

**ANÁLISIS DE ESTRATEGIAS PARA EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DEL
SISTEMA BES**

WILMER ANDRES ARCHILA TIBADUIZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**ANÁLISIS DE ESTRATEGIAS PARA EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DEL
SISTEMA BES**

WILMER ANDRES ARCHILA TIBADUIZA

**Monografía como requisito para optar el título de
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

NOTA DE GRADO



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
SISTEMA DE TRABAJOS DE GRADO
ADMINISTRACIÓN DE TRABAJOS DE GRADO

Fecha Impresión:
 02 septiembre
 2016

Pág 1 de 1

Codigo: 15082	Fecha Presentacion: 17-ago-2016		
Título: ANÁLISIS DE ESTRATEGIAS PARA EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BES			
Nota Proyecto: A		Fecha Registro Nota: 17-ago-2016	
Estado: APROBADO			
Tipo Trabajo: MONOGRAFIA			
Estudiantes			
Código	Nombre	Programa Académico	
2148605	ARCHILA TIBADUIZA WILMER ANDRES	252-ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	
Directores			
Documento	Nombre	Clase	Firma
C-91209987	SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO	DIRECTOR	
Calificadores			
Documento	Nombre	Firma	
C-91525175	ERIK GIOVANY MONTES PAEZ		

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	10
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
1.2. OBJETIVOS.....	13
1.2.1. OBJETIVO GENERAL.....	13
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
2. MARCO TEÓRICO	15
2.1. ANTECEDENTES DE DISEÑO.....	15
2.2. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE FACILIDADES BES	20
2.2.1. APLICACIONES.....	20
2.2.2. Ventajas, Limitaciones.....	21
2.3. EXPERIENCIAS EN CAMPO.....	22
2.3.1. Consideraciones.....	22
2.3.2. Experiencias a nivel Internacional	24
2.3.2.1. Campos Mara y Barua – Motatan (Venezuela).....	24
2.3.2.2. Campo Montrose (Mar del Norte).....	27
2.3.3. Experiencias Nacionales	29
2.3.3.1. Campo Caño Limón.....	29
2.3.3.2. Campo Castilla- Chichimene	32
3. ANÁLISIS PARAMÉTRICO.....	35
3.1. METODOLOGÍA	35
3.2. MODELOS DE SIMULACIÓN	35
3.2.1. Descripción del Modelo Base	35
3.2.2. Descripción de Modelos Paramétricos	37
3.2.2.1. Modelo Paramétrico de yacimiento	37
3.2.2.2. Modelo Paramétrico de propiedades de los fluidos.....	37
3.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	37
4. METODOLOGÍAS DE DISEÑO Y COMPONENTES DE SISTEMAS BES.	43

4.1.	COMPONENTES BÁSICOS DE UN SISTEMA BES	43
4.1.1.	Equipos de Superficie.....	45
4.1.1.1.	Transformador Reductor (SDT).....	45
4.1.1.2.	Variadores (VSD)	46
4.1.1.3.	Transformador Elevador	46
4.1.1.4.	Caja de Venteo.....	46
4.1.1.5.	Cabezal de Producción	47
4.1.2.	Equipos de Subsuelo.....	48
4.1.2.1.	Bombas	48
4.1.2.2.	Intake.....	52
4.1.2.3.	Sellos o Protectores	53
4.1.2.4.	Motores	55
4.1.2.5.	Sensor de Fondo	57
4.2.	METODOLOGÍA DE DISEÑO	58
4.2.1.	Dimensionamiento de la bomba	58
4.2.1.1.	Tamaño, peso y profundidad de asentamiento del revestimiento	58
4.2.1.2.	Profundidad de los intervalos perforados	58
4.2.1.3.	Tamaño y Rosca de la tubería de producción.	59
4.2.1.4.	Gravedad API del aceite, Corte de agua y relación gas-petróleo (GOR)	59
4.2.1.5.	Gravedad específica de los líquidos y del gas que se van a producir .	59
4.2.1.6.	Temperatura del fondo del pozo (BHT)	59
4.2.1.7.	Índice de productividad o relación de desempeño de flujo (IPR).....	59
4.2.1.8.	Presión en cabeza del pozo (THP).....	59
4.2.1.9.	Nivel de sumergencia deseado y presión de entrada a la bomba (PIP) deseada	60
4.2.1.10.	Voltajes disponibles en superficie.....	60
4.2.2.	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL SISTEMA BES.....	60
4.2.2.1.	Recopilación de Datos.....	60
4.2.2.2.	Capacidad de producción.....	62
4.2.2.3.	Cálculos de gas	62

4.2.2.4.	Cálculo de la cabeza dinámica total en [Pies] (TDH).....	65
4.2.2.5.	Seleccionar el tipo de bomba	66
4.2.2.6.	Seleccionar el tipo de bomba	66
4.2.2.7.	Selección del cable de potencia	66
4.2.2.8.	Determinación de la capacidad del equipo eléctrico.....	67
4.2.2.9.	Variador de Frecuencia VSD.....	68
5.	MATRIZ DE RECOMENDACIONES Y CONDICIONES DEL CAMPO EN ESTUDIO	70
6.	ARBOLES DE DECISIÓN PARA INSTALACIÓN Y CORRIDAS DE SISTEMAS BES.....	71
7.	CONCLUSIONES	72
8.	RECOMENDACIONES.....	73
	BIBLIOGRAFÍA	74
	ANEXOS	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Máximo caudal de líquido Vs Profundidad para el sistema de levantamiento artificial BES. Modificado de (Takacs, 2009).....	21
Figura 2. Instalaciones y fallas caudales inferiores a 2000 [BPD]. Tomado de (Machete, 2007).	32
Figura 3. Indicadores de rendimiento. Tomado de (Sevillano J. , 2015).....	33
Figura 4. Curva de Desempeño. Adatado de (Pipesim, 2012).	36
Figura 5. Análisis paramétrico Presión estática Vs Caudal de Líquido, variando: a) API, c) Wcut, e) GOR, y, g) Temperatura. Análisis paramétrico Presión estática Vs Caudal de Aceite, variando: b) API, d) Wcut, f) GOR, y, h) Temperatura. Adaptado de Pipesim, 2012.....	40
Figura 6. Coeficiente de Variación. Sensibilidad de: a) Wcut, b) GOR.....	41
Figura 7. Coeficiente de Variación. Sensibilidad de parámetros: a) °API, b) Temperatura.....	42
Figura 8. Instalación típica de un sistema de bombeo electrosumergible (BES). Adaptado de: (Pertuz Sierra, 2005).....	45
Figura 9. Ilustración de Hanger con Pack Off.	47
Figura 10. Representación del proceso de un variador.	48
Figura 11. Impulsor y difusor de una bomba electrosumergible. Tomado de: (Baker Hughes, 2009).....	49
Figura 12. Ilustración de una etapa de una bomba electrosumergible (impulsor, difusor y eje) Tomado de: (Baker Hughes, 2009).....	50
Figura 13. Curva de eficiencia de una bomba con Up y Down Thrust. Modificado de: (Baker Hughes, 2009)	52
Figura 14. Fotografía de Intake. Tomado de: (Baker Hughes, 2009)	52
Figura 15. Configuración de un sello con sus componentes. Tomado de: (Baker Hughes, 2009).....	54
Figura 16. Tipos de configuraciones para sellos de equipos BES. Tomado de: (Martinez Martinez, 2004)	56
Figura 17. Diseño típico de un motor. Tomado de (Baker Hughes, 2009).....	57
Figura 18. Caída de Voltaje en el cable de potencia. Tomado de: (Martinez Martinez, 2004)	68
Figura 19. Curva de eficiencia para distintas frecuencias de la bomba GC4100 de Centrilift. Tomado de: (Baker Hughes, 2009)	69

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Campo Mara. Adaptado de (Bortolin & Uzcategui, 1992)	24
Tabla 2. Campo Barua-Motatan. Adaptado de (Bortolin & Uzcategui, 1992)	25
Tabla 3. Comparativo de Producción. Adaptado de (Bortolin & Uzcategui, 1992)	27
Tabla 4. Principales problemas registrados en los Pozos A, B, C, D. Adaptado (Bortolin & Uzcategui, 1992).....	27
Tabla 5. Campo Montrose. Adaptado de (Way & Hewtt, 1981)	28
Tabla 6. Propiedades Petrofísicas de Caño Limón. Adaptado de (Machete, 2007).	30
Tabla 7. Lecciones aprendidas. Adaptado de (Machete, 2007)	31
Tabla 8. Causas de desinstalación de equipos BES. Adaptado de (Sevillano J. , 2015).....	34
Tabla 9. Características del modelo conceptual.	36
Tabla 10. Diseño paramétrico	37
Tabla 11. Tipos de sensores disponibles en el campo de estudio.	58
Tabla 12. Recomendaciones prácticas para instalación y sistemas BES (parámetros limitantes)	70
Tabla 13. Recomendaciones prácticas para instalación y sistemas BES	71

LISTA DE ANEXOS

Anexo A DATA DE SIMULACIÓN PARA EL ANÁLISIS PARAMÉTRICO.....	78
Anexo B CATALOGO DE EQUIPOS Y ACCESORIOS PARA EL CAMPO DE ESTUDIO	80

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE ESTRATEGIAS PARA EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BES*

AUTOR: WILMER ANDRES ARCHILA TIBADUIZA**

PALABRAS CLAVE: Bombeo electrosumergible, levantamiento artificial, estrategias, diseño.

DESCRIPCIÓN:

La presente monografía se pretende analizar estrategias para el correcto funcionamiento del sistema de Bombeo Electrosumergibles, con el objeto de perfilar una configuración eficiente y adecuada para el diseño del Bombeo Electrosumergibles, a fin de incrementar y obtener los resultados planeados en la producción de un campo.

Por tanto, por medio de una revisión bibliográfica se evidencian los antecedentes de diseño y las limitantes de la tecnología de estudio. Asimismo, se presentan experiencias de campo, a razón de resaltar las principales fallas del sistema de Bombeo Electrosumergible.

Adicionalmente, se plantea un análisis paramétrico por medio de la herramienta académica Pipesim®, para establecer relaciones de variables tales como, Relación gas-aceite, Corte de agua, °API, Temperatura, Presión de yacimiento.

Se analizan distintas metodologías para el diseño de los sistemas de Bombeo Electrosumergible para las diferentes condiciones operacionales, y se propone una matriz de desempeño que identifique los diseños, componentes y accesorios utilizados para el incremento en la producción de los campos.

La realización de este estudio apunta a la mitigación de los inconvenientes resultados de la falta de experiencia o desconocimiento por parte del personal encargado de realizar los diseños del Bombeo Electrosumergible, reduciendo sobrecostos y falsas expectativas en las operaciones en campo.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Msc. Samuel Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF STRATEGIES FOR CORRECT OPERATION OF THE ESP SYSTEM*

AUTHOR: WILMER ANDRES ARCHILA TIBADUIZA**

KEY WORDS: Electrosumergible pumping, artificial lift, strategies, design.

DESCRIPTION:

This monograph to analyze strategies for the correct functioning of BES system, in order to outline an efficient and adequate for the design of BES, to increase and obtain the results planned production setup.

Therefore, through a literature review the background design and limitations of this technology are evident. Also, field experiences are presented to the main reason BES system failures.

In addition, a parametric analysis, conducted in the Pipesim® academic tool to establish relationships of variables such as GOR, Water cut, ° API, temperature, pressure reservoir is proposed.

Different design methodologies BES systems for different operating conditions are analyzed and a performance matrix that identifies designs, components and accessories used for production increase is proposed.

The completion of this study aims to mitigate the untoward results of lack of experience or lack of knowledge by the responsible personnel on BES designs, reducing false expectations overruns and field operations.

In addition, a parametric analysis, conducted in the Pipesim® academic tool to establish relationships of variables such as GOR, Water cut, ° API, temperature, pressure reservoir is proposed.

Different design methodologies BES systems for different operating conditions are analyzed and a performance matrix that identifies designs, components and accessories used for production increase is proposed.

The completion of this study aims to mitigate the untoward results of lack of experience or lack of knowledge by the responsible personnel on BES designs, reducing false expectations overruns and field operations.

* Monography

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Specialization in Production of Hydrocarbons. Director: Msc. Samuel Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción; el bombeo electrosumergible, representa tan solo el 18% referido a su frecuencia de uso a nivel mundial, debido, a que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema (Vargas, 2008).

Uno de los principales problemas en el funcionamiento del BES, es la producción de petróleo con abundante gas libre en los pozos productores, que trae consigo, la reducción en la eficiencia del sistema, ocasionando problemas operativos con las consecuentes pérdidas de producción e incremento de los costos. Por tal motivo, se presenta un minucioso análisis para el adecuado diseño, a razón de maximizar su eficiencia, tiempo de vida y por ende establecer los beneficios que se logran con este tipo de operaciones.

Por medio de este estudio, se analizarán estrategias para el correcto funcionamiento del sistema BES, con el fin, de establecer un recetario de las prácticas apropiadas para el diseño del mismo.

Se realiza una descripción teórica referente a los antecedentes de diseño de la tecnología. Se presentan algunas experiencias en campo, tanto a nivel internacional como nacional. Con el objeto de identificar las principales fallas y limitantes de los sistemas BES.

También, se efectúa un análisis paramétrico de variables de yacimiento y del fluido, mediante el software académico Pipesim®. De esta manera, se establecen relaciones, con el objeto de identificar el efecto de estas en el rendimiento y/o funcionamiento del BES.

Adicionalmente, se describen los componentes básicos del sistema BES, así como también las modificaciones en los componentes y accesorios usados para condiciones operacionales de ambientes abrasivos, corrosivos, de altas temperaturas, etc. En este capítulo también se exponen diferentes metodologías de diseño de sistema BES completo, para finalmente presentar matrices de decisión de acuerdo a condiciones operacionales determinadas.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, perfilar una configuración eficiente y adecuada para el diseño del BES, con el objeto de incrementar y obtener los resultados planeados en la producción, es una práctica tediosa, debido en gran parte, a la complejidad intrínseca en este proceso. La presencia de gas libre en la entrada de la bomba, el régimen de flujo, la presión y consecuentemente las propiedades del fluido, son características que varían durante el recorrido del fluido a través de las etapas de la bomba, desde la entrada hasta la descarga de esta, e incluso, a lo largo de la tubería de producción; ocasionando que la selección del esquema apropiado sea más complicada. Asimismo, la falta de experiencia o desconocimiento por parte del personal encargado de realizar los diseños, amplían la problemática. Estos inconvenientes, generan sobrecostos y falsas expectativas en las operaciones en campo, ocasionando reducción del presupuesto anual del mismo. Por tales motivos, por medio del presente proyecto, se analizan estrategias para el correcto funcionamiento del sistema BES, a razón de mitigar lo anteriormente expuesto.

1.2. OBJETIVOS

A continuación, se presentan el objetivo general y los objetivos específicos proyectados para esta investigación.

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar estrategias para el correcto funcionamiento del sistema BES.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar y analizar antecedentes y lecciones aprendidas en el uso de sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES) en experiencias de campo.
- Determinar las variables de yacimiento y de los fluidos con mayor impacto en el funcionamiento de sistemas BES para incrementar la eficiencia en la producción.
- Identificar metodologías de diseño teóricas y componentes de sistemas BES para diferentes condiciones operacionales.
- Elaborar una matriz de desempeño que identifique los diseños, componentes y accesorios utilizados para el incremento en la producción.
- Proponer una hoja de cálculo que permita realizar un correcto diseño de un sistema BES, considerando las estrategias planteadas para el correcto funcionamiento de este.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DE DISEÑO

En 1911, el inventor Armais Arutnoff desarrolló el primer motor eléctrico capaz de ser operado sumergido en un pozo petrolero, y consecuente a esto, estableció la compañía *Russian Electrical Dynamo of Arutunoff* -acrónimo de REDA (Institute American Petroleum, 1961). En 1926 recibe la patente de su invento en E.E.U.U, convirtiéndose en el principal proveedor de este nuevo método de levantamiento artificial (Arutunoff, 1926). La primera instalación exitosa fue operada en el campo El Dorado en Kansas en 1926. Desde entonces, el proceso de desarrollo y mejora del BES se ha traducido en su implementación, en aproximadamente un 10% de la producción de petróleo en el mundo. La tasa de producción del típico BES varía de 20.000 a 35.000 [BPD] hasta una profundidad de alrededor de 10 000 [Pies]. El BES posee bombas centrífugas que son comúnmente del tipo de flujo mixto (Morrison, Pirouspanah, & Kirland, 2014).

En 1950, se incluye en los ejes de la unidad de sellado, sellos mecánicos, que incrementan considerablemente el tiempo de uso de la tecnología BES, proporcionando una mayor protección contra las fugas de los fluidos del pozo hacia el motor. En 1970 se introduce un separador rotatorio de gas, sustituyendo al gravitacional, reduciendo los inconvenientes adquiridos por la presencia de gas en los pozos (Bunnelle, 1975). Un rendimiento de la bomba BES está severamente degradada por la presencia de gas libre en la entrada. La degradación resultante puede variar desde un ligero deterioro en el rendimiento de la bomba hasta un bloqueo ocasionado por el aumento de gas (Zhou, 2010).

A finales de 1970, las unidades de cables suspendidos aparecieron por primera vez, instituyéndose especialmente en operaciones *offshore* (Taylor, 1979). En 1977 se

incorpora al diseño, la unidad de velocidad variable (VSD, *Variable Speed Drive*), la cual, actúa modificando la frecuencia de la corriente eléctrica, accionando el motor BES y alterando considerablemente el rendimiento del cabezal de la bomba sumergible. Al establecer correctamente la frecuencia de accionamiento, una limitación muy básica de unidades BES puede ser eliminada y la capacidad de elevación de la bomba sumergible puede ser fácilmente modificada para que coincida con el rendimiento de entrada del pozo (Divine, 1979). En 1983, la empresa KOBE impulsó la implementación del bombeo electro sumergible a condiciones de altas temperaturas (250 °F- 450°F), mejorando el tiempo de vida útil (Pascual, Crumley, Chuck, & Brady, 1983). Recientes estudios relacionados más directamente con la bomba del BES se presentan a continuación.

Kim (1983) realizó una descripción general de los modelos de dos fases que se han desarrollado para bombas centrífugas en la industria nuclear. El autor propone un mejor estudio a temas como: El volumen de gas a la entrada de la bomba, el régimen de flujo manifestado, factores que contribuyen al aumento de presión en la bomba y el efecto de incrementar la columna a la entrada de la bomba; los cuales, contribuyen a la alteración del patrón de flujo a lo largo de esta (i.e. existencia de flujo burbujeante o separado).

Sachdeva (1988) propuso un modelo para la bomba del BES de una y dos fases, con el objeto de estudiar la degradación del aumento de la presión dentro de esta. Utilizó diferentes factores de fricción para incluir las pérdidas por este parámetro, que se producen debido a la curvatura, la rotación y la sección transversal. En su modelo, se consideran diferentes variables tales como la geometría de la bomba, la presión de entrada, la fracción de volumen de gas de entrada, las propiedades del fluido y el número de etapas.

Cirilo (1998) llevó a cabo experimentos en tres bombas sumergibles. Dos de ellas eran de tipo de flujo mixto, mientras que la otra era radial. El fluido de ensayo

utilizado fue aire-agua. Los experimentos se realizaron a diferentes: presiones de entrada, fracción de volumen de gas y velocidades. El autor observó que la capacidad de la bomba en el manejo de mayores fracciones de volumen de gas aumenta, al incrementar la presión de entrada. Bombas de tipo de flujo mixto mostraron un mejor rendimiento en comparación con las bombas radiales en el manejo de gas libre en la entrada. Cirilo llegó a la conclusión de que un aumento en el número de etapas origina una mejora en el rendimiento de la bomba, debido a que un incremento de presión en etapas aguas abajo provoca un aumento en la velocidad de flujo de las etapas aguas arriba.

Pessoa (1999) desarrolló algunos experimentos en una bomba de flujo axial de 104 etapas con flujo mixto. Crudo y gas natural se utilizaron como fluido de ensayo. La prueba se realizó en dos tipos de crudo: Liviano (32,5 ° API) y pesado (11,6 ° API). La presión de entrada se varió desde 150 hasta 400 [psig]. La fracción de volumen máximo de gas de entrada que el BES con aceite ligero era capaz de manejar fue del 50%, en contraste con el crudo pesado que fue el 42%. No se presentó bloqueo por gas para el flujo con petróleo pesado.

Romero (1999) estudió el rendimiento de una etapa de manejo de gas con un impulsor con ranuras, diseñado para aumentar la capacidad de la bomba del BES en condiciones de altas fracciones de volumen de gas. Un manejador de gas avanzado (AGH) de la empresa Schlumberger fue instalado aguas arriba de una bomba de BES (i.e. bomba GN4000), para proporcionar una mezcla homogénea. Se obtuvieron curvas de rendimiento de mezcla aire-agua para diferentes presiones de entrada y fracciones de volumen de gas, para distintas configuraciones del AGH y GN4000. Para predecir el rendimiento de aumento de presión de la bomba, Romero evaluó un modelo de múltiples fases. Con el fin de identificar la condición de funcionamiento estable, el autor también calcula el volumen de gas de entrada no deslizante máximo para el AGH, realizando arreglos en su configuración (AGH-GN4000).

Rui (2001) llevó a cabo varios experimentos en una bomba de BES de dos fases, GC-6100, con 22 etapas, fabricada por Centrilift. El experimento se realizó mediante la variación de la velocidad de flujo de entrada de fracción de volumen de gas y agua, mientras que la presión de entrada y la velocidad de rotación se mantuvieron constantes. Según el autor, el caudal aumenta los movimientos crecientes de las etapas posteriores a las iniciales. Como resultado de sus hallazgos, evidencia que se mejora la eficiencia de la bomba al considerar el estudio de etapas de manera individual, en vez de buscar característica de desempeño global de las etapas. Midió el aumento de la presión global y el consumo total de energía a lo largo de toda la bomba.

Estevan (2002), realizó estudios experimentales implementando una bomba radial transparente a escala reducida, para formular un modelo unidimensional para bombas BES de dos fases. Estevan observó una burbuja alargada o estacionaria en la entrada de los impulsores, asimismo, cuando el tamaño de la burbuja alargada alcanza un tamaño crítico, dentro de la bomba se empieza a experimentar sobretensión. El tamaño crítico y la aparición de picos de tensión dependen de la condición de entrada y otros parámetros de funcionamiento de la bomba. El autor desarrolló un modelo basado en sus observaciones usando un enfoque de dos fluidos y factores de corrección hidráulica, introduciendo un factor indicador de tensiones, siendo la relación entre las fuerzas de arrastre y de *bouyancy* que existen en la burbuja. Este coeficiente muestra la tendencia de la burbuja a estar en un estado estacionario o en movimiento.

Duran (2003) elaboró experimentos para estudiar el flujo dentro de un BES, haciendo uso de agua y aire como fluido de trabajo. El autor considera diferentes presiones de entrada y de fracción de volumen de gas, **asimismo**, el caudal de agua estuvo cambiando. De acuerdo al autor, existen tres regímenes de flujo de la bomba según las condiciones de funcionamiento: flujo burbujeante, burbuja alargada y transición. Propuso algunas correlaciones para relacionar la degradación de

aumento de presión con el régimen de flujo existente en la bomba. Dichas correlaciones eran funciones de la densidad de los fluidos y de los caudales.

Barrios (2007) desarrolló un modelo semi-empírico para estudiar el funcionamiento de una bomba BES en su segunda etapa. El impulsor era de tipo abierto para facilitar la visualización a lo largo de los ejes. A partir de la aplicación de un balance de momento en las burbujas de gas individuales y del uso de las observaciones experimentales, obtuvo una correlación para relacionar el coeficiente de resistencia, con el fin, de determinar qué régimen de flujo existe en estado de tensión. También planteó un modelo para correlacionar el diámetro de las burbujas de gas a la condición de funcionamiento de la bomba.

Gamboa (2008) efectuó experimentos en conjunción con la visualización en un prototipo. El autor realizó una extensa serie de ensayos variando la presión de entrada, la fracción de volumen de gas, tasa de flujo de agua y la velocidad. Generó un mapa de operación sobre la base de sus mediciones. El autor observó un conglomerado de burbujas que comienzan a coalescer cuando las tensiones inician, debido a que estas últimas, propician la generación de burbujas de aire. También llevó cabo experimentos con hexafluoruro de azufre (SF_6), reemplazando el aire en sus ensayos, el cual, tiene una densidad mucho mayor. Las tensiones surgen en fracciones volumétricas de gas mucho más altas en comparación con el aire, no obstante, la degradación causada por el aumento de presión sigue siendo la misma. El estudio de los efectos de la adición de un agente tensoactivo también se llevó a cabo por Gamboa. Él encontró que, debido a los efectos de no coalescencia, resultantes de la aplicación de tensoactivos, la presencia de tensiones surge a fracciones de volumen de gas más elevadas.

En la actualidad, el BES es parte de una unidad de fondo de pozo, suspendida por tubos. Se compone de una bomba centrífuga (tope), ya sea con una válvula integral o de manera separada; una sección media correspondiente a la cámara de sellado;

y un motor de inducción trifásico, con o sin un paquete de sensor. La electricidad al motor se suministra desde una unidad de control en superficie a través de un cable de alimentación trifásica circulando por la sarta de tubería y la unidad de BES (Beckwith, 2015).

2.2. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE FACILIDADES BES

2.2.1. APLICACIONES

Hoy en día, las aplicaciones principales incluyen operaciones en *onshore* (García *et al.*, 2015; Sevillano, 2015; Aguilar, 2014; Ayala, 2013; Bacón, 2010; Machete, 2007; Petruz, 2005). El rango habitual de caudal de líquido, en una profundidad de instalación típica de 1.000 a 10.000 [Pies], es de entre 20.000 y 200 [BPD], en gran medida disminuyen con la profundidad del pozo, ver **Figura 1**. La profundidad extrema y los caudales de líquido límite presentes en estos tiempos por las unidades de BES son alrededor de 15.000 [Pies] y 30.000 [BPD], respectivamente. No obstante, existen casos en la literatura, donde se reportan hasta 31.800 [BPD] de líquido (Pettigrew & Ling, 2004).

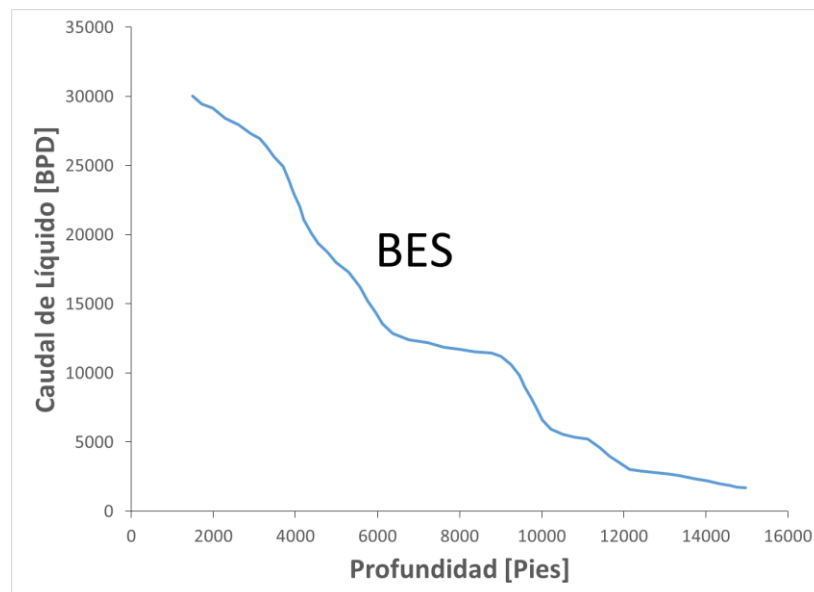


Figura 1. Máximo caudal de líquido Vs Profundidad para el sistema de levantamiento artificial BES. Modificado de (Takacs, 2009)

2.2.2. Ventajas, Limitaciones

Las principales ventajas de usar unidades de BES se describen a continuación (Takacs, 2009):

- Es ideal para producir altos volúmenes de líquido a profundidades medias. Tasa máxima de alrededor de 30.000 [BPD] a partir de 1.000 [Pies].
- La eficiencia energética es relativamente alta (alrededor del 50%) para los sistemas de producción de más de 1.000 [BPD].
- Puede ser utilizado en pozos desviados sin ningún problema.
- Requiere poco mantenimiento, siempre que la instalación se ha diseñado y operado correctamente.
- Muy adecuado para operaciones *offshore* debido al mínimo requisito de espacio para las facilidades.
- Tratamientos de corrosión y de escamas son relativamente fáciles de realizar.

En general, las desventajas son (Takacs, 2009):

- Una fuente confiable de energía eléctrica de voltaje relativamente alto debe estar disponible.
- La flexibilidad de los sistemas BES que se ejecutan en una frecuencia eléctrica constante es muy bajo, debido a que la capacidad de líquido producido de la bomba centrífuga prácticamente no se puede cambiar. Proponer un diseño de la instalación adecuada, basados en datos de flujo de entrada y ajustar la capacidad de la unidad para la productividad del pozo, es crucial, si no se requieren operaciones de reparación costosos, para establecer una nueva unidad en el pozo. El uso de variadores de velocidad puede eliminar la mayoría de estos problemas, pero a un costo adicional.

- El gas libre presente en condiciones de succión se deteriora la eficiencia de la bomba sumergible y puede incluso evitar por completo la producción de líquido. Se requiere el uso de separadores de gas si hay más de un 5% de gas libre que entra en la bomba.
- La arena o materiales abrasivos en los fluidos del pozo aumentan el desgaste del equipo. Los materiales especiales resistentes a la abrasión aumentan los costes de capital.
- La reparación del equipo de BES en condiciones de campos es difícil. Cualquier equipo defectuoso debe ser enviado fabricante.
- Las altas temperatura del pozo son un factor limitante, el equipo estándar se restringe a condiciones de 250 [°F], y el uso de materiales especiales incrementar el rango hasta 400 [°F].
 - La producción de aceites de alta viscosidad aumenta los requisitos de energía y reduce la eficiencia en la elevación del hidrocarburo (TDH).

2.3. EXPERIENCIAS EN CAMPO

A continuación, se describirán algunas experiencias registradas en la literatura, tanto a nivel internacional como nacional (Colombia), con el fin, de ilustrar al lector los resultados y obstáculos asumidos con la implementación de sistemas BES. La intención de este tópico es evidenciar lecciones aprendidas, por medio de la documentación de experiencias, destacando los puntos fuertes o débiles en la puesta en práctica que afectan al desempeño y el impacto de este tipo de levantamiento artificial, en consecuencia, de la definición de la misma (OECD-DAC, 2016). Por lo tanto, se efectuará la metodología de “estudio de casos”, haciendo uso de la plantilla sugerida por PMOinformatica (PMOinformatica, 2016).

2.3.1. Consideraciones

PMOinformatica, plantea el siguiente esquema para el registro y documentación de lecciones aprendidas (PMOinformatica, 2016):

- Área/categoría: Categorías en las que se clasificarán las lecciones aprendidas, por ejemplo, en un proyecto de Desarrollo de Software éstas pueden ser Técnicas, Funcionales, Comunicación, Gestión de los implicados, entre otros; o por ejemplo podrían usarse las áreas de conocimiento de la Gestión de Proyecto, por ejemplo alcance, tiempo, calidad, comunicaciones, entre otros.
- Fecha: Día, mes y año en que se presentó la situación descrita. Para este estudio, se registrará el año de publicación de la investigación consultada.
- Amenaza/Oportunidad: Se indica si la lección aprendida está relacionado con un efecto adverso (amenaza) que debe evitarse en el futuro o está asociado con un efecto positivo en el proyecto (oportunidad) sobre el cual deben tomarse acciones para mantenerlo.
- Título: Alusivo a la situación presentada.
- Descripción de la situación: Describe los antecedentes y circunstancias que ocasionaron el asunto sujeto de la lección aprendida, siendo importante el identificar las causas raíz que ocasionaron la situación.
- Descripción del impacto: Efecto que la situación planteada tuvo sobre los objetivos del proyecto, por ejemplo: Retraso en la fecha de entrega del proyecto (expresado en unidad de tiempo), incremento de los costos (expresado en unidad de esfuerzo), reducción de niveles de calidad, insatisfacción del cliente, entre otros. También puede reflejar impactos positivos, por ejemplo, se terminó la actividad antes de la fecha planificada, se ejecutó una actividad a una fracción del costo, entre otros. Es importante expresar el impacto en términos que se puedan medir.

- Acciones correctivas / preventivas implementadas: Enumerar las acciones correctivas implementadas para reducir o mejorar los efectos de la situación (dependiendo si son amenazas u oportunidades) y acciones preventivas para reducir o incrementar la probabilidad que se vuelvan a presentar en el futuro. En esta investigación, se sugerirán estas acciones, si dentro de los estudios investigados no se reportan. Se mostrarán acciones correctivas, siempre y cuando, sean factibles.
- Lección aprendida/ Recomendaciones: Resume las acciones y estrategias a adoptar en el futuro para evitar que se presente nuevamente la amenaza o para aprovechar la oportunidad (si es una lección de impacto positivo). Se construye a partir de las experiencias de las acciones tomadas para corregir la situación.

2.3.2. Experiencias a nivel Internacional

2.3.2.1. Campos Mara y Barua – Motatan (Venezuela)

- Contextualización: Cuatro sistemas de BES fueron instalados en áreas cercanas al lago Maracaibo (Venezuela). Estas áreas son los campos Mara y Barua- Motatan, cada uno con diferentes condiciones de yacimiento. Las propiedades de estos se muestran en las Tabla 1 y 2, respectivamente.

Tabla 1. Campo Mara. Adaptado de (Bortolin & Uzcategui, 1992)

Propiedad	
Gravedad [°API]	15
Método de Producción	Flujo Natural
Mecanismo de Producción	Gas en Solución
Viscosidad [cps] @ 180 [°F]	26-35
Profundidad Promedio [Pies]	5980
Temperatura [°F]	180
Porosidad [%]	2

Permeabilidad [Darcy]	0.1
-----------------------	-----

Tabla 2. Campo Barua-Motatan. Adaptado de (Bortolin & Uzcategui, 1992)

Propiedad		
Gravedad [°API]		18-21
Método de Producción		Gas-lift
Mecanismo de Producción		Expansión roca-fluido
Viscosidad [cps]	@	1.8-8.5
233[°F]		
Profundidad [Pies]	Promedio	9500
Temperatura [°F]		233
Porosidad [%]		11-12
Permeabilidad [Darcy]		0.04-0.05

Dos pozos del campo Mara fueron seleccionados para el proyecto. Ambos producían naturalmente, sin embargo, se proyectaba una reducción de la producción debido a la declinación de la presión. La producción del pozo A era de 430 [BPD] con un corte de agua de 6 [%], y un GOR de 600 [scf/STB]. La producción del pozo B era de 1030 [BPD] con un corte de agua de 7 [%], y un GOR de 800 [Scf/STB].

Del mismo modo, dos pozos fueron elegidos del campo Barua-Motatan. Cada pozo consumía cerca de 3 [MMSCF/d] de gas inyectado. La producción del pozo C era de 1500 [BPD] con un corte de agua de 8 [%], y un GOR de 320[scf/STB]. La producción del pozo D era de 2500 [BPD] con un corte de agua de 12 [%], y un GOR de 130 [scf/STB].

- Área: Ejecución/ construcción.
- Fecha: 1992

- Amenaza/oportunidad: Amenaza

- Título: Discordancia entre resultados obtenidos y estimados por la implementación del sistema BES. En la **Tabla 3**, se puede apreciar lo enunciado.

- Descripción de la situación: Una probable causa de estos resultados está relacionado con la gravedad API del crudo. Esto es debido al hecho de que el diseño de los componentes fue realizado con uno distintos a la curva de desempeño de la bomba, la cual, debía ser correspondiente a la viscosidad del crudo.

- Descripción del impacto: Se incurrió en costos, un mal dimensionamiento financiero y de equipos. En la
- **Tabla 4**, se mencionan los principales problemas asumidos en la implementación del BES.

- Acciones correctivas/ preventivas implementadas: Como acción correctiva, se sugiere la realización de reuniones con los usuarios para describir la tendencia esperada, e implementar un diseño de buenas prácticas, con elementos que permitan representar el comportamiento del fluido tratado.
 - Como acción preventiva, se sugiere revisar apropiadamente los diseños de futuros proyectos de manera detallada, en busca de situaciones similares, con el objeto de tomar correctivos antes de comenzar a desarrollarlos.

- Lección Aprendida/Recomendaciones: i) Implementar un control de aprobación de los diseños sugeridos. ii) Incluir un “checklist” de aprobación referido al seguimiento en la elaboración del diseño BES.

Tabla 3. Comparativo de Producción. Adaptado de (Bortolin & Uzcategui, 1992)

	Producción Actual [BPD]	Producción Estimada [BPD]	Producción BES [BPD]
Pozo A	430	3800	1600
Pozo B	1030	5000	2100
Pozo C	1500	2500	1700
Pozo D	2500	5000	4500

Tabla 4. Principales problemas registrados en los Pozos A, B, C, D. Adaptado (Bortolin & Uzcategui, 1992)

Principales Problemas	
Pozo A	Sobrecarga en el sistema, debido a una ruptura en el eje de la bomba
Pozo B	Falla en el cable (se quemó), excesivo esfuerzo
Pozo C	Falla en el cable (se quemó), excesivo esfuerzo
Pozo D	Falla en el VSD(Controlador de frecuencia variable), debido a que la caja de circuitos se quemó en varias ocasiones (variación del voltaje)

2.3.2.2. Campo Montrose (Mar del Norte)

- Contextualización: Descubierta en septiembre de 1969, localizado al este de Aberdeen a 300 [Pies] de nivel de agua del Mar del Norte. La producción del campo es aproximadamente de 34000 [STB/d] con un corte de agua promedio de 13 [%]. El campo cuenta con 16 pozos productores acompañados de 4 pozos inyectoras de agua. El caudal de inyección es de 35000 [STB/d]. Algunos parámetros referidos al campo se enuncian en la **Tabla 5.**

En 1979, se evalúa la factibilidad de implementación del sistema BES en el campo, para su posterior ejecución. El pozo 22/17-AB fue seleccionado como piloto, debido a su corte de agua de alrededor del 25 [%].

Tabla 5. Campo Montrose. Adaptado de (Way & Hewtt, 1981)

Propiedad	
Datum del yacimiento [Pies]	8150
Presión del Yacimiento [Psia]	2700
Temperatura del Yacimiento [°F]	255
Gravedad [°API]	39
GOR [Scf/STB]	600 - 700

- Área: Ejecución/Construcción.
- Fecha:1981
- Amenaza/Oportunidad: Amenaza
- Título: Altos volúmenes de gas
- Descripción de la situación: El estudio de factibilidad, enunciado por los autores, tuvo como principal criterio de selección el corte de agua. Asimismo, se manejaron volúmenes de GOR, relativamente altos, y fluidos livianos, características no apropiadas para la implementación de sistemas BES.
- Descripción del impacto: Quema del motor por sobre esfuerzo a razón del alto manejo de gas (por tal motivo, se aumentó la potencia de 150 a 187 [HP]), altas temperaturas (255 [°F]) y altos cortes de agua (de hasta 80 [%]). En consecuencia, se incurrió en costos.

- Acciones correctivas /preventivas implementadas: Como acción preventiva se sugiere realizar un estudio de factibilidad que contemple de manera apropiada las características del piloto en cuestión, y evalué las limitantes de los sistemas que se deseen implementar, para evitar proyectos fallidos como el descrito.
- Lección aprendida/recomendaciones: i) Atender las limitantes de diseño de los sistemas que se proyecten a utilizar. ii) Pozos con altos volúmenes de gas, no se les recomienda efectuar sistemas BES. iii) Implementar un control de aprobación de los diseños sugeridos.

2.3.3. Experiencias Nacionales

A continuación se realizará una descripción de dos experiencias a nivel nacional realizadas por (Machete, 2007) y (Sevillano J. , 2015), referidos al campo Caño Limón y el campo Cantagallo - Chichimene, respectivamente. Por tal motivo, la intención hacia el lector es enfocarlo en los principales retos registradas por estos autores.

2.3.3.1. Campo Caño Limón

- Contextualización: Fue descubierto luego de la perforación del pozo direccional Caño Limón 01, que inició el 20 de abril de 1983, alcanzando una profundidad total de 10176 [Pies] y obteniendo una producción de crudo (31° API promedio) a una tasa promedio de 10690 [BDLD] o 3425 [BDOD] de la formación Mirador Inferior; lo cual dio lugar a que en Julio de este mismo año se declarara la productividad del yacimiento y en septiembre de 1985 se estimaran las reservas del campo en un millón de barriles.

Se encuentra ubicado dentro del área del contrato de Asociación Cravo Norte, la cual abarca un área de 260000 hectáreas localizada en el extremo Norte de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el Departamento

de Arauca, 50 [Km] al sur occidente de su capital y entre la población de Arauquita y el caserío La Yuca.

Algunas de las principales propiedades petrofísicas del yacimiento son (ver **Tabla 6**).

Tabla 6. Propiedades Petrofísicas de Caño Limón. Adaptado de (Machete, 2007).

Propiedad	
Profundidad Promedio [Pies]	7600
Presión del Yacimiento [Psia]	3213
Temperatura del Yacimiento [°F]	207
Espesor Neto petrolífero [Pies]	150
Porosidad [%]	25
Permeabilidad [mD]	5000

El sistema de Bombeo Electrosurgible, es considerado como un sistema muy eficiente dados los resultados obtenidos en el campo desde hace ya casi 30 años, y que a pesar del problema de arena que se presenta en algunos pozos, ya están diseñados con una configuración en las bombas (AR) que ofrecen mayor duración a los desgastes abrasivos que se presentan por la arena.

En la **Figura 2** se observa una tendencia de incremento en las instalaciones y fallas, lo cual demuestra la necesidad de implementar otro sistema de levantamiento artificial que de mejores tiempos de vida y resultados a los obtenidos mediante el uso del Sistema de Bombeo electrosurgible.

En la **Tabla 7** se documentan las lecciones aprendidas.

Tabla 7. Lecciones aprendidas. Adaptado de (Machete, 2007)

	Título			
	Falla en la bomba	Falla en el motor	Falla en el cable de Potencia	Falla del sello/protector
Área	Ejecución/ Construcción	Ejecución/ Construcción	Ejecución/ Construcción	Ejecución/ Construcción
Fecha	2007	2007	2007	2007
Amenaza/Oportunidad	Amenaza	Amenaza	Amenaza	Amenaza
Descripción de la situación	<p>Generalmente ocurren por: bajo caudal que se maneja, producción de arena que genera desgastes abrasivos, o por el largo tiempo de funcionamiento. Casuados principalmente por: i) Desgaste de la arandela de empuje descendente debido a la producción por debajo del máximo límite hidráulico de eficiencia de la bomba.ii) Desgaste de las etapas a causa de la producción de material abrasivo como la arena. iii)Taponamiento de las etapas por depósito de arena. iv) Rotura del eje, por mala operación al tratar de desbloquear la bomba cuando se tiene "bomba pegada". v) Rotura del eje por arranque de la bomba sin que la columna de fluido en la tubería se haya detenido después de una parada. vi) Baja eficiencia debida al tiempo de vida de la bomba.</p>	<p>Ocurren habitualmente por falla eléctrica causada generalmente por: i) Insuficiente fluido en movimiento para refrigerar el motor. La velocidad recomendada del fluido del pozo debe ser de 1 [Pie/sg]. ii) Mal dato de gravedad específica del fluido de pozo para el diseño, causando excesiva carga en el motor. iii) Desgaste de la Bomba que causa vibración y genera fugas en el sello o protector permitiendo que los fluidos del pozo entren al motor. iv) Fallas en los equipos de superficie que controlan el motor.</p>	<p>Sucedan por:i) Daño mecánico de su protección exterior causando corto eléctrico entre sus fases.ii) Daño interior en los empalmes debido a la compresión o descompresión del pozo.iii) Deformación debida a la sobre tensión del cable por mal manejo. iv) Enroscamiento del cable. v) Ambientes a altas temperaturas. vi) Equivocada escogencia de carga de amperaje en el cable.</p>	<p>Causado por desgaste de: i) los sellos mecánicos del sello por vibración de la bomba y/o rompimiento de las partes cerámicas de los mismos.ii) Servicios inapropiados en la instalación de la unidad. iii) Numerosos ciclos de trabajo del sello, haciendo que las cámaras se contaminen.</p>
Descripción del Impacto	Costos operativos, reducción en la producción	Costos operativos, reducción en la producción	Costos operativos, reducción en la producción	Costos operativos, reducción en la producción
Acciones correctivas y preventivas implementadas	<p>Como acción correctiva se sugiere operar con caudales óptimos para la implementación del BES, e instalar equipos para manejo de arenas. Como acción preventiva se recomienda verificar y analizar la factibilidad de instalación de sistemas BES, condicionados a los requerimientos necesarios para su correcto funcionamiento.</p>	<p>Como acción correctiva se sugiere validar el dimensionamiento del motor para establecer limites en la carga del mismo. Asimismo, verificar el volumen del fluido en movimiento para la refrigeración del motor. Como acción preventiva se recomiendan reuniones interdisciplinarias con el fin de revisar continuamente el desempeño de la herramienta, para tomar acciones oportunas ante condiciones que puedan llevar a una falla acelerada del equipo.</p>	<p>Como acción correctiva se validar dimensionamiento del cable para establecer limites en la carga del mismo. Operar a las condiciones de operación establecidas. Como acción preventiva se recomienda verificar y analizar el proceso de instalación del cable después de una intervención.</p>	<p>Como acción correctiva se sugiere validar el tiempo de vida útil del sello. Como acción preventiva se recomienda implementación de reuniones interdisciplinarias con el fin de revisar continuamente el desempeño del equipo.</p>



Figura 2. *Instalaciones y fallas caudales inferiores a 2000 [BPD]. Tomado de (Machete, 2007).*

2.3.3.2. Campo Castilla- Chichimene

- Contextualización: El campo Castilla se encuentra localizado en el departamento del Meta, aproximadamente 54 Km al sur de la ciudad de Villavicencio, en inmediaciones de los municipios de Castilla La Nueva y Acacias.

El campo fue descubierto en 1969 por la compañía Chevron con la perforación del pozo Castilla 1, pero inició producción en 1977; para operar este campo se firmó el primer contrato de asociación en Colombia, el cual se denominó Cubarral, en el año de 1977 con la mencionada compañía. En 1988 ECOPETROL S.A. perforó el pozo Castilla Norte-1, comprobando la extensión del campo hacia el extremo nororiental de la estructura. El contrato de asociación con Chevron terminó el 30 de enero del año 2000, tras lo cual ECOPETROL S.A. suscribió un contrato por seis meses con la misma compañía para su administración.

La producción de los campos Castilla – Chichimene en conjunto está en el orden de los 180000 [BDO/d].

En la **Figura 3** se evidencia la relación de los años desde el 2008 hasta el 2012, tanto para los índices de fallas (Número de fallas/pozos activos promedio) como para el número de *pulling* (Número de intervenciones/pozos activos promedios). Se presenta un aumento considerable entre el 2011 y el 2012, razón por la cual es importante la implementación de este tipo de análisis para poder identificar las fallas más comunes y recurrentes; y generar lecciones aprendidas para minimizar dichos efectos.

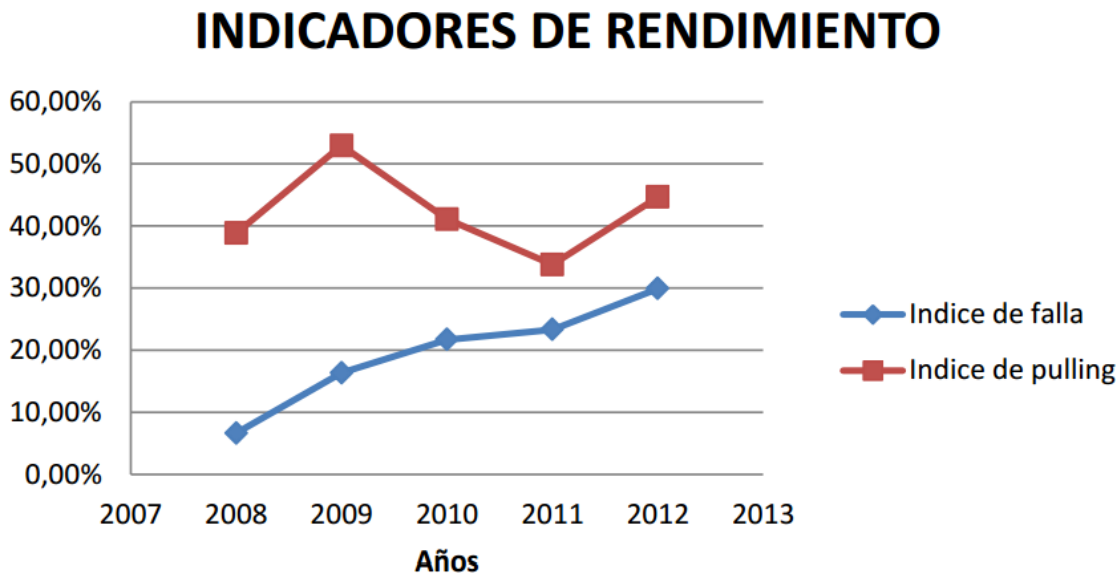


Figura 3. Indicadores de rendimiento. Tomado de (Sevillano J. , 2015).

En la

Tabla 8 se evidencian las principales causas de desinstalación de equipos electrosumergibles en el Campo Castilla-Chichimene durante el año 2012.

Tabla 8. Causas de desinstalación de equipos BES. Adaptado de (Sevillano J. , 2015).

Causas desinstalación BES	Cantidad	Porcentaje [%]
Falla eléctrica	76	36
Re-completar el pozo	63	30
Falla equipo BES (Mecánica-eléctrica)	57	27
No determinado	13	6
TOTAL	209	

El estudio determinó que la principal afectación de los sistemas Electrosumergibles en el campo Castilla-Chichimene es debido al reservorio del fluido, factor que representa el 7,86% de las fallas totales de este tipo de sistema en el año 2012. Adicionalmente se identifica que por operación, instalación y selección del sistema de levantamiento también se altera o incrementa la presencia de fallas de BES. En la **Tabla 7** se listan las principales afecciones registradas, sin embargo, el principal problema de este campo es el exceso de gas. A continuación se reporta esta problemática.

- Área: Ejecución/Construcción.
- Fecha: 2015.
- Amenaza/Oportunidad: Amenaza.
- Título: Exceso de Gas.
- Descripción de la situación: GOR relativamente alto (500 SCF/STB), para la implementación de sistemas BES.

- Descripción del impacto: Daño en la bomba, reducción en la producción de aceite.
- Acciones correctivas/preventivas implementadas: Como acción correctiva se sugiere implementar un separador de gas en fondo. Como acción preventiva se recomienda reuniones interdisciplinarias con el fin de revisar el desempeño de los equipos BES y de esta forma diagnosticar y tomar acciones oportunamente.
- Lección aprendida/recomendación: Realizar reuniones mensuales para verificar el diagnostico de los equipos BES. Efectuar una adecuada selección de los componentes que conforman el sistema BES, de acuerdo a las necesidades del campo.

3. ANÁLISIS PARAMÉTRICO

3.1. METODOLOGÍA

En conformidad con los antecedentes presentados en la sección 2.1, se evaluaron diferentes parámetros de diseños analizados por los autores mencionados. De esta manera se destacan 2 tipos: Parámetros de yacimiento (i.e. Temperatura y Presión) y de los fluidos (i.e. GOR, °API, corte de agua). Con el objeto de determinar aquellos que inciden de manera significativa en el funcionamiento del sistema BES, en relación con el incremento de producción, mediante la herramienta académica PIPESIM®.

3.2. MODELOS DE SIMULACIÓN

3.2.1. Descripción del Modelo Base

Un modelo conceptual, provisto por el software especializado PIPESIM®, es analizado. Se hace énfasis que la prioridad en este, no es crear un modelo desde cero, sino, la evaluación y determinación de relaciones entre el sistema BES y parámetros ya mencionados. Las características base a sensibilizar, son mostradas en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Características del modelo conceptual.

Parámetros	Propiedad	
Yacimiento	Temperatura [°F]	210
	Presión[Psia]	2260
Fluido	Wcut [%]	70
	GOR[scf/STB]	892
	API	36.83

El esquema de simulación posee una bomba de manufactura REDA, modelo M675C; de 80 etapas, trabajando a 3499.992 [rpm]. En la Figura 4, se aprecia la curva de desempeño.

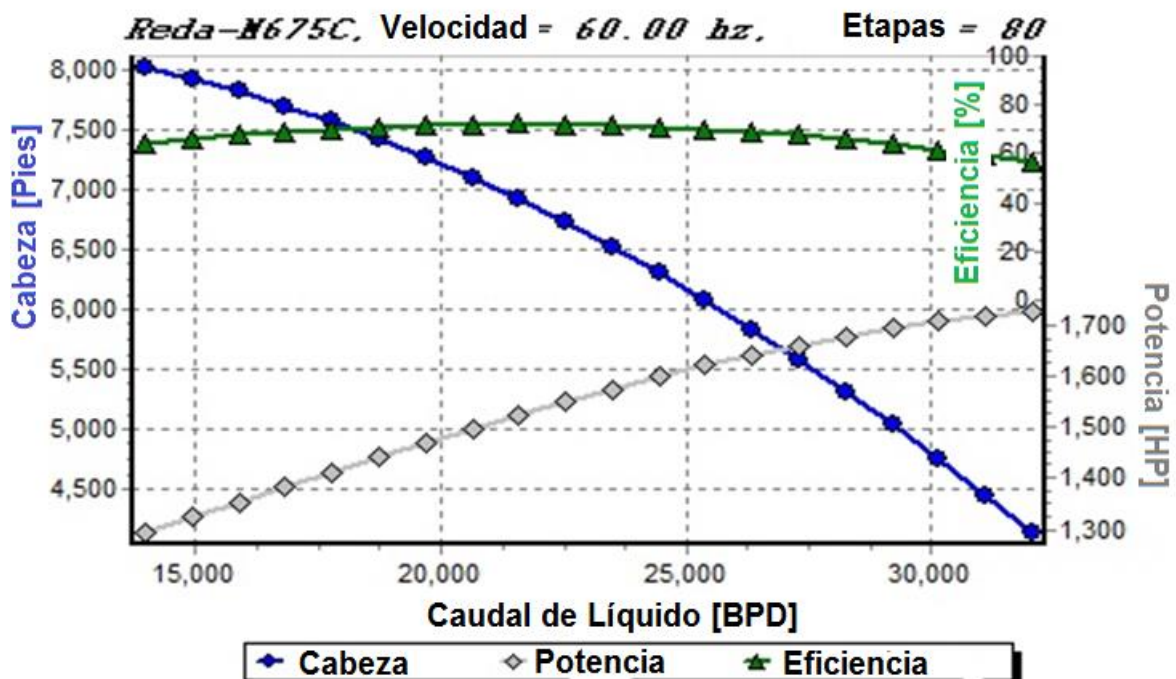


Figura 4. Curva de Desempeño. Adatado de (Pipesim, 2012).

3.2.2. Descripción de Modelos Paramétricos

3.2.2.1. Modelo Paramétrico de yacimiento

Atendiendo a las limitantes en la implementación del sistema BES descritas en la sección 2.2.2, se realizará una variación de temperatura hasta un valor no mayor a 450 [°F], y, de presión hasta 4650 [psi] (referido a la profundidad máxima de implementación recomendada, 10000 [Pies]).

3.2.2.2. Modelo Paramétrico de propiedades de los fluidos

La presencia de fluidos en diferentes proporciones, establece diversos fenómenos multifásicos. De esta manera, se desea, mostrar el efecto que tiene, la variación de estos, por medio, de la alteración de propiedades tales como: GOR, corte de agua y °API.

3.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se realizó una matriz paramétrica previa a la simulación, denotando 5 diseños, en función de las variables descritas anteriormente: Presión de yacimiento, API, Wc, GOR y Temperatura, evidenciadas en la **Tabla 10**, siendo el caso base, el mostrado en la tercera fila.

Tabla 10. Diseño paramétrico

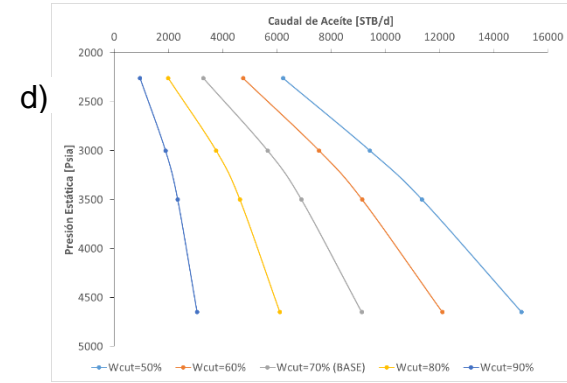
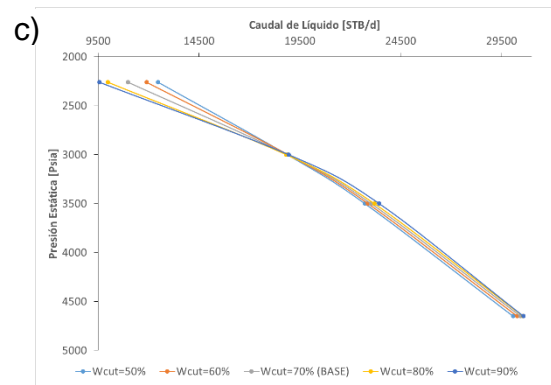
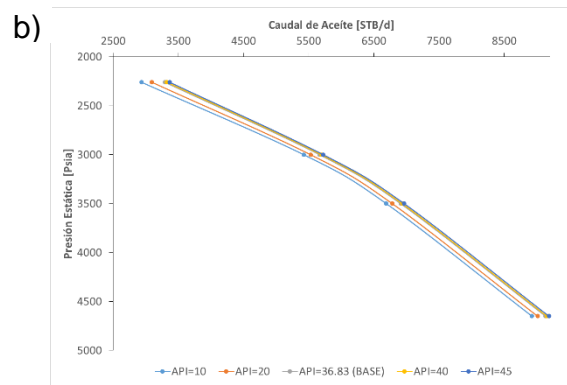
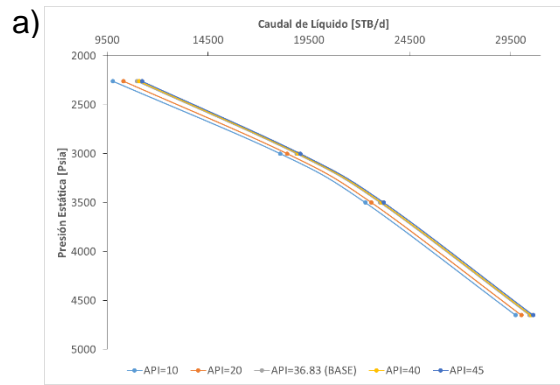
Diseño 1	Diseño 2	Diseño 3	Diseño 4	Diseño 5
Presión Yto [Psia]	API	Wc [%]	GOR [Scf/STB]	T Yto[°F]
1000	10	50	100	100
1500	20	60	500	150
2260	36.83	70	892	210
3000	40	80	1200	300
3500	45	90	-	450
4650	-	-	-	500

En la **Figura 5**, se describen los comportamientos obtenidos por las simulaciones. Se establecieron dos tipos de gráficos: Presión estática Vs Caudal de líquido (a,c,e,g) y Presión estática Vs Caudal de Aceite (b,d,f,h). La línea gris representa el caso base. Se observa un cambio en la tendencia de las gráficas referidas al caudal de líquido, cuando la presión estática es cercana a los 2850 [Psia], debido a que refiere a su presión de burbuja. De manera gráfica, se evidencia:

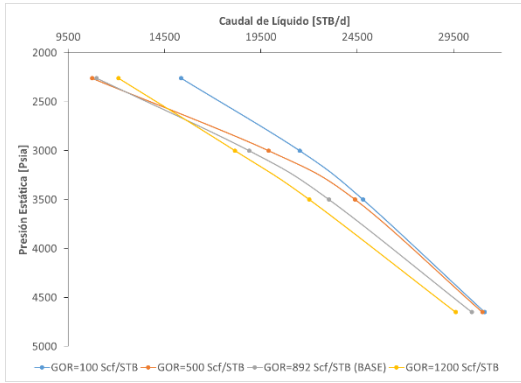
- Entre mayor sea la gravedad API, mayor producción de aceite existirá, y, esta descenderá a medida que la presión estática disminuya.
- Entre menor sea el corte de agua, mayor producción de aceite existirá, y, esta descenderá a medida que la presión estática disminuya.
- Entre menor sea el GOR, mayor producción de aceite existirá, y, esta descenderá a medida que la presión estática disminuya.
- Entre menor sea la temperatura, mayor producción de aceite existirá, y, esta descenderá a medida que la presión estática disminuya.

Asimismo, en las *Figura 6 y 7*, se representan las sensibilidades realizadas, por medio del coeficiente de variación, el cual, constituye la razón entre el valor parametrizado y la base. Por lo tanto, al ser mayor de 1, significaría un aumento en la producción, y si, por el contrario, es menor, denotaría una disminución. Es de aclarar, que se analizó el caudal de aceite, reafirmando las hipótesis planteadas. Así, entre menor sea el Corte de agua, el GOR y la temperatura, se tendrá mayor producción de aceite, de hasta el doble (1.89 [decimal]) con respecto al caso base, y esta descenderá a medida que la presión estática disminuya. Caso contrario, con la gravedad API.

De igual manera, se evidencia que implementar sistemas BES, en condiciones límites de diseño, trae consigo un mal funcionamiento, de hasta 0.89 [decimal] de su desempeño, en comparación con el caso base evaluado.



e)

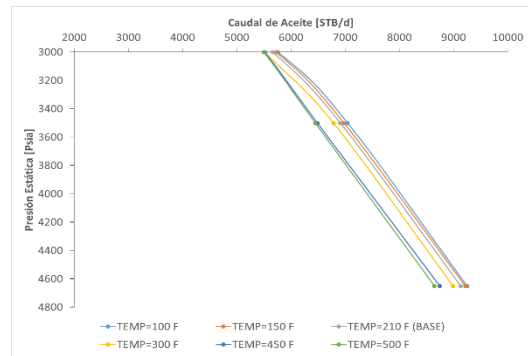
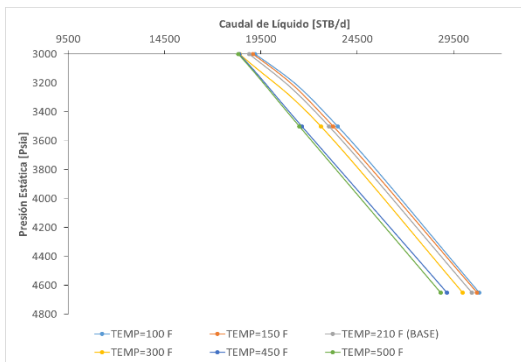
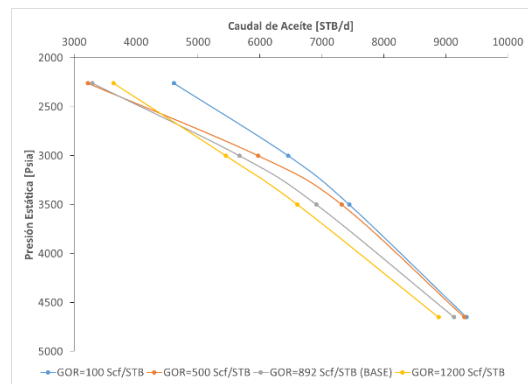


f)

g)

h)

Figura 5. Análisis paramétrico Presión estática Vs Caudal de Líquido, variando: a) API, c) Wcut, e) GOR, y, g) Temperatura. Análisis paramétrico Presión estática Vs Caudal de Aceite, variando: b) API, d) Wcut, f) GOR, y, h)



Temperatura. Adaptado de Pipesim, 2012.

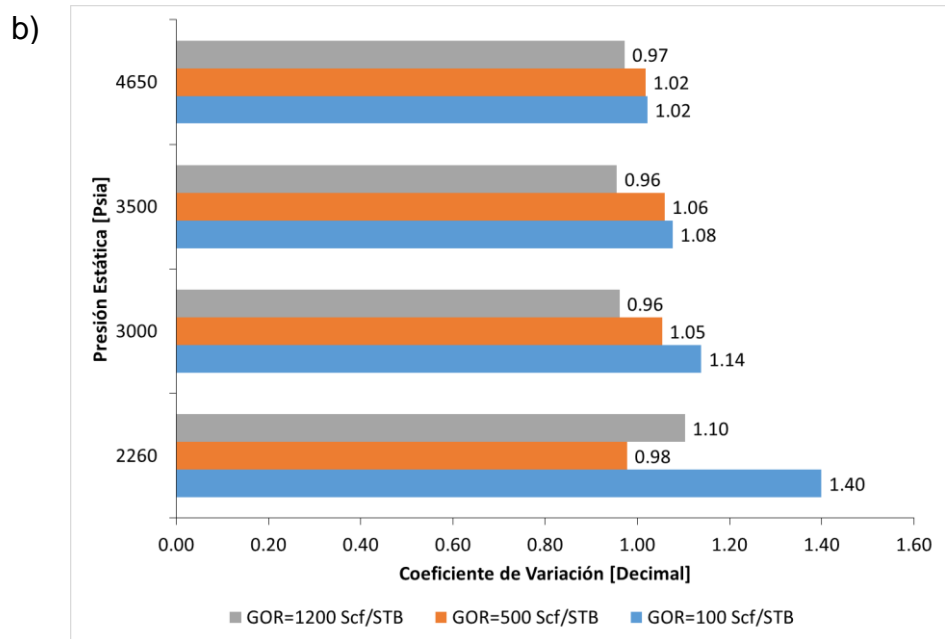
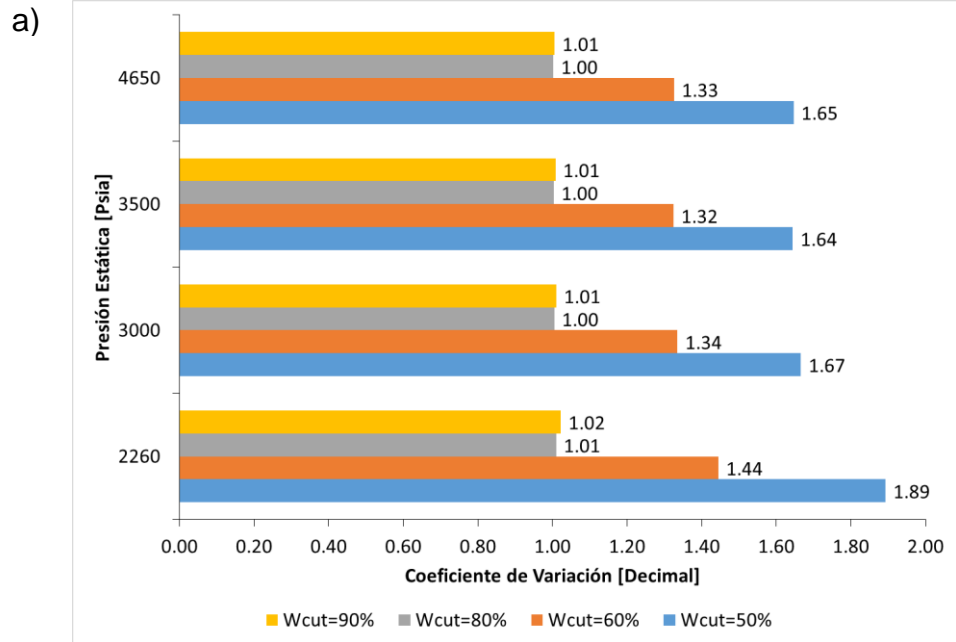


Figura 6. Coeficiente de Variación. Sensibilidad de: a) Wcut, b) GOR

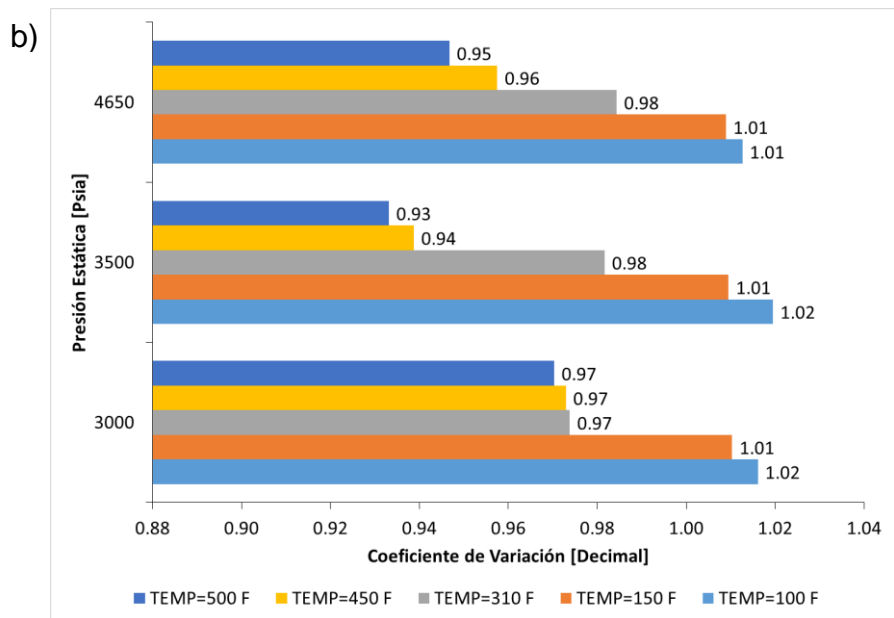
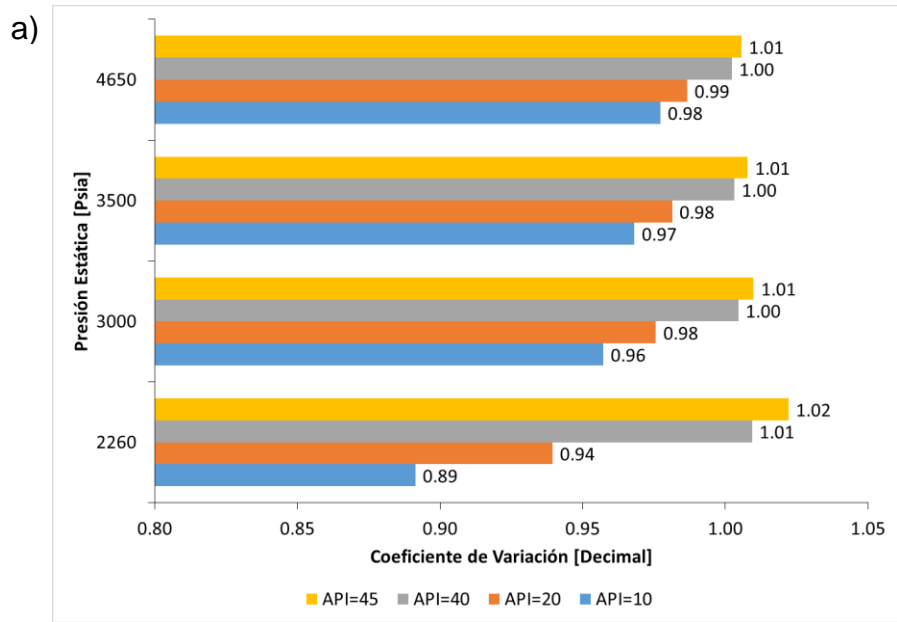


Figura 7. Coeficiente de Variación. Sensibilidad de parámetros: a) °API, b) Temperatura.

4. Metodologías de diseño y componentes de sistemas BES

Para el diseño óptimo de un sistema BES se deben tener en cuenta varios factores interrelacionados (estado mecánico del pozo, condiciones de yacimiento, bomba, motor, separador de gas, disponibilidad de energía, propiedades de los fluidos) los cuales permitirán seleccionar el equipo más adecuado para las condiciones del pozo. Por ejemplo, la presión el yacimiento, la profundidad del cañoneo y la tasa de flujo van a determinar la profundidad de asentamiento de la bomba y su presión de descarga. La presión de fondo fluyente y la profundidad de la bomba determinaran el caudal y la presión de entrada a la bomba (SubPUMP, 2009). La presión de entrada a la bomba y la presión de descarga van a determinar la cabeza dinámica total necesaria para el diseño de la bomba lo cual determinará los requerimientos de potencia del motor y por tanto el cable a usar. Es claro entonces, que la interrelación de los componentes influirá en tener el diseño más ajustado a las condiciones establecidas. Por lo anterior es necesario describir los componentes básicos de un sistema BES, junto con los accesorios usados en el completamiento de pozos, además de aquellos equipos diseñados para condiciones operacionales especiales como ambientes corrosivos o abrasivos.

4.1. COMPONENTES BÁSICOS DE UN SISTEMA BES

Los sistemas BES incluyen todos los componentes necesarios para transferir la potencia desde superficie, convertir la potencia en energía mecánica (rotación del eje) e impartir esa energía para producir fluidos, estos componentes están relacionados con un conjunto de equipos de superficie y un conjunto de equipos de subsuelo. El conjunto de equipos de subsuelo normalmente incluye:

- Bomba
- Intake
- Sellos
- Motor
- Sensor de Fondo
- Cable de Potencia
- Extensión de cable plano (MLE)

En los equipos de superficie, los cuales permiten suministrar la potencia eléctrica necesaria para operar los equipos de fondo, de acuerdo a los parámetros de diseño, están incluidos:

- Transformadores
- Variadores
- Caja de Venteo
- Cabezal de producción (Wellhead)

Los sistemas de Bombeo Electrosumergible (en adelante BES), convierten la potencia eléctrica en cabeza y se instalan por encima de la zona cañoneada para que el flujo del fluido por el anular ayude a disipar el calor generado por el motor. La transferencia de la potencia eléctrica desde superficie hasta el motor se da a través del cable de potencia, el cual es diseñado para soportar las condiciones del pozo. El motor convierte dicha potencia en energía rotacional que es transmitida al eje del motor, el cual está conectado a los ejes de toda la sarta. Finalmente, las etapas de las bombas convierten esa energía en cabeza o carga de fluido de acuerdo a las condiciones requeridas. La **Figura 8** muestra una instalación típica de BES; incluyendo equipos de superficie y de subsuelo.

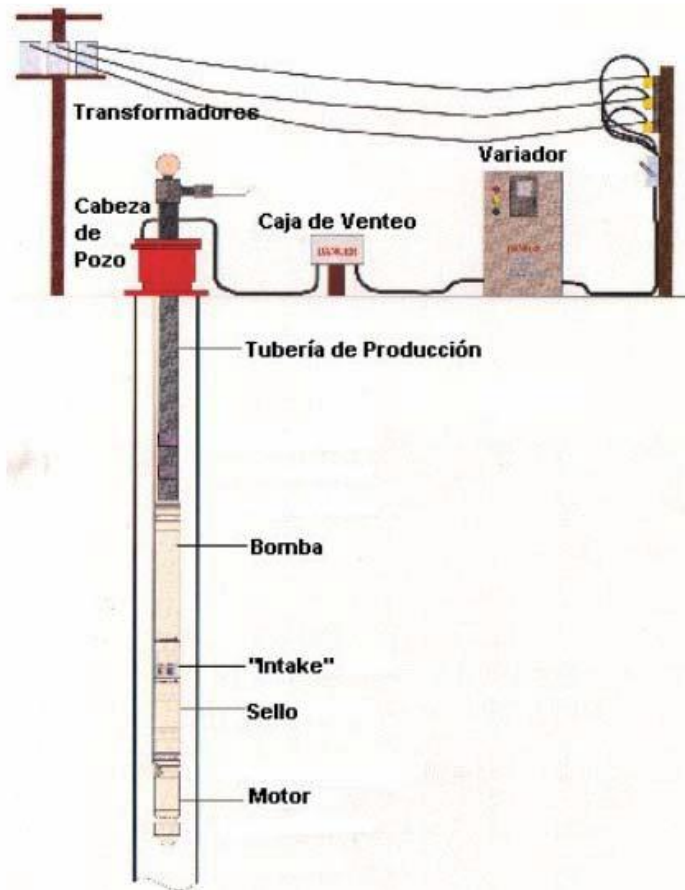


Figura 8. Instalación típica de un sistema de bombeo electrosumergible (BES). Adaptado de: (Pertuz Sierra, 2005)

A continuación, se describen las características y los principios físicos de los componentes nombrados anteriormente.

4.1.1. Equipos de Superficie

Está conformado por los equipos que suministran la energía eléctrica para la óptima operación del sistema de bombeo electrosumergible.

4.1.1.1. Transformador Reductor (SDT)

Cuando se usa la energía eléctrica de una red nacional (para el campo en el que se ha basado este estudio) es necesario un equipo para reducir el voltaje de la red de alta tensión (35.000 Volt) al requerido e la entrada del variador.

Puede existir el caso en el cual el campo tenga autogeneración y sea necesario este tipo de transformadores.

4.1.1.2. **Variadores (VSD)**

Permite controlar la frecuencia de trabajo del motor de la BES (es decir, Las RPM), permitiendo su operación a varias frecuencias sin necesidad de sacar el equipo de fondo y consiguiendo un desempeño óptimo del equipo de subsuelo. Los cambios de frecuencia son necesarios porque las condiciones del pozo cambian (decaimiento de la producción), arranques después de cierres no programados, aumentos de frecuencia para llevar el pozo a potencial o bajar frecuencia para evitar arenamiento.

Para el campo en el cual está basado parte del estudio los variadores son proveídos por Siemens e incluyen pantalla para el monitoreo de los datos de las condiciones del fondo del pozo proporcionadas por el sensor de fondo. Es importante el monitoreo de estas variables pues permite identificar posibles causas de falla en el sistema BES.

Los variadores o controladores se alimentan con corriente alterna de 480 Voltios generalmente de forma senoidal y la convierte a corriente continua (para alimentación del sistema de control y cambio de frecuencias), posteriormente es convertida nuevamente a corrientes alternas de salida rectificadas "sin picos".

Figura 10. Representación del proceso de un variador. ilustra el procedimiento realizado por el variador.

4.1.1.3. **Transformador Elevador**

Su función es incrementar el voltaje de salida del variador, hasta el valor requerido (voltaje nominal) por el motor de la BES para que opere eficientemente.

4.1.1.4. **Caja de Venteo**

Este equipo constituye el enlace entre la sección de subsuelo y la sección de superficie. Para el campo de estudio se instalan a 30 ft del cabezal para conectar el cable de potencia que viene desde el motor. La función principal es ventear cualquier gas que logre migrar desde el fondo a través de la carcasa del cable y así evitar que estos lleguen a la caseta de variadores.

4.1.1.5. Cabezal de Producción

En este estudio no se considera de gran importancia describir detalladamente el todo el equipo del cabezal de producción, pero se hará énfasis en componentes instalados en el campo de aplicación con el fin de prevenir fallas en el sistema BES, prevenir impactos ambientales y alargar la vida útil del equipo.

- Hanger Pack-Off: es el penetrador convencional del hanger. Permite establecer la conexión del cable de potencia por debajo y por encima del cabezal de producción manteniendo el aislamiento eléctrico del cable. Otra función del pack-off es aislar los fluidos de superficie de los del subsuelo (Ver **Figura 9.** Ilustración de Hanger con Pack Off.). Existen diferentes configuraciones de hanger pack-off dependiendo de las condiciones del pozo. En adelante se mostrarán los usados en el campo de estudio, para diferentes condiciones operacionales.

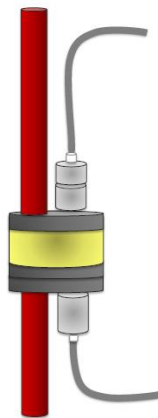


Figura 9. Ilustración de Hanger con Pack Off.

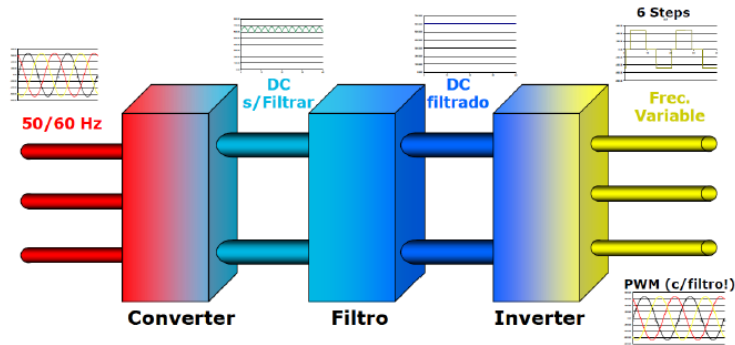


Figura 10. Representación del proceso de un variador.

4.1.2. Equipos de Subsuelo

4.1.2.1. Bombas

Las bombas electrosumergibles consisten en un conjunto de varias etapas de tipo centrífugo que convierten la energía rotacional del eje en fuerzas centrífugas (energía cinética) para levantar los fluidos. Cada etapa consta de un rotor o impulsor rotativo y de un estator difusor estacionario (ver **Figura 11**). El número y tipo de etapas son determinados de acuerdo a la producción deseada, a la cabeza total por levantar y al estado mecánico del pozo. Las bombas electrosumergibles constan de los siguientes componentes básicos:

- Eje
- Impulsor
- Difusor
- Housing



Figura 11. Impulsor y difusor de una bomba electrosumergible. Tomado de: (Baker Hughes, 2009)

✓ **Eje**

El eje de la bomba tiene la función de transmitir el movimiento rotacional del motor al impulsor de cada etapa de la bomba. Este está conectado al motor a través del intake y los sellos.

✓ **Impulsor y difusor**

El impulsor está conectado con el eje y rota con las RPM del motor. Al rotar el impulsor imparte fuerza centrífuga al fluido. Los diseños de los impulsores están relacionados con las condiciones de operación del pozo y las propiedades de los fluidos, de esta manera se determina el tipo de material que se debe usar. El difusor transmite el fluido del impulsor de una etapa al de la siguiente.

✓ **Etapas de una bomba**

La etapa de una bomba está formada por el impulsor y el difusor. Como se dijo anteriormente el número de etapas y el diseño de cada etapa estarán determinadas por el caudal a manejar y las propiedades de los fluidos. La **Figura 12**, es una

ilustración de la etapa de una bomba mostrando el acople entre el difusor y el impulsor, la dirección del flujo y rotación del eje.

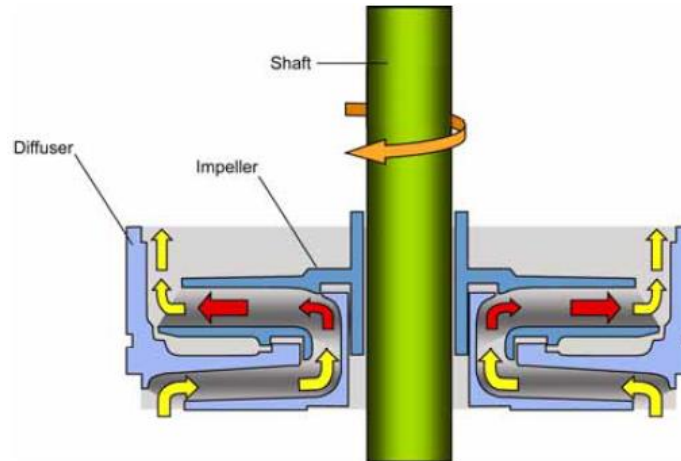


Figura 12. Ilustración de una etapa de una bomba electrosumergible (impulsor, difusor y eje) Tomado de: (Baker Hughes, 2009)

Todos los componentes de una etapa de una bomba se ven sometidos a empujes generados por el fluido, éstos empujes son la resultante de esfuerzos que se producen como resultado de la cabeza dinámica total que levanta la bomba, se clasifican en dos tipos de empuje:

- Empuje Ascendente ("up thrust"): Ocurre cuando la bomba se trabaja con caudales mayores a su capacidad nominal o del punto de máxima eficiencia, esto es operando hacia el lado derecho del tornado de la bomba, las fuerzas hidráulicas generadas por el fluido sobre el impulsor en sus caras superior e inferior no están equilibradas. Cuando se trabaja con caudales mayores al límite superior de mejor eficiencia, las fuerzas de la cara inferior o succión del impulsor son mayores a las fuerzas de la cara superior, lo cual hace que éste se mueva hacia arriba quedando más cerca del difusor.

- Empuje Descendente ("down thrust"): Ocurre cuando la bomba trabaja con caudales menores al límite inferior del rango de mejor eficiencia, esto es cuando se opera al lado izquierdo del tornado, las fuerzas de la cara superior o descarga del impulsor son mayores a las fuerzas de la cara inferior, lo cual hace que éste se mueva hacia abajo quedando en contacto con el difusor de la etapa anterior.

Los empujes sobre los elementos básicos de la bomba centrífuga (impulsor, difusor y eje), son transferidos a los cojinetes de soporte de empujes, por lo tanto, unas condiciones fuera del punto de mejor eficiencia ocasionan mayor desgaste en estas áreas. Es importante conocer estas dos condiciones durante la operación de la bomba producir el pozo por fuera de dichos rangos (En la **Figura 13** se muestra el rango operativo y las zonas de up y down thrust). Este tipo de falla se presentan muy a menudo en yacimientos que no están muy bien caracterizados y los parámetros de entrada para el diseño terminan siendo muy diferentes a la producción real del pozo. También es común cuando se trata de mantener la producción de un campo llevando los pozos a su máximo potencial (incluso por fuera del diseño de la bomba), entre otros factores. Más adelante en este capítulo se mostrarán los tipos de equipos diseñados para estas condiciones y en los anexos estarán los arboles de decisiones correspondientes.

✓ **Housing de la bomba**

Hace referencia al cuerpo o carcasa en la que se ensamblan todas las etapas de una bomba. En algunas condiciones de pozo, este componente puede sufrir corrosión, erosión e incluso roturas y holladuras por golpes con las paredes del revestimiento cuando se baja el equipo. Las empresas fabricantes han mejorado este componente modificando los materiales constituyentes.

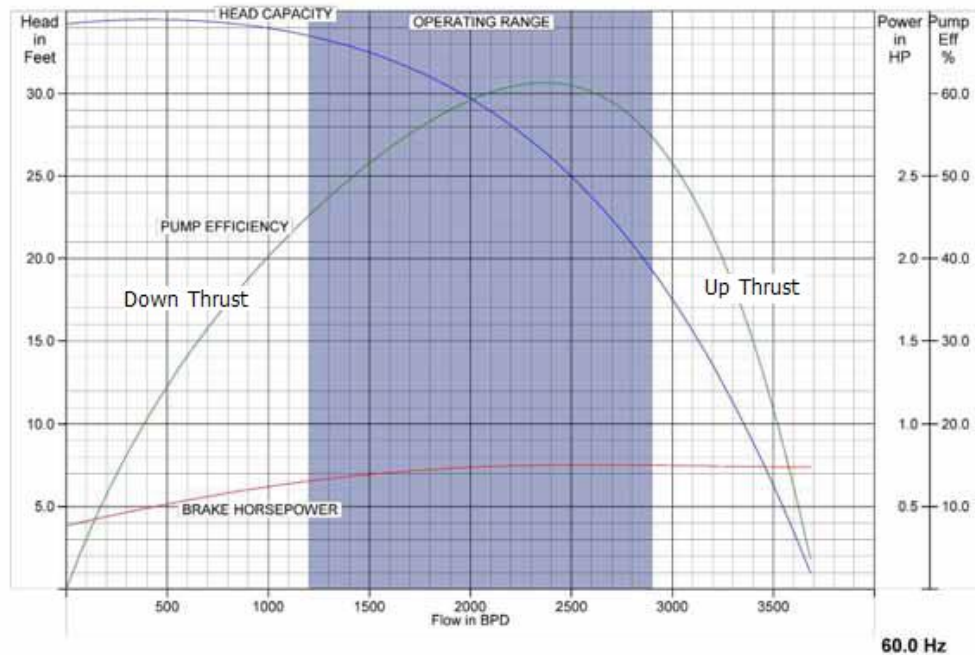


Figura 13. Curva de eficiencia de una bomba con Up y Down Thrust. Modificado de: (Baker Hughes, 2009)

4.1.2.2. Intake

Corresponde al punto de entrada del fluido a la bomba, este componente se ubica por debajo de las bombas y por encima de los sellos (ver **Figura 14**). Para los casos en los que se usa separador de gas; el intake se ubica por debajo de este. Es el componente más crítico en el sistema BES puesto que hay cambio en el área y en la velocidad del flujo del fluido. Adelante se nombrarán tipos de intake para condiciones adversas.



Figura 14. Fotografía de Intake. Tomado de: (Baker Hughes, 2009)

4.1.2.3. Sellos o Protectores

Los sellos conectan el eje del motor con el intake de la bomba, además de proveer un área para la expansión del aceite lubricante del motor; igualar la presión interna del sistema ESP con la del anular del pozo; aislar el aceite lubricante del motor para prevenir contaminación y soportar la carga y el empuje de las bombas. Estas funciones se describen:

- **Expansión:** el sello permite la contracción y expansión del aceite dieléctrico contenido en el anular entre el estator y el rotor del motor debido a las diferencias de temperatura entre el fluido de fondo y el aceite dieléctrico.
- **Igualar Presiones:** Igualar la presión interna con la del fluido en el anular ayuda a que el aceite dieléctrico no se escape más allá de las cámaras de los sellos y del motor. Esto impide también que los fluidos entren al motor y causen una falla prematura del aceite dieléctrico que finalmente podría generar una falla eléctrica del motor.
- **Aislamiento y soporte de carga descendente de la bomba:** Como se dijo anteriormente las primeras cámaras de los sellos evitan la contaminación del aceite dieléctrico del motor para mantener el aislamiento eléctrico. Los sellos soportan la carga descendente por medio de la expansión y compresión de fluido.

A través del tiempo se ha venido utilizando los protectores en diferentes configuraciones para cumplir con los requerimientos de las diferentes aplicaciones. Escoger una configuración inadecuada reducirá la vida útil (run life) del equipo. Los protectores tipo laberinto 66L y protectores de sello positivo tipo pre-llenados, de bolsa simple (PFBS) y de doble bolsa (PFDB) han sido usados exitosamente alrededor del mundo por décadas. Estos y algunas combinaciones de ellos se usan todavía en muchas partes.

El concepto de la tecnología de protectores modulares permite combinar múltiples secciones o cámaras, tanto de laberinto como de sello positivo, utilizando pocas

partes para ensamblar un protector con la combinación requerida para cada aplicación. Aunque los diseños anteriores aún están disponibles, el sistema modular se está volviendo más común. El sistema “modular” consiste en una cabeza, base, eje, sección de sello (tipo laberinto o bolsa) y un cojinete de empuje. En la **Figura 15**. Configuración de *un sello con sus componentes*. Tomado de: se muestra una configuración típica de un sello con cada uno de sus componentes.

En la **Figura 16**. Tipos de configuraciones para sellos de equipos BES, se observan algunas configuraciones posibles. Independientemente de cual configuración se escoja, las funciones del protector son esencialmente las mismas. La denominación del protector siempre comienza desde la cabeza y sigue hacia la base, se denomina de acuerdo a las cámaras de sello utilizadas y a la forma en que estas se conectan entre sí (por Ej: en “serie” o en “paralelo”). La “L” se utiliza para cámara tipo laberinto y la “B” para cámaras de tipo bolsa. En cuanto al tipo de conexión, la “P” significa en “PARALELO” y la “S” significa conexión en “SERIE”.

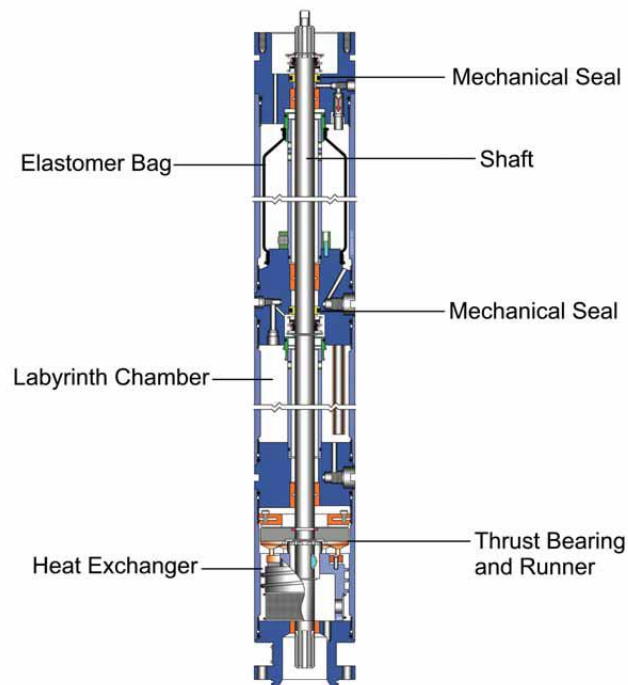
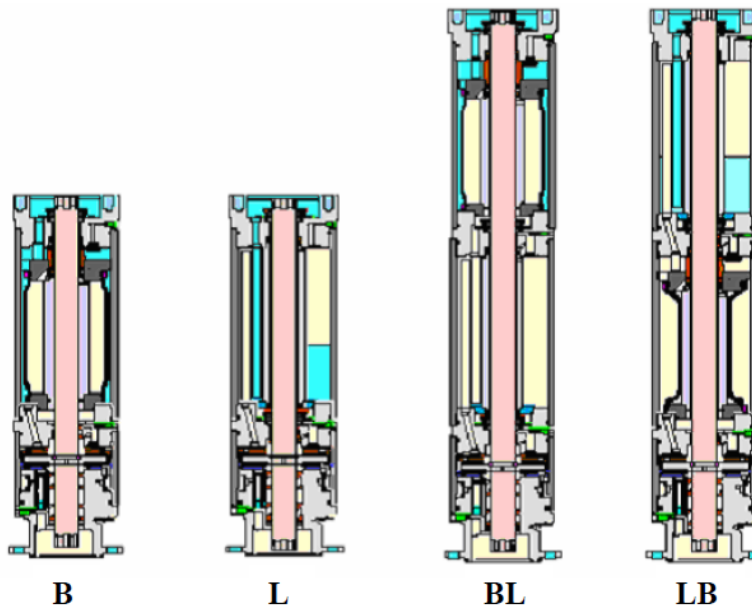


Figura 15. Configuración de un sello con sus componentes. Tomado de: (Baker Hughes, 2009)

4.1.2.4. Motores

El principal objeto del motor es convertir la energía eléctrica que va desde superficie en movimiento, para transmitir ese torque a su eje. El eje está conectado por medio de los sellos y el intake en imprime el giro a los impulsores de la bomba. La **Figura 17** muestra el diseño característico para un motor de nuestro campo en estudio. A continuación, describimos algunas prácticas sugeridas en el campo de aplicación:

- Velocidad alrededor de la parte externa del motor debe ser mínimo de 1 ft/seg, para lograr una adecuada refrigeración
- Ensamblar motores en serie para tener más potencia.
- Evitar sobrecalentamiento del motor por medio de la correcta selección y operación disminuye el riesgo de fallas.



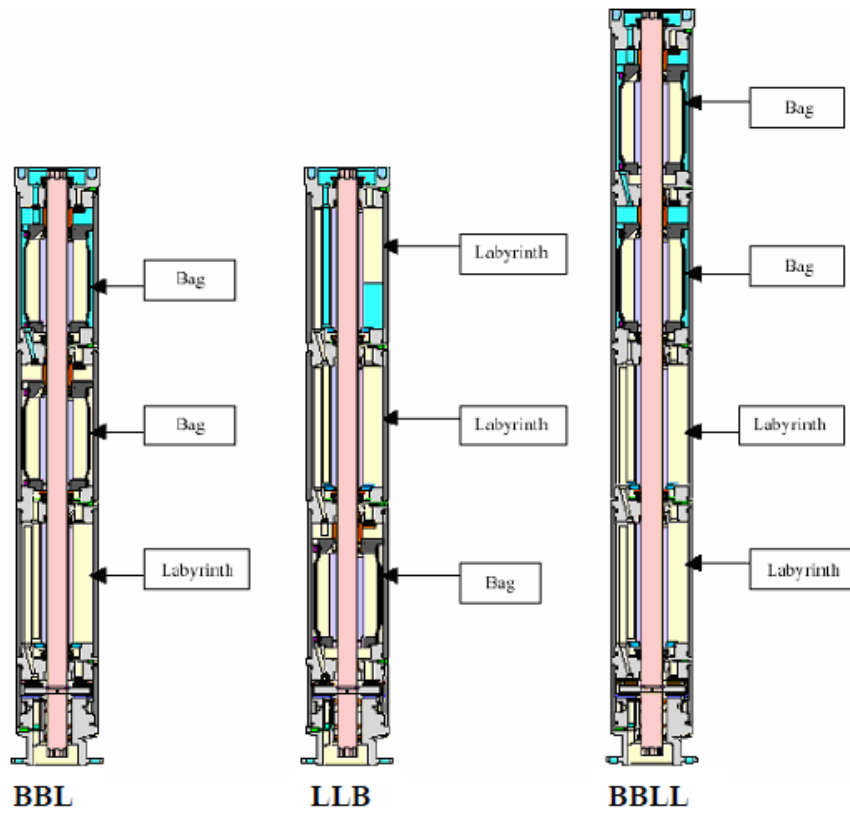


Figura 16. Tipos de configuraciones para sellos de equipos BES. Tomado de: (Martínez Martínez, 2004)

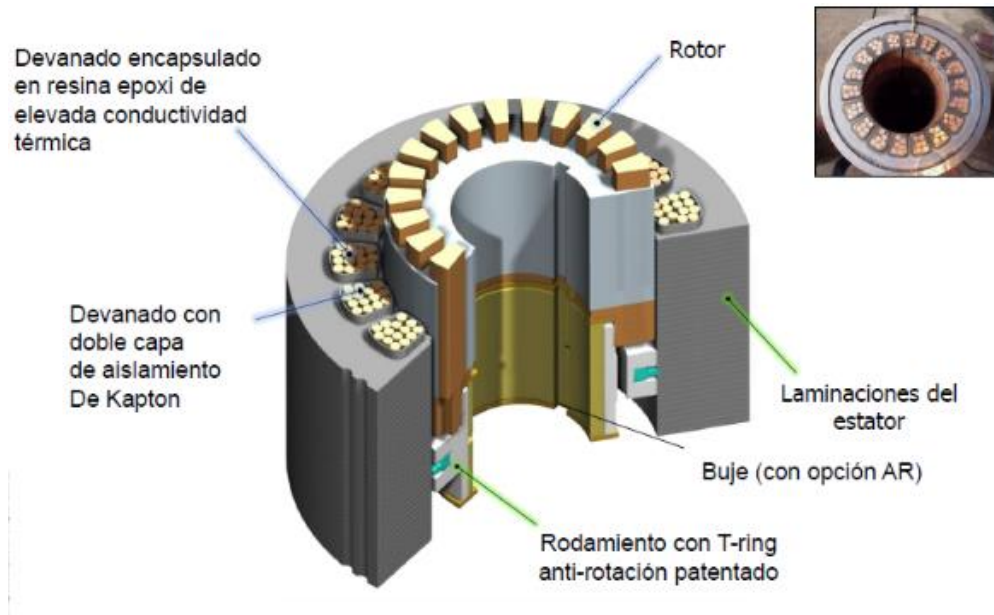


Figura 17. Diseño típico de un motor. Tomado de (Baker Hughes, 2009)

4.1.2.5. Sensor de Fondo

La función principal de este componente es; enviar datos a superficie para monitorear la condición y performance del sistema BES. Esto lo hace recolectando y transmitiendo los datos en una señal digital a través del cable de potencia. El monitoreo de parámetros mejora la vida del equipo y la decisión del proceso durante la operación. Los parámetros que puede controlar o monitorear son: Temperatura de admisión, presión de admisión, temperatura de motor, vibraciones, presión de descarga, fugas en la corriente, carga del motor. En el campo de estudio se cuenta con los siguientes tipos de sensores disponibles (ver **Tabla 11** Tipos de sensores disponibles en el campo de estudio.), los cuales se seleccionan dependiendo los parámetros a monitorear. Por ejemplo, el sensor Centinel 3 es el más básico y puede monitorear; presión de intake, temperatura de intake, temperatura de motor y corriente de fuga.

Tabla 11. **Tipos de sensores disponibles en el campo de estudio.**

Parámetros medidos	Tipo de Sensor		
	Centnel 3	Well Lift N	Well Lift H
Presión de Intake	SI	SI	SI
Temperatura de Intake	SI	SI	SI
Temperatura de Motor	SI	SI	SI
Corriente de Fuga	SI	SI	SI
Vibración	NO	SI	SI
Presión de Descarga	NO	NO	SI

4.2. METODOLOGÍA DE DISEÑO

4.2.1. Dimensionamiento de la bomba

Para realizar un apropiado diseño del equipo de bombeo electrosumergible, se debe contar con ciertos datos iniciales actuales que deben ser confiables, ya que de estos dependerán los resultados obtenidos. La importancia de cada uno de cada uno de los datos requeridos se comentará a continuación.

4.2.1.1. Tamaño, peso y profundidad de asentamiento del revestimiento:

Se debe conocer el tamaño del revestimiento y su diámetro interno para garantizar que la unidad de bombeo electrosumergible encaje dentro del revestimiento y nos permita realizar la mejor selección del equipo que se acomode a estas condiciones y cumpla con las exigencias de producción.

4.2.1.2. Profundidad de los intervalos perforados:

Se requiere conocer esta profundidad de los intervalos perforados para decidir en donde localizar el sistema de bombeo electrosumergible, teniendo en cuenta que el fluido del yacimiento es el encargado de refrigerar el motor. Si ubicamos nuestro sistema por debajo de este valor de profundidad, se deberá utilizar una instalación encamisada como se explicó con anterioridad, con el fin de que el fluido disipe el calor generado por el motor.

4.2.1.3. **Tamaño y Rosca de la tubería de producción:** El tamaño de la tubería de producción nos permite calcular la pérdida por fricción que debe ser incluida en el diseño. Con el tipo de rosca y el tamaño de los hilos se escogerá el adecuado tipo de rosca de las diferentes válvulas, acoples y cabeza de pozo.

4.2.1.4. **Gravedad API del aceite, Corte de agua y relación gas-petróleo (GOR):** Con estos valores podremos calcular la viscosidad del fluido a producir, valor que se requiere para realizar el diseño de nuestro sistema B.E.S.

4.2.1.5. **Gravedad específica de los líquidos y del gas que se van a producir:** Estos valores permiten calcular la potencia que se requiere para producir el fluido, el cual es una mezcla de agua, aceite y gas en determinado caso.

4.2.1.6. **Temperatura del fondo del pozo (BHT):** Nos brinda la pauta para conocer cuánto se puede refrigerar el motor con este fluido, así como también es un dato importante a la hora de seleccionar el tipo de cable que se utilizara en nuestro diseño.

4.2.1.7. **Índice de productividad o relación de desempeño de flujo (IPR):** Nos permite conocer la capacidad de producción que tiene el pozo al generar una caída de presión, este índice IPR garantizará que la unidad no quede sobre ni bajo diseñada.

4.2.1.8. **Presión en cabeza del pozo (THP):** Se requiere para garantizar que el fluido de producción llegue hasta la estación de recolección o batería, este valor se incluye en los cálculos de la carga dinámica total en [Pies] (TDH).

4.2.1.9. **Nivel de sumergencia deseado y presión de entrada a la bomba (PIP) deseada:** Se utiliza para determinar la profundidad de asentamiento de la bomba, puesto que a veces no se requiere que sea sumergida hasta el valor máximo, permitiendo ahorrar el uso innecesario de tubería de producción y de cable el cual es uno de los componentes más costosos del sistema B.E.S.

4.2.1.10. **Voltajes disponibles en superficie:** Es importante conocer el voltaje o potencia disponible para evitar que por una fuente errada de potencia se genere daño en cualquiera de los componentes eléctricos y también llegar a limitar el sistema por no poder someterlo a cargas eléctricas superiores.

4.2.2. **PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL SISTEMA BES**

Los pasos que se enunciarán a continuación corresponden a una recopilación bibliográfica para el diseño de sistemas BES, por lo tanto, solo constituyen una metodología que se puede emplear y está relacionada con el campo en estudio.

4.2.2.1. **Recopilación de Datos**

✓ **Estado mecánico**

- Diámetro del revestimiento.
- Diámetro de la tubería de producción y características.
- Intervalos abiertos (perforaciones)

✓ **Datos de producción actuales**

- Relación gas-aceite (GOR)
- Profundidad del punto medio de perforaciones (MPP)
- Presión en cabeza (THP Y CHP)
- Temperatura de fondo del pozo (BHT)
- Presión estática del pozo @ nivel de referencia.
- Presión en el revestimiento
- Corte de agua

- Rata de producción

✓ **Datos de producción proyectados**

- La proyección de producción depende directamente del yacimiento y lo suministra el grupo de ingeniería de yacimientos de cada compañía operadora incluyendo los siguientes datos.
- Nivel de sumergencia de la bomba
- Presión estática del pozo al nivel de referencia.
- Relación gas-aceite (GOR)
- Presiones en cabeza (THP y CHP)
- Temperatura en fondo (BHT)
- Corte de agua

✓ **Datos del fluido a producir**

- Viscosidad del aceite (μ_o)
- Gravedad API del aceite
- Gravedad específica del agua (SG_w)
- Gravedad específica del gas (SG_g)
- Presión de burbuja del aceite (P_b)

✓ **Potenciales problemas**

- Depositación de parafinas
- Corrosión
- Producción de arena y erosión de equipos
- Variaciones en el aporte o producción del yacimiento
- Efecto de pozos inyectoros
- Variabilidad en el sistema de suministro eléctrico
- Formación de escamas

✓ **Potenciales problemas**

- Depositación de parafinas
- Corrosión
- Producción de arena y erosión de equipos
- Variaciones en el aporte o producción del yacimiento
- Efecto de pozos inyectoros
- Variabilidad en el sistema de suministro eléctrico
- Formación de escamas

4.2.2.2. **Capacidad de producción**

Se debe determinar la productividad del pozo a la profundidad de la bomba o determinar la profundidad de asentamiento de la bomba a una rata de producción deseada.

También hay que predecir el comportamiento del pozo, dependiendo si se usa el índice de productividad (PI), o la relación de desempeño de flujo de Vogel (IPR) según sea el tipo de yacimiento.

4.2.2.3. **Cálculos de gas**

Para tener certeza si se debe instalar algún accesorio para manejo del gas se debe calcular la cantidad de gas presente en la entrada a la bomba (intake), debido a que la presencia de gas hace que la presión y la densidad del fluido varíen constantemente dentro del sistema.

En casos en los cuales no se conoce con certeza la relación gas-aceite se pueden usar correlaciones una de las más útiles y aplicadas son las de Standings que sirven para determinar la relación gas-aceite y el factor volumétrico de formación:

- ✓ **Relación gas-aceite en solución**

$$R_s = SG_g \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125*API}}{10^{0.00091*T(^{\circ}F)}} \right)^{1.2048}$$

Ecuación 1

Dónde: SG_g = Gravedad específica del gas
P_b = Presión de burbuja [psi]
T = Temperatura de fondo del pozo [°F]

✓ **Factor volumétrico de formación del aceite**

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175}$$

Ecuación 2

Donde:

$$F = R_s \left(\frac{SG_g}{SG_o} \right)^{0.5} + 1.25T$$

Ecuación 3

T = Temperatura de fondo, [°F]
SG_g = Gravedad específica del gas
SG_o = Gravedad específica del aceite

✓ **Factor volumétrico de formación del gas**

$$B_g = 5.04 \frac{ZT}{P}$$

Ecuación 4

Dónde: Z = Factor de compresibilidad del gas (0.81 a 0.91)
T = Temperatura del fondo del pozo [R] (R=460 +F)
P = Presión de sumergencia [psi]

Se puede determinar el volumen de agua y de gas libre a partir de datos de producción cuando se conoce la relación gas-aceite (GOR) usando las siguientes ecuaciones:

$$Gas\ total = \frac{GOR * BOPD}{1,000} [MCF]$$

Ecuación 5

El gas en solución a la profundidad de asentamiento puede determinarse mediante la siguiente expresión:

$$Gas\ en\ solución = \frac{R_s * BOPD}{1,000} [MCF].$$

Ecuación 6

La ecuación siguiente permite calcular el gas libre que pasa a través de la entrada a la bomba:

$$Gas\ Libre = Gas\ total - Gas\ en\ solución$$

Ecuación 7

Para el cálculo del volumen de aceite, de agua y de gas a la profundidad de asentamiento de la bomba se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$V_o = BOPD * B_o$$

Ecuación 8

$$V_g = \text{Gas Libre} * B_g$$

Ecuación 9

$$V_w = BWPD * B_w$$

Ecuación 10

Cuando se realiza un diseño de un sistema de bombeo electro sumergible se recomienda que el porcentaje de gas libre que pasa a través de la bomba no sea superior al 10%. Este porcentaje se puede calcular de la siguiente forma:

$$\% \text{ Gas Libre} = \frac{\text{Gas Libre}}{V_o + V_w + V_g} * 100$$

Ecuación 11

Cuando el porcentaje de gas libre es mayor al 10%, es indispensable instalar un separador de gas a cambio de la sección de entrada a la bomba estándar (intake), el cual va ubicado en la misma posición que iría la sección de entrada.

4.2.2.4. Cálculo de la cabeza dinámica total en [Pies] (TDH)

Este valor corresponde a la cabeza que la bomba debe vencer para que el fluido llegue a superficie y en general la ecuación para calcularla es la siguiente:

$$TDH = LNV + Pf + THP$$

Ecuación 12

Dónde: LNV = Es el levantamiento neto vertical y es la cabeza en [Pies] que requiere levantar la bomba desde el nivel dinámico de fluido.

Pf = Pérdidas por fricción en la tubería y demás accesorios.

THP = Cabeza requerida para que el fluido entre al sistema de superficie y llegue hasta la estación de recolección o batería.

4.2.2.5. **Seleccionar el tipo de bomba**

Utilizando los catálogos con los que se cuenta en el campo de estudio, con el caudal deseado o de diseño y la cabeza dinámica total en [Pies] calculada, se podrá seleccionar el tipo de bomba que tendrá la más alta eficiencia para producir dicho caudal dentro de un rango de bombas que podrían realizar éste trabajo.

4.2.2.6. **Seleccionar el tipo de bomba**

Con la ayuda del catálogo, se debe seleccionar el número de etapas, tamaño óptimo del motor y sello, así como verificar las limitaciones del equipo.

$$\text{Total de etapas} = \frac{\text{TDH}}{\text{Cabeza por etapas}}$$

Ecuación 13

Para calcular la potencia requerida de la bomba seleccionada se utiliza la siguiente ecuación, tomando de las curvas de desempeño por etapa la potencia requerida por etapa de la bomba seleccionada:

$$HP = [\text{Etapas totales}] * [HP \text{ por etapa}]$$

Ecuación 14

Se debe tener especial cuidado al seleccionar el protector o sello del sistema, se recomienda usar como guía o referencia la tabla de aplicaciones de configuración del protector que se encuentra en el segundo informe o segundo capítulo de éste documento en la sección de aplicaciones del protector.

4.2.2.7. **Selección del cable de potencia**

El cable de potencia debe ser seleccionado en cuanto a tipo, tamaño y longitud de acuerdo a las condiciones pozo. Estos criterios se encontrarán en los anexos del presente trabajo.

El tamaño del cable está relacionado con la caída de voltaje, el amperaje, el clearance (espacio anular libre), la desviación e inclinación del pozo y la disponibilidad de cable a la hora de la intervención.

La composición total del fluido (agua, aceite y gas) y la temperatura son condiciones que afectan directamente la selección del tipo de cable que se va a usar, o mejor del tipo de armadura que debe tener éste para enfrentar las condiciones de operación; ya sea por temperatura o por ambiente corrosivo.

La longitud del cable a usar la determina la profundidad de asentamiento de la bomba. Generalmente en el campo de este estudio se adicionan 30 o 40 [Pies] más de cable, los cuales se usan para conectar el equipo de subsuelo con el equipo eléctrico de superficie. Otra buena práctica que se ha implementado con el fin de reducir costos es reusar el cable en diferentes intervenciones después de inspeccionarlo visual y eléctricamente.

4.2.2.8. **Determinación de la capacidad del equipo eléctrico**

Para seleccionar el variador y transformadores que serán usados, es necesario calcular la potencia eléctrica que requieren estos equipos con el fin de escoger el que mejor se ajuste a las condiciones de operación del equipo de subsuelo.

La potencia eléctrica se mide en Kilovoltio-Amperio y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$KVA = \frac{V_s * Amp * \sqrt{3}}{1,000}$$

Ecuación 15

Donde:

V_s = Voltaje en superficie

Amp = Amperaje nominal del motor

El voltaje en superficie se calcula conociendo el voltaje de operación del motor y las pérdidas en el cable con la siguiente ecuación:

$$V_s = V_{ope} + \text{Pérdidas en el cable}$$

Ecuación 16

Dónde: las pérdidas en el cable se obtienen con la figura de caída de voltaje en el cable que se encuentra en la **Figura 18** de éste documento en la sección de aplicación del cable de potencia; y el voltaje de operación a la frecuencia de trabajo del equipo se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_{ope} = \frac{Hz}{60} * V_{nominal}$$

Ecuación 17

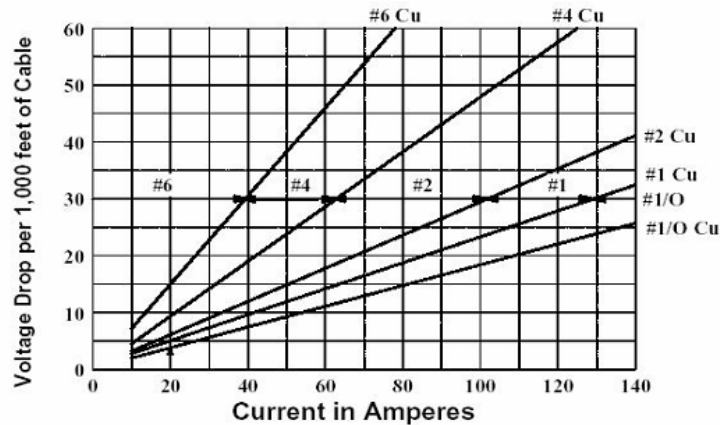


Figura 18. Caída de Voltaje en el cable de potencia. Tomado de: (Martinez Martinez, 2004)

4.2.2.9. Variador de Frecuencia VSD.

Los efectos de variación de frecuencia pueden verse al elaborar las curvas de capacidad a diferentes frecuencias basados en la curva de comportamiento a 60 Hertz. Las ecuaciones usadas para tal fin son las siguientes y se conocen como leyes de afinidad de las bombas centrífugas. En la **Figura 19**. Curva de eficiencia para distintas frecuencias de la bomba GC4100 de Centrilift. Tomado de: se muestra el comportamiento de la curva de eficiencia de una bomba usada en el campo de estudio (bomba Centrilift GC4100) para diferentes frecuencias.

$$\frac{\text{Nueva tasa}}{\text{Tasa a 60 Hz}} = \frac{\text{Nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}}$$

Ecuación 18

$$\frac{\text{Nueva tasa}}{\text{Tasa a 60 Hz}} = \left[\frac{\text{Nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \right]^2$$

Ecuación 19

$$\frac{\text{Nueva tasa}}{\text{Tasa a 60 Hz}} = \left[\frac{\text{Nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \right]^3$$

Ecuación 20

Esta metodología será empleada para el diseño de un sistema en un archivo dinámico de Excel que se encontrará como anexo del presente trabajo. Cabe destacar que los datos de entrada para el diseño son los relacionados con el campo de estudio que se ha tomado como referencia.

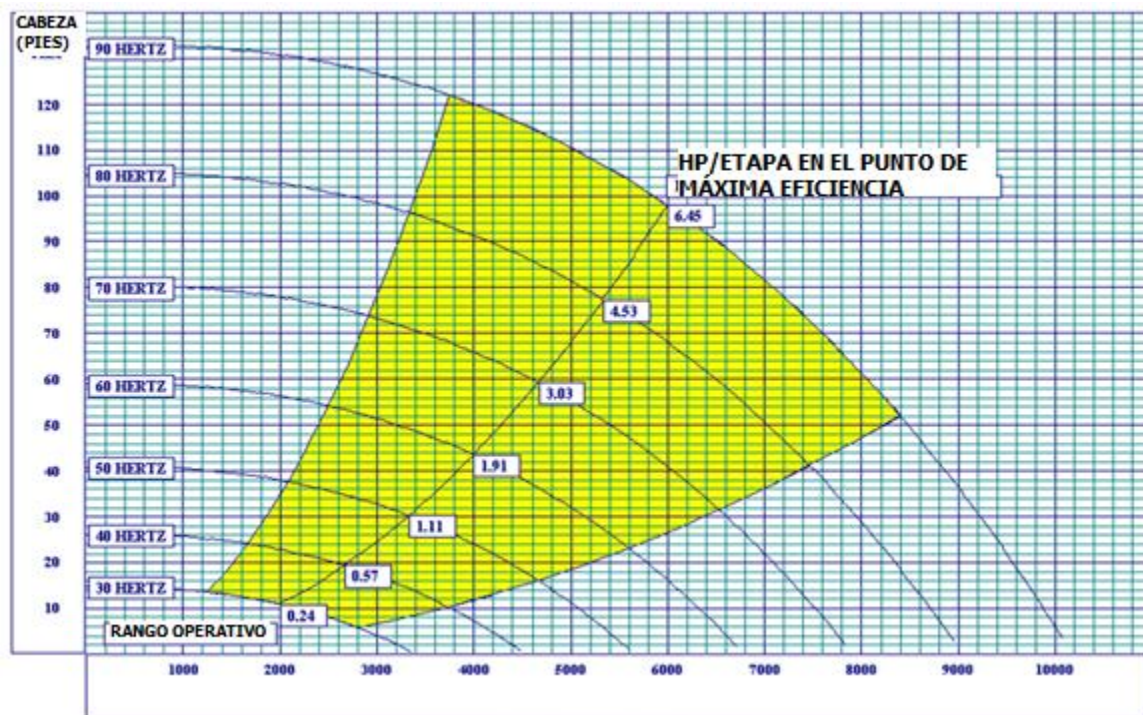


Figura 19. Curva de eficiencia para distintas frecuencias de la bomba GC4100 de Centrilift. Tomado de: (Baker Hughes, 2009)

5. Matriz de recomendaciones y condiciones del campo en estudio

La experiencia en el campo de aplicación da como resultado una serie de condiciones que se tienen en cuenta para el mejor performance de los equipos, en este estudio se documentan para representen una guía o modelo para tener en cuenta. Las tablas siguientes **Tabla 12** y **Tabla 13** muestran las recomendaciones para el mejor desempeño de los equipos dadas las condiciones y resumen histórico de fallas en el campo. De igual manera como anexo a esta monografía se desarrolló un archivo dinámico para plasmar un diseño a partir de las recomendaciones mencionadas y un árbol de decisión para la velocidad de corrida recomendada de acuerdo a la desviación del pozo.

Tabla 12. Recomendaciones prácticas para instalación y sistemas BES (parámetros limitantes)

Parámetros Limitantes	Valor	Unidad	Comentarios
Sumergencia mínima operativa	300	pie	Mínima sumergencia en condiciones iniciales, finales o máximas
Sumergencia mínima a tasas máximas	150	pie	En tasas máximas, limitar sumergencia a 150 ft
Cable recomendado	AWG#2	-	Se recomienda cable #1 para motores con corriente mayor a 70 Amp
Sello recomendado	513 o 538	-	Si la carga del sello 513 es mayor a 70%, seleccionar sello SP1
	513 o 538	-	Si la inclinación es superior a 30° usar sello SP1
Carga máxima del eje del sello	90	%	Carga máxima aceptable en el eje del sello
Frecuencias de operación	37	Hertz	Frecuencia mínima de operación de VSD
	65	Hertz	Frecuencia máxima de operación de VSD
Velocidad de fluido en casing	1	pie/seg	Velocidad mínima recomendable. No es crítica si la temperatura del motor es menor a 300°F
	12	pie/seg	Velocidad máxima para evitar erosión en casing y equipos
Temperatura de motor	375	°F	Temperatura máxima del motor Vanguard

Tabla 13. Recomendaciones prácticas para instalación y sistemas BES

Recomendaciones	
Parámetros	Consideraciones
Casing 7"	En lo posible usar equipos de longitud menor a 100 ft
Aceite de motor y sellos	Usar basado en alertas de temperatura
Rugosidad de casing y tubería	Valor recomendado para diseño: 0.00313 in
Profundidad de asentamiento mínima	Por lo menos 20 ft por encima de perforados
Dog leg	Instalar todos los equipos en zonas con DLS<1.0
Presión estática	Usar el valor de acuerdo a los datos de yacimiento
Pozo con sand control	Usar equipos SSD en pozos con sand control
Pozos con gas	Siempre instalar sensor y capilar para inyección
Tasas de producción variable	Instalar bombas FLEXPump

6. ARBOLES DE DECISIÓN PARA INSTALACIÓN Y CORRIDAS DE SISTEMAS BES

De acuerdo a las recomendaciones y condiciones del campo en estudio que fueron presentadas en el apartado anterior se elaboraron arboles de decisión para la instalación de sistemas BES, teniendo en cuenta el catálogo de equipos y accesorios disponibles en dicho campo. (Para conocer estos catálogos; ver Anexo 2).

Todos los arboles de decisión que se plantearon se encuentran en el archivo adjunto: **Árbol de decisión instalación y corridas BES.xls**

7. CONCLUSIONES

- Conocer cada uno de los componentes del sistema BES, así como su funcionamiento es vital a la hora de dimensionar y diseñar los equipos, así como también para conocer las limitantes operativas. Las fallas eléctricas representan la principal falla reportada en la literatura, de hasta un 36 [%]. Otras fallas encontradas en la literatura obedecen a: Taponamiento de la Bomba-BES, daño en el Cable-BES y Corrosión en el Motor-BES.
- Mediante el coeficiente de variación, de manera cuantitativa, se predice la influencia de las variables de yacimiento, y fluidos evaluadas en el estudio. Así, entre menor sea el Corte de agua, el GOR y la temperatura, se tendrá mayor producción de aceite, de hasta el doble (1.89 [decimal]) con respecto al caso base, y esta descenderá a medida que la presión estática disminuya. Caso contrario, con la gravedad API.
- Implementar sistemas BES, en condiciones límites de diseño, trae consigo un mal funcionamiento, de hasta 0.89 de su desempeño, en comparación con el caso base evaluado.
- El monitoreo y seguimiento a la falla de los equipos en campo a lo largo del tiempo permite crear matrices de desempeño y recomendaciones prácticas para mejorar las condiciones operativas de los equipos en el futuro y seleccionar aquellos que han mostrado un mejor comportamiento.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda tener en cuenta los mecanismos de falla más recurrentes (Taponamiento de la bomba por gas, contaminación del sello, daño en el cable de potencia, corrosión en el motor, erosión en los alaveses de la bomba) a la hora de diseñar y escoger el tipo de equipo a instalar. Para el campo estudiado específicamente se recomienda:

- Instalar bombas SSD (diseñadas para condiciones de extrema erosión) en pozos con historia de producción de arena mayor a 50 ppm y que tengan limpiezas de arena en su historia de intervenciones.
- Instalar capilar de inyección de químicos motores ferríticos y sensor Centinel 3 en pozos con producción de gas.
- Instalar sellos en serie tipo BBL (Bolsa-Bolsa-Laberinto) en pozos con inclinación mayor a 30° (30 grados de inclinación)

Adicionalmente al momento de la corrida del equipo electrosumergible se debe evitar la instalación por debajo de las perforaciones, evitar velocidades de corrida mayores a 4 juntas por hora para pozos con azimut mayor a 30° y equipos de longitud mayor a 80 pies.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar, L. J. (2014). *Estudio de confiabilidad en los equipos de bombeo electrosumergible, mediante análisis de fallas en los bloques 14 y 17*. Quito: UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR. Facultad de Ingeniería en geología, minas, petróleos y ambiental.
- Arutunoff, A. (1926). *Electrically Driven Pump*. US Patent 1,610,726.
- Ayala, J. (2013). *Estudio de confiabilidad del sistema de bombeo electrosumergible aplicado a un campo de producción de petróleo en Colombia*. Bucaramanga, Santander: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Facultad de Fisico-Química.
- Bacón, F. (2010). *Estudio del sistema de bombeo electrosumergible, del campo lago agrío, mediante el software Subpump 7.0*. Quito: UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL. Facultad de ciencias de la Ingeniería.
- Baker Hughes. (2009). *Submersible Pump Handbook*.
- Barrios, L. (2007). *Visualization and Modeling of Multiphase Performance Inside an ESP*. University of Tulsa.
- Beckwith, R. (2015). *Legends of Artificial Lift*. Journal of Petroleum Technology.
- Bortolin, L., & Uzcategui, E. (1992). *New Experience with electrical Submersible pumps in Heavy Oil Crude*. Society Petroleum Engineers, SPE 23707.
- Bunnelle, P. R. (1975). *Liquid-Gas Separator Unit*. US Patent 3,887,342.
- Cirilo, R. (1998). *Air-water flow through electric submersible pumps*. University of Tulsa.
- Divine, D. L. (1979). *A Variable Speed Submersible Pumping System*. Las Vegas: SPE 8241.
- Duran, J. (2003). *Pressure Effects on ESP stages air-water performance*. The University of Tulsa.
- Electronic, F. (15 de 04 de 2016). *Frankil Electronic*. Obtenido de <https://franklinlinkmx.files.wordpress.com>

- Engineering. (13 de 03 de 2016). *Artificial lift methods comparisons*. Obtenido de <http://goo.gl/TJzgjT>
- Estevan, V. (2002). *A Phenomenological Analysis about Centrifugal Pump in Two-Phase flow Operation*. Universidade Estadual de Campinas.
- Gamboa, J. (2008). *Prediction of the transition in two-phase performance of an electrical submersible pump*.
- Garcia, E. L., Gonzalez, J. S., Torales, F. L., Campos, I. M., Gonzalez, F. J., Gonzalez, J. R., & Tapia, R. (2015). *Electric Submersible Pumping, First Application in a Mature Field in Mexico, Using the unconventional technology with synchronous permanent magnet motor (PMM) + Power Save pump*. SPE 173966-MS.
- Institute American Petroleum. (1961). *History of Petroleum Engineering*. Dallas, Texas.
- Kim, J. H. (1983). *Perspective of Two-phase flow pump modeling for nuclear reactor safety analysis*. ASME.
- Machete, E. (2007). *Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial BES y BM utilizados en el campo caño limon*. Bucaramangas, Santander: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Facultad de Fisico-química.
- Machete, E. (2007). *Analisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico VSH2 utilizados en el campo Caño Limón*. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander.
- Martinez Martinez, R. D. (2004). *DESCRIPCION, DISEÑO Y MONITOREO DE UNA UNIDAD DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System*. Universidad Industrial de Santander.
- Morrison, G., Pirouspanah, S., & Kirland, K. (2014). *Performance Evaluation of a Multiphase Electric Submersible Pump*. Texas, USA: OTC-25080-MS.

- OECD-DAC. (30 de Junio de 2016). *Glosario de los principales términos sobre evaluación y gestión basada en resultados*. Obtenido de <http://www.oecd.org/dataoecd/29/21/2754804.pdf>
- Omega, B. (15 de 04 de 2016). *Bombas Omega*. Obtenido de <http://www.bombasomega.com/>
- Pascual, W., Crumley, A., Chuck, N., & Brady, J. (1983). *Development of High Temperature Electric Sumersible Pump*. California, E.E.U.U: SPE 11736.
- Pertuz Sierra, G. A. (2005). *EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE LA UTILIZACION DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES ORITO DE ECOPETROL S.A.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Pessoa, R. (1999). *Tapered Pump Experimental Tests With Light and Heavy Oil in PDV INTEVEP Field Laboratory*. SPE.
- Petruz, G. (2005). *Evaluación tecnico-economica de la utilización de bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial en los campos de la superintendencia de operaciones Orito de ecopetrol S.A.* Bucaramanga, Santander: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Facultad de ingenierías fisico-químicas.
- Pettigrew, D., & Ling, D. (2004). *Production Performance Evaluation of 2000 Horsepower Oilwell ESP System for 30,000 BFPD Production Capability*. Houston, Texas: ESP Workshop.
- PMOinformatica. (30 de Junio de 2016). *PMOinformatica*. Obtenido de <http://www.pmoinformatica.com/p/acerca-de-este-blog.html>
- Romero, M. (1999). *An Evaluation of an Electric Submersible Pumping System for High GOR Wells*. University of Tulsa.
- Rui, P. (2001). *Experimental Investigation of Two-Phase Flow Performance of Electrical Submersible Pump Stages*. SPE.
- Sachdeva, R. (1988). *Two-phase flow through electric submersible pumps*. The University of Tulsa.

- Sevillano, E. (2015). *Análisis de falla del sistema de bombeo electrosumergible en la superintendencia Castilla-Chichimene de Ecopetrol en 2012*. Bucaramanga, Santander: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Facultad de Fisico-Química.
- Sevillano, J. (2015). *Análisis de Falla del sistema de bombeo electrosumergible en la superintendencia Castilla-Chichimene de Ecopetrol en 2012*. Monografía Esp. en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander.
- Stephens, R., Loveland, K., Whitlow, R., & Melvan, J. (1996). *Lessons Learned on Coiled Tubing Completions*. Anchorage: SPE 35590.
- SubPUMP. (2009). *Análisis y Diseño de Bombas Sumergibles. Manual Técnico de Referencia*.
- Takacs, G. (2009). *Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance*. Elsevier.
- Taylor, D. F. (1979). *Cable Suspended Submersible Pumps and their Related Operational*. Oklahoma: SPE 7811.
- Vargas, E. (2008). *Método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible (BES)*. Venezuela.
- Way, A., & Hewtt, M. (1981). *Electrical submersible pumps for the Montrose Field- Their application and pos operational Experience*. Society Petroleum Engineer, SPE 10388.1.
- Zhou, D. (2010). *Simple model of electric submersible pump in gassy well*. Journal of petroleum science & engineering.

ANEXOS

Anexo A DATA DE SIMULACIÓN PARA EL ANÁLISIS PARAMÉTRICO

Presión Estática [Psia]	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)
	API=10	API=20	API=36.83	API=40	API=45
1000	-	-	-	-	-
1500	-	-	-	-	-
2260	9788.5719	10316.6205	10981.9787	11084.74	11225.2343
3000	18080.2376	18428.6305	18888.3903	18974.0507	19075.7226
3500	22301.9905	22606.0814	23036.4454	23108.702	23216.2191
4650	29753.0883	30038.4681	30446.3695	30514.8473	30617.7711

Presión Estática [Psia]	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)
	API=10	API=20	API=36.83	API=40	API=45
1000	-	-	-	-	-
1500	-	-	-	-	-
2260	2936.5716	3094.9861	3294.5936	3325.422	3367.5703
3000	5424.0713	5528.5892	5666.5171	5692.2152	5722.7168
3500	6690.5972	6781.8244	6910.9336	6932.6106	6964.8657
4650	8925.9265	9011.5404	9133.9108	9154.4542	9185.3313

Presión Estática [Psia]	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)
	WCUT=50 %	WCUT=60 %	WCUT=70 %	WCUT=80 %	WCUT=90 %
1000	-	-	-	-	-
1500	-	-	-	-	-
2260	12473.7695	11899.9296	10981.9787	9987.3119	9561.5723
3000	18879.1641	18913.4867	18888.3903	18826.0603	18945.821
3500	22724.7941	22880.6907	23036.4454	23194.6321	23437.1716
4650	30073.3151	30277.2669	30446.3695	30568.0575	30589.2678

Presión Estática [Psia]	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)
	WCUT=50 %	WCUT=60 %	WCUT=70 %	WCUT=80 %	WCUT=90 %
1000	-	-	-	-	-
1500	-	-	-	-	-
2260	6236.8848	4759.9718	3294.5936	1997.4624	956.1572
3000	9439.5821	7565.3947	5666.5171	3765.2121	1894.5821
3500	11362.3971	9152.2763	6910.9336	4638.9264	2343.7172
4650	15036.6576	12110.9067	9133.9108	6113.6115	3058.9268

Presión Estática [Psia]	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)
	GOR=100 scf/sbbl	GOR=500 scf/sbbl	GOR=892 scf/sbbl	GOR=1200 scf/sbbl
1000	-	-	-	-
1500	-	-	-	-
2260	15367.6528	10736.5169	10981.9787	12116.514
3000	21512.2801	19897.7531	18888.3903	18159.0935
3500	24801.7669	24396.4799	23036.4454	22018.1925
4650	31112.4004	30991.9967	30446.3695	29606.1662

Presión Estática [Psia]	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)
	GOR=100 scf/sbbl	GOR=500 scf/sbbl	GOR=892 scf/sbbl	GOR=1200 scf/sbbl
1000	-	-	-	-
1500	-	-	-	-
2260	4610.2958	3220.9551	3294.5936	3634.9542
3000	6453.684	5969.3259	5666.5171	5447.7281
3500	7440.5301	7318.944	6910.9336	6605.4578
4650	9333.7201	9297.599	9133.9108	8881.8499

Presión Estática [Psia]	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)	Caudal de Líquido (STB/d)
	TEMP=100 F	TEMP=150 F	TEMP=210 F	TEMP=300 F	TEMP=450 F	TEMP=500 F
1000	-	-	-	-	-	-
1500	-	-	-	-	-	-
2260	9967.2193	10288.3298	10981.9787	11979.4707	12976.9392	13101.2027
3000	19192.3753	19083.6621	18888.3903	18393.9745	18377.2246	18327.6446
3500	23485.774	23256.0707	23036.4454	22613.6748	21625.5299	21496.4307
4650	30830.7291	30717.9725	30446.3695	29970.268	29153.4904	28825.1578

Presión Estática [Psia]	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)	Caudal de Aceíte (STB/d)
	TEMP=100 F	TEMP=150 F	TEMP=210 F	TEMP=300 F	TEMP=450 F	TEMP=500 F
1000	-	-	-	-	-	-
1500	-	-	-	-	-	-
2260	2990.1658	3086.499	3295	3593.8412	3893.0818	3930.3608
3000	5757.7126	5725.0986	5667	5518.1924	5513.1674	5498.2934
3500	7045.7322	6976.8212	6911	6784.1024	6487.659	6448.9292
4650	9249.2187	9215.3918	9134	8991.0804	8746.0471	8647.5473

Anexo B CATALOGO DE EQUIPOS Y ACCESORIOS PARA EL CAMPO DE ESTUDIO

Bombas			
FlexPump Series			
<p>Estas bombas tienen un rango operacional más amplio, lo que permite adaptarse a las condiciones dinámicas del pozo. Son diseñadas para pozos con alto GOR, alto corte de agua y presencia de sólidos. Se pueden usar en pozos desviados y horizontales. A continuación se citan las bombas disponibles.</p>			
Bomba	Mínima tasa (BPD)	Máxima tasa (BPD)	Casing OD (in)
400FLEXPump3.2	50	500	7"
400FLEXPump10	275	1700	7"
400FLEXPump17.5	500	2600	7"
400FLEXPump31	1200	4000	7"
538FLEXPump47	2400	6000	9-5/8"
538FLEXPump80	3500	10500	9-5/8"
Superior Performance Series Pumps			
<p>Son equipos convencionales diseñados para operar en condiciones abrasivas leves y moderadas (producción de arena menor a 20 ppm), pueden manejar altos cortes de agua, pero no gran contenido de sólidos. En el campo de estudio se tienen bombas SND (Stabilized Normal Duty), los cuales son equipos estándar.</p>			
Xtreme Performance Series Pumps			
<p>Diseñadas específicamente para aplicaciones con severas y extremas condiciones abrasivas. Estas bombas resisten la acumulación de escamas y evitan el desgaste del alavés por sólidos abrasivos en el fluido. Para el campo de estudio se dispone de bombas SSD (Stabilized Severe Duty) y SXD (Stabilized Xtreme Duty), los cuales se instalan cuando se tienen condiciones severas y extremas de erosión y corrosión.</p>			

Motores
Superior Performance (SP™) Series Motors
Son motores convencionales que permiten un buen desempeño en pozos con tasas menores a 10,000 BPD y condiciones de leve abrasividad y/o producción de sólidos.
Xtreme Performance (XP™) Series Motors
Estos motores incorporan la tecnología Vanguard, son los motores con mayor run life. A diferencia de los motores de la serie SP, estos tienen capacidad de manejar mayor carga y operar en ambientes de alta temperatura, abrasividad y con incorporaciones de material ferrítico en ambientes corrosivos. En el campo se tienen motores serie 450XP para pozos de 7" y motores serie 562XP para pozos de 9-5/8". Pueden manejar caudales de hasta más de 10,000 BPD

Sellos

En el campo de estudio se cuenta con sellos Serie 538 SP1, las configuraciones comunes son dos sellos en tandem con tres cámaras cada uno. Estos sellos abarcan temperaturas desde 250°F hasta 325°F. Se pueden emplear en pozos de 7" y 9-5/8". Tienen la ventaja de que pueden venir prellenados, lo cual disminuye el tiempo de rig.

Accesorios

HANGER PACK OFF		
Referencia	Aplicaciones	Proveedor
Hanger Pack off Convencional	Pozos sin producción de gas y nivel estático mayor a 2,000 ft	N/A
P-5000 Model 1	Pozos en zona con riesgo de seguridad, producción de gas, soporta presión en cabeza hasta de 5,000 psi. Recomendable para completamientos iniciales. Para pozos de casing de 9-5/8"	QCI
P-3000 2F	Pozos en zona con riesgo de seguridad, producción de gas, soporta presión en cabeza hasta de 3,000 psi. Recomendable para intervenciones posteriores al Completamiento inicial. Para pozos de casing de 7"	QCI
Metal-Lok™ Wellhead Penetrator	Soportan hasta 300 °F y 5,000 psi. Representan ahorros en el tiempo de rig. Pozos de 7" y 9-5/8"	BIW

Captor Penetrator System	Soportan hasta 300 °F y 5,000 psi. Representan ahorros en el tiempo de rig. Se recomiendan en el contrapozo reducidos. Pozos de 7" y 9-5/8"	BIW
--------------------------	---	-----

Y-Tool



Se debe instalar este accesorio cuando se tenga proyectado realizar pruebas de pozo o correr registros en el pozo sin necesidad de sacar la sarta ESP.