300 pies de espesor, provenientes de ambiente continental de tipo fluviales, terrazas y abanicos aluviales. Estos depósitos suprayacen discordante a la formación Honda.

1.1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca del Valle Superior del Magdalena es una cuenca intermontana estrecha, compuesta por dos sub cuencas, separadas por el alto de basamento Nataigama. La geología estructural de la cuenca se caracteriza por presentar fallas de cabalgamiento con un rumbo general NE-SW, generadas debido a esfuerzos compresivos durante el Terciario Temprano y que marcan los límites oriental y occidental con las Cordilleras Oriental y Central.

El Campo A presenta estructuras de sinclinales amplios y anticlinales apretados asociados a un sistema de fallas inversas de cabalgamiento (de Boquerón) con vergencia al oeste y rumbo NE-SW y por fallas de rumbo o transcurrentes, generadas por esfuerzos compresivos asociados a la Orogenia Andina en el Mioceno Superior.

²¹ VAN HOUTEN & TRAVIS 1968. 1934 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. [en línea].1968. p. 299. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en Internet: <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-j-de-porta.pdf>

²² CORTOLIMA. Op. cit., p 182

²³ ACOSTA. Op.cit., p 53

1.1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación, se describe el sistema petrolífero de la Sub-Cuenca de Girardot, Valle Superior del Magdalena y por tanto el asociado al Campo objeto de estudio.

- Roca Generadora: las principales rocas generadoras de hidrocarburos de la Cuenca, corresponden a los shales intraformacionales del Grupo Villeta y a los Pleasers de la Formación Guadalupe, las cuales se caracterizan por ser rocas inmaduras ($T_{max} < 435^{\circ}\text{C}$) que presentan un TOC entre el 2 a 12%, una reflectancia de vitrinita (R_o) de 1.3- 1.4% y un potencial generador entre 20 y 80 mg HC/groca²⁴. El tipo de materia orgánica presenta un predominio de kerógeno tipo II.

Para el caso específico del Campo A, la roca generadora corresponde en mayor medida a los shales de la Formación Villeta de edad Cretácea.

- Roca Reservorio: las Areniscas Superiores e Inferiores de la Formación Guadalupe y las areniscas de la Formación Caballos constituyen las rocas reservorio de la Cuenca, pero el yacimiento del Campo A corresponde únicamente a las areniscas de la Formación Guadalupe. Las areniscas de la Formación Caballos, presentan porosidades típicas de 12-17%, mientras que las areniscas de la formación Guadalupe presentan alta porosidad secundaria evidenciada por disolución de pequeños fósiles con un valor que oscila entre el 15 y 20%, y una permeabilidad promedio típicamente por debajo de los 100 mD²⁵.
- Roca Sello: “El sello lateral y superior está representado por un importante espesor de arcillolitas plásticas de la Formación Villeta”²⁶ y por las arcillolitas de la Formación Guaduas.

El sistema de fallas del Boquerón se origina sobre el plano de fallas normales desarrolladas durante el Triásico-Jurásico. Durante la compresión, se “suaviza la inclinación del plano en los shales del Villeta y sube formando una rampa en la secuencia sedimentaria suprayacente hasta aflorar al occidente del campo, levantando rocas del Villeta de edad Cretáceo Medio a Superior en el bloque colgante, sobre las arenas del Guadalupe en el bloque yacente.”²⁷ Dicha superposición forma un sello efectivo a los reservorios de la formación

²⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Catálogo Ronda Colombia 2009. [en línea]. 2009. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en Internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20(PDF).pdf)

²⁵ DE FREITAS, L.C.S, AMARIS, O, GOMES, H-P, PEREIRA, J.R.B. Guando Fiel: Underpressure-Fiel Development, Paper SPE-94569-MS. De: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 20-23 Junio. 2005 P 2.

²⁶ Ibid., p. 1

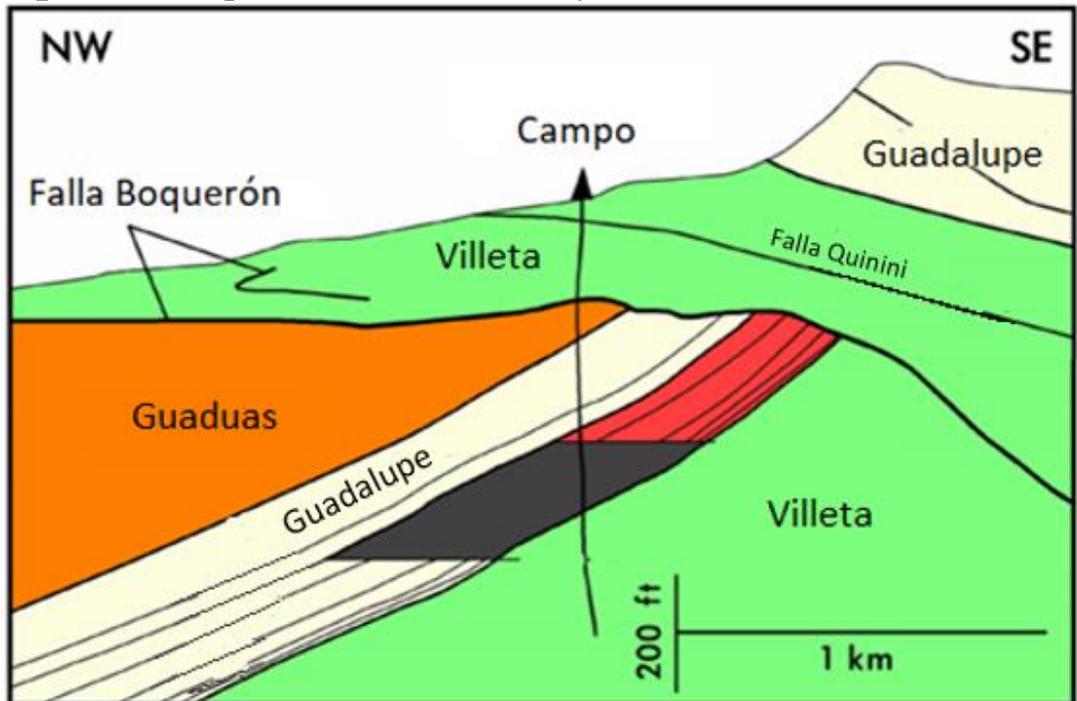
²⁷ Ibid. p. 112

Guadalupe, así como los shales de la Formación Guaduas sellan al noroeste la trampa en el bloque yacente, como se muestra en la **Figura 3**.

Adicionalmente durante el Plioceno Superior, como respuesta a los movimientos transversales de los bloques afectados por el sistema de fallas de Boquerón al final de la Orogenia Andina, se forman fallas transcurrentes con rumbo NW-SE y fallas inversas asociadas, que dividen en campo en tres compartimientos y que afectan la sección de areniscas de la formación Guadalupe para el desarrollo del campo debido al desarrollo de zonas de intenso fracturamiento.

- Trampas: la trampa del Campo A es estructural asociada al sistema de fallas de cabalgamiento del Boquerón con vergencia hacia el occidente y rumbo NE-SW y fallas rumbo NW-SE.²⁸

Figura 3. Configuración estructural Campo A.



Fuente: LECKIE, D.A, DE ARMAS, J.M, DU TOIT, C. GLAZEBROOK, K. GOMEZ, E. Paleogeographic Implications of The Lower Guadalupe (Dura) Formation In The Guando Oil Field, Colombia. En: 8vo Simposio Bolivariano- Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. 21, septiembre, 2013. Organización ACGGP. 2013. P. 71.

- Migración: la migración de hidrocarburos desde la roca generadora hasta la roca reservorio, comienza después del primer evento compresivo del Cretáceo

²⁸ RINCÓN. Op.cit. p. 113.

Tardío y sigue presentándose en el presente gracias a vías horizontales y verticales presentes principalmente en las areniscas de la Formación Caballos, infrayacente a la Formación Villeta roca generadora, y en menor medida en las areniscas de la Formación Guadalupe, suprayacente a la misma.²⁹ La migración se da en mayor medida por medio de las fallas asociadas al sistema de Boquerón y las áreas de intenso fracturamiento generadas debido a los esfuerzos compresivos.

1.1.4 Historia de Producción del Campo A. Esta sección describe las características asociadas a la producción del Campo, como el mecanismo de explotación, tiempo de producción, número de pozos presentes, producción acumulada hasta la fecha y características de los fluidos del yacimiento.

1.1.4.1 Método y mecanismo de producción. El yacimiento del campo A, se caracteriza por tener empuje por acuífero activo, empuje por gas en solución y efectos gravitacionales de la columna de crudo como mecanismos principales de producción, pero al encontrarse el reservorio por encima del nivel del mar, se presentan presiones iniciales muy bajas que impiden el flujo natural de los pozos a superficie y limitan su potencial de producción.

Debido a las bajas presiones iniciales del yacimiento, los pozos perforados presentan un bajo recobro y una baja productividad, razón por la que se decide implementar sistemas de levantamiento artificial como bombas de cavidades progresivas (PCP) o sistemas de bombeo electrosumergibles (BES) desde el inicio de la producción del pozo.

Adicionalmente el campo cuenta con un proceso de recobro mejorado por inyección de agua, con el fin de aumentar el factor de recobro y por ende la producción de crudo en el campo, el cual en un principio consistió en “33 pozos inyectoros, de los cuales diez eran pozos inyectoros periféricos y el resto eran pozos inyectoros infill”³⁰ organizados en patrones de 7 pozos invertidos, que se mantienen a septiembre del 2018.

²⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. cit. p. 1.

³⁰ ROVIRA, D. Arquitectura Estratigráfica de la Formación Areniscas Superiores del Grupo Guadalupe en el Campo Guando, Valle Superior del Magdalena. Memorias IX simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas. P. 12.

1.1.4.2 Tiempo de producción y número de pozos. El campo ha producido crudo liviano desde mayo del 2000 hasta la actualidad, presentando disminuciones significativas en su producción desde el año 2008. A septiembre de 2018, se cuentan con 156 pozos, distribuidos entre pozos inyectoros y productores.

1.1.4.3 Producción del campo. El yacimiento del Campo A fue descubierto con la perforación y completamiento del primer pozo productor en febrero del 2000 y su gran potencial hidrocarburífero incentiva la perforación del segundo pozo en marzo del mismo año.

“Para Julio del 2000, la producción de los pozos era de 350 y 500 BFPD, respectivamente, con un acumulado para el campo de 26000 barriles de crudo”³¹.

En el 2003 se implementa por primera vez en el campo la inyección de agua como método de recobro mejorado, con el fin de aumentar y mantener la presión del yacimiento además de aumentar significativamente la producción de crudo y de gas asociado.

“Para Diciembre de 2005 ya se tenían 70 pozos productores con bombas de cavidades progresivas PCP como sistemas de levantamiento artificial y con una producción de 100 a 1600 BFPD; 14 pozos inyectoros y 4 pozos duales productor/inyector”³², aumentando la producción acumulada del campo a unos 28000 BOPD con un BSW de 28%.

A partir del descubrimiento del campo hasta el 2009 se alcanzó una producción de crudo superior a los 25000 BOPD, alcanzando un pico en el 2006 de 31416 barriles de crudo al día, pero la producción decrece a partir de 2008 hasta un promedio de 7000 barriles anuales de crudo en el 2017.

A mayo de 2018, se producen aproximadamente 89600 barriles por día de fluido, de los cuales 6600 barriles diarios son de crudo, producidos en 70 pozos completados con bombas de cavidades progresivas PCP y en 20 pozos completados con bombas electrosumergibles BES.

El historial de producción de crudo en el campo A desde el 2004 hasta el 2017, se representa en la **Gráfica 1**.

Como se mencionó anteriormente, el yacimiento del Campo A cuenta con empuje de gas en solución e inyección de agua como mecanismo y método de producción

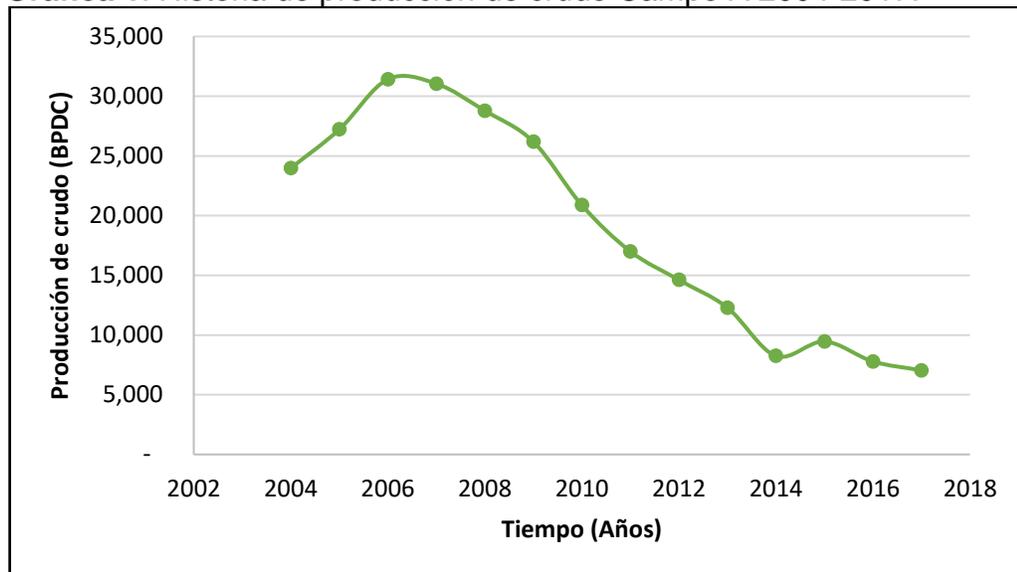
³¹ ESPINOSA Op sit. P. 36

³² ARIZA, H. ROJAS, C. RIVERA, V. TORRES, F. Decreasing Well Downtime in Guando Oil Field by Using Continuous Sucker Rod. Paper SPE-102744-MS. De: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. USA. 24–27 Septiembre 2006. P 1-10.

de crudo, lo que influye en los valores de producción acumulada de fluidos del campo.

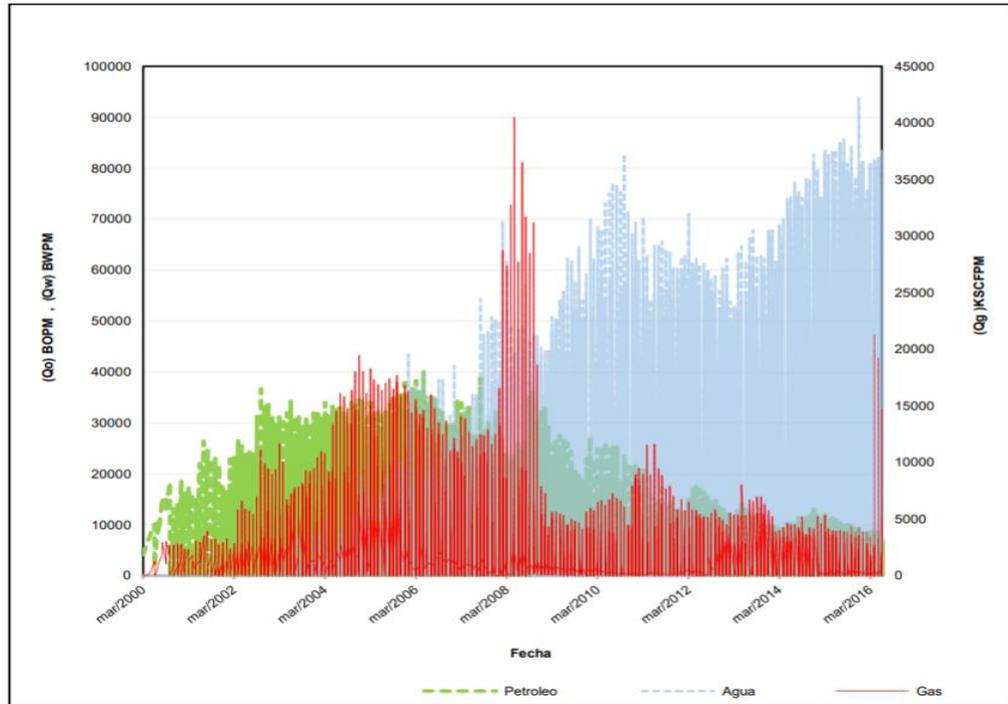
Desde el año 2003 hasta el año 2008, se presentó un aumento significativo de la producción de crudo y de la producción de agua como consecuencia del proceso de inyección de agua implementado para recobro secundario y de campañas masivas de perforación; pero debido a las condiciones del yacimiento y los requerimientos del mismo, la producción de crudo y gas cae a partir del 2008, con un aumento continuo del corte de agua y por ende de la producción de la misma, como se muestra en la **Gráfica 2**.

Gráfica 1. Historia de producción de crudo Campo A 2004-2017.



Fuente: elaboración propia, basado en ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO. Informe estadístico petróleo. Hoja Prod x Campo bpdc. 2017.

Gráfica 2. Producción acumulada Campo A.



Fuente: Nexen Petroleum Colombia Ltd, referenciado por: BUITRAGO. Raúl. Estudio de factibilidad técnico-financiero para un piloto de inyección de agua in-fill en Campo Maduro de la Cuenca del Valle superior del Magdalena mediante simulación de yacimientos. Trabajo de grado. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2017. p. 50.

1.1.4.4 Características del yacimiento. “El reservorio está localizado a una profundidad promedio de 3500 pies por encima del nivel del mar, condición que junto a un efecto hidrodinámico difícil, lleva a presiones de yacimiento extremadamente bajas”³³ entre 100 y 500 psi.

El crudo producido del Campo A, presenta una gravedad entre los 23 y los 25° API, variación que depende directamente de la composición del fluido y la profundidad; una viscosidad de 7 cp a una presión de saturación de 100 psi y una permeabilidad relativa de 0.6 y 0.007 mD para el aceite y para el agua relativamente. “Adicionalmente la relación de movilidad se encuentra entre 1 y 2 y el agua asociada al yacimiento cuenta con un bajo contenido de cloruro (menor a 100 ppm), categorizándola como agua fresca.”³⁴

³³ AMARIS, O, MONTOYA, J.M, DURÁN, B. Guando Fiel: Underpressure-Fiel Development, Part II. Paper SPE-121510-MS. De: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena, Colombia, 31 Mayo y 3 Junio, 2009. P 1-10.

³⁴ Ibid., p. 2

Al tener el yacimiento el empuje de gas en solución como mecanismo de producción, “se produce aproximadamente 31 pc/bbl de gas en solución a una presión inferior a los 149 psi, con una gravedad específica de 0.7, un contenido de metano de 85% y un poder calorífico de 1.100 BTU/pc”³⁵.

1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO B

A continuación, se presenta la historia, localización, marco geológico e historial de producción del Campo B, ubicado en la Provincia de Sucumbíos en Ecuador.

1.2.1 Historia del Campo B. El Campo B es descubierto en 1987 por la empresa estatal de Ecuador, la cual mediante la reinterpretación de la sísmica de un bloque de 644 kilómetros cuadrados, planea y perfora el primer pozo exploratorio entre el 17 de Junio y el 18 de Julio de 1988, el cual alcanzó una profundidad aproximada de 8330 pies, encontrando producción en los reservorios “T”, “U”, “M2” y Tena Basal.”³⁶

En Septiembre de 1989, la empresa estatal le concede la operación del Campo B a una filial, la cual perfora 8 pozos adicionales con el fin de delimitar el yacimiento y finalmente declarar su comercialidad en 1991.

A septiembre de 2018, el Campo B cuenta con 29 pozos entre productores y reinyectores, operados por la filial de la empresa estatal de Ecuador.

1.2.2 Localización del Campo B. El Campo B se encuentra geológicamente ubicado al noreste de la Cuenca Oriente en Ecuador, específicamente en la Subcuenca Napo.

Geográficamente, el área del proyecto cubre parte de la Provincia de Sucumbíos, específicamente el cantón Lago Agrio. Se encuentra limitado al Norte y al Este por la frontera con Colombia, al Sur por el Campo Cuyabeno-Sansahuari y al Oeste por los Campos Tapi-Tetete y Frontera, entre los ríos San Miguel y Putumayo.

La ubicación geográfica del Campo en Ecuador se muestra en la **Figura 4**.

Para llegar al Campo B partiendo desde Quito, ciudad capital de Ecuador, se toma en primera instancia la Avenida Eloy Alfaro por 800 metros hasta la rampa Avenida De los Granados con dirección sureste, con el fin de incorporarse a De los Granados y en la rotonda tomar la primera salida en dirección Avenida Libertador Simón

³⁵ ESPINOSA Op sit. P. 43

³⁶ BABY, Patrice, RIVADENEIRA, Marco, BARRAGÁN, Roberto. Capítulo 2: Historia de la exploración y principales campos petroleros de la petroproducción. En: La Cuenca de Oriente: Geología y Petróleo. Nueva edición [en línea]. Lima: Instituto Francés de Estudios Andinos, 2004. [Consultado 25 Octubre 2018]. Disponible en Internet: <<http://books.openedition.org/ifea/2971>>. ISBN: 9782821840454. DOI: 10.4000 / books.ifea.2971.

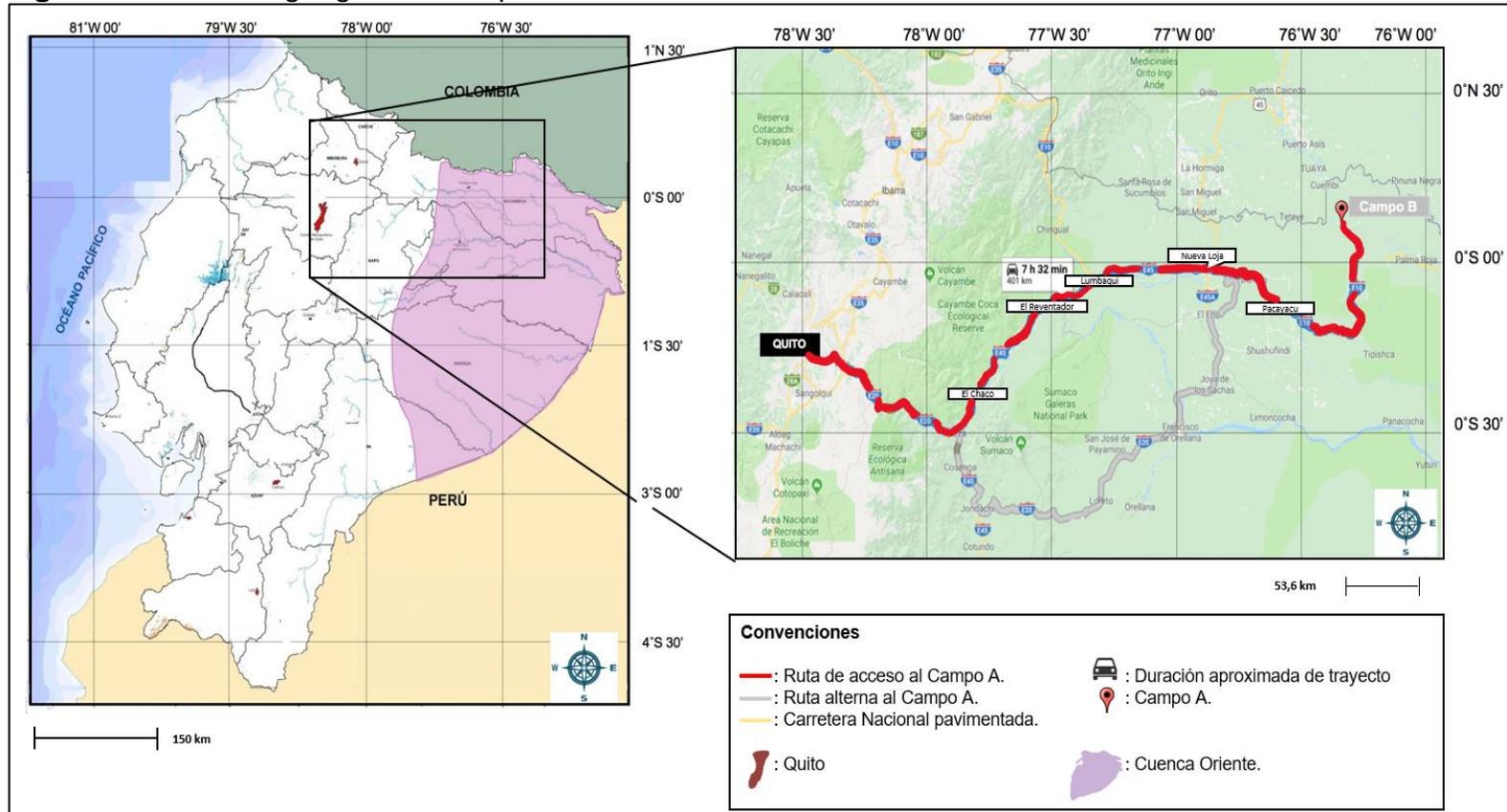
Bolívar. Avanzar por la avenida por 8.2 km y tomar la rampa en dirección Cumbaya-Tumbaco/Aeropuerto Mariscal Sucre para ingresar a la Ruta Viva por 12.7 km. Luego tomar la ruta 28C hacia el Este por 2.3 km y tomar la rampa en dirección Baeza/El Colibrí/Sangolqui para que 290 metros después en la rotonda se pueda tomar la primera salida en dirección a Carrera Panamericana/Avenida Interoceánica/Troncal de la Sierra/E35 por 2.6 km. En la rotonda, tomar la tercera salida en dirección E20 y continuar hacia Calle Teniente Hugo Ortiz/ Ecuador 45/Ruta Panamericana/E45 por 98 km. En la rotonda tomar la segunda salida en dirección noreste y continuar por la E45 por 71 km hasta llegar a una segunda rotonda donde se toma la primera salida hacia la Calle Teniente Hugo Ortiz / Ecuador 45/ Av. Quito/ Ruta Panamericana/ E10/E45. 77 kilómetros después de ingresar a la Calle, se toma la primera salida de la rotonda hacia la vía E10 y se continúa por dicha vía 30.8 km más hasta llegar a la entrada al Campo B.

En total son aproximadamente 401 km de recorrido y 7 horas y 32 minutos de trayecto en automóvil.

1.2.3 Marco Geológico. Esta sección describe las generalidades asociadas a la estratigrafía, geología estructural y del petróleo asociada al Campo B.

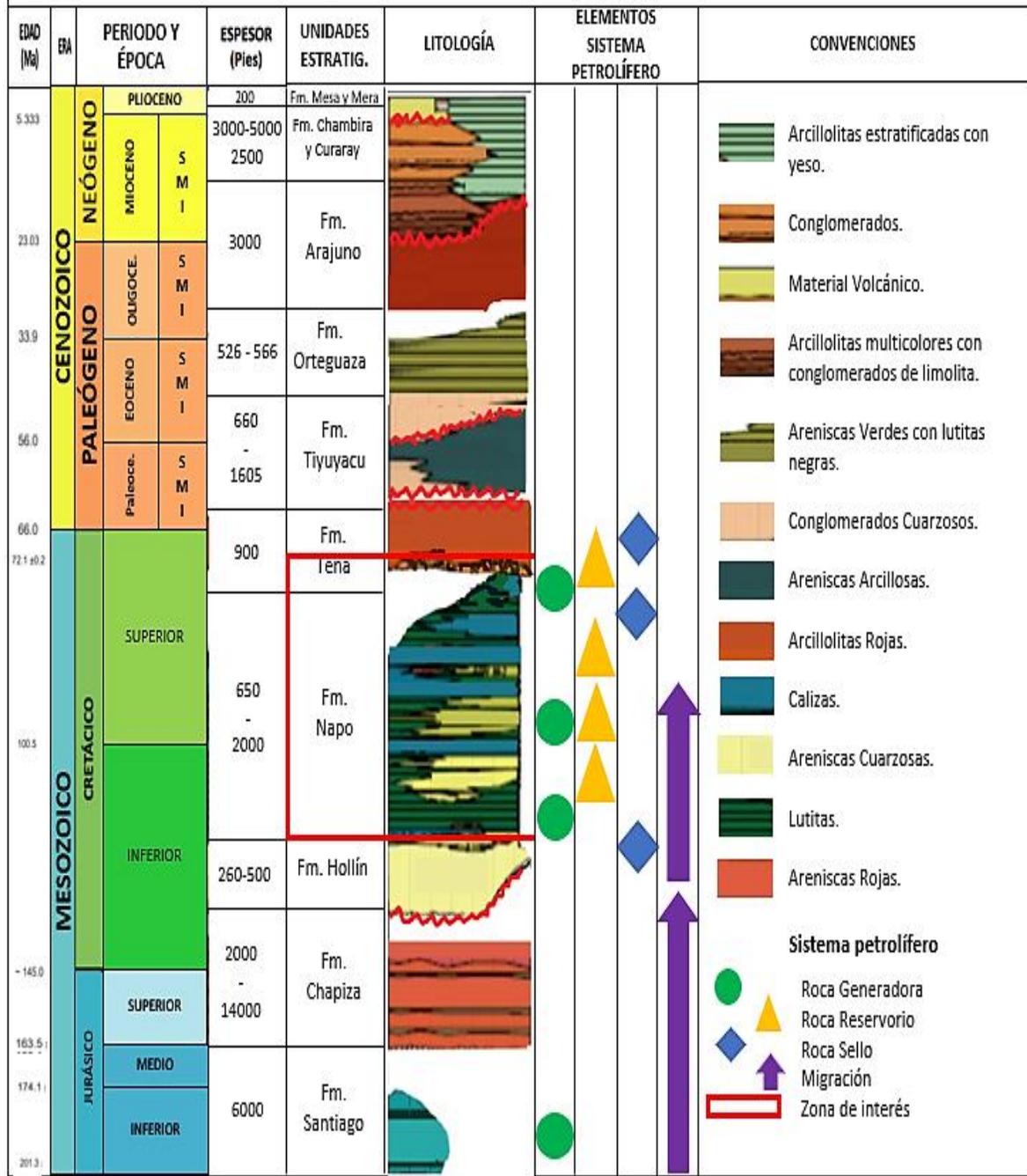
1.2.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 5** presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Oriente, la cual muestra una secuencia sedimentaria constituida por unidades desde el Jurásico Superior hasta el Neógeno.

Figura 4. Ubicación geográfica Campo B.



Fuente: elaboración propia, basado en MINISTERIO DE AGRICULTURA Y GANADERÍA. Coordinación General del Sistema de Información Nacional. 2017. Aplicativo de Google Maps. Disponible en internet en: http://www.bdcc.co.uk/Gmaps/ll_grat_v3_demo.htm.

Figura 5. Columna estratigráfica Cuenca de Oriente.



Fuente: elaboración propia, basado en CORDERO. Santiago. Metodología para la identificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y datos de laboratorio del Campo Colibrí, Octubre 2013. Trabajo de Grado. Universidad Central de Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Carrera de Ingeniería de Petróleos. 2013.

1.2.3.2 Estratigrafía. Se describe de más antigua más reciente (**Figura 5**) las unidades estratigráficas asociadas a la Cuenca de Oriente, ya que allí se perforaron los pozos objeto de estudio.

- Formación Santiago: formación depositada en el Triásico Superior- Jurásico Temprano, que según TSCHOPP.HJ (1953)³⁷ se encuentra constituida principalmente por intercalaciones de calizas, areniscas finas y areniscas volcanoclásticas en su miembro inferior, al igual que de sedimentos detríticos volcanoclásticos y volcánicos en su miembro superior. Su espesor puede alcanzar hasta 6.000 pies y fue depositada en ambiente marino somero hasta continental. Infrayace discordante a la Formación Misahualli/ Chapiza.
- Formación Misahualli/ Chapiza: formación de edad Jurásica, que según TSCHOPP.HJ (1953) está compuesta por intercalaciones de areniscas rojas y lutitas, al igual que de acumulaciones volcánica de 2000 a 14000 pies de espesor, depositadas en ambiente marino somero y continental. Suprayace discordante a la Formación Santiago e infrayace discordante a la Formación Hollín.
- Formación Hollín: según JAILLARD (1997)³⁸ hace parte del Cretácico Inferior, cuya litología consiste de areniscas cuarzosas y conglomerados en la base y areniscas, calizas y lutitas en la parte superior. Tiene un espesor entre 260 y 500 pies, depositados en ambientes continentales, específicamente por ríos entrelazados y planicies aluviales, al igual que en ambiente marino somero. Suprayace discordante a la Formación Misahualli/ Chapiza, e infrayace concordante a la Formación Napo Inferior.
- Formación Napo: según Torres y Ushiña, 2011³⁹ pertenece a la edad Cretácico Inferior a Superior. Consiste en una sucesión de lutitas negras, calizas grises a negras y areniscas calcáreas, cuyo espesor varía desde los 650 pies hasta las 2000 pies. Puede dividirse según litologías y ambientes de depositación, en Formación Napo Basal, Formación Napo Inferior, Medio y Superior. Toda la unidad suprayace concordante a la Formación Hollín e infrayace concordante a la Formación Tena.

Formación Napo Basal: (Albiano Inferior- Superior). Constituye una secuencia transgresiva (arenisca basal y calizas C) y regresiva (areniscas T y calizas),

³⁷ TSCHOPP.HJ (1953) Oil Explorations in the Oriente of Ecuador. Bulletin of the AAPG. Vol 37. No. 10, 2303-2047 pp.

³⁸ JAILLARD. E, . La Sedimentación en los Deltas los Estuarios y las Cuencas Sedimentarias. Curso de Capacitación del Convenio ORSTOM-Petoperú. 1997. P. 33.

³⁹ TORRES Y USHĨA, 2011, citado por VELASCO, Luis Alberto. Diseño de un hidrociclón de separación de agua-petróleo en el fondo de los pozos, mediante hidrociclones para minimizar el agua de formación en superficie en el Campo VHR. Trabajo previo a la obtención de título de ingeniero de petróleos. Quito, Ecuador. Universidad tecnológica Equinoccial. 2016. P. 116

cuya base está definida por el tope de las areniscas de la Formación Hollín y cuyo tope está definido por las areniscas T. Su distribución es caracterizada por ambientes continentales y transicionales como sistemas fluviales con influencia estuarina y/o mareal.

Formación Napo Inferior: (Albiano Superior-Cenornaniano Inferior). Constituye una secuencia de calizas bioturbadas (Calizas B), lutitas calcáreas (Lutitas U) y areniscas cuarzosas y glauconíticas (Areniscas U) de un espesor promedio de 40 pies, depositados en ambiente marino somero y continental.

Formación Napo Medio: (Turoniano inferior-superior). Está constituida principalmente por calizas micríticas o interclásticas (Calizas A), intercalaciones de areniscas y lutitas calcáreas (Areniscas M2) y calizas fosilíferas interestratificadas con lutitas (Calizas M2), depositadas en un ambiente marino, continental, y transicional respectivamente.

Formación Napo Superior: según BABY et al (1999)⁴⁰ la formación es de edad Cretácico Turoniano, compuesta por una sucesión de calizas (Calizas M1), lutitas (Lutitas M1), limolitas (Lutitas M1) y areniscas masivas (Areniscas M1), de 90 pies de espesor, depositadas en un ambiente marino somero.

- Arenisca Tena Basal: (Maastrichtiano inferior) Según RAYNAUD et.al 1993 corresponde a una discordancia regional asociada a un cambio litológico, compuesta principalmente por cuarzo arenitas depositadas en ambientes marino someros. Infrayace concordante a la Formación Tena Inferior y suprayace concordante a la Formación Napo Superior.
- Formación Tena: según BABY et al (1999)⁴¹ la formación corresponde al Cretácico Superior, compuesta por dos miembros de arcillolitas, conglomerados de cuarzo y limolitas. En total cuenta con 900 pies de espesor en promedio. Su depositación se dio en ambientes marinos someros hasta continentales de abanico aluvial. “Entre ambos miembros existe la presencia de un hiato sedimentario, de edad Maastrichtiano Superior- Paleoceno Basal”.⁴² Suprayace de manera concordante a la Formación Napo superior e infrayace de manera discordante a la Formación Tiyuyacu inferior.
- Formación Tiyuyacu Inferior: formación depositada durante el Paleoceno Tardío-Eoceno Inferior, constituida por conglomerados, areniscas y arcillolitas de 1440 a 1605 pies de espesor, depositada en un ambiente sedimentario de tipo continental. Suprayace discordante a la Formación Tena e infrayace discordante a la Formación Tiyuyacu Superior.

⁴⁰ BABY. Op.cit. p. 52

⁴¹ Ibid. p. 57

⁴²JAILLARD. Op. cit. p. 33.

- Formación Tiyuyacu Superior: formación correspondiente al Eoceno Medio a Superior, compuesta por conglomerados de cuarzo y lutitas con areniscas de 660 a 1440 pies de espesor, depositadas en un ambiente continental, especial de ríos trezados. Suprayace discordante a la Formación Tiyuyacu Inferior e infrayace concordante a la Formación Orteguaza.
- Formación Orteguaza: BABY et al (1999)⁴³ ubica esta formación en el Eoceno Medio- Oligoceno. Está constituida por areniscas grises o verdes, lutitas negras y nódulos piríticos de 526 a 566 pies de espesor, depositadas en un ambiente marino somero hasta continental. Suprayace a la Formación Tiyuyacu Superior de manera concordante marcando el paso de un ambiente continental a marino e infrayace de manera concordante a la Formación Chalcana.
- Formación Arajuno: según TSCHOPP (1953), de edad Mioceno Superior, está constituida principalmente por areniscas e intercalaciones de conglomerados con limolitas y arcillolitas rojizas de máximo 3000 pies, depositadas en un ambiente continental. Infrayace de manera concordante a la Formación Curaray y suprayace de manera discordante a la formación Orteguaza.
- Formación Curaray: formación depositada en el Mioceno Superior, que comprende litología como arcillas estratificadas y yeso, alternadas con areniscas en aproximadamente 2500 pies de espesor. Su ambiente deposicional transicional. Suprayace concordante a la Formación Arajuno e infrayace concordante a la Formación Chambira,
- Formación Chambira. formación depositada durante el Plioceno, compuesta por una secuencia de conglomerados de cherts, cuarzo y rocas metamórficas de 3000 a 5000 pies de espesor, depositadas en ambientes continentales. Presenta contacto discordante con la Formación Mesa que la suprayace y un contacto concordante con la Formación Curaray que la infrayace.
- Formación Mesa y Mera: hacen parte de la última secuencia de depositación de cuenca en el Pleistoceno, conformadas principalmente por material volcánico como clastos de granito o de roca metamórfica y conglomerados, cuyo espesor varía desde los 200, depositados en un ambiente continental. Suprayace de manera discordante a la Formación Arajuno.

⁴³ BABY. Op. cit. p.54

1.2.3.3 Geología Estructural. Según BABY et al.⁴⁴ La cuenca de Oriente es una cuenca de ante-país, desarrollada como resultado de esfuerzos transpresivos generados durante el Cretáceo Terminal que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca. Está compuesta por tres corredores estructurales petrolíferos conocidos como Sistema Subandino o Play Occidental, el Corredor Sacha-Shushufindi o Play Central y el Sistema Capirón Tiputini o Play Oriental, limitados por fallas inversas de alto buzamiento.

El bloque correspondiente del Campo B se encuentra en el Play Oriental o Sistema Capirón Tiputini, caracterizado por ser una cuenca extensiva invertida estructurada principalmente por fallas lítricas que se conectan sobre una superficie horizontal de desplazamiento.

La estructura del Campo B corresponde a un anticlinal fallado y alargado con orientación N-S de aproximadamente 15 km de largo y 4 km de ancho, con un fuerte buzamiento en su flanco oriental limitado por una falla de rumbo transpresional del Eoceno Superior.

1.2.3.4 Geología del Petróleo. A continuación, se describe el sistema petrolífero de la Cuenca de Oriente y por tanto el asociado al Campo objeto de estudio.

- Roca Generadora: según BABY et al.⁴⁵ la principal roca generadora de la Cuenca de Oriente es la Formación Santiago del Triásico Superior- Jurásico Temprano, que presenta un contenido de TOC entre el 1.3 y 2.5%, una reflectancia de la vitrinita Ro entre el 0.84 y 1.87%, presencia general de material orgánico kerógeno tipo II y un potencial de generación de hidrocarburos de 0.5 mg/g roca a 2mg/g roca.

Para el Campo B específicamente, ESTUPIÑAN⁴⁶ propone las lutitas intercaladas de la Formación Napo como roca generadora del Cretácico, que presentan una madurez de grado medio con valores equivalentes de reflectancia de vitrinita de 0.6% a 0.9%, un TOC entre el 0.56 y 1.78% y un potencial de generación de hidrocarburos que varía de 0.8 a 3.98 mg/g roca. La roca principalmente está formada por materia orgánica kerógeno tipo II y III y la temperatura máxima de la ventana de generación se encuentra entre los 439°C y 445°C.

⁴⁴ Ibid. p. 14.

⁴⁵ Ibid. p. 39

⁴⁶ ESTUPIÑAN, Jenny, PERMANYER, Albert, MARFIL, Rafaela. Caracterización geoquímica del petróleo de los reservorios de la Fm Napo del Cretácico (Ecuador) y su relación con las lutitas intercaladas como roca generadora de hidrocarburos. Geogaceta, 46. [en línea]. 2009. 155-158 ISSN: 0213683X. p. 38. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet: <http://www.sociedadgeologica.es/archivos/geogacetas/geo46/art39.pdf>

- Roca Reservorio: en la Formación Napo se encuentran los principales reservorios tanto de la Cuenca como del Campo B, correspondientes a las Areniscas “T”, Areniscas “U”, Areniscas “M1”, Areniscas “M2” y Tena Basal. “Las Areniscas “U” de 150 a 270 pies de espesor, cuentan con una porosidad entre el 13 y 18%, una permeabilidad promedio de 700 mD y una saturación de agua entre el 26 y 35%. La Arenisca “T” cuenta con una porosidad del 13%, una permeabilidad entre 35 y 150 mD y una saturación de agua del 20%.”⁴⁷. Las Areniscas “M1” tienen un rango de porosidad entre el 13 y 30%, una permeabilidad entre los 3000 y 10000 Md, adicionalmente las Areniscas M2 tienen una porosidad promedio de 13%, una permeabilidad de 137 mD y una saturación de agua del 50%.

Adicionalmente, las calizas "A" y "B" son reservorios marginales cuya única porosidad es de fracturas.

- Roca Sello: la superficie transgresiva de Napo Basal oficia de sello regional hasta posiciones orientales de la cuenca, pero en términos específicos del Campo B, la Formación Napo Superior que está compuesta principalmente por litutas y calizas actúa como sello de las Areniscas U en la Formación Napo Inferior. Adicionalmente, la Formación Tena inferior gracias a la presencia de litutas en su litología, permite que actúe como sello para las Areniscas Tena Basal.
- Trampas: la principal acumulación de hidrocarburos del Campo B se da gracias a trampas estructurales de tipo anticlinal y/o estratigráficas que se encuentran en estructuras de poco relieve. “Las areniscas de los reservorios “T” y “U”, localizadas a un nivel bajo y/o transgresivos, podrían encontrar su trampa a causa del deterioro de las propiedades petrofísicas o por cambios de facies hacia el oeste.” ⁴⁸
- Migración: según BABY et al⁴⁹ la primera migración se da de forma vertical hacia las areniscas de la Formación Hollín desde la Formación Santiago, y la migración lateral del petróleo se inicia en el Maastrichtiense, al comenzar la deformación de los sedimentos por efecto de la subducción (Feininger, 1975). Este petróleo desplazado penetró en la Formación Hollín y más tarde en la Formación Napo a través de una lenta migración vertical (Rivadeneira, 1986).

⁴⁷ Ibid. p. 39.

⁴⁸ INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y GAS. Sistemas Petroleros de la Cuenca Oriente, Ecuador. [en línea]. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet en: https://www.researchgate.net/publication/303851380_Sistemas_Petroleros_de_la_Cuenca_Oriente_Ecuador

⁴⁹ BABY. Op. cit. p 40

1.2.4 Historia de Producción del Campo. Esta sección describe las características asociadas a la producción del Campo, como el mecanismo de explotación, tiempo de producción, número de pozos presentes, producción acumulada hasta la fecha y características de los fluidos del yacimiento.

1.2.4.1 Método y mecanismo de producción. Los yacimientos del Campo B se caracterizan por tener como mecanismo de empuje principal la expansión de la roca y los fluidos y el empuje hidráulico lateral y/o de fondo, que permite el mantenimiento de la presión en los mismos.

En el Campo B se utilizan completamientos sencillos con bombas electrosumergibles, “en donde las zonas productoras son aisladas mediante packers asentados en la tubería de revestimiento, proporcionando la alternativa de seleccionar la arena productora o de producir de dos o más zonas a la vez.”⁵⁰ Los pozos son tipo “S”, “J”, verticales y horizontales, cuyo objetivo es alcanzar formaciones del Pre-Cretácico a un promedio de 8762 pies MD.

1.2.4.2 Tiempo de producción y número de pozos. El campo ha producido crudo mediano y liviano desde la declaración de comercialidad del campo en 1991 hasta la actualidad. A septiembre de 2018, el campo cuenta con 29 pozos de los cuales unos están en producción completados con sistema de bombeo electrosumergible, dos son reinyectores de agua de formación y otro se encuentra cerrado.

La producción y sistema de levantamiento de cada uno de los pozos del campo hasta el 2012, se muestran en la **Tabla 1**.

⁵⁰ BENAVIDES, Evelyn, TREJO, Pablo. Aplicación de completaciones tipo Commingled sensadas para incremento de la producción de petróleo en el Campo VHR. Trabajo de grado. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito, Julio 2012. P. 19

Tabla 1. Información de Pozos en el Campo B al año 2012.

POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO	PRODUCCIÓN			ARENA	BSW (%)	API *
		BFPD	BPPD	BAPD			
01	BES	REINYECTOR					
02	BES	2202	881	1321	US	60	28.8
03	BES	1795	215	1580	US	88	29
04		1836	441	1395	UM	76	29.1
05	BES	12025	180	11845	UM	85	29
06	BES	825	726	99	BT	12	19
07	BES	1047	377	670	UM	64	31.17
08	BES	255	153	102	US	40	29
09	BES	1310	131	1179	UI	90	27.8
10		REINYECTOR					
11	BES	990	218	772	M2	78	29.5
12		930	223	707	US	76	28.69
13	BES	1254	101	1153	US	84	
14	BES	704	282	422	BT	60	19.1
15	BES	1920	307	1613	UI	84	
16	BES	1560	421	1139	US	73	27.9
17	BES	834	300	534	BT	64	18.8
18	BES	1578	110	1468	UI	93	
19	BES	1565	110	1455	UI	93	
20	BES	965	212	753	US	78	28.4
21	BES	583	577	6	UM	1	
22	BES	365	102	263	BT	72	19.5
23	BES	EN COMPLETACIÓN					
24	BES	1386	291	1095	US	79	26.7

Fuente: BENAVIDES, Evelyn, TREJO, Pablo. Aplicación de completaciones tipo Commingled sensadas para incremento de la producción de petróleo en el Campo. Trabajo de grado. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito, Julio 2012. P. 4.

1.2.4.3 Producción del campo. El campo fue descubierto con la perforación y completamiento del primer pozo productor en Julio de 1988, con una profundidad de 8330 pies y una producción aproximada de 10617 BFPD “de los reservorios “T”, “U”, “M2” y Tena Basal, cada uno con una producción de 1008 BFPD, 8617 BPD, 442 BPD, 550 BPD, respectivamente.

El campo inicia su producción en 1991, con 2850 BOPD proveniente de tres pozos. Posteriormente se incorporaron seis pozos adicionales, permitiendo alcanzar una producción diaria de 4350 BOPD.

La producción se mantiene durante los siguientes cinco años, pero en 1999 se presenta una eventualidad en el campo que suspende la producción de la mayoría de los pozos, disminuyendo así la producción anual acumulada a 1 millón de barriles de crudo. En 2002 se presenta el máximo histórico de producción con alrededor de 7400 barriles de crudo al día, llevando a un acumulado anual de aproximadamente

2'400000 barriles de crudo, para luego a inicios del 2003 presentarse una declinación de producción que llega a los 5600 barriles por día.

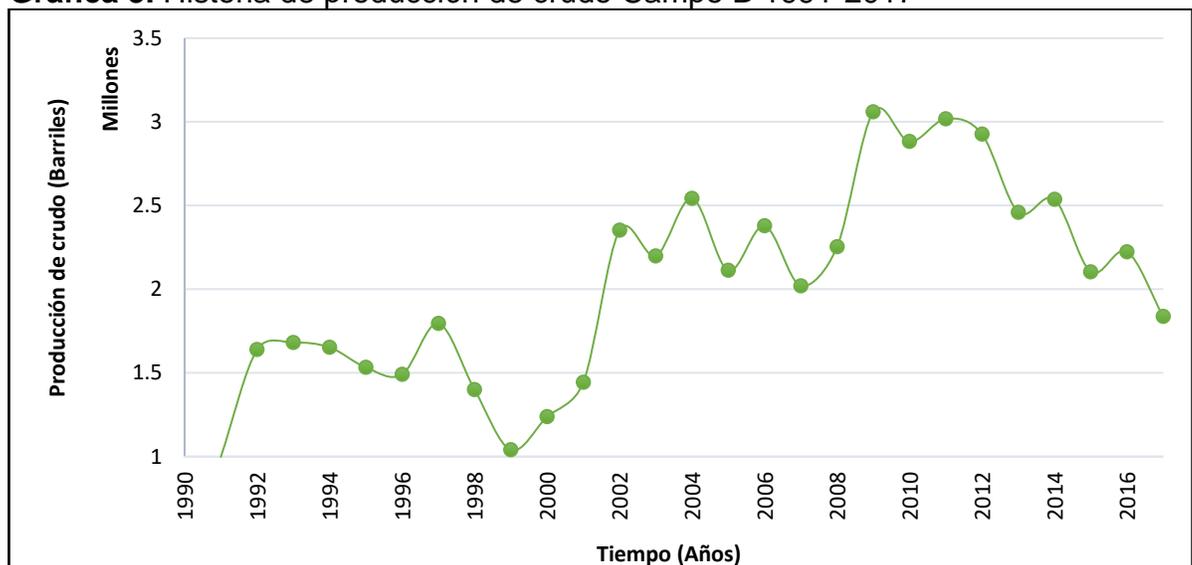
Actualmente se producen 10800 BFPD de los cuales 5400 BPD son de crudo mediano por medio de sistemas de bombeo electrosumergible, representando aproximadamente el “32.6% de la producción total de la intendencia Cuyabeno”⁵¹

El crudo producido por el campo es transferido a los tanques de almacenamiento de la estación de producción Cuyabeno y finalmente es bombeado al oleoducto secundario hacia las facilidades que lo requiera.

La producción trae consigo un caudal de agua de formación que es tratada dentro de las facilidades e inyectada en los 2 pozos reinyectores disponibles. Adicionalmente el gas asociado producido, es quemado en su totalidad, en las antorchas o mecheros existentes en la estación de producción.

Según los informes del 2016 de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de Ecuador y el Informe estadístico de EP PetroEcuador, el Campo B, presenta el historial de producción anual mostrado en la **Gráfica 3**.

Gráfica 3. Historia de producción de crudo Campo B 1991-2017

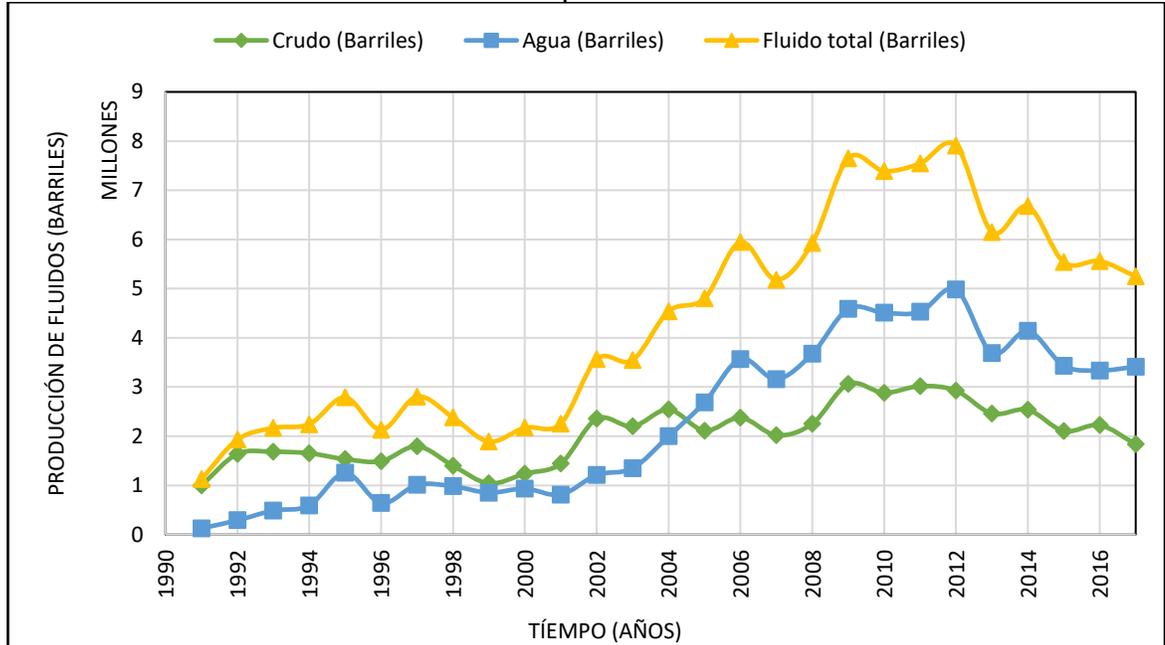


Fuente: elaboración propia, basado en AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURIFERO. Boletín Estadístico 2016. Ecuador. 2016. P. 14.

⁵¹ POZO. Lenin. Captación y tratamiento del gas asociado al petróleo de los campos: Cuyabeno-Sansahuari, y VHR para su utilización como combustible en el sistema de generación eléctrica. Tesis de Maestría en Petróleo y Gas. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. [en línea]. 2012. p. 60. [Consultado 25 Octubre 2018]. Disponible en Internet: <http://repositorio.educacionsuperior.gob.ec/bitstream/28000/1190/1/T-SENESCYT-000320.pdf>

Adicionalmente la producción acumulada de fluido del Campo B se presenta en la **Gráfica 4**.

Gráfica 4. Producción acumulada Campo B.



Fuente: elaboración propia, basado en AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO. Boletín Estadístico 2016. Ecuador. 2016. P. 14.

1.2.4.4 Características del yacimiento. El campo B cuenta con cuatro yacimientos compuestos principalmente por areniscas de diferentes edades, que son drenados independiente o simultáneamente por los pozos perforados en el campo. Cada yacimientos presenta características diferentes en cuanto a porosidad, saturación y permeabilidad, variando algunas propiedades de los fluidos que almacenan.

Las características específicas de cada uno de los yacimientos del Campo B y los fluidos que producen se muestran en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Características reservorios Campo B.

Yacimiento	P inicial (psi)	*P actual (psi)	P burbuja (psi)	ho (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Área (acres)	βoi (BY/BN)	F _R (%)	K (md)	GOR	°API
"BT"	3150	3150	630	9	15.5	37	4028	1.0852	20	889	180	20
"M-2"	3190	3000	560	12	13.2	50	3423	1.1237	20	137	100	29.2
"Us"	3250	2950	580	18	15.9	22	6151	1.179	28	1468	210	32
"Um"	3280	3050	645	10	15.7	25	4010	1.1806	29	592	260	30
"Ui"	3340	3100	610	43	15.7	28	9180	1.9248	20	1048	230	32
"Ts"	3400	3000	620	12	14	30	2873	1.269	20	77	50	31

Fuente: SUBGERENCIA DE EXPLOTACIÓN, PETROPRODUCCIÓN, citado por CARRILLO. Santiago, YUNDA, Marco. Redimensionamiento de las facilidades de producción del Campo. Trabajo de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2008.

Como se puede ver el crudo producido en el Campo presenta una gravedad entre los 20 y 33 °API, variación que depende directamente de la composición del fluido y la profundidad del yacimiento que se esté drenando.

Las propiedades promedio del crudo producido en el Campo se muestran en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Propiedades del crudo producido en el Campo B.

Parámetros	Unidad	Valor
Gravedad API @ 60°F	°API	27
Gravedad Específica	G/E	0.8899
Agua Libre	%	0.1
Parafina	%	0.4
Azufre	% en peso	10.418
Viscosidad a 80°F	cSt	28.87
Viscosidad a 104°F	cSt	24.96
Viscosidad a 120°F	cSt	22.79

Fuente: RUIZ, Christian. Estudio de la eficiencia operativa de las bombas eléctricas sumergibles en base a las curvas de operación. Trabajo de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Ecuador. 2009.

Los yacimientos de crudo presentes en el Campo B, son de tipo saturado con presencia de acuífero activo, es decir que a condiciones de presión y temperatura de fondo, el gas se encuentra disuelto en el petróleo y contribuye junto al empuje de agua al mecanismo de producción de los pozos. El gas producido en el campo es un gas ácido con un contenido de CO₂ de 35% y un gran contenido de propano

que le permite tener un poder calorífico considerable. Las propiedades del gas producido en el campo se presentan en la **Tabla 4**.

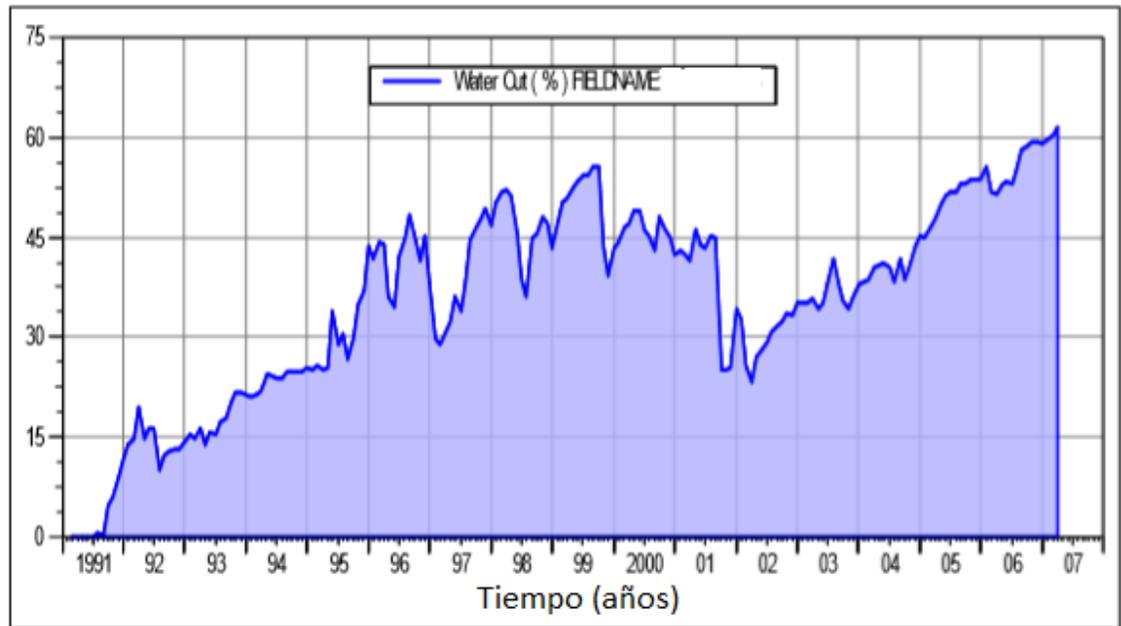
Tabla 4. Propiedades del gas producido en el Campo B.

TOMA DE MUESTRA	ESTACIÓN SEPARADOR
GE DEL GAS	1,3
H ₂ O [lb/MMscf]	2122
LÍQUIDOS[glns/mscf]	8,47
PESO MOLECULAR	37,54
Tsc. [°R]	503,54
Psc. [psia]	739,21
P Calorífico [BTU/scf]	1104,30
OCTANAGE	62,82
Factor Z	0,9865
Viscosidad [cp]	0,0096
Compres. [1/psia]	0,024785
Bg [ft3/scf]	0,36565

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico, Gerencia Exploración y Producción. EP Petroecuador, 2012.

Finalmente, al tener el yacimiento empuje hidráulico por acuífero activo como mecanismo de producción, junto al crudo se produce agua de formación que es tratada y reinyectada en las facilidades del Campo. El agua tiene una salinidad que varía entre los 2000 y 40000 ppm de cloruro de sodio, presencia de metales pesados e hidrocarburos. La cantidad de agua producida en el campo aumenta anualmente con la producción de crudo, fenómeno que se puede representar a través de la **Gráfica 5**, dónde se muestra la variación anual del BSW del campo a través de los años, donde hacia las fechas recientes se maneja un BSW mayor al 60%.

Gráfica 5. Variación BSW en el Campo B. 1991-2007.



Fuente: Petroproducción- Departamento de yacimientos (Quito). 2008.

2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

“Más del 90% de los pozos productores de petróleo requieren de alguna forma de levantamiento artificial para incrementar el flujo de fluidos cuando los yacimientos no cuentan con suficiente energía para producir petróleo o gas en forma natural a regímenes económicos o para incrementar la producción inicial, con el objetivo de mejorar el rendimiento financiero”⁵²

El bombeo electrosumergible es uno de los sistemas de levantamiento artificial más versátiles, efectivos, adaptables y económicos para levantar grandes volúmenes de fluido, especialmente en yacimientos con empuje de agua por acuíferos activos y con baja relación gas-aceite, al igual que en gran variedad de condiciones de pozo.

La primera bomba electrosumergible fue desarrollada en 1911 por el ingeniero Armais Arutunoff en Rusia, por medio del ensamblaje de una barrena, una bomba centrífuga y un motor eléctrico capaz de operar en el agua. Su producción se masificó y Arutunoff funda en Estados Unidos la Dínamo Eléctrica Rusa en 1930, renombrada y conocida posteriormente como REDA. A partir de su invención REDA al igual que diferentes empresas tomaron la bomba electrosumergible estándar y comenzaron a modificarlas, mejorarlas y adaptarlas según las condiciones de los pozos perforados logrando buenos resultados tanto económicos como técnicos en la extracción de fluidos en pozos donde no se creía posible su implementación.

Actualmente, el sistema de bombeo electrosumergible tiene un rango de producción más amplio que cualquier otro método de levantamiento artificial y están disponibles para operar en diferentes diámetros de revestimiento con tasas de producción entre 100 BPD y 100000 BPD y en pozos direccionales o desviados con alta eficiencia si se colocan en las tangentes o zonas rectas del pozo para evitar fallas o desgastes de sus componentes al estar en contacto con el revestimiento. En adición a su versatilidad, estudios han demostrado que las bombas electrosumergibles presentan un beneficio económico con respecto a los demás sistemas de levantamiento “tomando como base el costo por barril de fluido levantado, donde el rango de eficiencia oscila entre el 18% y el 90% dependiendo del volumen de fluido, del levantamiento neto y del tipo de bomba.”⁵³

⁵² VON FLATERN, Rick. Bombas eléctricas sumergibles. *En: Oilfield Review*. [en línea]. Septiembre, 2015, Vol. 27. no 2. Serie de artículos introductorios. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet: https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B

⁵³ MONROY, Carlos Alberto. Evaluación del desempeño de una nueva tecnología aplicada a los pozos con bombeo electrosumergible comparada con la tecnología estándar en los campos A, B, C, D, E y F de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2007. p. 40.

2.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y SUS APLICACIONES

El sistema de bombeo electrosumergible se compone tanto de equipos de subsuelo como de equipos de superficie que permiten el adecuado funcionamiento del mismo.

Los componentes básicos de subsuelo de un sistema de bombeo electrosumergible consisten de: motor, protector, intake o entrada a la bomba y cable de potencia, al igual que de algunos accesorios como separadores de gas, válvulas check y bleeder y centralizadores entre otros, que se añaden según el diseño, condiciones de pozo y requerimientos de operación.

2.1.1 Descripción de los equipos de subsuelo

2.1.1.1 Motor. El motor es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba centrífuga para levantar los fluidos de pozo hacia superficie. Los motores empleados en el sistema de bombeo electrosumergibles son trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, con dos polos de inducción. “Son llenados completamente con un aceite mineral altamente refinado o con un aceite sintético el cual lubrica los cojinetes y provee resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado hacia el housing del motor”⁵⁴.

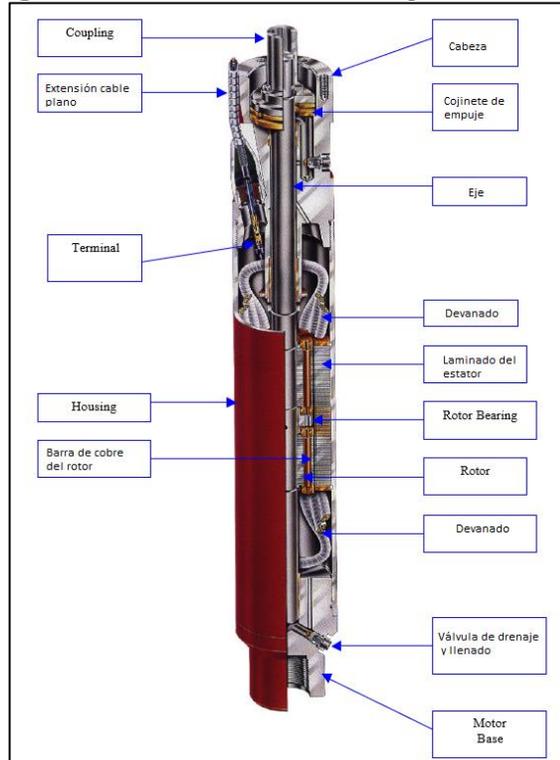
Internamente están constituidos por rotores individuales, agrupados y montados sobre un eje localizado en el campo eléctrico (estator) y ensamblados dentro de una carcasa de acero o housing como se muestra en la **Figura 6**.

El número de rotores presentes en el motor depende de la potencia que se desea emplear para el levantamiento de fluidos y “no existe conexión eléctrica externa a los rotores, el flujo de corriente a través de los polos del rotor es inducido por un campo magnético creado en el estator”⁵⁵

⁵⁴ REDA. Curso de Bombeo Electrosumergible. 1998. p. 1-208. P. 30.

⁵⁵ MONROY. Op.cit. p.41

Figura 6. Motor electrosumergible



Fuente: MONROY, Carlos Alberto. Evaluación del desempeño de una nueva tecnología aplicada a los pozos con bombeo electrosumergible en los campos A, B, C, D, E y F de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2007. p 42.

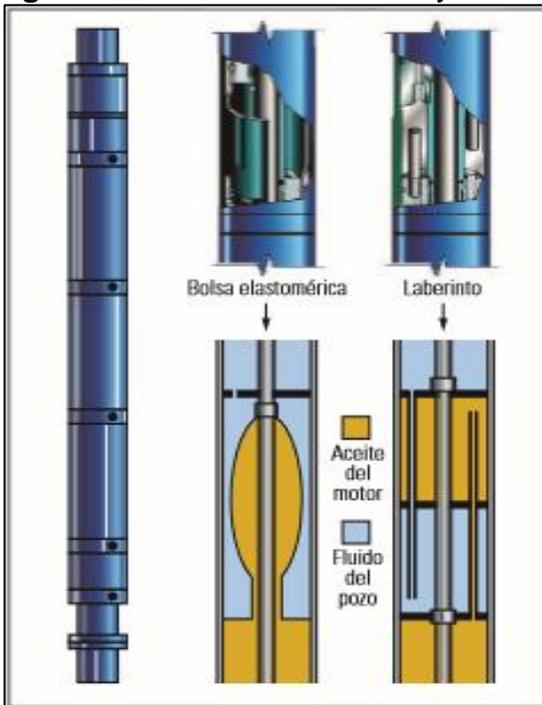
2.1.1.2 Protector. Los protectores se instalan entre el intake o entrada de fluido a la bomba y el motor o entre el motor y el separador de gas cuando su instalación es necesaria para las condiciones de pozo. Los protectores tienen como función principal proveer un sello y equilibrar la presión interna de motor y la presión externa del fluido del pozo para evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo, actuando también como un reservorio de aceite para el motor. Adicionalmente soportan la carga axial desarrollada por la bomba y transmite el torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través del eje del protector. Existen dos tipos de sellos o protectores que difieren en la manera de balanceo de presiones dentro del motor: el sello tipo laberinto y el sello positivo o bolsa, como se muestra en la **Figura 7**.

El sello de cámaras de laberinto permite la comunicación entre el fluido del pozo y el aceite interior del protector debido a su diferencia de gravedades específicas, con el fin de permitir la transferencia de presión sin que se produzca la mezcla de los

dos fluidos. Éste sistema de laberinto no es aplicable en casos donde el fluido del pozo es más liviano que el aceite del motor ya que “el aceite del motor iría al fondo de la cámara y sería desplazado rápidamente por el fluido del pozo”⁵⁶, o en pozos horizontales o altamente desviados ya que se restringe la capacidad de expansión del aceite.

Cuando del fluido de pozo tiene una gravedad específica menor o similar a la gravedad específica del aceite del motor o cuando el pozo es horizontal o con alta desviación, se utilizan protectores de sello positivo o bolsa, los cuales mantienen separados físicamente los dos fluidos por medio de una bolsa hecha de un elastómero de alto rendimiento que mantiene el fluido del pozo en el exterior y el aceite limpio del motor en el interior. Cuando el aceite del motor se expande o se contrae, la bolsa simplemente se infla o se contrae para adaptarse al cambio de volumen. A pesar de su gran flexibilidad y aplicación, es necesario tener cuidado con fluidos que contienen químicos y contemplarlo en la selección del elastómero a utilizar, ya que pueden generar la ruptura y daño del mismo y por ende la contaminación del aceite del motor.

Figura 7. Protectores de bolsa y laberinto



Fuente: BREMNER, Chad, HARRIS, Grant. et. al. Tecnologías en Evolución: Bombas eléctricas sumergibles. [en línea] En: Oilfield Review. Marzo- Mayo, 2007, vol. 19. no.1. p. 34-49.

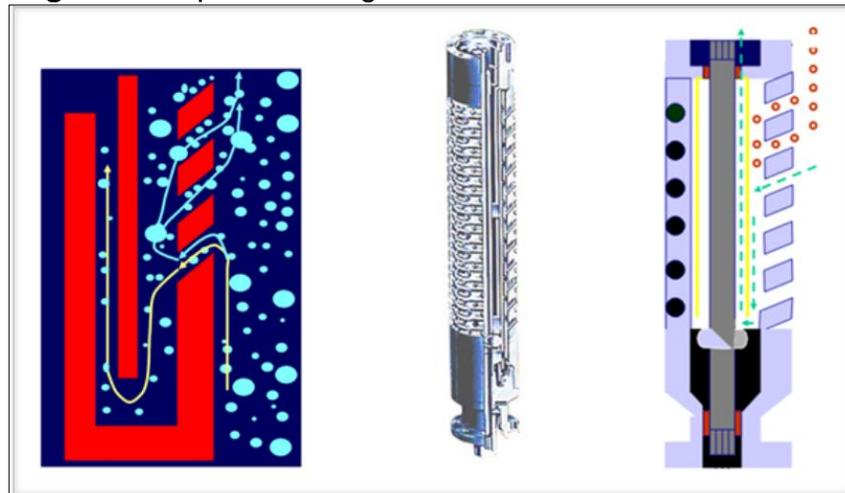
⁵⁶ REDA. Op.cit. p.48

2.1.1.3 Entrada a la bomba o Intake. El Intake hace referencia al dispositivo o ensamblaje mecánico de la bomba que permite la entrada del fluido de pozo a la primera etapa de levantamiento de la bomba. “Por las características de turbulencia que produce el fluido a la entrada de la bomba, el intake tiene un eje debidamente soportado por bujes de alta resistencia a la abrasión que sirve además para dar soporte al eje de la bomba, evitando movimientos axiales”⁵⁷ Es importante tener en cuenta el dimensionamiento de este dispositivo durante el diseño del equipo, ya que su posicionamiento dentro del pozo, determina los cálculos de potencia necesaria para el levantamiento del crudo. Además, se determina la cabeza suficiente por encima del intake para que el fluido pueda penetrar a la bomba por los orificios que este posee, sin que se produzca el fenómeno de cavitación y de esta forma el fluido pueda ser tomado por el primer impulsor de la bomba.

2.1.1.4 Separador de gas. El rendimiento del sistema de bombeo electrosumergible se ve afectado cuando la cantidad de gas libre que entra a la bomba es superior al 10% del volumen total de fluido del pozo, por lo que es necesario en esos casos incluir un separador de gas entre el protector y la bomba, con el fin de disminuir la entrada de gas a la bomba y su entrapamiento en la misma. Éstos separadores pueden ser estáticos o rotativos y se seleccionan a partir de las condiciones del fluido de pozo.

Los separadores estáticos buscan incrementar la separación de gas del fluido por medio de la inversión de la dirección del flujo en la entrada a la BES sin entregar efectivamente ningún trabajo al fluido, como se muestra en la **Figura 8**.

Figura 8. Separador de gas estático



Fuente: Production Technology. ESP: Pump Intake. Febrero 17. 2017.

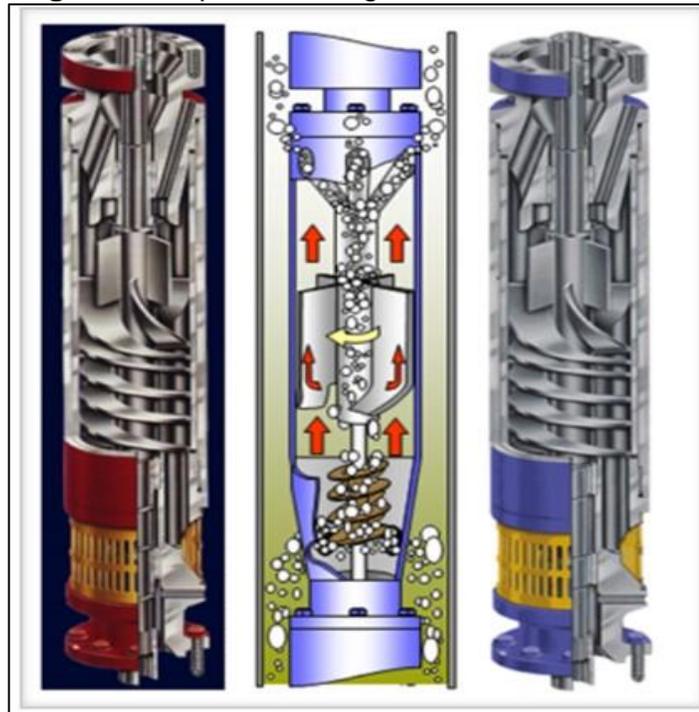
El cambiar la dirección del flujo en la entrada a la bomba, permite que la mayoría de burbujas de gas arrastradas por el líquido no entren al separador, sino que sigan su

⁵⁷ MONROY. Op.cit. p.45

ascenso por el espacio anular y que las que si logran entrar se separan en el espacio anular entre el housing y la camisa interna del separador.

Los separadores de gas rotativos o dinámicos si ejercen un trabajo sobre el fluido para lograr mayor separación de gas dentro del separador. Éste consta de una cámara de aumento de presión, una cámara de separación y un bypass. El fluido ingresa por los orificios del separador hacia una cámara donde el inductor aumenta la presión de la mezcla para ser enviada a una cámara centrífuga rotaria donde las fases se separan y por diferencia de densidad la fase líquida es expulsada contra la pared interna del housing y la fase gaseosa se concentra en el centro. En la parte superior del separador, por medio del bypass, los fluidos son redireccionados, es decir que el gas separado es direccionado hacia el espacio anular, mientras que el líquido se encamina a la primera etapa de la bomba centrífuga. La estructura y funcionamiento se ilustra en la **Figura 9**.

Figura 9. Separador de gas rotativo.



Fuente: Production Technology. ESP: Pump Intake. Febrero 17. 2017.

2.1.1.5 Bomba electrosumergible. Los sistemas de bombeo electrosumergible emplean bombas centrífugas multietapas, donde cada etapa consiste de un impulsor rotativo y un difusor fijo. El tipo o geometría de la etapa determina el volumen de fluido que maneja la bomba y el número de etapas determina el levantamiento total generado y la potencia requerida para ello. “El impulsor se encuentra acoplado al eje y rota a las revoluciones por minuto del motor, mientras que el difusor permite un flujo eficiente de un impulsor a otro y convierte una porción

de la velocidad o energía cinética en presión o energía potencial.”⁵⁸ La ubicación de las partes constitutivas de la bomba se aprecian en la **Figura 10**.

El cambio de velocidad a presión ocurre mediante el movimiento rotativo del impulsor, el cual imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando una fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial hacia afuera del centro del impulsor que resulta generando la dirección y sentido del movimiento del fluido. Los impulsores tienen un diseño de álabe curvo, totalmente cerrados, cuya configuración y diámetro determina la cantidad de energía cinética que es transmitida al fluido.

El difusor se encarga por otro lado de cambiar la dirección del fluido, convirtiendo la energía en altura generada que permite el paso del fluido hacia el próximo impulsor.

Existen tres tipos de bombas que se diferencian principalmente por la forma en la que se maneja el empuje en la bomba, pero antes de explicar cada una es pertinente definir qué se entiende como empuje en la bomba.

El empuje “se define como la suma de todas las fuerzas que actúan sobre el impulsor, es decir la fuerza de gravedad, la fuerza neta resultante de la presión de la superficie de cada impulsor y la fuerza de impulsión del fluido al entrar de éste modo”.⁵⁹ Si la suma de éstas resulta en la dirección del difusor inferior, el empuje es descendente, y si la suma de las fuerzas por lo contrario resulta en el sentido del difusor superior, el empuje es ascendente.

El primer tipo de construcción es la “**Construcción flotante**”, donde cada impulsor tiene libertad de moverse hacia arriba o hacia abajo del eje. Este diseño elimina el empuje sobre el cojinete del protector y lo distribuye sobre las arandelas de los impulsores superiores por lo que se recomienda utilizarlo cuando se presentan empujes descendentes.

El segundo tipo es la “**Construcción tipo compresión**” en el cual cada impulsor está fijo al eje de forma rígida de modo que no puede moverse sin el movimiento del eje, es decir que si un impulsor trata de moverse hacia arriba o hacia abajo, éste tratará de mover también el eje y al conjunto de todos los impulsores con él. Este diseño permite manejar cargas mayores de empuje.

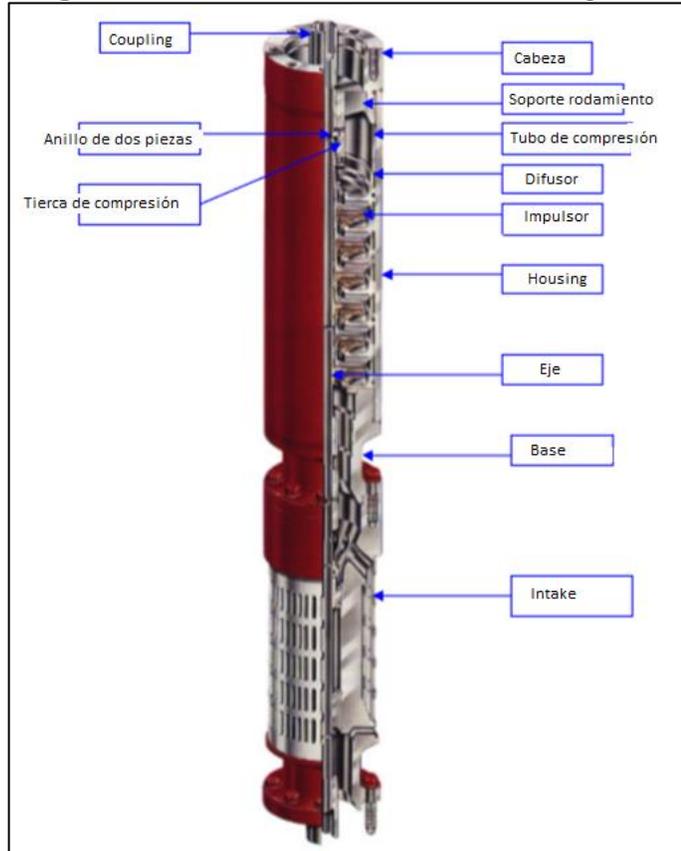
Por último, está el “**Tipo BFL o construcción con los impulsores inferiores tipo flotante**” en el cual “los impulsores superiores son de tipo compresión, mientras que los inferiores son de tipo flotante con el fin de eliminar todo tipo de empuje descendente transmitido al protector”⁶⁰, ya que el empuje hidráulico generado por los impulsores fijos, es absorbido por los impulsores flotantes.

⁵⁸ MONROY. Op.cit. p. 46

⁵⁹ REDA. Op. cit. p. 15

⁶⁰ REDA. Op. cit. p. 18

Figura 10. Partes Bomba electrosumergible



Fuente: MONROY, Carlos Alberto. Evaluación del desempeño de una nueva tecnología aplicada a los pozos con bombeo electrosumergible en los campos A, B, C, D, E y F de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2007. p 42.

2.1.1.6 Cable de potencia. La función principal del cable de potencia es transmitir la potencia eléctrica desde la superficie hasta el motor para su funcionamiento y además, transmitir las señales de presión y temperatura desde el sensor de fondo hasta la superficie. Éste consta de tres conductores de cobre o aluminio, cada uno aislado individualmente con plástico de alta densidad y envueltos en una malla protectora y/o fibra tranzada. Los conductores en las condiciones anteriormente mencionadas, son encamisados para proveer protección mecánica y química y acorazados con una armadura metálica.

El diámetro del cable determina la pérdida de voltaje por unidad de longitud y espacio entre el revestimiento y el cuello de tubería.

Debido a que el espacio entre el cuello de la tubería y el revestimiento no es amplio, se hace uso de bandas o flejes que sujetan el cable a la tubería cada 15 pies y de

cables planos en lugar de cables redondos, para evitar daños por fricción, pero los cables planos suponen una desventaja debido a que ofrecen menor protección mecánica que los cables redondos, haciéndolos susceptible a daños durante la instalación. Adicionalmente los cables planos presentan una asimetría que no permite que el conductor central disipe el calor al fluido del pozo, funcionando más caliente que los otros dos conductores laterales, lo que aumenta la caída de voltaje y provoca un calentamiento adicional en el motor, que, si bien no es crítico, es importante tenerlo en cuenta en el diseño de la bomba y la selección del cable.

2.1.1.7 Válvulas de drenaje y válvulas cheque: La válvula cheque es usada en la tubería de producción cerca de la descarga de la bomba, para retener el fluido que se encuentra dentro de la tubería cuando la bomba se encuentra apagada. Si la válvula cheque no existe, en el momento en que se pare la bomba la caída de la columna de fluido puede generar una rotación inversa de todo el equipo y si se enciende mientras esto sucede, puede romperse el eje debido al gran torque generado. La válvula de drenaje se usa con el objeto de prevenir la recuperación del equipo con la sarta de producción llena de fluido.

2.1.1.8 Sensor de fondo: Dispositivo electrónico de forma tubular que se coloca en la parte inferior del motor de fondo, capaz de soportar altas presiones y temperaturas. Tiene como función, enviar señales a superficie por medio del cable de potencia, de las condiciones de la bomba, el motor y del pozo, como presión de succión, presión de descarga de la bomba, presiones y temperatura de fondo del pozo, temperatura del aceite dieléctrico del motor, caudales, vibraciones, además del amperaje y voltaje que lleva al motor, para su respectivo control y monitoreo.

2.1.2 Descripción equipos de superficie.

2.1.2.1 Caja de empalme o de venteo. Está ubicada entre el cabezal del pozo y el panel de control y tiene como función principal ventear el gas que fluye hasta superficie a través del cable, evitando el contacto con el panel de control y una posible explosión. Adicionalmente sirve para conectar el cable de potencia del motor con el variador de frecuencia de superficie y así lograr el funcionamiento y monitoreo del motor en subsuelo. Generalmente se ubica a 15 pies del cabeza de pozo y a 2 o 3 pies del suelo.

2.1.2.2 Controlador del motor. Los motores pueden ser controlados mediante un Interruptor Directo, un Arrancador suave o un controlador de velocidad variable o VSD, los cuales se diferencian en su diseño pero que tienen como función principal mejorar los métodos de control, protección y monitoreo de la operación del equipo electrosumergible.

- **Velocidad fija.** El motor se activa con una corriente alterna de 60 o 50 Hz, lo que genera una velocidad normal de rotación de 3500 o 2970 rpm. Si se modifica el voltaje, se produce un cambio en el amperaje, pero los KVA y los rpm se mantienen constantes.

- **Arrancador suave.** El sistema de arrancador suave consiste en ajar el voltaje del motor durante el inicio del mismo hasta que alcance la máxima velocidad, donde se comienza a normalizar el nivel de voltaje al requerido, con el fin de reducir el torque y la corriente inicial que entra al motor.
- **Controlador de velocidad variable (VSD).** El objeto del VSD es ajustar la velocidad del motor de acuerdo con las condiciones deseadas de producción; con esto, la bomba está en capacidad de operar dentro de nuevas curvas de cabeza-caudal sin necesidad de realizar modificaciones en el equipo de fondo. Éste tipo de controladores permiten además proteger el equipo de fondo de perturbaciones eléctricas, reduce los esfuerzos en el eje de la bomba y de los componentes del motor al permitir un arranque a baja velocidad y además permite analizar el comportamiento del pozo y obtener el índice de productividad real del mismo.

2.1.2.3 Transformadores. El suministro de energía a un pozo se realiza por medio de una red de alta tensión o de un generador por lo que es necesario convertir el voltaje primario de éstas redes al voltaje que requiere el variador y por ende el motor, Éstos se clasifican en transformadores de una sola fase, trifásicos o autotransformadores y permiten tanto el aumento como la disminución de la corriente (elevadores o reductores).

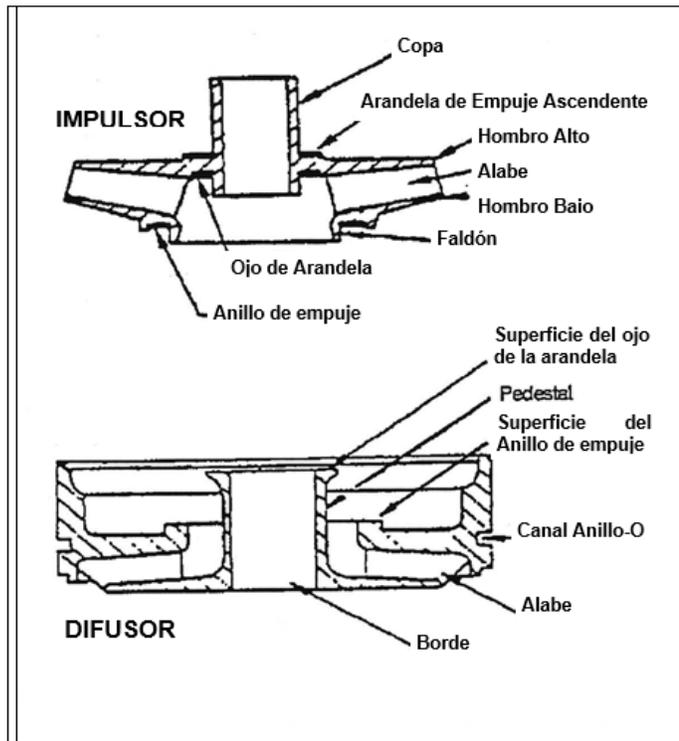
Los transformadores reductores son empleados cuando el suministro de energía se realiza mediante una red de alta tensión que genera voltajes de 13800V a 34500V y es necesario reducirlo a 3300V en caso de trabajar con un Interruptor directo, hasta 480V en caso de trabajar con un VSD o hasta el voltaje que el motor requiera para su funcionamiento.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA Y CURVAS DE COMPORTAMIENTO

El bombeo electrosumergible es un método de levantamiento artificial, realizado por medio de una bomba centrífuga multietapa con disposición vertical, impulsada por un motor eléctrico cuyo suministro eléctrico llega a fondo mediante un cable trifásico desde la superficie.

Las etapas de las bombas electrosumergibles son las responsables de levantar el fluido de pozo hasta superficie para su posterior tratamiento, convirtiendo la energía cinética en energía potencial. Cada etapa está constituida de un impulsor rotativo y de un difusor estacionario, fabricados principalmente en níquel de alta resistencia y bronce, junto con otras aleaciones especiales.

Figura 11. Componentes de una etapa de una bomba electrosumergible.



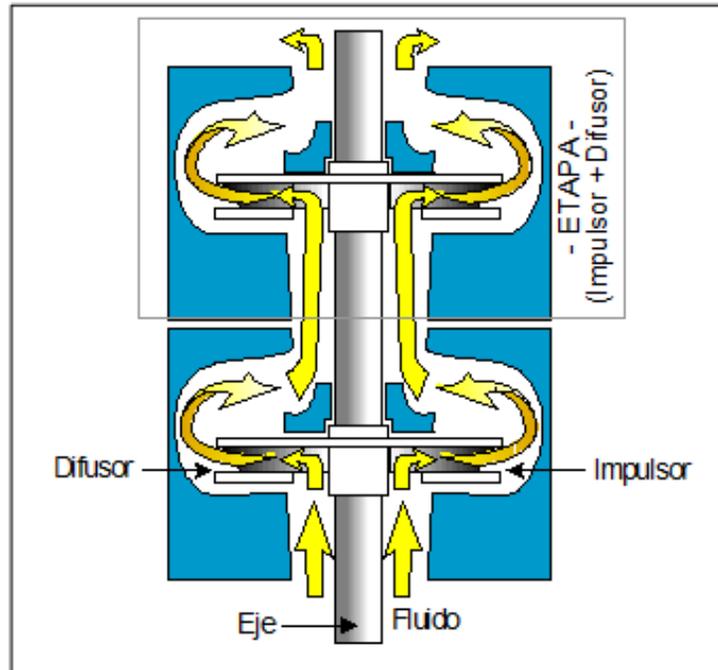
Fuente: SPE Production and Facilities 22399. Agosto de 1993.

“El impulsor consta de varios álabes curvos dispuestos dentro de dos discos, como se muestra en la **Figura 11** donde el fluido entra por la parte central del disco inferior y debido al movimiento giratorio de impulsor, es expulsado radialmente a través del espacio existente entre cada uno de ellos”⁶¹ hacia el siguiente impulsor, gracias a una reducción en el área de flujo dentro del difusor.

El movimiento giratorio de los álabes del impulsor aumenta la energía cinética y por ende la velocidad del fluido, permitiendo el paso del mismo a través del difusor hacia la zona de reducción de diámetro. Al reducir el área de flujo en el difusor, manteniendo el mismo caudal, se da un aumento en la presión del fluido que es traducida en energía potencial, que permite el paso del fluido hacia el próximo impulsor. Este mecanismo puede ser visualizado a través del diagrama de la **Figura 12**, en donde las flechas señalan la dirección del fluido a través de algunas etapas.

⁶¹ MONROY. Op. cit. p. 54.

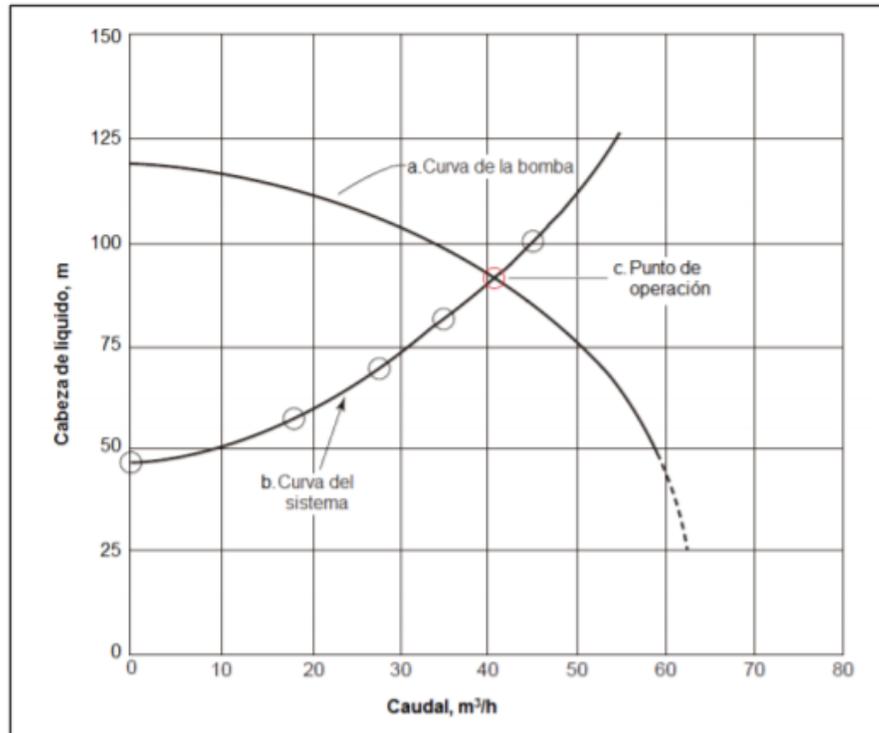
Figura 12 . Diagrama del funcionamiento de una Etapa.



Fuente: Centrilift, tomado del manual de BES. 2007.

2.2.1 Curva de la Bomba, Curva del Sistema y Punto de Operación. El comportamiento, desempeño y operación de las bombas centrífugas, es descrito por medio de la curva de la bomba, la curva de operación o curva del sistema y del punto de operación, representado por la intersección de las dos curvas mencionadas anteriormente. Ambas curvas y el punto de operación se pueden observar en la **Figura 13**.

Figura 13. Curva de la Bomba, Curva del Sistema y Punto de operación.



Fuente: SIGCHO, Moisés. Estudio y Optimización del Modelo Integrado de pozos-redes en el Campo Víctor Hugo Ruales Mediante análisis nodal. Trabajo de grado. Quito.: Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería Química. Carrera de Ingeniería Química. 2017. P 8.

La Curva de la Bomba, permite determinar el desempeño de la BES a diferentes presiones de cabeza y diferentes caudales. Dicho desempeño depende directamente del tipo y diseño de la bomba, donde influye el diámetro del impulsor, la velocidad de operación de la bomba y el número de etapas. En términos generales, ésta curva representa la energía total disponible a la profundidad de entrada de la bomba a cualquier caudal.

La Curva del Sistema o curva de operación representa el cálculo de la presión de cabeza que tiene que ser suministrada por la bomba en un sistema de tuberías. Dicho cálculo debe tener en cuenta la presión estática, las pérdidas dinámicas por fricción en la tubería y las pérdidas de presión a través de los equipos. Al graficarla, muestra una tendencia directamente proporcional entre la presión y el caudal, pues un mayor caudal requiere mayor requiere cabeza de presión para levantarlo. Ésta curva es una medida de la energía requerida para levantar los fluidos a la superficie, y permite dimensionar bombas a caudales diferentes al igual que analizar el rendimiento de las bombas ya instaladas.

Por último, el punto de operación es representado por la intersección entre la Curva de la Bomba y la Curva del sistema, e indica la cantidad de fluido que puede producir el pozo por sí mismo, sin necesidad de un sistema de levantamiento artificial.

En caso de que las dos curvas mencionadas no se crucen, indica que el pozo no puede producir por sí mismo y es necesario añadir una presión o energía adicional al sistema para proveer los requerimientos de presión y permitir que el sistema sea capaz de fluir, es decir, agregar una bomba que ayude al levantamiento.

2.2.2 Curvas de desempeño y Rango de Operación de las BES. Las curvas de desempeño de las bombas electrosumergibles son suministradas por los fabricantes de las mismas y representan generalmente el desempeño de una sola etapa que trabaja a 60 Hz con un fluido de gravedad específica de 1.0.

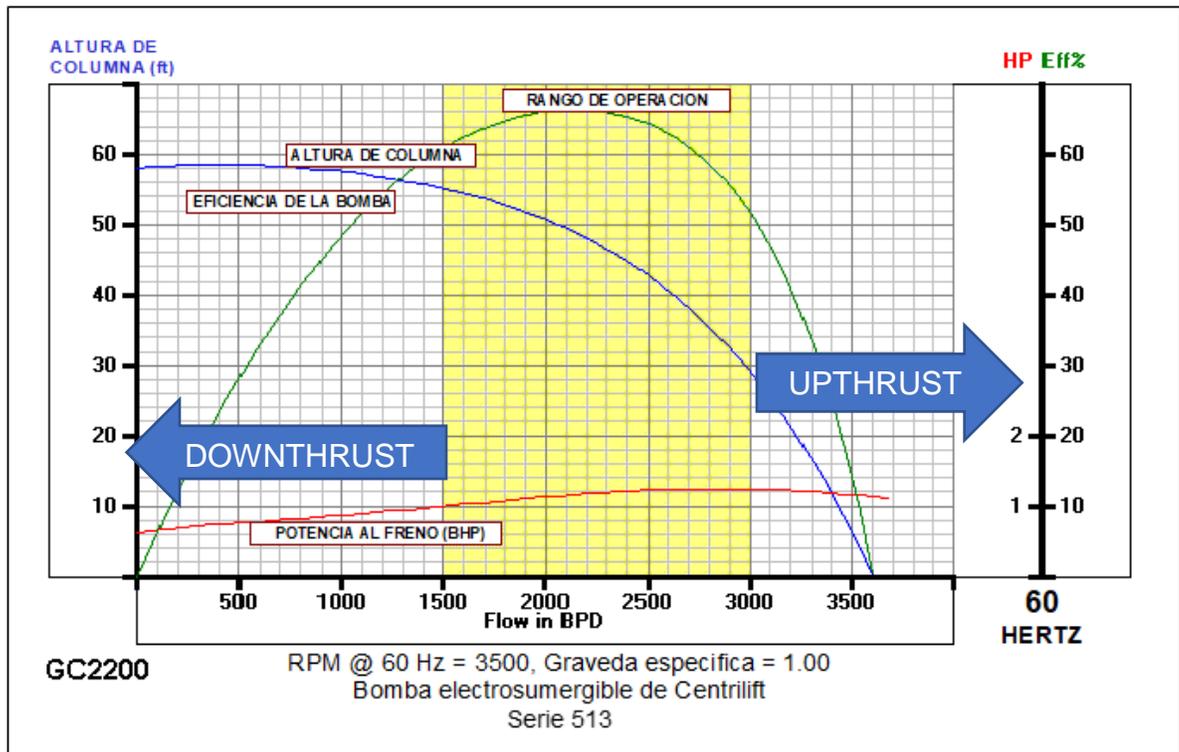
Dicha curva como se muestra en la **Figura 14**, integra además: la curva de la capacidad de la cabeza o presión requerida (en unidad de longitud) la curva de requerimiento de potencia para mantener la frecuencia del impulsor a 60 Hz (magnitud en caballos de potencia), y la curva de eficiencia en porcentaje, que resulta de la relación entre el trabajo neto obtenido y la energía entregada al sistema.

Para asegurar una correcta operación de las bombas y evitar un desgaste prematuro y fallas en las mismas, es necesario dimensionar las BES dentro del Rango de Operación Recomendado (ROR) (Intervalo amarillo en la **Figura 14**).

Normalmente dicho rango se define mediante los límites de empuje, donde una etapa está en Downthrust o empuje hacia abajo, o se encuentra en Upthrust o empuje hacia arriba. “Si la etapa se encuentra adentro de la ROR, indica que está balanceada sin someterse a empujes en cualquier dirección.”⁶²

⁶² SIGCHO, Moisés. Estudio y Optimización del Modelo Integrado de pozos-redes en el Campo Víctor Hugo Ruales Mediante análisis nodal. Trabajo de grado. Quito.: Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería Química. Carrera de Ingeniería Química. [en línea]. 2017. P 9. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet: T-UCE-0017-0064-2017.pdf.

Figura 14. Curva de Desempeño de una etapa de una bomba electrosumergible.



Fuente: MONROY, Carlos Alberto. Evaluación del desempeño de una nueva tecnología aplicada a los pozos con bombeo electrosumergible en los campos A, B, C, D, E y F de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2007. p 57

La curva de desempeño anteriormente descrita, muestra únicamente las relaciones de operación para una frecuencia de 60 Hz, así que para aplicaciones u operación de las bombas centrífugas a diferentes condiciones de frecuencia/velocidad, es necesario desarrollar una nueva curva de desempeño para la frecuencia deseada basada en la información de la curva a 60 Hz de la bomba conocida. Para dicho desarrollo se hace uso de las Leyes de Afinidad de las bombas centrífugas descritas en las **Ecuaciones 1, 2, 3**, permitiendo que los valores de la curva de desempeño a 60 Hz, se transformen en los valores para la nueva frecuencia.

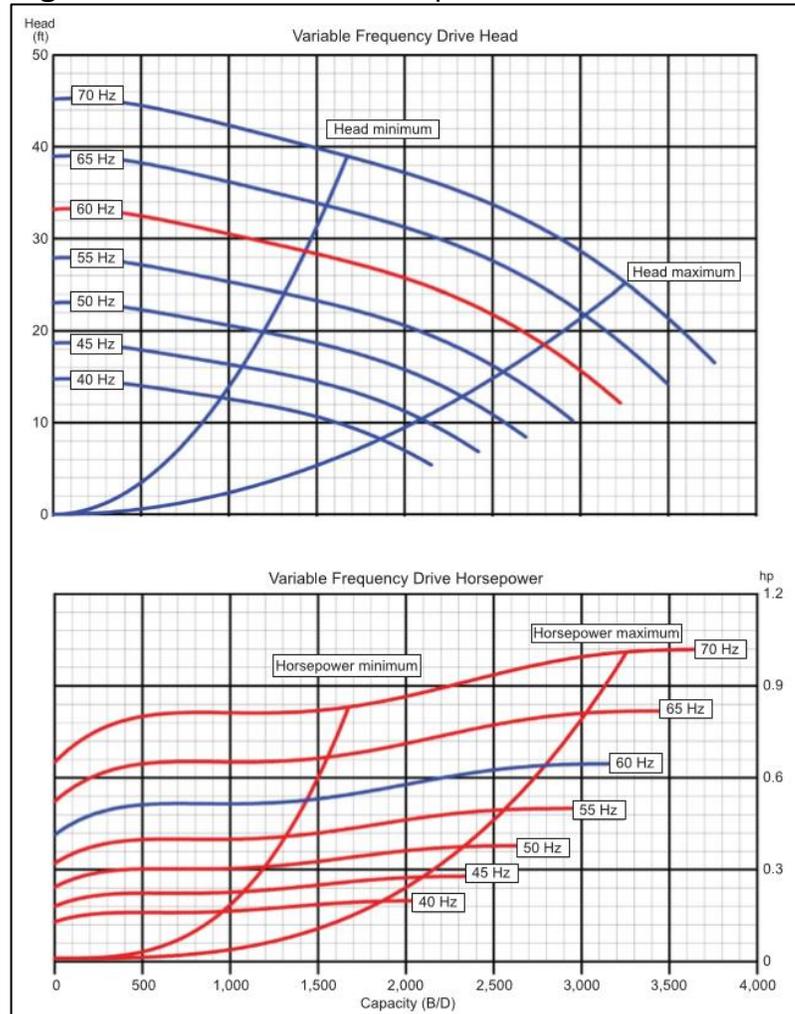
$$\text{Nuevo Caudal} = \frac{\text{Nueva Frecuencia}}{60\text{Hz}} * \text{Caudal}_{@60\text{Hz}} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$\text{Nueva Cabeza} = \left(\frac{\text{Nueva Frecuencia}}{60\text{Hz}} \right)^2 * \text{Cabeza}_{@60\text{Hz}} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$\text{Nuevo BHP} = \left(\frac{\text{Nueva Frecuencia}}{60\text{Hz}} \right)^3 * \text{BHP}_{@60\text{Hz}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Mediante los cálculos realizados a partir de las leyes de afinidad para diferentes frecuencias y graficando los resultados para cada una de ellas, se obtiene una curva conocida como la Curva de Tornado, la cual además incluye dos curvas menores que representan los límites del rango de operación del sistema. Estas curvas pueden realizarse tanto con la cabeza de la bomba en pies con respecto al caudal, como con la potencia requerida versus el caudal, como se muestra en la **Figura 15**.

Figura 15. Curva de Tornado para Velocidades Variables.



Fuente: HALLIBURTON. Catálogo ALS. 2013.

2.3 TIPOS DE INSTALACIONES DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

Los componentes anteriormente descritos de los sistemas de bombeo electrosumergible pueden combinarse de diferentes formas para satisfacer necesidades específicas en las operaciones.

2.3.1 Instalación estándar. En ésta instalación, la succión de la bomba se encuentra por encima de las perforaciones con el fin de que los fluidos de producción pasen bañando la superficie externa del motor y disipe el calor generado en el mismo.

2.3.2 Instalación con camisa de fluido. Se instala una camisa de fluido externa al equipo, la cual cuelga desde el Intake hacia abajo y tiene como función forzar al fluido a pasar alrededor del motor para disipar el calor antes de que el fluido ingrese a la bomba. Se utiliza principalmente en pozos con tasas muy bajas o cuando el revestimiento es bastante grande con el fin de mejorar el enfriamiento del motor, incrementando la velocidad del fluido. Adicionalmente puede ser usado cuando la unidad está instalada sobre o por debajo de las perforaciones.

2.3.3 Sistema de incremento de presión. Las bombas electrosumergibles pueden ser utilizadas para aumentar la presión de una línea, para lo cual es necesario ubicarlas a muy poca profundidad y una camisa de fluido. “El fluido a presión entra en el espacio anular en la parte superior y es desviado hacia la parte externa del motor para enfriarlo, para luego entrar a la bomba y ser enviado a través del tubing a superficie a la presión deseada”⁶³. Es una instalación muy útil en áreas pobladas debido a que opera de forma muy silenciosa.

2.3.4 Sistema con succión en el fondo. En esta instalación se invierte el orden de los componentes del sistema con respecto a la instalación estándar, es decir que se coloca el Intake en el fondo y el motor en la parte superior. Para su aplicación es necesario el uso de empaques en fondo ya que el fluido se produce por el anular. “La instalación del Intake en el fondo en lo más bajo posible en el fondo permite aplicaciones como drenaje u operación con presión de succión muy baja, y baja NPSH”⁶⁴.

2.3.5 Aplicación con la descarga en el fondo. En ésta aplicación. Se coloca la bomba en la parte inferior y en posición invertida para permitir la inyección de fluidos a alta presión. El fluido de inyección entra por el tubing y sale hacia el anular por encima del motor, por medio de una camisa o tubo ranurado. Ese sistema permite la inyección del fluido producido en una zona hacia una zona inferior.

2.3.6 Aplicación para producción – inyección. Es un sistema de producción e inyección entre dos pozos en una operación de lazo cerrado donde no se requieren instalaciones de almacenamiento y se evita la contaminación de fluido. Se utiliza generalmente una BES encamisada para producir fluido de una zona y una BES convencional para inyectar el fluido producido en otra zona diferente.

2.3.7 Sistema suspendido en tubería flexible continua (coiled tubing). Éste sistema permite instalar la unidad de bombeo electrosumergible sin la necesidad de

⁶³REDA. Op. cit. p. 6

⁶⁴ REDA. Op. cit. p. 7

un taladro, haciendo su instalación mucho más rápida y económica en lugares apartados. Los componentes de la BES son invertidos con respecto a la instalación convencional y el fluido puede producirse tanto por el tubing, como por el anular.

2.3.8 Sistemas de Bombeo horizontal. Éste tipo de sistema es utilizado en superficie con un motor eléctrico convencional o con un motor de combustión interna a diésel o gas, acoplado a la bomba. Las unidades son pre instaladas y alineadas sobre un skid para que su instalación y mantenimiento sea muy sencillo y es utilizado principalmente para proveer alta presión de inyección o bombeo a diferentes facilidades de producción como una bomba triple o de desplazamiento positivo.

2.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES.

El sistema de bombeo electrosumergible cuenta con características que permiten su fácil adaptación a varios ambientes de pozo, pero depende fuertemente de su diseño, materiales y configuración para su buen funcionamiento y alta eficiencia. Las principales ventajas y desventajas que presentan éste tipo de bombas se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Ventajas y desventajas del sistema de bombeo electrosumergible.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Fácil operación. • Fácil tratamiento anticorrosivo. • El costo de operación es bajo cuando hay una alta producción. • No presenta problemas en pozos desviados. • Capacidad de levantar altos volúmenes de fluido eficiente. • No presenta problemas con altos volúmenes de agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos con alta temperatura en el fondo, pueden causar deterioro del cable de potencia, exigiendo el uso de recubrimientos costosos. • La fuente de energía es eléctrica y requiere del uso de alto voltaje. • Para mantenimientos o cambio de equipos de subsuelo es necesario sacar la tubería de producción. • Presenta problemas con alta cantidad de arena, por la abrasión del equipo. • El sistema está limitado hasta profundidades de 10.000 pies, por el costo del cable y la inhabilidad de conducir potencia al fondo.

Tabla 5. (Continuación).

Ventajas	Desventajas
	<ul style="list-style-type: none">• El tamaño del revestimiento limita el uso de bombas de mayor dimensión y la utilización de accesorios.• La presencia de gas puede bloquear la bomba, por lo que es necesario implementar separadores de gas.

Fuente: elaboración propia, basado en REDA. Curso de Bombeo Electrosumergible. 1998. p. 1-208. p. 10.

2.5 PROBLEMAS OPERACIONALES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Las bombas electrosumergibles estándar utilizadas, a pesar de presentar cierta eficiencia en la extracción de fluidos, presentan varios obstáculos económicos y técnicos, debido al alto desgaste en los componentes internos de las bombas y su corto rango de eficiencia operativa con respecto a la producción requerida; lo anterior es resultado de una poca resistencia de los motores a temperaturas mayores a 400°F generando su sobrecalentamiento, alta tendencia al Downthrust y Upthrust por diseños ineficientes, ambientes abrasivos con contenido de sólidos y arenas superiores a 6%, así mismo altas desviaciones de pozo, diseños con mayor cantidad de rotores para mayor potencia y altos empujes y cargas en el eje de la bomba que requieren de protectores y sellos más robustos.

Dichos obstáculos se traducen en constantes servicios de mantenimientos y operaciones de workover, inversión en mayor cantidad de etapas de las bombas para cumplir con los requerimientos de levantamiento y alto consumo de energía, que aumentan significativamente los costos de producción para la empresa.

En términos generales, los daños que pueden generarse en los equipos de éste sistema de levantamiento son:

- Excesiva carga por un periodo extendido de tiempo.
- Fugas en el sello o en la sección de los protectores.
- Desgaste del equipo por insuficiente cantidad de fluido en movimiento, alta temperatura, corrosión y abrasión, por las condiciones del pozo.

- Falla por instalaciones descuidadas o defectuosas.
- Fallas en el controlador del motor,
- Imperfecciones en el equipo por mal diseño o inadecuada manipulación.
- Sistema eléctrico defectuoso.
- Taponamiento de las etapas debido a la depositación de material desplazado.
- Desgaste de los sellos debido a la vibración de la bomba.
- Daño mecánico del cable durante la corrida del ensamblaje.

2.5.1 Limitaciones de la profundidad de asentamiento de la bomba electrosumergible. La selección del equipo a utilizar en los pozos, es directamente influenciada por la profundidad de asentamiento de la BES, definida por los ingenieros de producción.

Para dicha selección, se tienen que tener en cuenta las siguientes consideraciones para minimizar al máximo las limitaciones físicas que se presentan en el equipo a altas profundidades.

- “Puesto que el calor generado por el motor es removido por el fluido que pasa bañando la superficie externa del mismo, es preferible asentar la bomba por encima de las perforaciones. Si la velocidad del fluido es muy baja o la bomba se asienta por debajo de las perforaciones, es necesario instalar una camisa de fluido, que redireccione el fluido para enfriar el motor.”⁶⁵
- Para obtener la mayor eficiencia del sistema, es recomendable instalar el equipo lo más arriba posible en el pozo, con el fin de minimizar las pérdidas por fricción en la tubería y la caída de voltaje en el cable, disminuyendo los costos iniciales y los costos operativos.
- Asentar la bomba a una profundidad donde se mantenga la presión del intake por encima de la presión de burbuja del pozo, para asegurar que la operación de la bomba no se va a ver afectada por la presencia de gas. Pero en caso de que la presión en el intake sea menor que la presión de burbuja se debe determinar la profundidad de asentamiento de tal manera que la cantidad de gas libre presente pueda ser manejada por medio del uso de un separador de gas en la entrada de la bomba.

A pesar de que las nuevas tecnologías en bombeo electrosumergible han traído avances significantes para reducir los problemas operacionales y mecánicos que se presentan durante la operación de los equipos, es importante no descuidar el diseño

⁶⁵ REDA. Op. cit. p. 73

y selección de los componentes de la BES, ya que, de igual manera, sus limitaciones físicas pueden evitar la consecución de los objetivos y pueden llevar a cortos tiempos de vida del equipo o concluir en operaciones de pesca.

Estas limitaciones físicas incluyen:

- Casing- Liner: Especialmente en aplicaciones en pozos profundos, el tamaño o serie del equipo se ve limitado por la presencia de una camisa de menor diámetro en el revestimiento.
- Temperatura de Operación: Generalmente entre más profundo se asiente la BES, mayor será la temperatura de fondo. La temperatura de operación del motor y del cable se debe verificar para no exceder sus límites y debe tenerse en cuenta para la selección del aceite dieléctrico a utilizar.
- Límite de presión en el housing: Es pertinente revisar límite de presión admisible del housing para cada tipo de bomba, especificado en las curvas de rendimiento de las mismas, pues la fuerza resultante de dicha presión sobre el housing puede exceder el esfuerzo de fluencia de material de la carcasa provocando su falla o dilatándolo hasta tal punto que se desprenda de la cabeza de la bomba.
- Resistencia del eje de la bomba: El valor de resistencia del eje que se encuentra en las curvas de rendimiento para cada tipo de bomba, corresponde a la máxima potencia que puede soportar el eje a una frecuencia de operación determinada.
- Capacidad de carga del cojinete de carga axial del protector: Otra limitación es el empuje axial generado por la bomba en comparación con el empuje que es capaz de soportar el cojinete de carga del protector. El empuje axial depende directamente del tipo de construcción de la bomba, el número de etapas y el diámetro de flujo en la misma, es decir que, entre mayor número de etapas y mayor tamaño de la bomba, mayor empuje se va a generar. “Para los dos tipos de bombas, el número de etapas que se pueden instalar estará limitado por la cantidad de empuje que puede absorber el cojinete de carga del protector, así que entre mayor sea el diámetro del cojinete de carga, mayor será su capacidad de carga”.⁶⁶
- Potencia máxima disponible del motor: Al no ser los datos del reservorio exactos, se debe considerar la potencia máxima que consumirán las bombas, no solo al caudal de diseño, con el fin de poder operar los motores sin mayor problema en diferentes condiciones de pozo, pero si es necesario que se tengan en cuentas las condiciones del diseño a la hora de seleccionar el motor,

⁶⁶ REDA. Op. Cit. p. 76

rectificando que resistan y trabajen eficientemente a las condiciones máximas y pesimistas del pozo.

2.6 DESCRIPCIÓN BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES REDlift® COMO NUEVA TECNOLOGÍA.

La tecnología REDlift® desarrollada por Halliburton, “utiliza tecnología comprobada y una integración completa del sistema para ofrecer un sistema de levantamiento artificial confiable, duradero y eficiente, que proporciona una ejecución óptima y una reducción significativa en los costos operativos totales”⁶⁷. Está compuesta por una amplia gama de bombas, motores robustos, y productos superiores de mitigación de gas, fabricados con materiales resistentes a la abrasión como el tungsteno que permiten un diseño más flexible y conveniente que mejora el rendimiento impulsor-difusor, prolonga la vida útil del sistema y disminuye los costos de operación.

Los sistemas BES REDlift se componen de bombas compresoras que permiten extender los rangos de operación, evitando su funcionamiento en condiciones de Upthrust y Downthrust y permitiendo su buen funcionamiento en situaciones de incertidumbre, donde no se conocen muy bien las condiciones del pozo y su producción.

En las bombas compresoras, a diferencia en las bombas flotadoras, cada impulsor está rígidamente fijo al eje, de manera que éstos conforman un cuerpo rígido cuyo empuje axial desarrollado en el eje de la bomba es transferido directamente a la cámara de empuje del protector en lugar de ser manejado por cada etapa como sucede en las bombas de flotación. Lo anterior permite que el desgaste en las etapas por las fluctuaciones en el caudal y por ende por el constante contacto impulsor-difusor sea menor, aumentando el rango de operación recomendado y la vida útil del equipo.

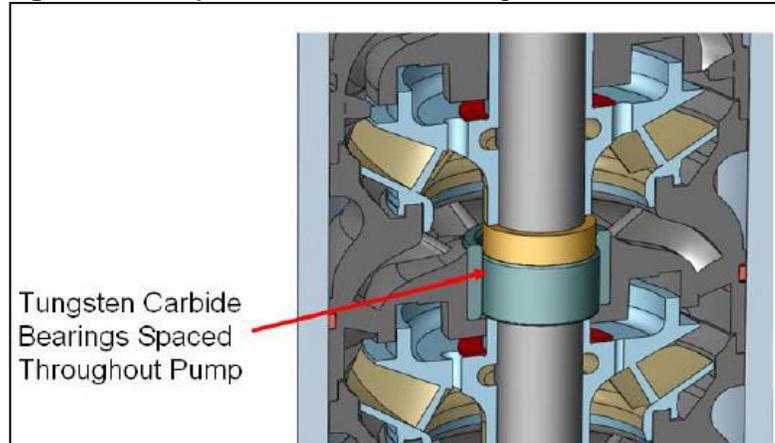
Adicionalmente, el diseño de la bomba depende tanto del ambiente del pozo, como del tipo de flujo que maneje el yacimiento, así que las bombas REDlift® presentan un sistema resistente a la abrasión que consiste en insertos de carburo de tungsteno, uno cada tres etapas (1:3) o en todas las etapas, cabezas y bases resistentes a la corrosión y la opción de tener el 100% de las etapas recubiertas para poder manejar producción de arenas en el pozo.

Los insertos de carburo de tungsteno introducidos a la configuración de la bomba cumplen dos funciones principales en la resistencia de la bomba a la abrasión, las

⁶⁷ HALLIBURTON. REDlift™ XT Production System [en línea]. Estados Unidos, 2016. H012125. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet:<http://www.halliburton.com/en-US/ps/artificial-lift/redlift-xt.page?node-id=hfqelabu>, http://www.halliburton.com/public/artificial_lift/contents/Brochures/web/REDLift-XT-Production-System-Brochure.pdf

cuales consisten en minimizar el desgaste radial y absorber el desgaste por empuje descendente generado en las etapas. Dichas funciones, permiten aumentar el rango de operación del sistema, debido a que disminuye la cantidad de empuje descendente que llega a la cámara de empuje del protector, disminuir las vibraciones y la desestabilización de las etapas y del sistema, al igual que su desgaste, prolongando la operación continua del equipo y optimizando su operación.

Figura 16. Bujes de carburo de tungsteno.



Fuente: HALLIBURTON. Presentación REDlift®. 2016.

Por otro lado, los sistemas de levantamiento REDlift® cuentan con giro del eje en sentido horario, lo que permite la remoción de la placa que evita que el eje se desenrosque con el giro, disminuyendo el diámetro externo del sistema y haciéndolo más apto para zonas con poco espacio.

Las partes de la bomba REDLift ® y sus características mejoradas, se muestran en la **Figura 17**.

Figura 17. Bombas electrosumergibles REDLift®.



Fuente: HALLIBURTON. REDLift™ XT. Production system. H012125 4/16 © 2016. P. 7.

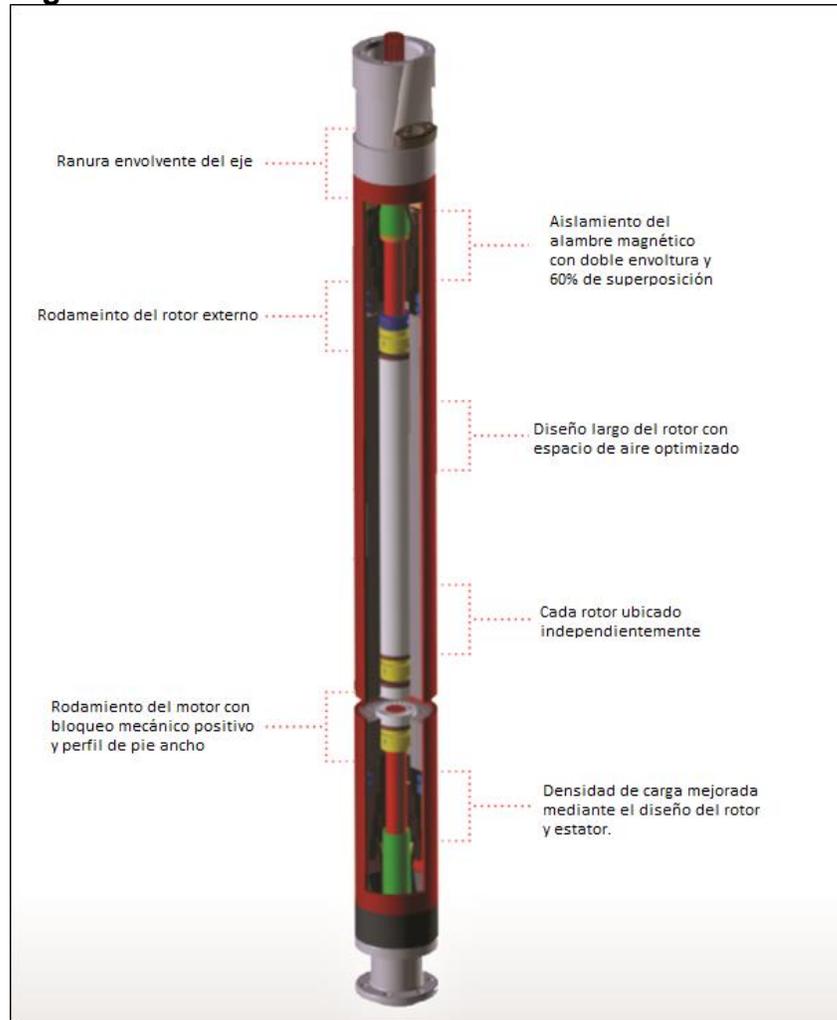
Adicionalmente presenta rotores más ajustados en el motor que permite tener más potencia por unidad, disminuyendo la inversión e instalación de mayor número de rotores y permitiendo operar las bombas a menor frecuencia para levantar la misma cantidad de fluido. Dicha propiedad se logra debido a que los motores son diseñados y ensamblados para resistir temperaturas mayores a 400°F, gracias a que se cambian los materiales utilizados en los aislamientos del estator y los elastómeros, a que se diseñan espaciamientos mayores en los componentes para soportar mayor expansión térmica y a que se utiliza un aceite más viscoso para dichas aplicaciones, permitiendo que la capacidad de los rotores se exija un poco más sin sobrepasar los límites operacionales del mismo.

Una prueba de lo anterior es la comparación de las bombas serie 400 que trabajan actualmente con una potencia promedio de 120 HP/motor a 65Hz, mientras que la tecnología REDLift® espera poder trabajar una potencia de 216 HP/motor y levantar

la misma cantidad de fluido a 50 Hz, permitiendo un aumento en la producción de fluido al aumentar la frecuencia y disminuyendo el consumo de energía requerida para levantar el fluido esperado.

Las partes del motor del sistema de levantamiento REDLift®, se muestran en la **Figura 18**.

Figura 18. Motor eléctrico del sistema REDLift®.



Fuente: HALLIBURTON. REDLift™ XT. Production system. H012125
4/16 © 2016. P. 8.

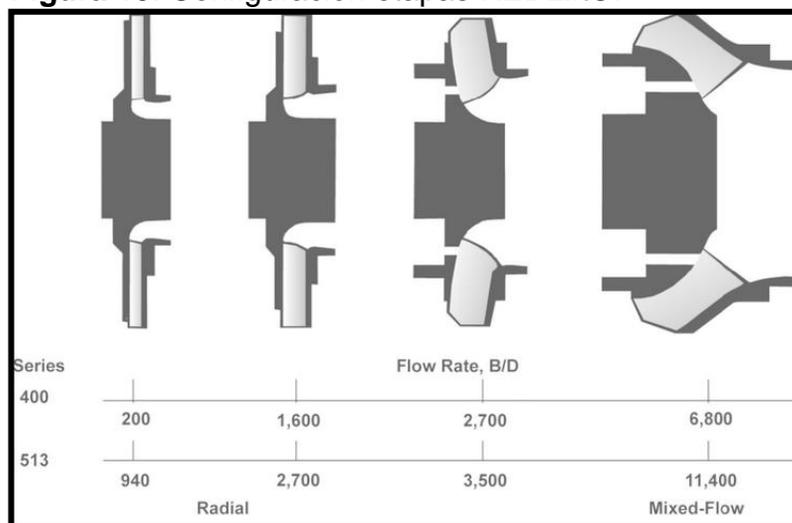
Al tener rotores más ajustados en los motores, bombas más compactas y menos accesorios complementarios, el sistema REDLift® tiene mayor flexibilidad, menor requerimiento de bombas y motores con múltiples uniones y menor peso en la sarta, lo que no solo permite ahorrar tiempos de instalación, sino que disminuye los riesgos asociados a fallas mecánicas por mala manipulación o errores humanos durante la instalación y descenso de la sarta.

A pesar de que la cantidad de gas no es un problema significativo en los campos a estudiar, la tecnología REDLift permite tener mayor manipulación, evasión y separación de gas, por medio del sistema Q-MAX prolongando la operación continua de las bombas.

Los sistemas REDLift® manejan tres técnicas para mitigar el gas que entra a las bombas electrosumergibles, que corresponden a las etapas de “manejar, evitar y separar” dependiendo de las condiciones de pozo y la cantidad de gas que se maneje.

La técnica de MANEJAR el gas, corresponde a aumentar la habilidad de las bombas para manipular el gas, por medio de la compresión y movimiento del gas dentro de la bomba. Esto se logra al cambiar la configuración de flujo radial que tenían las etapas, por una configuración de flujo mixto (**Figura 19**), las cuales tienen mayor capacidad de flujo y álabes más inclinados y amplios que redireccionan el fluido de manera progresiva evitando que se bloqueen por la presencia de gas.

Figura 19. Configuración etapas REDLift®.



Fuente: HALLIBURTON. REDLift™ XT. Production system. H012125 4/16 © 2016. P. 11.

Si la entrada de gas a la bomba supera el 20-30%, la tecnología REDLift® propone un manejador de gas (GasPro) que consiste en una bomba con etapas distribuidas entre mixtas en la base y radiales en la cabeza, cuyas superficies cuentan con mayor cantidad de agujeros de balanceo, que tienen como objetivo reducir el tamaño de la burbuja de gas, homogeneizar la mezcla poniendo el gas en solución y ayudar al gas a moverse hacia la corriente principal. Ésta técnica debe utilizarse cuando no es posible ventilar el gas por el anular del revestimiento y presenta una ventaja en pozos verticales y muy profundos, donde el gas es usado como una fuente externa de energía para aligerar y desplazar la columna de fluido a superficie. (Efecto Gas Lift).

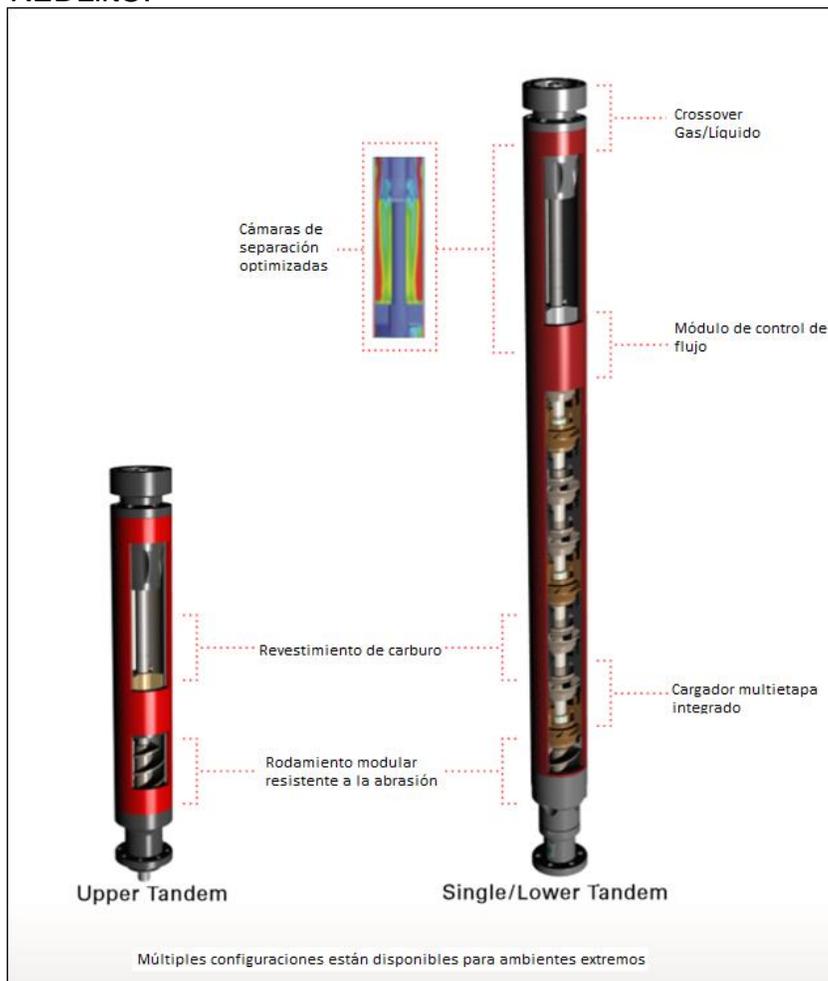
El método de EVITAR el gas, tiene como propósito impedir la entrada del gas al sistema BES, cuando el volumen del mismo es muy grande para separarlo o para manejarlo, así que el gas se redirecciona reduciendo el impacto sobre la operación del sistema. La forma de redireccionar el fluido es por medio de la implementación de camisas de refrigeración de manera invertida con el fin de cambiar el momento del fluido, separando el gas libre el cual sigue por el anular, mientras que el líquido se mueve hacia la camisa y entra al intake de la bomba.

El término SEPARAR el gas del crudo en el sistema BES, alude al proceso de expulsar el gas que entra al intake hacia el anular del revestimiento, con el fin de impedir que el volumen de gas a manejar sobrepase los límites estables de operación de la bomba. El proceso de separación se hace por medio de separadores rotativos (QMax RGS), los cuales cuentan con un mecanismo que incrementa la presión de flujo del fluido, un dispositivo que induce una fuerza centrífuga sobre el mismo para separar el líquido del gas y unos tubos de bypass que redireccionan el gas que fluye por el centro del dispositivo hacia el anular, mientras que el líquido es direccionado hacia la succión de la primera etapa de la bomba. Éste método permite a los sistemas BES operar en pozos de gas, donde el venteo del mismo es permitido.

La mayoría de BES REDLift® son diseñados para tanto manejar, como separar el gas de los pozos donde se instalan, permitiendo un aumento significativo en el drawdown de los pozos y por ende su producción.

Las partes y funcionamiento del sistema Q-MAX utilizado en el BES REDLift® son descritos en la **Figura 20**.

Figura 20. Sistema Q-MAX en las bombas electrosumergibles REDLift®.



Fuente: HALLIBURTON. REDLift™ XT. Production system. H012125 4/16 © 2016. P. 11.

La nueva tecnología REDlift® introducida por Halliburton, a pesar de ser incipiente en Colombia, ha demostrado sus beneficios y cualidades a partir de diferentes pruebas en yacimientos no convencionales en cuencas de Estados Unidos, entre las que se destacan: El uso de la tecnología en Permian Basin en un pozo de 10000 pies TVD, temperatura de 160°F y una producción de gas de 200mcf/día, donde se logró un incremento de 25% en la producción con respecto al levantamiento estándar.⁶⁸ Y la prueba en North Dakota (el Bakken) en dos pozos de 9623 pies TVD, y GOR entre 500 y 800 GL, demostrando un runlife de REDlift mayor en 5

⁶⁸HALLIBURTON. Permian operator's success with Halliburton's REDlift system starts rod lift system replacement. [en línea]. Estados Unidos, 2015. p 1-2. H011623. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet: http://www.halliburton.com/public/artificial_lift/contents/Case_Histories/Case-Study-REDLift-Permian.pdf

meses con respecto al equipo del competidor, una mejora de 300 a 500 en el drawdown del pozo y un incremento de 140.491bbls en producción equivalente a \$10.5 M. ⁶⁹

La comparación teórica general entre la tecnología REDLift® y la tecnología estándar se puede resumir en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Comparación teórica tecnología REDLift® vs tecnología estándar.

REDLift®	Estándar
<ul style="list-style-type: none"> • Bombas compresoras. • Etapas de flujo mixto. • Mayor rango de operación y mejor manejo de las tasas de declinación del pozo. • Insertos de carburo de tungsteno en sus etapas y sistema resistente a la abrasión. • Giro del eje en sentido horario. • Para series 562: 30 HP/rotor. • Para series 456: 12 HP/rotor. • Motor resiste temperaturas mayores a 400°F. • Manejo y separación de gas libre en un 60% con el sistema QMax. 	<ul style="list-style-type: none"> • Bombas flotadoras. • Etapas de flujo radial. • Rangos de operación menores y por ende menos eficiencia para manejar la tasa de declinación del pozo. • Etapas de Ni-resist sin estabilizaciones especiales. • Giro del eje en sentido antihorario. • Para series 562: 18 HP/rotor. • Para series 456: 5 HP/rotor. • Motor resiste temperaturas de hasta 300°F. • Manejo y separación de gas libre en un 40%.

Fuente: HALLIBURTON. REDLift™ XT. Production system. H012125 4/16 © 2016. P. 14

⁶⁹ HALLIBURTON. In North Dakota (the Bakken), Halliburton's Electrical Submersible Pump (ESP) with Q-MAX Gas Bypass dramatically beat the competition in drawdown and production [en línea]. Estados Unidos, 2014. H010933. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet: http://www.halliburton.com/public/artificial_lift/contents/Case_Histories/Case-Study-Q-MAX-Bakken.pdf

3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES REDLIFT® COMPARADO CON LAS BOMBAS ESTÁNDAR

El presente capítulo tiene como objetivo presentar los 6 pozos de estudio definidos de los campos de operación en Colombia y Ecuador, sus características, parámetros de operación y estados mecánicos, al igual que los criterios que se tuvieron en cuenta para su selección, con el fin de entender las condiciones en las que se encuentran y las limitaciones que presentan, para hacer el diseño con la nueva tecnología, la simulación y comparación con el rendimiento de las bombas utilizadas anteriormente.

3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS

La selección de los tres (3) pozos en Colombia y los tres (3) pozos en Ecuador candidatos para el cambio de tecnología en su sistema de levantamiento, fue realizada por las empresas operadoras de los Campos A y B a partir de las condiciones operacionales de los pozos y las fallas asociadas a los sistemas de levantamiento. Dicha selección es compartida con la empresa soporte, la cual la analiza y organiza a partir de los requerimientos estipulados para proponerlos como candidatos para la implementación de la nueva tecnología, y finalmente la suministra al autor del proyecto.

En otras palabras, la empresa soporte no interviene en la selección de los pozos a evaluar, sino que éstos fueron previamente analizados y escogidos por ingenieros de las empresas operadoras, teniendo en cuenta el cumplimiento de ciertos requisitos que demuestran la necesidad de instalar un nuevo sistema de levantamiento que cumpla con las condiciones actuales del pozo.

Dichos requisitos se describen a continuación:

- Pozos que antes de operar con el sistema REDLift®, hayan sido operados con bombas electrosumergibles estándar corridas por Halliburton.
- Pozos que hayan tenido una o más intervenciones u operaciones de workover o que necesiten alguna intervención por reacondicionamiento.
- Pozos que presenten fallas mecánicas en sus sistemas de levantamiento.
- Pozos con problemas de arenamiento o integridad.

Los pozos seleccionados que cumplen más de dos requisitos mencionados anteriormente, se muestran en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Pozos seleccionados para el Campo A y Campo B.

Campo	Pozo
A	A-01
	A-02
	A-03
B	B-01
	B-02
	B-03

Fuente: elaboración propia. 2018.

3.1.1 Descripción de los pozos y de los equipos de su sistema de levantamiento.

Se presenta la descripción general de los pozos seleccionados, incluyendo los equipos de subsuelo y de superficie instalados inicialmente que van a ser comparados con la nueva tecnología, con el fin de determinar las condiciones mecánicas del pozo y las propiedades del yacimiento que regirán el diseño del nuevo sistema de levantamiento

3.1.1.1 Pozo A-01. El pozo A-01 fue perforado y completado en Septiembre de 2015, como un pozo desviado de dos secciones de hueco. La primera sección alcanza una profundidad de 415 pies y tiene un revestimiento de superficie de 9 5/8 pulgadas; y la segunda sección alcanza una profundidad de 3135 pies con un revestimiento de producción de 7 pulgadas OD.

El pozo cuenta con una profundidad de 3138 pies MD, 3018 pies TVD y una inclinación máxima de 27.35°. Produce hidrocarburos de 13 zonas cañoneadas cuyos espesores varían entre los 12 y 75 pies, por medio de un sistema de bombeo electrosumergible posicionado por debajo de los cañoneos. Para mayor comprensión del estado mecánico del pozo, ver el **Anexo A**.

Debido a fallas mecánicas en la bomba electrosumergible luego de 384 días de operación continua y a la decisión del cliente de reacondicionar el pozo, se selecciona como candidato para el cambio de tecnología en su sistema de levantamiento.

Las condiciones mecánicas y datos de reservorio que representan el Pozo A-01, se describen en la **Tabla 8** y hacen referencia a los datos de entrada necesarios para el diseño del nuevo sistema de levantamiento.

Tabla 8. Información general del Pozo A-01.

Parámetro	Valor
Diámetro externo del revestimiento, peso (pulgadas, lbs/pies)	7", 23#
Diámetro externo de la tubería de producción, peso (pulgadas, lbs/pies)	3-1/2", 9.3#
Presión estática (psi)	644 @ 2752 pies MD – Base Perforados.
Profundidad asentamiento del Intake (pies MD)	2631
Índice de Productividad (BFPD/psi)	3.80 @ 1900 BFPD
Producción deseada (BFPD)	1800
Presión de Burbuja (psi)	112
Temperatura de fondo (BHT) (°F)	107
BSW (%)	94
GOR (PCN/Bbl)	160
°API @ 60°F	28
Viscosidad del crudo (cP @ Pb)	11.30
Gravedad específica del gas (GE)	0.72
N2 (% molar)	5.69
CO2 (% molar)	3.90

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Data Sheet Pozo A-01. 2018.

Los equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible que se van a comparar con la nueva tecnología REDLift®, se presentan en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo A-01-

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 2-7.8IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 109 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 109 Etapas
Intake	HAL 400 BOI STD HS 410 SS
Protector Superior	PRO HAL 400, LSBPB HL HSS SS
Protector Inferior	PRO HAL 400, BPBSL HL HSS CS
MLE	HAL 456 KELB MONEL AWG#6 SOL FLAT, 5KV
Motor	HAL 450, Tandem construction, 160HP, 2620V, 39V.
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG #4 SOL FLAT, 5KV
Superficie	
VSD	VSD, 12P, 320KVA, 460V, 60HZ, NEMA, 3R
Transformador SUT	260KVA, 480V

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Diseño de Servicio. Diseño y Programa Operativo ESP, Pozo A-01. 2018.

3.1.1.2 Pozo A-02. El pozo A-02 fue perforado y completado en Junio del 2004, como un pozo desviado de dos secciones de hueco. La primera sección perforada hasta una profundidad de 1106 pies, completada con un revestimiento de superficie de 9 5/8 pulgadas y la segunda sección perforada hasta una profundidad de 3743 pies, con un revestimiento de producción de 7 pulgadas OD.

El pozo cuenta con una profundidad total de 3743 pies MD, 3746 pies TVD y una inclinación final de 9.43°. Produce hidrocarburos de 7 zonas cañoneadas, cada una con aproximadamente 20 pies de espesor, por medio de una bomba electrosumergible ubicada debajo de las zonas de producción. Para mayor comprensión del estado mecánico del pozo, ver el **Anexo B**.

Debido a que la bomba electrosumergible instalada en el pozo, presenta fallas mecánicas después de 2000 días de operación continua, se escoge como candidato para el cambio de tecnología de su sistema de levantamiento.

Las condiciones del pozo A-02, en cuanto al reservorio y parámetros mecánicos, se muestran en la **Tabla 10** y hacen referencia a los datos de entrada necesarios para el diseño del nuevo sistema de levantamiento.

Tabla 10. Información general del Pozo A-02.

Parámetro	Valor
Diámetro externo del revestimiento, peso (pulgadas, lbs/pies)	7", 23#
Diámetro externo de la tubería de producción, peso (pulgadas, lbs/pies)	3-1/2", 9.3#
Presión estática (psi)	990 @ 3410 pies MD – Base Perforados.
Profundidad asentamiento del Intake (pies MD)	3287
Índice de Productividad (BFPD/psi)	3.00
Producción deseada (BFPD)	2305
Presión de Burbuja (psi)	112
Temperatura de fondo (BHT) (°F)	107
BSW (%)	98.48
GOR (PCN/Bbl)	45
°API @ 60°F	27
Viscosidad del crudo (cP @ Pb)	11.30
Gravedad específica del gas (GE)	0.62
N2 (% molar)	5.69
CO2 (% molar)	3.90

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Data Sheet Pozo A-02. 2018.

Los equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible que se van a comparar con la nueva tecnología REDLift®, se presentan en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo A-02.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 2-7.8IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 109 Etapas
Bomba Intermedia	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 109 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 98 Etapas
Intake	HAL/Bolt on Intake Hs Shaft /4
Protector Superior	PRO HAL 400, LSBPB HL HSS SS
Protector Inferior	PRO HAL 400, BPBSL HL HSS CS
MLE	HAL 456 KELB MONEL AWG#6 SOL FLAT, 5KV
Motor	HAL 450, Tandem construction, 160HP, 2620V, 39V.
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG#4 SOL FLAT, 5KV
Superficie	
VSD	VSD,6P,390KVA,460V,60HZ,NEMA,3R
Transformador SUT	260 KVA, 480V

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Diseño de Servicio. Diseño y Programa Operativo ESP, Pozo A-02. 2018.

3.1.1.3 Pozo A-03. El pozo A-03 fue perforado y completado en Noviembre del 2007, como un pozo desviado de dos secciones de hueco. La primera sección corresponde al revestimiento superficial de 9-5/8 pulgadas, que va hasta una profundidad de 1202 pies MD; y la segunda sección alcanza una profundidad de 3765 pies MD, con un revestimiento de producción de 7 pulgadas OD.

El pozo cuenta con una profundidad total de 3765 pies MD, 3679.28 pies TVD y una inclinación máxima de 30.02°. Produce hidrocarburos de 8 zonas cañoneadas, cada una con un espesor de 10 a 20 pies, por medio de un sistema de bombeo electrosumergible posicionado por debajo de las zonas de producción. Para mayor comprensión del estado mecánico del pozo, ver el **Anexo C**.

Debido a fallas asociadas al cable y a los protectores del sistema de bombeo electrosumergible instalados en el pozo, luego de 100 días de operación continua, se selecciona como candidato para evaluar la tecnología REDLift®.

Las condiciones mecánicas y datos de reservorio que representan el Pozo A-03, se describen en la **Tabla 12** y hacen referencia a los datos de entrada necesarios para el diseño del nuevo sistema de levantamiento.

Tabla 12. Información general del Pozo A-03.

Parámetro	Valor
Diámetro externo del revestimiento, peso (pulgadas, lbs/pies)	7", 26#
Diámetro externo de la tubería de producción, peso (pulgadas, lbs/pies)	3-1/2", 9.3#
Presión estática (psi)	489@ 3180 pies MD – Base Perforados.
Profundidad asentamiento del Intake (pies MD)	3055
Índice de Productividad (BFPD/psi)	9.00
Producción deseada (BFPD)	2850
Presión de Burbuja (psi)	112
Temperatura de fondo (BHT) (°F)	107
BSW (%)	95
GOR (PCN/Bbl)	6.9

Tabla 12. (Continuación)

Parámetro	Valor
°API @ 60°F	27
Viscosidad del crudo (cP @ Pb)	11.30
Gravedad específica del gas (GE)	0.62
N2 (% molar)	5.69
CO2 (% molar)	3.90

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Data Sheet Pozo A-03. 2018.

Los equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial con bombeo electrosurgible que se van a comparar con la nueva tecnología REDLift®, se presentan en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo A-03.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 2-7.8IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 109 Etapas
Bomba Intermedia	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 109 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 109 Etapas
Intake	HAL 400 BOI STD HS 410 SS
Protector Superior	HAL 400, BPBSL HL HS SS
Protector Inferior	HAL 400, BPBSL HL HS CS
MLE	HAL 456 KELB MONEL#6 SOL FLAT, 4KV, 100A

Tabla 13. (Continuación)

Componente	Descripción
Motor	HAL 450, Tandem construction, 240 HP, 2590V, 59V.
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG#4 SOL FLAT 5KV EPDM
Superficie	
VSD	VSD,6P,380KVA,460V,60HZ,NEMA,3R
Transformador SUT	300 KVA, 480V, 2820V
Transformador Desfasador	400 KVA

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Diseño de Servicio. Diseño y Programa Operativo ESP, Pozo A-03. 2018.

3.1.1.4 Pozo B-01. El pozo B-01 fue perforado y completado en Septiembre de 1990, como un pozo vertical de dos secciones de hueco. La primera sección perforada hasta una profundidad de 2003 pies con un revestimiento de superficie de 10-3/4 pulgadas y la segunda sección perforada hasta una profundidad de 8264 pies con un revestimiento de producción de 7pulgadas OD.

El pozo cuenta con 3 zonas de producción que drenan hidrocarburos de los reservorios BT y M2, gracias a un sistema de bombeo electrosumergible cuyo intake se posiciona a 7540 pies MD. Para mayor comprensión del estado mecánico del pozo, ver el **Anexo D**.

Debido a la falta de flujo a superficie y la necesidad de reacondicionar el pozo, éste es apagado manualmente y se retira el sistema de bombeo electrosumergible con 446 días de operación continua, permitiendo su selección como candidato para evaluar la tecnología REDLift® en su sistema de levantamiento.

Los datos de reservorio y parámetros técnicos correspondientes al Pozo B-01, se presentan en la **Tabla 14**. Los valores presentados en la tabla, son los valores de entrada en el software para el diseño del nuevo sistema de levantamiento.

Tabla 14. Información general del Pozo B-01.

Parámetro	Valor
Diámetro externo del revestimiento, peso (pulgadas, lbs/pies)	7", 26#
Diámetro externo de la tubería de producción, peso (pulgadas, lbs/pies)	3-1/2", 9.3#
Presión estática (psi)	2035
Profundidad Intake (pies MD)	7540
Índice de Productividad (BFPD/psi)	0.589
Producción deseada (BFPD)	845
Presión de Burbuja (psi)	584
Temperatura de fondo (BHT) (°F)	201
BSW (%)	50
GOR (PCN/Bbl)	229
°API @ 60°F	25.6
Viscosidad del crudo (cP @ Pb)	1.78
Gravedad específica del gas (GE)	1.09
N2 (% molar)	0
CO2 (% molar)	0

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Data Sheet Pozo B-01. 2018.

Los equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible que se van a comparar con la nueva tecnología REDLift®, se presentan en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo B-01.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 3 1/2IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400 GP4 1250 FLOATER, 129 Etapas
Bomba Intermedia	HAL 400 GP4 1250 FLOATER, 129 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400 GP4 1250 FLOATER, 58 Etapas
Intake	SEP HAL 400 3 BRG LT HS 316SS R
Protector Superior	PRO HAL 400,BPBSL HL HS SS R
Protector Inferior	PRO HAL 400, BPBSL HL HS CS R
MLE	HAL 456 KELB MONEL#6 SOL FLAT, 4KV, 100A
Motor	HAL 456, 70 HP, 1135 V, 39A
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG#4 SOL FLAT 5KV EPDM
Superficie	
VSD	VSD,12P,320KVA,460V,60HZ,NEMA,3R
Transformador SUT	XFMR,320KVA,460-1100/3800V,SU,MT R

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Diseño de Servicio. Diseño y Programa Operativo ESP, Pozo B-01. 2018.

3.1.1.5 Pozo B-02. El pozo B-02 fue perforado y completado en Marzo del 2010, como un pozo vertical de tres secciones de hueco. La primera sección corresponde al revestimiento conductor de 20 pulgadas hasta una profundidad de 34 pies MD, la segunda sección, perforada hasta una profundidad de 3043 pies y completada con un revestimiento superficial de 10-3/4 pulgadas y una sección final perforada hasta una profundidad de 8262 pies, completada con el revestimiento de producción de 7 pulgadas OD.

El pozo produce hidrocarburos provenientes de los reservorios BT y M2, a través de 3 zonas cañoneadas y de un sistema de bombeo electrosumergible posicionado por

debajo de las zonas de producción. Para mayor comprensión del estado mecánico del pozo, ver el **Anexo E**.

Debido a posible colapso del revestimiento y a problemas de aislamiento del sistema de bombeo electrosumergible después de 443 días de operación continua, se escoge como candidato para cambiar la tecnología de su sistema de levantamiento.

Los datos de reservorio y parámetros mecánicos del pozo B-02, se presentan en la **Tabla 16** y representan los datos de entrada para el diseño del nuevo sistema de levantamiento.

Tabla 16. Información general del Pozo B-02.

Parámetro	Valor
Diámetro externo del revestimiento, peso (pulgadas, lbs/pies)	7", 26#
Diámetro externo de la tubería de producción, peso (pulgadas, lbs/pies)	3-1/2", 9.3#
Presión estática (psi)	3050
Profundidad asentamiento del Intake (pies MD)	7400
Índice de Productividad (BFPD/psi)	0.858
Producción deseada (BFPD)	2000
Presión de Burbuja (psi)	480
Temperatura de fondo (BHT) (°F)	205
BSW (%)	90
GOR (PCN/Bbl)	229
°API @ 60°F	25
Viscosidad del crudo (cP @ Pb)	3.5
Gravedad específica del gas (GE)	0.95
N2 (% molar)	0
CO2 (% molar)	0

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Data Sheet Pozo B-02. 2018.

Los equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible que se van a comparar con la nueva tecnología REDLift®, se presentan en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Equipos de subsuelo y superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo B-02.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 3 1/2IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 109 Etapas
Bomba Intermedia	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 109 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400 GP4 3000 FLOATER, 49 Etapas
Intake	HAL400 3BRG LT HS 316SS
Protector Superior	PRO HAL 400 LSBPB HL HS SS
Protector Inferior	PRO HAL 400 BPBSL HL HS SS
Motor	HAL 456 GM4-DOUBLE, 180 HP, 2440 V, 46 A
MLE	HAL 456 KELB MONEL#6 SOL FLAT, 4KV, 100A
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG#4 SOL FLAT 5KV EPDM
Superficie	
VSD	200KVA/480/60HZ 6P FILTRO DE ENTRADA/SALIDA
Transformador SUT	XFMR,320KVA,13800/480V, 3PH, BI, SD

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Diseño de Servicio. Diseño y Programa Operativo ESP, Pozo B-02. 2018.

3.1.1.6 Pozo B-03. El pozo B-03 fue perforado y completado en Mayo del 2013, como un pozo desviado de tres secciones de hueco. La primera sección corresponde al revestimiento superficial de 13-3/8 pulgadas que va hasta una profundidad de 1308 pies, la segunda sección alcanza una profundidad de 7395 completada con un revestimiento intermedio de 9-5/8 pulgadas y la sección final corresponde a un liner de producción colgado a 7224 pies con un diámetro externo de 7 pulgadas.

El pozo tiene una profundidad total de 8336 pies MD, 8311 pies TVD, con una desviación de 0.51° a la profundidad de la bomba. Produce hidrocarburos de 1 zona cañoneada de 8 pies de espesor, en el reservorio U superior, a través de un sistema de bombeo electrosumergible ubicado por encima de la zona productora. Para mayor comprensión del estado mecánico del pozo, ver el **Anexo F**.

Debido a un posible atascamiento de la bomba electrosumergible después de 158 días de operación continua, el pozos se escoge como candidato para evaluar la nueva tecnología en bombeo electrosumergible.

Los datos mecánicos y del reservorio correspondientes al Pozo B-03, se presentan en la **Tabla 18** y representan las condiciones del pozo para la simulación del nuevo sistema de levantamiento.

Tabla 18. Información general del Pozo B-03.

Parámetro	Valor
Diámetro externo del revestimiento, peso (pulgadas, lbs/pies)	7", 26#
Diámetro externo de la tubería de producción, peso (pulgadas, lbs/pies)	3-1/2", 9.3#
Presión estática (psi)	1100
Profundidad asentamiento del Intake (pies MD)	7250
Índice de Productividad (BFPD/psi)	2.00
Producción deseada (BFPD)	800
Presión de Burbuja (psi)	415
Temperatura de fondo (BHT) (°F)	218
BSW (%)	60
GOR (PCN/Bbl)	120

Tabla 18. (Continuación)

Parámetro	Valor
°API @ 60°F	21
Viscosidad del crudo (cP @ Tb)	30
Gravedad específica del gas (GE)	1.12
N2 (% molar)	0
CO2 (% molar)	0

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Data Sheet Pozo B-03. 2018.

Los equipos de subsuelo y de superficie del sistema de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible que se van a comparar con la nueva tecnología REDLift®, se presentan en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Equipos de subsuelo y superficie del sistema de levantamiento artificial del Pozo B-03.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 3 1/2IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400, 650 A, FL 11 AR HS SS R, 140 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400, 650 A, FL 11 AR HS SS R, 140 Etapas
Intake	BOI HAL400 STD HS 316SS R
Protector Superior	PRO HAL400 BPBSL HL HS SS R
Protector Inferior	PRO HAL 400 BPBSL HL HS SS R
MLE	HAL 456 KELB MONEL#6 SOL FLAT, 4KV, 100A
Motor	HAL456HT, GM4-SINGLE, 80HP, 1310V, 39A
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG#4 SOL FLAT 5KV EPDM

Tabla 19. (Continuación)

Componente	Descripción
Superficie	
VSD	VSD, 6PF, 260KVA, 460V, 60HZ, NEMA, 3R
Transformador SUT	XFMR, 320KVA, 13800/480V, 3PH, BI, SD

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. ALS. Diseño de Servicio. Diseño y Programa Operativo ESP, Pozo B-03.2018.

3.1.2 Análisis nodal de los pozos seleccionados con el sistema de bombeo electrosumergible actualmente utilizado en el Campo A y Campo B.

El análisis nodal es una “herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de diversos elementos que integran el sistema de completamiento y producción de los pozos.”⁷⁰ Por medio del análisis nodal es posible optimizar el diseño de los sistemas de levantamiento artificial, con el fin de que adecuen de la mejor forma a la capacidad de producción del yacimiento y se identifiquen las restricciones presentes en el sistema de producción.

El análisis nodal de cada uno de los pozos seleccionados para el proyecto, se resume en la construcción de las curvas de oferta y demanda del pozo (IRP y VLP) a partir de los datos de reservorio descritos en cada una de las tablas anteriores de información general y en determinar el punto de operación del sistema instalado a dichas condiciones.

El procedimiento para el desarrollo del análisis nodal no fue posible plasmarlo en la realización del proyecto ya que se contó con problemas técnicos asociados al software estipulado por la empresa soporte para dicho fin, así que se optó por tomar las curvas de oferta y demanda que salían como resultado de la simulación de los diseños de los sistemas de bombeo electrosumergible en Reaver-Summit ESP®, las cuales se alimentan de los datos de pozo ingresados, los componentes del sistema de bombeo y de correlaciones internas que permiten el cálculo de los caudales y presiones para cada escenario.

A partir de lo anterior, la curva IPR de cada pozo es construida automáticamente por el software Reaver Summit ESP® a medida que se ingresan los datos del yacimiento (se explica más adelante en la sección

⁷⁰ SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY EN ESPAÑOL. [en línea]. [Consultado 24 Marzo 2019]. Disponible en internet en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com>

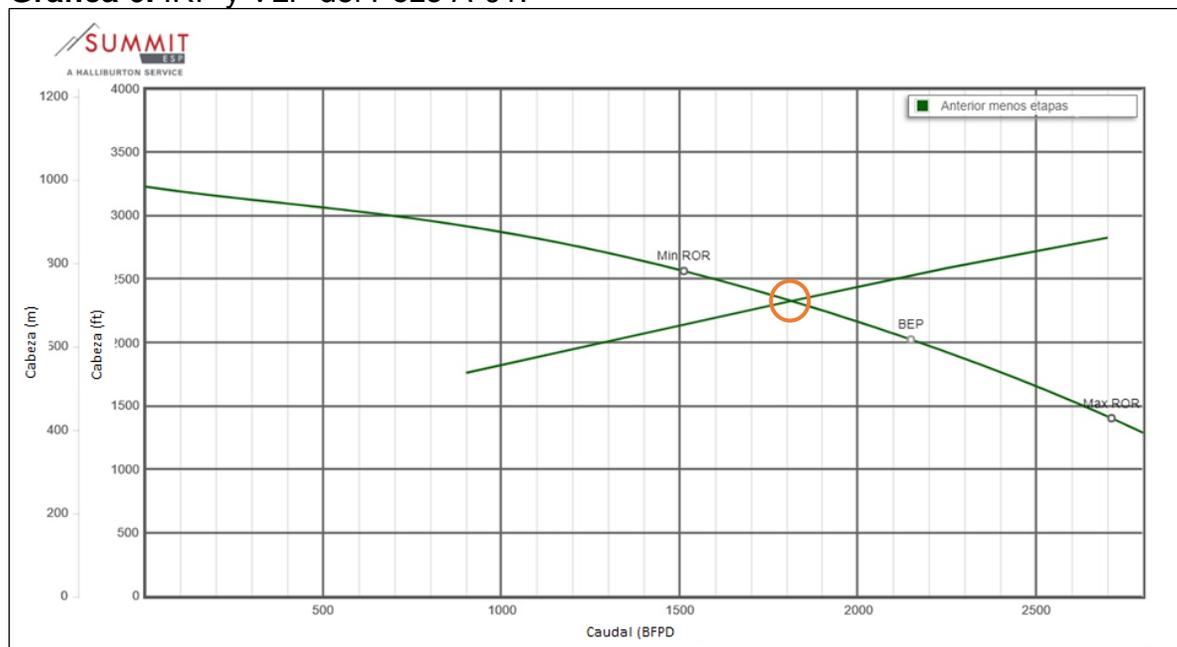
3.2.2.2 Caracterización del pozo y del yacimiento), a partir de correlaciones internas estipuladas por el simulador; y la curva VLP de igual manera se construye a partir de los datos de cabeza dinámica total requerida y producida, presiones y profundidad de asentamiento de la bomba.

La gráfica “Multicase Pump Curve” suministrada en los reportes del diseño del software, muestra las dos curvas mencionadas anteriormente con su correspondiente punto operativo.

No se profundiza en la explicación de la elaboración del análisis nodal para cada pozo, ya que éste es elaborado automáticamente por el software a partir de los datos de entrada y las correlaciones establecidas intrínsecamente en el simulador y es obtenido como una gráfica en la sección de reportes de resultados.

3.1.2.1 Pozo A-01. A partir de los datos de reservorio mostrados en la **Tabla 8** y el sistema de levantamiento descrito en la **Tabla 9**, se obtienen las curvas de oferta y demanda del pozo en la **Gráfica 6**.

Gráfica 6. IRP y VLP del Pozo A-01.



Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

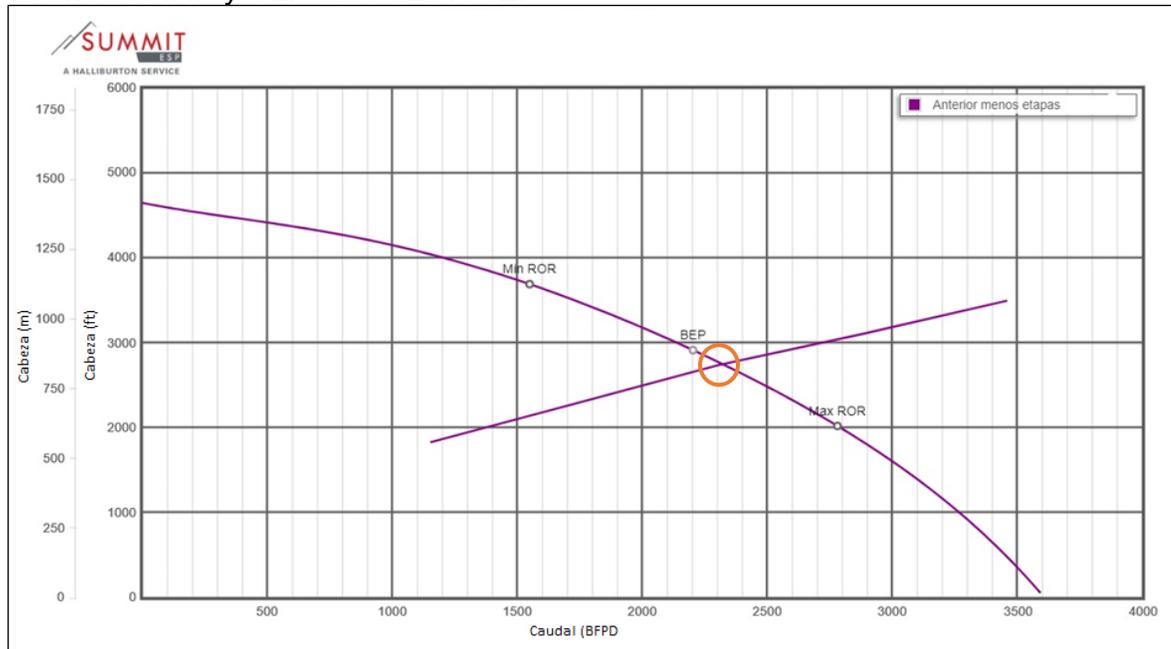
La gráfica anterior muestra en pies el levantamiento o cabeza requerida para llevar diferentes tasas de flujo hasta superficie. Se determina que para el caudal de 1800 BFPD, que es el requerido por el cliente para el Pozo A-01 y debido al sistema de levantamiento instalado en el pozo, se requieren de aproximadamente 2330 pies de cabeza para poderlos producir en superficie, es decir que éste punto de intersección entre las dos curvas muestra la tasa de flujo a la cual el pozo producirá con el

sistema de tubería y bombeo instalado, más no el flujo mayor, menor o el más óptimo para dichas condiciones.

A partir del rango de operación que suministra la gráfica, se puede ver que para el caudal deseado y la bomba electrosumergible instalada, el punto de operación no es el óptimo sino que se está operando hacia la izquierda del punto de mejor eficiencia, indicando que bomba tiene una capacidad mayor que para la que se está utilizando en éste pozo y por ende los consumos y funcionamiento pueden no ser los esperados óptimamente.

3.1.2.2 Pozo A-02 A partir de los datos de reservorio mostrados en la **Tabla 10** y el sistema de levantamiento descrito en la **Tabla 11**, se obtienen las curvas de oferta y demanda del pozo en la **Gráfica 7**.

Gráfica 7. IRP y VLP del Pozo A-02.



Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

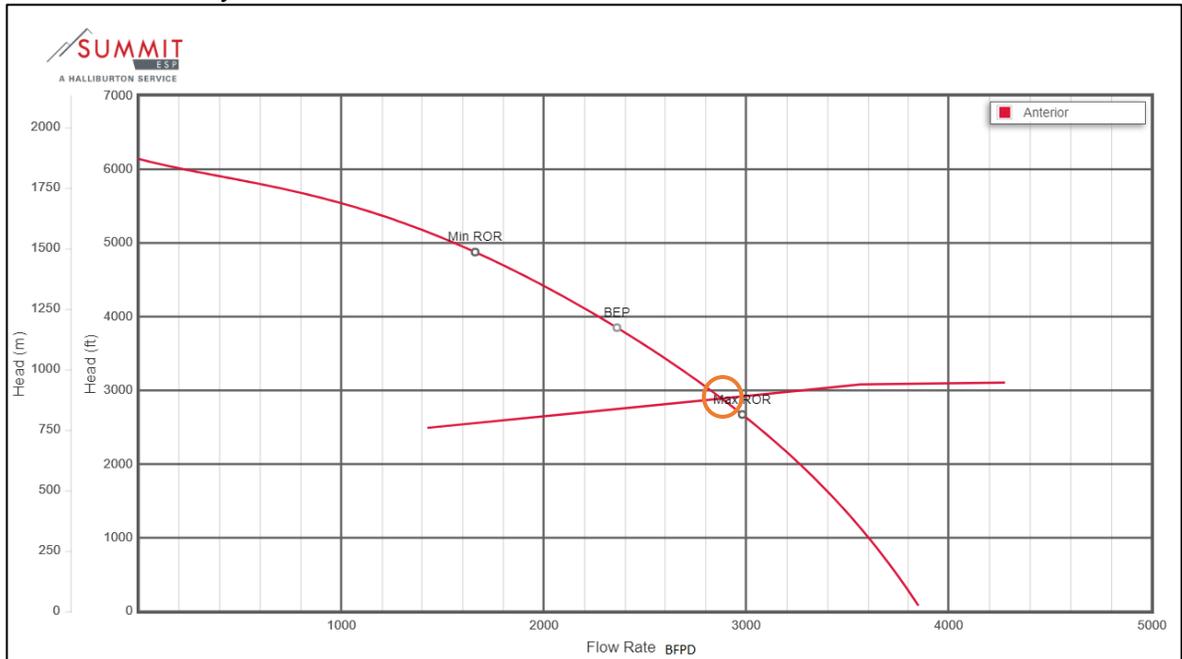
De la gráfica anterior, se determina que para el caudal de 2305 BFPD, que es el requerido por el cliente para el Pozo A-02 y con el sistema de levantamiento instalado en el pozo, se requieren de aproximadamente 2740 pies de cabeza para poderlos producir en superficie, es decir que éste punto de intersección entre las dos curvas muestra la tasa de flujo a la cual el pozo producirá con el sistema de tubería y bombeo instalado, más no el flujo mayor, menor o el más óptimo para dichas condiciones.

A partir del rango de operación que suministra la gráfica, se puede ver que a pesar de que para el caudal deseado y el sistema de levantamiento escogido, la operación no es la óptima, éste no se aleja mucho del punto de mejor eficiencia, indicando que

la selección de la bomba fue acertada y el funcionamiento y consumo del sistema se acercará a lo esperado teóricamente.

3.1.2.3 Pozo A-03. A partir de los datos de reservorio mostrados en la **Tabla 12** y el sistema de levantamiento descrito en la **Tabla 13**, se obtienen las curvas de oferta y demanda del pozo en la **Gráfica 8**.

Gráfica 8. IRP y VLP del Pozo A-03.



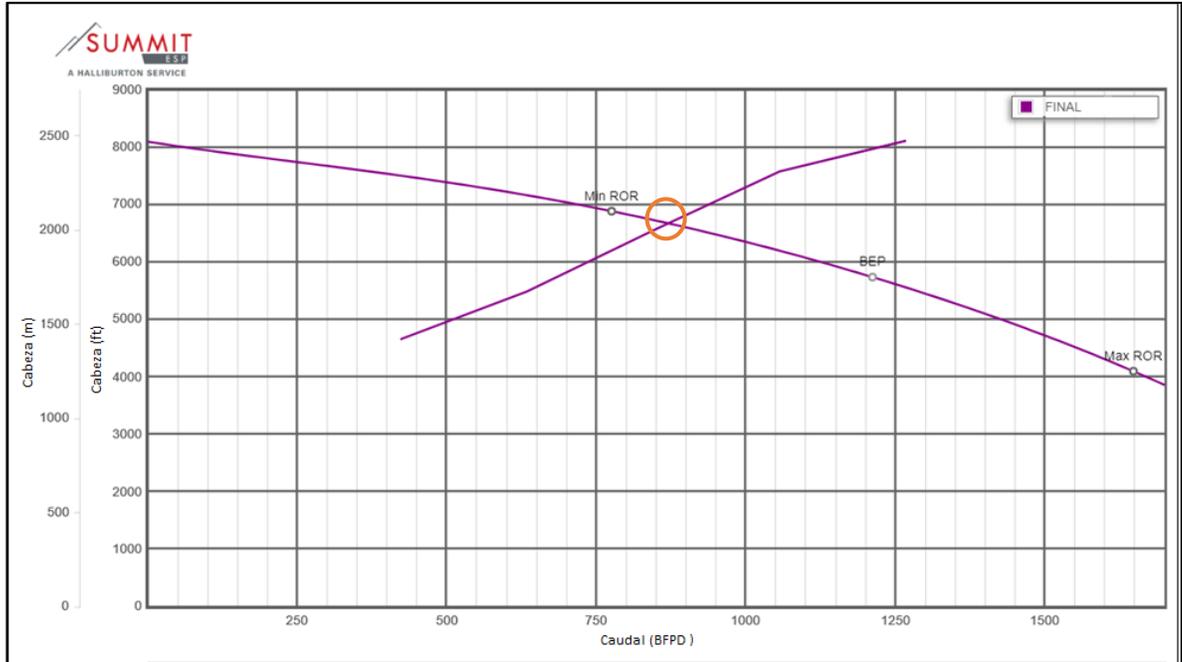
Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

A partir de la gráfica, se puede determinar que para el caudal de 2850 BFPD, que es el requerido por el cliente para el Pozo A-03 y con el sistema de levantamiento instalado en el pozo, se requieren de aproximadamente 2881 pies de cabeza para poderlos producir en superficie, es decir que éste punto de intersección entre las dos curvas muestra la tasa de flujo a la cual el pozo producirá con el sistema de tubería y bombeo instalado, más no el flujo mayor, menor o el más óptimo para dichas condiciones.

A partir del rango de operación que suministra la gráfica, se puede ver que para el caudal deseado y la bomba electrosumergible instalada, el punto de operación no es el óptimo sino que se está operando hacia la derecha del punto de mejor eficiencia, casi en el límite de Upthrust, indicando que el funcionamiento y los consumos podrían ser menos eficientes que los esperados si se operara a las condiciones óptimas.

3.1.2.4 Pozo B-01. A partir de los datos de reservorio mostrados en la **Tabla 14** y el sistema de levantamiento descrito en la **Tabla 15**, se obtienen las curvas de oferta y demanda del pozo en la **Gráfica 9**.

Gráfica 9. IRP y VLP del Pozo B-01.



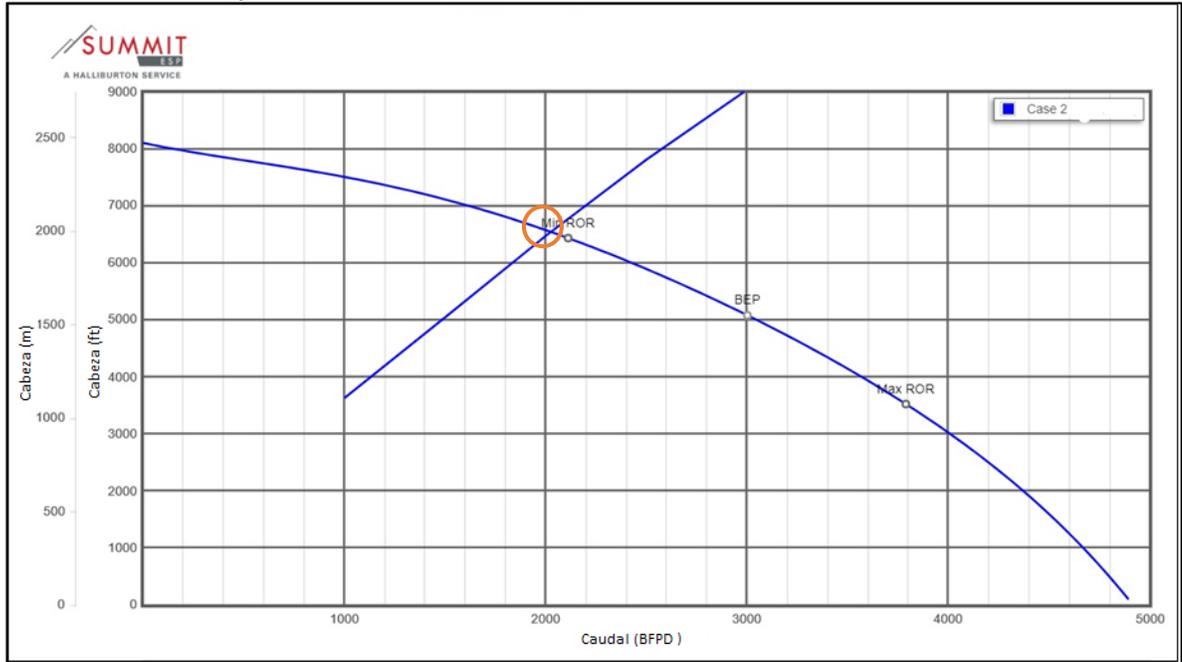
Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Se determina a partir de la gráfica anterior que se necesita tener una cabeza de 6553 pies para poder llevar los 845 BFPD requeridos a superficie con ayuda del sistema de bombeo electrosumergible instalado en el pozo, como lo muestra la intersección de la curva de la oferta con la curva a las condiciones del pozo con el sistema.

Adicionalmente se puede ver que para el caudal deseado y la bomba electrosumergible instalada, el punto de operación no es el óptimo sino que se está operando hacia la izquierda del punto de mejor eficiencia, indicando que bomba tiene una capacidad mayor que para la que se está utilizando en éste pozo, operando en condiciones cercanas a Downthrust y por ende presentando funcionamiento y consumos ineficientes.

3.1.2.5 Pozo B-02. A partir de los datos de reservorio mostrados en la **Tabla 16** y el sistema de levantamiento descrito en la **Tabla 17**, se obtienen las curvas de oferta y demanda del pozo en la **Gráfica 10**.

Gráfica 10. IRP y VLP del Pozo B-02.

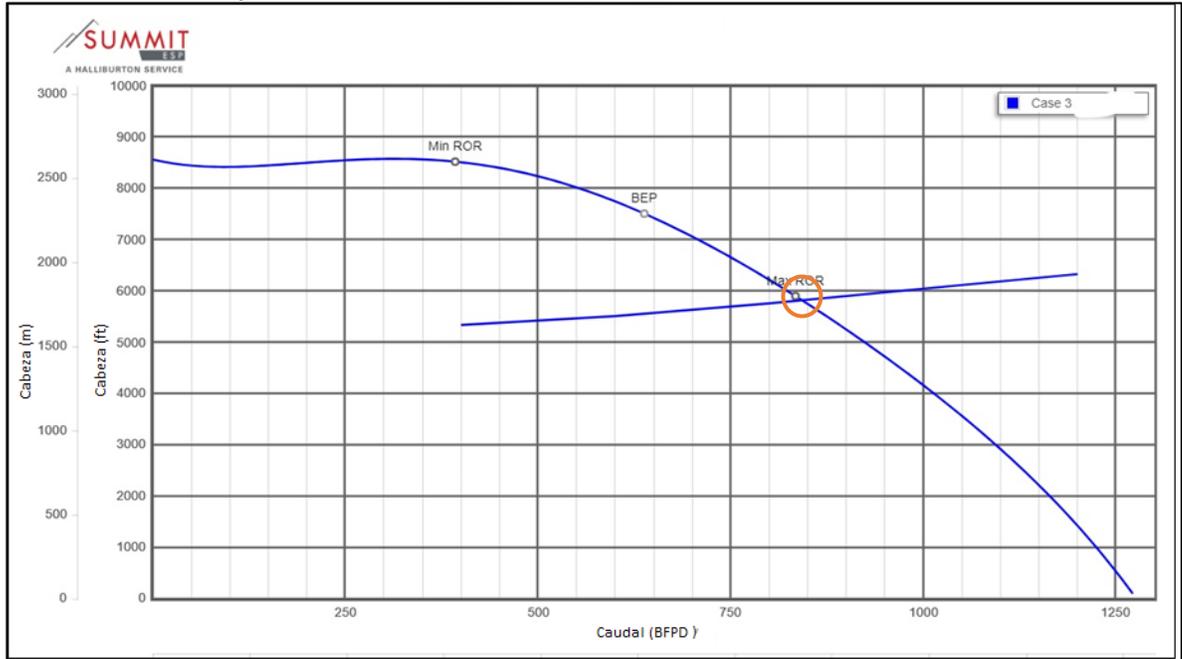


Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Para las condiciones del pozo, con el sistema de bombeo electrosumergible con bomba GP-3000 Floater, se requieren de 6477 pies de cabeza para llevar 2000 BFPD a superficie, como lo requiere el cliente. A comparación de los demás pozos, éste presenta un punto de operación por fuera del rango recomendado, muy alejado del punto de mejor eficiencia, evidenciando que para éstas condiciones el sistema de levantamiento escogido no fue el adecuado y que se está operando en Downthrust arriesgando la integridad de los equipos y probablemente haciendo muy ineficiente el consumo de energía y su funcionamiento.

3.1.2.6 Pozo B-03. A partir de los datos de reservorio mostrados en la **Tabla 18** y el sistema de levantamiento descrito en la **Tabla 19**, se obtienen las curvas de oferta y demanda del pozo en la **Gráfica 11**.

Gráfica 11. IRP y VLP del Pozo B-03.



Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

A partir de la gráfica, se puede determinar que para el caudal de 800 BFPD, que es el requerido por el cliente para el Pozo B-03 y con el sistema de levantamiento instalado en el pozo, se requieren de aproximadamente 5764 pies de cabeza para poderlos producir en superficie, pero adicionalmente que para esas condiciones, la selección de una bomba de 650 barriles de fluido de capacidad, no fue totalmente acertada, pues su punto operativo se aleja significativamente del punto de mejor eficiencia y está operando en el límite de Upthrust poniendo en riesgo la integridad del equipo que podrían representar mayores consumos debido a su ineficiencia.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DE DISEÑO- REAVER SUMMIT ESP®.

Reaver-Summit ESP es un servicio de Halliburton que proporciona sistemas integrados de bombeo electrosumergible y sistemas de superficie para mejorar y monitorear la producción diaria de pozos y el recobro del yacimiento. Reaver ofrece una amplia gama de productos y servicios, que incluye ingeniería de aplicaciones, diseño de equipos BES, pruebas de pozos, reparaciones e instalaciones de los equipos.

El software Reaver Summit ESP es una plataforma online que tiene como objetivo principal facilitar a los ingenieros y operadores diseñar, proponer y operar sistemas de bombeo electrosumergible con la mejor tecnología en cualquier tipo de escenario o condición de pozo, sin presentar limitaciones asociadas a correlaciones y cálculos complejos que se presentan en condiciones de pozo no convencionales y a inconvenientes en la comunicación de la información entre operadora- prestadora

de servicio, ya que todo se puede compartir de manera fácil y segura por medio de internet.

El funcionamiento y manipulación del software es sencillo, se necesitan simplemente los resultados de las pruebas de pozo, específicamente las propiedades de los fluidos como datos de entrada para que éste calcule el comportamiento del mismo en todo el sistema de producción y de una sugerencia y un diseño óptimo del sistema de levantamiento para cada escenario.

El software cuenta con una gran cantidad de opciones de reportes acerca de los diseños elaborados, que pueden ser compartidos o cargados en los demás sistemas de software de Summit, facilitando la localización de tickets de campo, informes de prueba, archivos de diseño entre otros, alrededor del mundo, al alcance de un computador.

3.2.1 Aplicaciones de Software. El software de Reaver-Summit ESP permite realizar el diseño inicial y la predicción del comportamiento del sistema de bombeo electrosumergible a partir de los datos del pozo y de las especificaciones de cada uno de los componentes escogidos.

3.2.1.1 Información del pozo. Se introducen los datos correspondientes a la profundidad de las perforaciones, presión estática, presión en el tubing y en el revestimiento, temperatura de yacimiento y de superficie, propiedades de los fluidos, caudales deseados, estado mecánico y survey del pozo, con el fin establecer las condiciones iniciales del pozo y por ende los requerimientos a tomar en cuenta para la selección de los componentes.

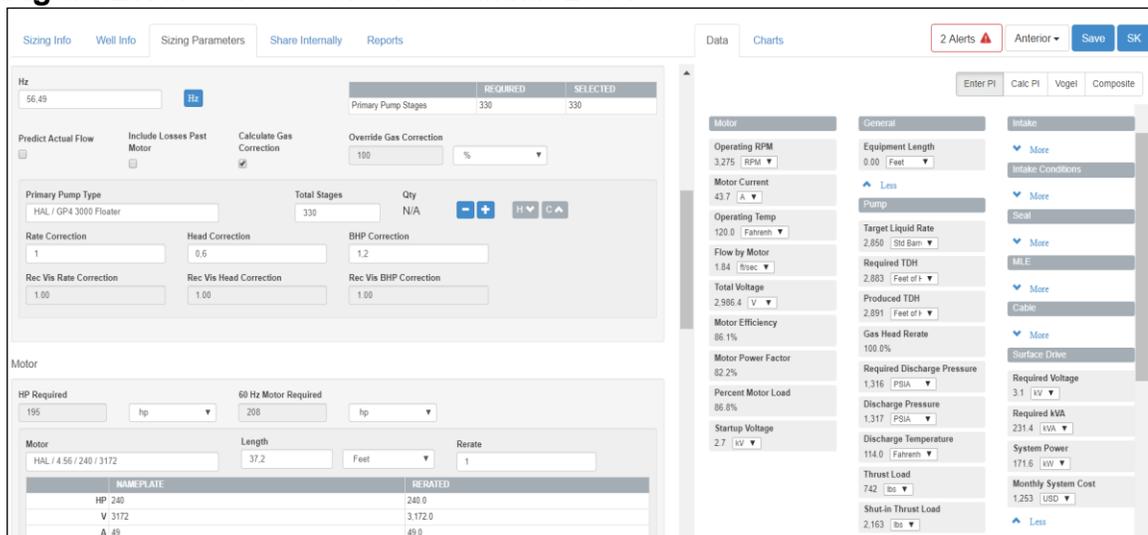
3.2.1.2 Selección del Sistema de Bombeo Electrosumergible. A partir de la información mecánica del pozo y las propiedades de los fluidos del reservorio ingresadas inicialmente, se seleccionan los componentes del sistema de levantamiento que más se ajustan a los requerimientos de caudal y presión establecidos por el cliente, escogiendo aquellos que optimizan en mayor medida el diseño y el consumo del sistema de levantamiento.

En esta fase se tiene como objetivo armar un BHA y analizar las variables que se ven afectadas o que influyen en el rendimiento de los componentes, hasta llegar al diseño más eficiente y resistente para las condiciones esperadas de operación. Para la selección de los componentes, el software cuenta con una amplia lista de proveedores y modelos, la cual describe brevemente las características, rangos y parámetros de operación de cada una de las opciones.

3.2.1.3 Análisis del diseño. Los valores de los parámetros del sistema de bombeo electrosumergible, como la presión, frecuencia, TDH y consumos de energía, entre otros, varían dependiendo de la selección de los componentes del sistema y su comportamiento como unidad, permitiendo el análisis del mismo por parte de los ingenieros y su modificación teniendo en cuenta los resultados arrojados y alertas generadas. Todos los valores varían automáticamente al cambiar los componentes y se muestran en tablas por componente como se muestra en la **Figura 21**.

Adicionalmente el software en la pestaña “Charts” permite ver gráficamente el punto de operación del sistema escogido tanto en la curva de eficiencia de la bomba como en las curvas de velocidades variables del motor y la bomba, dando una idea ilustrada de cómo estarían operando en teoría los componentes conforme a la producción del yacimiento y a los rangos operativos del sistema.

Figura 21. Resultados Reaver-Summit ESP.



Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Una vez conforme con el diseño realizado, el software permite hacer reportes con resúmenes descritos o gráficos de los componentes seleccionados y el comportamiento de los parámetros técnicos de los mismos, con el fin de compartirlos de una manera fácil o ilustrar la idea del diseño con una predicción de su comportamiento.

3.2.2 Metodología de diseño del nuevo sistema de levantamiento. Por medio de las aplicaciones del software Reaver-Summit ESP, se diseña para cada pozo un nuevo sistema de levantamiento con bombeo electrosumergible, siguiendo los siguientes pasos.

3.2.2.1 Configuración del caso. En la sección “Sizing Info” se introduce la información general del caso de diseño que se va a realizar en cuanto al nombre, fecha de realización, pozo a evaluar, cliente al cual se le va a presentar el diseño, unidades de trabajo y notas relevantes para tener en cuenta.

Figura 22. Ventana Sizing Info

Case Name	Installed
Primary Case	<input type="radio"/>
Nuevo	<input type="radio"/>
Anterior	<input type="radio"/>
Anterior menos etapas	<input checked="" type="radio"/>

Fuente: HALLIBURTON. Reaver Summit ESP. 2018.

3.2.2.2 Caracterización del pozo y del yacimiento. Las condiciones tanto del pozo como del yacimiento determinan los requerimientos energéticos para el levantamiento de los fluidos a superficie y condicionan el diseño de las bombas electrosumergibles a utilizar. La siguiente tabla muestra los datos de entrada necesarios en el software para comenzar el diseño.

Tabla 20. Datos requeridos del sistema pozo-yacimiento para el diseño del sistema de levantamiento.

Estado Mecánico	Diámetro Revestimiento de Producción
	Registro de desviación (Survey)
	Tope perforación en MD y TVD
Prueba de Pozo	Fecha de la prueba
	Índice de Productividad
	Corte de agua (%)
	Producción de gas
	GOR
	Punto de Datum
	Presión estática de fondo
Propiedades de los fluidos	Gravedad API del crudo
	Gravedad específica del agua
	Gravedad específica del gas
	Porcentaje de H ₂ S
	Porcentaje de CO ₂
	Porcentaje de N ₂
	Presión de burbuja
	Temperatura de fondo
Temperatura de superficie	

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Los valores de los datos de entrada para cada pozo se muestran en la sección 3.1.1 Descripción de los pozos y de los equipos de su sistema de levantamiento y se ingresan en la ventana “Well Info” como se muestra en la **Figura 23**.

Figura 23. Ventana Well Info.

Fuente: HALLIBURTON. Reaver Summit ESP. 2018.

3.2.2.3 Parámetros de diseño. En ésta sección, se introducen los parámetros de operación necesarios para el diseño del sistema de levantamiento, como el tamaño y longitud de la tubería de producción, caudal de producción deseado y presiones de operación en el revestimiento y en la tubería, con el fin de obtener la cabeza dinámica total (TDH) del pozo y poder comenzar a partir del mismo, la selección de los componentes que harán parte del sistema de levantamiento. La **Figura 24** muestra la ventana “Sizing Info” donde se introducen los parámetros de diseño y se comienza la selección de cada uno de los componentes del sistema de levantamiento.

Figura 24. Ventana Sizing Parameters.

Operating Parameters

Tubing Size: 3 1/2 x 9.3 (lb/ft) ▲

Top Tubing Length: 2970.23 Feet

Tubing Size 2: ▲

Bottom Tubing Length: -

Target Liquid Rate: 2850 Std Barrel/Day

Tubing Pressure: 70 PSIA

Casing Pressure: 3 PSIA

Intake

Packer Installed (All Gas Goes Through Pump)

% Gas Entering Pump: 0.0 %

Intake Type: HAL / Bolt on Intake Std Shaft / 4

Length: 1 Feet - +

Gas Separator Efficiency: 0.0 %

Natural Separation Efficiency: 13.5 %

Override Calculated Efficiency: %

Pump

Hz: 56.49 Hz

	REQUIRED	SELECTED
Primary Pump Stages	330	330

Predict Actual Flow Include Losses Past Motor Compression Pump Calculate Gas Correction Override Gas Correction: 100 %

Fuente: HALLIBURTON. Reaver Summit ESP. 2018.

El software cuenta para cada componente, con una lista de modelos y proveedores que describe las características de cada unidad, con el fin de permitir la selección del componente que se ajuste a las condiciones del pozo (diámetros) y a los requerimientos de operación establecidos. Como se dijo anteriormente, los valores de los parámetros operacionales varían automáticamente con la selección los componentes, permitiendo ver parcialmente el comportamiento del sistema de levantamiento en conjunto, y si la selección hecha es adecuada para las condiciones establecidas inicialmente. La **Figura 25** muestra una de las listas de componentes donde se selecciona el más apropiado según los requerimientos de operación.

Figura 25. Lista de componentes para su selección.

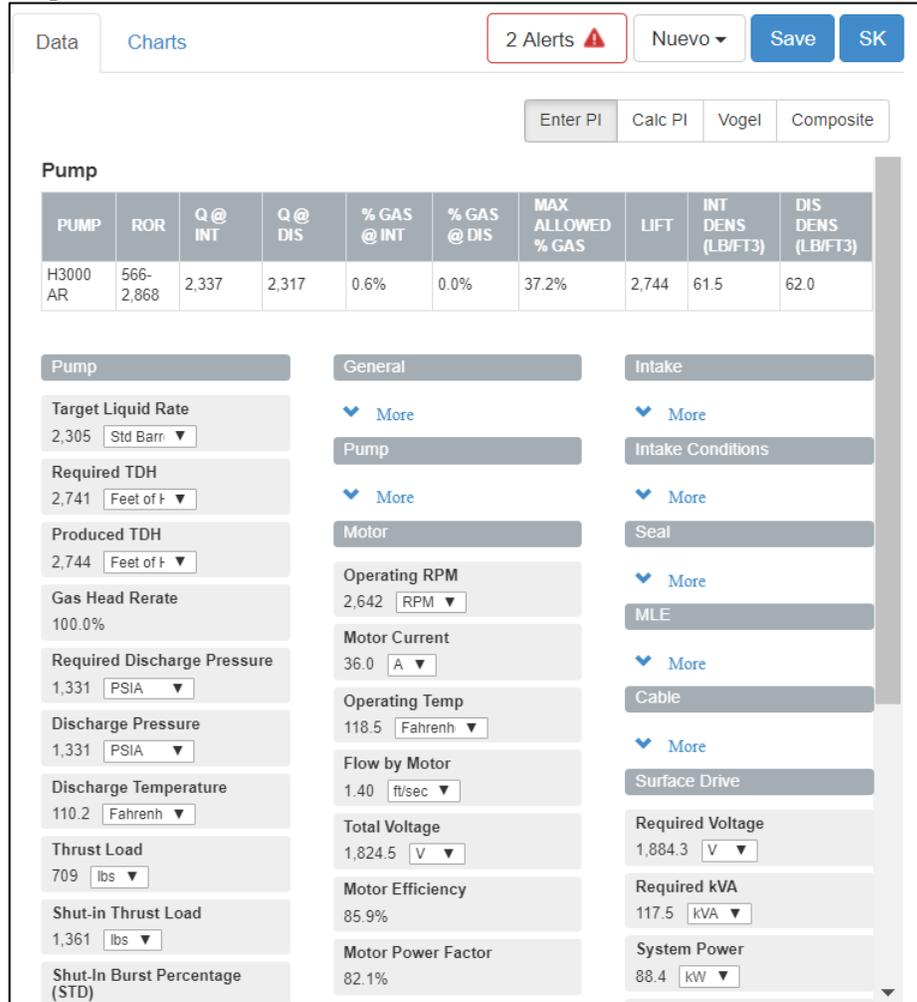
Filter							
MANUFACTURER	SERIES / MODEL	ROTATION	OD	MIN ROR	BEP RATE	MAX ROR	QTY
HAL	GP3-550 Floater	CCW	3.38	400	520	660	N/A
HAL	GP3-900 Floater	CCW	3.38	700	820	980	N/A
HAL	GP3-1200 Floater	CCW	3.38	800	1200	1500	N/A
HAL	GP3-1500 Floater	CCW	3.38	1000	1300	1880	N/A
HAL	GP3-2500 Floater	CCW	3.38	1800	2500	3100	N/A
HAL	GP4-160A Floater	CCW	4.00	75	210	264	N/A
HAL	GP4-400 VW Floater	CCW	4.00	100	430	550	N/A
HAL	GP4-650A Floater	CCW	4.00	400	650	850	N/A
HAL	GP4-850A Floater	CCW	4.00	640	955	1200	N/A
HAL	GP4-1250 Floater	CCW	4.00	800	1250	1700	N/A
HAL	GP4-1750 Floater	CCW	4.00	440	1750	2200	N/A
HAL	GP4-2200 Floater	CCW	4.00	1434	2200	2792	N/A
HAL	GP4-3000 Floater	CCW	4.00	2040	2900	3660	N/A
HAL	GP4-4300 Floater	CCW	4.00	3000	4500	5400	N/A
HAL	GP4-6000 Floater	CCW	4.00	3500	5400	7500	N/A
HAL	H400	CW	4.00	100	430	550	N/A
HAL	H400 AR	CW	4.00	100	430	550	N/A
HAL	H650	CW	4.00	400	650	850	N/A
HAL	H650 AR	CW	4.00	400	650	850	N/A
HAL	H675	CW	4.00	150	675	900	N/A
HAL	H675 AR	CW	4.00	150	675	900	N/A
HAL	H850	CW	4.00	250	925	1400	N/A
HAL	H850 AR	CW	4.00	250	925	1400	N/A
HAL	H1250	CW	4.00	370	1350	1800	N/A

Cancel

Fuente: HALLIBURTON. Reaver Summit ESP. 2018.

3.2.2.4 Simulación. La simulación del comportamiento del sistema de levantamiento se lleva a cabo por el software a medida que se van introduciendo los datos de caracterización del pozo y al escoger los componentes. El software cuenta con correlaciones internas que se encargan de calcular los valores de TDH, presiones, eficiencias, número de etapas, frecuencias y pérdidas, entre otros, para cada diseño, cuyos resultados se muestran automáticamente en tablas para la toma de decisión y optimización por parte del ingeniero. Los valores variables para cada uno de los componentes seleccionados, se calculan y presentan como se muestra en la **Figura 26**.

Figura 26. Ventana de resultados.



Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

3.2.2.5 Reporte de resultados. Como se dijo anteriormente en la descripción del software, los resultados obtenidos de la simulación son organizados, graficados y resumidos en reportes digitales, que muestran tanto cuantitativamente como gráficamente el comportamiento de los sistemas diseñados.

Para el desarrollo del proyecto, de dichos reportes se toman en cuenta los valores correspondientes a: 1) los resultados de los parámetros técnicos de operación (frecuencia, potencia requerida, levantamiento por etapa, consumos de energía) de cada uno de los sistemas de levantamiento y 2) la gráfica “Multicase Pump Curve” la cual muestra la curva de oferta del yacimiento (IPR) calculada por correlaciones internas establecidas en el software y la curva de demanda (VLP), ya que ésta corresponde al análisis nodal de cada uno de los pozos, donde se muestra las condiciones de producción del yacimiento y la condición del pozo con el sistema de levantamiento.

3.3 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE UTILIZADOS EN EL CAMPO A Y B.

Se describen los parámetros técnicos de operación de los sistemas de bombeo electrosumergible utilizados en ambos campos en cuanto a: tasas de producción, requerimientos de potencia, levantamiento por etapa, frecuencia y consumo de energía, con el fin de entender los conceptos que serán evaluados en la nueva tecnología.

3.3.1 Tasas de producción: Cantidad de fluido que es producido por el pozo y que depende directamente de la energía ofertada por el yacimiento y la energía demandada por el pozo para su levantamiento a superficie. Es medida en unidades de volumen por hora y se ve afectada por las presiones del yacimiento, profundidad de asentamiento de la bomba, pérdidas por fricción y frecuencia de operación. Para el desarrollo del proyecto, la tasa de producción es fija para la selección de los equipos y para el análisis financiero disminuye un 3,5% en promedio según históricos de producción suministrado por la empresa.

3.3.2 Requerimientos de potencia: La cantidad de potencia necesaria para girar los rotores dentro del motor depende directamente de la carga dinámica total del sistema y el número de etapas necesarias en la bomba para poder levantar el fluido a superficie. Entre mayor sea el número de etapas, mayor potencia se necesita para moverlas. Se determina a partir de la curva de comportamiento de la bomba escogida y condiciona la selección del motor requerido.

3.3.3 Levantamiento por etapa: Se refiere a los pies de fluido que cada etapa debe levantar para poder superar en conjunto la carga dinámica total (TDH). Se determina en la curva de comportamiento de la bomba escogida y depende directamente de la frecuencia de operación del sistema.

3.3.4 Consumo de energía. Para el funcionamiento del motor de los sistemas de bombeo electrosumergible, es necesario suministrarle energía eléctrica que es transmitida a fondo por medio del cable de potencia. El consumo de energía del sistema de levantamiento, depende del punto de operación en el que se encuentre la bomba, es decir, de la frecuencia de operación del sistema y la potencia requerida por los rotores del motor para levantar la cantidad de fluido requerida. Para evaluar el consumo eléctrico de los equipos BES convencionales y de los equipos BES con la nueva tecnología, es necesario evaluar la potencia requerida HP y el consumo eléctrico en kW y KVA para cada uno, medidas a las mismas condiciones.

3.3.5 Frecuencia: La frecuencia es el factor más importante en el diseño, operación y por ende en los costos de consumo de energía, pues la tasa de producción, la potencia y el requerimiento de energía son directamente proporcionales a ésta, es

decir que, a mayor frecuencia, mayor producción, más revoluciones en el motor, mayor requerimiento de potencia y por ende mayor consumo eléctrico.

3.3.6. Longitud del BHA. Hace referencia a la suma total de longitudes de los componentes que construyen el sistema de bombeo electrosumergible. La longitud del sistema está directamente correlacionada con la profundidad de asentamiento de la bomba, el grado de inclinación de la tangente y del pozo y la flexibilidad y facilidad para el transporte y ensamble en pozo, entre otros factores. Para términos del proyecto, debido a que la cantidad de etapas es la misma en ambas tecnologías dando longitudes similares en la bomba, la diferencia en longitud del BHA la dará la longitud del motor.

Los valores cuantitativos de los parámetros técnicos de operación de cada uno de los pozos y tecnologías, se presentan en la sección 3.4 Selección del sistema de Bombeo Electrosumergible, específicamente en las tablas de “Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño”; y la comparación de los mismos entre las dos tecnologías se presenta y describe en la sección 3.5 Análisis de desempeño del sistema de Bombeo Electrosumergible REDLift® en cada pozo.

3.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS SEIS POZOS

Esta sección describe los diseños del nuevo sistema de bombeo electrosumergible realizados en el software Reaver-Summit ESP para cada uno de los pozos seleccionados, y presenta los valores de los parámetros técnicos de operación obtenidos, para posteriormente poderlos comparar con los parámetros de la tecnología anterior.

Cabe la pena aclarar que los equipos se seleccionan lo más similar posible a los equipos instalados inicialmente en el pozo, en cuanto a caudal, potencia y número de etapas pero con la nueva tecnología aplicada, con el fin de comparar a las mismas condiciones, independiente si operan o no en el punto de mejor eficiencia.

Finalmente, en cada una de las tablas de datos teóricos de producción, se resaltan en negrilla los parámetros técnicos más importantes y que serán comparados más adelante con los obtenidos de la tecnología estándar.

3.4.1 Diseño Pozo A-01. A partir de los datos de la **Tabla 8** ingresados en el software, se selecciona el sistema de bombeo electrosumergible descrito en la **Tabla 21**, como diseño comparable para las condiciones del pozo A-01.

Tabla 21. Componentes del diseño BES para el pozo A-01.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 2-7.8IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400, H3000 CW, 15 XAR1 HSS SS, 109 Etapas.
Bomba Inferior	HAL 400, H3000 CW, 15 XAR1 HSS SS, 109 Etapas
Intake	BOI 400-1 HSS CW SS
Protector Superior	PRO HAL 400 LSBPB AR H&B HL HSS 400F SS
Protector Inferior	PRO HAL 400 BPBSL AR H&B HL HSS 400F SS
MLE	HAL KEL MN
Motor	HAL 456, Single, 144 HP, 2389 V, 39A, 400F SS
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG #4 4KV FL T lead EPDM 450 F GALV
Superficie	
VSD	HAL VSD 320 KVA, 480V
Transformador SUT	260KVA, 480V

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Los datos teóricos de producción y los resultados de los parámetros de operación del sistema de levantamiento diseñado, se muestran en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.

Parámetro	Valor
Bomba	
Tasa líquido total (BFPD)	1800
Tasa de agua (BWPD)	1692

Tabla 22. (Continuación)

Parámetro	Valor
Tasa de petróleo (BOPD)	108
Cabeza dinámica total- TDH (pies)	2125
Presión en el intake-PIP (psi)	156
Presión de descarga (psi)	1079
Frecuencia de operación (Hz)	51.98
Motor	
Amperaje del motor (A)	33.7
Voltaje del motor (V)	2100
Eficiencia del motor (%)	86.3
Carga del motor (%)	83.1
Potencia requerida a la frecuencia de operación (HP)	104
Superficie	
Voltaje de operación (V)	2139
KVA requerido	124.9
Potencia del sistema (kW)	91.3

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

3.4.2 Diseño Pozo A-02. A partir de los datos de la **Tabla 10** ingresados en el software, se propone el sistema de bombeo electrosumergible descrito en la **Tabla 23**, como diseño óptimo para las condiciones del pozo A-02.

Tabla 23. Componentes del diseño BES para el pozo A-02.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 2-7.8IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400 H3000 CW, XAR HS, 109 Etapas
Bomba Intermedia 1	HAL 400 H3000 CW, XAR HS, 109 Etapas
Bomba Intermedia 2	HAL 400 H3000 CW, XAR HS, 49 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400 H3000 CW, XAR HS, 49 Etapas
Intake	HAL 400 Bolt on Intake HS Shaft
Protector Superior	PRO HAL 400 LSBPB H&B HL HSS SS
Protector Inferior	PRO HAL 400 BPBSL H&B HL HSS SS
MLE	Summit 250, 5K, 456 KELB MN#6
Motor	HAL 456, Single, 144 HP, 2389 V, 39A, 400F SS
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	#4 SOL FLAT, GALV HAL 5KV
Superficie	
VSD	VSD,6P,390KVA,460V,60HZ,NEMA,3R
Transformador SUT	260 KVA, 480V

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Los datos teóricos de producción y los resultados de los parámetros de operación del sistema de levantamiento diseñado, se muestran en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.

Parámetro	Valor
Bomba	
Tasa líquido total (BFPD)	2305
Tasa de agua (BWPD)	2270
Tasa de petróleo (BOPD)	35
Cabeza dinámica total- TDH (pies)	2744
Presión en el intake-PIP (psi)	152
Presión de descarga (psi)	1332
Frecuencia de operación (Hz)	45.06
Motor	
Amperaje del motor (A)	36.0
Voltaje del motor (V)	1824.5
Eficiencia del motor (%)	85.9
Carga del motor (%)	91.1
Potencia requerida a la frecuencia de operación (HP)	99
Superficie	
Voltaje de operación (V)	1884.3
KVA requerido	117.5
Potencia del sistema (kW)	88.4

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2018.

3.4.3 Diseño Pozo A-03. A partir de los datos de la **Tabla 12**, ingresados en el software, se propone el sistema de bombeo electrosumergible descrito en la **Tabla 25**, como diseño óptimo para las condiciones del pozo A-03.

Tabla 25. Componentes del diseño BES para el pozo A-03.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 2-7.8IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400 H3000 CW, 15XAR HSS HF, 109 Etapas
Bomba Intermedia	HAL 400 H3000 CW, 15XAR HSS HF 109 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400 H3000 CW, 15XAR HSS HF 109 Etapas
Intake	HAL 400 BOI STD HS 410 SS
Protector Superior	PRO HAL 400, BPBSL HL HS SS
Protector Inferior	PRO HAL 400, BPBSL HL HS CS
MLE	HAL 456 KELB MONEL#6 SOL FLAT, 4KV, 100A
Motor	HAL 456T, 216 HP, 2490 V, 56A
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	#4 AWG 4KV FL LEAD EPDM 450F GALV
Superficie	
VSD	VSD, 6P, 330KVA, 460V, 60HZ, NEMA, 3R
Transformador SUT	260 KVA, 480V

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Los datos teóricos de producción y los resultados de los parámetros de operación del sistema de levantamiento diseñado, se muestran en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.

Parámetro	Valor
Bomba	
Tasa líquido total (BFPD)	2850
Tasa de agua (BWPD)	2708
Tasa de petróleo (BOPD)	143
Cabeza dinámica total- TDH (pies)	2886
Presión en el intake-PIP (psi)	83
Presión de descarga (psi)	1316
Frecuencia de operación (Hz)	56.53
Motor	
Amperaje del motor (A)	53.2
Voltaje del motor (V)	2346
Eficiencia del motor (%)	85.7
Carga del motor (%)	95
Potencia requerida a la frecuencia de operación (HP)	191
Superficie	
Voltaje de operación (V)	2434.1
KVA requerido	224.4
Potencia del sistema (kW)	172

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

3.4.4 Diseño Pozo B-01. A partir de los datos de la **Tabla 14**, ingresados en el software, se propone el sistema de bombeo electrosumergible descrito en la **Tabla 27**, como diseño óptimo para las condiciones del pozo B-01.

Tabla 27. Componentes del diseño BES para el pozo B-01.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 3 1/2IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400 H1250 CW, AR, 129 Etapas
Bomba Intermedia	HAL 400 H1250 CW AR, 129 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400 H1250 CW, AR, 58 Etapas
Manejador de gas	GASPRO 400 H1800 CW CP XAR1 HSS SS
Intake/Separador	QMAX XT 400-1 3000 LT HSS CW SS
Protector Superior	PRO HAL400 BPBSL AR HSS 400F SS
Protector Inferior	PRO HAL400 LSBPB AR H&B HSS 400F SS
MLE	HAL 456 KELB MONEL#6 SOL FLAT, 4KV, 100A
Motor	HAL 450T, 72 HP, 1437 V, 32A
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG#4 SOL FLAT 5KV EPDM
Superficie	
VSD	VSD, 6PF, 260KVA, 460V, 60HZ, NEMA, 3R
Transformador SUT	XF MR, 260KVA, 460-1100/3800V, SU, MT

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Los datos teóricos de producción y los resultados de los parámetros de operación del sistema de levantamiento diseñado, se muestran en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.

Parámetro	Valor
Bomba	
Tasa líquido total (BFPD)	845.65
Tasa de agua (BWPD)	422.83
Tasa de petróleo (BOPD)	422.83
Cabeza dinámica total- TDH (pies)	6054.69
Presión en el intake-PIP (psi)	563.8
Presión de descarga (psi)	3048.3
Frecuencia de operación (Hz)	53.8
Motor	
Amperaje del motor (A)	29.5
Voltaje del motor (V)	1288.51
Eficiencia del motor (%)	85.9
Carga del motor (%)	90.76
Potencia requerida a la frecuencia de operación (HP)	58.6
Superficie	
Voltaje de operación (V)	1420.3
KVA requerido	72.5
Potencia del sistema (kW)	59.5

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

3.4.5 Diseño Pozo B-02. A partir de los datos de la **Tabla 16**, ingresados en el software, se propone el sistema de bombeo electrosumergible descrito en la **Tabla 29**, como diseño óptimo para las condiciones del pozo B-02.

Tabla 29. Componentes del diseño BES para el pozo B-02.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 3 1/2IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400 H3000 AR CW, 109 Etapas
Bomba Intermedia	HAL 400 H3000 AR CW, 109 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400 H3000 AR CW, 49 Etapas
Intake	BOI HAL400-1 HSS CW SS
Protector Superior	PRO HAL400 BPBSL AR H&B HL HSS 400F SS
Protector Inferior	PRO HAL400 LSBPB AR H&B HL HSS 400F SS
MLE	HAL 456 KELB MONEL#6 SOL FLAT, 4KV, 100A
Motor	HAL 450T, 180 HP, 2682 V, 43A
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG#4 SOL FLAT 5KV EPDM
Superficie	
VSD	VSD, 12P, 320KVA, 460V, 60HZ, NEMA, 3R
Transformador SUT	XF MR, 320KVA, 460-1100/3800V, SU, MT

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Los datos teóricos de producción y los resultados de los parámetros de operación del sistema de levantamiento diseñado, se muestran en la **Tabla 30**.

Tabla 30. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.

Parámetro	Valor
Bomba	
Tasa líquido total (BFPD)	2005.01
Tasa de agua (BWPD)	1804.51
Tasa de petróleo (BOPD)	200.5
Cabeza dinámica total- TDH (pies)	6345.76
Presión en el intake-PIP (psi)	549.6
Presión de descarga (psi)	3338.2
Frecuencia de operación (Hz)	62
Motor	
Amperaje del motor (A)	38.9
Voltaje del motor (V)	2771.40
Eficiencia del motor (%)	86.01
Carga del motor (%)	88.52
Potencia requerida a la frecuencia de operación (HP)	164.7
Superficie	
Voltaje de operación (V)	2941.9
KVA requerido	198.1
Potencia del sistema (kW)	162.8

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

3.4.6 Diseño Pozo B-03. A partir de los datos de la **Tabla 18**, ingresados en el software, se propone el sistema de bombeo electrosumergible descrito en la **Tabla 31**, como diseño óptimo para las condiciones del pozo B-03.

Tabla 31. Componentes del diseño BES para el pozo B-03.

Componente	Descripción
Fondo	
Descarga	DISCH Sub 3 1/2IN EUE Box x Pin
Bomba Superior	HAL 400, H675 CW 15 XAR HSS SS, 140 Etapas
Bomba Inferior	HAL 400, H675 CW 15 XAR HSS SS, 140 Etapas
Manejador de gas	GASPRO 400 H1800 CW CP XAR1 HSS SS
Intake/Separador	QMAX XT 400-1 3000 LT HSS CW SS
Protector Superior	PRO HAL400 LSBPB AR HL HSS 400F SS
Protector Inferior	PRO HAL400 BPBSL AR HL HSS 400F SS
MLE	HAL 456 KELB MONEL#6 SOL FLAT, 4KV, 100A
Motor	HAL450T, S-SINGLE, 84HP, 2102V, 25.5 A
Sensor	PRESSURE GAUGE, P&T
Cable	AWG#4 SOL FLAT 5KV EPDM
Superficie	
VSD	VSD, 6PF, 260KVA, 460V, 60HZ, NEMA, 3R
Transformador SUT	XFMR,320KVA,13800/480V, 3PH, BI, SD

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Los datos teóricos de producción y los resultados de los parámetros de operación del sistema de levantamiento diseñado, se muestran en la **Tabla 32**.

Tabla 32. Datos teóricos de producción y parámetros de operación del nuevo diseño.

Parámetro	Valor
Bomba	
Tasa líquido total (BFPD)	800.79
Tasa de agua (BWPD)	480.48
Tasa de petróleo (BOPD)	320.32
Cabeza dinámica total- TDH (pies)	5941.20
Presión en el intake-PIP (psi)	595.7
Presión de descarga (psi)	3110.6
Frecuencia de operación (Hz)	61
Motor	
Amperaje del motor (A)	21.5
Voltaje del motor (V)	2137.03
Eficiencia del motor (%)	86.43
Carga del motor (%)	80.60
Potencia requerida a la frecuencia de operación (HP)	68.4
Superficie	
Voltaje de operación (V)	2231.3
KVA requerido	83
Potencia del sistema (kW)	68.3

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018

3.5 ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE REDLIFT® EN CADA POZO

Para poder realizar el análisis del desempeño del sistema de bombeo electrosumergible REDLift®, con respecto a la bomba estándar, es necesario en primera instancia, comparar las curvas de eficiencia de ambas bombas y luego los parámetros técnicos de operación de la nueva tecnología obtenidos en el software, con los parámetros técnicos de operación de la tecnología anterior, con el fin de ver tanto teórica como prácticamente las variaciones que se presentan en cada una de las tecnologías.

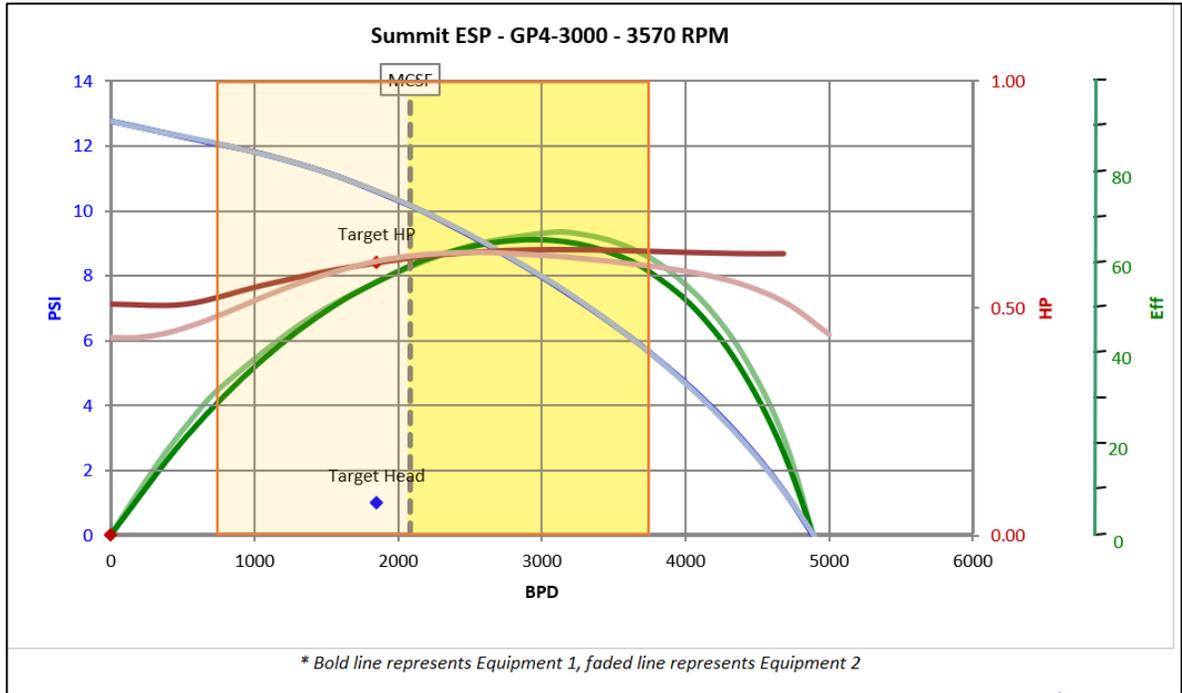
3.5.1 Comparación general de las curvas de eficiencia de las bombas. Las bombas tanto de la tecnología anterior como de la tecnología REDLift® cuentan con características específicas que caracterizan el rendimiento de las mismas a condiciones estándar (1 etapa, GE líq=1, y 60 Hz).

Cuatro de los seis pozos seleccionados, tienen bombas de 3000 BFPD de capacidad, uno cuenta con una bomba de 1250 BFPD de capacidad y el último trabaja con una bomba de 650 BFPD, así que las comparaciones teóricas de las curvas de eficiencia se harán por capacidades de la bomba, más no por pozo.

3.5.1.1 Bombas de 3000 BFPD. En los pozos A-01, A-02, A-03 y B-02 se van a comparar las bombas de 3000 BFPD de la nueva y anterior tecnología, cuyas curvas de eficiencia y características se muestran en la **Figura 27**, **Tabla 33** y **Tabla 34** respectivamente.

En la Figura, las curvas de color más oscuro representan el comportamiento de la bomba estándar o de tecnología anterior, y las curvas claras representan el comportamiento de la tecnología REDLift®.

Figura 27. Curvas de eficiencia bomba HAL 400 GP4-3000 FLOATER y HAL 400 H3000.



Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Tabla 33. Datos bomba HAL 400 GP4-3000 FLOATER.

Optimum operating range	2,040-3,660 B/D	Fluid specific gravity	1.0
Flow rate	87.6 gal/min	Rotational direction	CCW
Housing diameter	4.00 in.	Housing pressure limit	5,000 psi
Minimum casing size	5.5 in.	Max. staging: shaft	
Shaft diameter	7/8 in.	Standard @ 60 Hz	426 stages
Shaft area	0.6013 in. ²	High strength @ 60 Hz	683 stages
Shaft limit		Max. FL-CT staging: 400-series	
Standard shaft limit @ 60 Hz	256 hp	thrust bearings	
High-strength shaft limit @ 60 Hz	410 hp	Standard @ 60 Hz (250°F BHT)	162 stages
		High load @ 60 Hz (250°F BHT)	745 stages

Fuente: HALLIBURTON. Catálogo ALS. 2013

Tabla 34. Datos bomba HAL400 H3000 REDLift®.

AR modular operating range	750-3,800 BPD	Floater operating range	2,050-3,800 BPD
BEP flow rate	3,050 BPD	Fluid specific gravity	1.0
Housing diameter	4.00 in.	Rotation direction	CW
Minimum casing size	5.5 in.	Housing pressure limit	5,000 PSI
Shaft diameter	7/8 in.	High pressure housing limit	6,500 PSI
Shaft area	0.6013 in. ²	Standard pump construction	Floater
Standard shaft limit	360 HP	Optional pump construction	AR modular
High-strength shaft limit	550 HP	Stage type	Mixed

Fuente: HALLIBURTON. Catálogo ALS REDLift®. 2016.

Como se puede ver en las curvas de eficiencia de las dos bombas a comparar, en primera instancia, el rango de operación de la nueva tecnología REDLift® es mayor,

cubriendo caudales desde 750 BFPD a 3800 BFPD mientras que la tecnología anterior solo cubre un rango de caudales de 2040 BFPD a 3660 BFPD.

Un mayor rango de operación implica que la bomba va a tener menor tendencia a operar en condiciones de Upthrust o Downthrust, disminuyendo los daños en los componentes de la bomba cuando se presenten fluctuaciones fuertes de caudal, prolongando así la vida útil de la misma. Dicho aumento en el rango de operación se da gracias a la implementación de insertos de carburo de tungsteno en la configuración de la bomba, los cuales minimizan el desgaste radial y absorben el desgaste por empuje descendente, al pasar de una bomba de configuración flotante a una bomba compresora.

En segunda instancia, la eficiencia de la bomba en el punto óptimo operativo (3000 BFPD) varía entre las dos bombas a comparar, mientras que la tecnología anterior tiene una eficiencia del 64%, la nueva bomba en las mismas condiciones puede alcanzar un 66% de eficiencia, un 2% adicional que se da debido a un levantamiento por etapa igual (17.3 pies) con una potencia requerida relativamente menor de 0.58 HP/etapa con la nueva tecnología, comparada con el 0.61HP/etapa de la tecnología anterior.

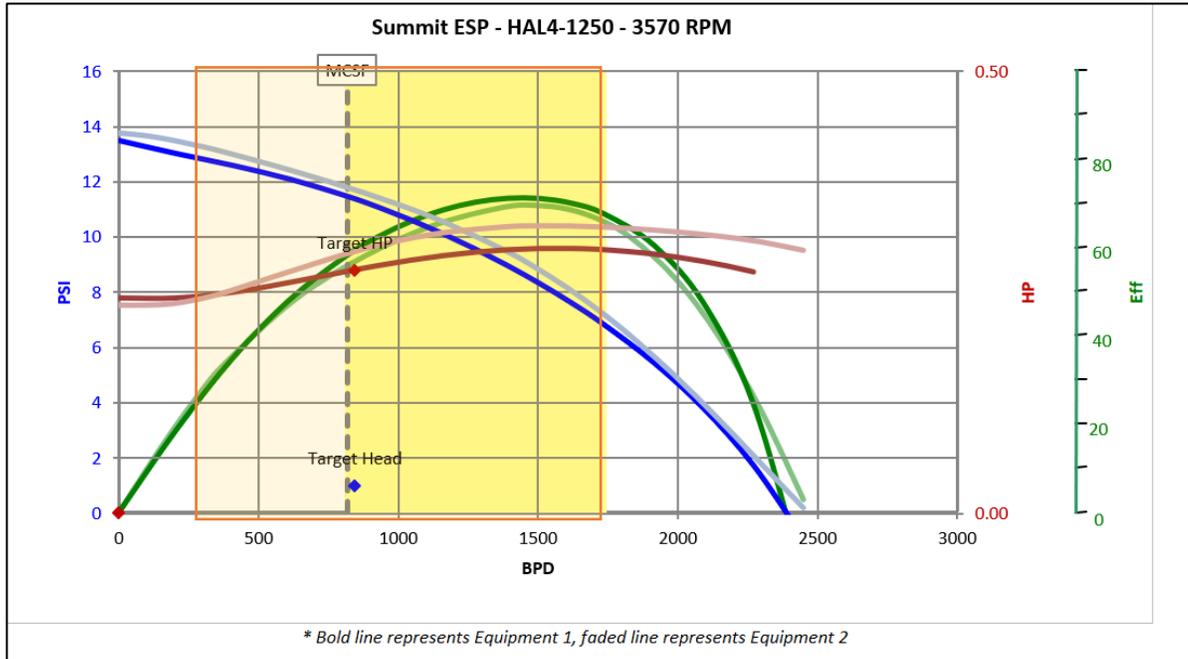
Adicionalmente, en los datos suministrados de cada bomba, hay una diferencia relevante en el límite del eje o "Shaft limit"; mientras que el límite tanto para el eje estándar como para el de alta resistencia en la tecnología anterior va de 256 HP a 410 HP, la nueva tecnología trabaja con límites superiores que van de 360 HP a 550 HP en ejes de alta resistencia, evidenciando que el eje de las bombas REDLift® soporta mayor carga y por ende tendrá mayor resistencia a la ruptura que en las bombas comunes.

Finalmente, también se hace énfasis de comparación en el sentido de rotación del eje de cada una de las bombas. Las bombas estándar cuentan con rotación en sentido antihorario (CCW), mientras que las bombas REDLift® cuentan con sentido horario (CW), lo que permite la remoción de la placa de platino que se instala en el diámetro externo del sistema de levantamiento para evitar que el eje se desenrosque con el giro de operación. Además de que se evita en mayor medida el desacople del eje durante la operación del sistema de levantamiento, disminuyendo las intervenciones para su mantenimiento; remover dicha platina disminuye el diámetro externo total del sistema, permitiendo su utilización en pozos con problemas de integridad o con diámetros reducidos.

3.5.1.2 Bombas de 1250 BFPD. En el pozo B-01 se va a comparar las bombas de 1250 BFPD de la nueva y anterior tecnología, cuyas curvas de eficiencia y características se muestran en la **Figura 28, Tabla 35 y Tabla 36** respectivamente.

En la Figura, las curvas de color más claro representan el comportamiento de la bomba estándar o de tecnología anterior, y las curvas oscuras representan el comportamiento de la tecnología REDLift®.

Figura 28. Curvas de eficiencia bomba HAL 400 GP4-1250 FLOATER y HAL 400 H1250



Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018

Tabla 35. Datos bomba HAL 400 GP4-1250 FLOATER

Optimum operating range	800-1,700 B/D	Fluid specific gravity	1.0
Flow rate	36.5 gal/min	Rotational direction	CCW
Housing diameter	4.00 in.	Housing pressure limit	5,000 psi
Minimum casing size	5.5 in.	Max. staging: shaft	
Shaft diameter	11/16 in.	Standard @ 60 Hz	357 stages
Shaft area	0.3712 in. ²	High strength @ 60 Hz	571 stages
Shaft limit		Max. FL-CT staging: 400-series thrust bearings	
Standard shaft limit @ 60 Hz	125 hp	Standard @ 60 Hz (250°F BHT)	247 stages
High-strength shaft limit @ 60 Hz	200 hp	High load @ 60 Hz (250°F BHT)	1,136 stages

Fuente: HALLIBURTON. Catálogo ALS. 2013.

Tabla 36 Datos bomba HAL 400 H1250 REDLift®

AR modular operating range	370-1,800 BPD	Floater operating range	800-1,800 BPD
BEP flow rate	1,350 BPD	Fluid specific gravity	1.0
Housing diameter	4.00 in.	Rotation direction	CW
Minimum casing size	5.5 in.	Housing pressure limit	5,000 PSI
Shaft diameter	11/16 in.	High pressure housing limit	6,500 PSI
Shaft area	0.3712 in. ²	Standard pump construction	Floater
Standard shaft limit	150 HP	Optional pump construction	AR modular
High-strength shaft limit	225 HP	Stage type	Mixed

Fuente: HALLIBURTON. Catálogo ALS REDLift®. 2016.

Para las bombas de 1250 BFPD de capacidad con la tecnología REDlift, el rango de operación se extiende de 800-1700BPD a 370 hasta 1800 BPD, evitando que éstas trabajen en condiciones de Upthrust o Downthrust cuando el caudal aumente o disminuya significativamente en el pozo.

Según las gráficas el punto óptimo operativo de los sistemas, varía en ambas bombas; mientras que en la bomba flotante el punto más eficiente de operación se encuentra en 1300 BFPD con una eficiencia de 66%, con la nueva tecnología el caudal de trabajo más óptimo es de 1350 BFPD con una eficiencia que alcanza el 70%.

Para un caudal de 1250 BFPD, el levantamiento por etapa es mayor para la bomba con la tecnología anterior (23 pies/etapa) , mientras que en la nueva tecnología a éste mismo caudal solo se alcanza a levantar 22 pies por etapa; lo que lleva probablemente a un diseño con mayor número de etapas para cumplir con el levantamiento requerido.

Adicionalmente, se evidencia una diferencia también en la potencia requerida para levantar el fluido; mientras que con la tecnología anterior se necesitaban aproximadamente 0.34 HP/etapa para levantar los 1250 BFPD, en lo nueva tecnología solo se necesitan 0.30 HP/etapa para levantar la misma cantidad, lo que se podría traducir en menores costos de energía.

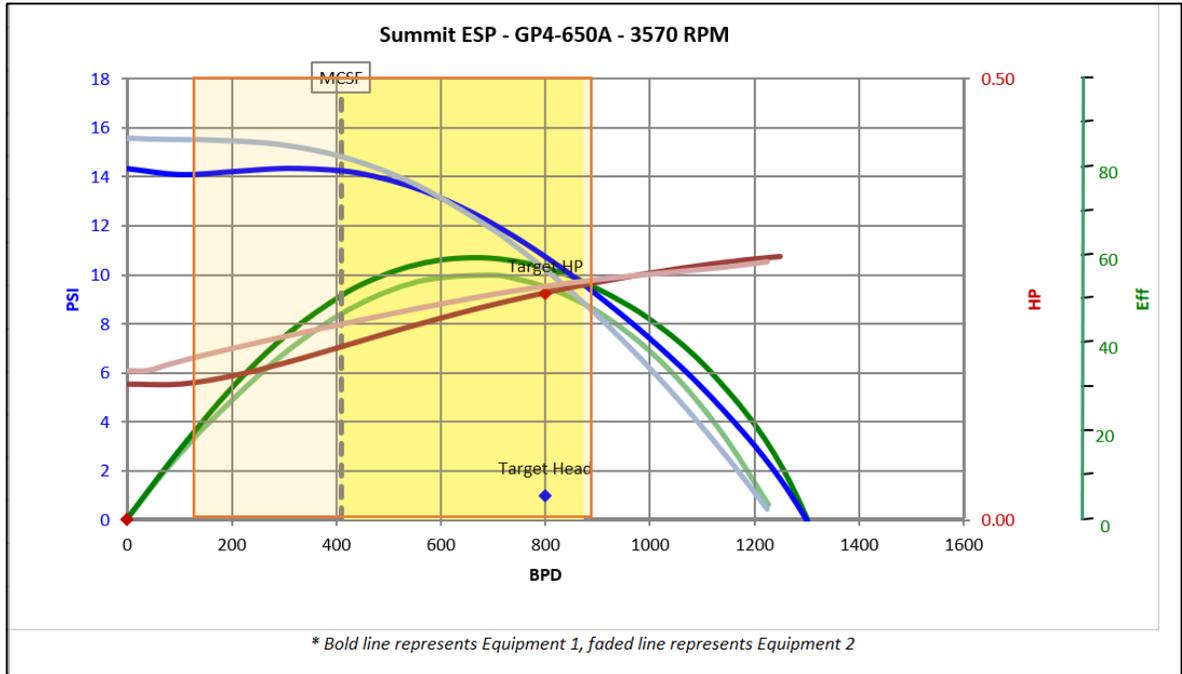
Finalmente, el límite de potencia en el eje de la nueva tecnología es mayor, es decir que éste resiste desde 150 HP hasta 225HP, mientras que la bomba flotante anterior sólo llegaba a resistir de 125 a 200 HP, 25HP menos que la nueva, dándole menor integridad al eje en condiciones extremas de operación.

La comparación de la rotación del eje en ambas tecnologías es igual que lo descrito en las bombas de 3000BFPD de capacidad.

3.5.1.3 Bombas de 650 y 675 BFPD. En el pozo B-03 se compara una bomba de 650 BFPD de la tecnología estándar con una bomba de 675 BFPD de la tecnología REDLift®, debido a que REDLift® no cuenta con bombas de 650 BFPD de capacidad y es el volumen más cercano y óptimo para las condiciones del pozo.

Las curvas de eficiencia a condiciones estándar de ambas bombas se muestran en la **Figura 29** y los datos de ingeniería de las mismas se muestran en la **Tabla 37** y **Tabla 38** respectivamente. Las curvas de color claro representan la bomba de la tecnología REDLift® y las curvas de color oscuro representan la bomba de 650 BFPD estándar.

Figura 29. Curvas de eficiencia bomba HAL 400 GP4-650A FLOATER y HAL 400 H675.



Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Tabla 37. Datos bomba HAL 400 GP4-650A FLOATER.

Optimum operating range	415-867 B/D	Fluid specific gravity	1.0
Flow rate	18.98 gal/min	Rotational direction	CCW
Housing diameter	4.00 in.	Housing pressure limit	5,000 psi
Minimum casing size	5.5 in.	Max. staging: shaft	
Shaft diameter	5/8 in.	Standard @ 60 Hz	335 stages
Shaft area	0.3068 in. ²	High strength @ 60 Hz	535 stages
Shaft limit		Max. FL-CT staging: 400-series thrust bearings	
Standard shaft limit @ 60 Hz	94 hp	Standard @ 60 Hz (250°F BHT)	285 stages
High-strength shaft limit @ 60 Hz	150 hp	High load @ 60 Hz (250°F BHT)	1,311 stages

Fuente: HALLIBURTON. Catálogo ALS. 2013.

Tabla 38. Datos bomba HAL 400 H675 REDLift®.

AR modular operating range	150-900 BPD	Floater operating range	375-900 BPD
BEP flow rate	675 BPD	Fluid specific gravity	1.0
Housing diameter	4.00 in.	Rotation direction	CW
Minimum casing size	5.5 in.	Housing pressure limit	5,000 PSI
Shaft diameter	11/16 in.	High pressure housing limit	6,500 PSI
Shaft area	0.3712 in. ²	Standard pump construction	Floater
Standard shaft limit	150 HP	Optional pump construction	AR modular
High-strength shaft limit	225 HP	Stage type	Mixed

Fuente: HALLIBURTON. Catálogo ALS REDLift®. 2016.

Al comparar dos bombas de diferentes capacidades, la eficiencia y requerimientos de potencia de cada una varían significativamente, favoreciendo en mayor medida a la bomba de menor capacidad. En otras palabras, la bomba GP4-650 A, en su punto operativo alcanza una eficiencia del 60%, mientras que la bomba H675 llega a un 56%, dando a entender que el rendimiento de la tecnología anterior es superior.

En cuanto a la potencia al freno de ambas tecnologías, a pesar de ser similares para caudales superiores a 800 BFPD, la potencia requerida para la bomba REDLift® tiende a ser superior, debido a necesidad de levantar mayor volumen de fluido, pero ninguna de las dos supera los 0.3 HP/etapa.

Al igual que en las demás comparaciones, la tecnología REDLift® cuenta con un rango de operación que abarca de 150 a 900 BFPD, mientras que la tecnología estándar sólo puede operar entre 425 a 867 BFPD, aumentando en ésta última la posibilidad de que la bomba trabaje en condiciones de Downthrust y presente daños de integridad asociados a ésta. Adicionalmente un rango más amplio de operación, hace que éstas bombas sean más adecuadas para ser instaladas y trabajadas en casos de alta incertidumbre, es decir, en condiciones de pozo nuevas, luego de trabajos de reacondicionamiento o workover donde no se sabe realmente como operará el pozo y la producción que tendrá, pues permite trabajar bajo varias circunstancias sin que se presenten potenciales daños mecánicos o técnicos.

Por otro lado, el levantamiento por etapa a pesar de que difiere bastante en altos y bajos caudales, en el punto óptimo de operación de cada una (650 y 675 BFPD) y en el caudal del pozo (800 BFPD) es similar, un poco mayor en la bomba de tecnología estándar, lo que significa que el número de etapas podría disminuir en su diseño.

Finalmente, al igual que las demás bombas, el límite máximo de carga que soporta el eje y la dirección de rotación de cada una de las tecnologías cambia, es decir que la nueva tecnología tiene mayor resistencia en su eje (150 -225 HP) que la tecnología anterior (94-150HP), evitando daños y mantenimientos constantes asociados al eje; y gira en sentido horario (CW) en lugar de antihorario (CCW), disminuyendo el diámetro externo del sistema, como se explicó anteriormente.

3.5.2 Comparación de los parámetros técnicos de operación de las bombas en cada pozo.

Para cada pozo seleccionado, se describieron los datos de reservorio, condiciones del pozo, componentes de su sistema de levantamientos y sus parámetros de operación, y se les diseñó y simuló otro sistema de levantamiento con la nueva tecnología REDLift® con el fin de comparar y analizar las variaciones que se presentan en los parámetros que describen su comportamiento.

La siguiente sección tiene como objetivo presentar por medio de tablas, los valores obtenidos de los parámetros técnicos de operación de la tecnología estándar y de la tecnología nueva, con el fin de analizar parcialmente los beneficios o falencias de su operación en las condiciones actuales de cada uno de los pozos seleccionados.

Para determinar realmente la eficiencia de la nueva tecnología en bombeo electrosumergible con respecto a la tecnología estándar, se compararon ambos sistemas a iguales condiciones de pozo y de producción, con el objetivo de determinar cómo los indicadores mencionados posteriormente varían de una tecnología a la otra y cómo éstos afectan el rendimiento global del sistema.

INDICADORES DE COMPARACIÓN

- Levantamiento por etapa: pies/etapa
- Frecuencia: Hz
- Requerimiento de potencia: Caballos de potencia (HP)
- Consumo de energía del sistema: KVA y kW.
- Longitud del motor.

Aparte de los parámetros mencionados en la comparación de las curvas de eficiencia y de los indicadores anteriores, no se considera relevante comparar otros parámetros en las tecnologías como el tiempo de operación continua, aumento de tasas de producción o los diámetros externos de los sistemas, debido a que se busca evaluar ambos sistemas bajo las mismas condiciones y tiempos de operación.

3.5.2.1 Pozo A-01. Para el Pozo A-01 se diseñó un sistema REDLift® con una bomba H3000 de 218 etapas, la cual se compara con una bomba GP4-3000 de tecnología anterior con la misma cantidad de etapas.

El primer indicador establecido para realizar la evaluación comparativa es el levantamiento por etapa. La **Tabla 39** muestra el levantamiento por etapa de cada bomba a un caudal de 1800 BFPD y la comparación entre éstas.

Tabla 39. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo A-01.

Caudal Pozo (BFPD)	Cabeza Dinámica Total (pies)	BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
		Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	
1800	2134	218	23.7	218	23.7	0

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Como lo indica la **Tabla 39** y la curva de eficiencia de las bombas de 3000 BFPD mostrada en la **Figura 27**, el levantamiento por etapa de ambas tecnologías es igual, es decir que no hay un cambio significativo en el diseño de los componentes de las etapas que permitan un mayor levantamiento por unidad entre ambas tecnologías.

El segundo indicador establecido para realizar la evaluación comparativa es la frecuencia de operación de las bombas con respecto al caudal deseado en el pozo. La **Tabla 39** muestra la frecuencia de operación de las bombas para llevar a superficie un caudal de fluido de 1800 BFPD para cada bomba y la comparación entre éstas.

Tabla 40. Indicador de frecuencia de operación para el pozo A-01.

BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	
1800	51.98	1800	52.88	-1.7020

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

La **Tabla 40** muestra que para producir la misma cantidad de fluido en superficie, la bomba REDLift® opera a una frecuencia levemente menor que la bomba estándar, reducción que se evidencia por el signo negativo del porcentaje de diferencia entre las dos tecnologías. En otras palabras, con la tecnología REDLift® se puede presentar una reducción del 1.70% en la frecuencia de operación, indicando que se podría dar un aumento de producción de fluido si se operara a la misma frecuencia que la bomba estándar.

El tercer indicador establecido para la comparación de las tecnologías en bombeo electrosumergible es el requerimiento de potencia del motor a la frecuencia de operación del sistema. La **Tabla 41** muestra la potencia requerida para cada bomba y la comparación entre éstas.

Tabla 41. Indicador de requerimiento de potencia a la frecuencia de operación para el pozo A-01.

BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	
51.98	104	52.88	107	-2.8037

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Como lo muestra la **Tabla 41**, la bomba REDLift® a la frecuencia de operación requiere de un 2.80% menos de potencia que la bomba estándar para producir la misma cantidad de fluido, lo que se podría traducir en requerimiento de motores con menor número de rotores y por ende más cortos y flexibles para su manipulación.

El cuarto y último indicador establecido para la comparación de las tecnologías es el consumo de energía aparente (KVA) y real (kW) que tienen ambos sistemas. La **Tabla 42** muestra el consumo de energía de cada una de las bombas, el costo diario en USD que éstas representan y el ahorro o gasto que tiene el cliente con el uso de la nueva tecnología frente a la estándar.

Tabla 42. Indicador de consumo de energía para el pozo A-01.

BOMBA REDLift H3000				BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000				Ahorro monetario (USD/día)
USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	
0.1	124.4	91.3	219.12	0.1	129.5	93.9	225.36	6.240

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

La **Tabla 42** muestra que bajo los mismos parámetros de producción, tanto el consumo de energía aparente (KVA) como el consumo de energía real (kW) es menor en el sistema REDLift® que en el sistema estándar en aproximadamente un 2.77%. Adicionalmente se muestra que el ahorro en el consumo de kilovatios del sistema es directamente proporcional al ahorro monetario que tendrá el cliente en caso de utilizar la nueva tecnología, el cual a pesar de no ser muy alto para éste pozo, es significativo para la evaluación comparativa a largo plazo.

El resultado de la evaluación comparativa del sistema REDLift® con el sistema estándar en el pozo A-01, bajo las mismas condiciones de producción, se resumen en un levantamiento por etapa igual para ambas tecnologías, una reducción del 1.70% de la frecuencia de operación de las bombas y por ende un posible aumento de producción con la bomba REDLift®, una disminución del 2.80% en el requerimiento de potencia del motor a la frecuencia de operación de la nueva tecnología y un ahorro en el consumo de energía diario de 6.24 dólares o 2.77% con el nuevo sistema.

3.5.2.2 Pozo A-02. Para el Pozo A-02 se diseñó un sistema REDLift® con una bomba H3000 de 316 etapas, la cual se compara con una bomba GP4-3000 de tecnología global con la misma cantidad de etapas.

El primer indicador a analizar para la comparación de las tecnologías es el levantamiento por etapa. La **Tabla 43**, muestra el levantamiento por etapa de cada una de las bombas según sus catálogos de presentación, para un caudal de 2305 BFPD.

Tabla 43. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo A-02.

Caudal Pozo (BFPD)	Cabeza Dinámica Total (pies)	BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
		Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	
2305	2747	316	21.3	316	21.2	0.4717

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

La **Tabla 43** y las curvas de eficiencia de las bombas de 3000 BFPD superpuestas en la **Figura 27**, demuestran que para producir la misma cantidad de fluido, ambas bombas tienen un levantamiento por etapa muy similar, es decir que la diferencia entre éstas es muy pequeña y no es muy significativo en la comparación de los beneficios de la tecnología nueva sobre la anterior. En otras palabras, se demuestra que el diseño de los componentes de las etapas no cambia de una a la otra tecnología.

El segundo indicador establecido para evaluación comparativa de las bombas, es la frecuencia de operación de cada uno de los sistemas de levantamiento con respecto al caudal de producción del pozo. La **Tabla 44**, muestra la frecuencia de operación de cada una de las bombas y la diferencia que hay entre las dos para producir la misma cantidad de fluido.

Tabla 44. Indicador de frecuencia de operación para el pozo A-02.

Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
		Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	
2305	45.06	2305	45.94			-1.9155

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

La **Tabla 44** muestra que para producir la misma cantidad de fluido en superficie, la bomba REDLift® opera a una frecuencia levemente menor que la bomba estándar; es decir que se presenta una reducción del 1.92% en la frecuencia de operación con la bomba REDLift®, indicando que se podría dar un aumento de producción de fluido si se operara a la misma frecuencia que la bomba estándar.

El tercer indicador comparable entre las dos tecnologías de bombeo electrosumergible es el requerimiento de potencia del motor a la frecuencia de operación del sistema. La **Tabla 45** muestra la potencia requerida para cada bomba y la comparación entre éstas.

Tabla 45. Indicador de requerimiento de potencia a la frecuencia de operación para el pozo A-02.

BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	
45.06	99	45.94	101	-1.9802

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Según el análisis de los sistemas, mostrado en la **Tabla 45**, la bomba REDLift® a la frecuencia de operación requiere de un 1.98% menos de potencia que la bomba estándar para producir la misma cantidad de fluido, lo que se podría traducir en requerimiento de motores con menor número de rotores y por ende más cortos y flexibles para su manipulación.

El cuarto y último indicador establecido para la comparación de las tecnologías es el consumo de energía aparente (KVA) y real (kW) que tienen ambos sistemas. La **Tabla 46** muestra el consumo de energía de cada una de las bombas, el costo diario en USD que éstas representan y el ahorro o gasto que tiene el cliente con el uso de la nueva tecnología frente a la estándar.

Tabla 46. Indicador de consumo de energía para el pozo A-02.

BOMBA REDLift H3000				BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000				Ahorro monetario (USD/día)
USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	
0.1	117	88.4	212.16	0.1	119.9	89.8	215.52	3.360

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

La **Tabla 46** muestra que bajo los mismos parámetros de producción, el consumo de energía aparente (KVA) y el consumo de energía real (kW) es similar en ambos sistemas, siendo un poco menor en el sistema REDLift® que en el sistema estándar en aproximadamente un 1.56%. El ahorro monetario diario con el uso de la tecnología REDLift® es de 3.36 dólares con respecto al costo diario de energía de la tecnología estándar, valor que a pesar de ser bajo, demuestra la proporcionalidad entre consumo, costo y ahorro entre las dos tecnologías.

Bajo las mismas condiciones de producción en el pozo A-02, el resultado de la evaluación comparativa del sistema REDLift® con el sistema estándar, se resumen en un levantamiento por etapa similar para ambas tecnologías (variación del 0.47% entre las dos), una reducción del 1.92% de la frecuencia de operación de las bombas y por ende un posible aumento de producción con la bomba REDLift®, una disminución del 1.98% en el requerimiento de potencia del motor a la frecuencia de operación de la nueva tecnología y un ahorro pequeño en el consumo de energía diario de 3.3 dólares o 1.55% con el nuevo sistema.

3.5.2.3 Pozo A-03. Para el Pozo A-03 se diseñó un sistema REDLift® con una bomba H3000 de 327 etapas, la cual se compara con una bomba GP4-3000 de tecnología estándar, con la misma cantidad de etapas.

El levantamiento por etapa es el indicador establecido para comparar en primera instancia las dos tecnologías de bombeo electrosumergible. La **Tabla 47** muestra el levantamiento por etapa de cada una de las bombas y la comparación entre éstas.

Tabla 47. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo A-03.

Caudal Pozo (BFPD)	Cabeza Dinámica Total (pies)	BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
		Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	
2850	2886	327	18.3	327	18.3	0

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Al igual que los pozos anteriores, donde se comparan dos bombas de 3000 BFPD y sus curvas de eficiencia, el levantamiento por etapa es igual para ambas tecnologías ya que el diseño del difusor e impulsor de las etapas no cambia de una tecnología a la otra.

La frecuencia de operación de cada uno de los sistemas de levantamiento con respecto al caudal de producción, es el segundo indicador a analizar en el pozo A-03. La **Tabla 48**, muestra la frecuencia de operación de cada una de las bombas y la diferencia que hay entre las dos para producir la misma cantidad de fluido.

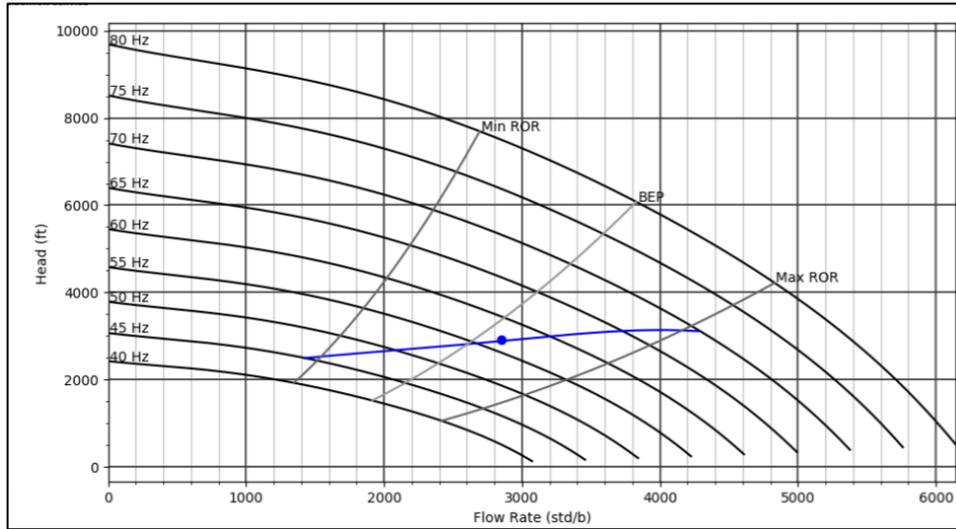
Tabla 48. Indicador de frecuencia de operación para el pozo A-03.

Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
		Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	
2850	56.53	2850	56.84	-0.5454

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018

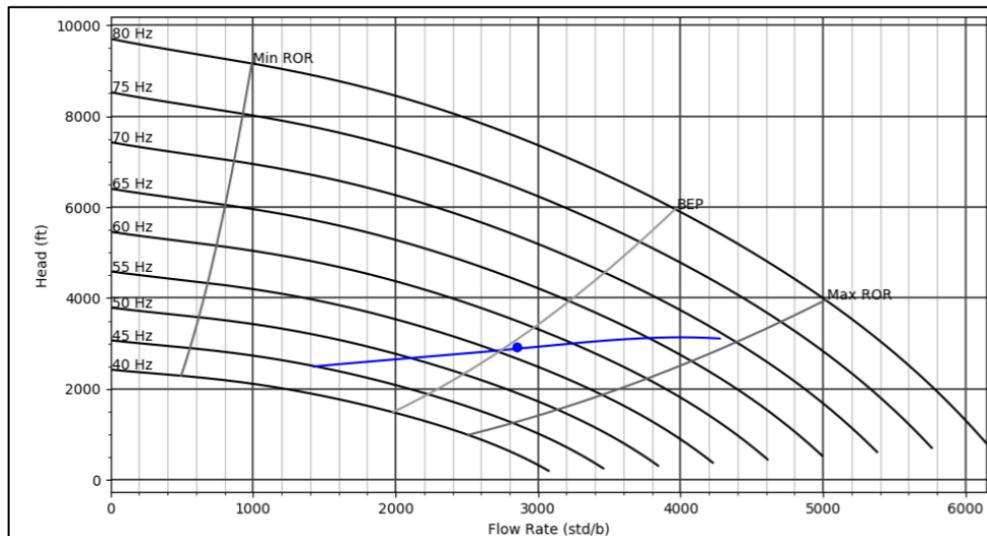
Como en los pozos anteriores la frecuencia de operación de la bomba REDLift® es un poco menor que la frecuencia requerida por la bomba global para llevar a superficie la misma cantidad de fluido, pero la reducción es muy pequeña (0.545%), evidenciando que ambas bombas trabajan en puntos similares dentro de la curva de tornado para velocidades variables, como se muestra en la **Figura 30 y 31**.

Figura 30. Tornado para velocidades variables para la bomba estándar de 3000 BFPD.



Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Figura 31. Tornado para velocidades variables para la bomba REDLift® de 3000 BFPD.



Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2018.

El tercer indicador comparable entre las dos tecnologías de bombeo electrosumergible es el requerimiento de potencia del motor a la frecuencia de operación del sistema. La **Tabla 49** muestra la potencia requerida para cada bomba y la comparación entre éstas.

Tabla 49. Indicador de requerimiento de potencia a la frecuencia de operación para el pozo A-03.

BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	
56.53	191	56.84	195	-2.0513

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Según la **Tabla 49** y al igual que los pozos analizados hasta ésta instancia, la tecnología REDLift® requiere menor potencia a la frecuencia de operación para llevar los fluidos a superficie, comparado con el 2.05% adicional que necesita la tecnología global para producir el mismo caudal, traduciéndose en motores más robustos y más flexibles para la operación.

El último indicador a analizar en las tecnologías mencionadas, es el consumo de energía en (KVA) y (kW) que tienen ambos sistemas. La **Tabla 50** muestra el consumo de energía de cada una de las bombas, el costo diario en USD que éstas representan y el ahorro o gasto que tiene el cliente con el uso de la nueva tecnología frente a la estándar.

Tabla 50. Indicador de consumo de energía para el pozo A-03.

BOMBA REDLift H3000				BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000				Ahorro monetario (USD/día)
USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	
0.1	224.4	171.9	412.56	0.1	230.3	174.7	419.28	6.720

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

La **Tabla 50** muestra que bajo los mismos parámetros de producción, el consumo de energía aparente (KVA) es mayor en ambos casos, que el consumo de energía real (kW), pero ambos consumos son menores en la tecnología REDLift® que en la tecnología estándar en aproximadamente un 1.60%. El ahorro monetario diario con el uso de la tecnología REDLift® es de 6.72 dólares con respecto al costo diario de energía de la tecnología estándar, valor que a pesar de ser bajo, puede representar ahorros económicos significativos a largo plazo.

El resultado general de la evaluación comparativa del sistema REDLift® con el sistema estándar, se resumen en un levantamiento por etapa igual para ambas tecnologías, una reducción mínima de la frecuencia de operación de la bomba REDLift® y por ende la evidencia de que ambas tecnologías trabajan en puntos similares dentro de la curva de tornado para velocidades variables, una disminución del 1.56% en el requerimiento de potencia del motor a la frecuencia de operación de la nueva tecnología y un ahorro en el consumo de energía diario de 6.72 dólares o 1.6% con el nuevo sistema.

3.5.2.4 Pozo B-01. Para el Pozo B-01 se diseñó un sistema REDLift® con una bomba H1250 de 316 etapas, la cual se compara con una bomba HAL400 1250 de tecnología estándar, con la misma cantidad de etapas.

El levantamiento por etapa es el indicador establecido para comparar en primera instancia las dos tecnologías de bombeo electrosumergible. La **Tabla 51** muestra el levantamiento por etapa de cada una de las bombas y la comparación entre éstas.

Tabla 51. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo B-01.

Caudal Pozo (BFPD)	Cabeza Dinámica Total (pies)	BOMBA REDLift H1250		BOMBA ESTÁNDAR GP4-1250		Diferencia tecnologías (%)
		Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	
845.65	6054.69	317	26	317	26.8	2.9851

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Como se muestra en la **Figura 28** y se representa en la **Tabla 51**, el levantamiento por etapa es mayor en un 2.985% en la bomba estándar que en la nueva tecnología REDLift®, lo que podría indicar que la bomba estándar puede diseñarse con menor número de etapas para levantar el mismo caudal de fluido que la bomba REDLift® o que con el mismo número de etapas, puede operar a menor frecuencia para obtener los mismos resultados que la nueva tecnología. La comparación de la frecuencia de operación y la rectificación de lo dicho anteriormente, se muestra en la **Tabla 52**.

Tabla 52. Indicador de frecuencia de operación para el pozo B-01.

BOMBA REDLift H1250		BOMBA ESTÁNDAR GP4-1250		Diferencia tecnologías (%)
Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	
845.65	53.8	845.59	53.3	0.9381

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018..

Ambas tecnologías se comparan con la misma cantidad de etapas, así que la diferencia entre el levantamiento por etapa y la frecuencia en ambas bombas es directamente proporcional. En éste caso, la bomba estándar cuenta con un levantamiento por etapa levemente mayor que el levantamiento por unidad de la bomba REDLift®, evidenciando que la primera necesita un 0.98% menos frecuencia de operación para levantar la misma cantidad de fluidos que la nueva tecnología. En otro escenario, esto podría indicar que la bomba estándar a la misma frecuencia de operación que la bomba nueva, podría producir un poco más de fluido o podría diseñarse con menor número de etapas que la nueva tecnología.

El tercer indicador que se compara entre las dos tecnologías en bombeo electrosumergible, es la potencia requerida a la frecuencia de operación de ambos sistemas. Los valores obtenidos en la simulación y la comparación entre ellas, se muestra en la **Tabla 53**.

Tabla 53. Indicador de potencia requerida a la frecuencia de operación para el pozo B-01.

BOMBA REDLift H1250		BOMBA ESTÁNDAR GP4-1250		Diferencia tecnologías (%)
Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	
53.8	58.6	53.3	58.4	0.3425

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

La frecuencia de operación influye directamente en la potencia requerida por el motor para levantar cierta cantidad de fluido. Como se mencionó en el indicador anterior, la bomba estándar requiere de menor frecuencia que la bomba REDLift® para producir 845 BFPD, así que requiere de menos energía o esfuerzo por parte del motor para operar la bomba a dicha frecuencia comparada con el esfuerzo que debe hacer el motor TITAN de REDLift® para aumentar un poco más la frecuencia y producir la misma cantidad de fluido. La diferencia entre la potencia requerida entre ambas tecnologías es de 0.2 HP o 0.34%, valor que es muy bajo pero que representa el requerimiento de un motor de menor caballaje (70 HP) en comparación con el caballaje del motor REDLift® (72 HP) y por ende menor longitud y flexibilidad para su utilización.

El último indicador establecido es la cantidad de energía en KVA y kW consumida por cada uno de los sistemas de levantamiento. La **Tabla 54** muestra el consumo de energía de ambas tecnologías, el costo diario en USD que éstas representan y el ahorro o gasto que tiene el cliente con el uso de la nueva tecnología frente a la estándar.

Tabla 54. Indicador de consumo de energía para el pozo B-01.

BOMBA REDLift H1250				BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000				Ahorro monetario (USD/día)
USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	
0.08	72.5	59.5	114.24	0.08	75.9	60.5	116.16	1.920

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

A pesar de que la frecuencia y requerimiento de potencia es levemente mayor en la tecnología REDLift®, el consumo de energía no aumenta significativamente sino que presenta valores muy similares, representando un ahorro de 1.9 dólares diarios si se implementa la nueva tecnología, equivalente a un 1.65% diario.

3.5.2.5 Pozo B-02. Para el Pozo B-02 se diseñó un sistema REDLift® con una bomba H3000 de 267 etapas, la cual se compara con una bomba GP4-3000 de tecnología estándar, con la misma cantidad de etapas.

A partir de las curvas de eficiencia de cada una de las bombas, mostradas en la **Figura 27**, se obtienen los levantamientos por etapa respectivos y se comparan en la **Tabla 55**.

Tabla 55. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo B-02.

Caudal Pozo (BFPD)	Cabeza Dinámica Total (pies)	BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
		Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	
2005.01	6345.76	267	22.9	267	22.9	0

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

La comparación de curvas de eficiencia para bombas de 3000 BFPD de capacidad, muestran un perfecto solapamiento de la línea de levantamiento por etapa de cada una de las tecnologías, evidenciando al igual que en los pozos con sistemas de ésta misma capacidad, que el levantamiento por etapa es exactamente igual y que no hay diferencia significativa en el diseño de los componentes de las etapas en el nuevo sistema.

El segundo indicador que se analiza entre las dos tecnologías, es la frecuencia de operación, la cual se muestra y se compara en la **Tabla 56**.

Tabla 56. Indicador de frecuencia de operación para el pozo B-02.

Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
		Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	
2005.01	62	2001.99	62.1			-0.1610

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Similar a los pozos anteriores que operan con bombas de 3000 BFPD de capacidad, con un levantamiento por etapa igual para ambas tecnologías, la frecuencia de operación no varía significativamente entre los dos sistemas, evidenciando como se dijo anteriormente que ambas operan en puntos similares dentro de la curva de tornado para velocidades variables, sin que la nueva tecnología presente una optimización relacionada a la frecuencia.

La potencia requerida por el motor a la frecuencia de operación es el tercer indicador a comparar entre las dos tecnologías mencionadas. La **Tabla 57** muestra los valores obtenidos en la simulación para ambos sistemas y la comparación de las mismas.

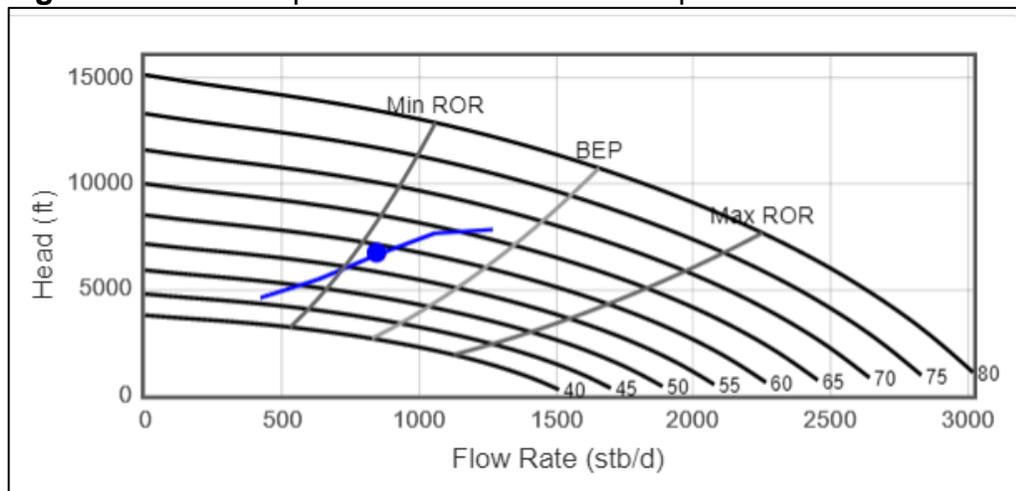
Tabla 57. Indicador de potencia requerida a la frecuencia de operación para el pozo B-02.

BOMBA REDLift H3000		BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000		Diferencia tecnologías (%)
Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	
62	164.7	62.1	163.3	0.8573

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Como indica la tabla anterior, la potencia requerida por el motor del sistema REDLift® para operar a la frecuencia de 62 Hz es mayor un 0.857% que la potencia que requiere el motor de la tecnología estándar, lo que se puede deber a que en ambas tecnologías se está operando cerca al límite de Downthrust (**Figura 32**) donde los parámetros de operación no son lo suficientemente eficientes y por ende hay un aumento tanto de la potencia requerida como del consumo de energía, pues no están siendo utilizadas óptimamente para dicho caudal.

Figura 32. Tornado para velocidades variables para las bombas



Fuente: HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2018.

Al tener un mayor requerimiento de potencia para la operación de las bombas electrosumergibles, mayor energía se necesita para alimentarlo, así que el último indicador a comparar entre ambos sistemas, es el consumo de energía diario en kW y KVA. Los valores obtenidos y la comparación entre tecnologías se muestran en la **Tabla 58**.

Tabla 58. Indicador de consumo de energía para el pozo B-02.

BOMBA REDLift H3000				BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000				Ahorro monetario (USD/día)
USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	
0.08	198.1	162.8	312.576	0.08	196.4	154	295.68	-16.896

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Como se indica en la tabla anterior, tanto el consumo de energía aparente KVA como el consumo de energía real kW es mayor en la tecnología REDLift® que en la tecnología global en un 5.7%, debido a la diferencia significativa que hubo en la potencia requerida entre las dos tecnologías, ya que un mayor requerimiento de potencia implica mayor esfuerzo por parte del motor y por ende mayor consumo para cumplir con los estándares de operación.

Al haber un mayor consumo con la nueva tecnología, con la implementación de la misma en este pozo, el cliente no tendría un ahorro económico a corto o largo plazo, sino que tendría que invertir 16.9 dólares diarios para su utilización y funcionamiento.

En resumen, los indicadores analizados en el pozo B-02 no arrojaron resultados muy favorables para la tecnología REDLift® con respecto a la vieja tecnología, ya que no presenta cambio en el levantamiento por etapa, la diferencia de la frecuencia de operación es mínima, casi nula y el requerimiento de potencia es mayor en un 0.857% representando un mayor consumo de energía y un gasto diario de 16 dólares si se llega a implementar.

3.5.2.6 Pozo B-03. Para el Pozo B-03 se diseñó un sistema REDLift® con una bomba H675 de 280 etapas, la cual se compara con una bomba GP4-650A de tecnología estándar, con la misma cantidad de etapas.

El levantamiento por etapa, como primer indicador para la evaluación comparativa entre las dos tecnologías, se toma y se analiza a partir de las curvas de eficiencia de cada una de las bombas, donde se obtienen los valores mostrados en la **Tabla 59** y se comparan entre sí.

Tabla 59. Indicador de levantamiento por etapa para el pozo B-03.

Caudal Pozo (BFPD)	Cabeza Dinámica Total (pies)	BOMBA REDLift H675		BOMBA ESTÁNDAR GP4-650A		Diferencia tecnologías (%)
		Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	Etapas	Levantamiento/etapa (pies/etapa)	
800.79	5941.2	280	22	280	23.2	5.1724

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Como se muestra en la tabla anterior y en la **Figura 29**, para un caudal de 800 BFPD, el levantamiento por etapa es mayor en la tecnología anterior que en la tecnología REDLift® en un 5.17%, indicando que no hubo mejoras en el diseño de

los componentes de las etapas nuevas y su configuración para las bombas de dicha capacidad.

El segundo indicador establecido para la comparación es la frecuencia de operación de ambos sistemas para llevar a superficie un caudal de 800 BFPD. La **Tabla 60**, muestra los valores obtenidos de frecuencia para ambos sistemas y la comparación entre las mismas.

Tabla 60. Indicador de frecuencia de operación para el pozo B-03.

BOMBA REDLift H675		BOMBA ESTÁNDAR GP4-650A		Diferencia tecnologías (%)
Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	Caudal Pozo (BFPD)	Frecuencia de operación (Hz)	
800.79	61	802,92	60	1.6667

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018

Como se muestra anteriormente, la frecuencia de operación es un 1.67% mayor en la bomba REDLift® que en la bomba de tecnología anterior, lo se puede deber al menor levantamiento por etapa mencionado en el análisis anterior, necesitando ese “esfuerzo extra” para levantar el mismo caudal de fluido a superficie que la tecnología global. A pesar de que el levantamiento por unidad cambia bastante de una tecnología a otra, la frecuencia de operación no varía proporcionalmente, indicando que la nueva tecnología si tuviera el mismo levantamiento que la otra tecnología, podría operar a un rango igual o menor que ésta.

El tercer indicador a analizar para la comparación de tecnologías, es el requerimiento de potencia a la frecuencia de operación de los dos sistemas. La **Tabla 61** muestra la potencia requerida por cada sistema y la diferencia entre éstas.

Tabla 61. Indicador de requerimiento de potencia a la frecuencia de operación para el pozo B-03.

BOMBA REDLift H675		BOMBA ESTÁNDAR GP4-650A		Diferencia tecnologías (%)
Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	Frecuencia de operación (Hz)	HP consumidos a la frecuencia de operación	
61	68.4	60	63.6	7.5472

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Como se muestra en la **Figura 29** y en la tabla anterior, la tecnología REDLift® consume 4.8 HP más que la tecnología global a la frecuencia de operación, lo que se puede deber a una geometría de etapa que maneja una hidráulica diferente para

ampliar su rango de operación e incrementar su punto de mejor eficiencia en 25 BFPD.

El consumo de energía del sistema de levantamiento está ligado al requerimiento de potencia del motor para la operación, la **Tabla 62** muestra el costo de la energía, el consumo diario de la misma para cada una de los sistemas y la comparación entre éstas.

Tabla 62. Indicador de consumo de energía para el pozo B-03.

BOMBA REDLift H675				BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000				Ahorro monetario (USD/día)
USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	USD/KW*h	KVA consumidos	KW consumidos	USD/día	
0.08	83	68.3	131.136	0.08	83.9	64	122.88	-8.256

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Como se indica en la tabla anterior, el consumo de energía en kW es mayor en la tecnología REDLift® que en la tecnología global en un 6.7%, debido a la diferencia significativa que hubo en la potencia requerida entre las dos tecnologías, ya que un mayor requerimiento de potencia implica mayor esfuerzo por parte del motor y por ende mayor consumo para cumplir con los estándares de operación. Al haber un mayor consumo con la nueva tecnología, con la implementación de la misma en éste pozo, el cliente no tendría un ahorro económico a corto o largo plazo, sino que tendría que invertir 8.25 dólares diarios para su utilización y funcionamiento.

En términos generales, los resultados obtenidos de la comparación entre sistemas de levantamiento se encuentra que la tecnología REDLift® tiene un levantamiento por etapa 5.17% menor que la tecnología global, una frecuencia muy similar en ambas tecnologías, pero un requerimiento de potencia 7.5% mayor en los motores de REDLift® y por ende un consumo de energía elevado con la implementación de la nueva tecnología, implicando la inversión de 8 dólares adicionales para su utilización.

3.5.3 Comparación general de los motores utilizados y seleccionados para los 6 pozos de análisis. Al igual que las bombas, los motores tienen características tanto físicas como funcionales que cambian de una tecnología a la otra; una de éstas características es la longitud del motor, la cual depende directamente del número de rotores utilizados para cumplir con los requerimientos de potencia que tiene la bomba para su funcionamiento.

Los datos de longitud del motor, son suministrados por la empresa por medio de los catálogos de productos y se rectifican en el software de diseño, cuando se selecciona el motor en la parte de “Sizing Info-Motor”.

3.5.3.1 Pozo A-01. El pozo inicialmente cuenta con un motor de antigua tecnología de 160 HP, pero a las condiciones de pozo dadas y al requerimiento de potencia de la nueva bomba de 104 HP, se escoge un motor de 144 HP con el fin de optimizar el funcionamiento del mismo, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos. La **Tabla 63** muestra la longitud de los motores de las dos tecnologías y la comparación entre ellas.

Tabla 63. Longitud del motor para el pozo A-01.

	TECNOLOGÍA REDLIFT	TECNOLOGÍA ESTÁNDAR	
	Motor HAL 450T, 144HP, 2398V, 39A	Motor HAL 450, Tandem, 160 HP, 2620 V, 39 A	Reducción en Longitud (%)
Longitud motor (pies)	21.8	43.6	50

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

La **Tabla 63** muestra que para la potencia requerida a la frecuencia de operación del sistema de nueva tecnología, se puede escoger un motor de menor caballaje, el cual tiene una longitud 50% menor que el motor de la tecnología anterior. Esto se debe a que los motores REDLift® cuentan con rotores más robustos que en lugar de generar 5 HP por rotor, generan 12 HP/rotor, permitiendo la implementación de menor número de rotores, disminuyendo la longitud del sistema en general y representando una ventaja en pozos desviados debido a su flexibilidad.

3.5.3.2 Pozo A-02. El pozo A-02 inicialmente tiene un motor de antigua tecnología de 160 HP de potencia, pero al simular las condiciones de pozo dadas, se selecciona un motor de 144 HP de potencia para generar los 99 HP de potencia requeridos por la bomba REDLift® y operar el motor con la carga y eficiencia óptima. La **Tabla 64**, muestra la longitud de ambos motores suministrada por el software y los catálogos y el porcentaje de reducción de la misma de una tecnología a la otra.

Tabla 64. Longitud del motor para el Pozo A-02.

	TECNOLOGÍA REDLIFT	TECNOLOGÍA ESTÁNDAR	
	Motor HAL 450T, 144HP, 2398V, 39A	Motor HAL 450, Tandem, 160 HP, 2620 V, 39 A	Reducción en Longitud (%)
Longitud motor (pies)	21.8	43.6	50

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018

Al igual que en el pozo anterior, el motor de 144 HP de la tecnología REDLift® tiene una longitud 50% menor que el motor de 160 HP de potencia implementado en el sistema de tecnología anterior, lo que significa que los rotores de la nueva tecnología pueden generar mayor potencia por unidad y por ende se necesitan menos unidades para cumplir con los requerimientos de la bomba, haciendo el sistema mucho más óptimo y beneficioso para condiciones extremas de pozo.

Adicionalmente si se hace un análisis de potencia por pie (HP/pies) del motor, se puede evidenciar que mientras la tecnología estándar genera 3.67 HP/pie, la tecnología REDLift® genera 6.61 HP/pie, indicando la superioridad en potencia de los componentes del nuevo motor frente a los del motor de tecnología anterior.

3.5.3.3 Pozo A-03. En el Pozo A-03 se compara un motor de 216 HP de potencia de la tecnología REDLift® con un motor de 240 HP de potencia de la tecnología estándar o global. La **Tabla 65** muestra la longitud de cada uno de los motores y la diferencia en porcentaje entre las dos tecnologías.

Tabla 65. Longitud del motor para el Pozo A-03.

	TECNOLOGÍA REDLIFT	TECNOLOGÍA ESTÁNDAR	
	Motor HAL 450T, 216HP, 2490V, 56A	Motor HAL 450, Tandem, 240 HP, 2590 V, 59 A	Reducción en Longitud (%)
Longitud motor (pies)	31.5	60.8	48

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018

En éste pozo se compara un motor de 240 HP de potencia de la tecnología anterior con un motor de 216 HP de potencia de la tecnología REDLift®, debido a que a las condiciones de pozo dadas se requiere de 195 HP y 191 HP de potencia respectivamente para la operación de cada una de las bombas de ambas tecnologías. Como se puede ver en la tabla anterior, el motor de la tecnología REDLift® es un 48% más corto que el motor de la tecnología anterior, pero al no ser del mismo caballaje, es mejor compararlos con respecto a los HP/pie, con el fin de contrastarlos a las mismas condiciones. Si se divide el caballaje de cada motor por la longitud correspondiente, se obtiene que el motor de tecnología estándar cuenta con aproximadamente 3.95 HP/pie, mientras que el motor de la tecnología REDLift® tiene 6.86 HP/pie, evidenciando que los rotores generan mayor potencia por unidad con la nueva tecnología (12 HP/rotor) y por ende se necesitan menos unidades para generar la potencia requerida para la operación.

3.5.3.4 Pozo B-01. La potencia requerida por cada una de las bombas de ambas tecnologías a la frecuencia de operación es de 58 HP aproximadamente, así que se tiene inicialmente un motor de 70 HP de potencia y se selecciona un motor de 72 HP de la tecnología REDLift® para hacer la comparación. La **Tabla 66** muestra la longitud de cada uno de estos motores y el porcentaje de diferencia entre los dos.

Tabla 66. Longitud del motor para el Pozo B-01.

	TECNOLOGÍA REDLIFT	TECNOLOGÍA ESTÁNDAR	
	Motor HAL 450T, 72 HP, 1437 V, 32A	Motor HAL 456, GM4-Single, 70 HP, 1135 V, 39 A	Reducción en Longitud (%)
Longitud motor (pies)	12.2	18.4	34

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018

En éste pozo, el motor seleccionado de la tecnología REDLift® tiene un caballaje 2 HP mayor que el motor de la tecnología anterior y aún así presenta una longitud 34% menor que el motor de la tecnología estándar, indicando que efectivamente hay un mayor caballaje por rotor en la nueva tecnología y que dicho motor puede cumplir con los mismos requerimientos o mayores con una longitud menor, haciéndolo mucho más beneficioso para ambientes de pozos extremos, casos de incertidumbre o pozos desviados.

3.5.3.5 Pozo B-02. En el Pozo B-02 se comparan dos motores de 180 HP de potencia de las dos tecnologías establecidas. La **Tabla 67** muestra la longitud de los motores y la diferencia porcentual entre los mismos.

Tabla 67. Longitud del motor para el Pozo B-02.

	TECNOLOGÍA REDLIFT	TECNOLOGÍA ESTÁNDAR	
	Motor HAL 450T, 180 HP, 2682 V, 43A	Motor HAL 456, GM4-Single, 180 HP, 2440 V, 46 A	Reducción en Longitud (%)
Longitud motor (pies)	26.6	46.9	43

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018

Al tener los dos motores el mismo caballaje, la diferencia en longitud es evidente, pues con la tecnología REDLift® es posible generar la misma potencia con una longitud 43% menor que la tecnología anterior, es decir que los rotores que lo constituyen generan mayor potencia por unidad y por ende se necesitan menos unidades para la operación, haciendo el motor mucho más apto para pozos desviados y estrechos.

3.5.3.6 Pozo B-03. En el Pozo B-03 se compara un motor de 80 HP de potencia de la tecnología estándar con un motor de 84 HP de potencia de la tecnología REDLift®. La **Tabla 68** muestra la longitud de ambos motores y la comparación de las mismas.

Tabla 68. Longitud del motor para el Pozo B-03.

	TECNOLOGÍA REDLIFT	TECNOLOGÍA ESTÁNDAR	
	Motor HAL 450T, 84 HP, 2102 V, 25.5A	Motor HAL 456, GM4- Single, 80 HP, 1310 V, 39A	Reducción en Longitud (%)
Longitud motor (pies)	13.8	20.8	34

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP. 2018.

Como se puede ver en la tabla anterior, el motor REDLift® tiene 4 HP de potencia más que el motor de la tecnología estándar, pero cuenta con una longitud 34% menor que la anterior, lo que evidencia una mejora significativa en los motores de la nueva tecnología en cuanto a la potencia por rotor y por ende en la flexibilidad del componente para su ensamble, transporte e instalación.

3.6 EVALUACIÓN GENERAL DEL DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGÍA REDLIFT® EN LOS 6 POZOS

La **Tabla 69** muestra un resumen de los resultados obtenidos en la evaluación por indicadores del comportamiento del sistema REDLift® comparada con el sistema estándar en los 6 pozos de estudio.

Tabla 69. Resumen de la evaluación comparativa del sistema REDLift® y el sistema estándar.

Pozo	Sistema REDLift	Sistema Estándar	EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO				
			Diferencia en el levantamiento por etapa (%)	Diferencia de la frecuencia de operación (%)	Diferencia HP requeridos de operación (%)	Reducción en longitud (%)	Disminución en consumo de energía (USD)
A-01	Bomba HAL 400 H3000 Motor HAL 450T, 144HP, 2398V, 39A	Bomba HAL 400 GP4-3000 Motor HAL 450, Tandem, 160 HP, 2620 V, 39 A	0	-1.702	-2.804	50	6.240
A-02	Bomba HAL 400 H3000 Motor HAL 450T, 144HP, 2398V, 39A	Bomba HAL 400 GP4-3000 Motor HAL 450, Tandem, 160 HP, 2620 V, 39 A	0.472	-1.916	-1.980	50	3.360
A-03	Bomba HAL 400 H3000 Motor HAL 450T, 216HP, 2490V, 56A	Bomba HAL 400 GP4-3000 Motor HAL 450, Tandem, 240 HP, 2590 V, 59 A	0	-0.545	-2.051	48	6.720
B-01	Bomba HAL 400 H1250 Motor HAL 450T, 72 HP, 1437 V, 32A	Bomba HAL 400 GP4-1250 Motor HAL 456, GM4-Single, 70 HP, 1135 V, 39A	-2.985	0.938	0.342	34	1.920
B-02	Bomba HAL 400 H3000 Motor HAL 450T, 180 HP, 2682 V, 43A	Bomba HAL 400 GP4-3000 Motor HAL 456, GM4-Single, 180 HP, 2440 V, 46A	0	-0.161	0.857	43	-16.896
B-03	Bomba HAL 400 H675 Motor HAL 450T, 84 HP, 2102 V, 25.5A	Bomba HAL 400 GP4-650A Motor HAL 456, GM4-Single, 80 HP, 1310 V, 39A	-5.172	1.667	7.547	34	-8.256
		Promedio	-1.281	-0.287	0.319	43	-1.152

Fuente: elaboración propia. 2019.

Para interpretar los resultados de la **Tabla 68**, es necesario establecer el significado de los signos en cada uno de los indicadores para el levantamiento por etapa, el signo negativo indica que la tecnología estándar presenta mayor levantamiento que la tecnología REDLift®, es decir que no hay mejora en los componentes de las etapas y por ende no hay beneficio en éste indicador con la tecnología nueva.

Para el indicador de frecuencia de operación, el signo negativo indica que hay una reducción en la frecuencia con la tecnología REDLift® comparada con la frecuencia de la tecnología estándar, evidenciando una mejora en la optimización y funcionamiento del sistema nuevo.

Al igual que para la frecuencia de operación, para el indicador de requerimiento de potencia, el signo negativo indica una reducción en la potencia requerida por parte del sistema REDLift® con respecto al requerimiento de la bomba estándar.

Finalmente, para el consumo de energía, el signo negativo indica que en lugar de ahorrar cierta cantidad de dinero con el nuevo sistema, el cliente tendría que abonar o invertir diariamente un poco más para la implementación de la misma, es decir que es un gasto adicional en consumo al que se manejaba con la tecnología estándar.

Con respecto a la evaluación general del comportamiento de la nueva tecnología, de la **Tabla 69** se pueden deducir 5 aspectos ligados a los indicadores evaluativos; el primero, es que la bomba REDLift® para las bombas de 3000BFPD de capacidad no presentan cambio en el levantamiento por etapa y que para las bombas de 1250 BFPD y 675 BFPD de capacidad, el levantamiento por etapa es mayor en las bombas estándar que en las bombas de nueva tecnología, dando un promedio de 1.28% de menor levantamiento por etapa para la última. El segundo aspecto es que la frecuencia de operación en las bombas REDLift® de 3000 BFPD disminuye con respecto a las bombas estándar en un promedio de 0.72%, pero en las bombas de 1250 BFPD y 675 BFPD, la frecuencia de la nueva tecnología aumenta un 0.43%, dando en general de la tecnología una reducción de 0.29%.

El análisis de requerimiento de potencia de ambas tecnologías se puede hacer por campos. La **Tabla 69** indica que hay una reducción de un 1.14% en la potencia requerida en los pozos A-01, A-02 y A-03 con la implementación de la nueva tecnología con respecto a la tecnología estándar, pero para los pozos de Ecuador (B-01, B-02, B-03) hay un aumento del 1.46% en el requerimiento de potencia con la nueva tecnología. En promedio para los 6 pozos, se puede decir que hay un aumento del 0.32% en el requerimiento de potencia en el sistema REDLift® que con el sistema estándar.

Asociado al requerimiento de potencia se encuentra el consumo de energía de los sistemas de bombeo electrosumergible, en los pozos de Colombia donde hay un requerimiento de potencia menor con la tecnología REDLift®, hay un ahorro

promedio en el consumo de energía de 2,72 USD diarios, con un máximo en el pozo A-03 de 6,72 USD diarios. Al contrario, en los pozos de Ecuador donde el requerimiento de potencia es mayor con la nueva tecnología, sólo se presenta un pequeño ahorro monetario en el pozo B-01 de 1.92 USD/día, mientras que en los otros dos pozos presentan un mayor consumo de energía, indicando un gasto adicional con la implementación del nuevo sistema, llegando a un máximo de 16.86 USD/día en el pozo B-02.

Finalmente, con respecto a la longitud del motor, se puede ver que efectivamente todos los motores TITAN de la tecnología REDLift® presentan una longitud en promedio 43% menor que la tecnología estándar, indicando que los rotores tienen mayor potencia por unidad y por ende se necesitan en menor cantidad para cumplir con los requerimientos operacionales.

4. ANÁLISIS FINANCIERO

Tanto los Campos A y B presentan una ineficiencia operativa en las bombas electrosumergibles utilizadas en sus pozos, que lleva a altos consumos de energía y aumentos en los costos durante su operación; razón por la que se propone como alternativa el análisis de nuevas tecnologías en bombeo electrosumergible en los pozos seleccionados, con el fin de evaluar su desempeño y su eficiencia tanto técnica como económicamente.

El presente análisis financiero tiene como objetivo evaluar desde la perspectiva de la compañía operadora la viabilidad financiera de la implementación de la nueva tecnología en bombeo electrosumergible. La evaluación de cada proyecto se hará por medio del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), para la cual se toma como unidad monetaria de valor constante el dólar Americano, y una tasa de oportunidad (TIO) de 10% la cual es utilizada por la empresa soporte para evaluar sus proyectos de inversión. El tiempo de evaluación del proyecto va a ser de 3 años, por periodos anuales.

Debido a que este estudio no tiene como objetivo el aumento en la producción de los pozos con la implementación de la nueva tecnología, la evaluación financiera se realizará teniendo en cuenta la inversión de capital para adquirir el sistema REDLift® comparada con la inversión en el sistema estándar y la diferencia en los consumos de energía de ambos.

Es necesario aclarar que se realizará una evaluación para el Campo A y una evaluación para el Campo B y que en ambos casos se asumirá que los equipos (nueva y anterior tecnología) ofrecen el mismo tiempo de operación continua en el pozo, producen el mismo caudal de fluido y tienen la misma profundidad de intake o entrada, ya que de lo contrario se estarían comparando la capacidad de diseño de los ingenieros, más no la eficiencia de cada una de las tecnologías.

4.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El análisis de inversión CAPEX hace referencia a la inversión inicial que debe realizar una compañía con el fin de adquirir, actualizar y mantener activos físicos o bienes de capital que generen una rentabilidad en un periodo de tiempo determinado.⁷¹

Para el desarrollo del proyecto, la inversión por parte de la compañía operadora, hace referencia a:

⁷¹ INVESTOPEDIA. Capital Expenditure (CAPEX). [en línea]. 2018. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet: <https://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp>

- El capital requerido para la compra total de los componentes del sistema de bombeo electrosumergible, ya sea de la tecnología estándar o la tecnología nueva.
- El capital requerido para realizar la intervención al pozo o procedimiento de WorkOver necesario para implementar el sistema de levantamiento. Dicho costo incluye operación de pulling, running, puesta en marcha, personal, taladro, entre otros.

Los valores que se presentan en el análisis de inversión para cada uno de los escenarios fueron suministrados por la empresa soporte.

4.1.1 Capital requerido para servicio de pozo.

Como se dijo anteriormente, el capital requerido para realizar la intervención al pozo y la implementación del equipo, corresponde a todos el dinero que es destinado a las actividades de transporte del equipo, alquiler de herramientas y equipo de workover, mano de obra y mantenimientos.

La **Tabla 70** muestra los valores de cada uno de las actividades que pueden ser realizadas en un servicio de cambio de sistema de levantamiento y el total de costos adicionales que tendría que cubrir la empresa operadora para la realización del cambio.

Tabla 70. Capital requerido para servicio de pozo

Descripcion Actividad	Unidad	Cantidad	Valor Unitario (US\$)	Valor Total (US\$)	Comentarios
Equipo de Workover	DIA	4	\$ 9,000.00	\$ 36,000.00	4 días por servicio (instalación, pulling & running).
Brocas y Rimadores (en caso de que aplique)	EA	1	\$ 850.00	\$ 850.00	En caso de limpieza del pozo.
Wireline	EA	1	\$ 5,500.00	\$ 5,500.00	En caso que se requiera para verificar condiciones de pozo.
Renta de Equipo pesado (grua en pozo)	DIA	2	\$ 3,000.00	\$ 6,000.00	
Transporte Terrestre	KM	300	\$ 3.50	\$ 1,050.00	
Mano de Obra					Ya fue incluido en los costos de los equipos.
TOTAL COSTOS ADICIONALES				\$ 49,400.00	

Fuente: elaboración propia, basaso en HALLIBURTON. 2019.

El valor de costos adicionales indicado en la tabla anterior, corresponde a la inversión en el año cero del proyecto, ya que luego de la instalación no se tendría que volver a requerir.

4.1.2 Capital requerido para la compra del sistema de levantamiento.

Al estar la evaluación financiera dividida en dos proyectos, uno para el Campo A y otro para el Campo B, se mostrará el valor de cada componente del sistema de

levantamiento tanto del sistema estándar como del sistema REDLift® para cada pozo, luego se le adicionarán los costos adicionales de servicio mencionados anteriormente y finalmente se sumarán los totales de los tres pozos de Colombia y los tres pozos de Ecuador para tener el valor total de la inversión inicial que tienen que realizar la empresa operadora cada una de las tecnologías en cada uno de los proyectos.

4.1.2.1 Campo A. La **Tabla 71** muestra el valor de cada uno de los componentes del **sistema estándar** de bombeo electrosumergible para cada pozo del Campo A y la **Tabla 72** muestra el valor total de capital requerido para la adquisición e implementación del equipo incluyendo los costos de servicio de intervención para cada pozo individualmente.

Debido a que ya se cuenta con los equipos de superficie y éstos no van a ser cambiados con el cambio de tecnología, no se tendrán en cuenta en la inversión de ninguno de los dos sistemas.

Tabla 71. Capital de inversión para la adquisición del equipo estándar para cada pozo.

Componente	Inversión (USD)	Inversión (USD)	Inversión (USD)
	Pozo A-01	Pozo A-02	Pozo A-03
Descarga	\$ 4,736	\$ 4,736	\$ 4,736
Bomba estandar Superior	\$ 17,279	\$ 17,279	\$ 17,279
Bomba estandar Intermedia	\$ 17,279	\$ 17,279	\$ 17,279
Bomba estandar Inferior	\$ -	\$ 14,363	\$ 17,279
Intake	\$ 3,373	\$ 3,635	\$ 3,373
Separador de gas	\$ -	\$ -	\$ -
Protector Superior	\$ 11,164	\$ 11,164	\$ 10,720
Protector Inferior	\$ 10,720	\$ 10,720	\$ 10,720
MLE	\$ 5,537	\$ 5,537	\$ 5,537
Motor estandar	\$ 57,340	\$ 57,340	\$ 50,780
Sensor	\$ 30,965	\$ 30,965	\$ 30,965
Cable	\$ 26,255	\$ 33,634	\$ 26,810
Accesorios	\$ 36,000	\$ 36,000	\$ 36,000
Total inversión Equipo	\$ 220,647	\$ 242,651	\$ 231,478

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. 2019.

Tabla 72. Total inversión para la adquisición del sistema estándar para cada pozo.

	Inversión (USD)	Inversión (USD)	Inversión (USD)
	Pozo A-01	Pozo A-02	Pozo A-03
Equipo	\$ 220,647	\$ 242,651	\$ 231,478
Costos adicionales	\$ 49,400	\$ 49,400	\$ 49,400
Total inversión inicial	\$ 270,047	\$ 292,051	\$ 280,878

Fuente: elaboración propia. 2019.

La **Tabla 73** muestra el valor de cada uno de los componentes del **sistema REDLift®** de bombeo electrosumergible para cada pozo del Campo A y la **Tabla 74** muestra el valor total de capital requerido para la adquisición e implementación del equipo incluyendo los costos de servicio de intervención para cada pozo individualmente.

Tabla 73. Capital de inversión para la adquisición del equipo REDLift® para cada pozo.

Componente	Inversión (USD)		Inversión (USD)	
	Pozo A-01	Pozo A-02	Pozo A-02	Pozo A-03
Descarga	\$ 4,736	\$ 4,736	\$ 4,736	\$ 4,736
Bomba REDLift Superior	\$ 21,199	\$ 9,137	\$ 17,217	\$ 17,217
Bomba REDLift Intermedia	\$ 21,199	\$ 9,137	\$ 17,217	\$ 17,217
Bomba REDLift Intermedia	\$ -	\$ 19,130	\$ 17,217	\$ 17,217
Bomba REDLift Inferior	\$ -	\$ 19,130	\$ -	\$ -
Intake	\$ 3,933	\$ 3,635	\$ 3,373	\$ 3,373
Separador de gas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Protector Superior	\$ 9,405	\$ 10,047	\$ 9,648	\$ 9,648
Protector Inferior	\$ 9,599	\$ 9,648	\$ 9,648	\$ 9,648
MLE	\$ 4,077	\$ 4,819	\$ 5,537	\$ 5,537
Motor TITAN	\$ 41,380	\$ 41,380	\$ 48,840	\$ 48,840
Sensor	\$ 30,965	\$ 30,965	\$ 30,965	\$ 30,965
Cable	\$ 26,255	\$ 33,634	\$ 26,810	\$ 26,810
Accesorios	\$ 36,000	\$ 36,000	\$ 36,000	\$ 36,000
Total Inversión Equipo	\$ 208,747	\$ 231,399	\$ 227,209	\$ 227,209

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. 2019.

Tabla 74. Total inversión para la adquisición del sistema REDLift® para cada pozo.

Equipo	Inversión (USD)		Inversión (USD)	
	Pozo A-01	Pozo A-02	Pozo A-02	Pozo A-03
Equipo	\$ 208,747	\$ 231,399	\$ 227,209	\$ 227,209
Costos adicionales	\$ 49,400	\$ 49,400	\$ 49,400	\$ 49,400
Total inversión inicial	\$ 258,147	\$ 280,799	\$ 276,609	\$ 276,609

Fuente: elaboración propia.2019.

Finalmente, la **Tabla 75**, muestra la sumatoria de la inversión en equipo y servicios de los tres pozos del Campo A y la comparación de la misma entre las dos tecnologías.

Tabla 75. Inversión inicial total para cada tecnología en el Campo A.

Inversión total Campo A	Sistema Estándar	Sistema REDLift
	Inversión (USD)	Inversión (USD)
	\$ 842,976	\$ 815,555

Fuente: elaboración propia. 2019

4.1.2.2 Campo B. La **Tabla 76** muestra el valor de cada uno de los componentes del **sistema estándar** de bombeo electrosumergible para cada pozo del Campo B y la **Tabla 77** muestra el valor total de capital requerido para la adquisición e implementación del equipo incluyendo los costos de servicio de intervención para cada pozo individualmente.

Tabla 76. Capital de inversión para la adquisición del equipo estándar para cada pozo.

Componente	Inversión (USD)	Inversión (USD)	Inversión (USD)
	Pozo B-01	Pozo B-02	Pozo B-03
Descarga	\$ 4,327	\$ 4,327	\$ 4,327
Bomba estandar Superior	\$ 9,150	\$ 12,945	\$ 27,480
Bomba estandar Intermedia	\$ 20,352	\$ 17,279	\$ 27,480
Bomba estandar Inferior	\$ 20,352	\$ 17,279	\$ -
Intake	\$ 6,324	\$ 6,324	\$ 3,933
Separador de gas		\$ -	\$ -
Protector Superior	\$ 10,720	\$ 11,164	\$ 10,720
Protector Inferior	\$ 10,720	\$ 10,720	\$ 10,720
MLE	\$ 5,537	\$ 5,537	\$ 5,537
Motor estandar	\$ 21,036	\$ 78,365	\$ 35,637
Sensor	\$ 30,965	\$ 30,965	\$ 30,965
Cable	\$ 78,463	\$ 76,425	\$ 74,897
Accesorios	\$ 36,000	\$ 36,000	\$ 36,000
Total inversión Equipo	\$ 253,946	\$ 307,329	\$ 267,696

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. 2019.

Tabla 77. Total inversión para la adquisición del sistema estándar para cada pozo.

	Inversión (USD)	Inversión (USD)	Inversión (USD)
	Pozo B-01	Pozo B-02	Pozo B-03
Equipo	\$ 253,946	\$ 307,329	\$ 267,696
Costos adicionales	\$ 49,400	\$ 49,400	\$ 49,400
Total inversión inicial	\$ 303,346	\$ 356,729	\$ 317,096

Fuente: elaboración propia. 2019.

La **Tabla 78** muestra el valor de cada uno de los componentes del **sistema REDlift®** de bombeo electrosumergible para cada pozo del Campo B y la **Tabla 79** muestra el valor total de capital requerido para la adquisición e implementación del equipo incluyendo los costos de servicio de intervención para cada pozo individualmente.

Tabla 78. Capital de inversión para la adquisición del equipo REDLift® para cada pozo.

Componente	Inversión (USD)	Inversión (USD)	Inversión (USD)
	Pozo B-01	Pozo B-02	Pozo B-03
Descarga	\$ 4,327	\$ 4,327	\$ 4,327
Bomba REDLift Superior	\$ 12,008	\$ 9,137	\$ 22,563
Bomba REDLift Intermedia	\$ 25,070	\$ 19,130	\$ 22,563
Bomba REDLift Intermedia	\$ 25,070	\$ 19,130	\$ -
Bomba REDLift Inferior	\$ -	\$ -	\$ -
Intake	\$ 8,420	\$ 3,933	\$ 8,887
Separador de gas	\$ 6,579	\$ -	\$ 6,944
Protector Superior	\$ 9,648	\$ 9,405	\$ 10,047
Protector Inferior	\$ 10,047	\$ 9,599	\$ 10,184
MLE	\$ 4,983	\$ 5,537	\$ 5,260
Motor TITAN	\$ 22,311	\$ 61,945	\$ 34,680
Sensor	\$ 27,869	\$ 30,965	\$ 30,965
Cable	\$ 70,617	\$ 76,425	\$ 71,152
Accesorios	\$ 36,000	\$ 36,000	\$ 36,000
Total Inversión Equipo	\$ 262,949	\$ 285,534	\$ 263,573

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. 2019.

Tabla 79. Total inversión para la adquisición del sistema REDLift® para cada pozo.

	Inversión (USD)	Inversión (USD)	Inversión (USD)
	Pozo B-01	Pozo B-02	Pozo B-03
Equipo	\$ 262,949	\$ 285,534	\$ 263,573
Costos adicionales	\$ 49,400	\$ 49,400	\$ 49,400
Total inversión inicial	\$ 312,349	\$ 334,934	\$ 312,973

Fuente: elaboración propia. 2019.

Finalmente, la **Tabla 80**, muestra la sumatoria de la inversión en equipo y servicios de los tres pozos del Campo B y la comparación de la misma entre las dos tecnologías.

Tabla 80. Inversión inicial total para cada tecnología en el Campo B

	Sistema Estándar	Sistema REDLift
	Inversión (USD)	Inversión (USD)
Inversión total Campo B	\$ 977,171	\$ 960,255

Fuente: elaboración propia. 2019.

4.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación hacen referencia a la cantidad de dinero que la empresa operadora debe destinar para mantener en funcionamiento sus bienes de capital,

cuyos desembolsos incluye el mantenimiento de equipos, gastos de consumibles, remediación de trabajos y consumos operacionales.

Para el presente análisis financiero, se tendrán en cuenta los costos operacionales asociados al mantenimiento de equipos de superficie y a los costos totales de energía consumida en kilowatts de cada una de las tecnologías en todos los pozos propuestos.

El mantenimiento de equipos de superficie, tiene un valor según la empresa soporte de \$800 USD por intervención anual y para determinar los costos de energía por pozo, es necesario conocer los KVA y kW requeridos/consumidos por el sistema de levantamiento en cada uno de los escenarios, y el costo del kW por hora, con el fin de determinar cuánto dinero representa dicho consumo diariamente.

Los costos de energía en kW*h para cada campo son: de 0.01 USD/kW*h para el Campo A y 0.08 USD/kW*h para el Campo B en el año 1, valor que aumenta en promedio un 0.7% anualmente, según datos históricos suministrados por la empresa.

Adicionalmente, es importante aclarar que la producción de aceite disminuye progresivamente (3,5% promedio según históricos) debido a la declinación normal del pozo, por lo que es necesario aumentar la frecuencia de la operación en la misma proporción para mantener el caudal de aceite deseado por el cliente, aumentando el consumo de energía. Dicha frecuencia y consumos de energía para el año 2 y año 3 son obtenidos de la simulación de dichos escenarios en el Software, por medio del cálculo del nuevo corte de agua y caudal de fluido para obtener la misma producción de crudo que se tenía inicialmente.

4.2.1 Consumo y costos de energía en kilowatts para cada proyecto. Para el análisis del consumo y costo de energía de cada proyecto es necesario en primera instancia establecer una suposición de que todos los pozos producen continuamente por 365 días al año, la misma cantidad de crudo anualmente.

Para cada campo, específicamente para cada pozo, se presentan tablas que muestran el costo de la energía en USD/kW*h, su aumento anual, los días de producción activa y los consumos de energía en KVA y kW calculados para producirla misma cantidad de crudo anualmente. Adicionalmente se presentan los costos de energía diario que representa la operación de cada uno de los sistemas de levantamiento y cuánto gasto le representa a la empresa anualmente.

Finalmente, luego de mostrar por separado los consumos de cada pozo con ambas tecnologías, éstos se suman con el fin de establecer el total de costos de operación anuales para cada uno de los campos; valor que se reflejará en los flujos de caja netos y brutos de cada proyecto.

4.2.1.1 Campo A. Como se dijo anteriormente, el análisis de consumo de energía se mostrará en primera instancia por pozo y luego se sumarán para obtener el total de Campo A.

- **Pozo A-01.** La **Tabla 81**, y **Tabla 82** muestran los consumos de energía anuales en KVA y kW y sus costos asociados, para mantener una producción de 108 barriles de crudo al día, durante los 3 años con la tecnología estándar de levantamiento y la tecnología REDLift® respectivamente.

Tabla 81. Consumo de energía del Pozo A-01 con la tecnología estándar.

Pozo A-01	BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.1	365	129.5	93.9	225.36	82,256
AÑO 2	0.107	365	136	99.5	255.52	93,263
AÑO 3	0.11449	365	142.5	105.4	289.61	105,709

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

Tabla 82. Consumo de energía del Pozo A-01, con la tecnología REDLift®

Pozo A-01	BOMBA REDLift H3000					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.1	365	124.4	91.3	219.12	79,979
AÑO 2	0.107	365	131.1	96.8	248.5824	90,733
AÑO 3	0.11449	365	138	103	283.01928	103,302

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

- **Pozo A-02.** La **Tabla 83**, y **Tabla 84** muestran los consumos de energía anuales en KVA y kW y sus costos asociados, para mantener una producción de 35 barriles de crudo al día, durante los 3 años con la tecnología estándar de levantamiento y la tecnología REDLift® respectivamente.

Tabla 83. Consumo de energía del Pozo A-02 con la tecnología estándar.

Pozo A-02	BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.100	365	119.90	89.90	215.76	78,752.40
AÑO 2	0.107	365	126.40	95.10	244.22	89,139.13
AÑO 3	0.114	365	133.30	101.40	278.62	101,697.35

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

Tabla 84. Consumo de energía del Pozo A-02, con la tecnología REDLift®

Pozo A-02	BOMBA REDLift H3000					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.100	365	117.00	88.40	212.16	77,438.40
AÑO 2	0.107	365	123.90	94.20	241.91	88,295.54
AÑO 3	0.114	365	130.60	100.40	275.88	100,694.41

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

- **Pozo A-03.** La **Tabla 85**, y **Tabla 86** muestran los consumos de energía anuales en KVA y kW y sus costos asociados, para mantener una producción de 143 barriles de crudo al día, durante los 3 años con la tecnología estándar de levantamiento y la tecnología REDLift® respectivamente.

Tabla 85. Consumo de energía del Pozo A-03 con la tecnología estándar.

Pozo A-03	BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.100	365	230.30	174.70	419.28	153,037.20
AÑO 2	0.107	365	240.20	183.50	471.23	171,998.22
AÑO 3	0.114	365	255.50	197.70	543.23	198,279.74

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

Tabla 86. Consumo de energía del Pozo A-03, con la tecnología REDLift®

Pozo A-03	BOMBA REDLift H3000					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.100	365	224.40	171.90	412.56	150,584.40
AÑO 2	0.107	365	234.30	181.00	464.81	169,654.92
AÑO 3	0.114	365	248.50	194.20	533.61	194,769.47

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

Finalmente al sumar los costos de energía anual de cada uno de los pozos, para cada uno de los años de análisis, se obtiene el total de dinero que debe desembolsar la empresa operadora por la operación de los sistemas de levantamiento en el Campo A.

Dichos consumos anuales tanto para la tecnología estándar como para la tecnología REDLift® se muestran en la **Tabla 87**.

Tabla 87. Total costos de energía anuales del Campo A.

CAMPO A	SISTEMA ESTÁNDAR	SISTEMA REDLift
Periodo	Costo de energía anual (USD)	
AÑO 1	\$ 314,046	\$ 308,002
AÑO 2	\$ 354,401	\$ 348,683
AÑO 3	\$ 405,686	\$ 398,766

Fuente: elaboración propia. 2019.

4.2.1.2 Campo B. El análisis de consumo de energía se mostrará en primera instancia por pozo y luego se sumarán para obtener el total de Campo B.

- **Pozo B-01.** La **Tabla 88**, y **Tabla 89** muestran los consumos de energía anuales en KVA y kW y sus costos asociados, para mantener una producción de 423 barriles de crudo al día, durante los 3 años con la tecnología estándar de levantamiento y la tecnología REDLift® respectivamente.

Tabla 88. Consumo de energía del Pozo B-01 con la tecnología estándar.

Pozo B-01	BOMBA ESTÁNDAR GP4-1250					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.080	365	75.90	60.50	116.16	42,398.40
AÑO 2	0.086	365	82.40	66.10	135.80	49,565.48
AÑO 3	0.092	365	88.90	72.20	158.71	57,929.38

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

Tabla 89. Consumo de energía del Pozo B-01, con la tecnología REDLift®

Pozo B-01	BOMBA REDLift H1250					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.080	365	72.50	59.50	114.24	41,697.60
AÑO 2	0.086	365	79.20	65.00	133.54	48,740.64
AÑO 3	0.092	365	86.10	71.30	156.73	57,207.26

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

- **Pozo B-02.** La **Tabla 90**, y **Tabla 91** muestran los consumos de energía anuales en KVA y kW y sus costos asociados, para mantener una producción de 201 barriles de crudo al día, durante los 3 años con la tecnología estándar de levantamiento y la tecnología REDLift® respectivamente.

Tabla 90. Consumo de energía del Pozo B-02 con la tecnología estándar.

Pozo B-02	BOMBA ESTÁNDAR GP4-3000					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.08	365	196.4	154	295.68	107,923
AÑO 2	0.0856	365	202.9	159.2	327.06048	119,377
AÑO 3	0.091592	365	209.8	163.5	359.407008	131,184

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

Tabla 91. Consumo de energía del Pozo B-02, con la tecnología REDLift®

Pozo B-02	BOMBA REDLift H3000					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.08	365	198.1	162.8	312.576	114,090
AÑO 2	0.0856	365	204.6	168.6	346.37184	126,426
AÑO 3	0.091592	365	211.4	174.6	383.80712	140,090

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

- **Pozo B-03.** La **Tabla 92**, y **Tabla 93** muestran los consumos de energía anuales en KVA y kW y sus costos asociados, para mantener una producción de 320 barriles de crudo al día, durante los 3 años con la tecnología estándar de levantamiento y la tecnología REDLift® respectivamente.

Tabla 92. Consumo de energía del Pozo B-03 con la tecnología estándar.

Pozo B-03	BOMBA ESTÁNDAR GP4-650A					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.08	365	83.9	64	122.88	44,851
AÑO 2	0.0856	365	90.4	69.9	143.60256	52,415
AÑO 3	0.091592	365	97.3	76.2	167.5034496	61,139

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019..

Tabla 93. Consumo de energía del Pozo B-03, con la tecnología REDLift®

Pozo B-03	BOMBA REDLift H675					
Periodo	USD/KW*h	Días del año activo	KVA consumidos	KW consumidos	Costo de energía (USD/día)	Costo de energía anual (USD)
AÑO 1	0.08	365	83	68.3	131.136	47,865
AÑO 2	0.0856	365	89.7	73.8	151.61472	55,339
AÑO 3	0.091592	365	96.4	80.4	176.73592	64,509

Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Reaver-Summit ESP.2019.

Finalmente al sumar los costos de energía anual de cada uno de los pozos, para cada uno de los años de análisis, se obtiene el total de dinero que debe

desembolsar la empresa operadora por la operación de los sistemas de levantamiento en el Campo B.

Dichos consumos anuales tanto para la tecnología estándar como para la tecnología REDLift® se muestran en la **Tabla 94**.

Tabla 94.Total costos de energía anuales del Campo B.

CAMPO B	SISTEMA ESTÁNDAR	SISTEMA REDLift
Periodo	Costo de energía anual (USD)	
AÑO 1	\$ 195,173	\$ 203,652
AÑO 2	\$ 221,357	\$ 230,506
AÑO 3	\$ 250,252	\$ 261,805

Fuente: elaboración propia. 2019.

4.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera de éste trabajo de grado tiene como objetivo determinar la viabilidad económica de implementar una nueva tecnología en bombeo electrosumergible en dos campos diferentes, teniendo en cuenta la inversión necesaria para la adquisición y funcionamiento del sistema y los costos de energía asociados a su operación.

4.3.1 Valor Presente Neto (VPN). El valor presente neto es un indicador financiero que permite medir o determinar la viabilidad de una inversión o un proyecto en términos de rentabilidad y ganancia, debido a que expresa todos los ingresos y egresos tanto presentes como futuros en su valor equivalente en unidades monetarias actuales. Éste indicador se calcula por medio de la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN = -INV + \sum_{t=i}^n \frac{Vt}{(1-i)^n}$$

Fuente: elaboración propia, basado en GRANDEL, María. Como calcular el valor presente neto. Ejemplos. 2018.

Donde:

- Inversión inicial previa (INV): Valor del desembolso inicial que la empresa hace en el momento de efectuar el proyecto
- Flujos netos de efectivo (Vt): Representa la diferencia entre los ingresos y gastos generados en un proyecto de inversión durante su vida útil.

- Tasa de descuento (i) o Tasa de interés de oportunidad. Es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. Refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente.
- n: Número de periodos que dura la evaluación financiera del proyecto.

Los criterios de decisión de acuerdo al resultado obtenido son:

- $VPN > 0$: El proyecto es económicamente viable debido a que se está generando beneficio o superando la rentabilidad mínima esperada teniendo en cuenta la tasa de descuento elegida.
- $VPN = 0$: El proyecto o inversión no generará beneficios ni pérdidas.
- $VPN < 0$: El proyecto no es económicamente viable, debido a que no está generando valor o beneficio, lo que significa que el proyecto no supera la rentabilidad mínima esperada teniendo en cuenta la tasa de descuento elegida.

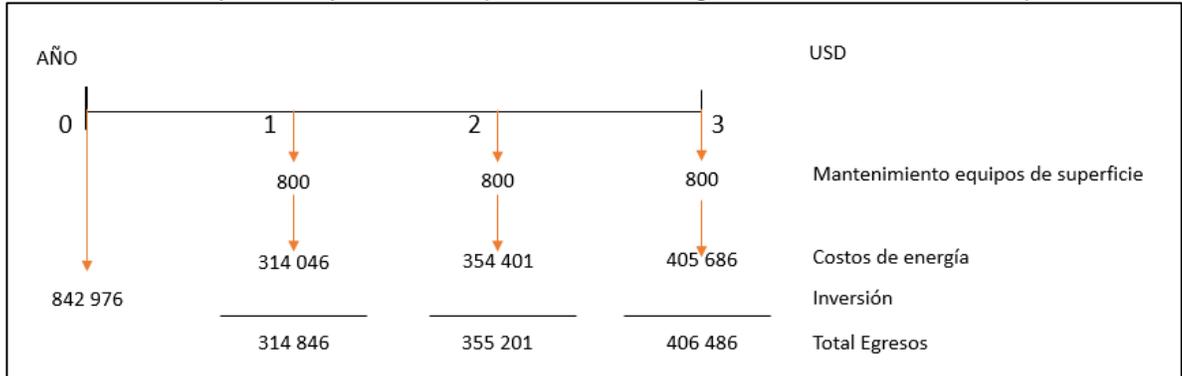
Para el cálculo del VPN de éste proyecto, como se dijo al principio del capítulo, se utiliza una tasa de interés de oportunidad TIO del 10% efectivo anual, con un periodo de evaluación de 3 años y el resultado se interpreta a cuánto vale el proyecto en dólares de hoy.

Se determina un VPN para cada una de las tecnologías con el fin de comparar cuál es económicamente más rentable en cada uno de los proyectos, es decir para cada Campo.

4.3.1.1 Campo A. Para poder determinar los flujos netos de efectivo del cálculo de VPN, es necesario en primera instancia, realizar un flujo de caja efectivo para el proyecto, el cual se obtiene de sumar los egresos (flechas rojas) que representa el proyecto, como se muestra en la **Gráfica 12** para el sistema estándar y en la **Gráfica 13** para el sistema REDLift®.

Finalmente teniendo los flujos netos de efectivo, se calcula el VPN para cada una de las tecnologías y se comparan sus valores.

Gráfica 12. Flujo de caja efectivo para la tecnología estándar en el Campo A.

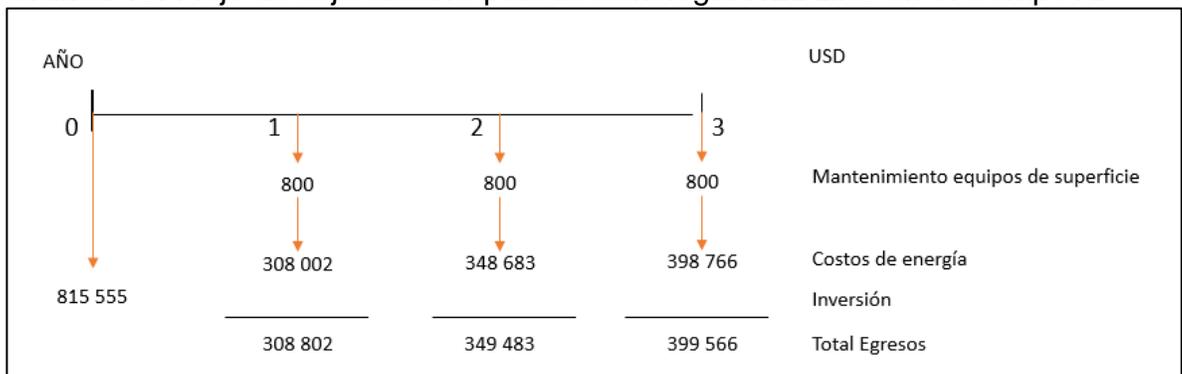


Fuente: elaboración propia. 2019

$$VPN = -842\,976 + \frac{-314\,846}{(1 - 0.10)} + \frac{-355\,201}{(1 - 0.10)^2} + \frac{-406\,486}{(1 - 0.10)^3}$$

$$VPN \text{ Sistema Estandar} = -1'728\,152$$

Gráfica 13. Flujo de caja efectivo para la tecnología REDLift® en el Campo A.



Fuente: elaboración propia. 2019.

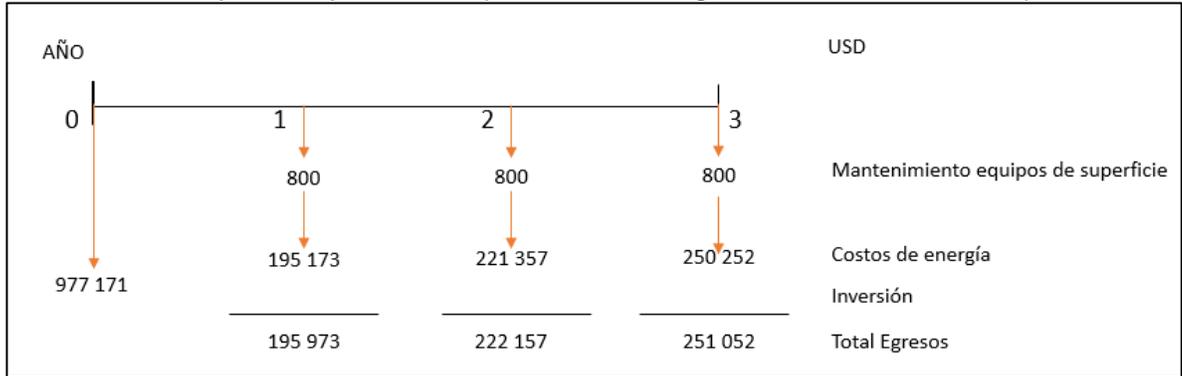
$$VPN = -815\,555 + \frac{-308\,802}{(1 - 0.10)} + \frac{-349\,483}{(1 - 0.10)^2} + \frac{-399\,566}{(1 - 0.10)^3}$$

$$VPN \text{ Sistema Estandar} = -1'685\,312$$

4.3.1.2 Campo B. Para poder determinar los flujos netos de efectivo del cálculo de VPN, es necesario en primera instancia, realizar un flujo de caja efectivo para el proyecto, el cual se obtiene de sumar los egresos (flechas rojas) que representa el proyecto, como se muestra en la **Gráfica 14** para el sistema estándar y en la **Gráfica 15** para el sistema REDLift®.

Finalmente teniendo los flujos netos de efectivo, se calcula el VPN para cada una de las tecnologías y se comparan sus valores.

Gráfica 14. Flujo de caja efectivo para la tecnología estándar en el Campo B.

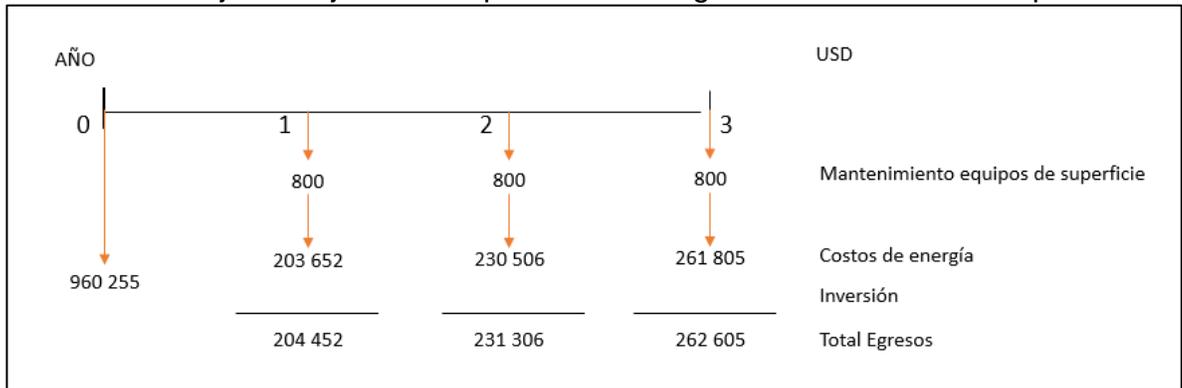


Fuente: elaboración propia. 2019

$$VPN = -977\,171 + \frac{-195\,973}{(1 - 0.10)} + \frac{-222\,157}{(1 - 0.10)^2} + \frac{-251\,052}{(1 - 0.10)^3}$$

$$VPN \text{ Sistema Estandar} = -1'527\,548$$

Gráfica 15. Flujo de caja efectivo para la tecnología REDLift® en el Campo B.



Fuente: elaboración propia. 2019.

$$VPN = -960\,255 + \frac{-204\,452}{(1 - 0.10)} + \frac{-231\,306}{(1 - 0.10)^2} + \frac{-262\,605}{(1 - 0.10)^3}$$

$$VPN \text{ Sistema Estandar} = -1'534\,582$$

4.4 CONCLUSIONES EVALUACIÓN FINANCIERA

4.4.1 Campo A. Al analizar en primera instancia la inversión inicial que tiene que hacer la empresa operadora para adquirir cualquiera de las dos tecnologías, se puede ver en la **Tabla 74**, que los componentes de la tecnología REDLift® son más económicos que los de la tecnología estándar, generando un ahorro de 27.4 mil dólares en solo la compra del nuevo sistema.

Por otro lado, de la **Tabla 86** se puede evidenciar que para los tres pozos, el consumo de energía es mucho menor con el sistema REDLift® que con el sistema estándar en casi 6 mil dólares en promedio para cada pozo por año, indicando que si se presenta una eficiencia operativa con la implementación del nuevo sistema en éste campo, ya que se puede producir igual cantidad de fluido con menor consumo de energía o mayor cantidad de fluido con el mismo consumo del sistema estándar.

Finalmente, desde el punto de vista financiero, con el cálculo del VPN, la mejor opción para la compañía es implementar las bombas electrosumergibles REDLift® en los tres pozos del Campo A, teniendo en cuenta que en dólares de hoy representa un ahorro en los próximos tres años de 42 840 dólares para la empresa con respecto a la tecnología actual. Dicho ahorro se origina tanto de la disminución de kilowatts empleados en la producción de barriles de fluido, como de la disminución en la inversión en la compra del equipo nuevo.

4.4.2 Campo B. Al igual que para el Campo A, para el campo B la inversión inicial para adquirir el sistema REDLift® es 16 916 dólares menor que la inversión para adquirir la tecnología estándar, lo que se puede deber a reducción de costos en materiales y en mano de obra. La reducción en ésta inversión no es tan notoria como en el del Campo A, debido a que inicialmente no se consideró necesaria la implementación de componentes más robustos y separadores de gas en el diseño estándar, pero según los datos de reservorio en la implementación de la tecnología REDLift® si deberían considerarse para obtener una mayor eficiencia del sistema.

Por otro lado, en la **Tabla 93** se puede evidenciar que los consumos de energía de los sistemas REDLift® son mayores que los consumos por parte del sistema estándar, indicando que la tecnología REDLift® no es tan eficiente operacionalmente comparada con la estándar para los caudales deseados de los pozos del campo.

Finalmente, desde el punto de vista financiero, con el cálculo del VPN, la mejor opción para la compañía podría ser, seguir implementando las bombas electrosumergibles estándar en los tres pozos del Campo B, teniendo en cuenta que en dólares de hoy representa un ahorro en los próximos tres años de 7 034 dólares para la empresa con respecto a la tecnología nueva, el cual se origina principalmente de la de la disminución de kilowatts empleados en la producción de barriles de fluido.

5. CONCLUSIONES

- Se diseñaron sistemas de bombeo electrosumergible REDLift® análogos a los sistemas de bombeo electrosumergible estándar que se encuentran instalados actualmente en los 6 pozos seleccionados, para que se simulara su operación en las mismas condiciones operacionales que las estándar, sin optimizar su funcionamiento o capacidad.
- Las gráficas resultantes del análisis nodal permitieron analizar y determinar los puntos de operación de los pozos con sus sistemas de levantamiento, evidenciando que en los Pozos A-03, B-01, B-02 y B-03, los diseños iniciales no fueron los indicados, debido a que las bombas están sobredimensionadas con respecto a la producción deseada por el cliente, haciendo que éstas trabajen en condiciones de Upthrust y Downthrust y sus consumos no sean eficientes.
- Se evidencia que la tecnología REDLift® para las bombas de 3000 BFPD de capacidad no presentan cambio en el levantamiento por etapa y que para las bombas de 1250 BFPD y 675 BFPD de capacidad, el levantamiento por etapa es mayor en las bombas estándar que en las bombas de nueva tecnología, dando un promedio de 1.28% de menor levantamiento por etapa para la última.
- La frecuencia de operación en las bombas REDLift® de 3000 BFPD disminuye con respecto a las bombas estándar en un promedio de 0.72%, pero en las bombas de 1250 BFPD y 675 BFPD, la frecuencia de la nueva tecnología aumenta un 0.43%, dando en general de la tecnología una reducción de 0.29%.
- Adicionalmente, hay una reducción de un 1.14% en la potencia requerida en los pozos A-01, A-02 y A-03 con la implementación de la nueva tecnología con respecto a la tecnología estándar, pero para los pozos de Ecuador (B-01, B-02, B-03) hay un aumento del 1.46% en el requerimiento de potencia con la nueva tecnología, dando en promedio para los 6 pozos un aumento del 0.32% en el requerimiento de potencia en el sistema REDLift® que con el sistema estándar.
- En cuanto al consumo de energía, en los pozos de Colombia donde hay un requerimiento de potencia menor con la tecnología REDLift®, hay un ahorro promedio en el consumo de energía de 2,72 USD diarios, mientras que en la mayoría de pozos de Ecuador se presenta un mayor consumo de energía indicando un gasto adicional con la implementación del nuevo sistema, llegando a un máximo de 16.86 USD/día en el pozo B-02.
- Con respecto a la longitud del motor, se puede ver que efectivamente todos los motores TITAN de la tecnología REDLift® presentan una longitud en promedio 43% menor que la tecnología estándar, indicando que los rotores tienen mayor potencia por unidad y por ende se necesitan en menor cantidad para cumplir con los requerimientos operacionales.

- Se concluye que una selección adecuada de los equipos de bombeo electrosumergible para los requerimientos de producción, determina la eficiencia y el beneficio de la tecnología REDLift® frente a la tecnología estándar.
- Los insertos de carburo de tungsteno y la configuración compresora de las bombas REDLift® permiten extender los rangos de operación y la vida útil de los equipos, evitando fallas mecánicas asociadas a operaciones en condiciones de Upthrust y Downthrust o condiciones de pozo y permitiendo su buen funcionamiento en situaciones de incertidumbre, donde no se conocen muy bien las condiciones del pozo y su producción.
- En el análisis financiero se evidencia que la inversión inicial para la compra de los equipos REDLift® es menor en ambos campos comparada con la inversión para la adquisición de los equipos estándar, dando un ahorro de 27 mil dólares en el Campo A y 16 mil dólares en el Campo B, el cual se debe a que el costo de mano de obra, producción y ensamble fue considerablemente reducido por parte de la empresa soporte para su implementación sin afectación en la calidad el producto.
- Financieramente, en términos del VPN para Colombia, la mejor opción para la compañía es implementar las bombas electrosumergibles REDLift® en los tres pozos del Campo A, ya que se obtiene un VPN de 1'685 312 USD para la implementación de la tecnología REDLift®, frente a un VPN de 1'728 152 USD para la implementación de la tecnología estándar, evidenciando un ahorro en los próximos tres años de 42 840 dólares para la empresa con respecto a la tecnología actual.
- Financieramente para Ecuador, en términos del VPN la mejor opción es continuar con la tecnología estándar debido a que los consumos de energía son mayores con la tecnología REDLift®, dando un VPN de 1'527 548 USD frente a un VPN de 1'534 582 del sistema actual, indicando que no hay un ahorro con la implementación de la nueva tecnología, sino que la empresa operadora tendría que invertir 7 034USD adicionales para adquirirla y operarla.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer la comparación de las tecnologías con los diseños óptimos del sistema de bombeo electrosumergible a partir de la producción requerida de los pozos, ya que la eficiencia y consumo de las mismas depende de la condición o punto en el que el sistema esté operando dentro del rango de operación recomendada.
- Para los pozos de Ecuador B-01, B-02 que trabajan en condiciones de Downthrust y para el pozo B-03 que trabaja en Upthrust, se recomienda:
 - ✓ Para el pozo B-01 seleccionar una bomba de 850 BFPD de la tecnología REDLift® con un motor Titan de 84 HP, 2183 V y 26 A, para que opere con una frecuencia de 58.77 Hz consumiendo 84.9KVA y 62kW, con el fin de compararla con la bomba GP4-850^a Floater de la tecnología estándar cuya frecuencia de operación sería 59.39 Hz con un consumo de 91.7 KVA y 71 kW; representando un ahorro de casi 17 USD/día con la implementación de la nueva tecnología y finalmente evidenciando que una buena selección de equipos para los requerimientos de producción, determina la eficiencia y el beneficio de la tecnología REDLift® frente a la estándar.
 - ✓ Para el pozo B-02, hacer la evaluación de la nueva tecnología con una bomba REDLift® H2300 y un motor de 180 HP, 2682V y 43 A, que opere a 60 Hz, cuyo consumo se aproximaría a 175.3 KVA y 123.5 kW, comparándola con una bomba estándar (GP4-2200 Floater) la cual a la misma frecuencia tendría un consumo aproximado de 179.3 KVA y 127.7 kW, valores mayores a los obtenidos con el nuevo sistema, representando un ahorro diario de casi 8USD/día con su implementación.
 - ✓ Para el pozo B-03, hacer la evaluación de la nueva tecnología con una bomba REDLift® de 850 BFPD de la tecnología REDLift® con un motor Titan de 84 HP, 2102 V y 26 A, para que opere con una frecuencia de 52.07 Hz consumiendo 70.9KVA y 51.9 kW, con el fin de compararla con la bomba GP4-850^a Floater de la tecnología estándar cuya frecuencia de operación sería 52.77 Hz con un consumo de 78.2 KVA y 59.3 kW; representando un ahorro de casi 14 USD/día con la implementación de la nueva tecnología y finalmente evidenciando que una buena selección de equipos para los requerimientos de producción, determina la eficiencia y el beneficio de la tecnología REDLift® frente a la estándar.
- Se recomienda evaluar el rendimiento del sistema de bombeo electrosumergible REDLift® en una población de pozos significativamente mayor, para no solo obtener resultados más confiables y precisos sino además evaluar su comportamiento en condiciones de operación y de reservorio diferentes a las planteadas en los dos Campos del proyecto.

- Se recomienda modificar la evaluación anualmente, mediante la adición de más pozos de cada uno de los campos y hacer extensiva la evaluación del sistema REDLift® a otros clientes de Halliburton ALS.
- Se recomienda hacer una evaluación del comportamiento del sistema REDLift® una vez instalada en los pozos, con el fin de determinar qué tan cercanos son los datos teóricos arrojados por el simulador a las condiciones reales de operación, permitiendo hacer ajustes en futuras estimaciones y reducir la incertidumbre al momento de la toma de decisiones.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA, Jorge Enrique; GUATAME, Rafael.; CAICEDO, Juan Carlos.; CÁRDENAS, Jorge. INGEOMINAS. Mapa Geológico de Colombia Plancha 245 Girardot. [en línea]. 2002. p. 14. [Consultado 23 Octubre 2018]. Disponible en internet:
<http://recordcenter.sgc.gov.co/B4/13010010002474/documento/pdf/0101024741101000.pdf>

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO. Boletín Estadístico 2016. Ecuador. [en línea]. 2016. P. 14. [Consultado 23 Octubre 2018]. Disponible en internet en: <http://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/boletin-estadistico/2016/BOLETIN-2016-V2.pdf>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Catálogo Ronda Colombia 2009. [en línea]. 2009. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en Internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20(PDF).pdf)

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos. No. 019. [en línea]. 2012. VIM 15. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet en: <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/CONTRATOS%20FIRMADOS%20EP%20y%20TEAS/CONTRATOS%20EyP%20TEAS%20%20%202012/CTO%20EyP%20VIM%2015%202012.pdf>

AMARIS, O, MONTOYA, J.M, DURÁN, B. Guando Fiel: Underpressure-Fiel Development, Part II. Paper SPE-121510-MS. De: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena, Colombia, 31 Mayo y 3 Junio, 2009. P 1-10

ARIZA, H. ROJAS, C. RIVERA, V. TORRES, F. Decreasing Well Downtime in Guando Oil Field by Using Continuous Sucker Rod. Paper SPE-102744-MS. De: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. USA. 24–27 Septiembre 2006. P 1-10.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO. Informe estadístico petróleo. Hoja Prod x Campo bpdc. [en línea]. 2017. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/271-informe-estadistico-petrolero-actualizado-marzo.html>.

ASPEN. J. LITHERLAND, M. The geology and Mesozoic collisional history of the Cordillera Real, Ecuador. Tectonophysics. 1992. P 187-204. Citado por REATIQUI, J. Columna estratigráfica Oriente Ecuatoriano. Simulación de Yacimientos, Escuela Politécnica Nacional. [en línea]. 2015. P. 6. [Consultado 24 Octubre 2018].

Disponible en internet en:
<https://www.academia.edu/17965740/COLUMNA ESTRATIGRAFICA ORIENTE ECUATORIANO>

BABY, Patrice, RIVADENEIRA, Marco, BARRAGÁN, Roberto. Capítulo 2: Historia de la exploración y principales campos petroleros de la petroproducción. En: La Cuenca de Oriente: Geología y Petróleo. Nueva edición. [en línea]. Lima: Instituto Francés de Estudios Andinos, 2004. [Consultado 25 Octubre 2018]. Disponible en Internet: <<http://books.openedition.org/ifea/2971>>. ISBN: 9782821840454. DOI: 10.4000 / books.ifea.2971.

BENAVIDES, Evelyn, TREJO, Pablo. Aplicación de completaciones tipo Commingled sensadas para incremento de la producción de petróleo en el Campo VHR. Trabajo de grado. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito, Julio 2012.

BREMNER, Chad, HARRIS, Grant. et. al. Tecnologías en Evolución: Bombas eléctricas sumergibles. En: Oilfield Review. [en línea]. Marzo- Mayo, 2007, vol. 19. no.1,. p. 34-49. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/spr07/p34_49.pdf .

BUITRAGO. Raúl. Estudio de factibilidad técnico-financiero para un piloto de inyección de agua in-fill en Campo Maduro de la Cuenca del Valle superior del Magdalena mediante simulación de yacimientos. Trabajo de grado. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2017. p. 50

CABALLERO. Cecilia. Estructuras Sedimentarias. [en línea]. UNAM. P. 1-60. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet en: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/13EstructurasSedim.pdf>

CARRERA. Daniela. Sección Balanceada del Flanco Occidental de la Cordillera Oriental en las inmediaciones de los Municipios Villarrica y Cuday en la Sub-Cuenca de Girardot, Valle Superior del Magdalena. Trabajo de Grado. Universidad Eafit. Escuela de Ingeniería-Geología. Medellín. [en línea]. 2015. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet en: https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/8246/Daniela_CarreraOrtiz_2015.pdf?sequence=2. Modificado por el autor.

CARRILLO. Santiago, YUNDA, Marco. Redimensionamiento de las facilidades de producción del Campo. Trabajo de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. [en línea]. 2008. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8685>.

CORTOLIMA. Caracterización geológica, de amenazas y minera de la Cuenca. [en línea]. P. 165. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet: http://www.cortolima.gov.co/sites/default/files/images/stories/centro_documentos/pom_prado/diagnostico/g26.pdf

CORDERO. Santiago. Metodología para la identificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y datos de laboratorio del Campo Colibrí, Octubre 2013. Trabajo de Grado. Universidad Central de Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Carrera de Ingeniería de Petróleos. [en línea].2013. [Consultado 24 Agosto 2018]. Disponible en internet en: <https://docplayer.es/11965922-Universidad-central-del-ecuador-facultad-de-ingenieria-en-geologia-minas-petroleos-y-ambiental-carrera-de-ingenieria-de-petroleos.html>. Modificado por el autor.

DE FREITAS, L.C.S, AMARIS, O, GOMES, H-P, PEREIRA, J.R.B. Guando Fiel: Underpressure-Fiel Development, Paper SPE-94569-MS. De: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 20-23 Junio. 2005 P 5.

ECOPETROL. Información financiera. Resultados Trimestrales 2018. [en línea].2019. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet en: https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/informacion-financiera/resultados-trimestrales!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLQIMHd09DQy9DcxdjA0cjRwNvdzcTUMNvlz0C7ldFQFR7XBj/.

ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA. [en línea]. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet en: <https://www.britannica.com/science/limestone>

EPETROECUADOR. 40 Años construyendo el desarrollo del país 1972-2012. Informe estadístico. Ecuador. [en línea]. 2013. P. 59-62. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet en: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/40-A%C3%B1os-Construyendo-el-Desarrollo-del-Pa%C3%ADs.pdf>

ESPINOSA, Jorge Iván, MURILLO, Cindy Carolina. Evaluación del campo de patrón de inyección de agua a partir de una simulación numérica de yacimientos en las areniscas inferiores de la formación Guadalupe en el Campo Guando. Trabajo de grado. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2012. p. 36

ESTUPIÑAN, Jenny, PERMANYER, Albert, MARFIL, Rafaela. Caracterización geoquímica del petróleo de los reservorios de la Fm Napo del Cratácico (Ecuador) y su relación con las lutitas intercaladas como roca generadora de hidrocarburos. Geogaceta, 46 [en línea]. 2009. 155-158 ISSN: 0213683X. p. 38. [Consultado 24

Octubre 2018]. Disponible en internet:
<http://www.sociedadgeologica.es/archivos/geogacetas/geo46/art39.pdf>

FAUCHER, SAVOYAT, 1973. Citado por ENVIROTEC. Estudio de impacto y plan de manejo ambiental de la ampliación del Roda para la evaluación de crudo desde el campo Platanillo hasta la estación VHR bloque 58. Informe borrador. Petroamazonas EP. [en línea]. Noviembre 2015. P. 63. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en Internet: <https://maesucumbios.files.wordpress.com/2015/12/estudio-de-impacto-ambiental-y-plan-de-manejo-ambiental-de-la-ampliacic3b3n-del-roda-para-la-evacuaciac3b3n-de-crudo-desde-el-campo-platanillo-hasta-la-estaciac3b3n-vhr-bloque-58.pdf>

FLORES, Washington. Interpretación geológica de la arenisca T Superior en la zona Noreste de la Cuenca de Oriente. Trabajo de grado. Universidad Central de Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Quito. [en línea]. Septiembre 2016. P. 13. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/6984/1/T-UCE-0012-28.pdf>

FUQUEN, Jaime Alberto, OSORNO, José Fernando. INGEOMINAS. Geología de la plancha 303 Colombia, Departamentos del Huila, Tolima y Meta. [en línea]. 2002. P. 34. [Consultado 23 Octubre 2018]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/33890967/Geologia-Del-Tolima>

GRANEL, María. Como calcular el valor presente neto. Ejemplos. [en línea]. 2018. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en: <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valorpresente-neto-ejemplos>

GRIEM, Wolfgang. MUSEO VIRTUAL. Chile. [en línea]. 2005. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet en: <http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap04g.html>

HALLIBURTON. In North Dakota (the Bakken), Halliburton's Electrical Submergible Pump (ESP) with Q-MAX Gas Bypass dramatically beat the competition in dradown and production [en línea]. Estados Unidos, 2014. H010933. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet: http://www.halliburton.com/public/artificial_lift/contents/Case_Histories/Case-Study-Q-MAX-Bakken.pdf

HALLIBURTON. Permian operator's success with Halliburton's REDlift system starts rod lift system replacement. [en línea]. Estados Unidos, 2015. p 1-2. H011623. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet: http://www.halliburton.com/public/artificial_lift/contents/Case_Histories/Case-Study-REDLift-Permian.pdf

HALLIBURTON. REDlift™ XT Production System [en línea]. Estados Unidos, 2016. H012125. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/artificial-lift/redlift-xt.page?node-id=hfqelabu>,
http://www.halliburton.com/public/artificial_lift/contents/Brochures/web/REDLift-XT-Production-System-Brochure.pdf

HEDBERG. Hollis. GUÍA ESTRATIGRÁFICA INTERNACIONAL: Guía para la clasificación, terminología y procedimientos estratigráficos. [en línea]. Reverte, 1980. P. 205. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: https://books.google.com.co/books?id=U0UM6XC38K0C&dq=MIEMBRO+FORMACIONES&hl=es&source=gbs_navlinks_s

HETTNER (A.), 1894 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. [en línea]. 1968. p. 498. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en Internet: <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-j-deporta.pdf>

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y GAS. Sistemas Petroleros de la Cuenca Oriente, Ecuador. [en línea]. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet en: https://www.researchgate.net/publication/303851380_Sistemas_Petroleros_de_la_Cuenca_Oriente_Ecuador

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153P.

INVESTOPEDIA. Capital Expenditure (CAPEX). [en línea]. 2018. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet: <https://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp>

JAILLARD. E, La Sedimentación en los Deltas los Estuarios y las Cuencas Sedimentarias. Curso de Capacitación del Convenio ORSTOM-Petroperú. 1997.

LECKIE, D.A, DE ARMAS, J.M, DU TOIT, C. GLAZEBROOK, K. GOMEZ, E. Paleogeographic Implications Of The Lower Guadalupe (Dura) Formation In The Guando Oil Field, Colombia. En: 8vo Simposio Bolivariano- Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. 21, Septiembre, 2013. Organización ACGGP. 2013. P. 68-80.

MC CARTHY. Kevin, ROJAS. Katherine et al. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Oilfield Review. No. 2. [en línea]. 2011. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet en:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/sum11/03_basic_petro.pdf

MINISTERIO DE AGRICULTURA Y GANADERÍA. Coordinación General del Sistema de Información Nacional. [en línea]. 2017. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: http://geoportal.agricultura.gob.ec/geonetwork/srv/spa//resources.get?uuid=2d7e3b3a-b862-4280-a9d9-81ce3f1aae92&fname=m_arroz_periodo1_2017.jpg

MOJICA, J. FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Vallo Medio y Valle Superior del Magdalena- Geol. Colombiana No.17. Bogotá, Colombia. [en línea]. 1990. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet: <http://www.bdigital.unal.edu.co/31460/1/30633-110914-1-PB.pdf>.

MONROY, Carlos Alberto. Evaluación del desempeños de una nueva tecnología aplicada a los pozos con bombeo electrosumergible comparada con la tecnología estándar en los campos A, B, C, D, E y F de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2007

MORENO. German. Implementación del rediseño de la ingeniería para las operaciones de perforación en el bloque 54 de la Cuenca de Oriente del Ecuador. yacimientos en las areniscas inferiores de la formación Guadalupe en el Campo Guando. Trabajo de grado. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2016.

NAVARRO. Luz Jeny., CÓRDOBA., Fabio. Definición de eventos de generación de hidrocarburos en la Subcuenca de Girardot, Valle Superior del Magdalena, Colombia. Trabajo de grado. Bogotá. Universidad Nacional de Colombia y Ecopetrol. 2002.

PEREZ, G. & SALAZAR, A. (1978): Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe.- Geología Colombiana 10: 7-86. Universidad Nacional, Bogotá. Citado por GUERRERO, J. & SARMIENTO, G. Estratigrafía Física, Palinológica, Sedimentológica y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera.- Geología Colombiana. Bogotá. [en línea].1996. n. 20, p 20. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet: <http://www.bdigital.unal.edu.co/32042/1/31386-114094-1-PB.pdf>

POZO. Lenin. Captación y tratamiento del gas asociado al petróleo de los campos: Cuyabeno-Sansahuari, y VHR para su utilización como combustible en el sistema de generación eléctrica. Tesis de Maestría en Petróleo y Gas. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. [en línea]. 2012. p. 60. [Consultado 25 Octubre 2018]. Disponible en Internet:

<http://repositorio.educacionsuperior.gob.ec/bitstream/28000/1190/1/T-SENESCYT-000320.pdf>

PRODUCTION TECHNOLOGY. ESP: Pump Intake. Febrero 17. [en línea]. 2017. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: <https://production-technology.org/esp-pump-intake/>

REDA. Curso de Bombeo Electrosumergible. 1998. p. 1-208.

RINCÓN,G, GARZÓN, J.C, MORAES, J.J. Campo GUANDO, Primer Descubrimiento de la Antesala del siglo XXI en el Valle Superior del Magdalena, Colombia. En: 8vo Simposio Bolivariano- Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. 21, Septiembre, 2013. Organización ACGGP. 2013. P.111-122

ROVIRA, D. Arquitectura Estratigráfica de la Formación Areniscas Superiores del Grupo Guadalupe en el Campo Guando, Valle Superior del Magdalena. Memorias IX simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas.

RUIZ, Christian. Estudio de la eficiencia operativa de las bombas electricas sumergibles en base a las curvas de operación. Trabajo de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Ecuador. [en línea]. 2009. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/6233>.

SARMIENTO, G. Estratigrafía y medios de depósito de la Formación Guaduas. Boletín Geológico Volumen 32 N.1-3. INGEOMINAS Bogotá. 1994. Citado por AMAYA, E. MARIÑO, J. JARAMILLO, C. Litofacies y Ambientes de Acumulación de la Formación Guaduas, en la parte central de la Cordillera Oriental- Implicaciones Paleográficas. Revista boletín de Geología. Vol.32, No. 1. [en línea]. 2010. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/1006/3704>

SARMIENTO, L.F, RANGEL, A. Petroleum systems of the Upper Magdalena Valley, Colombia. En: Marine and Petroleum Geology. [en línea]. 2004. Vol 21. P. 373-391. Doi:10.1016/j.marpetgeo.2003.11.019. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en internet: <https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=eurekamag.com/pdf/019/019708164.pdf>

SCHEIBE ®. 1934 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. [en línea].1968. p. 498. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en Internet: <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-j-de-porta.pdf>

SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY EN ESPAÑOL. [en línea]. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com>

SENER. Secretaría de Energía. Glosario de términos petroleros. Estados Unidos Mexicanos. [en línea]. 2015. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINO_S_PETROLEROS_2015.pdf

SERVICIO GEOLÓGICO MEXICANO. Museo Virtual. [en línea]. [Consultado 16 Marzo 2019]. Disponible en internet en: <https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Rocas/Rocas-sedimentarias.html>

SIGCHO, Moisés. Estudio y Optimización del Modelo Integrado de pozos-redes en el Campo Víctor Hugo Ruales Mediante análisis nodal. Trabajo de grado. Quito.: Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería Química. Carrera de Ingeniería Química. [en línea]. 2017. P 9. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en: T-UCE-0017-0064-2017.pdf .

SUAREZ. Jaime. Deslizamientos y estabilidad de taludes en zonas tropicales. Bucaramanga, Ingeniería de Suelos Ltda. [en línea]. 1998. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: <http://www.erosion.com.co/deslizamientos-y-estabilidad-de-taludes-en-zonas-tropicales.html>

THE UNIVERSITY OF AUCKLAND. Geology rock & minerals. [en línea]. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: https://flexiblelearning.auckland.ac.nz/rocks_minerals/rocks/mudstone.html

TSCHOPP.HJ (1953) Oil Explorations in the Oriente of Ecuador. Bulletin of the AAPG. Vol 37. No. 10, 2303-2047 pp.

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID. Glosario Atlas de Petrología Sedimentaria. [en línea].2007. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: <https://webs.ucm.es/info/petrosed/glosario.html>

UNIVERSIDAD DE MÁLAGA. UCIENCIA. BANCO DE IMÁGENES. [en línea]. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: <http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Rocas-Sedimentaria-Arenitas.-Arenisca>

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Geología Estructural. [en línea]. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: www.medellin.unal.edu.co/~rrodriguez/geologia/estructural.htm

USCO. Museo Geológico de petróleo. [en línea]. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en:

<http://ingenieria.usco.edu.co/museo/index.php/investigacion-y-consulta/rocas-sedimentarias>

VALLEJO, Juan Carlos. Manual de Geología: Capítulo 9. Rocas Sedimentarias. Trabajo de la maestría en la Enseñanza de las Ciencias exactas y Naturales. Universidad Nacional de Colombia. Sede Manizales. [en línea]. 2014. P. 1-39. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet en: <http://bdigital.unal.edu.co/48418/37/rocassedimentarias.pdf>

VAN HOUTEN & TRAVIS 1968. 1934 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. [en línea].1968. p. 299. [Consultado 24 Octubre 2018]. Disponible en Internet: <https://lamineriaencolombia.files.wordpress.com/2015/09/lexico-estratigrafico-j-de-porta.pdf>

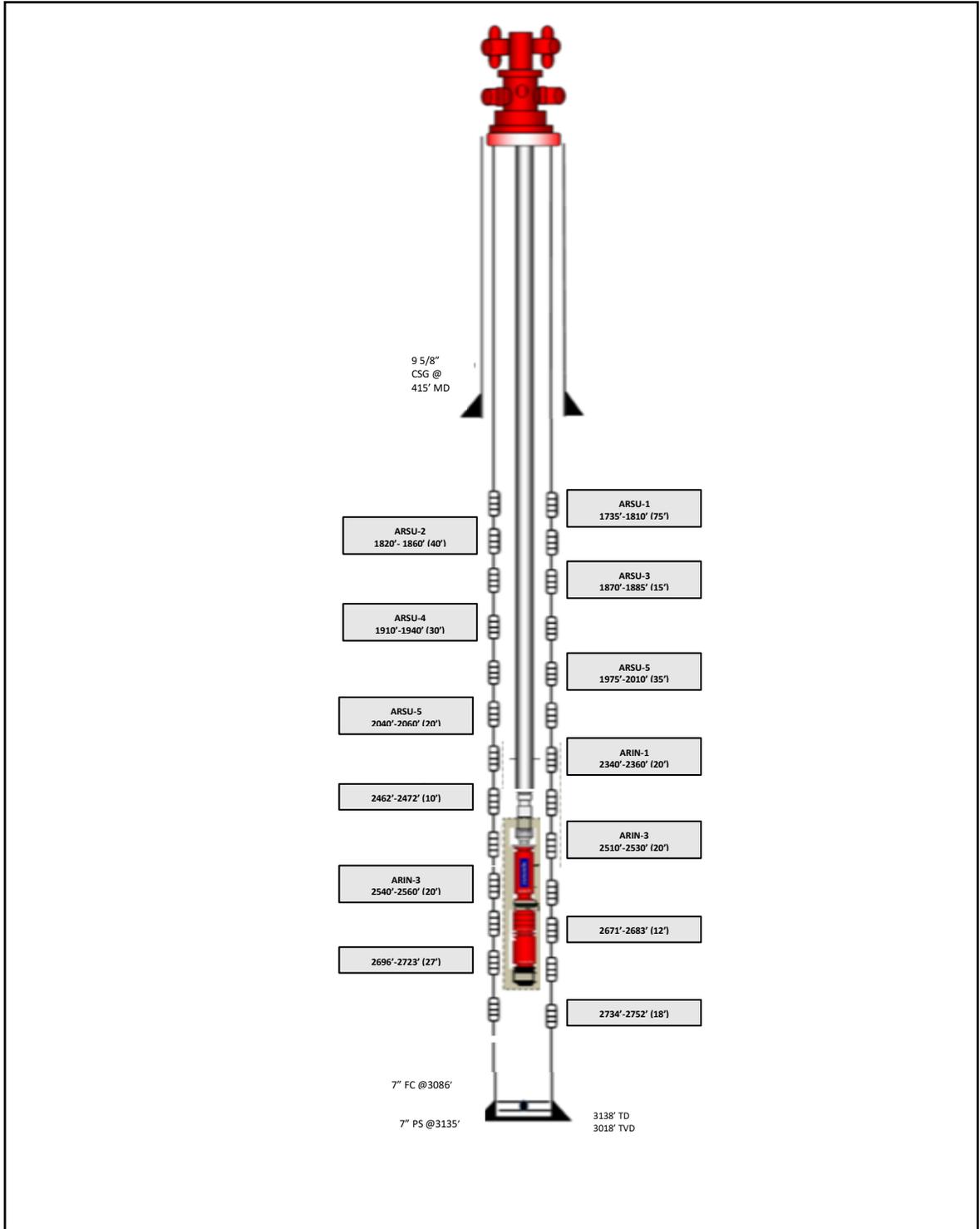
VELASCO, Luis Alberto. Diseño de un hidrociclón de separación de agua-petróleo en el fondo de los pozos, mediante hidrociclones para minimizar el agua de formación en superficie en el Campo VHR. Trabajo previo a la obtención de título de ingeniero de petróleos. Quito, Ecuador. Universidad tecnológica Equinoccial. 2016.

VERGARA. 1994. citado por FUQUEN, Jaime Alberto; OSORNO, Jose Fernando. INGEOMINAS. Geología de la plancha 303 Colombia, Departamentos del Huila, Tolima y Meta. [en línea]. 2002. p. 34. [Consultado 23 Octubre 2018]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/33890967/Geologia-Del-Tolima>

VON FLATERN, Rick. Bombas eléctricas sumergibles. En: Oilfield Review. [en línea]. Septiembre, 2015, Vol. 27. no 2. Serie de artículos introductorios. [Consultado 07 Diciembre 2018]. Disponible en internet: https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B

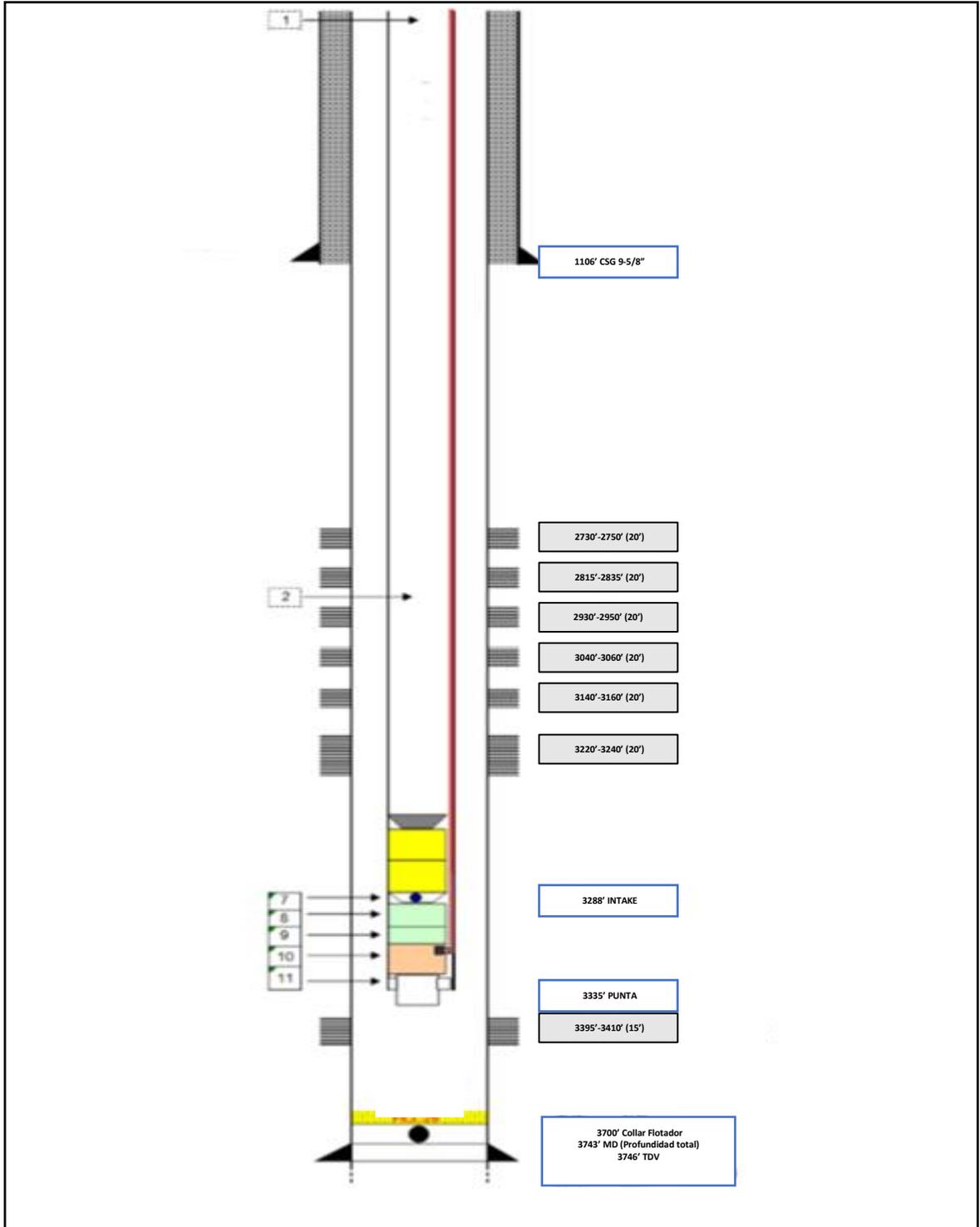
ANEXOS

ANEXO A ESTADO MECÁNICO POZO A-01.



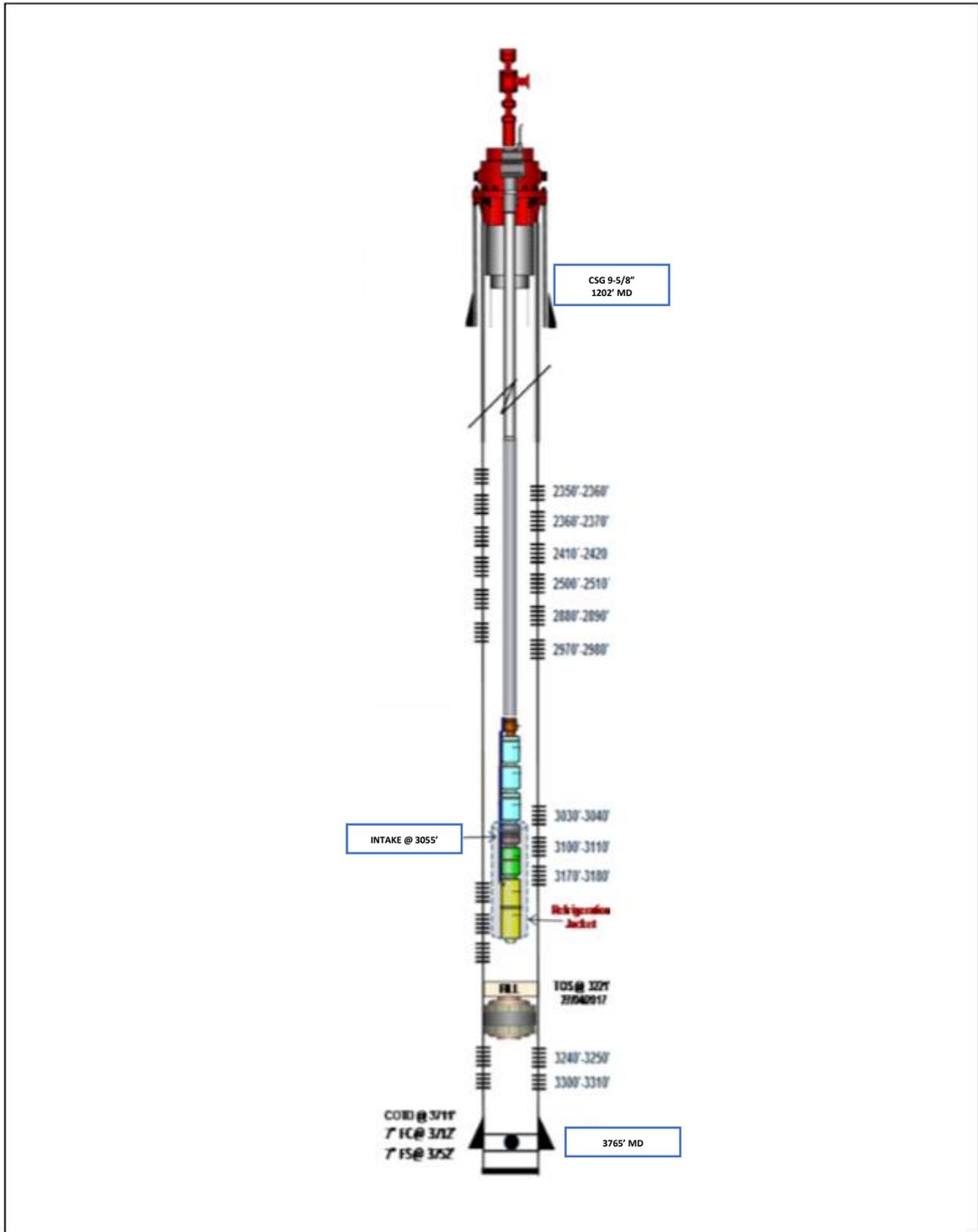
Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Artificial Lift. Seguimiento Pozos Redlift. 2018.

ANEXO B ESTADO MECÁNICO POZO A-02



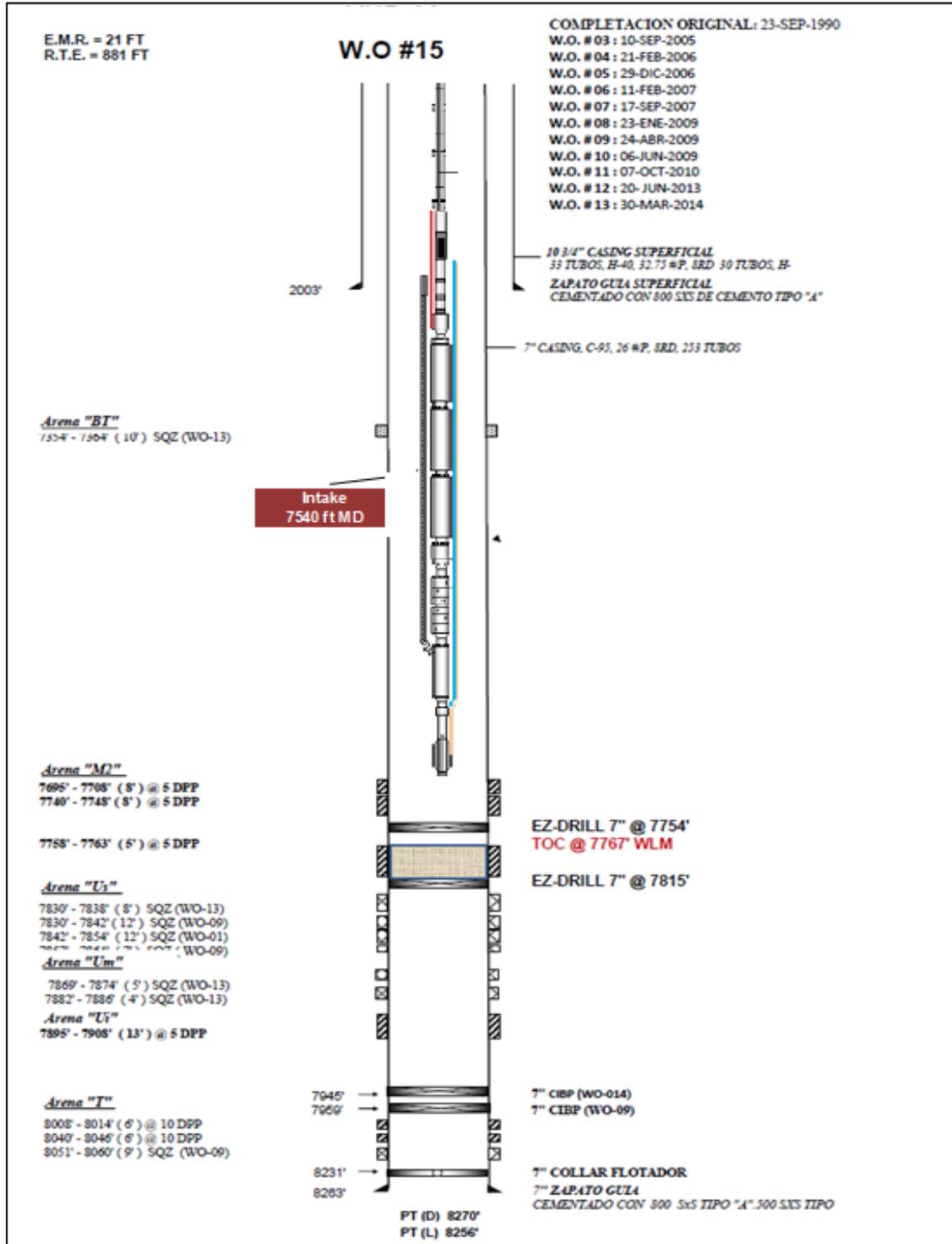
Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Artificial Lift. Seguimiento Pozos Redlift. 2018.

ANEXO C ESTADO MECÁNICO POZO A-03



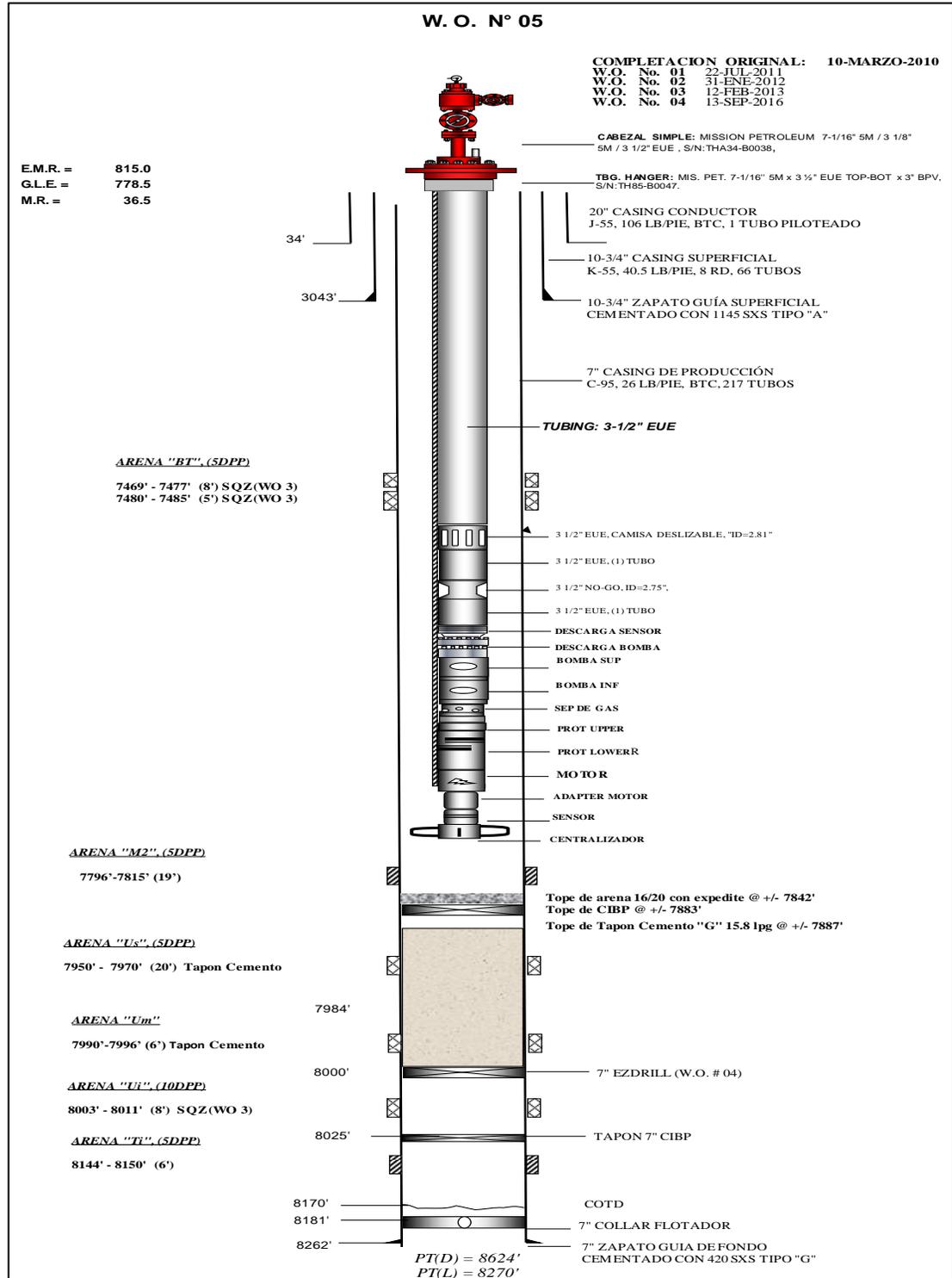
Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Artificial Lift. Seguimiento Pozos Redlift. 2018.

ANEXO D ESTADO MECÁNICO POZO B-01.



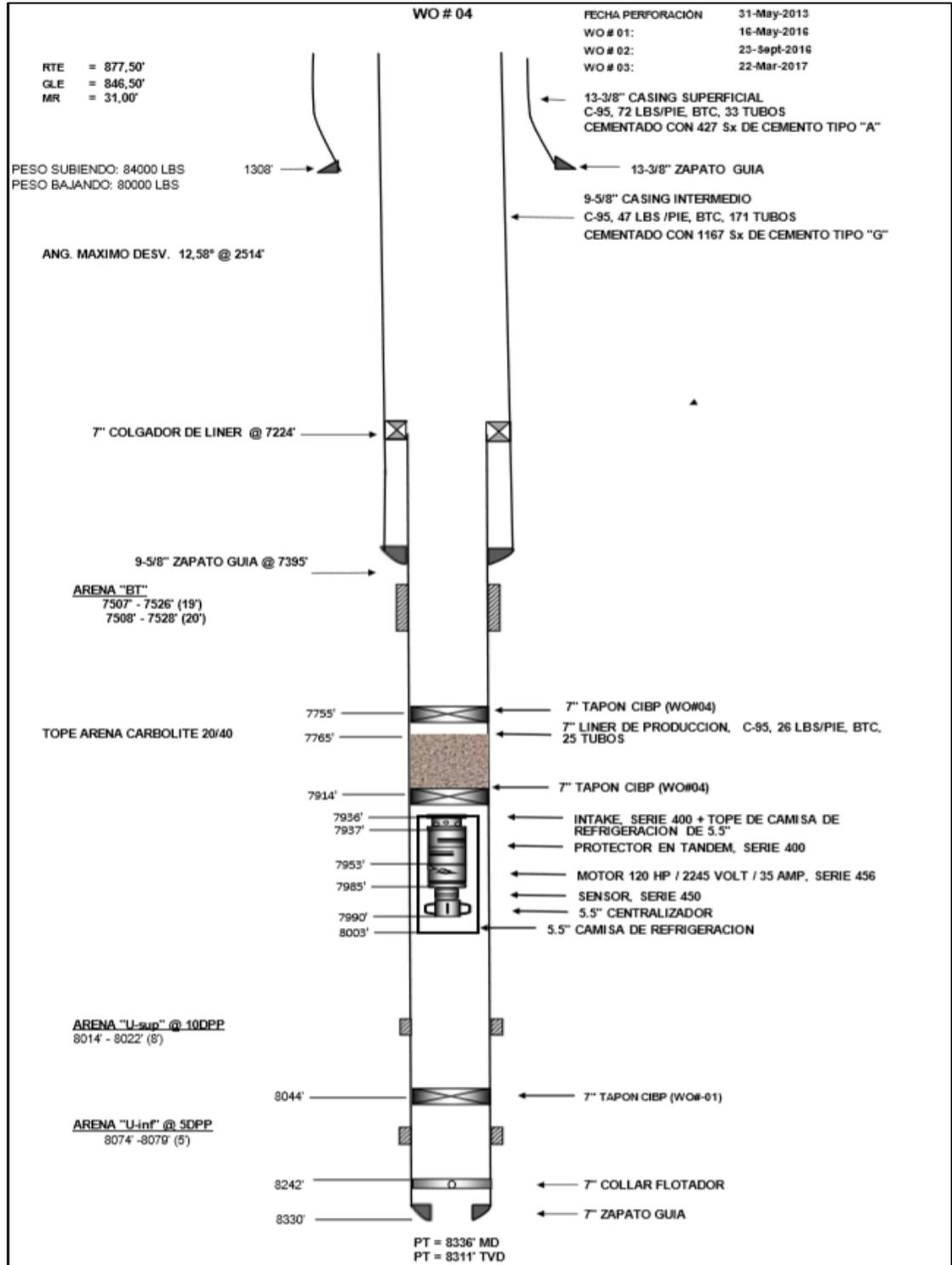
Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Artificial Lift. Seguimiento Pozos Redlift. Ecuador. 2018.

ANEXO E ESTADO MECÁNICO POZO B-02.



Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Artificial Lift. Seguimiento Pozos Redlift. Ecuador. 2018.

ANEXO F ESTADO MECÁNICO POZO B-03.



Fuente: elaboración propia, basado en HALLIBURTON. Artificial Lift. Seguimiento Pozos Redlift. Ecuador. 2018.