

**EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DEL RENDIMIENTO DE LOS
MOTORES DE IMANES PERMANENTE CON BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES DE ALTA EFICIENCIA DEL CAMPO A UBICADO EN
LA CUENCA LLANOS ORIENTALES**

MÓNICA MAYERLY COLORADO RÍOS

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DEL RENDIMIENTO DE LOS
MOTORES DE IMANES PERMANENTE CON BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES DE ALTA EFICIENCIA DEL CAMPO A UBICADO EN
LA CUENCA LLANOS ORIENTALES**

MÓNICA MAYERLY COLORADO RÍOS

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

**DIRECTOR
YILAN MATEUS
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
IVÁN PEÑALOZA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

ING. IVÁN PEÑALOZA

ING. JUAN DAVID RENGIFO

ING. JAIME FERNANDO ANARIZ

Bogotá, Agosto del 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ.

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA.

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA.

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI.

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos:

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO.

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.

Quiero dedicar este proyecto a mi abuela y familia quienes me han brindado todo lo necesario para emprender mi carrera profesional, al amor de mi vida que me fortalece todos los días para seguir en la búsqueda de mis metas personales y a los fieles acompañantes de mi vida

AGRADECIMIENTOS

En las etapas de la vida siempre tenemos una motivo con el cual iniciamos un gran camino hoy agradezco a esas palabras que en el momento confusas pero en el ritmo del día a día de la vida fueron dando forma a mi carrera y mi vida.

Gracias familia

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL CAMPO A	31
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO A	31
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO A	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna Estratigráfica	34
1.3.2 Estratigrafía	36
1.3.2.1 Pre cretáceo	36
1.3.2.2 Formación Une – Ubaque	36
1.3.2.3 Formación Gachetá	36
1.3.2.4 Formación Guadalupe	36
1.3.2.5 Formación Barco	36
1.3.2.6 Formación Los Cuervos	37
1.3.2.7 Formación Mirador	37
1.3.2.8 Formación Carbonera	37
1.3.2.9 Formación León	37
1.3.2.10 Formación Guayabo	38
1.3.2.11 Formación Necesidad	38
1.3.3 Geología estructural	38
1.3.4 Geología del petróleo	38
1.3.4.1 Roca Generadora	39
1.3.4.2 Reservorios	39
1.3.4.3 Roca sello	39
1.3.4.4 Migración	39
1.3.4.5 Entrampamiento	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	40
1.4.1 Método de producción	40
1.4.2 Tiempo de producción	40
1.4.3 Producción acumulada	41
1.4.4 Pozos del Campo A	41
1.4.5 Características de yacimiento	42
2. MARCO TEÓRICO	44
2.1 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	44
2.1.1 Bombeo mecánico	44

2.1.1.1 Principio de funcionamiento	45
2.1.2 Bombas de cavidades progresivas	45
2.1.2.1 Principio de funcionamiento	46
2.1.3 Bombeo hidráulico	47
2.1.3.1 Principio de funcionamiento	47
2.1.4 Bombeo electrosumergible de cavidades progresivas	48
2.1.4.1 Principio de funcionamiento	49
2.1.4.2 Componentes	49
2.1.5 Bombeo electrosumergible (BES)	52
2.1.5.1 Equipo de superficie	53
2.1.5.2 Generadores	54
2.1.5.3 Transformadores	54
2.1.5.4 Variadores de frecuencia VDF	56
2.1.5.5 Variador de frecuencia con control de posicionamiento	58
2.1.5.6 Caja de venteo	60
2.1.5.7 Cabezal de pozo	61
2.1.5.8 Equipo de fondo	62
2.1.5.9 Intake	68
2.1.5.10 Bomba electrosumergible	69
2.1.5.11 Bombas compresoras o de alta eficiencia	71
2.1.5.12 Bombas semicompresoras convencionales	72
2.1.5.13 Desgaste abrasivo radial	73
2.1.5.14 Desgaste abrasivo por downthrust	73
2.1.5.15 Desgaste por erosión	74
2.1.5.16 Cabeza de descarga	74
2.1.5.17 Cable de potencia	74
2.1.5.18 Cable plano de extensión al motor o pothead	75
3. MOTOR ELECTRO – SUMERGIBLE	77
3.1 MOTOR ASINCRÓNICO TRIFÁSICO	77
3.1.1 Rotor	78
3.1.1.1 Rotor de jaula de ardilla	78
3.1.1.2 Rotor devanado	78
3.1.2 Estator	78
3.1.2.1 Cojinetes del motor	79
3.1.2.2 Eje	79
3.1.2.3 Zapata del motor	79
3.1.2.4 Bloque aislante	79
3.1.2.5 Aceite dieléctrico	79
3.1.2.6 Carcasa del motor o housing	79
3.1.2.7 Bujes	79
3.1.2.8 Pérdidas del motor asincrónico	80
3.2 MOTOR DE IMANES PERMANENTES	81
3.2.1 Principales aplicaciones de los motores con imán	83
3.2.2 Principales beneficios de los motores con imán permanente	84

3.2.3 Comparación entre motores asincrónicos y sincrónicos	84
3.3 MÉTODOS PARA EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS BES	86
4. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	87
4.1 POZO A 66H	87
4.1.1 Equipos de fondo y superficie	87
5. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON MOTOR DE IMANES PERMANENTES	93
5.1 SOFTWARE NOVOMETSEL – PRO Y SUB PUMP	93
5.1.1 Aplicaciones del software	93
5.1.1.1 Computación del índice de producción con datos de operación	93
5.1.1.2 Desarrollo de pozo	93
5.1.1.3 Selección de sistema BES	93
5.1.1.4 Simulación de operación sistema BES	93
5.1.2 Metodología de diseño	94
5.1.2.1 Configuración del simulador	94
5.1.2.2 Caracterización del pozo y el yacimiento	94
5.1.2.3 Simulación	95
5.2 DISEÑO PARA LOS POZOS	95
5.2.1 Datos de entrada	95
5.2.2 Simulación	96
5.2.2.1 Diseño A	96
5.2.3 Selección de equipos	99
5.2.3.1 Selección del motor	99
5.2.3.2 Selección de sellos	100
5.2.3.3 Selección de equipos de superficie	100
5.3 IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPOS	100
5.3.1 Equipos de fondo	100
5.3.2 Equipos de superficie	101
6. EVALUACIÓN DEL SISTEMA BES CON MOTOR DE IMANES PERMANENTES	103
6.1 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL POZO	103
6.2 PRUEBA A CAUDAL CONSTANTE	107
6.3 PRUEBA A FRECUENCIA CONSTANTE	108
6.4 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA EN EL TIEMPO	108
6.5 PRUEBAS ELÉCTRICAS SOBRE LOS SISTEMAS BES CON MIP	110
6.5.1 Pruebas realizadas el mes de marzo	110
6.5.2 Resumen de las pruebas realizadas a los sistemas BES con MIP	113
6.5.3 Análisis de resultados obtenidos en las pruebas	113
7. EVALUACIÓN FINANCIERA	115
7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)	115
7.1.1 Proceso actual	115

7.1.2 Proceso nuevo	116
7.1.3 Inversión a realizar para la implementación del proceso actual en los 120 pozos de estudio	116
7.1.4 Inversión a realizar para la implementación del proceso nuevo en los 120 pozos de estudio	116
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	117
7.2.1 Costos de energía en kilowatts necesaria para la producción de los barriles en el proceso actual	117
7.2.2 Costos de energía en kilowatts necesaria para la producción de los barriles en el proceso nuevo	125
7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	132
7.3.1 Valor Presente Neto	132
7.3.1.1 Proceso actual	133
7.3.1.2 Proceso nuevo	133
7.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	134
8. CONCLUSIONES	135
9. RECOMENDACIONES	136
BIBLIOGRAFÍA	137
ANEXOS	139

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozo de producción Campo A	42
Tabla 2. Propiedades de la roca y el fluido	42
Tabla 3. Resultados de las pruebas PVT	43
Tabla 4. Equipos de fondo del sistema BES 66H	88
Tabla 5. Motores seleccionados	100
Tabla 6. BHA instalado en 66H	101
Tabla 7. Equipos de superficie instalados en 66H	102
Tabla 8. Datos de operación motor de inducción pozo 66 H	103
Tabla 9. Consumo de energía para los 10 pozos	107
Tabla 10. Mediciones al mismo caudal pozo 66H	107
Tabla 11. Mediciones a la misma frecuencia pozo 66 H	108
Tabla 12. Mediciones eléctricas realizadas en marzo 66 H	110
Tabla 13. Mediciones eléctricas realizadas en marzo 916 H	112
Tabla 14. Mediciones eléctricas a diferentes tiempo para el pozo 66 H	113
Tabla 15. Mediciones eléctricas a diferentes tiempo para el pozo 349 H	
Tabla 16. Inversión para la implementación de la bomba electrosumergible convencional	115
Tabla 17. Inversión para la implementación de la bomba electrosumergible con motor PMM y BAE	116
Tabla 18. Inversión a realizar para la implementación del proceso actual en los 120 pozos piloto	116
Tabla 19. Inversión a realizar para la implementación de la bomba electrosumergible con motor PPM y BAE en los 120 pozos piloto	117
Tabla 20. Análisis de costos de energía en Kilowatts	118
Tabla 21. Costos de energía en kilowatts requerida para el proceso actual en el primer año	119
Tabla 22. Costo total de consumo de energía en el segundo año de los pozos en operación en el primer año	120
Tabla 23. Costo total de consumo de energía en el segundo año para los nuevos pozos	121
Tabla 24. Costo total de consumo de energía en el tercer año de los pozos en operación del primer año	122
Tabla 25. Costo total de consumo de energía en el tercer año de los pozos en operación del segundo año	123
Tabla 26. Costo total de consumo de energía en el tercer año para los nuevos pozos	124
Tabla 27. Costos totales de energía para el proceso actual	125
Tabla 28. Análisis de costos de energía en Kilowatts para el proceso nuevo	125

Tabla 29. Costos de energía en kilowatts requerida para el proceso nuevo en el primer año	126
Tabla 30. Costo total de consumo de energía para el proceso nuevo en el segundo año de los pozos en operación en el primer año	127
Tabla 31. Costo total de consumo de energía en el segundo año para los nuevos pozos	128
Tabla 32. Costo total de consumo de energía en el segundo año para los nuevos pozos	129
Tabla 33. Costo total de consumo de energía en el tercer año de los pozos en operación del segundo año	130
Tabla 34. Costo total de consumo de energía en el tercer año para los nuevos pozos	131
Tabla 35. Costos totales de energía para el proceso nuevo	132

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación del Campo A	33
Figura 2. Columna estratigráfica – Cuenca Llanos Orientales y Campo A	35
Figura 3. Sistema de bombeo mecánico	45
Figura 4. Equipo BCP	46
Figura 5. Distribución equipo de bombeo hidráulico	47
Figura 6. Configuración básica de un sistema BCP con motor de fondo	48
Figura 7. Configuración típica del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible	53
Figura 8. Variador de frecuencia vista interna	57
Figura 9. Circuito interno del variador con controlador de posición	58
Figura 10. Diagrama funcionamiento del variador con el motor de imanes	59
Figura 11. Caja de venteo	61
Figura 12. Cabezal de pozo	62
Figura 13. Sensor de fondo vista interna. Sin su recubrimiento o housing	63
Figura 14. Configuración interna de los sellos	66
Figura 15. Separador de gas	68
Figura 16. Intake	69
Figura 17. Bombas compresoras	71
Figura 18. Bombas semicompresoras	73
Figura 19. Cable plano de extensión al motor o pothead	75
Figura 20. Vista interna y componentes de un cable redondo	76
Figura 21. Motor electro sumergible de jaula de ardilla e inducción	80
Figura 22. Posición de los imanes en el sistema estator y rotor	82
Figura 23. Diseño del circuito formado por el controlador y el motor de imanes permanentes	83
Figura 24. Diagrama de operación del pozo 66 H	89
Figura 25. Curva estándar de la bomba	90
Figura 26. Comportamiento de la bomba	91
Figura 27. Flujo de caja efectivo para el proceso actual	133
Figura 28. Flujo de caja efectivo para el proceso nuevo	134

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial	51
Cuadro 2. Fuerza y empuje resultante sobre el impulsor	70
Cuadro 3. Comparación entre los motores asíncronos y los motores sincrónicos	85
Cuadro 4. Equipos de superficie BES – 66 H	89
Cuadro 5. Datos de los pozos seleccionados	92
Cuadro 6. Datos requeridos de la caracterización del pozo y el yacimiento para la simulación	94
Cuadro 7. Datos de entrada para la simulación	95
Cuadro 8. Datos de simulación 66H	96

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada del Campo A	41
Gráfica 2. Tornado de la bomba 66 H	98
Gráfica 3. Curva de eficiencia de la bomba 66 H	99
Gráfica 4. Producción BFPD (Barriles de fluido por día)	104
Gráfica 5. Potencia en caballos de fuerza (HP)	105
Gráfica 6. Consumo de energía en Kilovatios	105
Gráfica 7. Consumo de energía en Kilowatts por hora	106
Gráfica 8. Consumo de energía en Kilowatts por barriles	106
Gráfica 9. Comportamiento de los sistemas BES con motor asincrónico y sincrónico en el pozo 66H, en un período de tiempo determinado	109
Gráfica 10. Comportamiento de los sistemas BES con motor asincrónico y sincrónico en el pozo 916 H, en un período de tiempo determinado	109

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Potencia	100
Ecuación 2.	111
Ecuación 3.	111
Ecuación 4.	111
Ecuación 5. Valor Presente Neto	132

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Estados mecánicos de los pozos de estudio del Campo A	140
Anexo B. Datos y Figuras del simulador para los pozos de estudio del Campo A	141

LISTA DE ABREVIATURAS

AC:	Corriente alterna.
API:	Instituto americano del petróleo (por sus siglas en ingles American Petroleum Institute).
Bbl:	Barriles de fluido.
BES:	Bombeo Electrosumergible.
BFPD:	Barriles de fluido por día.
BHA:	Ensamblaje de fondo de pozo (por sus siglas en inglés Bottom Hole Assembly).
BHP:	Presión de fondo de pozo (por sus siglas en inglés Bottom Hole Pressure).
BHT:	Temperatura de fondo de pozo (por sus siglas en inglés Bottom Hole Temperature).
BSW:	Porcentaje de agua y sedimentos.
Cant:	Cantidad.
CAUE:	Costo anual uniforme equivalente.
CP:	Centipoise (unidad de viscosidad).
CSG:	Casing (tubería de revestimiento).
DC:	Corriente directa.
ESP:	Bombeo Electrosumergible (por sus siglas en inglés Electrical Submersible Pump).
F:	Frecuencia.
FP:	Factor de potencia.
GEg:	Gravedad específica del gas.
GEw	Gravedad específica del agua.
GOR:	Relación gas petróleo (por sus siglas en inglés Gas Oil Ratio).
Hz:	Hertz.
IP:	Presión a la entrada de la bomba (por sus siglas en inglés Intake Pressure).
KVA:	Kilovoltiamperio.
KW:	Kilovatio.
MD:	Profundidad medida (por sus siglas en inglés Measured Depth).
MIP:	Motor de Imanes permanentes.
P:	Potencia.
Pann:	Presión anular.
PB:	Presión de burbuja.
PCP:	Bombeo por cavidades progresivas (por sus siglas en inglés Progressing Cavity Pump).
Perf. D:	Profundidad de los cañoneos.
PY:	Presión de yacimiento.
Q:	Caudal.
RPM	Revoluciones por minuto.

STB: Barriles de tanque de almacenamiento (por sus siglas en inglés Stock Tank Barrels).

Swi: Saturación de agua irreductible.

TBG: Tubing (tubería de producción).

TVD: Profundidad vertical total (por sus siglas en inglés Total Vertical Depth).

TY: Temperatura de yacimiento.

USD: Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (por sus siglas en inglés United States Dólar).

v: Viscosidad.

V: Voltio.

VDF: Variador de frecuencia.

Vp: Valor presente.

VPN: Valor presente neto.

VSD: Variador de frecuencia (por sus siglas en inglés Variable Speed Driver).

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: entorno que permite la depositación de sedimentos y que por procesos posteriores dará como resultado una roca.

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

ANTICLINAL: Pliegue convexo de la corteza terrestre, en el que los estratos, sin romperse, se inclinan. Su núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas.

ARCILLA: roca sedimentaria compuesta por granos muy finos de silicatos de aluminio que al compactarse forman capas impermeables, y por esto actúa como roca sello para los yacimientos de hidrocarburo.

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

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

BARRIL: (Bbl) es una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril es igual a 35 galones imperiales, 42 galones US, o 159 litros.

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

BUZAMIENTO: ángulo que forma la superficie de un estrato con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.

CAMPO: espacio geográfico determinado el cual se destina para la explotación de uno o más yacimientos de hidrocarburos.

CASING: palabra en inglés la cual hace referencia a la tubería de revestimiento utilizada en los pozos de petróleo. Puede haber dos o más yacimientos en un campo que estén separados verticalmente por estratos herméticos intermedios, o lateralmente por barreras geológicas locales o por ambos.

CLUSTER: ubicación en un campo petrolero en el cual se encuentran más de un pozo de petróleos en la misma zona.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA: representación gráfica de la secuencia geológica de determinada zona.

COMPACTACION: es la fase por la cual los sedimentos pierden espacio poroso, al quedar bajo la presión de los materiales suprayacentes. Cuando las capas superiores presionan las inferiores consiguen expulsar el agua que contienen, y así, al perder espacio entre los poros, se produce un endurecimiento y compactación del sedimento.

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

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

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

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

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

DEPOSITACIÓN: es el proceso geológico por el cual el material se agrega a un accidente geográfico o masa de tierra. Fluidos tales como el viento y el agua, así como el sedimento que fluye a través de la gravedad, el transporte previo de sedimentos erosionados, que, en la pérdida de energía cinética suficiente en el fluido, se deposita, la acumulación de capas de sedimento.

DIAGÉNESIS: proceso de formación de las rocas sedimentarias como respuesta a diferentes factores que incluyen: temperatura, presión, presencia de fluidos, entre otras.

DISCORDANCIA: relación geométrica entre capas de sedimentos que representa un cambio en las condiciones en que se produjo su proceso de deposición. 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 punto óptimo de operación.

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

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

ESTRATIGRAFÍA: es una rama de la geología que describe los cuerpos rocosos que componen la corteza terrestre.

ESTRATO: cada una de las capas en que se presentan divididos los sedimentos de las rocas sedimentarias.

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

FALLA INVERSA: movimiento del bloque colgante hacia abajo con respecto al bloque yacente. Generalmente son productos de los esfuerzos de compresión.

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

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

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

FRECUENCIA: es una magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de cualquier fenómeno o suceso periódico. Para calcular la frecuencia de un suceso, se contabilizan un número de ocurrencias de este teniendo en cuenta un intervalo temporal, luego estas repeticiones se dividen por el tiempo transcurrido. Según el Sistema Internacional (SI), la frecuencia se mide en hercios (Hz), en honor a Heinrich Rudolf Hertz. Un hercio es la frecuencia de un suceso o fenómeno repetido una vez por segundo.

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

INFRAYACENTE: indica que es una formación o unidad de roca que se encuentra cubierta por otra.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica con partículas de tamaño comprendido entre 0,06 y 0,004 mm, las limolitas poseen una composición predominante por filosilicatos del grupo de las micas (ilita) y las partículas de cuarzo, calcedonia, y calcita.

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

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

NEÓGENO: segundo de los tres períodos en que se divide el Cenozoico. Aproximadamente, la edad abarca entre los 23 y los 1.8 millones de años, antes de los tiempos actuales.

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

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

PALEOZOICO: etapa de la historia de la tierra de más de 290 millones de años de duración, que se inició hace 542 millones de años y acabo hace unos 251 millones de años. Geológicamente, el paleozoico se inicia poco después de la desintegración del super-continente Pannotia y acaba con la formación del supercontinente Pangea.

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

POTHEAD: palabra en inglés utilizada en la industria de petróleos para referirse al cable plano que se conecta en la cabeza del motor.

POZO: hueco o túnel realizado en el subsuelo para establecer una comunicación entre la superficie y uno o más cuerpos rocosos

PRODUCCIÓN: fase de la explotación de hidrocarburos que comprende el transporte de los fluidos del subsuelo a la superficie y su respectivo tratamiento para disposición o venta.

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

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

SEDIMENTO: material sólido acumulado sobre la superficie terrestre (litosfera) derivado de los fenómenos y procesos que actúan en la atmósfera en la hidrosfera y en la biosfera (vientos, variaciones de temperatura, precipitaciones meteorológicas, circulación de aguas superficiales o subterráneas).

SISTEMA PETROLÍFERO: es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

SKID: palabra que hace referencia a todo el juego de los equipos de superficie del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible en un solo contenedor.

SWITCHEOS: anglicismo usado del idioma inglés el cual hace referencia a los cortes de energía eléctrica hacia un equipo.

SUPRAYACENTE: material (estrato o roca) sobre el cual reposa otro material.

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

UPTHRUST: palabra designada en inglés para referir que el equipo de bombeo electrosumergible está trabajando por encima del punto óptimo de operación.

YACIMIENTO: porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

WORKOVER: palabra en ingles la cual hace referencia a los trabajos realizados en un pozo petrolero, luego de su completamiento original.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO Y FINANCIERA DEL RENDIMIENTO DE LOS MOTORES DE IMÁN PERMANENTE CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES DE ALTA EFICIENCIA DEL CAMPO A UBICADO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.

Este proyecto se encuentra enfocado a evaluar una nueva tecnología que pueda reducir los costos de producción asociados al levantamiento de los fluidos en los pozos del Campo A, donde el yacimiento no tiene la presión suficiente para llevar sus fluidos hasta la superficie, así que deben instalarse sistemas de levantamiento artificial, el más utilizado es el bombeo electrosumergible debido a la viscosidad alta del crudo y la elevada producción de agua. Los costos de producción del sistema BES están asociados al consumo de energía eléctrica; en el motor electrosumergible no sólo se presenta el mayor requerimiento de energía eléctrica del sistema, también es el equipo que mayores pérdidas de energía presenta dentro de sus modelos convencionales de tipo asincrónico.

Debido a lo anterior se decidió evaluar un sistema BES que funciona con un motor sincrónico de imanes permanentes, el cual por sus características de funcionamiento, teóricamente consume menos energía eléctrica, como se ha demostrado en pruebas en pozos de Europa del Norte.

Primero se seleccionaron pozos de prueba donde se instalaron los nuevos sistemas y se realizaron pruebas en calidad de energía estableciendo parámetros de caudal y frecuencia, luego se diseñó e implementó un sistema BES con MIP, se realizaron pruebas en calidad de energía igualando los parámetros tomados anteriormente, se establecieron comparaciones iniciales, luego se hizo un seguimiento de seis meses al sistema y se comprobó que las lecturas iniciales se mantenían a lo largo de este tiempo.

Con los resultados obtenidos se calcularon valores de eficiencia expresada en el consumo eléctrico del sistema para levantar el fluido en el pozo, luego se realizó una evaluación financiera para encontrar la conveniencia de instalar el sistema BES con motor de imanes permanentes y se encontró un ahorro del 20% respecto al sistema BES con motor de inducción.

PALABRAS CLAVES

- Campo A.
- Levantamiento artificial.
- Bombeo electrosumergible.
- Motor inducción.

- Motor imanes permanentes.
- Consumo eléctrico.

INTRODUCCIÓN

El siguiente proyecto tiene como objetivo general realizar una evaluación técnica y financiera a la implementación de un motor con imán permanente en los sistemas de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible de Campo A, se realiza con el fin de determinar las principales diferencias, ventajas y desventajas del nuevo sistema con motor de imán permanente, frente a los sistemas estándar con motor de inducción presentes hoy en día en la industria de petróleos.

Este proyecto se pensó mediante la elaboración de diferentes pasos que con llevaron al cumplimiento de los objetivos planteados, el primero de ellos enfocado al estudio del Campo A, allí se tiene la historia del campo, su localización, su marco geológico, su columna estratigráfica, su historia de producción y las características del yacimiento. El siguiente paso fue la evaluación a los sistemas de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con motor de inducción que se encontraban instalados en los respectivos pozos de estudio, esta evaluación determino los puntos operativos a los cuales trabajaban los sistemas BES estándar, tales como consumos de corriente, frecuencias de operación, factores de potencia y caudales de producción por día, con el fin de obtener puntos de comparación para con los nuevos sistemas BES. El siguiente paso que se realizó fue el diseño de los nuevos sistemas de bombeo electrosumergible con motor de imán permanente, para este paso se tuvieron en cuenta los datos del yacimiento con los cuales se contaba desde el estudio del campo, tales como: presión de burbuja, gravedad API, gravedad específica de los fluidos entre otros. También fue necesario contar con datos sobre los pozos en los cuales se instalarían los nuevos sistemas, datos como: profundidades, revestimientos, desviación de los pozos, profundidades de los cañoneos, caudales esperados y cortes de agua. Una vez se obtuvieron todos estos datos se introdujeron en el software Novomet Sel-Pro, el cual realiza diferentes cálculos y aproximaciones para finalmente arrojar un diseño de los equipo a implementar. El siguiente paso luego de la implementación de dichos sistemas fue la evaluación a estos, la cual fue similar a la que se realizó a los sistemas estándar, con esta se determinaron los puntos operativos como: consumos de corriente, frecuencias de operación, factores de potencia y caudales de producción por día. El paso final del proyecto fue la comparación entre los resultados obtenidos para ambos sistemas, con esto se logró determinar que sistemas es más eficiente entre los dos, y cual es más rentable para la compañía que lo aplique.

La principal limitación que se tuvo a la hora de realizar este proyecto fue la falta de información específica con respecto a los equipos que varían entre los dos sistemas los cuales son el motor de imán permanente y el variador de frecuencia con control de posicionamiento, puesto que esta información es propiedad de la compañía Novomet y es confidencial.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financiera del rendimiento de los motores de imán permanente en conjunto con las bombas de alta eficiencia para la disminución en el consumo de energía eléctrica en los sistemas de bombeo electro sumergible de campo A ubicado en la Cuenca Llanos Orientales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Campo A ubicado en la Cuenca Llanos Orientales.
- Seleccionar 10 de los pozos por bombeo electrosumergible a los cuales se les cambian los equipos por bombas de alta eficiencia y motores de iman.
- Desarrollar un Análisis Nodal de los pozos seleccionados con el sistema de levantamiento con bombeo electrosumergible actualmente utilizado en el Campo A.
- Evaluar los consumos eléctricos de los 10 pozos seleccionados del Campo A que usen sistema de bombeo electro sumergible con motores trifásicos y bombas de baja eficiencia.
- Evaluar los consumos eléctricos de 10 pozos del Campo A con el sistema de levantamiento actual y con el propuesto.
- Realizar una tabla de resultados del comportamiento de la producción y consumos de los pozos que usan motores trifásicos y bombas de baja eficiencia.
- Evaluar la viabilidad financiera del proyecto a través de la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO A

En el presente capítulo se describen los antecedentes, una breve reseña histórica, localización, marco geológico y la historia de producción del Campo A.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO A

La historia del Campo A data del año 1981, cuando las compañías Exxon (a través de Intercol) y Ecopetrol descubren un yacimiento de crudo pesado con los pozos A-1, A-2 y A-3 para esa época no era económicamente sostenible la explotación de crudo pesado, por ello, ocasionalmente se realizaron procesos de exploración y explotación. No obstante, debido a los bajos precios del petróleo y los altos costos de producción en una zona apartada y sin vías de acceso, se consideró no rentable en su momento, y se prefirió continuar con la definición y delimitación del potencial del yacimiento.

En el año 1988, se firman los contratos de Solo Riesgo Rubiales y Asociación Pirirí entre Ecopetrol y las compañías asociadas Astralstake, Tethys Petroleum y Turnsector, bajo los cuales se opera el Campo A de manera esporádica hasta 1997 cuando se cierra durante tres años debido a problemas de orden público.

En el año 2000, Tethys Petroleum Company (subsidiaria de Petrolex) reinicia la producción, y en junio de 2002, Petrolex vende la exploración del campo A a Holdings Ltda. pero Tethys sigue siendo la operadora.

En el año 2003 A Holdings Ltda., efectúa inversiones del orden de los UD\$22.5 millones, con el fin de mejorar las facilidades de producción, la infraestructura y las vías, así se constituye Meta Petroleum Ltda. para el desarrollo del campo (Tethys se mantiene como subsidiaria).

En el año 2013 “Meta Petroleum Ltd. continúa desarrollando actividades de perforación y desarrollo que hacen del Campo A el mayor campo productor de crudo pesado del país. Ecopetrol, según un boletín de su sala de prensa”¹ participa con el 60% en los gastos y el 50% de las inversiones, y recibe una participación de 60% de los hidrocarburos producidos, después de regalías.

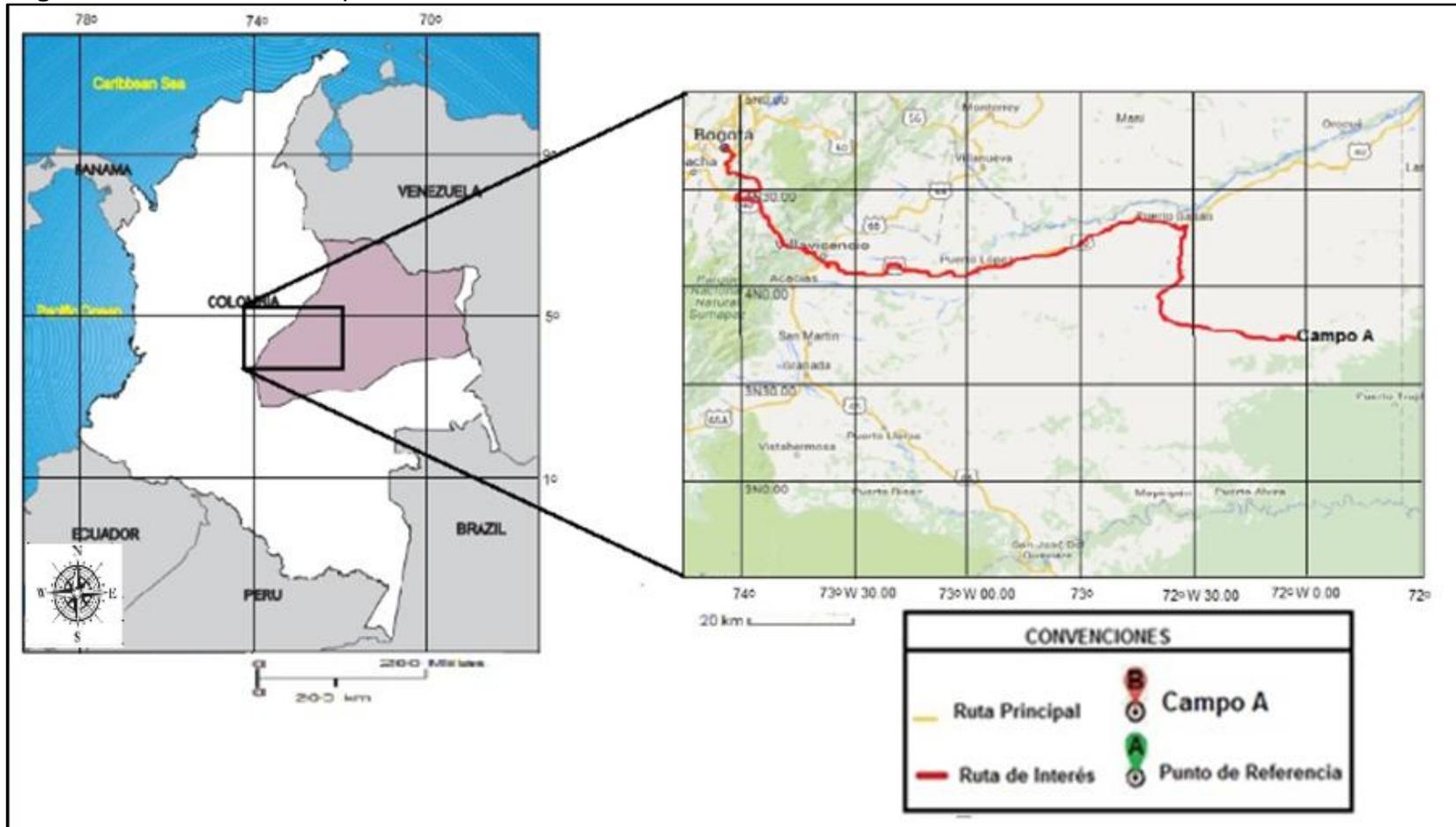
Para septiembre de 2015, la operadora del Campo es la compañía Pacific Rubiales Energy la cual debido a la terminación del contrato de asociación con Ecopetrol cambia de razón social a Pacific Exploration and Production Corp., continuando con la operación del Campo A con un área exploratoria de 153000 km² y una producción diaria de 122825 bpd.

¹ ECOPETROL S.A. Boletines Sala de prensa. Ecopetrol aprueba solicitud de extensión del área comercial de A. 2013.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO A

El Campo A es una zona petrolera ubicada en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán, en el departamento del Meta en la denominada Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Para llegar al Campo A partiendo desde la ciudad de Bogotá D.C por aire tomando un vuelo directamente a la pista Morelia situada directamente en el campo, o vía terrestre se toma la vía Villavicencio por la que se recorren 105 km hasta llegar a la ciudad de Villavicencio, posteriormente se toma la carretera 40 hacia el Este de la ciudad y se recorren 196 km pasando por municipios como Puerto López hasta llegar al municipio de Puerto Gaitán, finalmente se hace un desvío hacia el Sur Este sobre el kilómetro 15 y se recorren 167 Km hasta al campo y cuenta con un área total de 56.900 hectáreas. Ver **Figura 1**.

Figura 1. Ubicación del Campo A.



Fuente: GOOGLE MAPS. Disponible en <https://maps.google.es>. Consultado en: 18 de Mayo de 2016. Modificado por la autora.

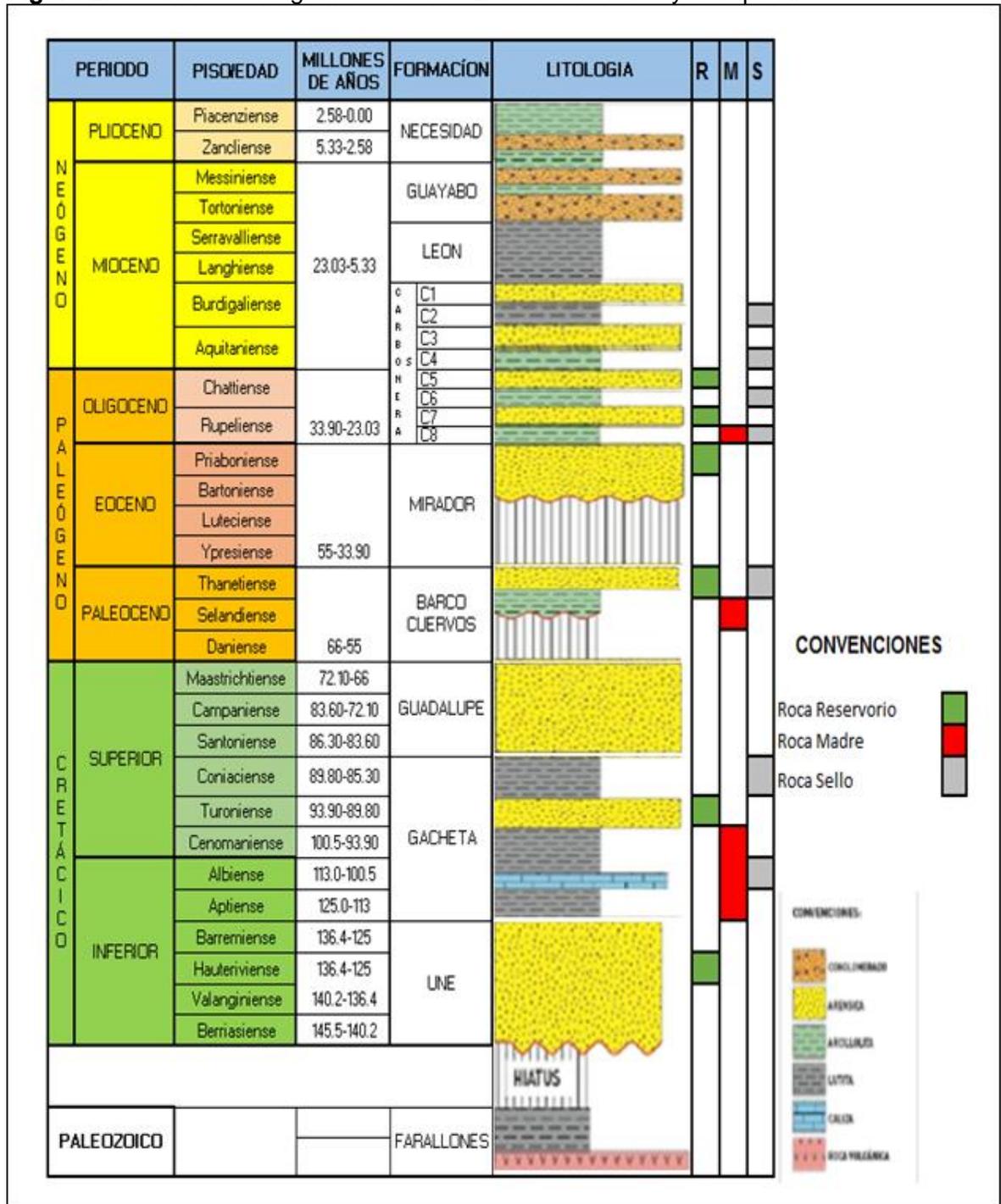
1.3 MARCO GEOLÓGICO

Esta sección muestra la columna estratigráfica del Campo A, además describe su estratigrafía, geología estructural y geología del Petróleo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. En la **Figura 2** se puede observar la columna estratigráfica del Campo A que posee rocas que van desde el Precámbrico hasta el Pleistoceno. De acuerdo a Pacific Rubiales Energy ² la secuencia sedimentaria de edad Paleozoica – Pleistoceno supera los 25.000 ft en cercanías de la Cordillera Oriental y se reduce gradualmente en dirección Este – Sureste donde alcanza 2.000 a 3.000 ft aproximadamente.²

² PACIFIC RUBIALES ENERGY. Informe Técnico Anual Bloque CPO-14. 2014. p.5.

Figura 2. Columna estratigráfica- Cuenca Llanos Orientales y Campo A.



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY Informe Técnico Anual Bloque CPO – 14. 2014. p. 7. Modificada por la Autora.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se presenta una breve descripción de las formaciones geológicas de la Cuenca de los Llanos Orientales que son intervenidas con los pozos del Campo A, con base en el estudio realizado por Metapetroleum Corp, y teniendo en consideración el léxico estratigráfico para las edades de las formaciones, las cuales se relacionan de la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Pre cretáceo. El Paleozoico de los Llanos Orientales está conformado de rocas cuyo posible rango de edad va desde el Cámbrico hasta el Carbonífero, esta unidad se caracteriza por facies de areniscas claras, blancas de grano fino con glauconita, lutitas oscuras y carbonatos; interpretados con relación a un ambiente de sedimentación de plataforma se localizan regionalmente en el sector de Arauca y en el centro norte del sector de Casanare. El Paleozoico presenta un alto grado de compactación regional que contrasta con las rocas de menor edad que le suprayacen.

1.3.2.2 Formación Une – Ubaque. Según E. HUBACH³, su edad Cretáceo, Santoniano - Campaniano. Está compuesta por areniscas de grano fino a medio, con un contenido de matriz bajo. Su espesor es de 760 pies aproximadamente. Esta formación presenta un ambiente de depositación continental litoral. Se encuentra en contacto discordante con el basamento que la infrayace y concordante con la Formación Gachetá que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Gachetá. Según BÜRGL⁴, su edad de depositación es Cretácea, Cenomaniano-Turoniano. Aunque no se perforó en el Campo Rubiales, es importante en el sistema petrolífero asociado al Campo. Compuesta principalmente por lutitas silíceas, ricas en materia orgánica, de grano fino a medio (0,125 a 0,5 mm), con algunas intercalaciones de calizas y arcillas. Su espesor es de 350 pies. Su ambiente de depositación es marino somero. Tiene un contacto concordante tanto con la Formación Une que la infrayace, como con la Formación Guadalupe que la suprayace.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. Esta formación no se presenta en el área del Campo A. Su edad de depositación es Cretácea, Santoniano – Campaniano, según BÜRGL⁵. Está compuesta por dos cuerpos arenosos: Arenisca Superior y Arenisca Inferior, ubicadas generalmente a una profundidad media de 3.477 pies, separados por una lidita en el medio, con un espesor de 920 pies. Esta formación presenta un ambiente de depositación continental. El contacto con la Formación Gachetá que la infrayace es concordante y se encuentra en contacto discordante con la Formación Barco que la suprayace.

1.3.2.5 Formación Barco. Se le asigna una edad del Paleoceno según F.B. NOTESTEIN, C.W. HUBMAN & J.W. BOWLER. Está compuesta por areniscas, lutitas y limolitas intercaladas; las areniscas son generalmente de color gris y con granos finos a medio (0,125 a 0,5 mm), mientras que las limolitas y lutitas, son de colores gris oscuro, micáceos y carbonáceas. Cuenta con un espesor 636 pies. Su

ambiente de depositación es deltáico. La infrayace discordantemente la Formación Guadalupe y la suprayace concordantemente la Formación Los Cuervos.

1.3.2.6 Formación Los Cuervos. “Se le asigna una edad del Paleoceno Superior - Eoceno Inferior según F.B. NOTESTEIN, C.W. HUBMAN & J.W.BOWLER”³. Está compuesta por arcillas y lutitas con intercalaciones de carbón. Las arcillas tienden a ser grises y brillantes, con presencia de areniscas de color gris verdoso y duras. Posee un espesor entre 803 y 1.607 pies. Su ambiente de depositación es deltáico. Su contacto es discordante con la Formación Mirador que la suprayace y concordante con la Formación Barco que la infrayace.

1.3.2.7 Formación Mirador. “Se le asigna una edad del Eoceno según F. de LOYS”⁴. Consta de cuarzoarenitas de grano fino a grueso localmente conglomeráticas de color pardo a blanco, con estratificación cruzada en bancos gruesos a muy gruesos. Se divide en tres miembros: superior e inferior de carácter arenoso, y medio compuesto principalmente por arcillas. El espesor de la formación varía de 524 a 1.312 pies. El ambiente de sedimentación es continental. La Formación Mirador está en contacto concordante con la Formación Carbonera que la suprayace y en contacto discordante con la Formación Los Cuervos que la infrayace.

1.3.2.8 Formación Carbonera. “Pertenece a la edad del Eoceno Superior - Oligoceno Inferior según F.B. NOTESTEIN, C.W. HUBMAN & J. W. BOWLER”⁵. Consta principalmente de una sucesión de arcillas gris a gris verdosa y marrón con intercalaciones esporádicas de areniscas y delgados mantos de carbón (lignito). Las areniscas se presentan hacia la base de la formación en capas con un espesor que varía de 5 a 10 pies. A techo aparecen de 2 a 3 niveles de areniscas que marcan el límite con la formación León. El espesor varía de 1.300 a 1.900 pies. El ambiente de sedimentación es marino y de pantanos. La Formación Carbonera está en contacto concordante con la Formación León que la suprayace y en contacto concordante con la Formación Mirador que la infrayace.

1.3.2.9 Formación León. “Se le asigna una edad del Oligoceno Superior - Mioceno Inferior según H.D. HEDBERG”⁶. Consta predominantemente de arcillas pizarrosas de color gris a gris verdoso, con raras capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas. En el área de Tibú – Socuavo se presenta hacia la parte media de la formación una sucesión de areniscas con intercalaciones de arcilla que pueden llegar a tener un espesor de 90 pies y son conocidas como Miembro Macheta Sandstone. El espesor de la formación varía de 1.673 a 2.575 pies. El ambiente de sedimentación es marino somero. La Formación León está en contacto concordante

³ *Ibíd.*, p. 365.

⁴ *Ibíd.*, p. 365.

⁵ *Ibíd.*, p. 111.

⁶ *Ibíd.*, p. 322.

con la Formación Guayabo que la suprayace y en contacto discordante con la Formación Carbonera que la infrayace.

1.3.2.10 Formación Guayabo. “Se le asigna una edad del Mioceno Superior según NOTESTEIN (F.B.), HUBMAN (C.W.) & BOWLER (J.W.)”⁷. Consta por arenas friables con secuencias de lodolitas de color castaño moteado presentando capas de oolitos ferruginosos. El espesor de la formación varía de 2.400 a 2.600 pies faltando su parte superior. El ambiente de sedimentación es deltaico. La Formación Guayabo está en contacto discordante con la Formación Necesidad que la suprayace, aunque en algunos sectores de la cuenca se encuentra expuesta a superficie, y en contacto concordante con la Formación León que la infrayace.

1.3.2.11 Formación Necesidad. “Se le asigna una edad del Plioceno según H.F.”⁸. NASH. Consta de una serie de alternancias de arenas y conglomerados con arcillas compactas. El espesor medio es de 200 pies. El ambiente de sedimentación es continental. La Formación Necesidad está en contacto discordante con la Formación Guayabo que la infrayace.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales en la cual se localiza el Campo A se puede dividir en dos dominios estructurales principales: dominio del Piedemonte y dominio de los Llanos que se divide en dos sub-dominios: Llanos de Casanare y Arauca y Llanos del Meta y los cuales están ubicados al oeste entre el corrimiento frontal y al este entre el cratón guyanés.

La estructura general es un monoclinal a todos los niveles que corresponde a diferentes periodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario Tardío. “La cuenca de los llanos orientales se levanta progresivamente en dirección Oeste – Sureste, afectándose al Oriente por fallas normales e inversas, con saltos variables hasta imperceptibles, estas estructuras tienen una orientación preferencial al NE-SW y N-S. “Durante la Orogenia Andina se produjo la estructuración (monoclinales-anticlinales) que sirven para la acumulación de hidrocarburos. Las diferentes estructuras y campos existentes corresponden a monoclinales o anticlinales fallados que se presentan desde el Piedemonte Llanero hasta el Escudo de Guayana”⁹.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación se describe la geología del petróleo para la Cuenca de los Llanos Orientales y por tanto la asociada al Campo objeto de este estudio.

1.3.4.1 Roca generadora. La Formación Gachetá es la roca generadora principal de la Cuenca de los Llanos Orientales y a ella se asocian los hidrocarburos

⁷ Ibíd., p. 258.

⁸ Ibíd., p. 378.

⁹ PACIFIC RUBIALES ENERGY, Informe Técnico Anual Bloque CPO-14. 2010. p. 14.

contenidos en el yacimiento del Campo A, según un análisis geoquímico del aceite producido, se logró establecer que la cantidad de Carbono Orgánico total (TOC) de dicha formación está en un rango entre 1 - 3%, estas rocas poseen un Kerógeno tipo II y III y la reflectancia de vitrinita (Ro) es de 0,6 a 0,8.

1.3.4.2 Reservorios. "En el Campo A la roca almacén o yacimiento está constituido por la parte superior de la Unidad Carbonera C7. Está constituida por areniscas con intercalaciones de arcillolitas y lutitas. Entre sus principales propiedades está la porosidad que va desde un 25 hasta un 32%, la permeabilidad entre 5 y 10 Darcys y su espesor aproximado es de 450 pies esta unidad carbonera no contiene agua."

1.3.4.3 Roca sello. El sello para el entrapamiento del petróleo en el yacimiento del Campo A está constituido en su tope por la última capa arcillosa de la Unidad Carbonera Intermedia que alcanza espesores entre 10 y 20 pies. Adicionalmente el sello lateral está conformado por una trampa estratigráfica contra el Paleozoico

1.3.4.4 Migración. Se llevó a cabo en dos fases, la primera durante el Oligoceno-Mioceno Tardío y la segunda durante el Mioceno Tardío – Plioceno. Los aceites producidos en esta cuenca migraron en casi su totalidad, desde las rocas madre maduras del Cretácico Superior al Terciario Inferior, localizadas actualmente en el Piedemonte o en la parte oriental de la cordillera. La carga alcanza la estratigrafía progresivamente joven de oeste a este, como efecto del relevo por yuxtaposición a lo largo de las fallas y la desaparición progresiva hacia el este de los sellos lutíticos verticales al aumentar la proporción de arenas. Al patrón anterior aparentemente responde la actual distribución de yacimientos comerciales de los

"Llanos de Casanare, donde al oeste los campos producen de Mirador y Carbonera inferior y alguna producción del cretáceo basal, mientras que hacia el este se acumulan en la Formación Carbonera en las unidades C4, C5 y C7"¹⁰.

1.3.4.5 Entrampamiento. El principal play exploratorio en el Terciario y Cretácico de la Cuenca de los Llanos Orientales, es el de fallas normales antitéticas (levantadas hacia la cuenca). Las mejores trampas estructurales habrían sido formadas antes del Eoceno y fueron llenados por hidrocarburos con anterioridad al basculamiento regional de la cuenca que comenzó durante la depositación de la Formación León.

En la secuencia Paleozoica, trampas de tipo estructural formadas por compresión pre- mesozoica son un objetivo exploratorio válido bajo condiciones favorables de calidad de reservorio y de carga de hidrocarburos por sistemas petroleros del Paleozoico, del Jurásico o del mismo Cretácico dadas condiciones favorables de migración. Las trampas de tipo estratigráfico pueden relacionarse a los rasgos paleo

¹⁰ ANH. Estudio integral que permita calcular las reservas probadas y probables sustentables para crudos con gravedades menores o iguales a 20⁰ API en la Cuenca de los Llanos Orientales. 2006. p. 47.

geográficos y paleo geomorfológicos reconocidos para el Paleozoico en la Cuenca de los Llanos.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En esta sección se hace una descripción del método y tiempo de producción, además se habla de los pozos del Campo y las características generales del yacimiento.

1.4.1 Método de producción. En el Campo A mecanismo primario de producción es el empuje hidráulico o también conocido como acuífero activo, considerado como el más eficiente, con un recobro entre el 35 y 75%. Se presenta cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos creando un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. El acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al yacimiento de petróleo causando un influjo que permite el desplazamiento inmiscible del petróleo, ya que el agua entra en los espacios porosos originalmente ocupados por el hidrocarburo.

1.4.2 Tiempo de producción. “Con la perforación del Pozo A-1 en 1981 inició la producción de crudo pesado en el Campo A. Ese mismo año se perforaron A-2 y A-3. La producción inicial de los pozos fue de 210,9 BOPD, con un corte de agua de 23% para A-1, 99% para el Pozo A-2 y 55% de corte de agua para A-3”¹¹.

Este campo fue operado por Ecopetrol y las compañías Tethys Petroleum, Turnsector y Astralstake (las asociadas) de manera esporádica hasta el año 1997 cuando definitivamente se abandona el campo debido a problemas de orden público que no permitían su operación. La producción durante este periodo se mantiene inferior a los 500 BOPD.

Fue hasta el año 2000 cuando la Tethys Petroleum Company (subsidiaria de Petrolex) reinicia la producción en Campo A, y a mediados de junio de 2002, Petrolex vende la exploración de Campo A a A Holdings Ltda. Tethys continúa siendo la compañía operadora, alcanzando una producción diaria de 700 barriles de petróleo.

En 2003, se implementa el sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (PCP por sus siglas en inglés), logrando aumentar a 5.000 BOPD la producción a comienzos del año 2004.

Para el año 2005 la producción es de 8.500 BOPD y a comienzos del siguiente año en abril se llega a la meta de los 12.000 BOPD, se implementa el sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible (ESP por sus siglas en inglés) encontrando por parte de la compañía operadora, soluciones logísticas para transportar más de 9.000 BOPD a través de tractomulas.

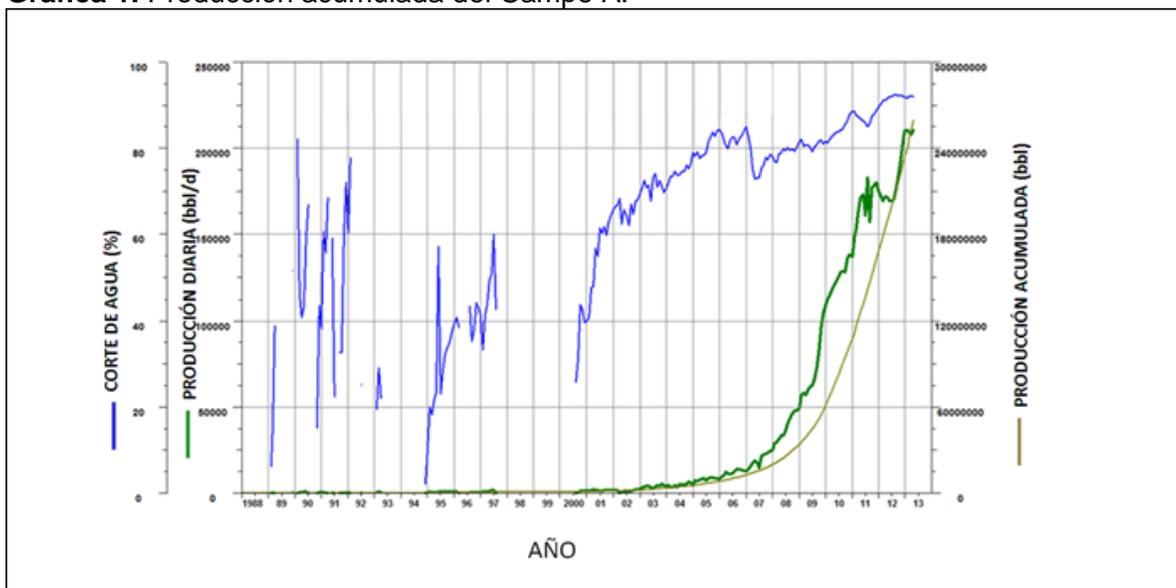
¹¹ ANH. Colombian Sedimentary Basins. 2007. p. 8.

A comienzos del año 2007 se logra el objetivo de los 17.000 BOPD de producción. Luego de esto y hasta la actualidad, la producción del campo ha tenido un ascenso progresivo y acelerado debido a campañas de perforación exitosas, la construcción del CPF-2 y la conexión al Oleoducto de los Llanos.

Para el mes de Septiembre del año 2013 el Campo A a través de campañas de perforación exitosas llega a una producción promedio de 215.000 BOPD.

1.4.3 Producción acumulada. La evolución de la producción en el tiempo para el Campo A se muestra en la **Gráfica 1**.

Gráfica 1. Producción acumulada del Campo A.



Fuente: PACIFIC A ENERGY. META PETROLEUM CORP. Base de datos corporativa. Producción acumulada del Campo A. 2014. Modificado por autora.

1.4.4 Pozos del Campo A. “En este campo los pozos de producción son perforados en locaciones tipo *clúster*, realizando un pozo vertical en el centro y de cinco a siete horizontales a los lados del vertical, en la **Tabla 1** se muestra el estado actual de dichos pozos”¹².

¹² *Ibíd.*, p. 8.

Tabla 1. Pozos de producción Campo A.

Tipo de Pozo	Cantidad	Activos	Inactivos
Vertical	227	117	110
Horizontal	492	330	162
Desviado o SideTrack	16	7	9
Total de pozos	735	454	281

Fuente: PACIFIC A ENERGY. META PETROLEUM CORP. Libro de Excel. Reporte Diario de Producción. Hoja: Parámetros de los pozos. 2015. Modificado por la autora.

1.4.5 Características de yacimiento. La caracterización de yacimiento del Campo A se puede dividir en dos partes: La primera está representada en la **Tabla 2** y consta de las propiedades petrofísicas y del fluido obtenidas a través de registros eléctricos y pruebas de producción.

Tabla 2. Propiedades de la roca y el fluido.

Formación productora	Formación Carbonera- Unidad de arenas basales
Profundidad promedio de la unidad de arenas basales	2.700 pies (TVD)
Porosidad	Promedio 20 a 34%
Porosidad efectiva	25 a 32% (Promedio 28%)
Permeabilidad	Promedio de 8 a 10 Darcies
Espesor neto petrolífero	10 a 70 pies
Presión de burbuja	80 psia
Gravedad API	12.5 ° API
Viscosidad @ 145°F	730,98 cP
Temperatura del yacimiento	145 °F
Relación agua-petróleo	6 barriles de agua por cada barril de petróleo
Swi	25 a 30%

Fuente: PACIFIC A ENERGY. META PETROLEUM CORP. Datos generales de Campo A. 2015. p. 16. Modificado por la autora.

La segunda parte representa los datos obtenidos de la pruebas PVT, las cuales relacionan las condiciones de presión, volumen y temperatura simulando las condiciones del yacimiento obteniendo un comportamiento aproximado que es utilizado en los diseños del completamiento y de las facilidades de producción. Los resultados se muestran en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Resultados de las pruebas PVT.

Parámetro	Resultado
Gravedad API	12,5
Presión de yacimiento (Py)	1.170 Psia
Temperatura de yacimiento (Ty)	145 °F
Presión de burbuja (Pb)	80 Psia
Densidad del fluido @ Py y Ty	0,990 gr/cm ³
Densidad del fluido @ Pb y Ty	0,91903 gr/cm ³
Relación gas-petróleo (GOR)	5 SCF/STB
Viscosidad del petróleo @ Pb y Ty	730,98 cP
Viscosidad del petróleo @ Py y Ty	734 cP
Compresibilidad del fluido @ Ty	9,84 E-06 1/Psia
Factor volumétrico del petróleo	1,01254 (RBIs / STB)
Viscosidad del gas @ 46 psig y Ty	0,01186 cP
Viscosidad del gas @ 20 psig y Ty	0,0086 cP

Fuente: PACIFIC A ENERGY. META PETROLEUM CORP. Estudio PVT. 2006.
p. 5. Modificado por la autora.

2. MARCO TEÓRICO

A continuación se describen los diferentes sistemas de levantamiento artificial y sus empleados los cuales son empleados en la industria del petróleo para la producción de pozos.

2.1 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando la energía natural de un pozo proveniente de la diferencia de presiones entre el yacimiento y la cavidad del pozo no es suficiente para llevar los fluidos producidos hasta la superficie o no es posible levantar las cantidades requeridas, se hace necesario utilizar un sistema de levantamiento artificial para suplir las necesidades de energía por parte del yacimiento.

La selección de un tipo de levantamiento artificial, debe estar basada en las diferentes características del sistema y del pozo objetivo, es probable que más de un método sea aplicable, por esta razón, se hace necesario determinar qué tan rentable resulta la utilización de cada uno. También es posible realizar una implementación selectiva de métodos, dependiendo de las etapas productivas del pozo, la declinación de las presiones y caudales a manejar resultando en un efectivo cambio de método de levantamiento artificial. Los sistemas de levantamiento artificial más representativos son:

- Bombeo mecánico (Sucker rod pumping).
- Bombeo de cavidades progresivas (Progressive cavity pump).
- Bombeo electrosumergible (Electrical submersible pump).
- Bombeo hidráulico (Hydraulic pumping).

El propósito principal del levantamiento artificial, es mantener un mínimo de presión de flujo en el fondo de la formación, para que esta pueda proveer la cantidad deseada de fluidos, este tipo de ayudas son necesarias cuando la presión natural de flujo no es suficiente para que este fluya. Por ende, el diseño y aplicación del sistema de levantamiento artificial, obedecerá a mantener un delta de presiones o drawdown determinado, para lograr la cantidad de caudal de fluido requerido.

2.1.1 Bombeo mecánico. El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie, considerando que el yacimiento posee una presión suficiente para que el petróleo alcance un determinado nivel en el pozo. La unidad de bombeo produce un movimiento de arriba hacia abajo; suponiendo que el yacimiento cuenta con cierta presión, la cual es capaz de alcanzar un determinado nivel de fluido en el pozo, gracias a la energía mecánica crea un procedimiento de succión y transferencia bombeando el crudo hasta la superficie. Tiene como principal aplicación la producción de crudo

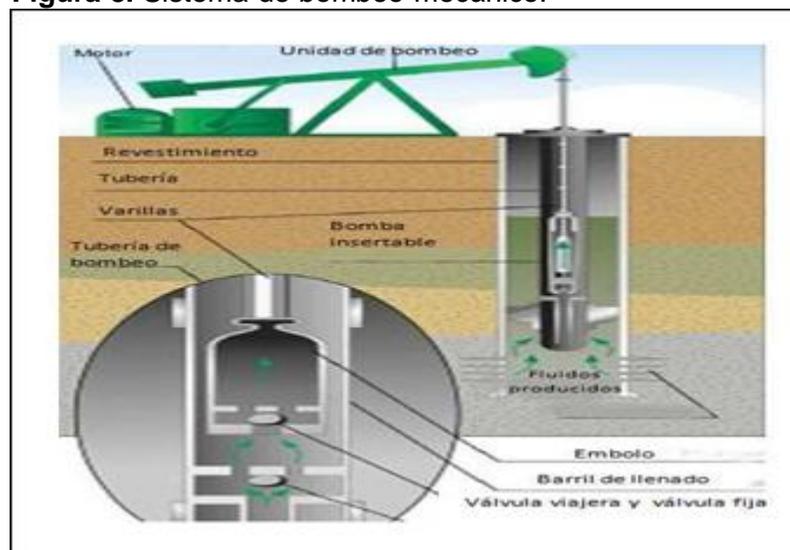
pesado y extra pesado, aunque también se emplea para la producción de crudos livianos y medianos.

Los sistemas de bombeo mecánico se pueden dividir en dos tipos de sistemas:

- **Sistema de varillas (Rod system).** Este tipo se presenta cuando el movimiento en fondo se origina en la superficie y es transmitido por un esfuerzo de varillas.
- **Sistema sin varilla (Rod-less system).** El movimiento producido en el fondo es producido por medios distintos al esfuerzo de las varillas.

2.1.1.1 Principio de funcionamiento. Un motor gira un par de manivelas que, por su acción, suben y bajan un extremo de un eje de metal. El otro extremo del eje está unido a una barra de metal, que lleva el movimiento hacia arriba y hacia abajo. La barra se encuentra unida a una bomba de profundidad dentro del pozo, la cual proporciona el movimiento de ascenso y descenso a la sarta de varillas de succión, que mueve el pistón de la bomba. La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba en la carrera ascendente, mientras que en la descendente, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería. La repetición continua del movimiento mantiene el flujo hacia la superficie. El equipo de bombeo mecánico se indica en la **Figura 3.**

Figura 3. Sistema de bombeo mecánico.

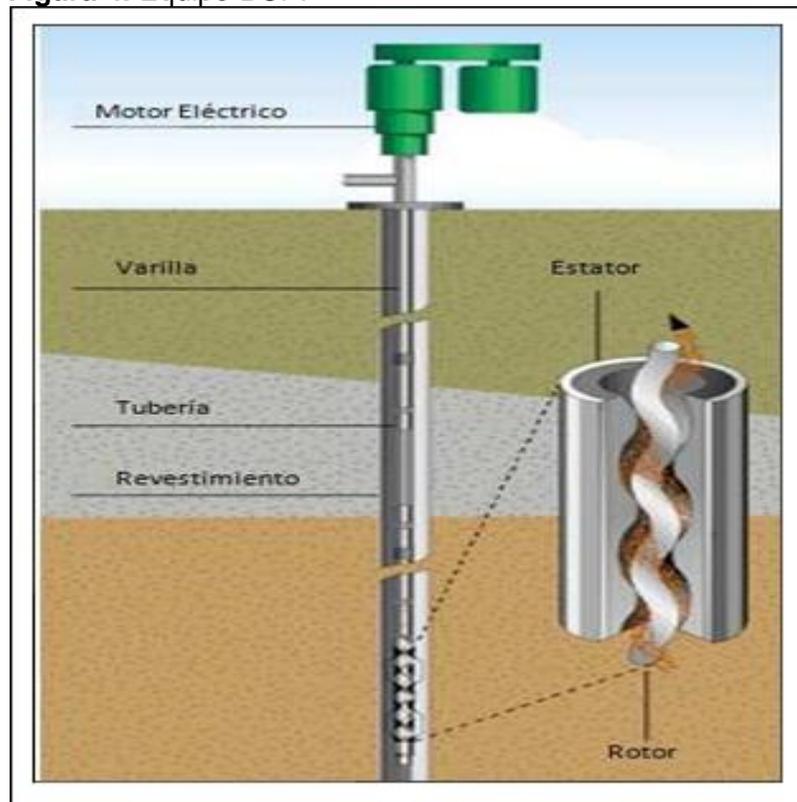


Fuente: ARTEAGA. Johana. Introducción al levantamiento artificial.

2.1.2 Bombas de cavidades progresivas. Este tipo de bombas son de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero.

2.1.2.1 Principio de funcionamiento. La rotación de la sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía, permite movimiento giratorio el rotor dentro del estator fijo lo cual permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo, este tipo de levantamiento cuenta con una alta eficiencia total, "Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60 %" ¹³, además de ser útil para fluidos altamente viscosos, bajos costos, facilidad de instalación, operación y mantenimiento. Entre las falencias de este equipo se encontró alta sensibilidad a los fluidos producidos, tendencia al desgaste del estator además de estar sujeto a operar con bajas capacidades volumétricas. El sistema típico de BCP se indica en la **Figura 4**.

Figura 4. Equipo BCP.



Fuente: ARTEAGA. Johana. Introducción al levantamiento artificial.

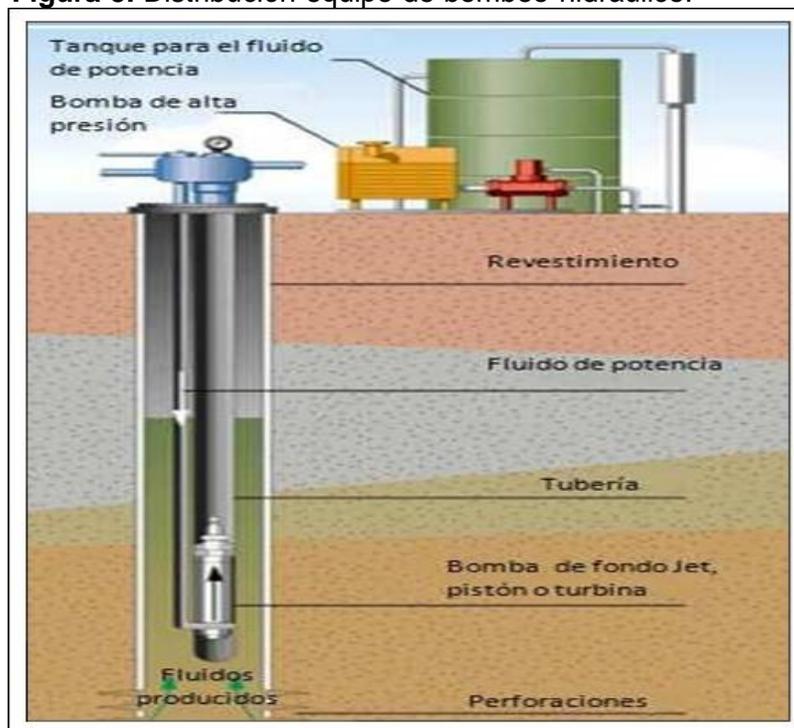
¹³ CIULLA. Francesco. Principios fundamentales para diseño de sistemas con bombas de cavidad progresiva. 2014. p.3.

2.1.3 Bombeo hidráulico. El sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico, consiste en transformar la energía mecánica suministrada por el motor de arrastre al fluido de transmisión en energía potencial para el fluido producido, por medio de una bomba que suministra un caudal determinado de aceite a una presión determinada, esta presión ejercida sobre el fluido será transmitida a lo largo de todas las direcciones con la misma intensidad. El fluido de transmisión en su mayoría agua, permite obtener mayores eficiencias gracias a su baja viscosidad, el cual en su mayoría proviene del pozo.

2.1.3.1 Principio de funcionamiento. En cuanto a su función existen dos técnicas: las bombas que proporcionan un gran caudal a presión llenando rápidamente las conducciones y cavidades del circuito, la segunda técnica da un pequeño caudal a una alta presión estas servirán para subir y mantener la presión del circuito.

Generalmente las bombas consisten en un set de pistones acoplados, uno impulsado por el fluido de potencia y el otro bombeando los fluidos provenientes del pozo. Para una buena implementación de este método se debe manejar presiones de operación utilizadas usualmente en estos sistemas se encuentran en el rango de 2.000 a 4.000 Psi, profundidades de 1.000 a 18.000 pies, caudales de producción que varían de menos de 100 a más de 1.000 BOPD. El sistema básico de un sistema de bombeo hidráulico se indica en la **Figura 5**.

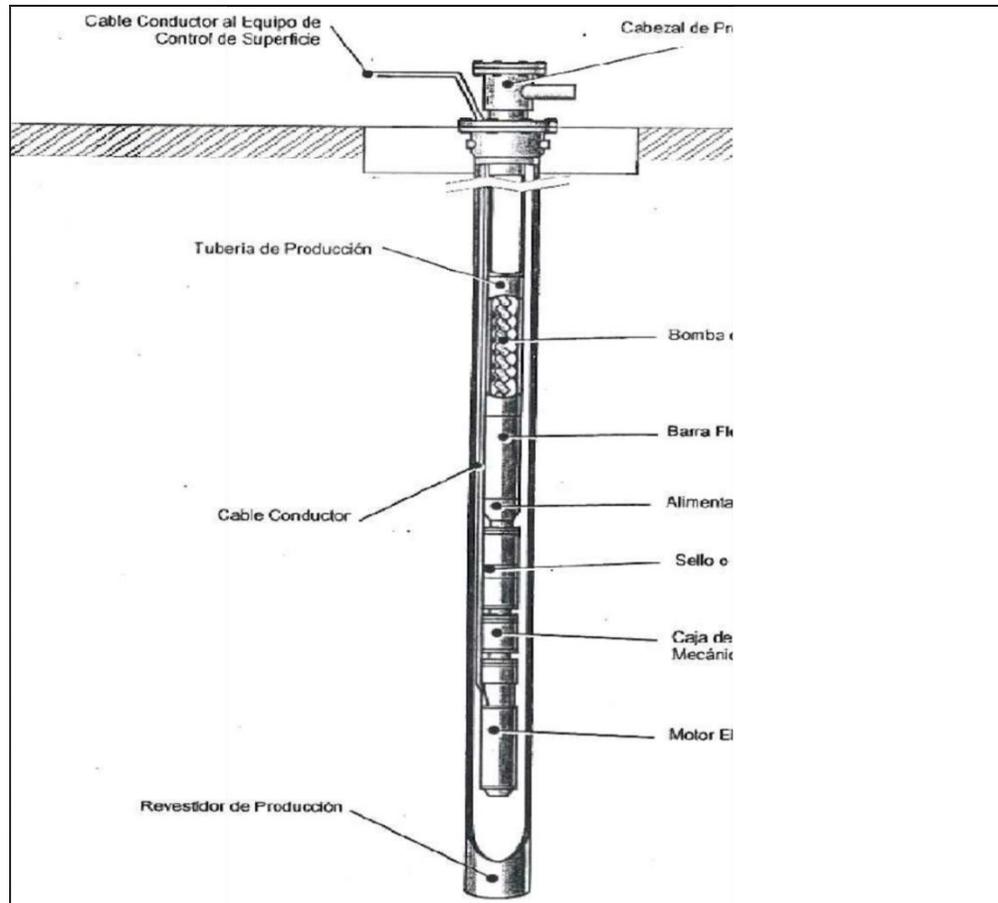
Figura 5. Distribución equipo de bombeo hidráulico.



Fuente: ARTEAGA. Johana. Introducción al levantamiento artificial.

2.1.4. Bombeo electrosumergible de cavidades progresivas. Las limitaciones mecánicas de las bombas BCP han impulsado la búsqueda de nuevas tecnologías y con esto el desarrollo de combinaciones que han ampliado el rango de aplicaciones de este método. Para casos donde las altas severidades de desviación en los pozos causan problemas repetitivos, la implementación de una tecnología combinada de BCP Y BES donde se elimina la sarta de varillas y los riesgos asociados a ella como la ruptura de las mismas y las altas tasas de desgaste se presentan como una alternativa para la producción de petróleo de pozos desviados especialmente aquellos con una curvatura mayor a $12^\circ/1.000$ pies y pozos que empleen bombas electro-sumergibles con producciones menores a 1.500 BFPD. En la **Figura 6** se presenta la configuración básica de un sistema BCP con motor de fondo.

Figura 6. Configuración básica de un sistema BCP con motor de fondo.



Fuente: CIULLA. Francesco. Principios fundamentales para el diseño de sistemas BCP:

2.1.4.1 Principio de funcionamiento. La bomba Electro-BCP es una bomba de cavidades progresivas impulsada por un motor de BES en el fondo, la bomba consiste en rotor de una sola hélice que gira dentro del estator de doble hélice, a pesar de manejar un funcionamiento similar a la bomba BCP, el motor de BCP permite llevar los RPM que normalmente alcanza una bomba BCP (100 a 500 RPM) hasta 3.500 RPM a 60 Hz con un motor bipolar, que emplee cajas reductoras más resistentes con el fin de evitar las altas relaciones de transmisión. El uso de un motor tetrapolar (Cuatro polos) con una velocidad de operación de 1.800 RPM a 60Hz resiste el torque diferencial en las cajas reductoras en caso de que la tecnología de esta no sea la más moderna y así alargar el tiempo de vida útil del sistema. El movimiento rotacional de la bomba producido por el rotor es impulsado por el motor electrosumergible.

Independientemente de los elementos adicionales de la bomba BCP, la bomba es quien realiza el trabajo de levantamiento del fluido precisando la eficiencia del mismo. Algunas de las ventajas de este sistema híbrido es la facilidad en el manejo de arena de crudos viscosos, bajos requerimientos de torque y potencia, altas eficiencias volumétricas y menores costos tanto operativos como de capital.

2.1.4.2 Componentes. A continuación se describen los componentes de un sistema electrosumergible.

- **Motor.** El motor estándar de BES tiene un diseño de dos polos que permiten llegar hasta 3.500 RPM (60 Hz), por esta razón se realiza una reducción de los RPM necesarios para poner en funcionamiento la rotación ejercida por la instalación de cavidades progresivas. A medida que se aumenta la relación de polos del motor, disminuyen los RPM alcanzados por este. De esta manera un motor de seis polos alcanzara 1.200 RPM, mientras que uno de dos alcanzara el máximo de 3.500 RPM.
- **Reductor de velocidad.** Los reductores de velocidad tiene como finalidad llevar los RPM logrados por el motor eléctrico de fondo a los RPM requeridos para poner en movimiento el sistema BCP en la parte superior de la bomba
- **Sello o protector del motor.** El sello cumple la principal función de prevenir la entrada de contaminantes al reductor de velocidad y al motor, también nivela la presión interna del motor con la presión externa del pozo. Su disposición interna es similar al sello que posee el motor de una bomba BES con mayor resistencia.
- **Ensamblaje de eje.** Conecta la bomba con el sello, absorbiendo la rotación excéntrica de la BCP para convertirla en la rotación concéntrica del sello, soportando grandes cargas axiales y torques.
- **Cable eléctrico.** El cable eléctrico tiene la función de conectar el motor de fondo con la fuente de energía de la superficie. El equipo de superficie de la bomba

Electro-BCP tiene la misma finalidad que el de una bomba BES convencional, consta de una caja de venteo, un variador y un cabezal, estos cumplen las mismas funciones que en la BES, ya que proveen la energía necesaria para que el motor de fondo entre en funcionamiento.

- **Transformador de voltaje.** Reduce el voltaje hasta el valor necesario para la operación del variador (VSD).
- **Variador de velocidad.** Permite variar la velocidad de la bomba en fondo, para controlar los caudales, da la corriente suficiente al motor eléctrico que pone en funcionamiento la bomba BCP.
- **Caja de venteo.** Conexión del equipo de superficie con el equipo de fondo.
- **Cabezal del pozo.** Soporta el peso del equipo electrosumergible instalado, además mantiene un control sobre el espacio entre el revestimiento y la tubería de producción del pozo.

A continuación el **Cuadro 1** se presenta la Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial.

Cuadro 1. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial.

Parámetro	Bombeo Mecánico	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Tipo pistón	Bombeo Electro-BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrosumergible
Caudal	< 1000 BFPD a 4000 BFPD	< 10000 BFPD	< 10000 BFPD	100 BFPD a 7000 BFPD	< 1000 BFPD a 4000 BFPD	< 40000 BFPD
Relación Gas - aceite	< 400 SCF/STB	< 400 SCF/STB	< 400 SCF/STB	No recomendado para manejo de gas	No recomendado para manejo de gas	No recomendado para manejo de gas
Viscosidad del crudo	< 100 cP hasta > 500 cP	25 cP a 800 cP	< 500 cP	> 500 cP	> 500 cP	> 200 cP
Profundidad	< 10000 Pies	< 20000 Pies	< 17000 Pies	< 5000 Pies	< 5000 Pies	< 10000 Pies
Revestimiento	Mínimo ID 4 1/2 in	Menor ID menor producción	Mínimo ID 4 1/2 in o 5 1/2 in	Mínimo ID 4 1/2 in	Mínimo ID 4 1/2 in	Mínimo ID 4 1/2 in
Pozos desviados	No recomendado para pozos horizontales	Eficiente	Eficiente	Eficiente	Recomendado con variaciones en el equipo estándar	Eficiente
Fuentes de Energía	Motores a gas diesel y eléctricos	Motores a gas diesel y eléctricos	Motores a gas diesel y eléctricos	Energía eléctrica a altos voltajes	Motores a gas diesel y eléctricos	Energía eléctrica a altos voltajes
Flexibilidad	Longitud de carrera y golpes por minuto	Presión de inyección, boquilla y garganta variables	Velocidad de la bomba	Caudal de flujo variable	Velocidad de la bomba	Velocidad de la bomba
Temperatura	< 550 °F	< 550 °F	< 550 °F	>250 °F	< 250 °F	< 325°F hasta 500 °F
Producción de arena & sólidos	< 100 ppm	< 200 ppm	< 100 ppm	Buen manejo de arena	Buen manejo de arena	<10 ppm
Control de la producción	Diagramas y registros sínicos	Pruebas de pozo	Pruebas de pozo	Medición de amperaje	Medición de amperaje	Medición de amperaje
Costo capital	Depende de la profundidad < \$100.000 USD	> \$300.000 USD	> \$200.000 USD	> \$200.000 USD	< \$200.000 USD	> \$200.000 USD

Fuente: DURÁN SERRANO, Javier. Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial. Modificado por la autora.

Para el caso de estudio de este proyecto en específico el sistema de levantamiento de interés es el sistema de bombeo electrosumergible (BES).

2.1.5 Bombeo electrosumergible (BES). Este sistema de levantamiento artificial es uno de los métodos más utilizados en la industria del petróleo, actualmente es el método de preferencia para la producción de Campo A. Considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades y en una variedad de condiciones de pozo, es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo, aunque pruebas han demostrado que el sistema de bombeo electrosumergible ha obtenido buenos resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos con altas temperaturas y en pozos de diámetro reducido.

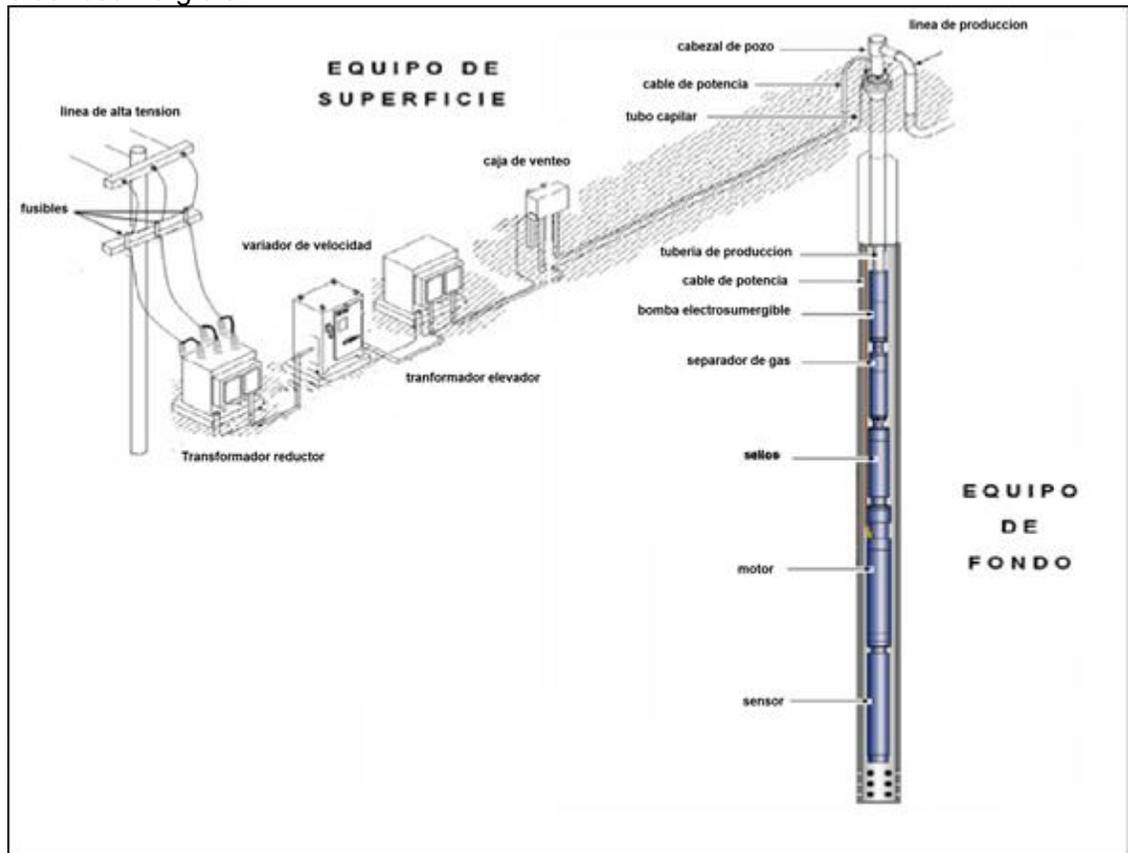
El sistema BES emplea la energía eléctrica convirtiéndola en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado del pozo hasta la superficie, consiste en una bomba centrífuga multietapa con un motor eléctrico en fondo acoplado al sistema, el cual es alimentado desde superficie por un cable de potencia. Es capaz de levantar fluido desde el fondo del yacimiento hacia la superficie, mediante la rotación centrífuga de los impulsores y difusores de la bomba, lo que permite que el fluido ascienda a través de las etapas de la bomba centrífuga y llegue a superficie con suficiente energía.

El sistema BES presenta ventajas como manejar grandes volúmenes de fluido con altos cortes de agua, volúmenes mayores a 10.000 bbl/d, normalmente el costo de levantamiento por barril disminuye con el incremento de la tasa de flujo, no dispone de partes móviles en la superficie siendo muy convenientes en áreas urbanas, se pueden monitorear mediante controles automatizados y es aplicable en pozos direccionales y horizontales hasta cierto grado de desviación.

Los sistemas BES también presentan desventajas como costos iniciales del sistema relativamente altos con respecto a otros métodos, su aplicación se limita a profundidades medias, principalmente por la degradación del aislamiento del cable y limitaciones de temperatura de motor y requiere una fuente estable y fiable de electricidad.

En la **Figura 7** se muestra la configuración típica de los equipos de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible tanto los equipos de superficie, como los equipos de fondo.

Figura 7. Configuración típica del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.



Fuente: RAMÍREZ. Marto. Bombeo electrosumergible. Análisis, diseño, optimización y trouble shooting. 2004. p. 8. Modificado por la autora.

Los equipos de bombeo electrosumergible se pueden dividir en dos grandes grupos, los primeros son los equipos que se encuentran en la superficie, se ubican relativamente cerca al cabezal del pozo y se podría decir que son los equipos a los cuales se tiene rápido acceso a la hora de una revisión del equipo. Los segundos son los equipos de fondo ubicados dentro del pozo en la parte más profunda de este o según lo indique el punto de sumergencia a la hora del diseño, son los equipos más complicados para una revisión puesto que tendría que realizarse una operación de workover para llegar a ellos.

2.1.5.1 Equipo de superficie. Esta está constituido por diferentes componentes, dentro de los cuales tenemos el generador de corriente punto de alimentación de los equipos de subsuelo, en el caso de que no se tenga conexión a la red de energía, el transformador reductor ubicado entre la red de energía y el variador de frecuencia con la tarea de reducir la tensión a la entrada del variador para que este a su vez pueda operar, el variador de frecuencia encargado de controlar y proveer seguridad al equipo de fondo, el transformador elevador encargado de volver a elevar la tensión que se envía al motor de fondo y por último la caja de venteo punto en el

cual se realiza la conexión entre el cable de superficie y el cable de fondo que llega al motor. A continuación se explicaran en detalle cada uno de estos con sus respectivas características y funciones.

2.1.5.2 Generadores. Para RAMIREZ¹⁹ los generadores son máquinas síncronas que se usan para transformar la energía mecánica en la modalidad de movimiento rotatorio en energía eléctrica. Se usa el término síncrono, cuando se hace alusión al hecho en que la frecuencia eléctrica de los generadores está atada o sincronizada con la velocidad de rotación de su eje, es decir, el rotor que tiene dentro. En algunas ocasiones se usa el término máquina síncrona en vez de generador refiriéndose al mismo elemento.

La forma en que funciona un generador síncrono es en base a un sistema de potencia real, que depende de las limitaciones que se les impongan, cuando un generador trabaja aisladamente las potencias reales y reactivas que deben entregarse son determinadas por la carga que se les asigne y la corriente de campo que son las que controlan la frecuencia y el voltaje terminal, respectivamente.

Cuando el generador se conecta a un bus infinito su frecuencia y voltaje son fijos, de tal manera que la corriente de campo controla los flujos de la potencia real y reactiva del generador, la capacidad de un generador síncrono para producir potencia eléctrica está limitada primordialmente por el calentamiento dentro de la máquina. Cuando los embobinados de la máquina se recalientan, la vida de la máquina se ve seriamente comprometida, como hay dos embobinados diferentes de inducido y de campo, hay dos limitaciones distintas en el generador, el calentamiento máximo permitido de los embobinados del inducido determina los kilovoltios amperios máximos permitidos por la máquina y el calentamiento máximo permitido en los embobinados de campo determina el tamaño máximo del voltaje inducido.

2.1.5.3 Transformadores. De acuerdo con RAMIREZ²⁰ los equipos llamados transformadores pueden ser de dos clases en los sistemas de levantamiento por bombeo electrosumergible se tiene los transformadores reductores encargados de reducir la intensidad de corriente entre la línea de alimentación y el variador de frecuencia, y también se tienen los transformadores elevadores que son los encargados de aumentar la intensidad de corriente o tensión entre el variador y el equipo de fondo, ambos tienen los mismos principios de funcionalidad pero trabajan de una forma invertida aumentando o disminuyendo la intensidad de corriente. En el caso de que el sistema se alimente por un generador local no es necesario un transformador reductor puesto que el generador entrega la corriente a la intensidad que necesita el variador.

¹⁹ RAMIREZ. Marto, Bombeo Electrosumergible. Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. p.18.

²⁰ *Ibíd.* p. 13.

Un transformador es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna, está diseñado para transformar el voltaje primario en la línea eléctrica al voltaje que pueda requerir el motor o variador. Consta de un núcleo de material ferromagnético, en el cual se encuentran devanadas dos bobinas, generalmente de diferente número de vueltas, la bobina de mayor número de vueltas es la que trabaja con alta tensión y la de menor número trabaja con baja tensión, en algunos casos el número de vueltas de las dos bobinas es igual, ambas trabajando a la misma tensión y el objeto del transformador sería aislar eléctricamente los voltajes de uno y otro lado.

El embobinado por el cual se alimenta el transformador es el primario, el que entrega la energía transformada es el secundario, un transformador reductor trabaja con alta tensión como primario y con baja tensión como secundario, mientras que un elevador trabaja con baja tensión como primario y alta como secundario.

Debido a los materiales de los que se dispone en la naturaleza para los transformadores, no se pueden efectuar la conversión y transmisión perfecta de energía, aparecen algunas pérdidas, que no es posible evitar, aunque pueden reducirse a un valor mínimo y tienen que explicarse en cualquier modelo de comportamiento de transformadores.

- **Pérdidas magnéticas.** son debidas a ciertas limitaciones que tienen los materiales ferro magnéticos.
- **Pérdidas eléctricas.** se deben a determinadas características de los embobinados de cobre por resistencia del material.

Los transformadores se clasifican de acuerdo a sus características así:

- **Por su capacidad.** Según el rango de potencia operativa.
 - **Transformador de distribución.** son los transformadores con una capacidad de hasta 500 KVA.
 - **Transformador de potencia.** son los transformadores con una capacidad mayor de 500 KVA.
- **Por su tensión.** Según el rango de diferencial de potencial eléctrico que pueden manejar.
 - **Transformador de baja tensión.** Son los transformadores que operan con una tensión de 600 volts o menor.

- **Transformador de media tensión.** Son los transformadores que operan con una tensión desde 600 hasta 4160 Volts.
- **Transformador de alta tensión.** Son los transformadores que operan con una tensión superior a los 13.800 V.
- **Por su instalación.** Es decir su lugar de ubicación dentro del sistema mientras se encuentra operativo.
- **Tipo poste.** Ubicados en postes es su parte superior con una conexión a la línea de tensión.
- **Tipo subestación.** Se encuentra ubicado cerca a la línea de alimentación y son los más usados en los sistemas BES.

2.1.5.4 Variadores de frecuencia VDF. Según RAMIREZ²¹ el variador de frecuencia o VDF por sus siglas en español es un controlador de motor que permite operar el sistema BES en un rango amplio de frecuencias en vez de estar limitado a la frecuencia de línea o de operación, así el gasto de producción, la carga del sistema o ambos se pueden ajustar, ya sea la necesidad como variar la velocidad de la bomba sin modificaciones en el equipo de fondo.

La operación básica del VDF es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa DC, luego usando semiconductores de potencia como interruptores de estado sólido, invierte la corriente directa a una salida alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable. El propósito principal para usar el VDF en el sistema BES es la flexibilidad en el bombeo, pero también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la vida útil del equipo de fondo, arranque suave del sistema, velocidad controlada automáticamente, supresión de transitorios de línea y eliminación de estrangulamientos superficiales.

El VDF aísla la carga de *switcheos* y balancea los voltios de salida para reducir el calentamiento del motor, ignora la inestabilidad de frecuencia del generador y minimiza los esfuerzos de arranque, también dependiendo de la aplicación el VDF puede ayudar a mejorar la eficiencia del sistema, reducir el tamaño requerido del generador y reducir el tamaño de la unidad de fondo, además el variador de frecuencia provee funciones de control que el usuario puede seleccionar para maximizar la producción.

Un variador de frecuencia se compone de tres secciones básicas, sección convertidora, la sección de enlace de CD y la sección inversora.

²¹ *Ibíd.* p. 16.

La sección convertidora, consiste en un dispositivo rectificador o diodo, conectado en configuración de puente rectificador trifásico de onda completa en esta sección se rectifica la potencia trifásica de entrada 480 – 4.160 VAC, 60 Hz.

La sección enlace de CD, consiste en inductores y condensadores conectados al bus de corriente directa DC en serie y paralelo respectivamente, como se menciono anteriormente, en la sección convertora se convierten las tres fases de entrada en corriente directa, sin embargo, existe una gran cantidad de rizado o *ripple* que se incrementa con la carga. El propósito de los componentes del enlace DC es filtrar el rizado del voltaje del bus DC y por ello a esta sección también se le conoce con el nombre de filtro.

La sección inversora, consiste en seis interruptores de potencia a base de transistores bipolares, hay dos transistores por cada fase, estos transistores permiten tener una salida trifásica alterna de voltaje y frecuencia variable, Los armónicos generados por los variadores dependen del tipo de variador, la magnitud de la inductancia del sistema de alimentación y la robustez del sistema.

En la **Figura 8** se muestra una vista interna de las secciones del variador explicadas anteriormente.

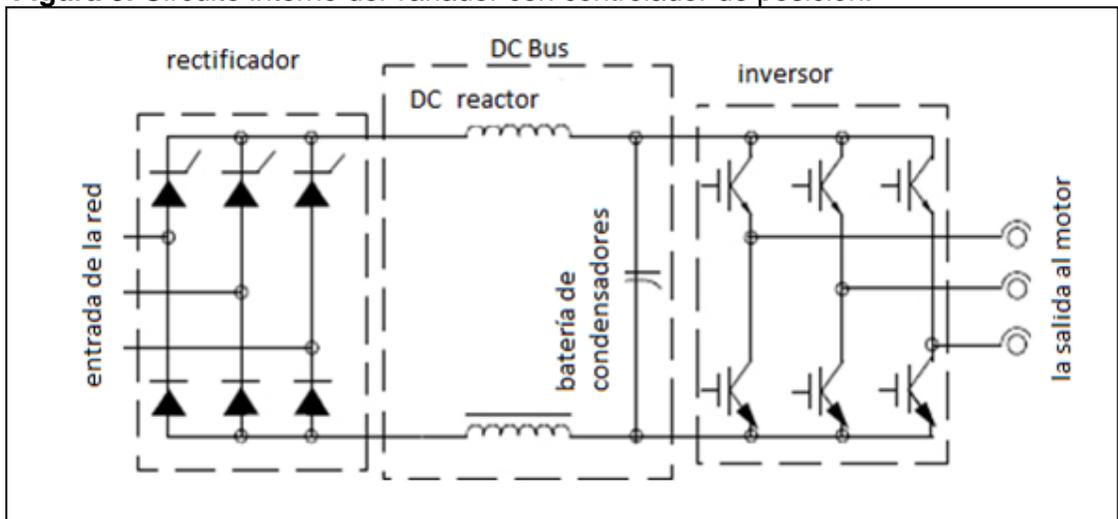
Figura 8. Variador de frecuencia vista interna.



Fuente: TONELLI. Cesar et al. "Variador de frecuencia y sensor de fondo en bombeo electrosumergible". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2012. d. 5.

2.1.5.5 Variador de frecuencia con control de posicionamiento. Según REYES²² para poder operar los motores de imán permanente en los sistemas electrosumergibles es necesario la utilización de un variador especial con control vectorial de posicionamiento, los variadores de frecuencia con control de posicionamiento son muy parecidos a los variadores de frecuencia utilizados en la industria, aunque tiene sus diferencias para el manejo de los nuevos motores, funcionan como un regulador electrónico de velocidad y están formados por circuitos que incorporan transistores de potencia como el IGBT transistor bipolar de puerta aislada o tristores, siendo el principio básico de funcionamiento el transformar la energía eléctrica en frecuencia industrial y a su vez en energía eléctrica de frecuencia variable. Esta variación de frecuencia se consigue mediante dos etapas en serie una etapa rectificadora que transforma la corriente alterna en continua a la entrada del variador, con toda la potencia en el llamado circuito intermedio y otra inversora que transforma la corriente continua en alterna a la salida del variador hacia el motor, con una frecuencia y una tensión regulables que dependerán de los valores de consigna deseados por el operador. A esta segunda etapa también se le suele llamar ondulator, todo el conjunto del convertidor de frecuencia recibe el nombre de inversor. A continuación la **Figura 9** se muestra el esquema interno de funcionamiento de un variador de frecuencia.

Figura 9. Circuito interno del variador con controlador de posición.



Fuente: REYES. Jonnattan. "Power saving system". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2015. d. 12.

- **Rectificador.** El puente rectificador convierte la entrada de corriente alterna a corriente continua para suministrar energía al banco capacitor.
- **Inversor.** Convierte la corriente continua en una forma de onda de corriente alterna controlada para luego ser enviada hacia el motor.

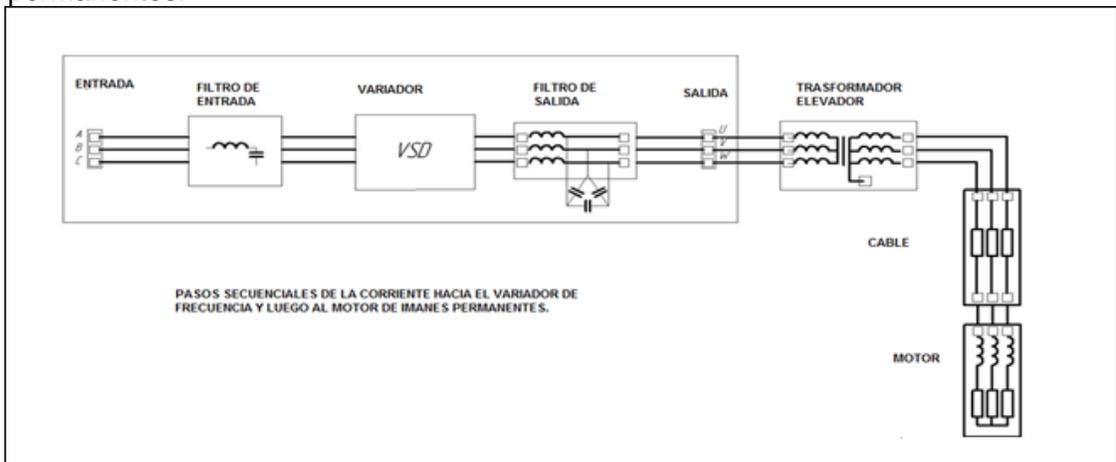
²² REYES. Jonnattan. "Power saving system". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2015. d. 12.

- **Banco de condensadores.** Almacena la energía de corriente continua y ofrece cortes de la red de protección a la hora de las pérdidas de energía.
- **DC bus.** Circuito DC-bus intermedio que es el encargado de la corriente tipo continua.
- **Reactores DC.** Filtran la corriente continua en el intermedio del VSD, genera protección contra los transistores de línea, reducen la corriente y reducen los armónicos de la entrada de corriente alterna.

De acuerdo con el modo de trabajo los variadores de frecuencia pueden ser en forma manual o automática, según las necesidades del proceso, dada la enorme flexibilidad que ofrecen los reguladores de velocidad, permitiendo hallar soluciones para obtener puntos de trabajo óptimos en todo tipo de procesos, pudiendo ser manejados por ordenadores PLC, señales digitales o de forma manual. Este tipo de variadores incluye dentro del propio convertidor protecciones para el motor, tales como protecciones contra alta intensidad de corriente, altas temperatura, fallo contra desequilibrios, defectos a tierra, además ofrece la posibilidad de arranques y frenados suaves mediante rampas de aceleración y de frenado, lo que con lleva en un aumento de la vida del motor y de las instalaciones.

En la **Figura 10** se muestra los pasos que realiza la corriente a través de los equipos del sistema electrosumergible.

Figura 10. Diagrama funcionamiento del variador con el motor de imanes permanentes.



Fuente: REYES. Jonnattan. "Power saving system". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2015. d. 13.

Para la puesta en marcha del variador es necesario seguir una serie de pasos los cuales se debe realizar antes de poner el equipo en operación, estos pasos consisten en la introducción de unos datos del sistema como, corriente de entrada

al transformador, corriente y voltaje hacia el motor, inductancia a la salida del filtro por fase, datos del motor nomenclatura de la corriente velocidad y frecuencia del equipo. Una vez se tiene todos estos datos introducidos en el variador de frecuencia el sistema de control tiene como objetivo regular la carga y amplitud por cada fase con la finalidad de evitar los excesos de carga en cada una, aparte de esto es necesario que el ángulo de posición entre el rotor y el campo magnético del estator no supere los 70 a 75 grados, ya que esto con llevaría a una fallo por sincronización.

En resumen el variador de frecuencia que trabaja con un equipo de bombeo electrosumergible de imanes permanentes, después de ser configurado con todos los datos requeridos, identifica las tres fases a la salida del transformador, las cuales pasan por el cable de potencia y llegan al motor, energizándolas a destiempo, es decir envía la intensidad de corriente por una fase, da un tiempo de espera calculado por el mismo y luego envía la intensidad de corriente requerida a la siguiente fase y así sucesivamente, cabe resaltar que este tiempo es bastante pequeño y se podría hablar de segundos, siempre en un mismo sentido para lograr que el rotor del motor que tiene los imanes permanentes siga el campo magnético generado en el estator fase por fase, logrando que este a su vez ya no tenga perdidas por deslizamiento y alcance los rpm que se desea obtener.

2.1.5.6 Caja de venteo. La caja de venteo es aquel equipo que se encuentra cerca a la cabeza del pozo, esta distancia para el caso del Campo A es de aproximadamente 15 pies de distancia entre el cabezal de pozo y la caja de venteo y de 35 pies de distancia aproximadamente entre la caja de venteo y el variador de frecuencia, esto con el fin de permitir la ventilación de los cables de conexión en caso de que a través de ellos viaje gas hacia la superficie. La caja de venteo permite hacer una conexión eléctrica entre el cable proveniente del motor de fondo y el cable que viene del variador y el transformador.

El objetivo de la caja de venteo son principalmente tres funciones:

- Como un punto de conexión entre el cable de superficie y el cable de fondo permitiendo que los espacios internos de estos cables estén completamente sellados para prevenir la migración de gases desde la cabeza de pozo hasta el cuarto de control o *skid*.
- Como punto de acceso al sistema eléctrico en cabeza de pozo para pruebas de rutina y la localización de averías, al igual que facilita un medio local de aislamiento fuera de línea.
- Como punto de desconexión del equipo de superficie y del equipo de fondo durante una intervención o reparación del pozo.

En la **Figura 11** se puede observar una caja de venteo del Campo A.

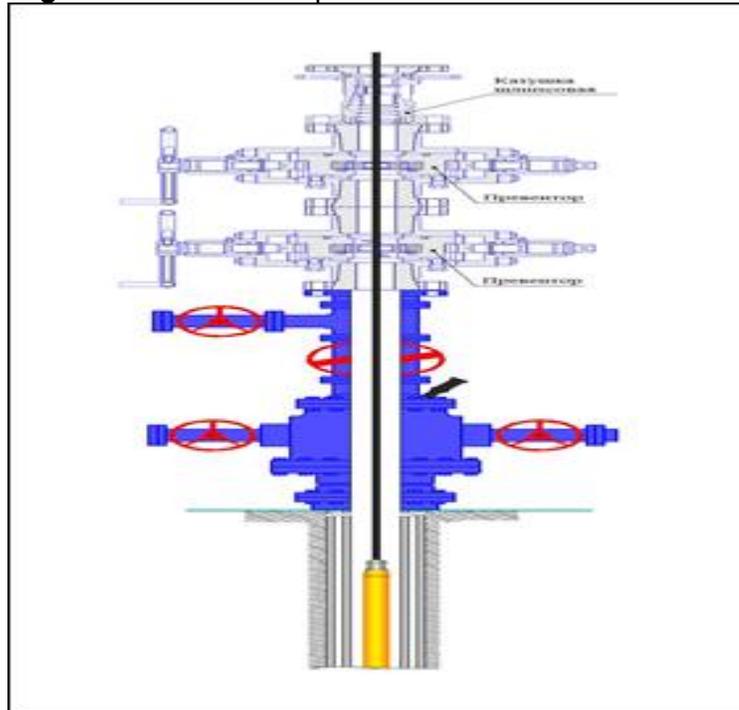
Figura 11. Caja de venteo.



2.1.5.7 Cabezal de pozo. El cabezal es el encargado de cerrar mecánicamente el pozo en la superficie, soporta el peso del equipo electrosumergible instalado en fondo, y además mantiene un control sobre el espacio entre el *casing* y la tubería de producción del pozo.

La conexión del cable de potencia que viene de la caja de venteo se realiza mediante un conector llamado en la industria como *quick conector* o penetrador el cual permite que el cable pase a través del cabezal del pozo, para luego realizar el empalme de los cables de superficie y fondo. La **Figura 12** presenta un ejemplo de un cabezal de pozo.

Figura 12. Cabezal de pozo.



Fuente: NOVOMET. Especificaciones técnicas – equipos Novomet. 2015. p. 2. Modificado por la autora.

2.1.5.8 Equipo de fondo. Se identifica como equipo de fondo a los componentes que se encuentran dentro del pozo acoplados a la tubería de producción, los que juntos son los encargados de llevar el fluido a superficie, transformando la energía eléctrica en mecánica y a su vez en rotación para la bomba que transfiere esta rotación en altura para el fluido. Partiendo del pozo hacia superficie se tiene: la guía del motor, el sensor de fondo, el motor electrosumergible, los sellos o protectores, separador de gas, bomba centrífuga multietapas, y el cable eléctrico de potencia.

- **Guía del Motor.** Estructura metálica normalmente de hierro dulce o de acero, y puede estar o no según las condiciones del pozo. En condiciones severamente corrosivas es recomendable usar acero férreo o acero inoxidable.

Tiene forma cónica o tubular con aletas de diámetro máximo ligeramente menor que el *drift* de la tubería de revestimiento donde se instala. Su función principal es orientar el equipo electrosumergible dentro de la tubería de revestimiento y evitar el bamboleo del sistema, se encuentra conectado al final del último motor o del sensor de fondo.

- **Sensor de Fondo.** Este sensor es un dispositivo electrónico de alrededor de un metro de longitud y de forma tubular, capaz de soportar altas presiones y temperaturas. Encargado de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BES. Tiene entrada para conectarse

con un flujo metro u otro sensor de cabeza, se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación y un cable de señal.

Se alimenta de pulsos de corriente continua de +- 120 Voltios, cuando la señal es censada por el anillo de presión es traducida a señal eléctrica y enviada a través del cable de potencia del sistema a superficie, donde es aislada de la corriente alterna en el panel de control ubicado en el *skid* de superficie.

Este sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión o *intake*, vibración, corriente de fuga, y flujo.

En la **Figura 13** se muestra la vista interna de un sensor de fondo con todos sus componentes.

Figura 13. Sensor de fondo vista interna. Sin su recubrimiento o housing.



Fuente: TONELLI. Cesar et al. "Variador de frecuencia y sensor de fondo en bombeo electrosumergible". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2012. d. 15.

- ✓ **Paquete sensor.** Se instala en la base del motor electrosumergible y es el que se encarga de censar y acondicionar la señal de presión y temperatura de fondo

a una señal eléctrica, para ser transmitida a través del cable eléctrico de potencia hacia la superficie

- ✓ **Paquete inductor.** Se ubica junto al variador de velocidad en la superficie, proporciona la energía eléctrica al sensor de fondo para su funcionamiento.
- ✓ **Paquete indicador.** Se encuentra formado por un *display*, con una interface que le permite interactuar con el operador y visualizar la temperatura y la presión de fondo, se ubica junto al Paquete inductor.
- ✓ **Protectores o sellos.** Estos equipos se conocen con el nombre de protectores o sellos según los distintos fabricantes, están localizados entre la bomba y el motor, son un eslabón esencial en los sistemas de bombeo electrosumergible por lo cual conocer exactamente cuáles son sus funciones es fundamental para entender el método. La apropiada selección de un sello puede marcar la diferencia entre una operación exitosa o una falla prematura del sistema.

Las principales funciones de los sellos se pueden dividir en mecánicas e hidráulicas y se explican a continuación.

- ✓ **Mecánicas.** Vinculo mecánico entre el motor y la bomba es decir es la conexión entre estos, absorbe los empujes descendentes y ascendentes de la bomba para proteger el equipo y alargar la vida útil de esta.
- ✓ **Hidráulicas.** Evita el ingreso de fluidos del pozo al interior del motor lo sella e aísla, equilibra la presión interna del motor con la presión del pozo genera una ecualización entre ambos equipos, compensar la expansión o contracción del aceite dieléctrico del motor.

Una de las tareas de mayor relevancia al momento de hacer la instalación del sistema electrosumergible es la incorporación del aceite al motor y los sellos respectivamente, por este motivo resulta importante considerar el comportamiento que experimenta el fluido ya sea en reposo o con el sistema en operación, tal comportamiento es factible verificarlo contrastando dos de las variables que entran en juego el volumen de aceite y la temperatura de este.

El motor se instala a temperaturas elevadas en el fondo del pozo, además de que genera calor a la hora de su operación, el incremento de temperatura causa que el aceite se expanda dentro del motor, el aceite que se expande pasa a través de la cámara laberíntica de los sellos y sube hacia la bomba donde se pierde. Cuando la unidad vuelva a estar apagado el volumen de aceite decrece, el aceite que se perdió que originalmente era del motor será remplazado por el aceite de las cámaras laberínticas de los sellos, el espacio interior que queda sin fluido dentro de los sellos será remplazado con fluido del pozo y así sucesivamente hasta la contaminación total del equipo. Esta es una de las

características de funcionamiento más importantes de los sellos ya que logra alargar la vida útil del motor y a la vez del equipo en general.

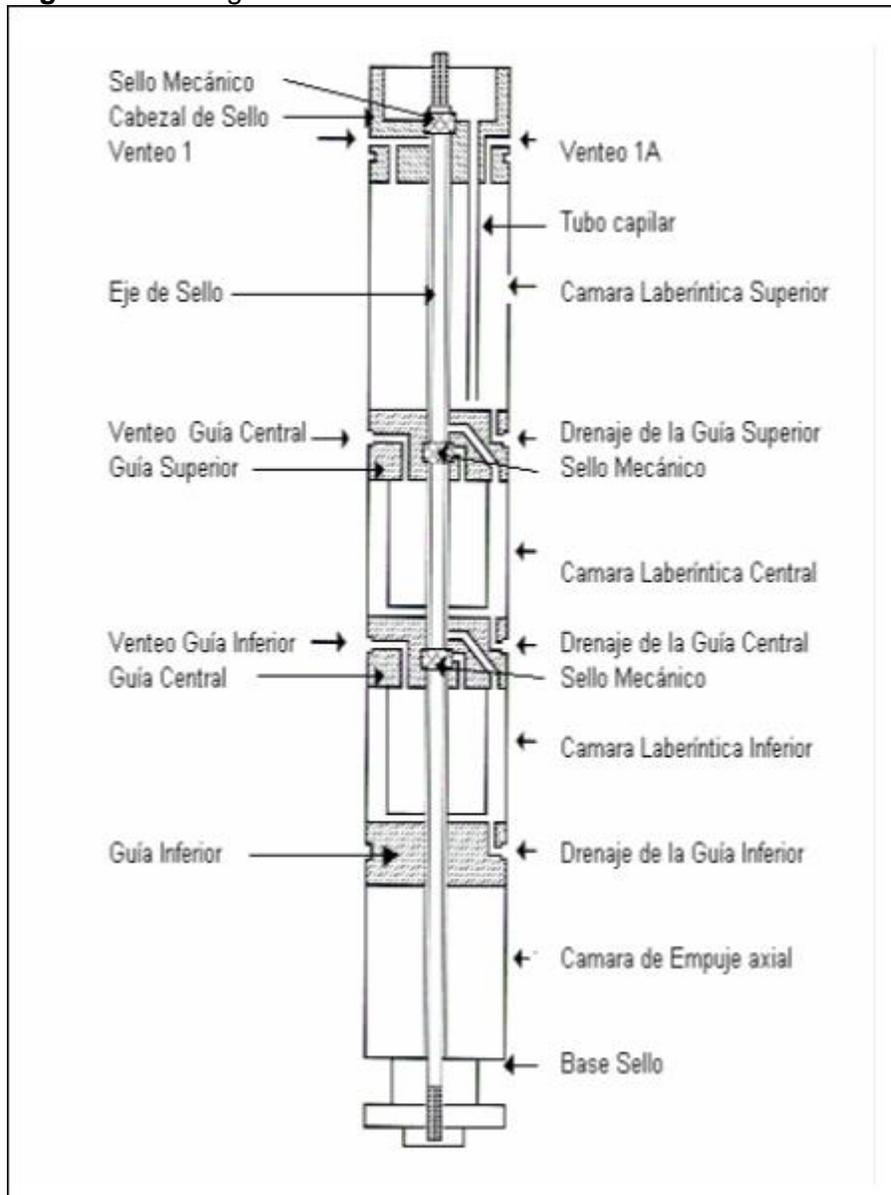
Los componentes principales de un sello son la carcasa o *housing*, los sellos mecánicos, el cojinete de empuje o *thrustbearing*, el sistema laberíntico, las bolsas elastómeras, el aceite dieléctrico, el eje, el cabezal, la base, entre otros accesorios, todos estos explicados brevemente a continuación.

- ✓ **Sello mecánico.** Es el componente de la sección sellante, cuya función principal es la de evitar la migración del fluido del pozo a las cámaras inferiores del sello y por consiguiente que no llegue este fluido hacia el motor electrosumergible. Existen en el mercado diferentes tipos de sellos mecánicos y de diferentes materiales, los principales componentes de un sello mecánico son los resortes, los fuelles, la zapata móvil entre otros. Los sellos mecánicos están ubicados desde la parte superior hasta la parte inferior y su número depende del diseño requerido para la operación, por ejemplo en un sello que tenga 3 cámaras pueden haber instalados dos sellos mecánicos.
- ✓ **Cojinete de empuje o *thrust bearing*.** También se le conoce como zapata y su función principal es absorber la carga axial de la bomba, la capacidad de carga depende del tipo de bomba que esté instalada, por ejemplo la distribución de la carga axial de la bomba flotante es diferente a la carga axial de la bomba tipo compresión.
- ✓ **Configuración de los sellos.** La configuración de los sellos se puede dar de forma laberíntica o de bolsas, el número de cámaras y bolsas depende del requerimiento del operador y del número de secciones que tiene el sello. Hay diferentes factores que se deben tener en cuenta para la configuración entre ellos, algunos como la geometría del pozo ya sea vertical o direccional, la densidad del fluido, la temperatura de fondo, el tipo de bomba instalada, el corte de agua, entre otros.

En los sistemas de bombeo electrosumergible instalados en Campo A los sellos o protectores son instalados de a dos equipos por sistema, esta configuración se hace para tratar de alargar la vida útil del equipo a un mayor tiempo de servicio, para garantizar fluidos fuera del motor, para absorber mas los empujes ascendentes y descendentes provenientes de la bomba y para garantizar la igualdad de las presiones entre el motor y el pozo. Es recomendado cambiar los sellos cada cuatro trabajos de workover.

En la **Figura 14** se muestra una vista interna de los protectores o sellos.

Figura 14. Configuración interna de los sellos.



Fuente: SOCORRO. Gabriel. Levantamiento electrosumergible. Disponible en: <http://www.slideshare.net/29grafica>. Consultado en: 15 de Septiembre de 2015.

- **Separador de gas.** El gas que se encuentra presente en los pozos disminuye la eficiencia de la bomba electrosumergible y cuando la presión de fondo es menor a la presión de burbuja del petróleo P_b , las partículas de petróleo y gas se empiezan a separar incrementando la posibilidad de cavitación o bloqueo por gas en la bomba electrosumergible, siendo necesaria la instalación del separador de gas. La aplicación del separador de gas se realiza en los pozos

con una elevada relación gas petróleo GOR, tomando en cuenta que la bomba electrosumergible puede operar normalmente con un porcentaje de gas libre menor al 10% del volumen de fluido que está siendo bombeado.

El uso de los equipos de bombeo electrosumergible en pozos que tienen una alta relación de gas-petróleo ha comenzado a ser algo muy común, pero la capacidad de la bomba centrífuga para el manejo del gas sin bloquearse es limitada, por esto en los últimos años ha sido posible extender la aplicación del sistema BES con el diseño, desarrollo y utilización de los separadores de gas rotativos, estos componentes utilizan la fuerza centrífuga para separar el gas libre del fluido del pozo antes de que entre en la bomba.

La forma de funcionamiento del equipo es la siguiente, el fluido entra en el separador y es guiado hacia una cámara centrífuga rotativa por la acción de un inductor, una vez en la centrifugación el fluido con mayor gravedad específica es llevado a la pared externa de la cámara rotativa por la fuerza de rotación, dejando al gas en cercanías del centro del equipo, el gas luego es separado del fluido por medio de un divisor y es expulsado nuevamente al espacio anular del pozo donde asciende por el mismo, el fluido más pesado se dirige hacia la entrada de la bomba en donde luego es bombeado por la tubería de producción hacia superficie.

El separador de gas típico tiene un rango de eficiencia entre 80 y 95%. La eficiencia del sistema se ve afectada por los volúmenes, la composición y propiedades del gas. Los dispositivos de separación de gas se conectan en el sistema frecuentemente en tándem para mejorar la eficiencia total en aplicaciones con elevada cantidad de gas. A continuación la **Figura 15** presenta un separador de gas típico.

Figura 15. Separador de gas.



Fuente: NOVOMET. Especificaciones técnicas – equipos Novomet. 2015. p. 20. Modificado por la autora.

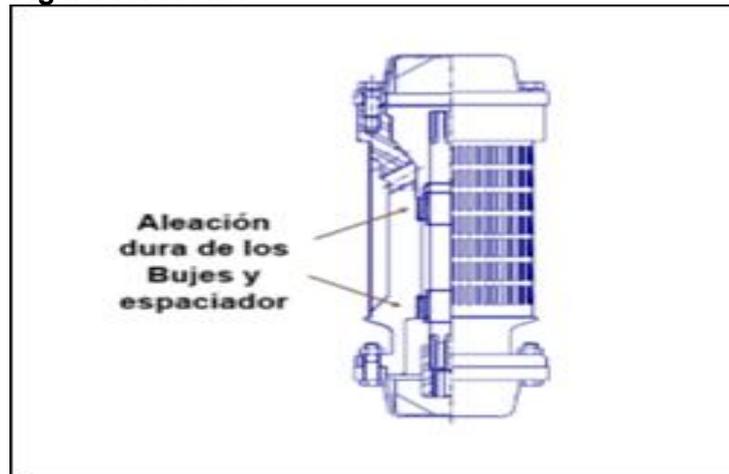
Básicamente existen dos tipos de separadores de gas:

- ✓ **Estáticos o laberínticos.** Son aquellos que tienen un arreglo mecánico interno, permitiendo que el gas tomado en la admisión del separador continúe su migración ascendente orientándolo hacia el anular entre el pozo y el equipo BES, mientras a su vez fuerzan al fluido del pozo a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidad para luego ser impulsados hacia arriba por la bomba centrífuga.
- ✓ **Separadores centrífugos.** La separación se realiza gracias al proceso de centrifugación, separa los fluidos por diferencia de gravedad específica hacia las paredes del dispositivo separador, para luego orientar el gas separado del fluido hacia el anular del pozo y el fluido de pozo a su vez es dirigido hacia la bomba.

Actualmente en los equipos de bombeo electrosumergible instalados en Campo A no es necesario el uso y aplicación de equipos separadores de gas puesto que no se tiene la presencia de fluidos con gas en ningún pozo.

2.1.5.9 Intake. En la mayoría de los sistemas BES en los cuales no se hace necesario la instalación de un equipo de separación de gas libre, se instala una sección de más o menos 30 a 40 cm de longitud conocidos como intake, estos son puestos antes de la bomba centrífuga y después de los sellos o protectores y son básicamente una entrada simple hacia la bomba o la succión hacia la bomba. La **Figura 16** presenta la sección conocida como intake.

Figura 16. Intake.



Fuente: NOVOMET. Especificaciones técnicas – equipos Novomet. 2015. p. 19. Modificado por la autora.

2.1.5.10 Bomba electrosumergible. Para RAMIREZ²³ las bombas utilizadas en los sistemas de bombeo electrosumergible son del tipo centrífugas, una bomba centrífuga consiste en una serie de etapas ensambladas a un eje y contenidas dentro de un tubo llamado *housing*, a su vez la etapa de la bomba consiste en un impulsor, un difusor y una arandela de empuje, el impulsor se encuentra vinculado al eje y rota a la velocidad del motor, las fuerzas centrífugas generan que el fluido se mueva desde el centro del impulsor hacia la parte exterior del mismo, el difusor es estacionario y dirige el caudal de fluido de un impulsor al siguiente, la compresión otorgada a los difusores en el momento en que el cabezal y la base son roscados en el alojamiento de la bomba impide que ellos roten junto a los impulsores en el momento de operación de la bomba. Cada etapa de la bomba desplaza el mismo volumen de fluido, otorgando una altura diferencial a este, múltiples etapas suma altura al fluido mas no incrementan el caudal producido, básicamente el funcionamiento de la bomba se sustenta no solo con la energía que provee el motor sino también con la energía cinética que el impulsor le brinda al fluido, la cual es trasformada por el difusor en energía potencial que se traduce en altura o elevación del fluido.

Las etapas de la bomba se conforman con una serie de componentes llamados impulsores, difusores y arandelas de empuje, estas pueden ser de flujo radial o de flujo mixto, las primeras son aquellas en las cuales el pasaje del fluido es perpendicular al eje de la bomba y la presión se desarrolla en su totalidad por la fuerza centrífuga. Las etapas de flujo mixto son aquellas en las cuales el pasaje del fluido es tanto perpendicular como radial en relación al eje y la presión se desarrolla en parte por la fuerza centrífuga y en otra parte por la elevación que los vanos del impulsor le dan al fluido.

²³ *Ibíd.* p. 28.

Los impulsores están acoplados al eje y rotan junto con este alrededor del eje axial de la bomba, los fluidos entran al impulsor por la parte inferior y salen por los laterales de estos, la fuerza centrífuga hace que los fluidos se muevan desde el centro del impulsor hacia la periferia, allí el fluido gana energía. Los difusores direccionan el fluido al próximo impulsor y transforman la velocidad del fluido en altura de elevación, o en otras palabras transforman la energía cinética en energía potencia y altura de fluido.

Las bombas con etapas de flujo radial funcionan con caudales menores a los 1200 Bfpd con una eficiencia menor al 60 % y las bombas con etapas de flujo mixto operan con caudales mayores a 1.700 Bfpd con una eficiencia menor al 70% esta última siendo mejor que la de flujo radial para el manejo de líquidos con gas y altas viscosidades, cabe resaltar que las bombas centrifugas de bombeo electrosumergible no son muy buenas con el manejo de gas debido a que con la rotación de las etapas se crean áreas de alta y baja presión, las burbujas de gas se desplazan hacia las zonas de mejor presión y generan un efecto llamado cavitación en la bomba.

Las etapas de las bombas están sometidas a fuerzas denominadas empujes, el empuje es un factor de importancia en el rango de operación de la bomba, hay dos orígenes de estos empujes en la bomba descritos a continuación.

➤ **Empujes generados en las etapas.** Se originan por:

- Se debe a la presión diferencial entre las caras superior e inferior del impulsor.
- Se debe al cambio de dirección de los fluidos mayores a 90 grados.
- Se debe al mismo peso del impulsor.

➤ **Empujes generados en el eje:** Se originan por:

- Se debe a la diferencia de presión entre los extremos del eje.
- Se debe al peso del eje.

Existen tres fuerzas diferentes ejerciendo empujes sobre el impulsor, la resultante de estas tres fuerzas es el empuje neto sobre este. Mostrado en el **Cuadro 2**.

Cuadro 2. Fuerza y empuje resultante sobre el impulsor.

Fuerzas	Empuje
Fuerza de gravedad	Su empuje siempre es hacia abajo.
Fuerza de impulsión, generada por el fluido entrando a la bomba.	Su empuje es siempre hacia arriba.
Fuerza neta, que resulta de la presión generada por la bomba.	Su empuje siempre es hacia abajo.

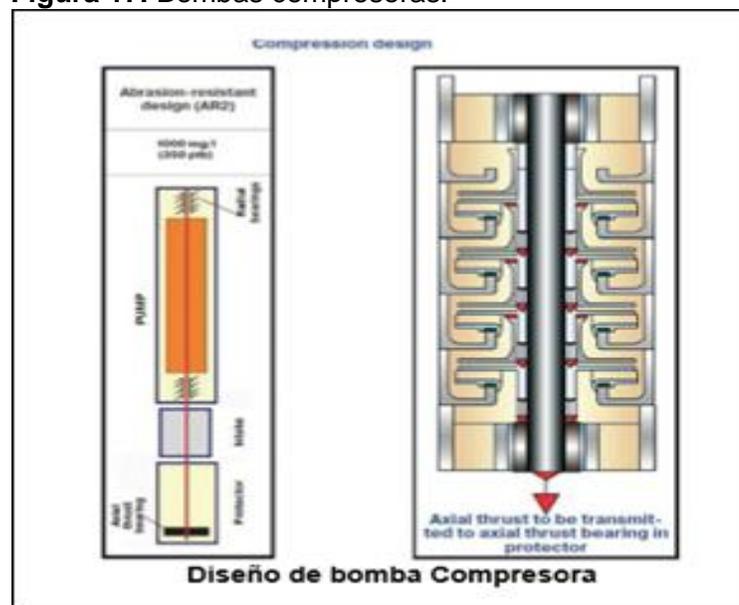
Para la selección del eje de la bomba es necesario conocer la potencia requerida por esta a la hora de la operación, de allí se parte para a selección de un eje estándar o de un eje de alta resistencia. La composición del fluido de pozo determinara que tipo de metalurgia debe ser usada para la construcción de la bomba.

Para la aplicación de la bomba en pozos con ambientes no corrosivos, es usado el material nitronic 50 el cual es una materia de aleación entre níquel, cromo y manganeso. Para aplicaciones corrosivas, de alta resistencia es usado el material monel k-500, el cual es una aleación de níquel y cobre.

Las bombas centrifugas electrosumergibles tiene un rango de operación optimo el cual se puede saber a la hora de su diseño, si se opera por fuera de este rango ya sea por encima o por debajo, los empujes ascendentes o descendentes reducen la duración efectiva de la bomba o lo que se conoce en la industria como *runt life*, cuando la bomba se trabaja por encima del punto óptimo se conoce como *upthrust* y cuando se trabaja por debajo de este punto se conoce como *downthrust*.

2.1.5.11 Bombas compresoras o de alta eficiencia. En caso del diseño de bomba compresora, todos los impulsores originalmente actúan como un simple paquete dentro de un cuerpo de bomba y siempre están en una sola posición. Los impulsores están firmemente fijados al eje y no están soportados sobre los difusores, de esta forma el empuje axial transmitido al eje y posteriormente a los rodamientos de empuje axial del sello (protector de motor). La **Figura 17** presenta las bombas compresoras.

Figura 17. Bombas compresoras.



Fuente: NOVOMET. Especificaciones técnicas – equipos Novomet. 2015. p. 7. Modificado por la autora.

Este tipo de bomba no posee rodamientos de empuje axial, las arandelas solo actúan como sellos. La resistencia al desgaste en este tipo de bomba ha sido mejorada debido a la eliminación del desgaste axial con la ampliación de rango de producción de la bomba.

Debido a la alta tecnología de fabricación y modelamiento matemático avanzado para la fabricación de etapas, se ha perfeccionado el modelamiento de trayectorias de flujo dentro de las etapas de tal forma que la eficiencia de la etapa aumente y por tanto los ahorros energéticos también lo hagan.

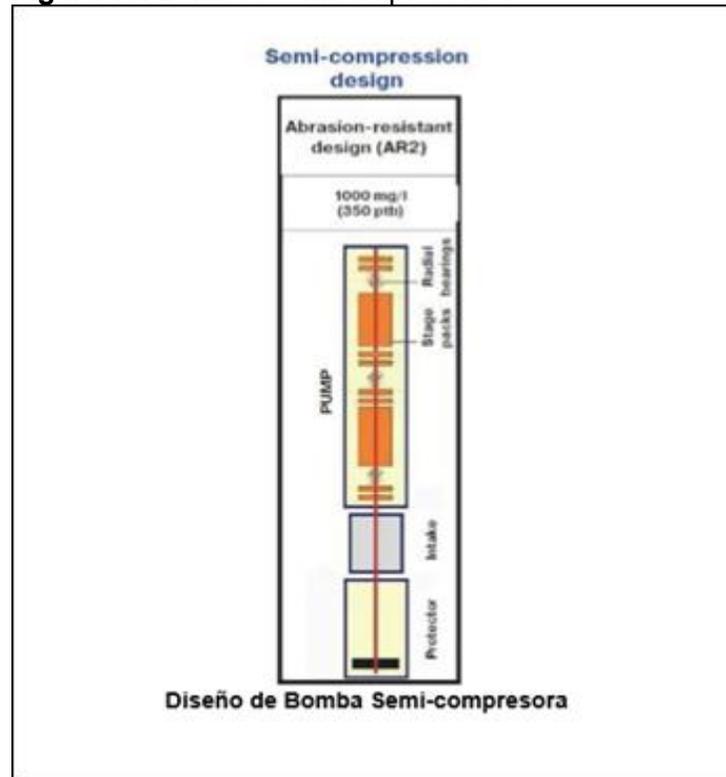
La eficiencia de las Bombas Power Save de Novomet en promedio es más alta a nivel mundial y con amplio rango de caudal y diámetros, con opción de operación hasta 6000 RPM.

Este tipo de bombas presentan las siguientes ventajas.

- Mayor ciclo de vida y mejor eficiencia que el bombeo mecánico para condiciones severas de pozo (gas, sólidos, desviación, etc.) y condiciones más estables de operación.
- Amplio rango de serie disponibles y caudales para etapas fabricadas en pulvimetalurgia y siderurgia con eficiencias más altas que bombas convencionales.
- Diseños de bajos caudales para un mejor manejo de gas que una etapa convencional.

2.1.5.12 Bombas semicompresoras convencionales. Durante el estado inicial de funcionamiento de la bomba Semicompresora, cada impulsor está siendo soportado por su difusor. Cuando el tiempo transcurre, las arandelas de empuje se van gastando, y un paquete de impulsores localizado entre un par de rodamientos radiales descansa sobre cada uno de ellos. La **Figura 18** presenta las bombas semicompresoras convencionales.

Figura 18. Bombas semicompresoras.



Fuente: NOVOMET. Especificaciones técnicas – equipos Novomet. 2015. p. 8. Modificado por la autora.

La ventaja principal de este tipo de bomba es que aunque ofrece el mismo nivel de resistencia a la abrasión y ventajas de una bomba compresora, el sello (protector de motor) no recibe el empuje descendente y no es necesario ajustar el eje durante la instalación.

Las bombas electrosumergibles sufren tres tipos de desgastes a la hora de su operación, ya sea por el efecto normal de trabajo o por trabajar en rangos de operación por encima o por debajo de los rangos óptimos.

2.1.5.13 Desgaste abrasivo radial. Las partículas duras que se quedan atrapadas entre las partes móviles y fijas del equipo van generando un desgaste en el material hasta generar la ruptura o el desgaste total del material en cierta zona, lo que ocasiona que se pueda romper y originar una falla en el equipo. Estas son las causa de más fallas en este tipo de levantamiento.

2.1.5.14 Desgaste abrasivo por downthrust. Este tipo de desgaste en las bombas se genera cuando el equipo trabaja por debajo de los puntos óptimos de operación de la bomba, también se puede dar cuando pequeñas partículas duras quedan atrapadas entre la arandela de empuje del impulsor y la arandela del difusor, causando un aumento en la temperatura de la bomba o un aumento de calor,

desgastando las etapas en la parte inferior, causando pérdida de altura del fluido y también es una posible recirculación del fluido dentro de la bomba lo que genera que el equipo tenga que hacer un mayor esfuerzo para llevar el fluido a superficie. Este tipo de desgaste disminuye el *run time* del equipo notoriamente.

2.1.5.15 Desgaste por erosión. Este tipo de desgaste del equipo se genera por su operación normal en el cual se producen impactos de sólidos duros sobre las etapas de la bomba o sobre los extremos de esta, las pequeñas partículas que giran en forma de remolino dentro de la bomba chocan contra las paredes de esta y general el desgaste del material hasta lograr la ruptura de este y posteriormente la falla del equipo en general.

Básicamente existen dos tipos de bombas centrífugas las bombas flotantes y las bombas compresoras ambas diferenciadas en su método de construcción para soportar el empuje generado por la misma. Para las bombas flotantes el empuje sobre las etapas de la bomba es absorbido por los *washers* o arandelas y para las bombas de compresión los impulsores están fijados unos a otros mediante suplementos metálicos llamados *shims* estos levantan a los impulsores de las arandelas para absorber los empujes. La altura de los impulsores de las bombas flotantes son más cortos que la de las bombas compresoras.

2.1.5.16 Cabeza de descarga. La cabeza de descarga es un adaptador entre la bomba electro sumergible y la tubería de producción, en su base tiene una conexión hacia la bomba, el sello entre ambas unidades es producido a través de metal-metal por medio de pernos como el resto del equipo BES y en su parte superior es roscados con la tubería de producción.

Existen diferentes tipos de roscados según las necesidades del pozo así como los diámetros suministrados, los tipos de rosca normalmente más usados son los 3-1/2 EUE y el 4-1/2 EUE.

2.1.5.17 Cable de potencia. La potencia es transmitida al motor electrosumergible por medio de un cable eléctrico trifásico el cual se fija a la tubería de producción por unos protectores sujetadores especiales, este cable debe ser pequeño en diámetro y debe estar bien protegido para los movimientos mecánicos, debe también ser resistente al deterioro de sus características físicas y eléctricas por efecto de los ambientes agresivos de los pozos. Pueden ser conductores de tipo sólido o trenzado de diferentes diámetros de acuerdo a la aplicación requerida, normalmente para la alimentación de potencia se requiere cable número 1 y el de conexión al motor suele ser de número 4, 5 y 6.

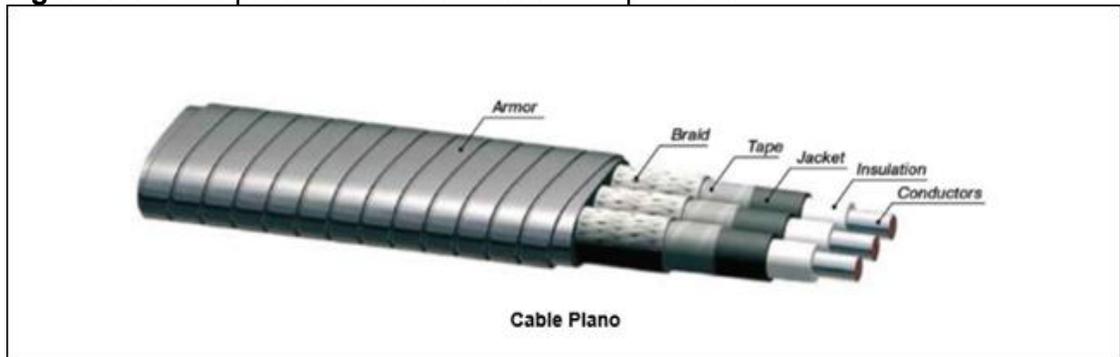
Su configuración puede ser plana o redonda, se sabe que el cable redondo ayuda a eliminar el desbalance entre las fases, su uso depende de factores mecánicos y de diámetros, los cables de potencia tienen una carcasa mecánica que es un blindaje de acero galvanizado alrededor de este. Se pueden presentar problemas

por corrosión debido al ataque de ácidos sulfhídricos provenientes del pozo, este tipo de cable es diseñado especialmente para que resista la penetración de gases y agua.

Dentro de las aplicaciones del cable de potencia del sistema BES, actualmente en la industria se tienen la opción de instalar cables con 1 o 2 tubos capilares los cuales facilitan la inyección de productos químicos tales como anticorrosivos, diluyentes, antiespumantes entre otros, este tipo de cables son usados solo a pedido del cliente debido a su costo y a la geometría con la que se cuenta del pozo.

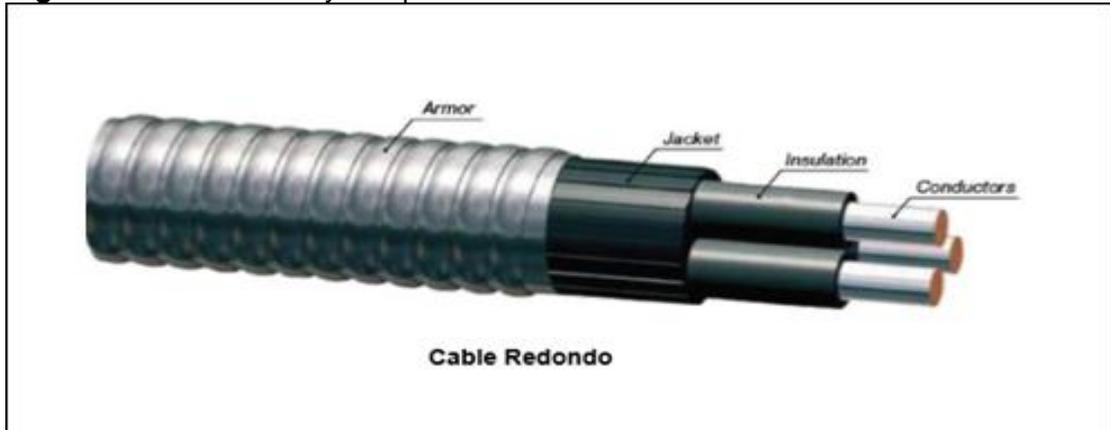
2.1.5.18 Cable plano de extensión al motor o pothead. El cable plano de extensión del motor pasa a lo largo del equipo desde el motor por los sellos, el intake la bomba, la cabeza de descarga hasta más o menos 6 o 10 pies por encima de ella, allí es ensamblado con el resto de cable que va hasta superficie. Normalmente es necesario que sea cable plano por el limitado espacio anular entre el equipo y el diámetro interno de la tubería de revestimiento del pozo. La **Figura 19** presenta el cable plano de extensión al motor o pothead y la **Figura 20** la vista interna y componentes de un cable redondo.

Figura 19. Cable plano de extensión al motor o pothead.



Fuente: RAMIREZ. Marto, Bombeo Electrosumergible. Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. p.31.

Figura 20. Vista interna y componentes de un cable redondo.



Fuente: RAMIREZ. Marto, Bombeo Electrosumergible. Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. p.31.

3. MOTOR ELECTRO-SUMERGIBLE

En este capítulo se presentan las características de los motores asíncronos trifásicos y los de imán permanente que se usan en sistemas de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible, dar a conocer las características de estos equipos y sus características y diferencias.

3.1 MOTOR ASINCRÓNICO TRIFÁSICO

Los sistemas de bombeo electrosumergible actualmente operan con motores de inducción o asíncronos, los cuales son dispositivos que transforman la energía eléctrica en energía mecánica a través de la rotación, es también considerado como un transformador giratorio porque induce voltajes y corrientes en el rotor.

Los motores utilizados en los sistemas electrosumergibles se caracterizan por ser del tipo trifásicos de jaula de ardilla y de dos polos, que operan con voltajes que oscilan entre los 230 y los 5.000 voltios, su amperaje también puede variar entre los 12 y los 200 amperes, este tipo de motores se llenan con un aceite mineral de alta rigidez dieléctrica encargado de ayudar como refrigerante y lubricador a la hora de la operación.

Desde el punto de vista mecánico el motor de inducción se compone de dos grandes conjuntos de piezas, el estator que abarca todo el grupo de partes inmóviles del equipo y el rotor que abarca el grupo de partes giratorias. Desde el punto de vista funcional también se pueden considerar dos grupos de partes que prácticamente coinciden con las partes de la clasificación mecánica, los cuales son la armadura que es la parte donde operan las fuerzas contra electromotrices ósea la parte del estator y el rotor que es la contraparte de la armadura y es un sistema polar que se excita por inducción.

El funcionamiento del motor de inducción, se debe al hecho de energizar el estator que produce un flujo magnético giratorio de magnitud y velocidad constante en el rotor, se inducen polos magnéticos que siguen en su giro al flujo del estator, el voltaje que se aplica a los bobinados del estator es un voltaje de excitación de frecuencia constante y potencial constante, y el voltaje que se aplica al rotor es un voltaje inducido de frecuencia y potencial variables que se produce como consecuencia de la velocidad del rotor con respecto a la velocidad síncrona generada en el estator.

El equipo no tiene un circuito de campo separado, por lo que se considera de excitación sencilla ya que solo se aplica corriente alterna al estator, en general cuanto más grande sea el movimiento relativo entre los campos magnéticos del rotor y del estator mayor será el voltaje resultante en el rotor, por lo que el mayor movimiento relativo se da cuando el rotor se encuentra en estado estacionario, condición conocida como de rotor frenado o de rotor bloqueado alcanzando el mayor

voltaje inducido en el rotor. El menor voltaje ósea cero voltios se alcanza cuando el rotor se mueve a la misma velocidad del campo magnético del estator ya que no hay movimiento relativo.

La construcción de los motores de inducción es igual a la de una maquina sincrónica, pero varia en la construcción de su rotor, los cuales a su vez pueden ser del tipo jaula de ardilla o devanado, seguidamente se encuentra una explicación de los principales componentes del motor de inducción y sus funciones, entre los cuales se tiene el rotor, el estator, los cojinetes, el eje, la zapata, los bujes, la carcasa, el aceite dieléctrico, el bloque aislante, entre otros.

3.1.1 Rotor. Es uno de los componentes internos del motor y está constituido por un tubo cilíndrico de laminaciones de hierro y silicio. Va montado sobre el eje y es fijado frente al campo magnético del estator, alojado cerca a su diámetro exterior se encuentran los conductores eléctricos o barras que corren en forma paralela al embobinado del estator y están unidas en sus extremos por anillos de cobre.

Este equipo es el que genera los caballos de fuerza del motor, por ejemplo en un motor de 180 HP, el motor contara con 10 rotores y cada uno de ellos aporta 18 HP.

Este componente del equipo a su vez puede ser construido de dos formas.

3.1.1.1 Rotor de jaula de ardilla. Los conductores están conectados en cortocircuito en ambos extremos mediante anillos continuos estos conductores no siempre son paralelos a la longitud axial del rotor si no que son desviadas a cierto ángulo del eje del rotor para evitar saltos y producir un par más uniforme, así como para reducir el zumbido magnético durante el funcionamiento del motor.

3.1.1.2 Rotor devanado. Tiene un juego completo de embobinados trifásicos que son la imagen reflejada de los embobinados del estator, las tres fases de los embobinados del rotor están conectadas generalmente en estrella y los extremos están conectados a los anillos de rozamiento sobre el eje del rotor en cortocircuito por medio de escobillas montadas sobre los anillos de rozamiento.

3.1.2 Estator. Es un tubo cilíndrico con laminaciones de hierro y silicio que posee tres bobinas separadas a 120 grados entre sí, una por cada fase y distribuidas uniformemente alrededor de su circunferencia interna. Estas bobinas forman un grupo de electro-imán individual y cada uno posee un polo que mira hacia el centro del equipo.

También se considera como el bobinado del motor electrosomergible y viene encapsulado, está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas y para su aplicación en los pozos BES se debe tener en cuenta varios factores, tales como la temperatura de fondo del pozo, la posición de sentado entre otros.

3.1.2.1 Cojinetes del motor. Son componentes internos del motor electrosumergible y los elementos estáticos, su función principal es fijar y centralizar el conjunto de rotores en toda la configuración del motor, entre rotor y rotor existe un cojinete.

3.1.2.2 Eje. Es el componente interno del motor electrosumergible que hace girar el sistema, la configuración del eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento los ejes son fabricados de diferentes materiales como el inconel, monel, entre otros. Dentro de la optimización que se ha generado en la calidad de los ejes, existen en el mercado ejes desde estándar hasta ejes de alta resistencia.

3.1.2.3 Zapata del motor. Se conoce también como cojinete de empuje o *thrust bearing* y su función principal es soportar la carga axial del conjunto de rotores, se encuentra instalado en la parte superior del motor y su configuración puede ser direccional o bi-direccional.

3.1.2.4 Bloque aislante. Es el componente del motor superior o *upper tandem* donde va conectado la mufa y el cable de extensión del motor electrosumergible. La conexión durante la instalación del equipo BES, requiere de mucha precisión debido ya que una mala instalación del cable de extensión o la migración de alguna suciedad o fluido al motor superior puede ocasionar cortocircuito en el bloque aislante o en la mufa llamada *pothead*.

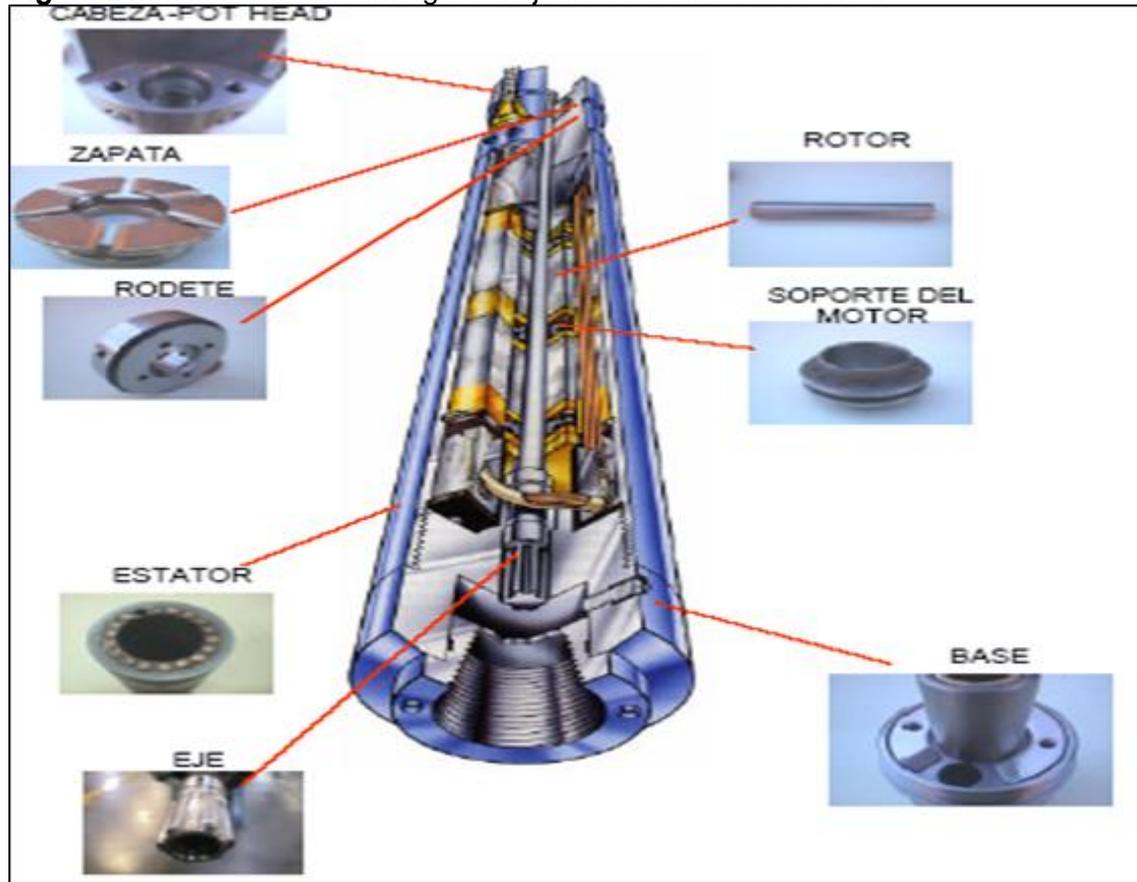
3.1.2.5 Aceite dieléctrico. Es un aceite mineral o sintético que provee la lubricación y enfriamiento de los componentes internos del motor electrosumergible. Está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas. Es importante que en la instalación del equipo siempre se use aceite nuevo, ya que al estar sometido a las condiciones ambientales sufre degradación y pierde sus propiedades.

3.1.2.6 Carcasa del motor o housing. Es la coraza del motor electrosumergible en donde vienen alojados sus componentes internos, es fabricado de diferentes materiales tales como acero con bajo contenido de carbono, acero férnico y acero inoxidable. En toda aplicación del sistema BES se debe tener muy en cuenta las condiciones en que va a operar el equipo para seleccionar el tipo de material de la carcasa del motor.

3.1.2.7 Bujes. Se encuentran localizados entre el eje y el cojinete rotor-rotor y el elemento dinámico que gira junto con el rotor. El material en que es fabricado es de menor resistencia que el cojinete del motor, generalmente de bronce.

En la **Figura 21** se puede observar una vista interna del motor de inducción y sus componentes, identificando su posición dentro del equipo.

Figura 21. Motor electro sumergible de jaula de ardilla e inducción.



Fuente: RAMIREZ. Marto, Bombeo Electrosumergible. Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. p.37. Modificado por la autora.

3.1.2.8 Pérdidas del motor asincrónico. Como todos los equipos conductores de corriente los motores asincrónicos no están exentos a pérdidas de energía debido a los materiales de los cuales están hechos. También es posible que presenten consumos de corriente bastante elevados a la hora de su arranque a consumos de corriente elevados a la hora de trabajar a máxima revolución.

Al momento del arranque del rotor este se encuentra en reposo, así que la velocidad relativa entre el campo magnético generado por el estator y el campo magnético inducido en el rotor es muy elevada, por lo tanto la corriente inducida en el rotor es muy alta y el flujo del rotor que se opone siempre al del estator será el máximo para generar el arranque del eje, en otras palabras se puede resumir como que la corriente de arranque para vencer la fuerza de inercia del rotor será muy alta, llegando hasta siete veces más que su valor nominal, como consecuencia la impedancia del estator es muy baja y la corriente absorbida de la red es muy alta, los motores de inducción están todos preparados para soportar esta corriente de arranque, pero repetidos y muy frecuentes arranques sin períodos de descanso pueden elevar progresivamente la temperatura del estator y comprometer la vida

útil de los devanados del mismo hasta originar fallas por derretimiento de la aislación.

Otro tipo de pérdida que se puede generar en el motor asincrónico es el llamado deslizamiento o *slide* el cual se defiende como la velocidad relativa entre el campo magnético producido por las corrientes inyectadas en el estator y la velocidad mecánica del rotor. Este tipo de pérdida genera que las revoluciones por minuto del rotor, sean mucho más bajas que las del estator asiendo así que la velocidad entre estos nunca se pueda sincronizar. Debido a esta pérdida el estator siempre ira mucho mas revolucionado que el rotor para poder obtener el punto de operación deseado.

3.2 MOTOR DE IMANES PERMANENTES

De acuerdo con REYES²⁴ Los motores de imanes permanentes o MIP son un desarrollo innovador dentro de la tecnología de los motores sincrónicos, combinan la alta precisión de este tipo de motor con el diseño sencillo, simple y robusto de un motor de inducción asincrónico de jaula de ardilla, capaces de entregar un muy alto torque desde un pequeño tamaño de diseño a una baja velocidad, pero requieren del uso de un convertidor de frecuencia que ha sido modificado especialmente para operar con este tipo de equipos.

Los motores de imanes permanentes son muy similares a los motores de inducción de jaula de ardilla utilizados en los sistemas de bombeo electrosumergible, pero en términos de operación son mucho más eficientes en cuanto a su consumo de corriente y en cuanto a sus puntos de operación.

Normalmente el motor sincrónico tiene una construcción más compleja que la de un motor de inducción estándar, aunque este se ha simplificado mediante el uso de unos potentes imanes permanentes que crean un flujo constante en el entrehierro del equipo, eliminando así la necesidad de un rotor bobinado y escobillas utilizadas normalmente para la excitación en los motores sincrónicos, gracias a esto se tiene un mayor rendimiento en el motor sincrónico de imanes y se puede combinar con el diseño robusto y simple de un motor de inducción estándar para la aplicación de estos en los sistemas BES.

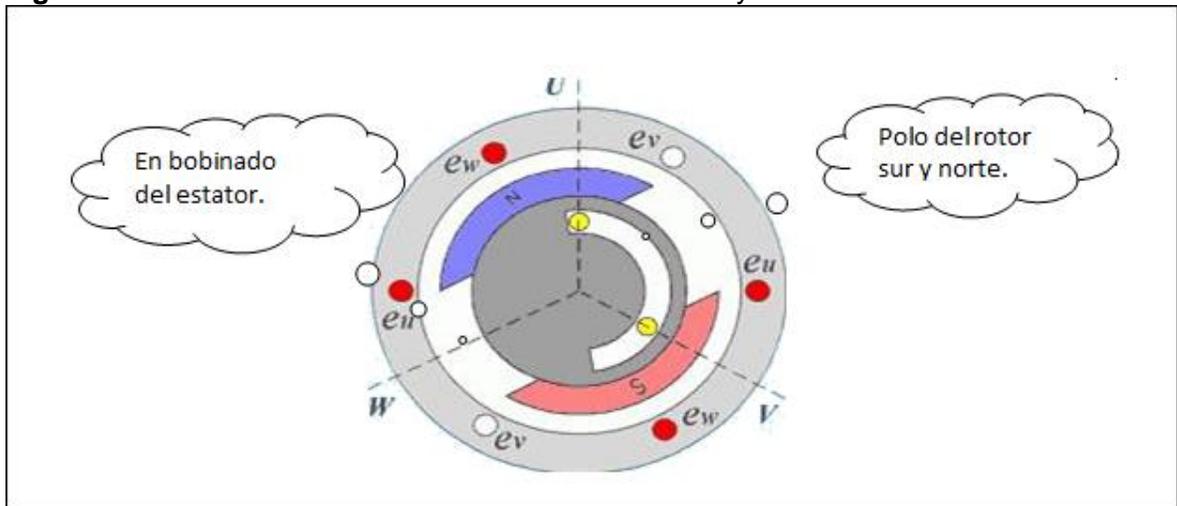
La principal diferencia entre los motores asincrónicos y sincrónicos son la introducción de los imanes permanentes los cuales tiene la función de proporcionar un campo magnético uniforme al devanado del rotor o armadura, de modo que interactúe con el campo formado por el bobinado y así se origina el movimiento del rotor como resultado de la Interacción de estos campos. Los imanes permanentes son construidos a partir de la mezclas de minerales conocidos como tierras raras, son elementos bastante abundantes en la tierra entre los cuales tenemos el

²⁴ REYES. Jonnattan. "Power Magnet Motor". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2015. d. 20.

neodimio, boro, hierro, samario y cobalto. Pueden ser clasificados en dos grupos químicos entre los cuales tenemos a los neodimio con fórmula NdFeB y a los samario cobalto SmCo , estas aleaciones son producidas por sinterización en hornos de alto vacío.

En la **Figura 22** se muestra la ubicación interna de los imanes dentro del motor.

Figura 22. Posición de los imanes en el sistema estator y rotor.

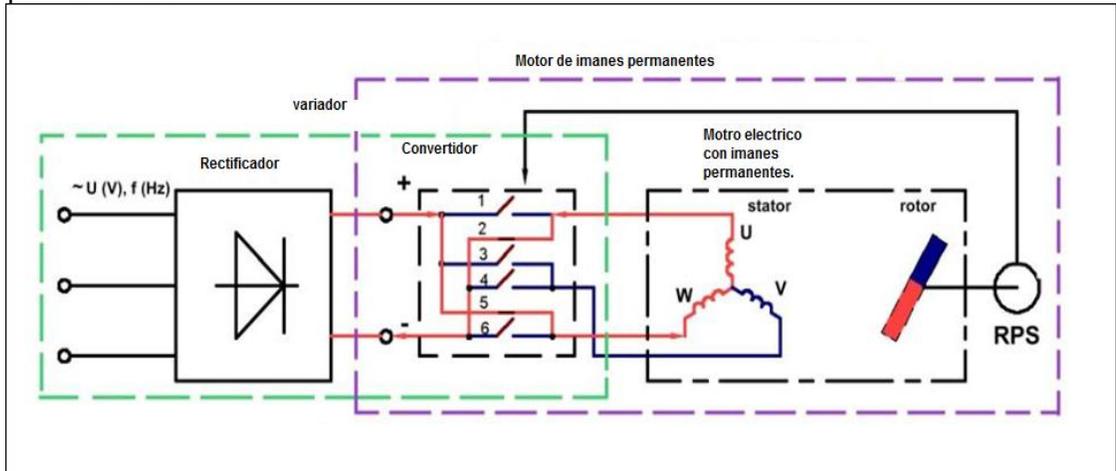


Fuente: REYES. Jonnattan. "Power saving system". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2015. d. 20.

La forma de funcionamiento de los motores con imán se basa en el principio de la cohesión de fluidos magnéticos entre los imanes en el rotor y el flujo generado por el campo magnético en el estator, este sistema es alimentado por un rectificador y convertidor instalado en el VSD y diseñado para operar con baja tensión. La característica principal del motor de imanes es la unión de este, con el conmutador en lazo en el variador con el controlador de rotor a través de su posición.

En la **Figura 23** se muestra el circuito creado entre el variador de velocidad y el motor de imanes permanentes para su funcionamiento.

Figura 23. Diseño del circuito formado por el controlador y el motor de imanes permanentes.



Fuente: REYES. Jonnattan. "Power Magnet Motor". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2015. d. 21.

La orientación del circuito en el variador de velocidad es través del bloque de computación digital que tiene la función de sensor de posición del rotor, esto lo hace con un seguimiento de la posición del rotor en relación a las fases del estator conectadas al sistema, mediante la medición de la fuerza electromotriz en la fase que no está conectada a la fuente de alimentación, el variador transmite una señal a las puertas electrónicas o sensores que conectan las otras dos fases a la fuente de alimentación, en cada instante dos fases del devanado del estator están conectadas a la fuente de alimentación a través de las puertas electrónicas ubicadas en el bloque controlador o convertidor, el flujo de corriente crea un flujo magnético de cierta polaridad eléctrica por ejemplo, polaridad sur en el núcleo magnético, este flujo magnético interactúa con el flujo magnético del rotor de la polaridad opuesta en nuestro caso la polaridad norte, esta interacción sucede entre el espacio de aire que queda entre el rotor y el estator, en otras palabras los flujos magnéticos del rotor y del estator se atraen por la interacción molecular entre partículas a través de las cargas positivas y negativas y se sincronizan, seguidamente el próximo par de fases estará conectado a la red eléctrica a través del convertidor, la dirección del flujo magnético del estator respecto a la dirección inicial en el devanado de corriente trifásica va a cambiar con un ángulo, así el rotor seguirán con el mismo ángulo porque su flujo magnético se adhirió con un nuevo flujo magnético generado en el estator.

3.2.1 Principales aplicaciones de los motores con imán. Estos equipos son implementados en el ámbito de petróleos en los equipos de bombeo electrosumergibles tradicionales y en los equipos de bombeo electrosumergible con bombas especiales llamadas *power save*, también se pueden implementar en sistemas de cavidades progresivas y en sistemas especiales para el recobro de crudos con alta viscosidad.

3.2.2 Principales beneficios de los motores con imán permanente. Los equipos generan una eficiencia entre los rangos de 90-94%, menor tamaño traducido en longitud y peso del equipo, rangos amplios de velocidad angular real llegando hasta las 3.000 y 6.000 rpm, reducción del consumo de energía por su forma de funcionamiento y construcción, torque estable en todo el rango de operación, el factor de potencia es casi cercano a uno (1), baja emisión de calor específico debido a una mayor eficiencia, menores pico de consumo de corriente al arranque del sistema gracias a que ya no es necesario la inducción del campo magnético y no pierde eficiencia a baja carga debido a que no existe pérdidas por deslizamiento como en el motor de inducción.

3.2.3 Comparación entre motores asincrónicos y sincrónicos. En el **Cuadro 3** se dan a conocer las principales diferencias entre los motores sincrónicos de imán permanente y los motores asincrónicos de los sistemas ESP.

Cuadro 3. Comparación entre los motores asincrónicos y los motores sincrónicos.

Motor asincrónico	Motor sincrónico de imanes permanentes
<p>Los motores asincrónicos son los equipos regularmente usados en los sistemas de bombeo electrosumergibles tradicionales, estos suelen tener rotores tipo jaula de ardilla, suelen ser de dos polos y para su arranque es necesario la inducción de un campo magnético en el rotor, generado gracias al flujo de corriente eléctrica en el estator. Las tres fases que inducen la corriente en el rotor siempre están energizadas y es por esto que presentan mayor consumo de corriente eléctrica frente a los motores sincrónicos. Aparte de esto, debido a su forma de construcción y funcionamiento presentan un deslizamiento lo que con lleva a que siempre será necesario tener más revolucionado el estator para poder llevar el rotor a las rpm deseadas.</p>	<p>Los motores asincrónicos son la nueva alternativa que se tiene para los sistemas de bombeo electrosumergible, gracias a la instalación de unos imanes permanentes creados de tierras raras, no es necesaria la inducción del campo magnético en el rotor, puesto que los imanes ya brindan este campo magnético al equipo, es por esto que frente a la menor interacción con el campo magnético del estator, el rotor vencerá la fuerza de inercia y empezara su movimiento, generando así menores consumos de corriente de arranque y cero perdidas de consumo de corriente por deslizamiento. Además el hecho de ser operado con un variador especial permite que solo dos de las tres fases siempre estén energizadas ayudando así a su ahorro de energía frente a los motores asincrónicos.</p>
Ventajas frente al motor sincrónico	Ventajas frente al motor asincrónico
<p>Los precios de compra son mucho más bajos que los de los motores sincrónicos. Su construcción como equipo es mucho más simple. Se puede operar con cualquier tipo de variador de frecuencia.</p>	<p>No presenta perdidas por deslizamiento y solo se energizan dos de sus tres fases a la hora de operación, lo que con lleva a menos consumo de corriente eléctrica frente a los equipos asincrónicos. Su factor de potencia es casi cercano a uno (1), ósea más eficiente que los equipos asincrónicos. Su tamaño es mucho menor que el de los equipos asincrónicos y puede generar la misma potencia. Presentan entre un 20 y 30% teórico, menos consumo de corriente eléctrica que los motores asincrónicos. Debido a que no se induce el campo magnético en el rotor sus consumos de arranque es mucho menor.</p>
Desventajas frente al motor sincrónico	Desventajas frente al motor asincrónico
<p>Debido a que tres de sus fases siempre están energizadas, a la necesidad de inducir el campo magnético en el rotor y a sus pérdidas por deslizamiento presenta un mayor consumo de corriente eléctrica frente a los equipos sincrónicos. Presenta factores de potencia más bajos que el motor sincrónico y aparte de esto siempre será más grande en longitud y diámetro que los equipos sincrónicos.</p>	<p>Debido a su forma de construcción y a los materiales utilizados siempre serán más laboriosos y costosos que los equipos asincrónicos. Aparte de esto requiere de un variador especial para su funcionamiento lo cual también incrementa el costo en general de todo el equipo.</p>

3.3 MÉTODOS PARA EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS BES

Una vez se decide que el pozo será terminado o completado con el sistema BES, es necesario realizar el diseño de este para su posterior implementación, para esto se cuenta en la industria con diferentes métodos los cuales van desde el cálculo de cada componente involucrado en el sistema, mediante diferentes fórmulas y relaciones entre los datos con los que ya se cuenta y los datos que se desean obtener, una forma de esto es el análisis nodal el cual se comienza desde la construcción de la curva IPR, curva de oferta, luego se tendrá que hacer cálculos sobre los fluidos del yacimiento como niveles dinámicos, gravedades específicas, también se tendrá que calcular la profundidad de la bomba para ser instalada, carga de la bomba y puntos óptimos de operación. No se explica más en detalle este método, puesto que para el diseño de la sarta implementada se utilizó el software de la compañía Novomet, el cual es uno de los varios software con los que se cuenta en la industria, generalmente cada compañía que prestadora de servicios que brinda este tipo de sistemas tiene su propio programa de diseño relacionado a los equipos que ellos ofrecen.

4. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

En este capítulo se presentan la selección de los 10 pozos a estudiar y los criterios que fueron tenidos en cuenta para dicha selección factores como la producción diaria, el equipo de bombeo electrosumergible con motor de inducción que estaba instalado, así como el consumo eléctrico y los parámetros operativos con los cuales venían operando dichos sistemas antes de ser retirados para la instalación del nuevo sistema BES con motor de imanes permanentes.

Los pozos seleccionados para realizar el análisis fueron el 66 H, 916 H, 918 H, 942 H, 944 H, 946 H, 949 H, 951 H, 952 H, 960 H, 963, 349, 538 H, 974 y 960

Los criterios de selección fueron los siguientes:

- **Presión de intake.** Los pozos deben tener esta presión en rangos mayores 250Psi (Mínima PIP recomendada por los fabricantes)
- **Caudal.** Los caudales deben ser mayores a 4.000 BFPD porque la mayoría de pozos del Campo A tienen este rango de producción y el objetivo es realizar una selección de pozos en condiciones similares.

4.1 POZO A 66H

Este pozo se comenzó a perforar el día 12 de agosto del año 2007 y fue terminado el día 26 del mismo mes, perforado como un pozo horizontal con tres secciones de hueco, las cuales fueron: hueco de superficie, revestido con *casing* de 9 5/8 de pulgada hasta los 251 pies; hueco intermedio, revestido con *casing* de 7 pulgadas hasta los 4.485 pies y finalmente el hueco de producción revestido con *liner* ranurado de 4 1/2 de pulgada hasta los 4870 pies, con profundidad total del pozo de 4885 pies, ver **Anexo A** para mayor comprensión del estado mecánico del pozo.

El 66H fue originalmente completado con un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas PCP, hasta el día siete de enero del 2008 cuando fue remplazado por un sistema de bombeo electrosumergible con motor de inducción de la compañía schlumberger, el cual opero en el pozo hasta el día 24 de febrero del año 2015, día en el cual fue retirado para la instalación del nuevo sistema de bombeo electrosumergible con motor de imanes permanentes.

4.1.1 Equipos de fondo y superficie. En la **Tabla 4** se presenta una descripción técnica de los equipos de fondo del bombeo electrosumergible con motor de inducción instalados en el Pozo 66H, en esta se relaciona, el nombre del componente el cual hace alusión al equipo, el modelo, el tipo, el parte número del equipo, la longitud, el peso, solo para los equipos con los cuales se cuenta con este dato y la serie del componente (La cual se traduce en el diámetro del equipo en

pulgadas, para el caso de un equipo con serie de 540 su diámetro sería 5,40 pulgadas).

Tabla 4. Equipos de fondo del sistema BES 66H.

Ítem	Equipo	Serie	Descripción	Parte numero	Peso libras	Longitud pies
1	CABLE DE PODER	N/A	Tipo redalead, de perfil plano y con 2000 megaomhs de aislamiento.	10002728	N/A	4.800
2	MLE	562	Tipo redalead, de perfil plano y conexión aql motor.	0406322	N/A	70,0
3	VÁLVULA DE DRENADO	350	Tipo tubing con diámetro externo de 3.50 pulgadas y rosca EUE.	0077198	No se tiene	0,57
4	VÁLVULA CHEKE	350	Tipo tubing con diámetro externo de 3.50 pulgadas y rosca EUE.	0077172	No se tiene	0,57
5	CABEZA DE DESCARGA	540	Tipo tubing con diámetro externo de 3.50 pulgadas y rosca EUE.	0194381	22	0,80
6	BOMBA SUPERIOR	540	Tipo G6200 de cuarenta etapas, de giro libre y housin normal.	100072290	602	13,3
7	BOMBA INFERIOR	540	Tipo G6200 de cuarenta etapas, de giro libre y housin normal.	100072290	602	13,3
8	INTAKE	540	Tipo normal ES-CS	1242320	50	1,2
9	SELLO	540	Tipo BPBSL de giro normal y housing normal.	R13203C	382	8,9
10	SELLO	540	Tipo BPBSL de giro normal y housing normal.	R04540C0	382	8,9
11	MOTOR	562	Tipo RK-UT-CS-HIS, Dominator de 300 Hp y voltaje entre. (104/1773)	2008458	650	23,7
12	SENSOR	450	Tipo XTO marca Phoenix multisinsor.	100135995	150	1,8

Fuente: SCHLUMBERGER. Informes de completamiento. Campo A. Pozo 66H. 2015. p.5.

Los equipos de superficie del pozo – 66 H se describen a continuación en el **Cuadro 4**.

Cuadro 4. Equipos de superficie BES – 66 H.

Equipo	Descripción	Kva
Transformador reductor	Tipo 7471/G, marca fohama de 1523 voltios y 361 Amp.	360
Variador de frecuencia	Tipo SS2K, marca iniconn rtf, con serie número de 100104222, 480 voltios y 313 Amp.	260
Filtro	Marca yaskawa, serie número 101004D de 480 voltios y 482 Amp.	N/A

Fuente: SCHLUMBERGER. Informes de completamiento. Campo A. Pozo 66 H. 2008. p.7.

La instalación de los equipos es fundamental para el desempeño y tiempo de vida útil de éstos, por ello la profundidad de asentamiento a la que se instalan los componentes BES es de suma importancia, especialmente la profundidad de instalación del componente llamado *intake*, el cual como se explicó en el marco teórico es el punto por donde entran los fluidos a la bomba, si este se encuentra por encima del punto de sumergencia, el equipo trabaja en vacío lo que con lleva a una falla prematura. Todos los equipos BES se instalan en una tangente construida desde la perforación del pozo para el caso del Campo A la cual no puede superar los 2 o 3 grados por cada 100 pies.

Figura 24. Diagrama de operación del pozo 66 H.

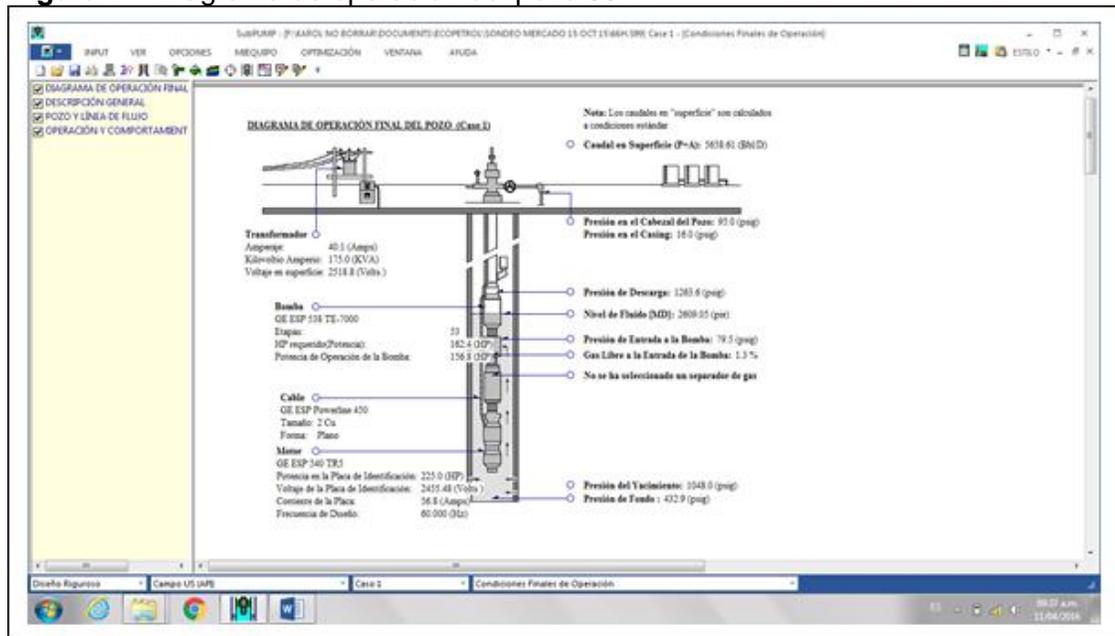
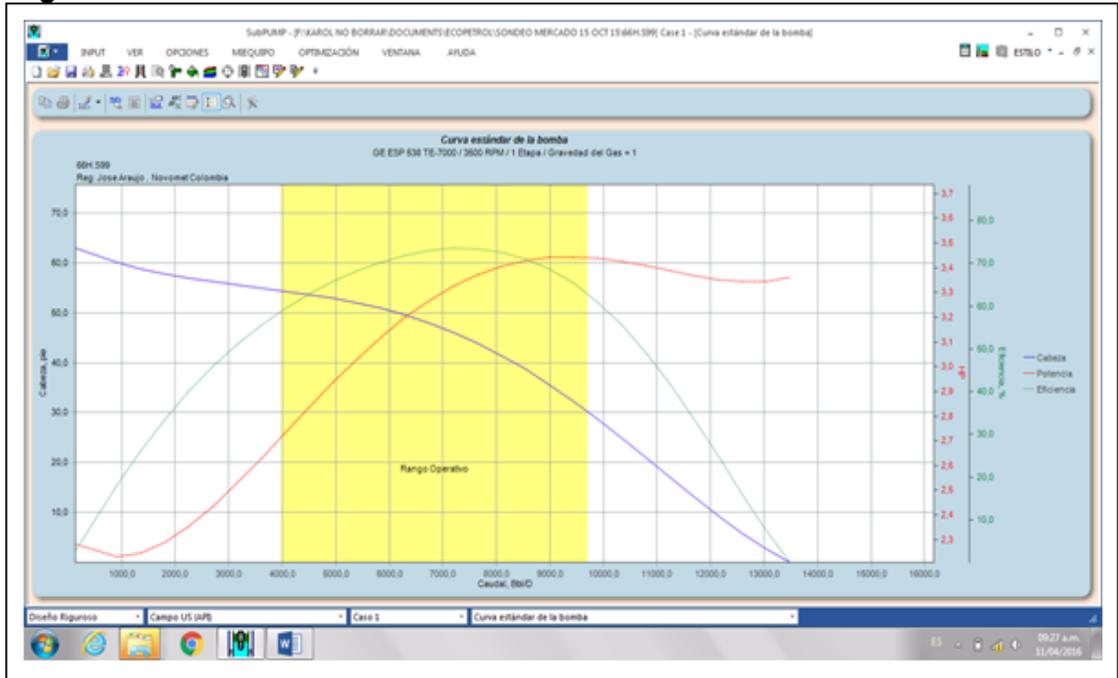
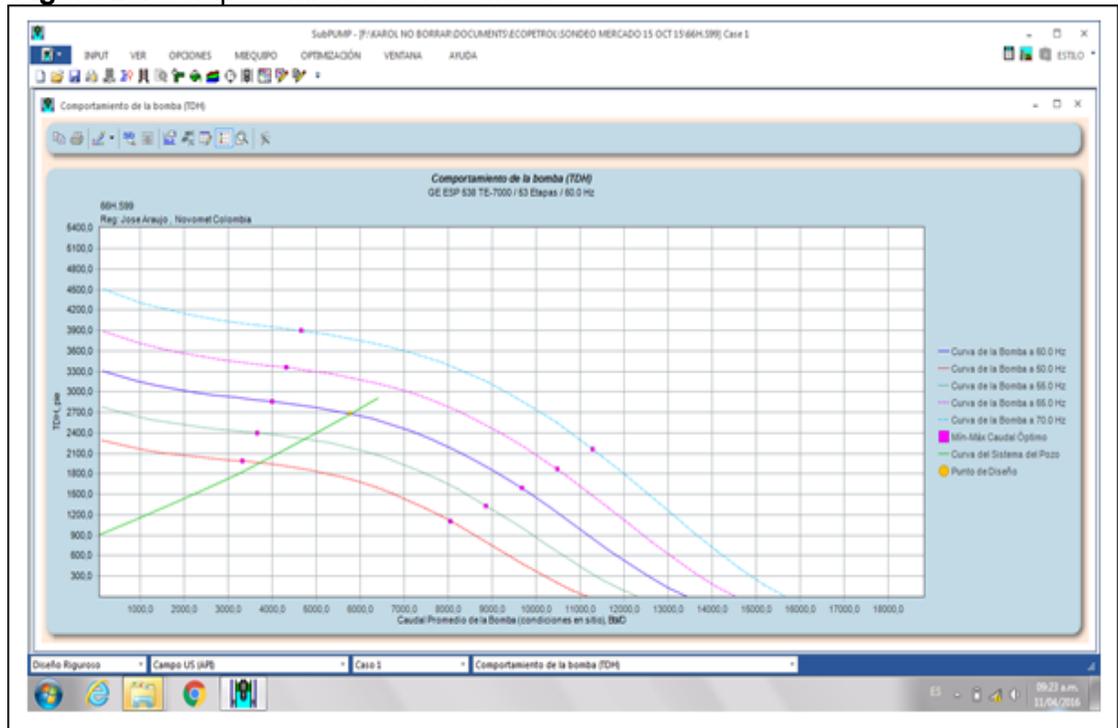


Figura 25. Curva estándar de la bomba



Como se puede observar el pozo trabajaba con la bomba en rango ya que la curva de eficiencia se encuentra en la zona sombreada de amarillo, pero de acuerdo al dato de producción del pozo la bomba no se encuentra en el punto máximo de eficiencia teniendo en cuenta la curva de color verde que en la **Gráfica 25** representa la eficiencia de la bomba.

Figura 26. Comportamiento de la bomba.



En el punto de operación del equipo BES que es el amarillo se puede observar que se encuentra dentro del cono de condiciones óptimas de operación pero se encuentra al límite del down thrust lo que indica que hubo cambio en las condiciones del pozo entre los datos iniciales para diseño y los datos reales de operación. Para que la bomba trabaje en su punto de máxima eficiencia a 60 Hz (Frecuencia) sería necesario aumentar el número de etapas.

Como este pozo los siguientes nueve tienen el mismo tipo de bomba y de motor para su sistema BES en el **Anexo A** se presentan los estados mecánicos para más claridad y a continuación en el **Cuadro 5** se presenta un resumen de los datos de cada uno de estos pozos.

Cuadro 5. Datos de pozos

DATA	Unidades	916H	918HST	942H	944H	946H	949H	951H	960H	952H
		DESCRIPCION								
Well Type		Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Total Depth (TVD)	pies	2.637,27	0	2.670,00	2.582,00	2.931,00	0	2.437,00	2.975,92	2.440,00
Total Depth (MD)	pies	4.776,0	0	4.690,00	4.507,00	5.658,00	9.628,05,	4.231,00	4.707,00	3.866,00
Minimum pump setting depth (TVD)	pies	2.408,79	0	2.455,00	2.377,00	2.714,00	0	2.220,00	2.780,16	2.222,00
Minimum pump setting depth (MD)	pies	2.657,0	2.627,63	2.736,00	2.652,00	3.534,00	9.621,16	2.510,00	3.101,00	2.462,00
Casing		7" - 23#	7" - 23#	7" - 23#	7" - 23#	7" - 23#	7" - 23#	7" - 23#	7" - 23#	7" - 23#
Tubing		3-1/2" - 9,3#	3-1/2" - 9,3#	3-1/2" - 9,3#	3-1/2" - 9,3#	3-1/2" - 9,3#	3-1/2" - 9,3#	3-1/2" - 9,3#	3-1/2" - 9,3#	3-1/2" - 9,3#
P Static (psi)	psi	1.053	1.026	1.067	1.017	1.100	1.112	955	1.199	967
Perforations Depth (TVD)	pies	2.632 - 2.637	0	2.664 - 2.670	2.552	2.928	0	2.434	2.985	2.435
Open Interval (MD)	pies	3.612 - 4.776	0	3.600 - 4.690	3.342 - 4.507	4.459	3.649.- .4.930	3.514	4.110	3.268 - 3.820
IP (bfpd/psi)	Bls/psi	4 - 15.	4	4 - 15.	5.8 - 13.5	10	4_20	8	0,8	6.4-14.9
BFPD	Bls	400 - 8.000	5.000 - 6.000	400 - 7.000	3.000 - 7.000	900	800 - 7.000	800	700	3.000 - 7.000
BSW (%)	%	40_90	60 - 95	40_90	80_90	40	40_80	30	40	80_90
GOR (Scf/Stb)	Scf/Stb	8	4	8	4	4	4	4	4	4
API		13,5	12,5	13,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Salinity (ppm Cl)	mg/L	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Bubble pressure (psi)	psi	165	80	165	80	80	165	80	80	80
BHT (°F)	° F	+/- 148	+/- 145	+/- 148	+/- 145	+/- 133	+/- 148	+/- 133	+/- 133	+/- 145
N2, CO2 % Molar	%	0,542 - 0,306	0,542 - 0,306	0,542 - 0,306	0,542 - 0,306	0,542 - 0,306	0,542 - 0,306	0,542 - 0,306	0,542 - 0,306	0,542 - 0,306
Oil Viscosity (cp) @ Pb	cP	600	700	600	700	700	700	700	700	700
WHP (psi)	psi	110	110	110	110	110	110	110	110	110

5. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON MOTOR DE IMANES PERMANENTES

Para cumplir con el objetivo de simular el comportamiento de los sistemas BES con MIP en los pozos de estudio , se utilizó el software NovometSel-Pro de la Compañía Novomet, proveedora de estos sistemas además de mostrar la simulación del comportamiento de los pozos con los equipos convencionales se utilizó el software Sub Pump. Este capítulo comprende las generalidades de dichos software y la metodología que se utiliza, el procedimiento de las simulaciones para los pozos, los diseños obtenidos y una descripción de los equipos seleccionados para ser implementados.

5.1 SOFTWARE NOVOMETSEL-PRO Y SUB PUMP

El diseño de los BHA con levantamiento artificial para los pozos, se realizó con el programa Novomet sel-pro , el cual fue creado, registrado y lanzado al mercado en el año 2005, por la compañía Novomet, logrando vender alrededor de 200 licencias del programa para 1000 usuarios externos a la compañía Novomet por otro lado el Sub Pump se utilizó cuando se realizaron los diseños iniciales de los pozos, este software es similar al sel-pro ya que también se utiliza para el diseño de los BHA de los pozos con el sistema de levantamiento artificial, fue creado por la compañía IHS y es una marca ya registrada desde 1992 y fue adquirido por la compañía Operadora en el año 2012

5.1.1 Aplicaciones del software. NovometSel-Pro y Sub Pump son utilizados para realizar simulaciones de pozos operando a través de sistemas electrosumergibles que van desde el diseño y construcción, hasta la evaluación técnica de la vida operativa de los equipos.

5.1.1.1 Computación del índice de producción con datos de operación. Una vez que un pozo se encuentra operando con sistema BES, se realizan mediciones para obtener datos de operación, con los cuales se puede simular el comportamiento en el tiempo del índice de producción, parámetro fundamental para establecer el potencial de un pozo.

5.1.1.2 Desarrollo de pozo. A través de esta opción se puede proyectar el comportamiento de un pozo en el tiempo utilizando un sistema BES y obtener una prognosis de la producción y datos de operación.

5.1.1.3 Selección de sistema BES. Con la información de un pozo y de su yacimiento respectivo, se pueden obtener diseños de equipos recomendados para ser instalados y condiciones esperadas de operación.

5.1.1.4 Simulación de operación sistema BES. Esta aplicación permite realizar una simulación del comportamiento de un sistema diseñado y seleccionado para un

pozo determinado. Obteniendo datos mecánicos y eléctricos de los equipos, y de las condiciones del pozo.

5.1.2 Metodología de diseño. Para el desarrollo de este proyecto se realizó una selección de sistema BES con el software NovometSel-Pro. A continuación se muestran los pasos a seguir.

5.1.2.1 Configuración del simulador. Lo primero que se hace es configurar el simulador para establecer los parámetros más convenientes según las condiciones locativas, seleccionando el idioma de trabajo, el sistema de unidades a ser utilizado, el tipo de computación que se quiere realizar y la frecuencia de electricidad local del sitio de trabajo.

5.1.2.2 Caracterización del pozo y el yacimiento. Las condiciones del sistema pozo-yacimiento determinan los requerimientos energéticos para el levantamiento de los fluidos, con los cuales es posible diseñar el sistema BES adecuado. En el **Cuadro 6** se muestran los datos necesarios en la caracterización del pozo y el yacimiento para la simulación.

Cuadro 6. Datos requeridos de la caracterización del pozo y el yacimiento para la simulación.

Yacimiento	
Nombre del campo	
Nombre del Yacimiento	
PVT	Presión y temperatura de yacimiento
	Presión de burbuja
	Gravedad API
	Gravedad específica del gas y del agua
	Relación gas-aceite
	Viscosidad dinámica del agua
Pozo	
Nombre del pozo	
Estado mecánico	Revestimiento
	Tubería de producción
	Profundidad total
	Profundidad de los cañoneos y del revestimiento
	Registro de desviación
Afluencia	Índice de productividad y caudal esperado
	Corte de agua
Condiciones	Presión estática y dinámica del fondo de pozo
	Presión anular y en cabezal de pozo
	Temperatura de fondo de pozo

5.1.2.3 Simulación. Parte de la simulación se lleva a cabo mientras son introducidos los datos de la caracterización, ya que algunos datos van siendo obtenidos mediante correlaciones por el simulador.

Luego de introducir todos los datos necesarios se opera el simulador en busca del equipo adecuado para el sistema yacimiento-pozo de interés y las condiciones operativas esperadas para dicho equipo. En la siguiente sección se hace énfasis en los datos obtenidos del simulador al realizar el diseño para los 10 pozos de estudios.

5.2 DISEÑO PARA LOS POZOS

En esta sección se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones para el diseño de los sistemas de bombeo electrosumergible con motor de imanes permanentes para los pozos de prueba. La configuración del simulador elegida fue en idioma inglés, con unidades de campo, a través de una simulación típica y con la frecuencia de corriente igual a 50 Hz, utilizada en Colombia.

5.2.1 Datos de entrada. En el **Cuadro 7** se muestran los datos del sistema yacimiento-pozo utilizados para la simulación.

Cuadro 7. Datos de entrada para la simulación.

Campo A					
Yacimiento Arenas Basales					
Pb (psi)	API	Geg	GEw	GOR (Scf/Stb)	v (cP)
80	12,5	0,65	1,02	5	0,42
Pozo					
CSG		7" - 23# @ 3.908		7" - 23# @ 3625	
TBG		3-1/2" - 9,3#		3-1/2" - 9,3#	
TD (pies)		2.713 TVD; 4.885 MD		2.806 TVD; 5.009 MD	
Perf. D (pies)		(2.690 – 2.714) TVD		(2.800 – 2.806) TVD	
IP (bfpd/psi)		9.2		27	
Q (bfpd)		6.861		10.000	
BSW (%)		95		97	
BHP (psi)		1.048		1.127	
BHT (° F)		145		145	
WHP (psi)		95		135	
Pann (psi)		15		16	

Fuente: PACIFIC A ENERGY. Parámetros de los pozos para diseño. Well data. 2012. p. 349.

5.2.2 Simulación. Luego de correr el simulador se obtiene información de los equipos recomendados para la instalación en el pozo y sus condiciones óptimas de

operación, también se obtienen graficas de curva de eficiencia de la bomba y su tornado.

5.2.2.1 Diseño A. En el **Cuadro 8** se observan los datos obtenidos en la simulación.

Cuadro 8. Datos de simulación 66H.

Oil field: CAMPO A	Pad:	Well: 66H	Reservoir: BASALES
Stage: NP(4.700 – 6.300)H (H 1794 ft) (at 3.600.0 RPM)	Number: 6 8	Manufacturer: Novomet	
Motor: N512PM235,3.240V,3.600rpm,SGL at El.Current Frequency 60 Hz		Manufacturer: Novomet	
Cable: ZTS, Sub-Line, 5kV, 450 F, flat, AWG#4	MLE: ZTS, Sub-Line, 5kV, 450 F, flat, AWG#4		
Gas Separator: None. Efficiency of Motor + Pump + Cable Line = 70.05%		Computation Date: 22.02.2013	
Some Important Initial data: Upper Perforation = 3.908,2 ft, Tubing OD = 3,5 in, GOR = 5,0 SCF/STB, Bubble Point Pressure = 80,0 PSI, Oil Gravity = 12,5 °API, Water Gravity = 1,002 Sp.gr., Oil Viscosity =126.068,247 cP, Oil Volume Factor = 1,003, Bottom Hole Temperature = 145,0 °F, PI Correlation Factors: (0,301, 0,01) , Installation Bend: 0,000 in/10m, Vertical Deviation 63,0 deg.			
Production (BPD)			6.274,70
Pump Setting Depth MD (TVD) (ft)			2.830,00 (2.462,11)
Water Cut (parts of unit)			0,95
Fluid Flowrate at ESP intake (BPD)			6.289,61
Mixture (Fluid+Gas) Flowrate at ESP intake (After Separation) (BPD)			6.289,61
Actual ESP Operation Range Reduced to Water and RPM in DB (BPD)			6.235,4 – 6.248,3
ESP:			
Developed Pressure (PSI)			1.029,74
Motor Load (hp)			144.502
Efficiency (%)			76,24
Flow Heat Rise (°F)			1.00
MOTOR (Max. Accepted Winding Temperature 374.0 °F):			
Efficiency (part of unit)			0,93
Winding Temperature (°F)			174,85
Flow Heat Rise (°F)			0,31
Electric Current (A)			23,54
CABLE LINE (Max. Accepted MLE Conductor Temperature 450.0 °F):			
Recommended Heat Resistant MLE Length (ft)			82,02

Cuadro 8. (Continuación).

Max. MLE Conductor Temperature (°F)	197.26
Max. MLE Temperature (°F)	194.99
Power Losses in Cable Line (HP)	2.23
Voltage Losses in Cable Line (V)	33.7
PRESSURE (PSI):	
Static Bottom Hole at Upper Perforation	1045.00
Dynamic Bottom Hole at Upper Perforation	362.98
At Pump Intake	266.86
At Pump Discharge	1296.59
Well Head	94.87
Casing	16.00
Productivity Index (BPD/PSI)	9.20
Actual Productivity Index (BPD/PSI)	9.20
Natural Gas Separation Factor (parts of unit)	0.00
Free Gas Content at Pump Intake (After Separation) (parts of unit)	0.00
Number of Dispersing Stages	0
Number of Stages Out of Operating Range	0
Fluid Dynamic Level MD (TVD) (ft)	1928.99 (1887.18)
P(bottom hole) / P(bubble point)	2.20

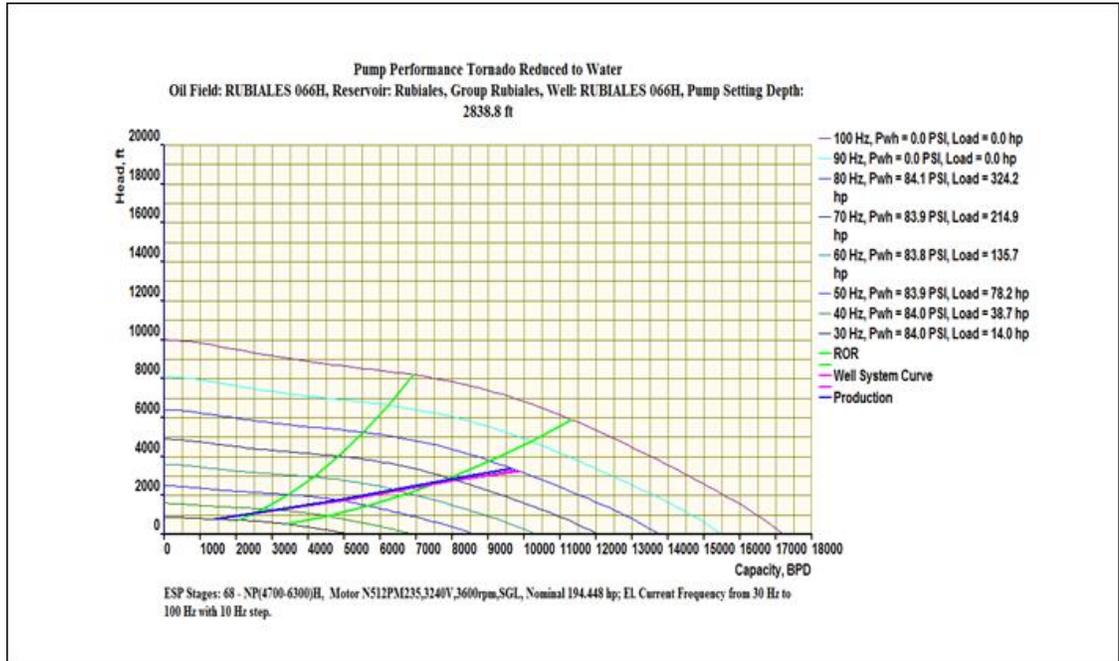
Fuente: NOVOMET. Simulation of ESP. Operation 66H. 2015.

El diseño de un sistema electrosumergible tiene tres partes fundamentales que son el motor, la bomba y el cable de poder. Cuando es seleccionado un motor, se realiza respecto a la potencia requerida por el sistema; mientras la bomba va ligada al potencial del pozo, la profundidad de sumergencia, los fluidos del pozo y las presiones de operación; la selección del cable se realiza basada en la corriente consumida por el sistema y las pérdidas a través de este según la profundidad del motor.

Según los datos obtenidos por el simulador, el software NovometSel-Pro elige una bomba que se ajuste a las condiciones y parámetros del pozo. La cual es mostrada a través de la gráfica tornado y la curva de eficiencia.

En la **Gráfica 2** se muestra el tornado de la bomba seleccionada para el pozo.

Gráfica 2. Tornado de la bomba – 66 H.

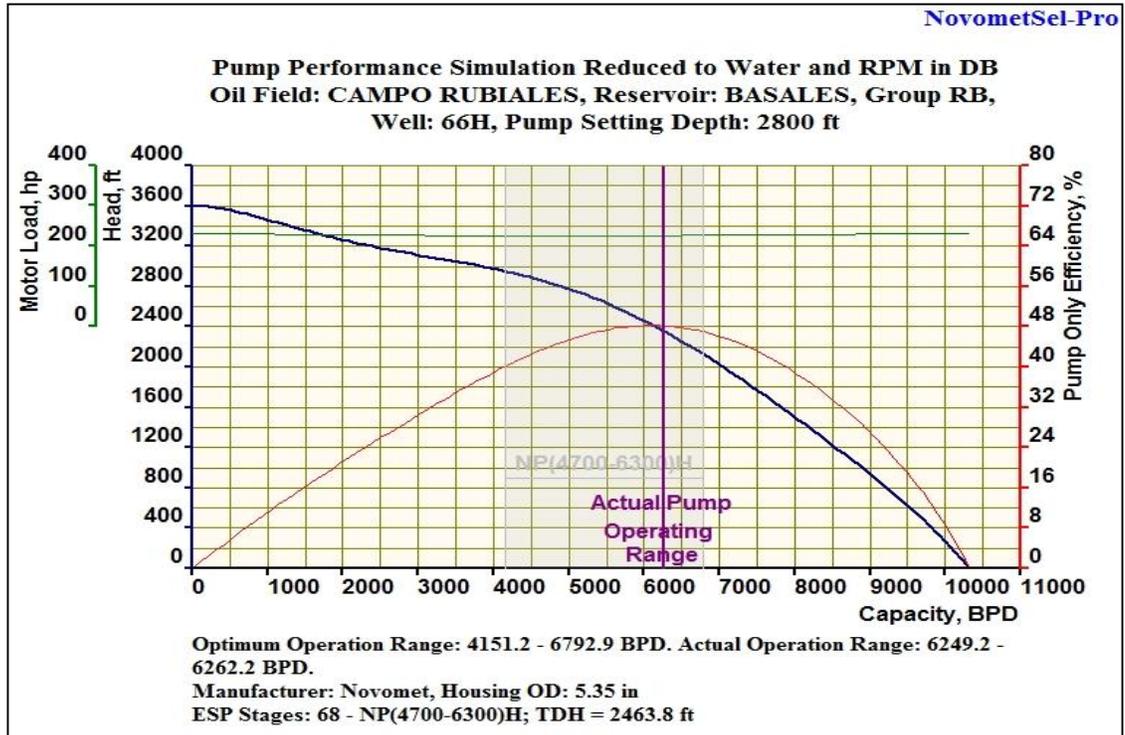


Fuente: NOVOMET. Simulation of ESP. Twist 66H. 2015.

Con la **Gráfica 2** se observa el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias, mostrando la carga según el caudal y la zona de desempeño óptimo de la bomba. A esta gráfica se sobrepone la curva de producción del pozo y así determinar a cual frecuencia de operación se obtiene el caudal esperado. Para el caudal de este pozo de 6861 bfpd se tiene que la curva de 60 Hz es la más cercana.

En la **Gráfica 3** se observa la curva de eficiencia a 60 Hz de la bomba seleccionada para el pozo.

Gráfica 3. Curva de eficiencia de la bomba – 66 H.



Fuente: NOVOMET. Simulation of ESP. Efficiency 66H. 2015.

La **Gráfica 3** permite conocer más detalladamente el comportamiento de la bomba a una frecuencia determinada, además de mostrar la eficiencia, también podemos conocer la carga necesaria en el motor, el rango óptimo de operación de la bomba y la carga de esta para un caudal determinado. Según el caudal de simulación esta bomba operaría a una eficiencia del 48% con una carga de 2.400 pies y una potencia de 230 HP en el motor. Este último dato nos permite seleccionar el motor adecuado para el sistema.

Este mismo procedimiento se realiza para los siguientes nueve pozos en estudio y se ilustran en el **Anexo A**.

5.2.3 Selección de equipos. Con respecto a los datos obtenidos en la simulación y las condiciones del pozo se seleccionó el motor, el sello y el equipo de superficie.

5.2.3.1 Selección del motor. Para seleccionar este fundamental equipo se tiene en cuenta la potencia requerida por la bomba, para el caso del Pozo 66-H la potencia es de 230 HP. Dentro del catálogo del proveedor Novomet se encontraron los siguientes motores de imanes permanentes mostrados en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Motores seleccionados.

Pozo	Motor (HP)	Volts (V)	Amps (A)	Serie
66 H	235	3.100	38	512

5.2.3.2 Selección de sellos. Este componente que protege al motor del ingreso de fluidos se selecciona principalmente respecto a la geometría del pozo. Para el caso de este proyecto los dos pozos de estudio tienen una geometría parecida, son pozos desviados hasta 60 grados aproximadamente que terminan en una sección horizontal. El sistema BES es instalado en la sección desviada sobre una tangente construida en la perforación del pozo. Ya que no es recomendable instalar sellos únicamente con cámaras de tipo laberinto en desviaciones altas pues pierden eficiencia e instalar únicamente tipo bolsas porque pueden tener comunicación entre ellas. Así que para estos pozos se decidió un sello con dos bolsas en paralelo con un laberinto en serie, esto permite una protección inicial de la primera bolsa y se retrasa la llegada al laberinto pues este no se llenara hasta que lo haga también la bolsa que tiene en serie.

5.2.3.3 Selección de equipos de superficie. Cuando se habla de seleccionar equipos de superficie, se refiere a establecer la potencia requerida por todo el sistema y conocer el rango de operación. Para el Pozo 66H se tiene un motor de 3.100 v de voltaje y las pérdidas en el cable según la simulación son de 33.7 voltios, la suma de estos dos resulta en el voltaje total. Utilizando la **Ecuación 1** de potencia presentada a continuación.

Ecuación 1. Potencia.

$$P_{(KVA)} = \frac{V_{(v)} * C_{(Amp)} * 1.732}{1000}$$

Se tiene entonces un voltaje total de 3.133,70 V una corriente de 38 Amp para una potencia de 207 KVA.

5.3 IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPOS

Utilizando la simulación del software Novomet-SelPro se obtuvieron diseños de bomba y cable con datos de consumo eléctrico y eficiencia para el motor, según los datos de la bomba fue elegido el motor adecuado para la potencia requerida; el estado mecánico de los pozos permite escoger sellos apropiados; y finalmente con la corriente que demanda el motor y el cable de poder se selecciona el equipo de superficie.

5.3.1 Equipos de fondo. Para la implementación del equipo de fondo se requiere un equipo de workover para retirar el sistema previo del pozo y llevar el nuevo

sistema dentro de este, con un peso total aproximado entre 25.000 y 30.000 Lbs. Los equipos de fondo instalados en el Pozo 66H se muestran en la **Tabla 6**.

Tabla 6. BHA instalado en 66H.

Completamiento de Producción	Longitud (Ft)	Tope (Ft)	Base (Ft)	O.D. (In)
Elevación mesa rotaria	14,5	0	14,5	
Tubing hanger	1,15	13,35	14,5	
3 1/2" TBG 9.3 # N-80 EUE 8rd R-II	2.717,15	14,5	2.731,65	3,5
3 1/2" EUE TBG N-80 9,3# PUP JOINT	5,05	2.731,65	2.736,70	3,5
Drain Valve	0,49	2.736,70	2.737,19	3,5
3 1/2" EUE TBG N-80 9,3#	32,3	2.737,19	2.769,49	3,5
3 1/2" EUE TBG N-80 9,3# Pup Joint	5,1	2.769,49	2.774,59	3,5
Check Valve	1,2	2.774,59	2.775,79	3,5
3 1/2" EUE TBG N-80 9,3#	32,25	2.775,79	2.808,04	3,5
Sub-Discharge: PS120986-4; Serie: 350.	0,72	2.808,04	2.808,76	3,5
Head Pump: H0112 Modelo: H0112; Serie: 350	0,59	2.808,76	2.809,35	3,5
Pump Upper: S/N: 110913161; P/N: Modelo: NP750 (4700-6300) HE2 CMP AR2 CR1 STD; Tipo: NP; Serie: 535.	12,5	2.809,35	2.821,85	5,35
Pump Lower: S/N: 110913162; Modelo: NP750 (4700-6300) HE2 CMP AR2 CR1 STD; Tipo: NP; Serie: 535.	12,5	2.821,85	2.834,35	5,35
Intake: S/N: 120701145; Modelo: N535i CR1 1, 18" UHSS; Serie: 535.	1,3	2.834,35	2.835,65	5,35
Sello Lower: S/N: 120702119; Modelo: N449MP LSBPB CR0 HT HL; Serie: 449.	8,1	2.835,65	2.843,75	4,49
Motor: S/N: 11005116; Modelo: N130PM145CH3; HP: 235; Volts: 3100 V; Amps: 38A; Serie 512.	15,2	2.843,75	2.858,95	5,12
Sensor: S/N: 110800315; TIPO: NDS2; Marca: Novomet; Serie: 400.	2,9	2.858,95	2.861,85	4

Fuente: NOVOMET. Reportes de instalación. RUN # 2, NVM 66 H, MFXZ1, BHA. 2013. p. 13.

5.3.2 Equipos de superficie. Luego de establecer la tensión requerida por el equipo de fondo se seleccionó un equipo de superficie que estuviera por encima de dicho valor, se instalaron los equipos de superficie mostrados en la **Tabla 7** en el pozo 66H.

Tabla 7. Equipos de superficie instalados en 66H.

Descripción	Cant.
Skid	1
VSD-Novomet-490KVA-480V-60HZ-6P NIF-B NSWFB- NSP-B	1
Transformador, 480V/4000V 30-90 Hz, 300 KVA	1
Unidad de Choke	1

Fuente: NOVOMET. Reportes de instalación. RUN # 2, NVM 66 H, MFXZ1, Equipos de superficie. 2013. p. 14.

Con la instalación del equipo de fondo y superficie se da cumplimiento al objetivo de implementar el sistema diseñado de bombeo electrosumergible con motor de imanes permanentes el cual, se encuentra operando actualmente en estos pozos.

6. EVALUACIÓN DEL SISTEMA BES CON MOTOR DE IMANES PERMANENTES

Para cumplir con el objetivo de simular el comportamiento de los sistemas BES con MIP en los pozos de estudio, se utilizó el software NovometSel-Pro de la Compañía Novomet, proveedora de estos sistemas además de mostrar la simulación del comportamiento de los pozos con los equipos convencionales se utilizó el software Sub Pump. Este capítulo comprende las generalidades de dichos software y la metodología que se utiliza, el procedimiento de las simulaciones para los pozos, los diseños obtenidos y una descripción de los equipos seleccionados para ser implementados.

6.1 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL POZO

Todos los sistemas BES presentan un consumo de corriente eléctrica según el punto de operación en el cual están operando, para poder obtener este dato es necesario saber cuál es la frecuencia de operación del sistema y cuál es el factor de potencia del equipo. Generalmente para los sistemas BES sus componentes siempre vienen probados a una frecuencia de 60 Hz, lo que permite establecer un rango en el caudal de operación, el cual el equipo podrá llevar a superficie en su funcionamiento. La frecuencia es el factor más relevante de la operación del equipo ya que al aumentarla se incrementa la producción, las revoluciones en el motor y el consumo eléctrico, o disminuir en el caso de menos frecuencia.

Es importante el entendimiento del factor frecuencia en el equipo, explicado más en detalle en el marco teórico, puesto que para este caso será punto de comparación entre los equipos BES de inducción y los equipos BES de imán permanente. También es relevante conocer sobre el factor de potencia, el cual en resumen es el dato que determina que tan eficiente es el sistema, un ejemplo de esto es que si el factor de potencia esta sobre 0.95, el sistema presenta una eficiencia del 95%, siempre se espera que sea lo más cercano a 1, o al 100%, más nunca se podrá llegar a este dato, puesto que ningún equipo logra una transformación de energía del 100%.

En la **Tabla 8** se muestra la frecuencia, el caudal, el factor de potencia y el consumo de energía eléctrica que presentaba el sistema BES con motor de inducción en el pozo A 66 H antes de ser retirado.

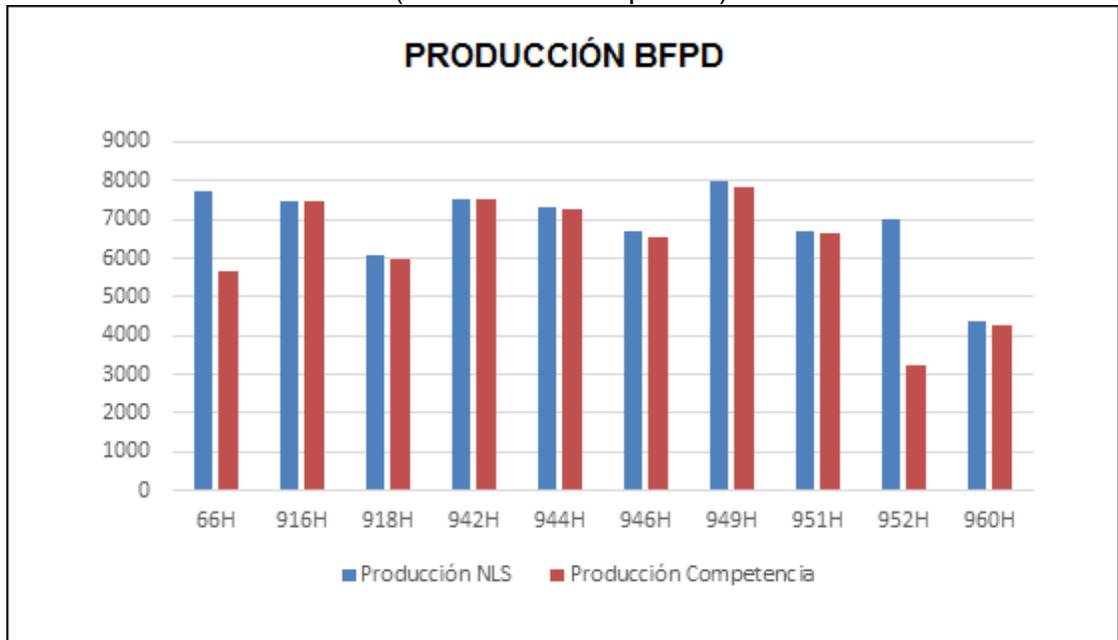
Tabla 8. Datos de operación motor de inducción pozo 66 H.

F(hz)	P(kW/d)	Fp	Q(bfpd)
60,0	4.560	0,98	6.100
48,0	2.736	0,98	4.050
63,5	5.064	0,93	7.171

Fuente: REYES. Jonnattan. "Estudio parcial Pozo 66 H". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2013. d. 4.

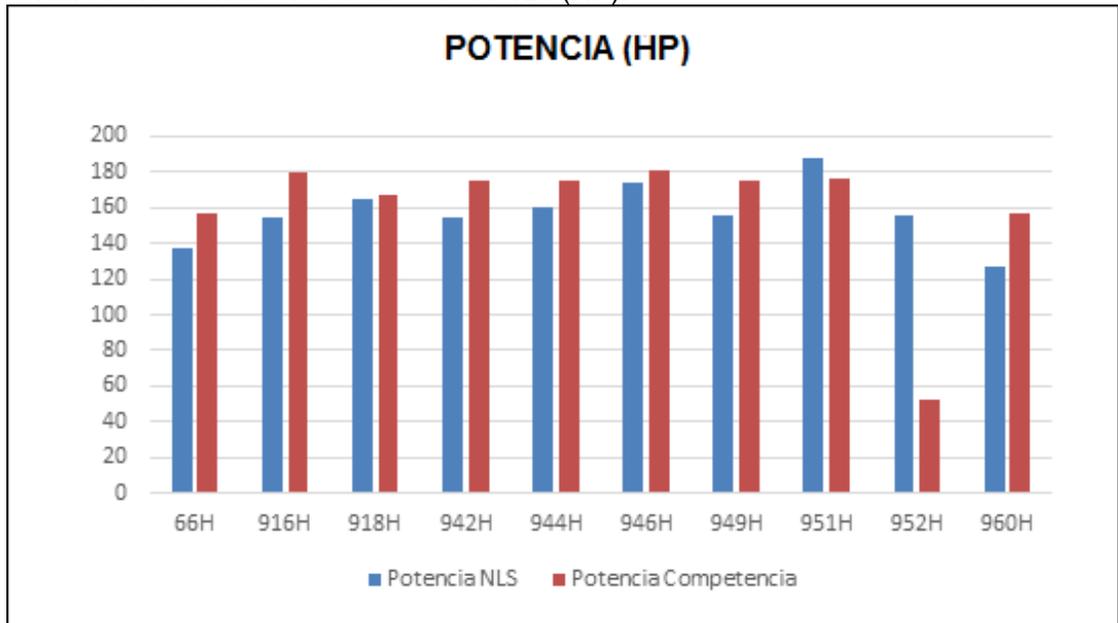
Para evaluar el consumo eléctrico de los equipos BES con motores de inducción y de imán permanente con bombas convencionales y de alta eficiencia se deben evaluar factores como la potencia en HP, el consumo eléctrico en KW y en KVA teniendo en cuenta la producción de los pozos en las mismas condiciones; a continuación se muestran graficas comparativas del consumo y producción de los 10 pozos ya seleccionados en los dos escenarios.

Gráfica 4. Producción BFPD (Barriles de fluido por día).

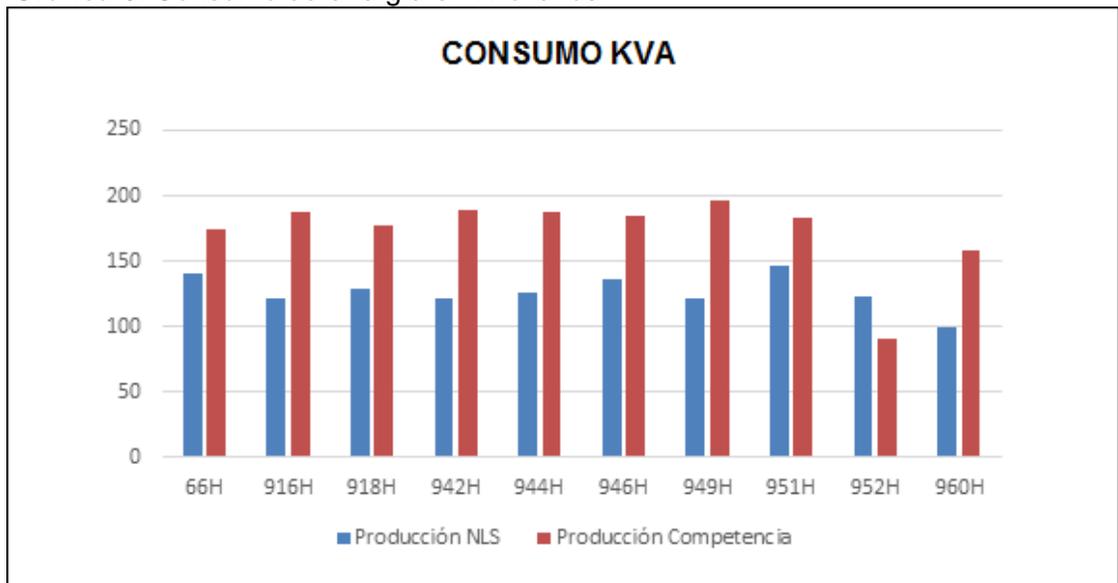


De la **Gráfica 4** es posible concluir que, en cuanto a capacidad de manejo de fluido de las bombas, las dos son muy similares y en algunos pozos su comportamiento es igual. Exceptuando los pozos 66H y 952H, cuya producción con los sistemas “power save” es mayor, lo que implicaría un mayor consumo de potencia. Basados en lo anterior, podemos decir que en general la selección de las bombas “power save” fue la adecuada.

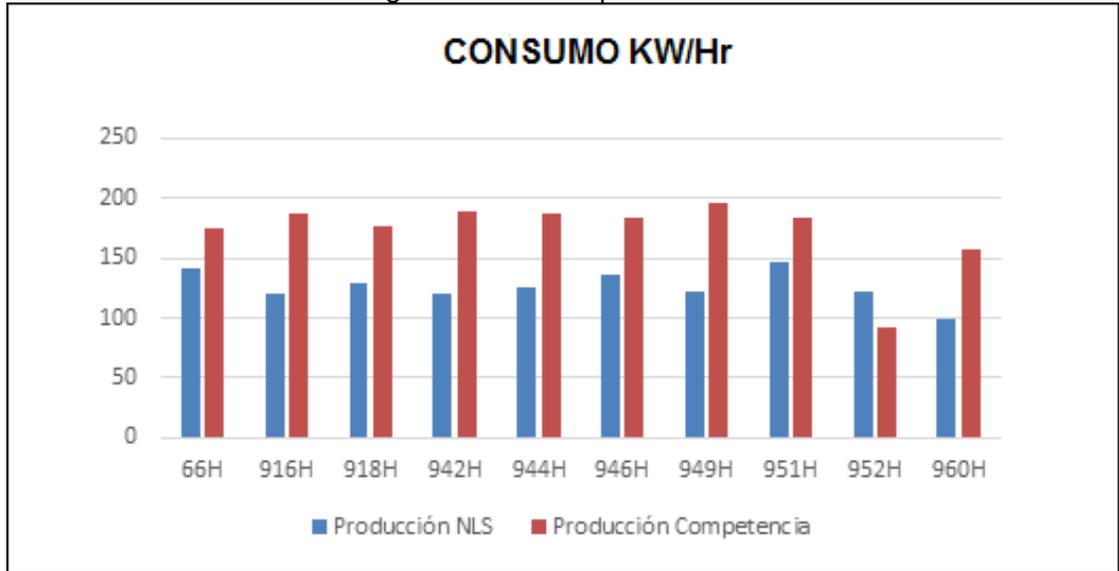
Gráfica 5. Potencia en caballos de fuerza (HP).



Gráfica 6. Consumo de energía en Kilovatios.

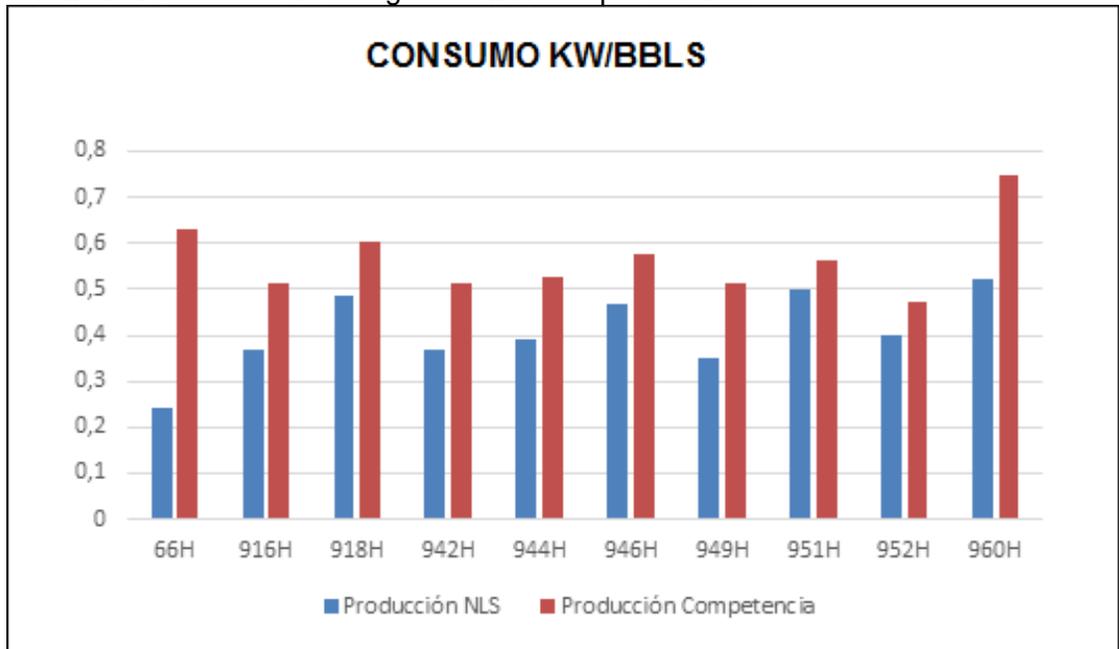


Gráfica 7. Consumo de energía en Kilowatts por hora.



De las **Gráficas 5, 6 y 7** se concluye que, como se anticipó en la gráfica de producción, el pozo 952H presenta un mayor consumo de potencia. En cuanto a los demás pozos, se observa que el consumo con los sistemas “power save” es menor que con los sistemas convencionales.

Gráfica 8. Consumo de energía en Kilowatts por barriles.



La **Gráfica 8** se presenta con el fin de aclarar el verdadero concepto de los sistemas “power save”. De esta gráfica se concluye que el consumo de energía eléctrica por

barril producido, es menor con el uso de los sistemas “power save”, que con el uso de sistemas convencionales. Haciendo un análisis matemático de dichos consumos, se determina que el ahorro en consumo de energía eléctrica, promedio para los 10 pozos, es de un 27%. Dichos valores se muestran en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Consumo de energía para los 10 pozos.

Pozos	NLS (KW/BBLS)	COMPETENCIA (KW/BBLS)	% AHORRO
66H	0,24058907	0,629836656	62%
916H	0,36843155	0,513417344	28%
918H	0,48570500	0,604016086	20%
942H	0,36714484	0,513511321	29%
944H	0,39234053	0,528207373	26%
946H	0,46638904	0,575139090	19%
949H	0,34984297	0,512287600	32%
951H	0,49981812	0,561883751	11%
952H	0,39941788	0,472353909	15%
960H	0,52001244	0,747884275	30%

6.2 PRUEBA A CAUDAL CONSTANTE

Esta prueba pretende conocer el comportamiento del consumo eléctrico respecto al caudal producido en el pozo y generado por el funcionamiento del bombeo electrosumergible.

Las mediciones con los dos sistemas al mismo caudal representado en BFPD se muestran en la **Tabla 10** para el pozo 66H.

Tabla 10. Mediciones al mismo caudal pozo 66H

Motor	Fecha	F [Hz]	P[kW]	FP	BFPD
Asincrónico	19/FEB/2013	63,5	211,0	0,91	7.171
Sincrónico	20/AGOSTO/2015	60,7	149,0	0,95	7.171

Fuente: PACIFIC A ENERGY. Resumen de mediciones. 2013. Modificado por la autora.

Se puede observar que para alcanzar el mismo caudal el motor de imanes permanentes requiere menos potencia lo que significa una demanda de energía eléctrica menor. También se logra el flujo con una frecuencia inferior respecto al motor asincrónico, lo que se traduce en menor desgaste de las piezas del equipo de fondo.

6.3 PRUEBA A FRECUENCIA CONSTANTE

Al igual que en la prueba anterior, los sistemas son evaluados a una variable constante, en este caso se realiza con la frecuencia y lo que permite establecer otro parámetro de eficiencia de los sistemas BES con motor de inducción y de imán permanente.

Los datos de las mediciones de esta prueba se muestran a continuación en la **Tabla 11** para el pozo 66H.

Tabla 11. Mediciones a la misma frecuencia pozo 66 H.

Motor	Fecha	F [Hz]	P[kW]	FP	BFPD
Asincrónico	14/ABR/2012	60	190	0,98	6.100
Sincrónico	20/MAR/2013	60	148	0,95	7.169

Fuente: PACIFIC A ENERGY. Resumen de mediciones. 2013. Modificado por la autora.

Con esta prueba se confirma que el sistema que utiliza el motor sincrónico de imanes permanentes es el más eficiente, ya que para trabajar a cierta frecuencia, lo que se traduce en velocidad de giro del BHA, no solo requiere menos consumo de energía eléctrica sino que también ofrece mayor caudal de fluido.

El menor consumo eléctrico se debe a que el trabajo consumido en la generación de los campos magnéticos entre el estator y el rotor se reduce por la acción de los imanes permanentes, que ya generan su propio campo magnético y no necesita ser inducido; también se requiere menos energía eléctrica ya que el variador energiza de manera alternada solo dos de las tres fases del estator.

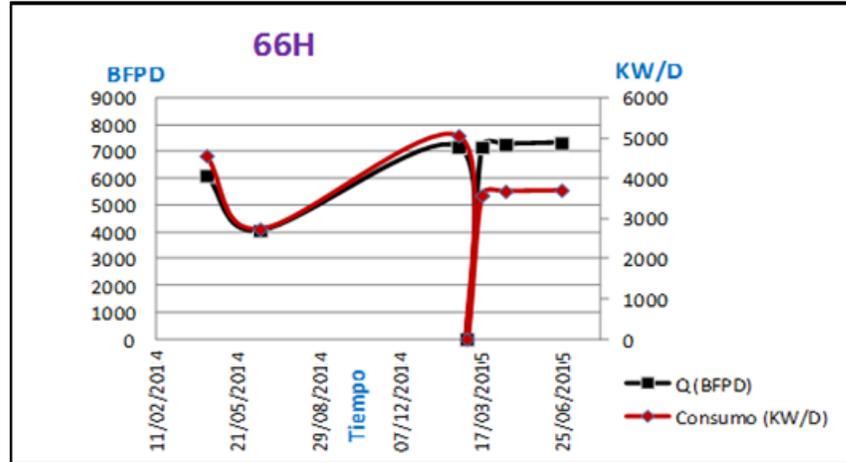
Se puede observar que el caudal más alto se obtiene con el motor de imanes permanentes, teniendo en cuenta que la tubería de producción es la misma y que las condiciones del pozo son las mismas, se determina que esta mayor producción se logra gracias a que el deslizamiento entre el rotor y el estator se reduce por la sincronía obtenida gracias al método en que el variador obtiene datos de la posición del rotor para energizar las bobinas del estator en tiempo real.

6.4 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA EN EL TIEMPO

Para poder determinar el comportamiento de los sistema BES y para la comparación de estos a través del tiempo, se tabularon los datos obtenidos antes de retirar el BHA con motor de inducción y los datos registrados después de la instalación de los sistemas BES con motor de imanes permanentes en la **Gráfica 9**, en donde se relaciona el caudal producido con el consumo de energía eléctrica, a lo largo de un periodo de tiempo, el cual para ambos pozos será entre los años 2014 y 2015.

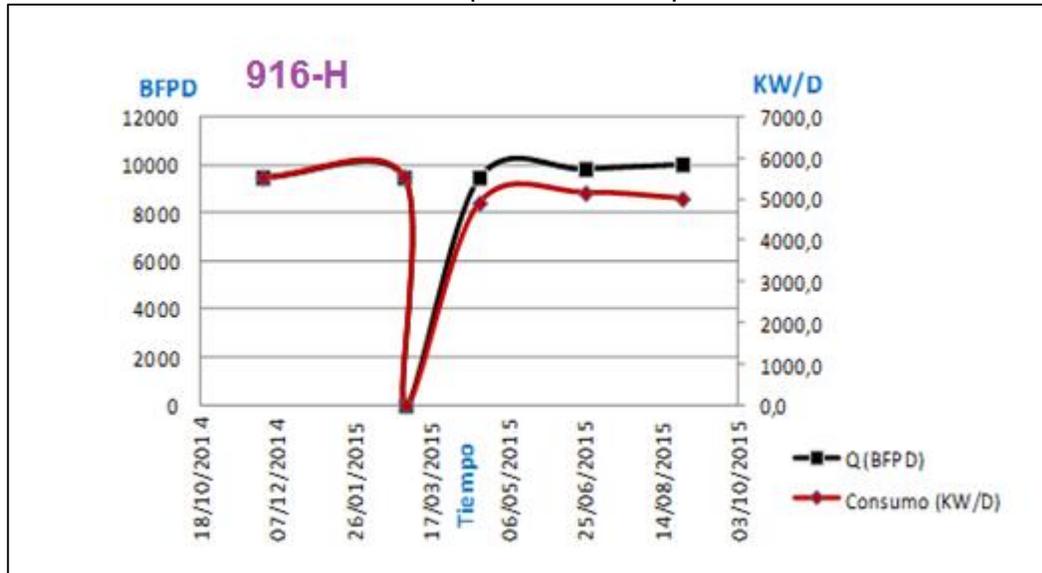
En la **Gráfica 9** se presenta la variación del sistema BES con motor de inducción y motor de imanes permanentes en el Pozo 66H a través del tiempo. Así mismo

Gráfica 9. Comportamiento de los sistemas BES con motor asincrónico y sincrónico en el pozo 66 H, en un período de tiempo determinado.



En la **Gráfica 10** se presenta la misma variación del sistema BES para el Pozo A 916H.

Gráfica 10. Comportamiento de los sistemas BES con motor asincrónico y sincrónico en el Pozo 916 H, en un periodo de tiempo determinado.



Las **Gráficas 9** y **10**, muestran un comportamiento similar para ambos pozos. Mientras se tubo instalado un sistema de bombeo electrosumergible con motor de inducción, el gasto eléctrico fue casi proporcional al caudal de producción, es decir

a mayor caudal mayor necesidad de potencia traducida en mayor consumo eléctrico. Una vez instalado el sistema de bombeo electrosumergible con motor de imán permanente, (punto en las graficas en que los valores de caudales y consumos llegan a cero), se puede determinar a simple vista que presentan menor consumo eléctrico que los equipos estándar, ni siquiera en el momento de arranque igualan el valor de consumo que presentaban los equipos con motor de inducción.

Para ambos pozos, una vez se estabiliza la producción en el tiempo, el consumo de corriente también lo hace, siendo mucho más bajo el gasto de los sistemas BES con motor de imán permanente frente a los sistemas BES con motor de inducción, a un produciendo a caudales más altos que los últimos registrados por los sistemas estándar.

6.5 PRUEBAS ELÉCTRICAS SOBRE LOS SISTEMAS BES CON MIP

Para obtener una mejor evaluación del sistema BES con motor de imanes permanentes, se realizaron una serie de pruebas eléctricas en diferentes meses, en las cuales se registraron los datos de consumo eléctrico, caudal de producción, frecuencia de operación y el factor de potencia, el objetivo de estas pruebas era comparar los datos registrados en las pruebas frente a los datos que se tenían de los sistemas BES con motor de inducción. Para luego de esto obtener una relación entre el kilowatt consumido por el barril producido y lograr determinar el porcentaje de ahorro eléctrico entre el sistema BES con MIP y el sistema BE con motor de inducción.

6.5.1 Pruebas realizadas el mes de marzo. A continuación se presentan los datos registrados en las pruebas hechas sobre los sistemas BES para el mes de marzo, mostrando el proceso reiterativo para cada prueba, en cuanto a la determinación de la relación de kilovatio por barril para cada sistema y el porcentaje de ahorro que presenta un sistema frente al otro.

En la **Tabla 12** se relacionan los datos registrados en las pruebas eléctricas para los sistemas BES con motor de inducción y los datos de consumo que presentaban los sistemas BES con motor de inducción para el Pozo 66H.

Tabla 12. Mediciones eléctricas realizadas en marzo 66 H.

Motor	Fecha	F [Hz]	P[kW/d]	FP	BFPD
Asincrónico	10/ABR/2015	63,5	5.064	0,91	7.200
Sincrónico	20/MAR/2015	61,5	3.787,44	0,95	7.326

Fuente: PACIFIC A ENERGY. Resumen de mediciones. 2015. Modificado por la autora.

De las pruebas se puede observar que el sistema BES con motor de imanes permanentes para el Pozo A-66H, trabaja mucho más eficiente, puesto que presenta un menor consumo, esto lo logra ya que su frecuencia de operación también es menor a la registrada por el motor de inducción, gracias a que en el motor de imanes

permanentes no tiene que inducir el campo eléctrico al rotor, como es el caso de motor de inducción, utiliza esta fuerza para generar mayor torque, lo que con lleva a que este sistema BES con MIP pueda levantar mayor fluido que el sistema BES estándar con menor intensidad de corriente eléctrica, lo que con lleva a menor consumo y menores frecuencias de operación.

La relación KW/barril se obtiene de la división del consumo de kilowatt por día, sobre el caudal de fluido producido al día, presentado a continuación en las **Ecuaciones 2 y 3** para cada sistema BES.

Ecuación 2.

$$M. induccion = \frac{5064 \text{ kw/Dia}}{7200 \text{ Barriles/Dia}} = 0.703 \frac{KW}{Barril}$$

Ecuación 3.

$$M. iman permanente = \frac{3787.44 \text{ kw/Dia}}{7326 \text{ Barriles/Dia}} = 0.516 \frac{KW}{Barril}$$

El porcentaje de ahorro eléctrico de un equipo con respecto al otro se logra con las relaciones obtenidas anteriormente para cada sistema y se presenta a continuación en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4.

$$\% \text{ ahorro} = \frac{0.703 \text{ Kw/b} - 0.516 \text{ Kw/b}}{0.703 \text{ Kw/b}} * 100 = 26.6 \%$$

Para el caso del Pozo 66H se obtiene que al mes de marzo el equipo BES con motor de imanes permanentes presento un ahorro de energía eléctrica del 26,6% frente al equipo BES con motor de inducción.

Para el caso del Pozo A 916H los datos de la prueba se muestran en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Mediciones eléctricas realizadas en marzo 916H.

Motor	Fecha	F [Hz]	P[kW/d]	FP	BFPD
Asincrónico	03/MAR/2015	58	5.535,36	0,94	9.474
Sincrónico	02/ABR/2015	54	5.136,00	0,95	9.472

Fuente: PACIFIC A ENERGY. Resumen de mediciones. 2015. Modificado por la autora.

De la **Tabla 13** se puede analizar que el sistema BES con motor de imanes permanentes para el Pozo 916H, presenta un menor consumo eléctrico, trabaja a menor frecuencia de operación lo que con lleva a un menor desgaste del sistema y produce dos barriles de fluidos menos que el sistema BES con motor de inducción.

La relación Kw/barril se obtiene de la misma manera que para el pozo anterior, mostrado en las **Ecuaciones 2 y 3** presentadas a continuación para cada sistema BES.

Ecuación 2.

$$M. \textit{inducccion} = \frac{5535.36 \textit{ kw/Dia}}{9474 \textit{ Barriles/Dia}} = 0.584 \frac{KW}{Barril}$$

Ecuación 3.

$$M. \textit{iman permanente} = \frac{5136 \textit{ kw/Dia}}{9472 \textit{ Barriles/Dia}} = 0.542 \frac{KW}{Barril}$$

El porcentaje de ahorro eléctrico del equipo se calcula de la misma manera que para el pozo anterior y se muestra a continuación en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4.

$$\% \textit{ ahorro} = \frac{0.584 \textit{ Kw/b} - 0.542 \textit{ Kw/b}}{0.584 \textit{ Kw/b}} * 100 = 7.1 \%$$

Para el caso del Pozo A – 916H se obtiene que al mes de marzo el equipo BES con motor de imanes permanentes presento un ahorro de energía eléctrica del 7,1% frente al equipo BES con motor de inducción. Aunque el porcentaje no supera el 10% de ahorro en energía cabe resaltar que la importancia de esta prueba radica en que el sistema BES con MIP, obtiene casi el mismo caudal que el sistema BES con motor de inducción a una menor frecuencia, lo que repercute significativamente en el tiempo de vida útil del equipo.

6.5.2 Resumen de las pruebas realizadas a los sistemas BES con MIP. Las pruebas eléctricas se realizaron con una diferencia de un mes entre ellas, una vez se obtenían los datos se realizaron los mismos cálculos que se mostraron para las pruebas hechas en marzo. En la **Tabla 14** se relacionan las pruebas realizadas para el mes de abril, mayo y junio en el Pozo A-66H, mostrando la relación kilowatt consumido por barril producido y el porcentaje de ahorro obtenido para cada prueba.

Tabla 14. Mediciones eléctricas a diferentes tiempos para el pozo A 66 H.

Motor	Fecha	F [Hz]	P[kW/d]	FP	BFPD	KW/Barril	%Ahorro
Asincrónico	14/04/2014	60,00	4.560,00	0,98	6.100	0,747	N/a
Asincrónico	19/06/2014	48,00	2.736,00	0,98	4.050	0,675	N/a
Asincrónico	10/04/2015	63,50	5.064,00	0,91	7.200	0,703	N/a
Sincrónico	05/04/2015	61,50	3.676,80	0,95	7.289	0,504	28,3
Sincrónico	09/05/2015	61,50	3.724,80	0,92	7.222	0,515	26,7
Sincrónico	07/06/2015	61,50	3.708,00	0,95	7.200	0,515	26,7

La **Tabla 15** relaciona los datos obtenidos de las pruebas hechas al Pozo A 349H, mostrando los mismos datos calculados de porcentaje de ahorro y relación de kilowatt consumido por barril producido.

Tabla 15. Mediciones eléctricas a diferentes tiempos para el pozo A 349 H.

Motor	Fecha	F [Hz]	P[kW/d]	FP	BFPD	KW/Barril	%Ahorro
Asincrónico	28/11/2014	58	5.520,00	0,98	9.484	0,582	N/a
Asincrónico	03/03/2015	58	5.534,36	0,90	9.474	0,584	N/a
Asincrónico	03/03/2015	58	5.535,36	0,90	9.474	0,584	N/a
Sincrónico	22/04/2015	53	4.848,72	0,91	9.405	0,515	11,8
Sincrónico	21/05/2015	54	5.160,00	0,92	9.836	0,524	10,2
Sincrónico	10/06/2015	54	5.136,00	0,93	9.849	0,521	10,7

6.5.3 Análisis de los resultados obtenidos en las pruebas. Una vez se observan con mayor detenimiento los resultados arrojados por las pruebas, se puede determinar que los sistemas BES con motor de imán permanente siempre levantarán un mayor caudal de fluido a menor frecuencia de operación que los sistemas BES con motor de inducción, esto se debe ver traducido en menor consumo de corriente eléctrica y mayor tiempo de vida útil para los sistemas BES.

Se observa que el porcentaje mínimo de ahorro sobre el consumo eléctrico, al cambiar el motor de inducción por motor de imanes permanentes en los sistemas BES es de mínimo el 10 %, lo que se vería traducido en menores costos asociados a la operación de los sistemas por pozo.

También se analiza que el Pozo A 66H presenta un mayor ahorro frente al Pozo A 916H, esto se debe a la diferencia de características entre los pozos y a que el Pozo A 66H tiene una bomba especial que gracias a su geometría de construcción en las etapas ayuda a que se genere una menor fuerza de restricción a los fluidos, generando menor necesidad de torque aportado por el rotor y traduciéndose en menor consumo de corriente eléctrica. Para el caso del proyecto esta diferencia entre los porcentajes de ahorro de energía eléctrica no es tan relevante, puesto que es la relación kilowatt por barril, (ósea lo que se gasta por lo que se produce) la utilizada para llevar a cabo el análisis financiero.

Se determina también que la relación kilowatt por barril es muy parecida para ambos pozos en las pruebas hechas sobre los motores de imán permanente, independiente del consumo que se presente, del caudal que se produzca o del ahorro que se

genere. Para la evaluación financiera se tomó un promedio ponderado de este dato sobre todas las pruebas el cual fue de 0,515Kw/barril.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

En la actualidad los pozos del Campo A que tienen como sistema de levantamiento el bombeo electrosumergible se caracterizan por tener altos consumos de energía los cuales son originados por las bombas actualmente utilizadas en este sistema, debido a esto se propuso como alternativa la implementación de nuevos equipos en 120 pozos piloto que cumplan las mismas funciones de dichas bombas y que a su vez disminuyan los altos consumo de energía que se presentan.

El presente análisis financiero tiene como objetivo evaluar la viabilidad financiera del proyecto a partir del consumo de energía eléctrica en los 120 pozos piloto desde el punto de vista de la compañía operadora, para esto se tiene en cuenta la metodología del indicador financiero Valor Presente (VPN) tomando como unidad monetaria de valor constante el dólar Americano, con una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11% efectivo anual que es comúnmente utilizada para los proyectos de inversión desarrollados por la compañía, el período de evaluación es de tres años con periodos anuales, adicionalmente se realiza un análisis de inversión y de costos de operación.

7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)

En este análisis se hace referencia a la inversión inicial que debe realizarse con el fin de adquirir o mejorar los bienes de capital de una compañía, a partir de esto se espera obtener una rentabilidad en período determinado.

Para realizar el análisis de costos de inversión de cada una de las bombas empleadas en el sistema levantamiento artificial bombeo electrosumergible, es necesario adquirir equipos, productos y servicios, A continuación se presentan de manera detallada estos valores de inversión para cada una de las bombas.

7.1.1 Proceso actual. Los valores que se presentan en el análisis de inversión para este escenario fueron suministrados y tomados de los reportes de producción que posee la compañía, cabe indicar que los equipos, productos y/o servicios que se presentan son medidos por el costo total para la implementación de esta bomba. En la **Tabla 16** se ilustran los costos de inversión de este sistema actual.

Tabla 16. Inversión para la implementación de la bomba electrosumergible convencional.

Descripción de inversión	Inversión en dólares
Bomba electrosumergible convencional	191,000,00
Inversión Total	191.000,00

Fuente: Pacific Rubiales Energy. Contrato Suministro Equipos BES para los pozos. 2012.

7.1.2 Proceso nuevo. De igual manera como se presentó en la sección anterior, a continuación en la **Tabla 17** se ilustran los costos de inversión totales para este sistema propuesto.

Tabla 17. Inversión para la implementación de la bomba electrosumergible con motor PMM y BAE.

Descripción de inversión	Inversión en dólares
Bomba electrosumergible con motor PMM y BAE	176,700,00
Inversión Total	176.700,00

Fuente: Pacific Rubiales Energy. Contrato Suministro Equipos BES para los pozos. 2012.

7.1.3 Inversión a realizar para la implementación del proceso actual en los 120 pozos de estudio. Posterior a ilustrar la inversión requerida para este implementar esta bomba en un pozo, es necesario determinar la cantidad de dinero que invierte la compañía si esta decidiese emplear este tipo de bomba convencional en los 120 pozos piloto, cabe indicar que la implementación de los equipos convencionales en cada pozo tiene un valor aproximado de 191.000,00 dólares y este valor es multiplicado por el número de pozos a los cuales se les implementa esta bomba. En la **Tabla 18** se puede observar la inversión que se debe hacer con este tipo de bomba.

Tabla 18. Inversión a realizar para la implementación del proceso actual en los 120 pozos piloto.

Período (Años)	Número de pozos a implementar los equipos convencionales	Costo Unidad Equipo (USD)	Inversión Total en USD
1	40	191.000,00	7'640.000,00
2	40	191.000,00	7'640.000,00
3	40	191.000,00	7'640.000,00

Fuente: Pacific Rubiales Energy. Contrato Suministro Equipos BES para los pozos. 2012.

7.1.4 Inversión a realizar para la implementación del proceso nuevo en los 120 pozos de estudio. Posterior a ilustrar la inversión requerida para implementar esta bomba en un pozo, es necesario determinar la cantidad de dinero que invierte la compañía si esta decidiese emplear este tipo de bomba propuesta en los 120 pozos piloto, cabe indicar que la implementación de los equipos convencionales en cada pozo tiene un valor aproximado de 176.000,00 dólares y este valor es multiplicado por el número de pozos a los cuales se les implementa esta bomba. En la **Tabla 19** se puede observar la inversión que se debe hacer con este tipo de bomba.

Tabla 19. Inversión a realizar para la implementación de la bomba electrosumergible con motor PPM y BAE en los 120 pozos piloto.

Período (Año)	Número de pozos a implementar los equipos convencionales	Costo Unidad Equipo (USD)	Inversión Total en USD
1	40	176.700,00	7'068.000,00
2	40	176.700,00	7'068.000,00
3	40	176.700,00	7'068.000,00

Fuente: Pacific Rubiales Energy. Contrato Suministro Equipos BES para los pozos. 2015.

7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Son los desembolsos asociados con la ejecución de un proyecto, tales como lo son: el mantenimiento de equipos, gastos de consumibles, remediación de trabajos y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción de dicho proyecto.

El análisis de costos de este análisis financiero se enfoca en determinar los costos totales de la energía requerida en kilowatts para poder extraer los barriles de crudo producidos por cada pozo.

7.2.1 Costos de energía en kilowatts necesaria para la producción de los barriles en el proceso actual. Para determinar los costos de energía en kilowatts anuales es necesario conocer el número de días en que el pozo está produciendo, la producción anual en barriles, el número de kilowatts necesarios para la producción de los barriles de crudo y el costo del kilowatt por día, para determinar la producción anual del pozo vamos a utilizar la producción diaria promedio de un pozo la cual corresponde a 1.440 barriles posterior a esto se deben determinar los días en que el pozo estará produciendo luego de realizar la instalación de la bomba, a partir de estos datos se determina la producción anual en barriles, por otra parte para conocer el número de kilowatts requeridos para producir los barriles extraídos en cada pozo se debe conocer el valor del kilowatt promedio por hora el cual corresponde a 79 Kwa y multiplicarse por 24 obteniendo como resultado 1.905,84 Kilowatts por día necesarios para la producción de los barriles, posterior a esto se debe determinar el valor del kilowatts en dólares por día tomando el valor por hora que corresponde a 16,67 dólares, luego se multiplica por 24 y se obtiene el valor del kilowatts día de 400,23 dólares, finalmente se multiplica el número de kilowatts necesarios para producir los barriles por el costo del kilowatts por día y se obtiene el costo anual en dólares de kilowatts.

En la **Tabla 20** se presenta el análisis de costos de energía en Kilowatts para el proceso actual.

Tabla 20. Análisis de costos de energía en Kilowatts.

Costo KW (USD)	Cantidad KW / Hr	Cantidad KW/ día
0.21	79,41	1905,84

La **Tablas 21** presenta de manera detallada los costos de energía para el primer año, en las **Tablas 22 y 23** para el segundo año teniendo en cuenta que dentro de este período se incluye los 40 pozos del primer año a los cuales se les realizó el trabajo de implementación de este proceso, en las **Tablas 24, 25 y 26** para el tercer año en donde se incluyó igualmente los 40 pozos del primer año y los 40 del segundo año. Cabe indicar que para el segundo y tercer período se utilizó una tasa de declinación del 5% en el número de Kilowatts necesarios para producir los barriles, lo cual quiere decir que año a año el número de Kilowatts requeridos disminuye en este porcentaje, esto se debe a su vez a que la producción de petróleo de igual manera disminuye.

Tabla 21. Costos de energía en kilowatts requerida para el proceso actual en el primer año.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW (USD)	(USD)
1	350	1.905,84	667.044,00	0,21	140.079,24
2	348	1.905,84	663.232,00	0,21	139.278,72
3	334	1.905,84	636.551,00	0,21	133.675,71
4	330	1.905,84	628.927,00	0,21	132.074,67
5	310	1.905,84	590.810,00	0,21	124.070,10
6	298	1.905,84	567.940,00	0,21	119.267,40
7	276	1.905,84	526.012,00	0,21	110.462,52
8	225	1.905,84	428.814,00	0,21	90.050,94
9	216	1.905,84	411.661,00	0,21	86.448,81
10	191	1.905,84	364.015,00	0,21	76.443,15
11	189	1.905,84	360.204,00	0,21	75.642,84
12	184	1.905,84	350.675,00	0,21	73.641,75
13	176	1.905,84	335.428,00	0,21	70.439,88
14	173	1.905,84	329.710,00	0,21	69.239,10
15	169	1.905,84	322.087,00	0,21	67.638,27
16	165	1.905,84	314.464,00	0,21	66.037,44
17	160	1.905,84	304.934,00	0,21	64.036,14
18	155	1.905,84	295.405,00	0,21	62.035,05
19	150	1.905,84	285.876,00	0,21	60.033,96
20	142	1.905,84	270.629,00	0,21	56.832,09
21	138	1.905,84	263.006,00	0,21	55.231,26
22	134	1.905,84	255.383,00	0,21	53.630,43
23	130	1.905,84	247.759,00	0,21	52.029,39
24	128	1.905,84	243.948,00	0,21	51.229,08
25	116	1.905,84	221.077,00	0,21	46.426,17
26	100	1.905,84	190.584,00	0,21	40.022,64
27	99	1.905,84	188.678,00	0,21	39.622,38
28	95	1.905,84	181.055,00	0,21	38.021,55
29	80	1.905,84	152.467,00	0,21	32.018,07
30	76	1.905,84	144.844,00	0,21	30.417,24
31	70	1.905,84	133.409,00	0,21	28.015,89
32	60	1.905,84	114.350,00	0,21	24.013,50
33	52	1.905,84	99.104,00	0,21	20.811,84
34	47	1.905,84	89.574,00	0,21	18.810,54
35	41	1.905,84	78.139,00	0,21	16.409,19
36	39	1.905,84	74.328,00	0,21	15.608,88
37	22	1.905,84	41.928,00	0,21	8.804,88
38	15	1.905,84	28.588,00	0,21	6.003,48
39	10	1.905,84	19.058,00	0,21	4.002,18
40	7	1.905,84	13.341,00	0,21	2.801,61
Costo total de consumo de energía en dólares en el primer año					2'401.357,98

Para realizar el cálculo de los costos de consumo de energía en el segundo año se van a tener en cuenta los costos del con consumo de los pozos del primer año ya que estos pozos en el segundo año siguen en operación y consumiendo energía.

Tabla 22. Costo total de consumo de energía en el segundo año de los pozos en operación en el primer año.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW USD	USD
1	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
2	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
3	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
4	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
5	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
6	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
7	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
8	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
9	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
10	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
11	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
12	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
13	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
14	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
15	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
16	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
17	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
18	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
19	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
20	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
21	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
22	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
23	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
24	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
25	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
26	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
27	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
28	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
29	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
30	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
31	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
32	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
33	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
34	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
35	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
36	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
37	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
38	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
39	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
40	365	1.810,55	660.851,00	0,21	138.778,71
Costo total de consumo de energía en dólares en el segundo año de los pozos en operación en el primer año					5'551.148,40

Tabla 23. Costo total de consumo de energía en el segundo año para los nuevos pozos.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW USD	USD
41	350	1.810,55	633.692,50	0,21	133.075,43
42	348	1.810,55	630.071,40	0,21	132.314,99
43	334	1.810,55	604.723,70	0,21	126.991,98
44	330	1.810,55	597.481,50	0,21	125.471,12
45	310	1.810,55	561.270,50	0,21	117.866,81
46	298	1.810,55	539.543,90	0,21	113.304,22
47	276	1.810,55	499.711,80	0,21	104.939,48
48	225	1.810,55	407.373,75	0,21	85.548,49
49	216	1.810,55	391.078,80	0,21	82.126,55
50	191	1.810,55	345.815,05	0,21	72.621,16
51	189	1.810,55	342.193,95	0,21	71.860,73
52	184	1.810,55	333.141,20	0,21	69.959,65
53	176	1.810,55	318.656,80	0,21	66.917,93
54	173	1.810,55	313.225,15	0,21	65.777,28
55	169	1.810,55	305.982,95	0,21	64.256,42
56	165	1.810,55	298.740,75	0,21	62.735,56
57	160	1.810,55	289.688,00	0,21	60.834,48
58	155	1.810,55	280.635,25	0,21	58.933,40
59	150	1.810,55	271.582,50	0,21	57.032,33
60	142	1.810,55	257.098,10	0,21	53.990,60
61	138	1.810,55	249.855,90	0,21	52.469,74
62	134	1.810,55	242.613,70	0,21	50.948,88
63	130	1.810,55	235.371,50	0,21	49.428,02
64	128	1.810,55	231.750,40	0,21	48.667,58
65	116	1.810,55	210.023,80	0,21	44.105,00
66	100	1.810,55	181.055,00	0,21	38.021,55
67	99	1.810,55	179.244,45	0,21	37.641,33
68	95	1.810,55	172.002,25	0,21	36.120,47
69	80	1.810,55	144.844,00	0,21	30.417,24
70	76	1.810,55	137.601,80	0,21	28.896,38
71	70	1.810,55	126.738,50	0,21	26.615,09
72	60	1.810,55	108.633,00	0,21	22.812,93
73	52	1.810,55	94.148,60	0,21	19.771,21
74	47	1.810,55	85.095,85	0,21	17.870,13
75	41	1.810,55	74.232,55	0,21	15.588,84
76	39	1.810,55	70.611,45	0,21	14.828,40
77	22	1.810,55	39.832,10	0,21	8.364,74
78	15	1.810,55	27.158,25	0,21	5.703,23
79	10	1.810,55	18.105,50	0,21	3.802,16
80	7	1.810,55	12.673,85	0,21	2.661,51
Costo total de consumo de energía en dólares en el segundo año para los nuevos pozos					2.281.293,00
COSTO TOTAL CONSUMO DE ENERGIA PARA EL SEGUNDO AÑO					7.832.441,40

Para realizar el cálculo de los costos de consumo de energía en el tercer año se van a tener en cuenta los costos del con consumo de los pozos del primer y segundo año ya que estos pozos en el tercer año siguen en operación y consumiendo energía.

Tabla 24. Costo total de consumo de energía en el tercer año de los pozos en operación del primer año.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW USD	USD
1	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
2	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
3	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
4	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
5	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
6	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
7	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
8	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
9	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
10	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
11	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
12	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
13	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
14	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
15	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
16	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
17	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
18	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
19	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
20	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
21	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
22	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
23	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
24	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
25	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
26	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
27	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
28	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
29	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
30	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
31	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
32	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
33	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
34	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
35	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
36	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
37	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
38	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
39	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
40	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
Costo total de consumo de energía en dólares en el tercer año de los pozos en operación del primer año					5'258.988,00

Tabla 25. Costo total de consumo de energía en el tercer año de los pozos en operación del segundo año.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW USD	USD
41	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
42	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
43	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
44	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
45	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
46	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
47	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
48	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
49	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
50	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
51	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
52	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
53	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
54	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
55	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
56	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
57	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
58	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
59	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
60	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
61	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
62	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
63	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
64	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
65	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
66	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
67	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
68	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
69	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
70	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
71	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
72	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
73	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
74	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
75	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
76	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
77	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
78	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
79	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
80	365	1.715,26	626.070,00	0,21	131.474,70
Costo total de consumo de energía en dólares en el tercer año de los pozos en operación del segundo año					5'258.988,00

Tabla 26. Costo total de consumo de energía en el tercer año para los nuevos pozos.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW USD	USD
81	350	1.715,26	600.341,00	0,21	126.071,61
82	348	1.715,26	596.910,48	0,21	125.351,20
83	334	1.715,26	572.896,84	0,21	120.308,34
84	330	1.715,26	566.035,80	0,21	118.867,52
85	310	1.715,26	531.730,60	0,21	111.663,43
86	298	1.715,26	511.147,48	0,21	107.340,97
87	276	1.715,26	473.411,76	0,21	99.416,47
88	225	1.715,26	385.933,50	0,21	81.046,04
89	216	1.715,26	370.496,16	0,21	77.804,19
90	191	1.715,26	327.614,66	0,21	68.799,08
91	189	1.715,26	324.184,14	0,21	68.078,67
92	184	1.715,26	315.607,84	0,21	66.277,65
93	176	1.715,26	301.885,76	0,21	63.396,01
94	173	1.715,26	296.739,98	0,21	62.315,40
95	169	1.715,26	289.878,94	0,21	60.874,58
96	165	1.715,26	283.017,90	0,21	59.433,76
97	160	1.715,26	274.441,60	0,21	57.632,74
98	155	1.715,26	265.865,30	0,21	55.831,71
99	150	1.715,26	257.289,00	0,21	54.030,69
100	142	1.715,26	243.566,92	0,21	51.149,05
101	138	1.715,26	236.705,88	0,21	49.708,23
102	134	1.715,26	229.844,84	0,21	48.267,42
103	130	1.715,26	222.983,80	0,21	46.826,60
104	128	1.715,26	219.553,28	0,21	46.106,19
105	116	1.715,26	198.970,16	0,21	41.783,73
106	100	1.715,26	171.526,00	0,21	36.020,46
107	99	1.715,26	169.810,74	0,21	35.660,26
108	95	1.715,26	162.949,70	0,21	34.219,44
109	80	1.715,26	137.220,80	0,21	28.816,37
110	76	1.715,26	130.359,76	0,21	27.375,55
111	70	1.715,26	120.068,20	0,21	25.214,32
112	60	1.715,26	102.915,60	0,21	21.612,28
113	52	1.715,26	89.193,52	0,21	18.730,64
114	47	1.715,26	80.617,22	0,21	16.929,62
115	41	1.715,26	70.325,66	0,21	14.768,39
116	39	1.715,26	66.895,14	0,21	14.047,98
117	22	1.715,26	37.735,72	0,21	7.924,50
118	15	1.715,26	25.728,90	0,21	5.403,07
119	10	1.715,26	17.152,60	0,21	3.602,05
120	7	1.715,26	12.006,82	0,21	2.521,43
Costo total de consumo de energía en dólares en el tercer año para los nuevos pozos					2'161.227,6
COSTO TOTAL CONSUMO DE ENERGIA PARA EL TERCER AÑO					12'679.0203,6

La **Tabla 27** presenta los costos de energía totales para los tres años evaluados en el proceso actual.

Tabla 27. Costos totales de energía para el proceso actual.

Período (Año)	UDS
Año 1	2'401.357,98
Año 2	7.832.441,40
Año 3	12'679.020,60

7.2.2 Costos de energía en kilowatts necesaria para la producción de los barriles en el proceso nuevo. Para determinar los costos de energía en kilowatts anuales es necesario conocer el número de días en que el pozo está produciendo, la producción anual en barriles, el número de kilowatts necesarios para la producción de los barriles de crudo y el costo del kilowatt por día, para determinar la producción anual del pozo se debe utilizar la producción diaria promedio de un pozo la cual corresponde a 1.440 barriles posterior a esto se deben determinar los días en que el pozo estará produciendo luego de realizar la instalación de la bomba, a partir de estos datos se determina la producción anual en barriles, por otra parte para conocer el número de kilowatts requeridos para producir los barriles extraídos en cada pozo se debe conocer el valor del kilowatt promedio por hora el cual corresponde a 55,66 Kwa y multiplicarse por 24 obteniendo como resultado 1.333,95 Kilowatts por día necesarios para la producción de los barriles, posterior a esto se debe determinar el valor del kilowatts en dólares por día tomando el valor por hora que corresponde a 11,67 dólares, luego se multiplica por 24 y se obtiene el valor del kilowatts día de 280,12 dólares, finalmente se multiplica el número de kilowatts necesarios para producir los barriles por el costo del kilowatts por día y se obtiene el costo anual en dólares de kilowatts.

En la **Tabla 28** se presenta el análisis de costos de energía en Kilowatts para el proceso nuevo.

Tabla 28. Análisis de costos de energía en Kilowatts para el proceso nuevo.

Costo KW (USD)	Cantidad KW / Hr	Cantidad KW/ día
0.21	55,66	1.333,95

La **Tablas 29** presenta de manera detallada los costos de energía para el primer año, en las **Tablas 30 y 31** para el segundo año teniendo en cuenta que dentro de este período se incluye los 40 pozos del primer año a los cuales se les realizó el trabajo de implementación de este proceso, en las **Tablas 32, 33 y 34** para el tercer año en donde se incluyó igualmente los 40 pozos del primer año y los 40 del segundo año. Cabe indicar que para el segundo y tercer período se utilizó una tasa de declinación del 5% en el número de Kilowatts necesarios para producir los barriles, lo cual quiere decir que año a año el número de Kilowatts requeridos

disminuye en este porcentaje, esto se debe a su vez a que la producción de petróleo de igual manera disminuye.

Tabla 29. Costos de energía en kilowatts requerida para el proceso nuevo en el primer año

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW USD	USD
1	350	1.333,95	466.882,50	0,21	98.045,33
2	348	1.333,95	464.214,60	0,21	97.485,07
3	334	1.333,95	445.539,30	0,21	93.563,25
4	330	1.333,95	440.203,50	0,21	92.442,74
5	310	1.333,95	413.524,50	0,21	86.840,15
6	298	1.333,95	397.517,10	0,21	83.478,59
7	276	1.333,95	368.170,20	0,21	77.315,74
8	225	1.333,95	300.138,75	0,21	63.029,14
9	216	1.333,95	288.133,20	0,21	60.507,97
10	191	1.333,95	254.784,45	0,21	53.504,73
11	189	1.333,95	252.116,55	0,21	52.944,48
12	184	1.333,95	245.446,80	0,21	51.543,83
13	176	1.333,95	234.775,20	0,21	49.302,79
14	173	1.333,95	230.773,35	0,21	48.462,40
15	169	1.333,95	225.437,55	0,21	47.341,89
16	165	1.333,95	220.101,75	0,21	46.221,37
17	160	1.333,95	213.432,00	0,21	44.820,72
18	155	1.333,95	206.762,25	0,21	43.420,07
19	150	1.333,95	200.092,50	0,21	42.019,43
20	142	1.333,95	189.420,90	0,21	39.778,39
21	138	1.333,95	184.085,10	0,21	38.657,87
22	134	1.333,95	178.749,30	0,21	37.537,35
23	130	1.333,95	173.413,50	0,21	36.416,84
24	128	1.333,95	170.745,60	0,21	35.856,58
25	116	1.333,95	154.738,20	0,21	32.495,02
26	100	1.333,95	133.395,00	0,21	28.012,95
27	99	1.333,95	132.061,05	0,21	27.732,82
28	95	1.333,95	126.725,25	0,21	26.612,30
29	80	1.333,95	106.716,00	0,21	22.410,36
30	76	1.333,95	101.380,20	0,21	21.289,84
31	70	1.333,95	93.376,50	0,21	19.609,07
32	60	1.333,95	80.037,00	0,21	16.807,77
33	52	1.333,95	69.365,40	0,21	14.566,73
34	47	1.333,95	62.695,65	0,21	13.166,09
35	41	1.333,95	54.691,95	0,21	11.485,31
36	39	1.333,95	52.024,05	0,21	10.925,05
37	22	1.333,95	29.346,90	0,21	6.162,85
38	15	1.333,95	20.009,25	0,21	4.201,94
39	10	1.333,95	13.339,50	0,21	2.801,30
40	7	1.333,95	9.337,65	0,21	1.960,91
Costo total de consumo de energía en dólares en el primer año					1'680.777,00

Para realizar el cálculo de los costos de consumo de energía en el segundo año se van a tener en cuenta los costos del con consumo de los pozos del primer año ya que estos pozos en el segundo año siguen en operación y consumiendo energía.

Tabla 30. Costo total de consumo de energía para el proceso nuevo en el segundo año de los pozos en operación en el primer año.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW (USD)	USD
1	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
2	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
3	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
4	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
5	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
6	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
7	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
8	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
9	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
10	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
11	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
12	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
13	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
14	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
15	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
16	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
17	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
18	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
19	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
20	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
21	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
22	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
23	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
24	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
25	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
26	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
27	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
28	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
29	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
30	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
31	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
32	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
33	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
34	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
35	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
36	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
37	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
38	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
39	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
40	365	1.267.25	462.546,25	0,21	97.134,71
Costo total de consumo de energía en dólares en el segundo año de los pozos en operación en el primer año					3'885.388,50

Tabla 31. Costo total de consumo de energía en el segundo año para los nuevos pozos.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW (USD)	USD
41	350	1.267.25	443.537,50	0,21	93.142,88
42	348	1.267.25	441.003,00	0,21	92.610,63
43	334	1.267.25	423.261,50	0,21	88.884,92
44	330	1.267.25	418.192,50	0,21	87.820,43
45	310	1.267.25	392.847,50	0,21	82.497,98
46	298	1.267.25	377.640,50	0,21	79.304,51
47	276	1.267.25	349.761,00	0,21	73.449,81
48	225	1.267.25	285.131,25	0,21	59.877,56
49	216	1.267.25	273.726,00	0,21	57.482,46
50	191	1.267.25	242.044,75	0,21	50.829,40
51	189	1.267.25	239.510,25	0,21	50.297,15
52	184	1.267.25	233.174,00	0,21	48.966,54
53	176	1.267.25	223.036,00	0,21	46.837,56
54	173	1.267.25	219.234,25	0,21	46.039,19
55	169	1.267.25	214.165,25	0,21	44.974,70
56	165	1.267.25	209.096,25	0,21	43.910,21
57	160	1.267.25	202.760,00	0,21	42.579,60
58	155	1.267.25	196.423,75	0,21	41.248,99
59	150	1.267.25	190.087,50	0,21	39.918,38
60	142	1.267.25	179.949,50	0,21	37.789,40
61	138	1.267.25	174.880,50	0,21	36.724,91
62	134	1.267.25	169.811,50	0,21	35.660,42
63	130	1.267.25	164.742,50	0,21	34.595,93
64	128	1.267.25	162.208,00	0,21	34.063,68
65	116	1.267.25	147.001,00	0,21	30.870,21
66	100	1.267.25	126.725,00	0,21	26.612,25
67	99	1.267.25	125.457,75	0,21	26.346,13
68	95	1.267.25	120.388,75	0,21	25.281,64
69	80	1.267.25	101.380,00	0,21	21.289,80
70	76	1.267.25	96.311,00	0,21	20.225,31
71	70	1.267.25	88.707,50	0,21	18.628,58
72	60	1.267.25	76.035,00	0,21	15.967,35
73	52	1.267.25	65.897,00	0,21	13.838,37
74	47	1.267.25	59.560,75	0,21	12.507,76
75	41	1.267.25	51.957,25	0,21	10.911,02
76	39	1.267.25	49.422,75	0,21	10.378,78
77	22	1.267.25	27.879,50	0,21	5.854,70
78	15	1.267.25	19.008,75	0,21	3.991,84
79	10	1.267.25	12.672,50	0,21	2.661,23
80	7	1.267.25	8.870,75	0,21	1.862,86
Costo total de consumo de energía en dólares en el segundo año para los nuevos pozos					1'596.735,00
COSTO TOTAL CONSUMO DE ENERGÍA PARA EL SEGUNDO AÑO					5'482.123,50

Para realizar el cálculo de los costos de consumo de energía en el tercer año se van a tener en cuenta los costos del con consumo de los pozos del primer y segundo

año ya que estos pozos en el segundo año siguen en operación y consumiendo energía.

Tabla 32. Costo total de consumo de energía en el tercer año de los pozos en operación del primer año.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW (USD)	Costo anual de Kwa (USD)
1	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
2	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
3	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
4	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
5	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
6	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
7	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
8	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
9	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
10	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
11	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
12	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
13	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
14	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
15	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
16	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
17	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
18	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
19	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
20	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
21	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
22	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
23	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
24	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
25	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
26	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
27	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
28	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
29	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
30	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
31	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
32	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
33	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
34	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
35	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
36	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
37	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
38	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
39	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
40	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
Costo total de consumo de energía en dólares en el tercer año de los pozos en operación del primer año					3'691.096,08

Tabla 33. Costo total de consumo de energía en el tercer año de los pozos en operación del segundo año.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW (USD)	Costo anual de Kwa (USD)
41	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
42	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
43	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
44	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
45	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
46	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
47	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
48	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
49	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
50	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
51	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
52	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
53	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
54	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
55	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
56	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
57	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
58	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
59	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
60	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
61	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
62	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
63	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
64	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
65	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
66	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
67	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
68	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
69	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
70	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
71	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
72	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
73	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
74	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
75	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
76	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
77	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
78	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
79	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
80	365	1.203,88	439.416,20	0,21	92.277,40
Costo total de consumo de energía en dólares en el tercer año de los pozos en operación del segundo año					3'691.096,08

Tabla 34. Costo total de consumo de energía en el tercer año para los nuevos pozos.

Pozo	Días del año activo	Cantidad KW/ día	Número de Kwa necesarios para producir los barriles	Costo KW (USD)	Costo anual de Kwa (USD)
81	350	1.203,88	421.358,00	0,21	88.485,18
82	348	1.203,88	418.950,24	0,21	87.979,55
83	334	1.203,88	402.095,92	0,21	84.440,14
84	330	1.203,88	397.280,40	0,21	83.428,88
85	310	1.203,88	373.202,80	0,21	78.372,59
86	298	1.203,88	358.756,24	0,21	75.338,81
87	276	1.203,88	332.270,88	0,21	69.776,88
88	225	1.203,88	270.873,00	0,21	56.883,33
89	216	1.203,88	260.038,08	0,21	54.608,00
90	191	1.203,88	229.941,08	0,21	48.287,63
91	189	1.203,88	227.533,32	0,21	47.782,00
92	184	1.203,88	221.513,92	0,21	46.517,92
93	176	1.203,88	211.882,88	0,21	44.495,40
94	173	1.203,88	208.271,24	0,21	43.736,96
95	169	1.203,88	203.455,72	0,21	42.725,70
96	165	1.203,88	198.640,20	0,21	41.714,44
97	160	1.203,88	192.620,80	0,21	40.450,37
98	155	1.203,88	186.601,40	0,21	39.186,29
99	150	1.203,88	180.582,00	0,21	37.922,22
100	142	1.203,88	170.950,96	0,21	35.899,70
101	138	1.203,88	166.135,44	0,21	34.888,44
102	134	1.203,88	161.319,92	0,21	33.877,18
103	130	1.203,88	156.504,40	0,21	32.865,92
104	128	1.203,88	154.096,64	0,21	32.360,29
105	116	1.203,88	139.650,08	0,21	29.326,52
106	100	1.203,88	120.388,00	0,21	25.281,48
107	99	1.203,88	119.184,12	0,21	25.028,67
108	95	1.203,88	114.368,60	0,21	24.017,41
109	80	1.203,88	96.310,40	0,21	20.225,18
110	76	1.203,88	91.494,88	0,21	19.213,92
111	70	1.203,88	84.271,60	0,21	17.697,04
112	60	1.203,88	72.232,80	0,21	15.168,89
113	52	1.203,88	62.601,76	0,21	13.146,37
114	47	1.203,88	56.582,36	0,21	11.882,30
115	41	1.203,88	49.359,08	0,21	10.365,41
116	39	1.203,88	46.951,32	0,21	9.859,78
117	22	1.203,88	26.485,36	0,21	5.561,93
118	15	1.203,88	18.058,20	0,21	3.792,22
119	10	1.203,88	12.038,80	0,21	2.528,15
120	7	1.203,88	8.427,16	0,21	1.769,70
Costo total de consumo de energía en dólares en el tercer año para los nuevos pozos					1'516.888,80
COSTO TOTAL CONSUMO DE ENERGIA PARA EL TERCER AÑO					8'899.080,96

La **Tabla 35** presenta los costos de energía totales para los tres años evaluados en el proceso nuevo.

Tabla 35. Costos totales de energía para el proceso nuevo.

Período (Año)	Costo de energía en dólares
Año 1	1'680.777,00
Año 2	5'482.123,50
Año 3	8'899.080,96

7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera de este análisis se realiza de acuerdo a la inversión necesaria para implementar la bomba electrosumergible actual y la propuesta la cual posee un motor PMM y BAE en los 120 pozos piloto, además de esto se contemplan los costos de energía necesarios para producir los barriles extraídos en cada pozo.

7.3.1 Valor Presente Neto. “Presenta unas características especiales que lo hacen adecuado para la comparación de alternativa. Primero tiene en cuenta el efecto del tiempo en el valor del dinero de acuerdo a la tasa de interés de oportunidad que se use y segundo una tasa de interés dada, i equivale al flujo de caja en el momento cero”²⁵, este valor se calcula mediante la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = \sum F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005.p. 197.

Dónde:

- VPN corresponde al Valor Presente Neto a determinar.
- A corresponde a la inversión realizada.
- F corresponde al valor del flujode caja neto.
- i corresponde a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión, esta tasa es la encargada de

²⁵ MENDOZA, Yorcelis; PEREIRA, Carolina; SOTELO, Carmen y YANES, Esther. Evaluación de proyectos. 2008. p. 37.

descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.

- n corresponde al número de periodos que existen para la evaluación del proyecto.

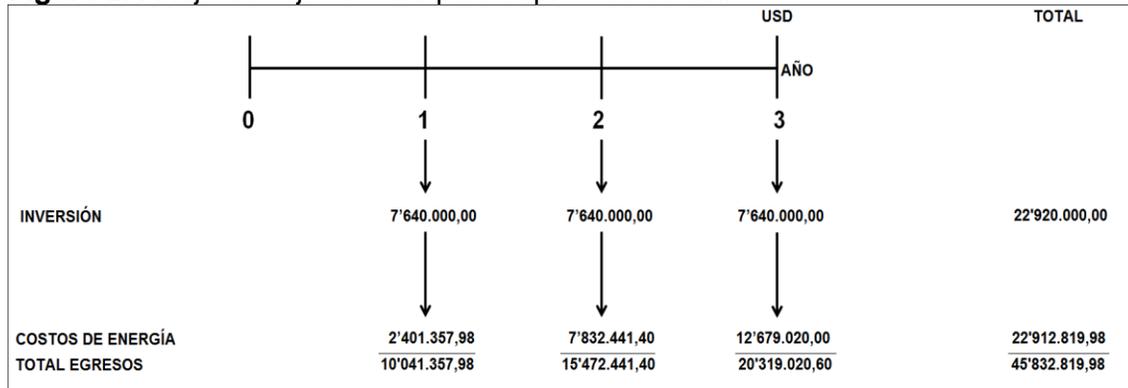
Como se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN) su resultado se interpreta, a dólares de hoy, cuánto vale el proyecto.

Para realizar el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) de este proyecto se utilizó una Tasa de interés de oportunidad del 11% efectivo anual, además de esto se utiliza la unidad monetaria de valor constante el dólar Americano (USD) y un tiempo de validez de tres años.

- **Flujo de Caja.** Es la representación gráfica de los ingresos y egresos en una línea horizontal correspondiente al período de tiempo, donde los ingresos se ubican en la parte superior de la línea y los egresos en la parte inferior de la línea.

7.3.1.1 Proceso actual. En la **Figura 27** se presentan los flujos de efectivo utilizando la bomba electrosumergible convencional en los pozos del Campo Rubiales a lo largo de un año; igualmente en este numeral se presenta la operación matemática y resultado obtenido con el cual se determina el Valor Presente Neto de este escenario.

Figura 27. Flujo de caja efectivo para el proceso actual.



$$\text{VPN (0,11)} = -\frac{10'041.357,98}{(1+0,11)^1} - \frac{15'472.441,40}{(1+0,11)^2} - \frac{20'319.020,60}{(1+0,11)^3}$$

$$\text{VPN (0,11)} = -36'461.141,73 \text{ USD}$$

7.3.1.2 Proceso nuevo. De igual forma como se presentó en el numeral anterior, a continuación la **Figura 28** ilustra el flujo de caja efectivo para esta propuesta a lo largo de un año y finalmente la operación matemática y resultado obtenido para determinar el Valor Presente Neto de este escenario.

Figura 28. Flujo de caja efectivo para el proceso nuevo.

	USD			TOTAL	
	AÑO				
	0	1	2	3	
INVERSIÓN		7'068.000,00	7'068.000,00	7'068.000,00	21'204.000,00
COSTOS DE ENGERÍA		1'680.777,00	5'482.123,50	8'899.080,96	16'061.981,46
TOTAL EGRESOS		8'748.777,00	12'550.123,50	15'967.080,96	37'265.981,46

$$VPN(0,11) = -\frac{8'748.777,00}{(1+0,11)^1} - \frac{12'550.123,50}{(1+0,11)^2} - \frac{15'967.080,96}{(1+0,11)^3}$$

$$VPN(0,11) = -29'742.734,84 \text{ USD}$$

7.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

La mejor opción para la compañía desde el punto de vista financiero es implementar las bombas electrosumergibles con motor de imán permanente y de alta eficiencia en los 120 pozos de estudio del Campo A durante el próximo año teniendo en cuenta que a dólares de hoy representan un ahorro en los próximos tres años del 18,42% (6'718.406,89 dólares) para la empresa con respecto al proceso actual, este ahorro se origina en la disminución de los kilowatts empleados en la producción de los barriles de crudo

8. CONCLUSIONES

- La formación principal del yacimiento es un anticlinal suave con un ángulo muy bajo con capas delgadas de arenas que contienen una capa delgada de aceite y una gran cantidad de agua lo que permite que contenga grandes cantidades de fluidos
- El sistema de bombeo electrosumergible con motor de imanes permanentes, es más eficiente que los sistemas BES con motor de inducción, puesto que se requiere menor potencia para levantar el fluido.
- Las características de los yacimientos presentes en campo A, las cuales son: presencia de acuífero activo, altos cortes de agua y crudo pesado, hacen que sea un lugar candidato para la implementación de sistemas de bombeo electrosumergible.
- Los sistemas de bombeo electrosumergible con motor de inducción según lo observado en todas las pruebas presentan una menor eficiencia que los sistemas BES con motor de imán permanente, confirmando las pérdidas de potencia que presentan los motores de inducción por el deslizamiento generado entre el rotor y el estator.
- Los sistemas de bombeo electrosumergibles con motor de imán permanente, lograron levantar mayor caudal de fluidos a menor frecuencia de operación que los sistemas BES con motor de inducción, esto puede prolongar la vida útil de estos equipos ya que existen menores esfuerzos.
- Los sistemas BES con motor de imán permanente presentaron un 10% de ahorro de consumo eléctrico frente a los sistemas BES con motor de inducción trabajando a las mismas condiciones de operación.
- Los sistemas BES con motor de imán permanente, presentan una menor longitud que los sistemas BES con motor de inducción a las mismas características de diseño, lo que ayuda a reducir los tiempos de instalación de los equipos.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar un mayor seguimiento a los sistemas BES con motor de imanes permanentes en el tiempo, y así evaluar su vida útil.
- Empezar la optimización del Campo A con los nuevos sistemas BES de imanes permanentes, ya que son equipos más económicos y más eficientes.

BIBLIOGRAFÍA

CABRERA, Jose Angel. Teoría del bombeo hidráulico [en línea]. 08 de Junio de 2013. [citado en septiembre 2013]. Disponible en Internet: <http://www.oilproduction.net/cms/files/teoria_jet_pump.pdf>

CAZIER, E. C. et al., Petroleum geology of the Cusiana field, Llanos Basin Foothills, Colombia, A.A.P.G. Bull., 1995

COOPER, M. A. et al., Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia, A.A.P.G. Bull., 1995

DELGADO, Andrea, y GELVEZ, Jenny. Significado de la discordancia intraformacional de la Formación Guayabo en el foreland y el piedemonte de los Llanos Orientales en el área del Casanare y su relación con la orogenia de la Cordillera Oriental Colombia. Trabajo de grado para optar el título de Geólogo. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, Colombia. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología, 2007. 146 p.

ECOPETROL S. A. Boletines Sala de Prensa [en línea]. Ecopetrol aprueba solicitud de extensión del área comercial de A, 2010. [citado en Septiembre de 2013]. Disponible en Internet: <<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=43701&pagID=132467>>

GOOGLE. Google Maps [en línea] disponible en <<https://maps.google.es>> [citado el 20 de Septiembre de 2013].

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008 110 p.

-----..NTC 4490. “Referencias documentales para fuentes de información electrónicas”. [en línea]. [28 de febrero 2016] http://www.unipamplona.edu.co/unipamplona/portallG/home_15/recursos/01_general/09062014/n_icontec.pdf

-----.. NTC 5613. “Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura”. [en línea]. [28 de febrero 2016] http://www.unipamplona.edu.co/unipamplona/portallG/home_15/recursos/01_general/09062014/n_icontec.pdf

MORALES, Carlos. INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINAS INGEOMINAS. Integración de la Cartografía Geológica de los Llanos Orientales: departamentos del Meta y sector suroccidental del departamento de Casanare, 2010. 56 p.

NOVOMET. REYES, Jonnattan. *Permanet Magnet Motor* [Material gráfico proyectable]. 2012. 40 Diapositivas

- - - - - -. *Power saving system*. [Material gráfico proyectable]. 2012. 29 Diapositivas

PACIFIC A ENERGY. META PETROLEUM CORP. Reporte Diario de Producción A - Pirirí Jun 13-13. Libro de Excel. (2013).

PACIFIC A ENERGY. META PETROLEUM CORP. DIAZ, Jairo. Resumen de mediciones. Libro de Excel. 2013

- - - - - -. Base de datos corporativa. Producción acumulada del Campo A. Agosto de 2013.

- - - - - -. Informes de completamiento. Pozos 66H y 916H. 2013

- - - - - -. Parámetros de los pozos para diseño. Libro de Excel. Well Data. Octubre 2012.

- - - - - -. Geología General Campo A. Documento en Word. 2005. 13 p.

RAMIREZ, Marto, Bombeo Electrosumergible: Analisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Encuentro Venezuela Curso de bombeo electrosumergible. Julio 19 a 23 de 2004. 180 p.

REYES, Jonnattan. Estudio parcial Pozo 66H. [Material gráfico proyectable]. 2013. 20 diapositivas.

- - - - - -. Estudio parcial Pozo 916H. [Material gráfico proyectable]. 2013. 19 diapositivas.

SCHLUMBERGER, Oilfield Review Spanish, spring 2007 [en línea]. MAHARON, Bid Jadid et al. La presión aumenta: Innovaciones en sistemas de levantamiento artificial por gas [citado en septiembre 2013]. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/spr07/p50_59.pdf>

SOCORRO, Gabriel. Producción de hidrocarburos 2. [en línea]. Bombeo mecánico. 31 de octubre de 2012 [citado en septiembre 2013]. Disponible en Internet: <http://prohid2-2-2012.blogspot.com/2012/10/bombeo-mecanico.html>

----- [En línea]. Bombeo electrosumergible. 08 de Noviembre de 2012 [citado en septiembre 2013]. Disponible en Internet: <http://prohid2-2-2012.blogspot.com/2012_11_01_archive.html>

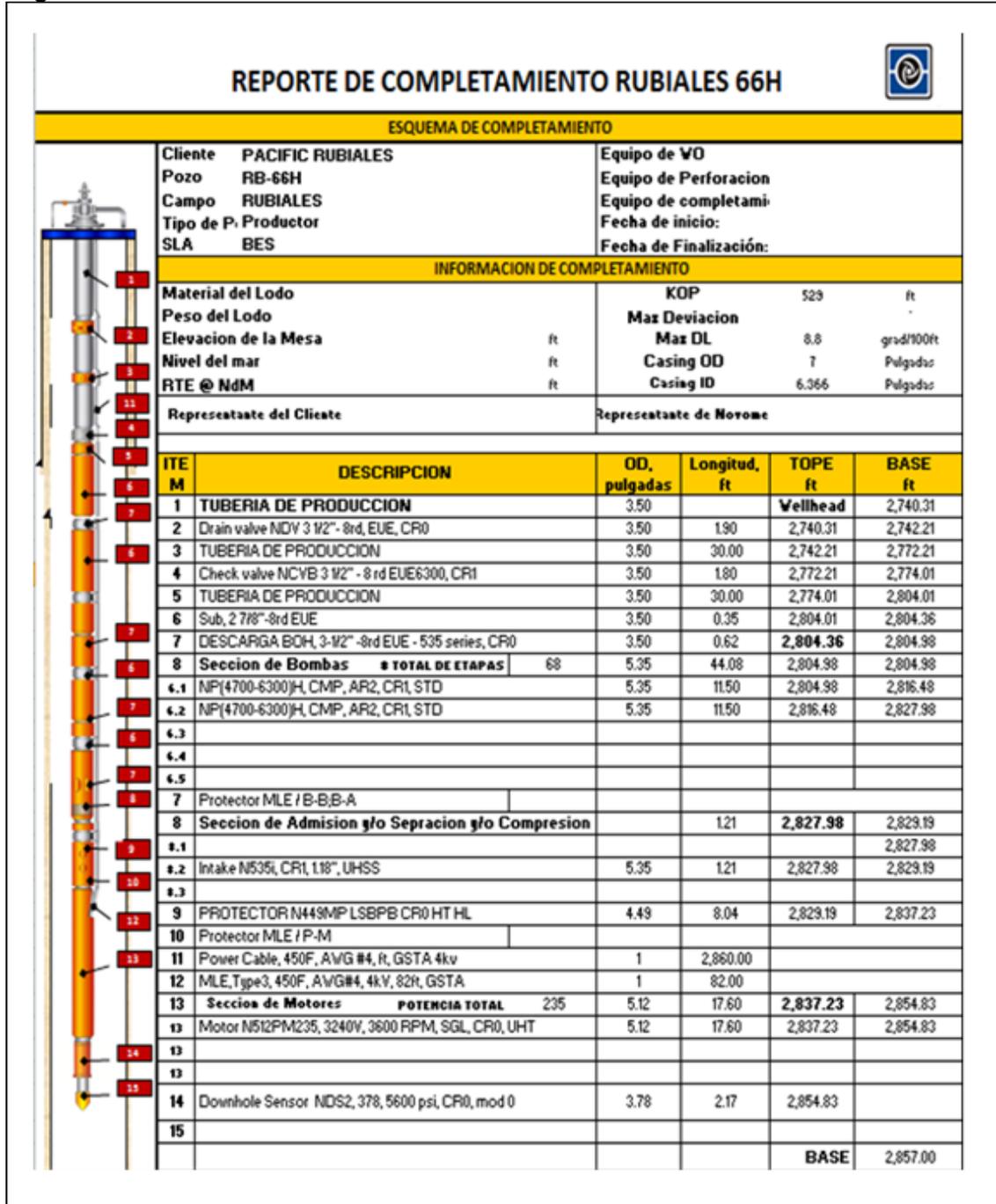
TONELLI, Cesar et al. Variador de frecuencia y sensor de fondo en bombeo electrosumergible. Jornadas de Producción y Recuperación Secundaria – EOR 23 y 24 de Agosto de 2012. 22 p.

ANEXOS

ANEXO A

ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DE ESTUDIO DEL CAMPO A

Figura 1.



Fuente: PACIFIC A. Informes de completamiento. Estado mecánico del Pozo A 66 H. 1 066 H. 2008.

ANEXO B

DATOS Y FIGURAS DEL SIMULADOR PARA LOS POZOS DE ESTUDIO DEL CAMPO A

A continuación se presentan los datos de entrada para realizar la simulación del comportamiento de la bomba en cada pozo y las gráficas obtenidas a partir de dicha simulación

Figura 1. Diagrama de operación del pozo 916H.

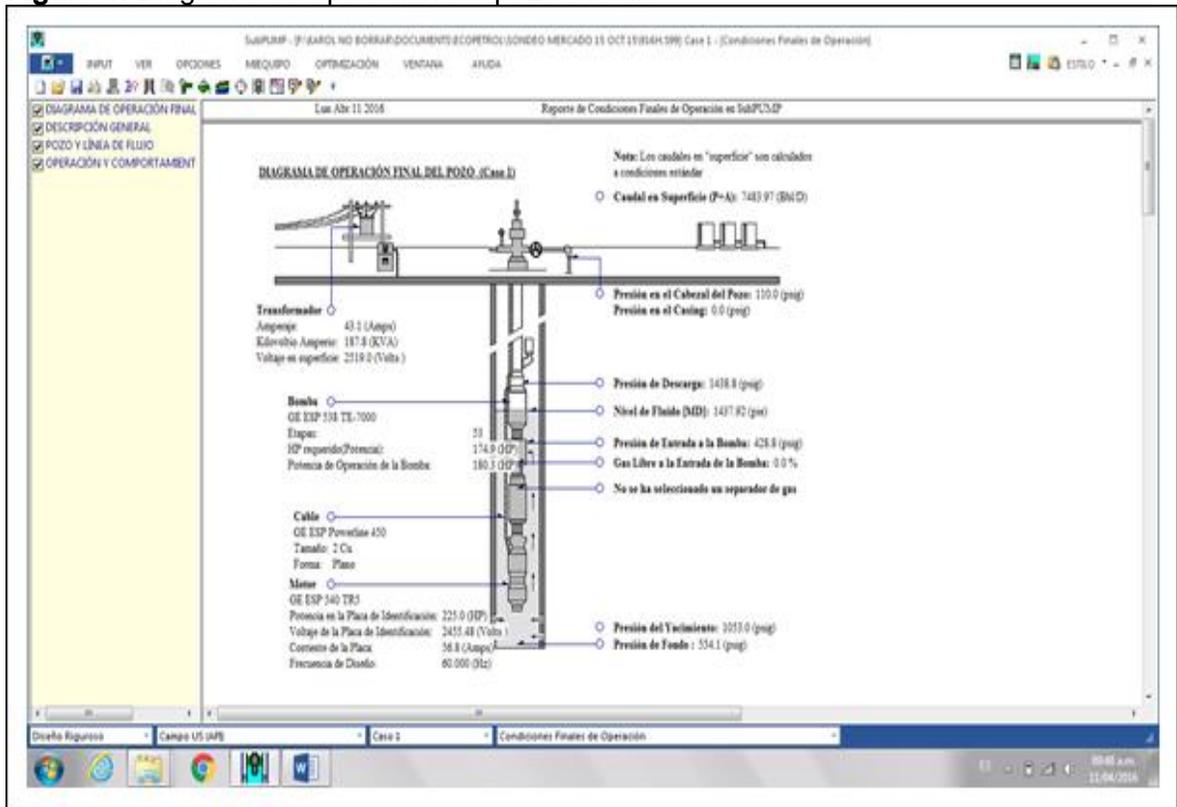


Figura 2. Curva estándar de la bomba.

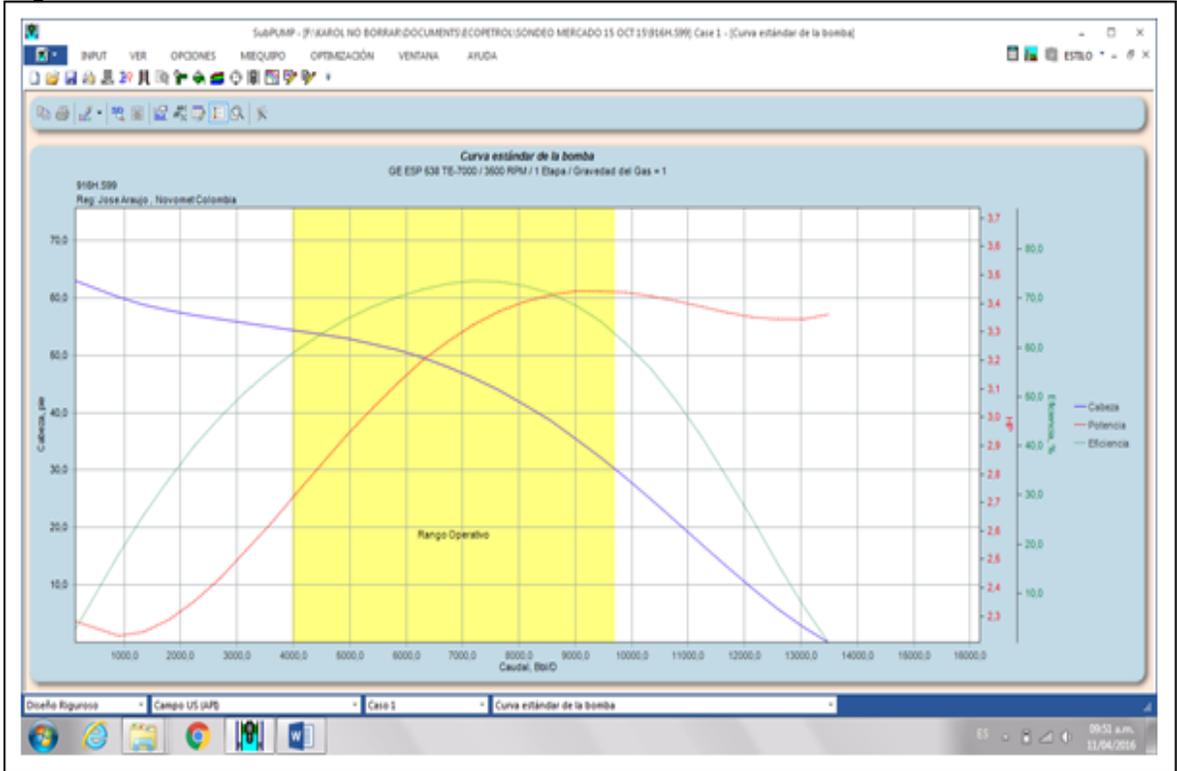


Figura 3. Diagrama de operación del pozo 918H.

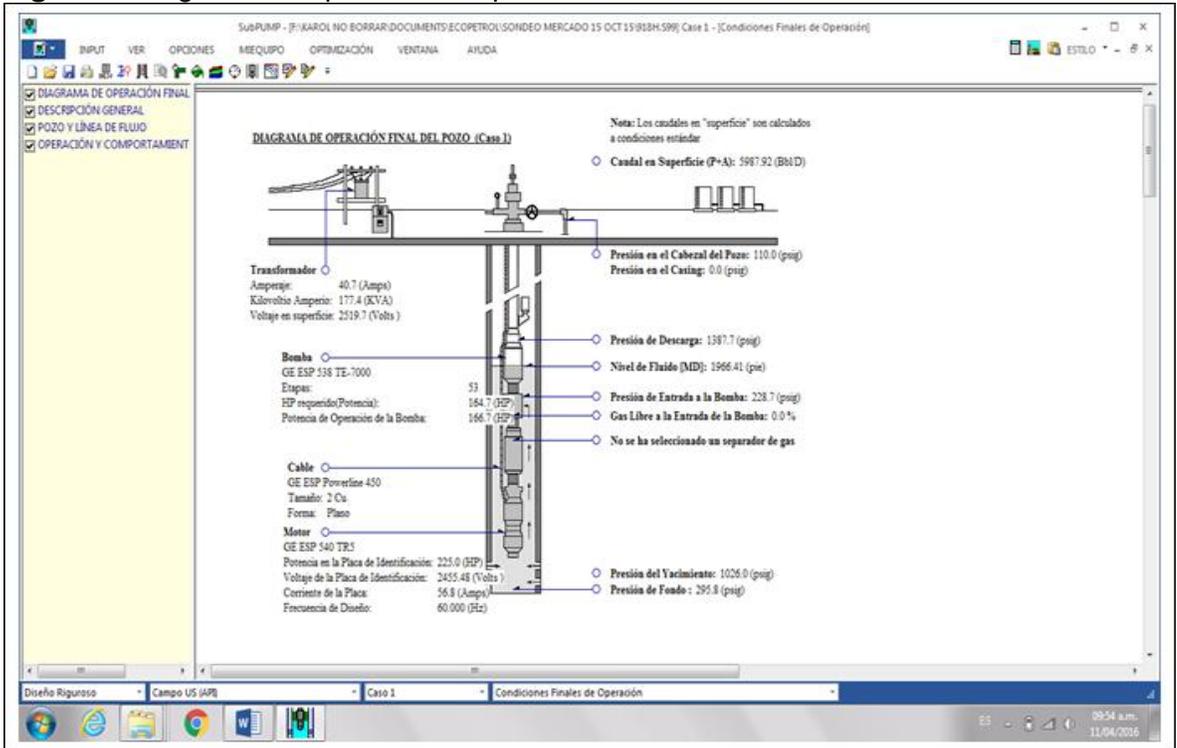


Figura 4. Curva estándar de la bomba.

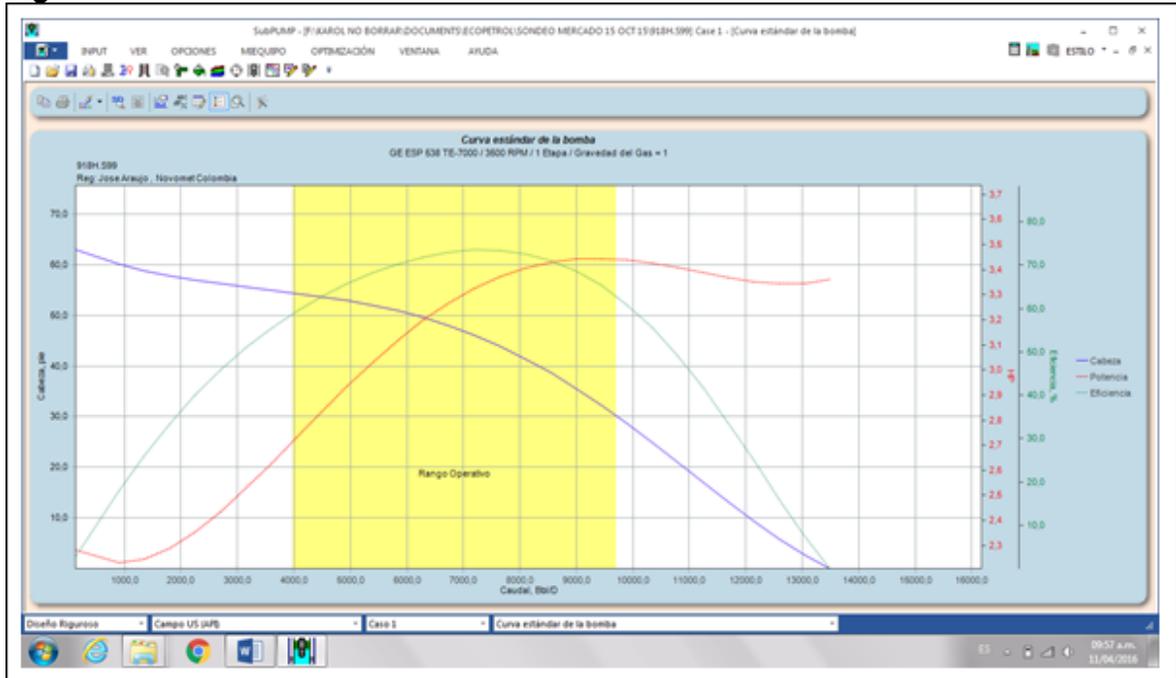


Figura 5. Comportamiento de la bomba pozo 942H.

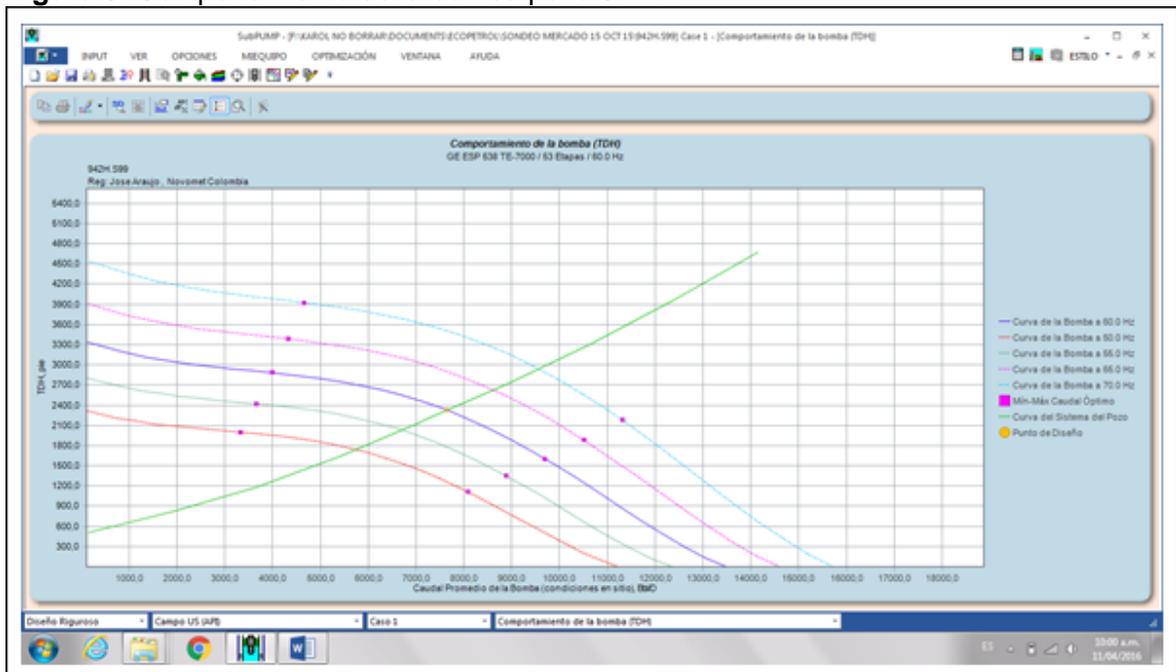


Figura 6. Diagrama de operación del pozo 942 H.

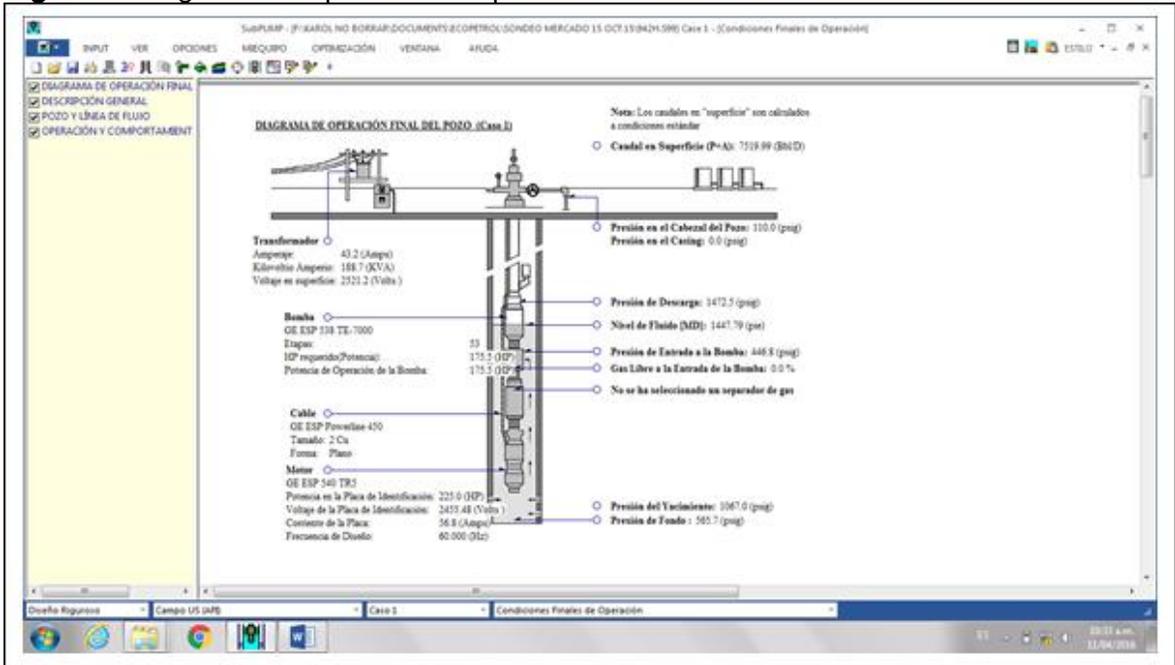


Figura 7. Curva estándar de la bomba.

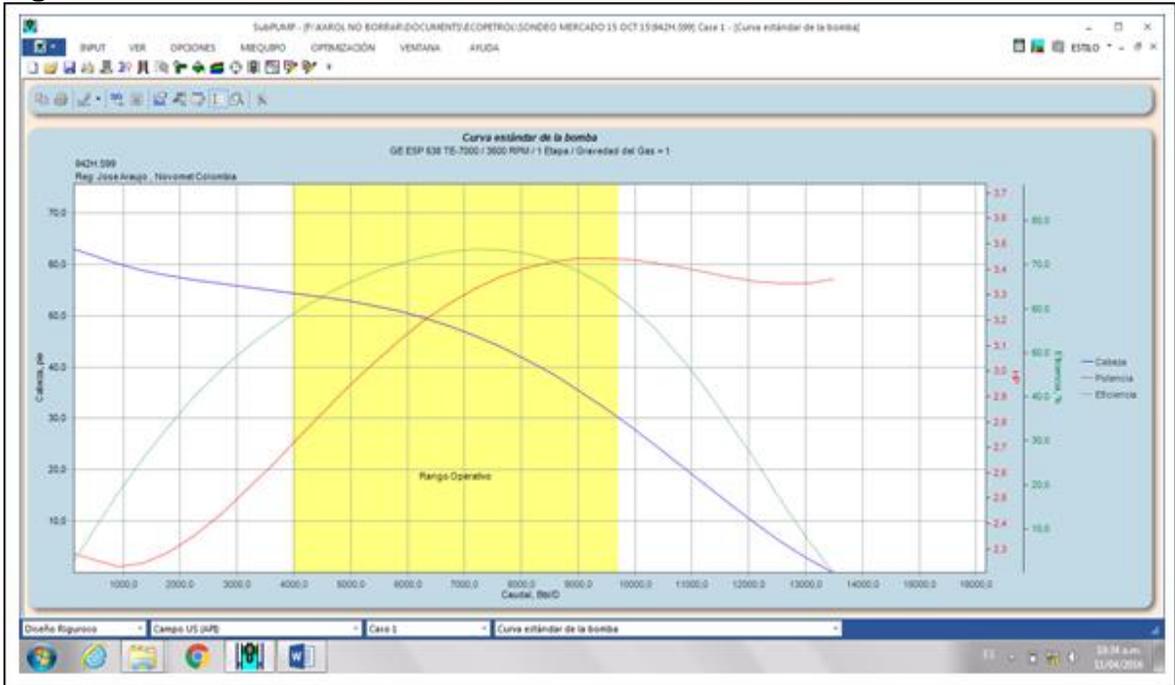


Figura 8. Diagrama de operación del pozo 944 H.

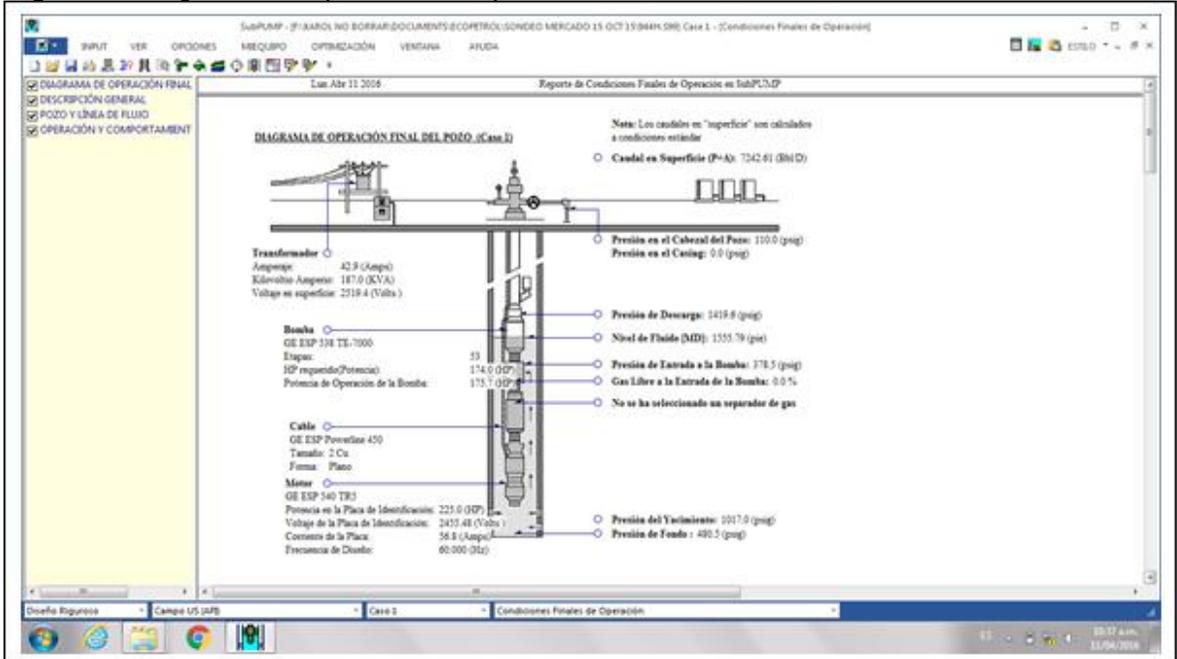


Figura 9. Comportamiento de la bomba.

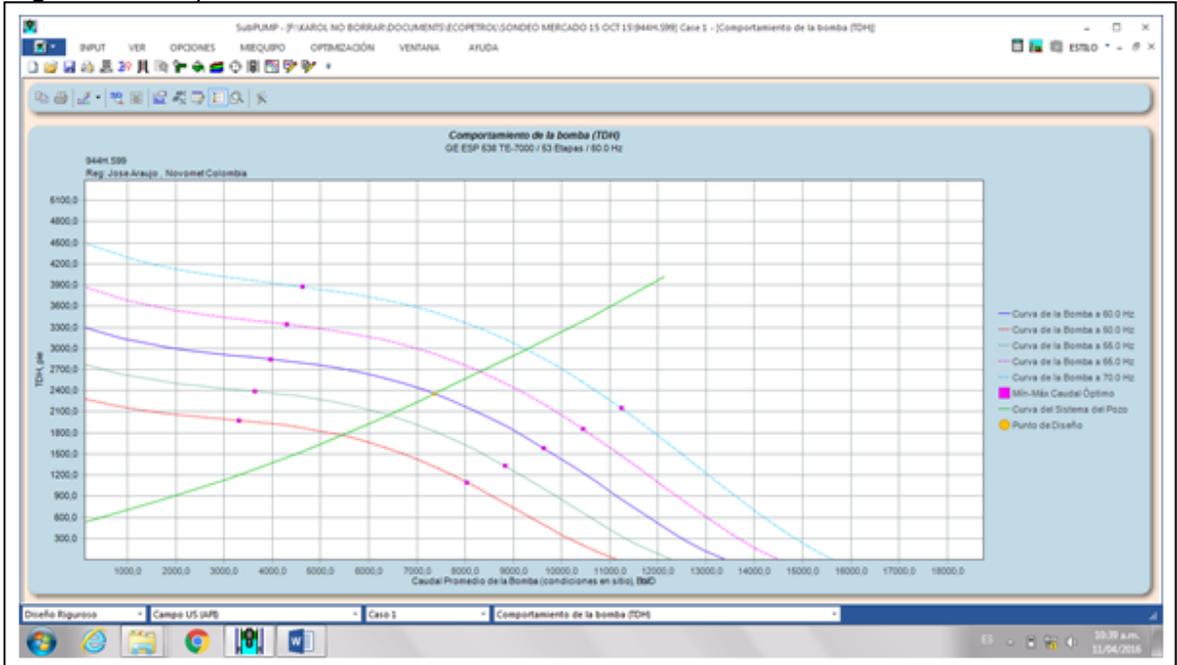


Figura 10. Curva estándar de la bomba.

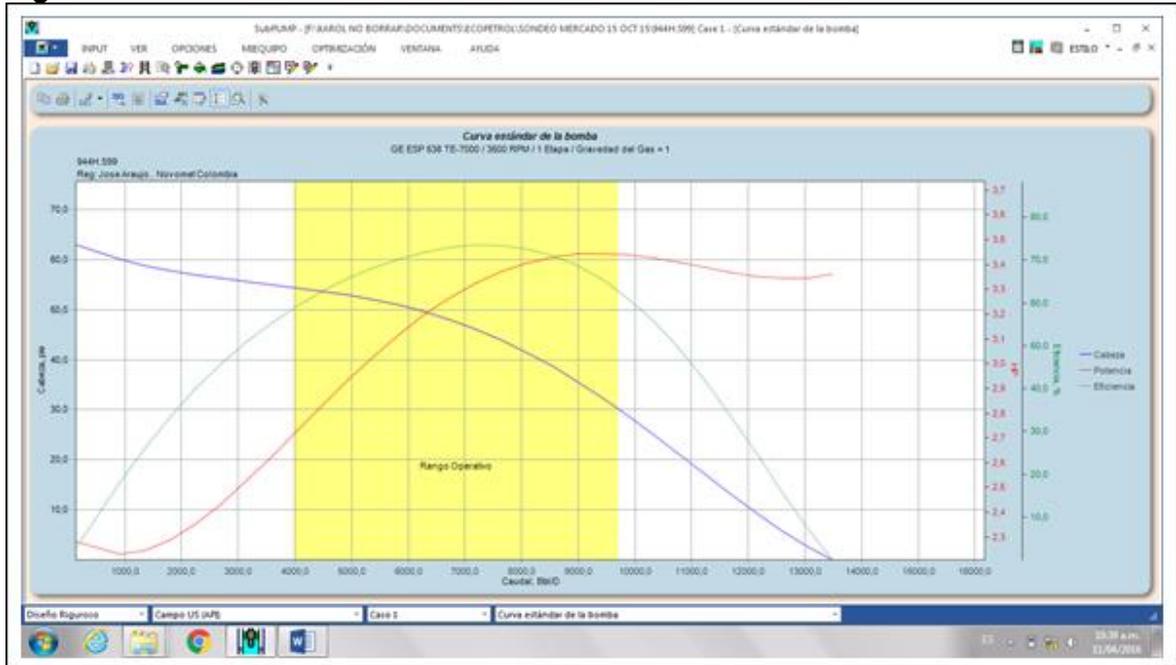


Figura 11. Comportamiento de la bomba pozo 946H.

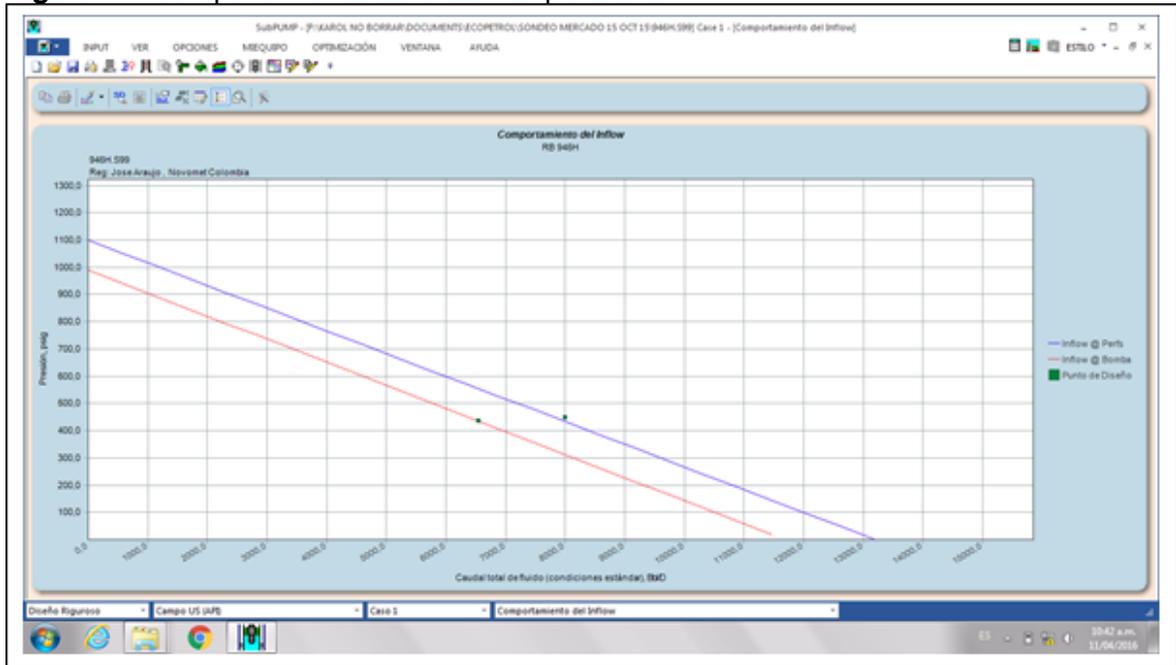


Figura 12. Diagrama de operación del pozo 946 H.

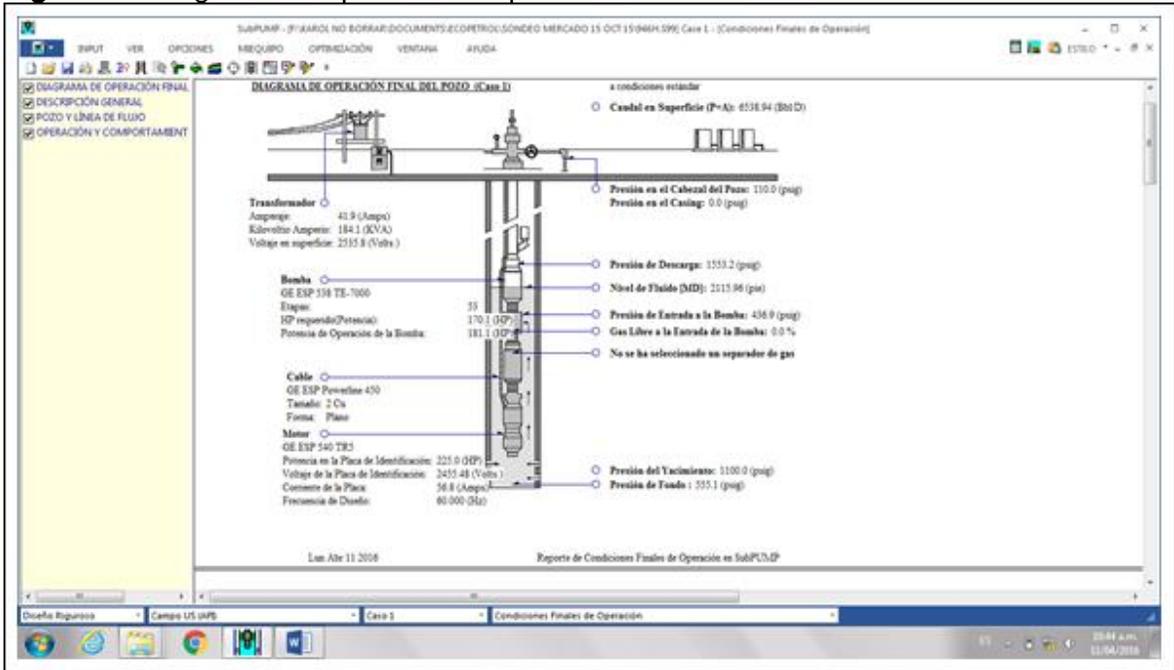


Figura 13. Curva estándar de la bomba.

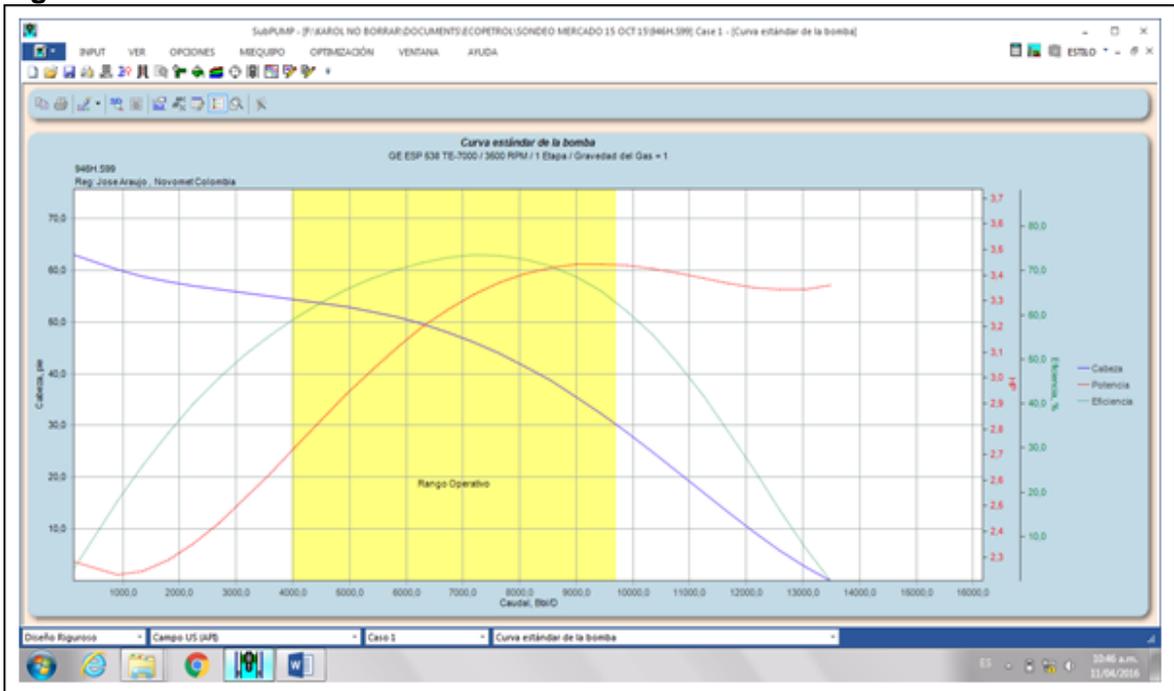


Figura 14. Diagrama de operación del pozo 949 H.

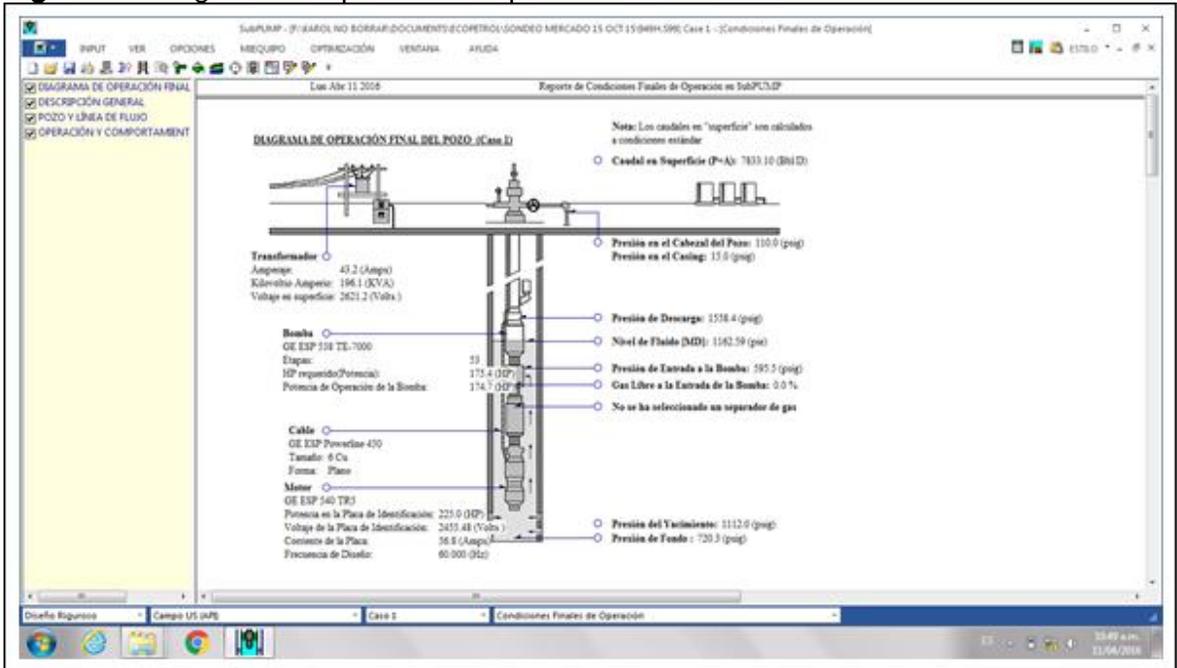


Figura 15. Comportamiento de la bomba.

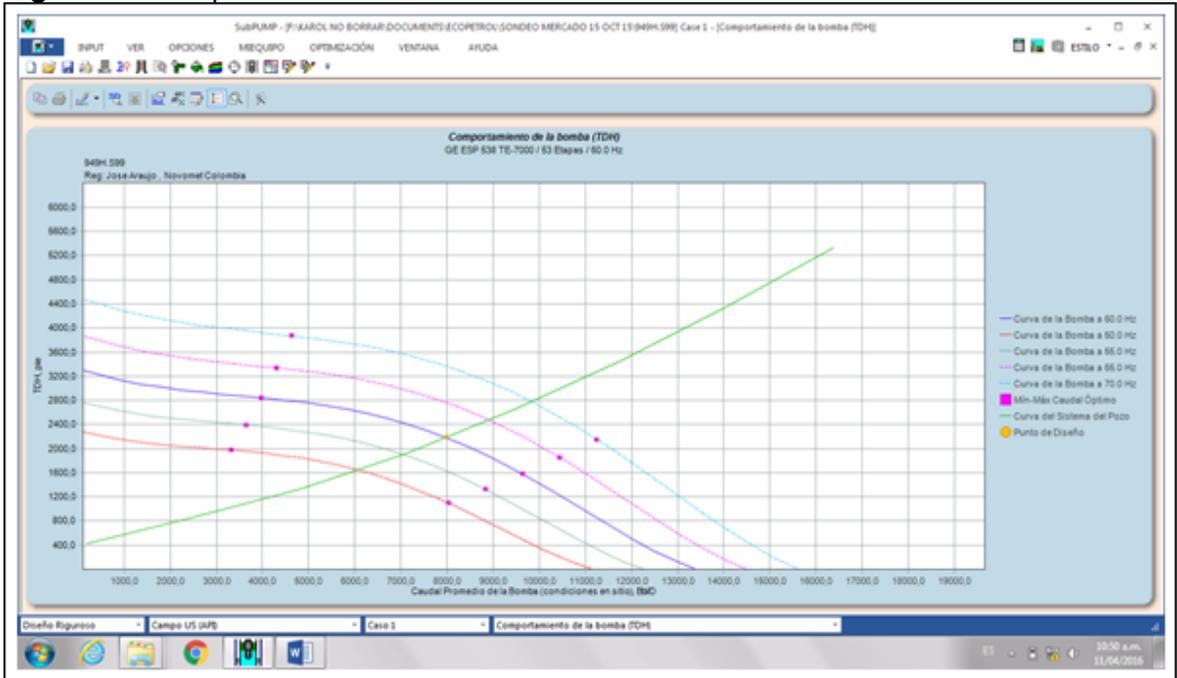


Figura 16. Curva estándar de la bomba.

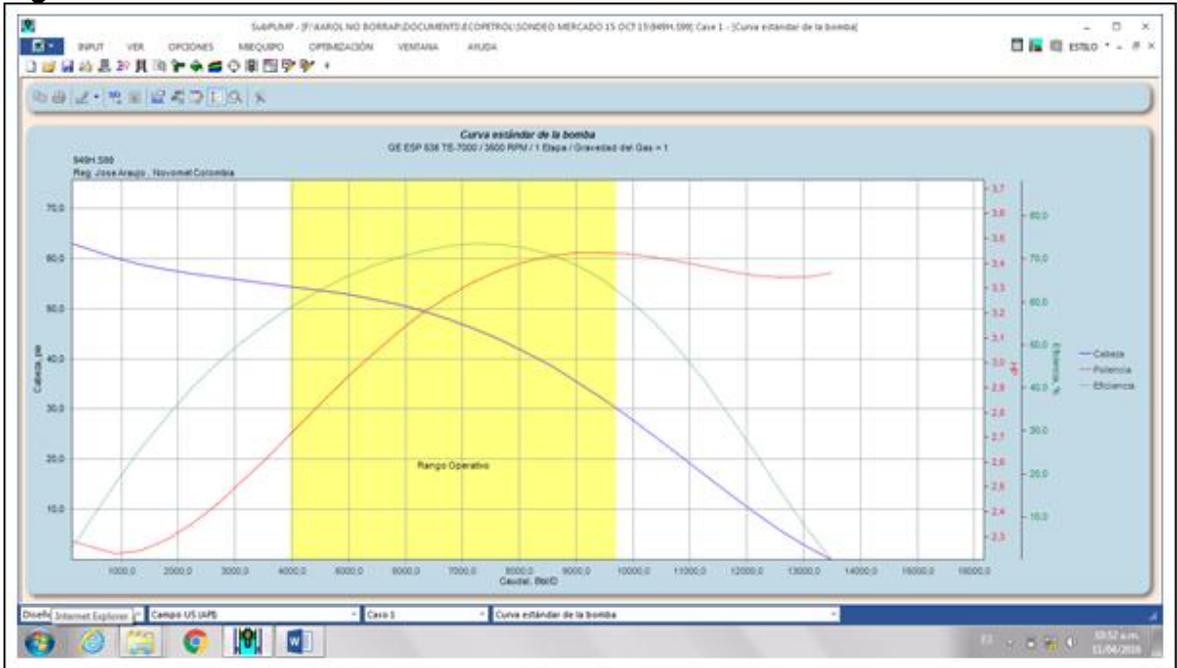


Figura 17. Diagrama de operación del pozo 951H.

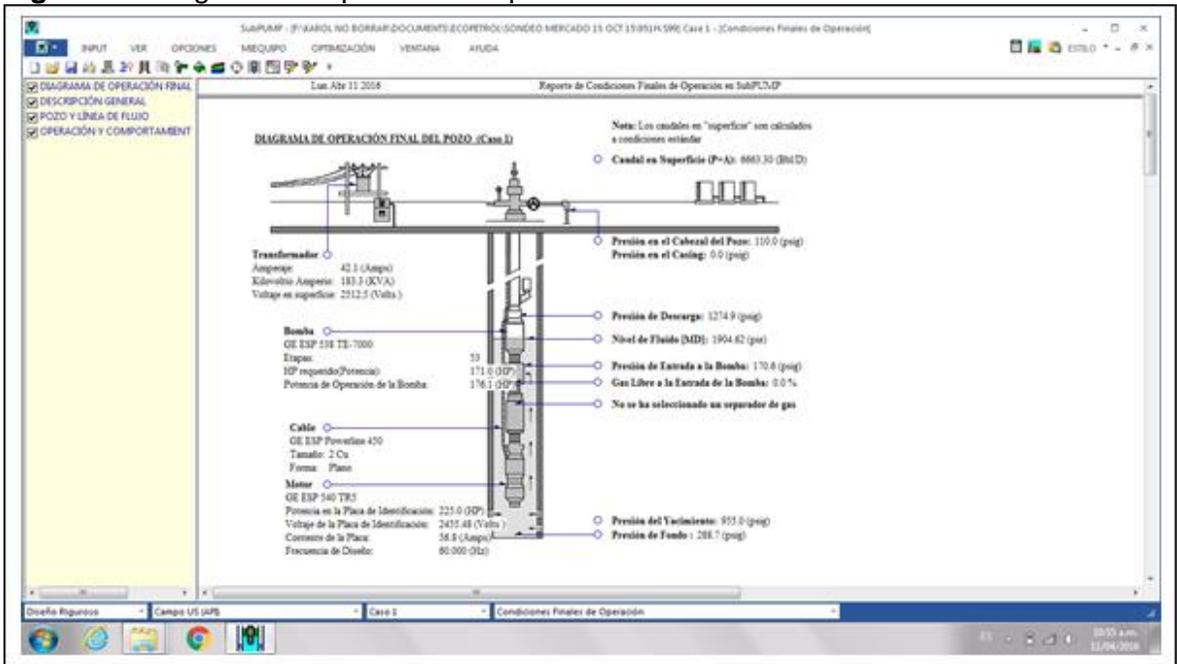


Figura 18. Comportamiento de la bomba.

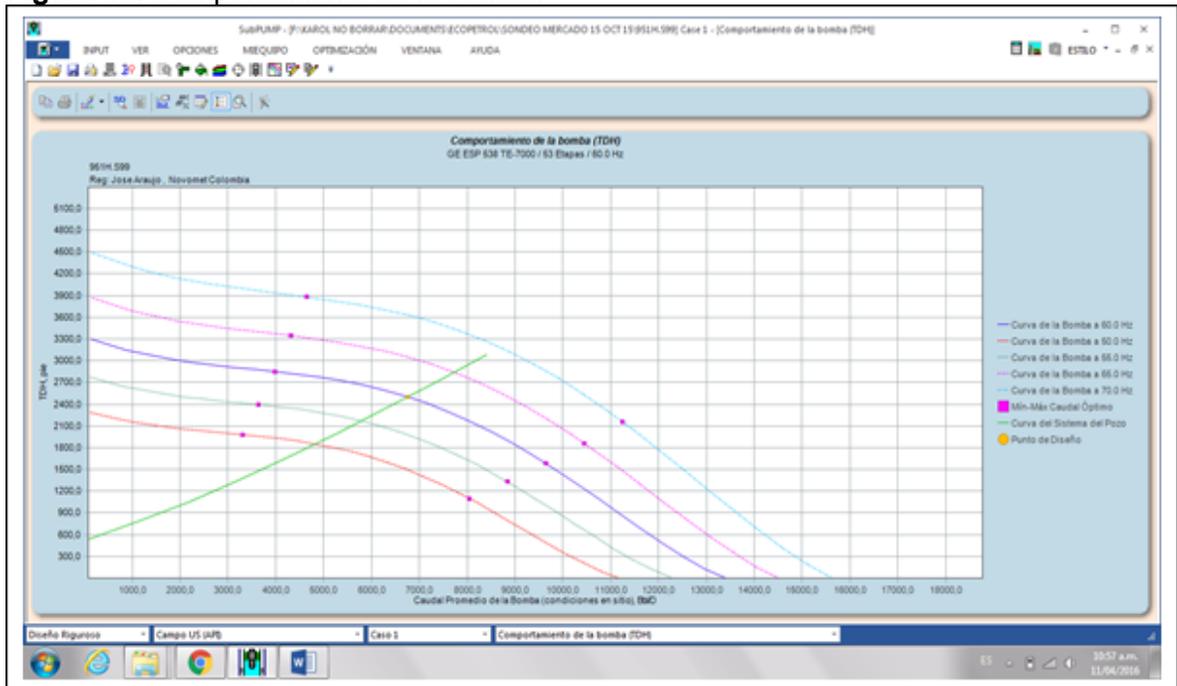


Figura 19. Curva estándar de la bomba.

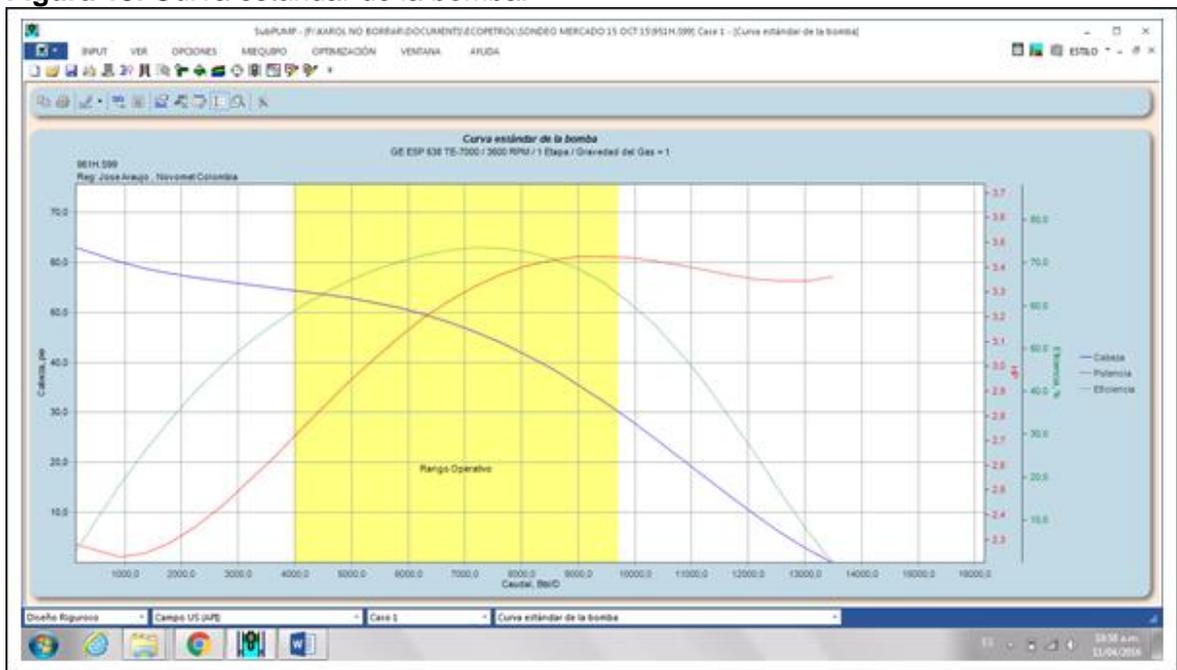


Figura 20. Diagrama de operación del pozo 952 H.

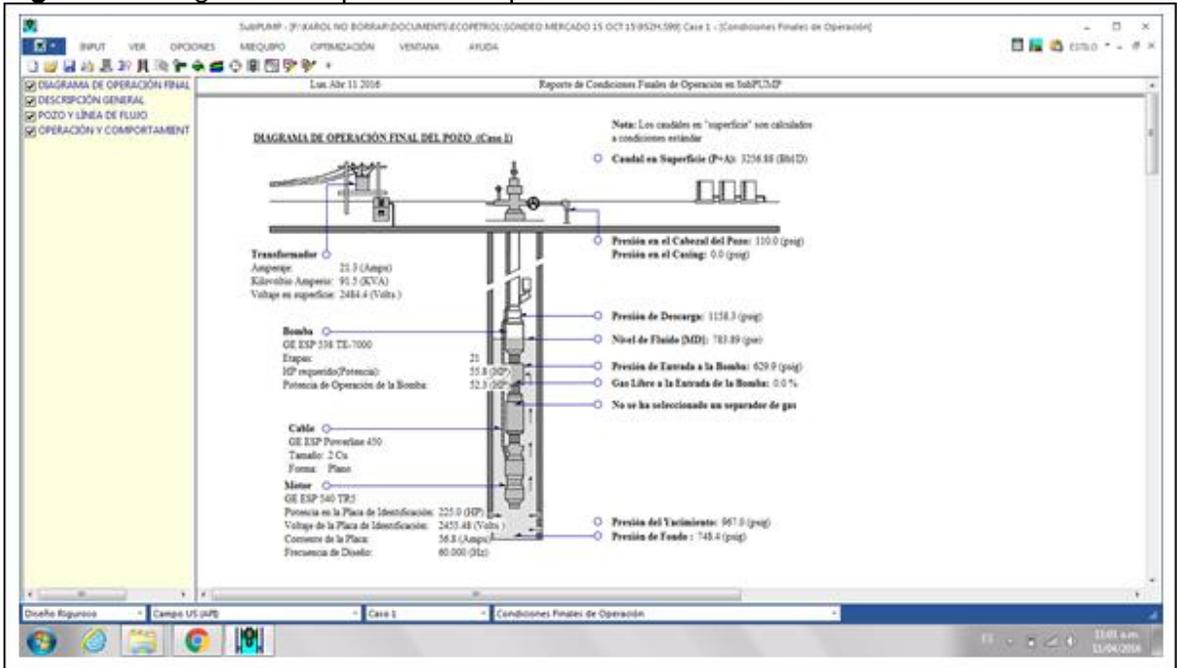


Figura 21. Comportamiento de la bomba.

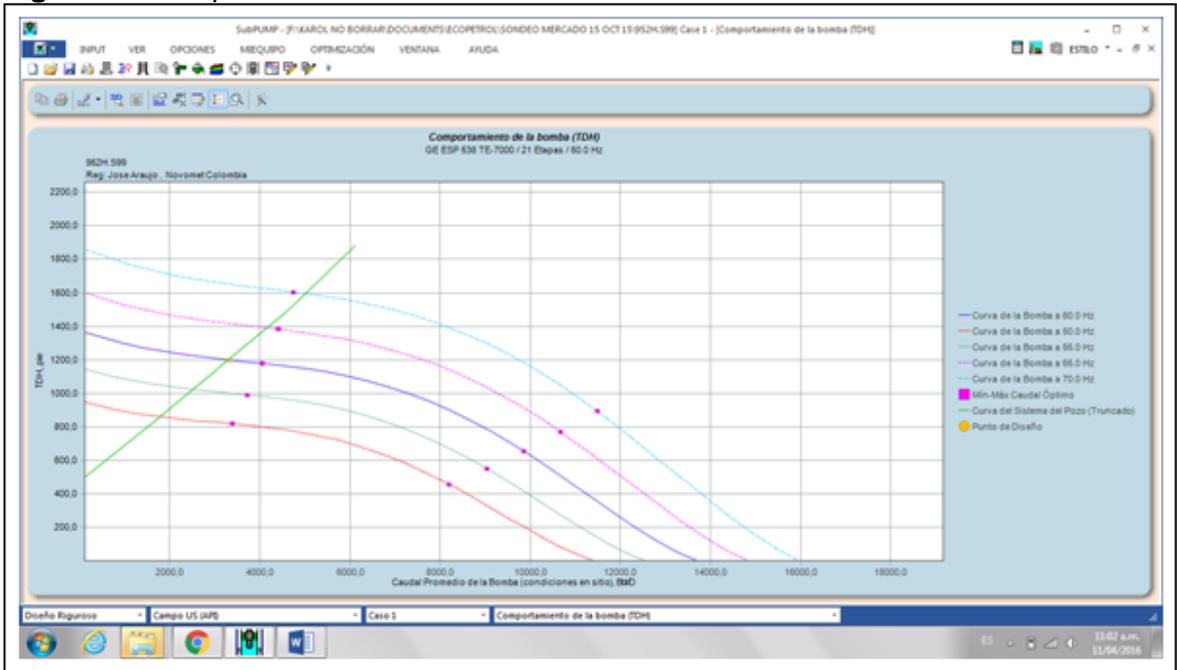


Figura 22. Curva estándar de la bomba.

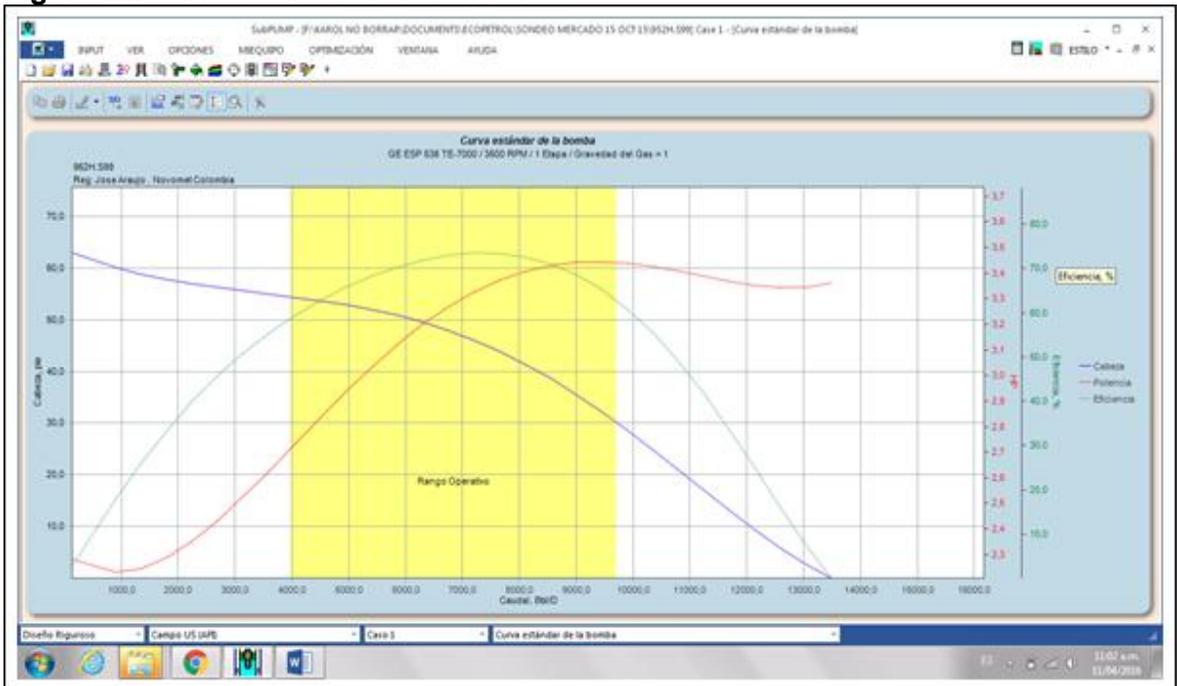


Figura 23. Diagrama de operación del pozo 960 H.

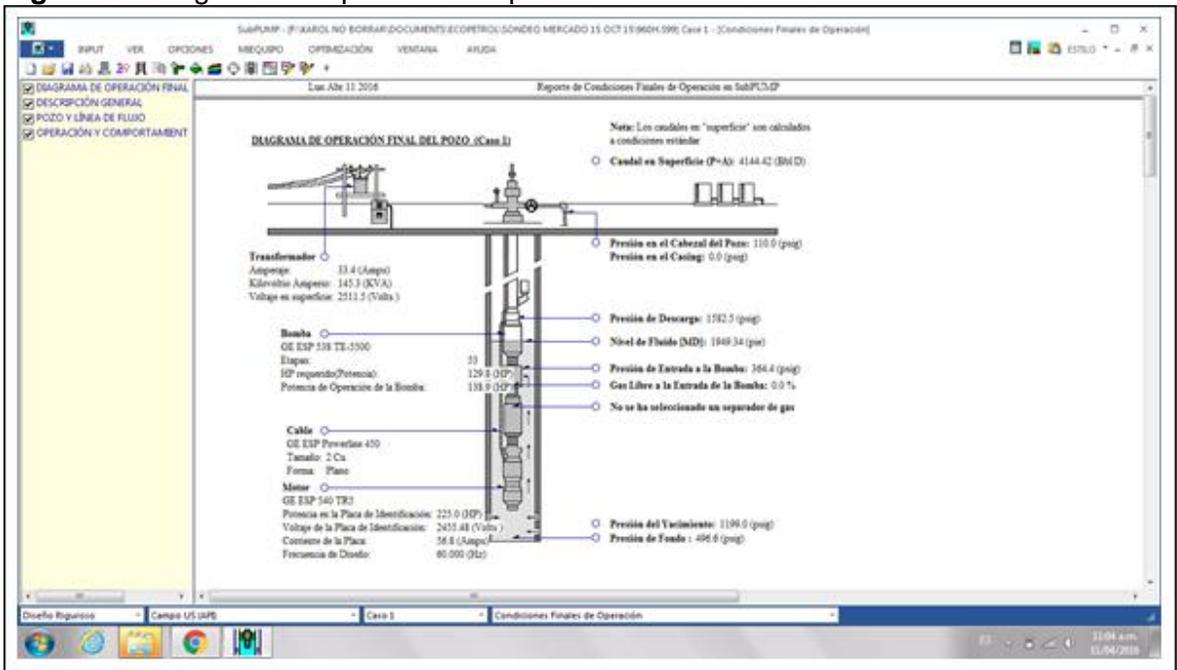


Figura 24. Comportamiento de la bomba.

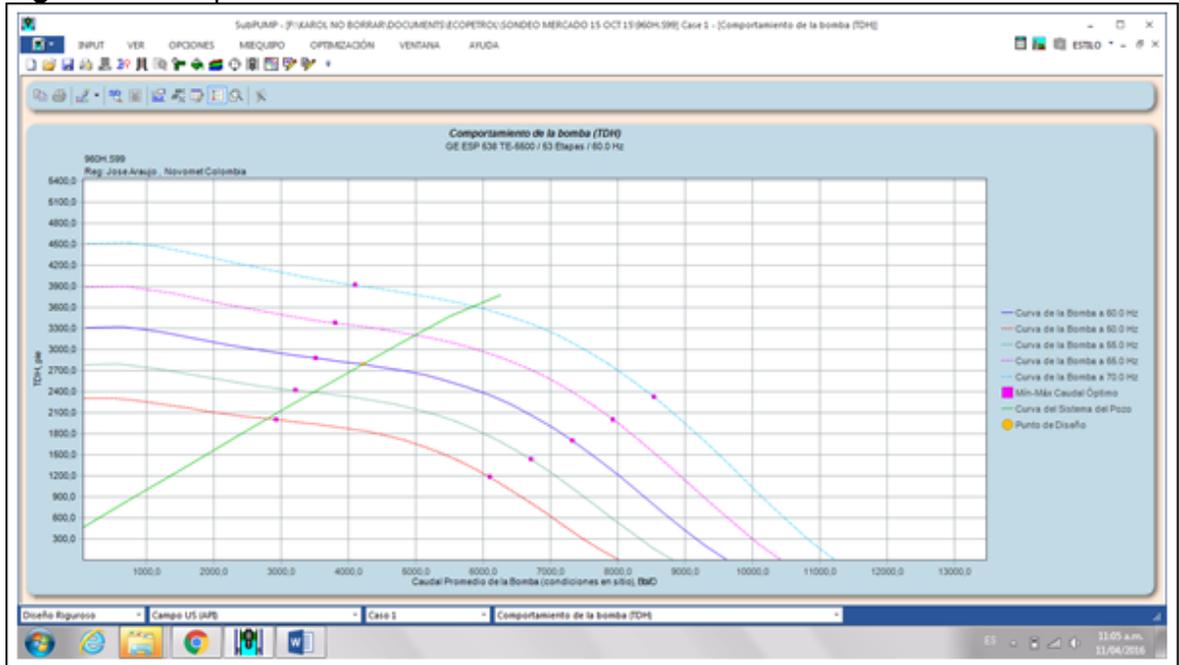


Figura 25. Curva estándar de la bomba.

