



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 4 de febrero del 2022

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

David Santiago Navas Bonilla, con C.C. No. 1079412340,

Sebastián Runza Buitrago, con C.C. No. 1110586118,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado EVALUACION DE FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE LA IMPLEMENTACION EN CAMPO DE EQUIPOS DE IMANES PERMANENTES (PMM) PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

presentado y aprobado en el año 2022 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petroleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

David Santiago Navas Bonilla

Firma: _____

Firma: _____

Sebastián Runza Buitrago

David Santiago Navas Bonilla

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

Firma: _____



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACION DE FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE LA IMPLEMENTACION EN CAMPO DE EQUIPOS DE IMANES PERMANENTES (PMM) PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP)

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
NAVAS BONILLA	DAVID SANTIAGO
RUNZA BUITRAGO	SEBASTIAN

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
SALAZAR VARGAS	WALTER
PEREZ OCAMPO	LYDA DEL ROSARIO
ARANDA ARANDA	ERVIN

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIEROS DE PETROLEOS

FACULTAD: INGENIERIA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERIA DE PETROLEOS

CIUDAD: Neiva (Huila)

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2022

NÚMERO DE PÁGINAS: 103

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos Ilustraciones en general Grabados
Láminas Litografías Mapas Música impresa Planos Retratos Sin ilustraciones Tablas
o Cuadros

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Bombeo electro-sumergible	- Electrosumergible pump	6. _____	_____
2. Motores de imanes permanentes	- Permanent Magnet Motors	7. _____	_____
3. Sistemas de levantamiento artificial	- Artificial lift systems	8. _____	_____
4. Consumo energético	- Energy consumption	9. _____	_____
5. Tiempo de vida útil	- Runlife	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En el presente proyecto de grado se realizó un análisis técnico-económico con el fin de identificar los pozos en el departamento del Huila operados por Ecopetrol S.A. bajo la dirección la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Andina (GPA) con la mejor proyección para implementar la tecnología de motores de imanes permanentes (PMM) en equipos de bombeo electro sumergible (BES).

Se realizó una recopilación y gestión bibliográfica detallando las principales generalidades que se consideraron de importancia para el desarrollo del proyecto de grado, posteriormente buscando optimizar la confiabilidad de los resultados, se realiza un análisis de datos para identificar incongruencias en la información suministrada por Ecopetrol S.A. asociadas a errores operativos y de muestreo, esto con el fin de minimizar datos que no fuesen representativos de acuerdo a las condiciones de estabilidad en los pozos.

Una vez rectificada la confiabilidad de los datos se identificó la población total de pozos, para después proceder a realizar una selección cualitativa en la cual se optó por tomar como indicador principal el consumo energético (kW/h) de los pozos y preseleccionar 25 candidatos a los cuales se les evaluó parámetros como: producción de crudo, potencia y numero de motores. Después se procedió a una etapa de selección cuantitativa mediante la cual se estableció un límite económico basado en el tiempo de repago y el tiempo de vida útil de los pozos.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

In this degree project, a technical-economic analysis was carried out to identify the wells in the department of Huila operated by Ecopetrol S.A. under the direction of the Andean Development and Production Operations Management (GPA) with the best projection to implement the permanent magnet motor technology (PMM) in electrosubmersible pumping equipment (ESP).

A bibliographic collection and management were carried out detailing the main generalities that were considered important for the development of the degree project, subsequently seeking to optimize the reliability of the results, a data analysis is carried out to identify inconsistencies in the information provided by Ecopetrol S.A. associated with operational and sampling errors, this to minimize data that were not representative according to the stability conditions in the wells.

Once the reliability of the data had been rectified, the total population of wells was identified, and then proceeded to make a qualitative selection in which it was decided to take the energy consumption (kW / h) of the wells as the main indicator and preselect 25 candidates for which parameters such as: crude oil production, power and number of engines were evaluated. Subsequently, a quantitative selection stage was carried out through which an economic limit was established based on the repayment time and the useful life of the wells.



APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez

Firma: *Javier A. Martínez P.*

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma: *Luis Fernando Bonilla Camacho*

Nombre Jurado:

Firma:

**EVALUACION DE FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE LA
IMPLEMENTACION EN CAMPO DE EQUIPOS DE IMANES PERMANENTES
(PMM) PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)**

SEBASTIAN RUNZA BUITRAGO

DAVID SANTIAGO NAVAS BONILLA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS

NEIVA – HUILA

2021

**EVALUACION DE FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE LA
IMPLEMENTACION EN CAMPO DE EQUIPOS DE IMANES PERMANENTES
(PMM) PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)**

SEBASTIAN RUNZA BUITRAGO

DAVID SANTIAGO NAVAS BONILLA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero
de petróleos**

Director

ING. WALTER SALAZAR VARGAS

Codirectores

ING. LYDA DEL ROSARIO PEREZ OCAMPO

ERVIN ARANDA ARANDA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA – HUILA

2021

Nota de aceptación

Firma del director

Firma del codirector

Firma del codirector

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Huila Agosto 6 de 2021

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por nunca estar ausente en mis decisiones, por rodearme de todos quienes aportan de manera positiva en mi vida y por nunca permitirme desfallecer.

A mi padre José Alonso, por darme la fuerza para alcanzar mis metas y por apoyarme en todas las decisiones que involucran crecimiento personal y profesional.

A mi madre María Bellanid por siempre ser la voz de la razón, por inculcarme virtudes y enseñanzas que me acompañaran el resto de mi vida.

A mi hermana menor Yuliana, por brindarme su apoyo en las buenas y malas circunstancias.

A mi hermana mayor Hadelly, por ser un ejemplo de superación y un modelo a seguir.

A la memoria de mis tíos Raquel y Henry, quienes fallecieron antes de verme recibir el diploma y quienes espero que se encuentren orgullosos.

A mi pareja Karoll y a su familia, que me haberme extendido la mano durante gran parte de mi carrera, por su apoyo incondicional y por los grandes aportes que han hecho en mi vida personal.

A el profesor Ervin Aranda, por su tiempo invertido en el proyecto y por todos los aportes a lo largo de la carrera que complementaron mi formación profesional.

A el ingeniero Walter Salazar por su tiempo, su dedicación y por, sobre todo, la confianza que tuvo en nosotros para el desarrollo de este proyecto.

A la empresa Ecopetrol, por suministrarnos la información y por habernos brindado la oportunidad de aportar un granito de arena a nivel profesional.

A el grupo de estudio los Piticos, conformado por excelentes futuros profesionales.

Y por último a la Universidad Surcolombiana y en general a todos los docentes y estudiantes que hicieron parte de mi formación profesional y personal.

A todos ustedes, ¡Muchas Gracias!

Sebastian Runza Buitrago.

Quiero agradecer a Dios por llevarme de la mano durante todo mi existir y permitirme cumplir cada una de mis metas, a mi familia que siempre estuvo en los mejores momentos y en los más difíciles dándome apoyo incondicional y brindándome siempre lo mejor.

A mis padres Diego Alfredo Navas Pereira y Argenis Bonilla Trujillo, a quienes les pertenece este logro más que a mí y de los cuales siempre estaré orgulloso.

A mi hermana Isabela Navas Bonilla, por acompañarme desde siempre enseñándome el valor de la hermandad, con un gran amor incondicional brindándome apoyo y nuestro pequeño Diego Alejandro por llenarnos de alegría e ilusiones.

A mi novia María Alejandra Castillo Medina, que fue una persona que me rodeo de amor, apoyo y hermosos momentos durante el desarrollo de esta etapa en mi vida.

A mis Abuelo Hernando Bonilla, Oliva Trujillo, Dora Pereira y Santiago Navas, por tantas alcahuetas, por esas palabras de aliento y esos consejos que llevare conmigo toda la vida.

A todos los miembros de mi familia, que me brindaron oportunidades y siempre pusieron su granito de arena para que este logro que hoy culmino fuera una realidad.

A mi colegio El Rosario y mi escuela Mixta, parte importante de mi desarrollo y de quien hoy soy, junto a mis profesores y mis compañeros que desde pequeños fueron de gran importancia en mi vida.

A mi Universidad Surcolombiana por abrirme las puertas de esta gran carrera y brindarme todo el conocimiento obtenido, en cabeza de los profesores y educadores que brindaron siempre lo mejor de ellos, a mis compañeros y amigo de Universidad con los que compartí grandes momentos.

A los pitis, quienes pasaron de ser mis compañeros de estudio a unos grandes amigos que espero poder disfrutar durante toda esta vida profesional.

A mis amigos, amigas y demás personas que durante mi vida me brindaron grandes momentos, a ellos siempre voy a llevar en todos mis triunfos.

A mi pueblo y a la gente que me rodeo desde pequeño a los cuales les debo parte de lo hoy soy.

A Ecopetrol S.A por brindarme la posibilidad de desarrollar una excelente práctica profesional y aplicar muchos de los conocimientos obtenidos, en cabeza de la Ingeniera Lyda Perez y el Ingeniero Walter Salazar quienes fueron las personas que apoyaron este excelente proyecto.

A todos los que un día lean este proyecto de grado, disfruten y aprendan de su contenido.

David Santiago Navas Bonilla.

DEDICATORIAS

Este trabajo de grado está dedicado a toda mi familia, en especial a mi madre María Bellanid, a mi padre José Alonso, a mis dos hermanas Yuliana y Hadelly, a la memoria de mis tíos Raquel y Henry y a mi pareja Karoll. Fueron, son y serán parte fundamental de mi vida.

Sebastian Runza Buitrago.

Este proyecto de grado está dedicado a toda mi familia, mi novia y mis amigos, en especial a Diego Navas, Argenis Bonilla, Isabela Navas.

David Santiago Navas Bonilla.

RESUMEN

En el presente proyecto de grado se realizó un análisis técnico-económico con el fin de identificar los pozos en el departamento del Huila operados por Ecopetrol S.A. bajo la dirección la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Andina (GPA) con la mejor proyección para implementar la tecnología de motores de imanes permanentes (PMM) en equipos de bombeo electro sumergible (BES).

Se realizó una recopilación y gestión bibliográfica detallando las principales generalidades que se consideraron de importancia para el desarrollo del proyecto de grado, posteriormente buscando optimizar la confiabilidad de los resultados, se realiza un análisis de datos para identificar incongruencias en la información suministrada por Ecopetrol S.A. asociadas a errores operativos y de muestreo, esto con el fin de minimizar datos que no fuesen representativos de acuerdo a las condiciones de estabilidad en los pozos.

Una vez rectificadas la confiabilidad de los datos se identificó la población total de pozos, para después proceder a realizar una selección cualitativa en la cual se optó por tomar como indicador principal el consumo energético (kW/h) de los pozos y preseleccionar 25 candidatos a los cuales se les evaluó parámetros como: producción de crudo, potencia y número de motores. Después se procedió a una etapa de selección cuantitativa mediante la cual se estableció un límite económico basado en el tiempo de repago y el tiempo de vida útil de los pozos. El tiempo de repago fue estimado a través de parámetros que en conjunto representan el costo total de la tecnología y un pronóstico de ahorro económico de la implementación de los PMM, este pronóstico se basó en recopilación bibliográfica y los resultados obtenidos en diferentes aplicaciones de los PMM por parte de Ecopetrol S.A.

Luego de obtener la viabilidad para implementar los PMM en cada uno de los pozos al comparar los tiempos de repago con la vida útil de los equipos, se establecieron rangos de confiabilidad con el fin de identificar el riesgo que conlleva dicha inversión en los pozos y se realizó un análisis económico en el que se evaluaron parámetros como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

Finalmente se dio a conocer un caso de éxito obtenido por la empresa Ecopetrol S.A. en la implementación de un PMM, con el fin de mostrar las diferentes ventajas técnico-económicas obtenidas al implementar esta tecnología y se complemento con una sección de seguridad operacional en la que se trataron temas de salud, seguridad, ambiente y calidad (HSEQ) en las operaciones con PMM.

Palabras clave:

- Bombeo electro-sumergible (BES)
- Motores de imanes permanentes (PMM)
- Sistemas de levantamiento artificial (SLA)
- Consumo energético
- Tiempo de vida útil
- Tiempo de repago
- Pozos

SUMMARY

In this degree project, a technical-economic analysis was carried out to identify the wells in the department of Huila operated by Ecopetrol S.A. under the direction of the Andean Development and Production Operations Management (GPA) with the best projection to implement the permanent magnet motor technology (PMM) in electrosubmersible pumping equipment (ESP).

A bibliographic collection and management were carried out detailing the main generalities that were considered important for the development of the degree project, subsequently seeking to optimize the reliability of the results, a data analysis is carried out to identify inconsistencies in the information provided by Ecopetrol S.A. associated with operational and sampling errors, this to minimize data that were not representative according to the stability conditions in the wells.

Once the reliability of the data had been rectified, the total population of wells was identified, and then proceeded to make a qualitative selection in which it was decided to take the energy consumption (kW / h) of the wells as the main indicator and preselect 25 candidates for which parameters such as: crude oil production, power and number of engines were evaluated. Subsequently, a quantitative selection stage was carried out through which an economic limit was established based on the repayment time and the useful life of the wells. The amortization time was estimated through parameters that together represent the total cost of the technology and a forecast of economic savings due to the implementation of the PMM, this forecast was based on the bibliographic collection and the results obtained in different applications of the PMM. by Ecopetrol S.A.

After obtaining the viability of implementing the PMM in each of the wells by comparing the repayment times with the useful life of the equipment, reliability ranges were established to identify the risk that such investment implies in the wells and economic analysis was carried out in which parameters such as the net present value (NPV) and the internal rate of return (IRR) were evaluated.

Finally, a success story obtained by the company Ecopetrol S.A. was released in the implementation of a PMM, in order to show the different technical-economic advantages that are obtained when implementing this technology and it was complemented with a section on operational safety in which issues of health, safety, environment and quality were discussed (HSEQ) in transactions with PMM.

Keywords:

- Electrosumergible pump (ESP)
- Permanent Magnet Motors (PMM)
- Artificial lift systems (ALS)
- Energy consumption
- Runlife
- Payback Time
- Wells

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCION.....	21
1.1	Planteamiento del problema:.....	22
2	GENERALIDADES.....	23
2.1	Reseña histórica del petróleo en el Huila.....	23
2.2	Generalidades de la cuenca Valle Superior del Magdalena (VSM)	25
2.2.1	Ubicación	25
2.2.2	Geología.....	25
2.2.3	Sistema petrolífero	27
2.3	Generalidades de la Gerencia de operaciones de desarrollo y producción Andina (GPA)	
	27	
2.4	Métodos de levantamiento artificial (SLA)	30
2.4.1	Bombeo mecánico.....	33
2.4.2	Gas Lift.....	34
2.4.3	Bombeo Hidráulico	35
2.4.4	Bombeo de Cavidades Progresivas	36
2.4.5	Bombeo Electrosumergible (BES).....	37
2.4.6	Resultados en casos de campo (Field Cases) en implementación de PMM.....	54
2.5	Conceptos de seguridad en la implementación de PMM.....	55

2.5.1	Giro del eje del rotor por efecto de fuerzas externas (Backspin)	55
2.6	Conceptos financieros	57
2.6.1	Valor presente neto (VPN)	57
2.6.2	Tasa interna de oportunidad (TIO)	57
2.6.3	Tasa interna de retorno (TIR)	57
3	ANALISIS DE CALIDAD DE DATOS	58
3.1	Datos de pruebas de producción	58
3.2	Consumo de energía total (kW/h)	59
3.2.1	Precio del Consumo Energético (USD)	60
3.2.2	Tasa ahorro energético (kW/h)	60
3.3	Potencia total de los motores (Hp)	60
3.4	Número de motores	60
3.5	Precio adicional entre los IM y PMM (USD)	61
3.6	Costo del Variador de Frecuencia para el PMM (USD)	61
3.7	Tasa de cambio entre divisas COP - USD	62
3.8	Datos de vida útil de los pozos (Run life)	62
4	ETAPA DE SELECCION CUALITATIVA	63
4.1	Identificación de la población total de pozos	64
4.2	Caracterización del consumo energético (kW/h) de los pozos	64

4.3	Caracterización del número de motores en la configuración de fondo (BHA) de los pozos de interés.	68
4.4	Caracterización de la producción de crudo (BOPD) de los pozos de interés.	70
5	ETAPA DE SELECCION CUANTITATIVA	72
5.1	Condiciones Actuales de los IM en los Pozos	72
5.2	Identificación de los PMM para Implementar en los Pozos	73
5.3	Inversión Económica adicional para la Implementación de la Tecnología PMM.....	75
5.4	Pronóstico de Ahorro Energético y Económico.....	77
5.5	Viabilidad de la implementación de los PMM	78
5.6	Confiabilidad en la implementación de los PMM	80
6	ANALISIS ECONOMICO.....	83
6.1	Implementación de los PMM en los pozos Viables.....	83
6.2	Análisis Financiero para los Pozos Viables.....	84
6.3	Impacto Ambiental al implementar los PMM	86
7	ANALISIS DE RESULTADOS DEL POZO USCO-155	86
7.1	Indicadores generales.....	¡Error! Marcador no definido.
7.1.1	Consumo energético.....	87
7.1.2	Estado mecánico.....	88
8	SEGURIDAD OPERACIONAL.....	89
8.1	Salud, seguridad, ambiente y calidad (HSEQ) en operaciones con PMM.....	89

8.1.1	Recomendaciones generales para la implementación de los PMM en los sistemas de bombeo Electrosumergible.	89
8.1.2	Controles para la instalación, desinstalación del motor PMM y realización de empalmes 91	
8.1.3	Equipo de Protección Personal (EPP)	92
8.2	Matriz de seguridad en operaciones con PMM.....	93
9	RECOMENDACIONES	95
10	CONCLUSIONES	96

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1 Sistema petrolífero de la cuenca VSM. Tomado de (ANH 2010).....	27
Tabla 2-2 Lista de los campos de los campos operados por Ecopetrol en el Huila. Modificado de (ANH 2020b)	29
Tabla 2-3 Ventajas de los métodos de levantamiento artificial. Modificado de (Lea and Nickens 1999)	31
Tabla 2-4 Limitaciones de los métodos de levantamiento artificial. Modificado de (Lea and Nickens 1999).	32
Tabla 2-5 Ventajas de los motores PMM. Modificado a partir de (Xiao and Lastra 2018) y (Ecopetrol S.A 2019b).	51
Tabla 2-6 Limitaciones de los motores PMM. Modificado a partir de (Ecopetrol S.A 2019b). ..	51
Tabla 2-7 Tabla comparativa entre los motores IM y PMM. Modificado de (Tiofiolo, Dotta, and Teves 2018).....	53
Tabla 2-8 Resultados obtenidos de algunos de los casos de aplicación PMM en el mundo.	54
Tabla 2-9 Resultados obtenidos de algunos de los casos de aplicación de PMM en por Ecopetrol S A. en Colombia.....	54
Tabla 3-1 Tabla de datos de producción del pozo USCO-138.	58
<i>Tabla 4-1 Muestra de datos del pozo USCO-1.</i>	64
Tabla 4-2 Caracterización de los grupos según consumo energético	66
Tabla 5-1 Condiciones Actuales de los IM.....	73
Tabla 5-2 Identificación de los PMM.	74
Tabla 5-3 Inversión para la implementación de los PMM.....	76
Tabla 5-4 Tiempo de repago	77

Tabla 5-5 Viabilidad en la implementación de los PMM.	78
Tabla 5-6 Parámetros de confiabilidad.	80
Tabla 5-7 Confiabilidad de la implementación del PMM.	81
Tabla 6-1 Análisis financiero.....	84
Tabla 6- Impacto del ahorro energético en la huella de carbono.....	86
Tabla 8-1 Indicadores de consumo energético con IM y PMM en el USCO-155.....	87
Tabla 8-2 Indicadores de operación con IM y PMM del pozo USCO-155	88

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 Ubicación de la cuenca VSM. Tomado de (Lozano and Zamora 2014).....	25
Figura 2-2 Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Tomado de (ANH 2010)	26
Figura 2-3 Corte de la Sub-cuenca Neiva de la cordillera central al macizo de Garzón. Tomado de (ANH 2010).	26
Figura 2-4 Mapa de los pozos ubicados en el departamento del Huila pertenecientes a la GPA de Ecopetrol S.A. Obtenido de (Ecopetrol S.A 2019a).....	28
Figura 2-5 Grafico de distribución de sistemas de levantamiento artificial (SLA) en la totalidad de los campos del Huila operados por Ecopetrol S.A.....	30
Figura 2-6 Esquema de sistema de bombeo mecánico. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999).....	33
Figura 2-7 Esquema del sistema de Gas-lift. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999)	34
Figura 2-8 Esquema de sistema de bombeo hidráulico. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999).....	35
Figura 2-9 Esquema de un sistema de bombeo por cavidades progresivas. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999)	36
Figura 2-10 Esquema de un sistema de bombeo electrosumergible. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999).....	37
Figura 2-11 Imagen de dos tipos de transformadores SDT o reductor. Tomado de (Rymel 2021)	38
Figura 2-12 Esquema del montaje de un tablero de control y la pantalla del variador en un sistema de bombeo electrosumergible. Tomado de (Hughes 2014)	39

Figura 2-13 Imagen de un transformador. Tomado de (Dynamics 2020)	40
Figura 2-14 Esquemas de la estructura de un cable plano y un cable redondo. Modificado de (Dynamics 2020).....	41
Figura 2-15 Esquema de una BES. Tomado de (Hughes 2014).	42
Figura 2-16 Esquema del funcionamiento de dos etapas (rotor y estator). Tomado de (Hughes 2014).	42
Figura 2-17 Esquema de los tipos de etapas en las bombas. Modificado de (Dynamics 2020) ...	43
Figura 2-18 Esquema de un separador estático. Tomado de (Schlumberger. 2016)	44
Figura 2-19 Esquema de un separador dinámico. Tomado de (Dynamics 2020).....	45
Figura 2-20 Esquema de los tipos de sello en el ensamblaje de fondo.(Hughes 2015).....	45
Figura 2-21 Esquema e imagen de los sensores en el BHA de una bomba electro sumergible. Tomado de (Hughes 2015).....	46
Figura 2-22 Esquema de un motor IM y un motor PMM. Modificado de (Dynamics 2020).....	47
Figura 2-23 Esquema de los componentes de un sistema BES-PMM con respecto a BES-IM. Modificado de (Ecopetrol S.A 2020b).....	48
Figura 2-24 Esquema de un motor de inducción. Modificado de (Hughes 2015).....	49
Figura 2-25 Esquema de motor de imanes permanentes PMM. Modificado de (Borets 2013)....	50
Figura 2-26 Esquema de locaciones de alto riesgo eléctrico. Modificado de (Arteaga, Montero, and Collins 2020).....	56
Figura 4-1 Relación de producción fiscalizada de crudo vs consumo energético de los motores BES por campo.	63
<i>Figura 4-2 Sección 1 de consumo energético de la población de pozos.</i>	65
<i>Figura 4-3 Sección 2 de consumo energético de la población de pozos.</i>	65

Figura 4-4 Grafica de acumulado de consumo energético.....	67
Figura 4-5 Grafica de la incidencia de la producción de fluido y la profundidad en el consumo energético.....	68
Figura 4-6 Grafico de potencia total del BHA y potencia de un motor.....	69
<i>Figura 4-7 Grafico de producción de crudo y consumo energético.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
Figura 5-1 Disminución en la Cantidad de Motores	75
Figura 5-2 Balance económico del tiempo de vida útil de los pozos con respecto a el tiempo de repago.....	79
<i>Figura 5-3 Confiabilidad de la aplicación de PMM en los pozos.....</i>	82
Figura 6-1 Diagrama de retorno de la inversión para los 10 pozos de interés.....	83

INTRODUCCION

La industria petrolera a través del tiempo ha tenido una gran evolución en la implementación de tecnologías con el fin de optimizar los procesos que se llevan a cabo para extraer los hidrocarburos de los yacimientos petrolíferos, uno de estos ha sido la aplicación de equipos que ayuden a extraer mayores volúmenes de crudo a un menor costo, buscando ser más competitivos y rentables. Los sistemas de levantamiento artificial (SLA) también han ido evolucionando con la industria y son una herramienta importante en el desarrollo de los campos, ya que permiten extraer de una manera óptima los volúmenes de fluidos que aportan los yacimientos de acuerdo a los requerimientos de las empresas operadoras; dentro de estos SLA se encuentran los equipos electrosumergibles que se caracterizan por la facilidad de extraer elevados volúmenes de fluidos en los pozos donde se encuentran instalados, sin embargo una de sus condiciones operacionales es el gran requerimiento energético para su funcionamiento. Ecopetrol S.A. se ha caracterizado por apostarle al desarrollo tecnológico en sus campos y por ende se ha interesado en realizar estudios que provean optimizaciones o soluciones a las dificultades, debido a ello este proyecto de grado busca estudiar la implementación de motores de imanes permanentes (PMM) en sistemas de bombeo electrosumergible (BES) convencionales que funcionan con motores de inducción electromagnética (IM), en algunos pozos de los campos que conforman la GPA, con el fin de disminuir notablemente el consumo energético de los equipos BES y además de ello obtener múltiples beneficios que se podrán identificar durante el proyecto. En el desarrollo de este estudio se establecerá una metodología de selección que se conformará de una etapa inicial cualitativa, una segunda etapa cuantitativa y una tercera etapa de análisis económico, en las que se buscará identificar aquellos pozos que tienen un perfil adecuado para la implementación de los

PMM y finalmente como valor agregado se destinará una sección enfocada a la seguridad operacional HSEQ con el fin de complementar los conocimientos adquiridos por Ecopetrol S.A. y otras empresas a través de la recopilación bibliográfica.

1.1 Planteamiento del problema:

Bajo la propuesta de ECOPETROL S.A de mejorar la eficiencia energética de los campos ubicados en el departamento del Huila y pertenecientes a la GPA, se presenta un análisis técnico–económico para reducir el consumo de energía de las unidades de BES implementando motores de imanes permanentes en aquellos pozos que tienen sistemas de bombeo electrosumergible con motores de inducción electromagnética, buscando mejorar la eficiencia de los parámetros operativos de los equipos, obtener beneficios económicos en la implementación de la tecnología, disminuir el consumo eléctrico en cada uno de los pozos, reducir el impacto ambiental, obtener una mayor confiabilidad en la integridad de los equipos y así un aumento en su tiempo de operación, disminuir la cantidad de fallas de motores de inducción atribuidas los cortes de energía y lograr extraer una mayor cantidad de barriles con equipos más pequeños, entre otros beneficios.

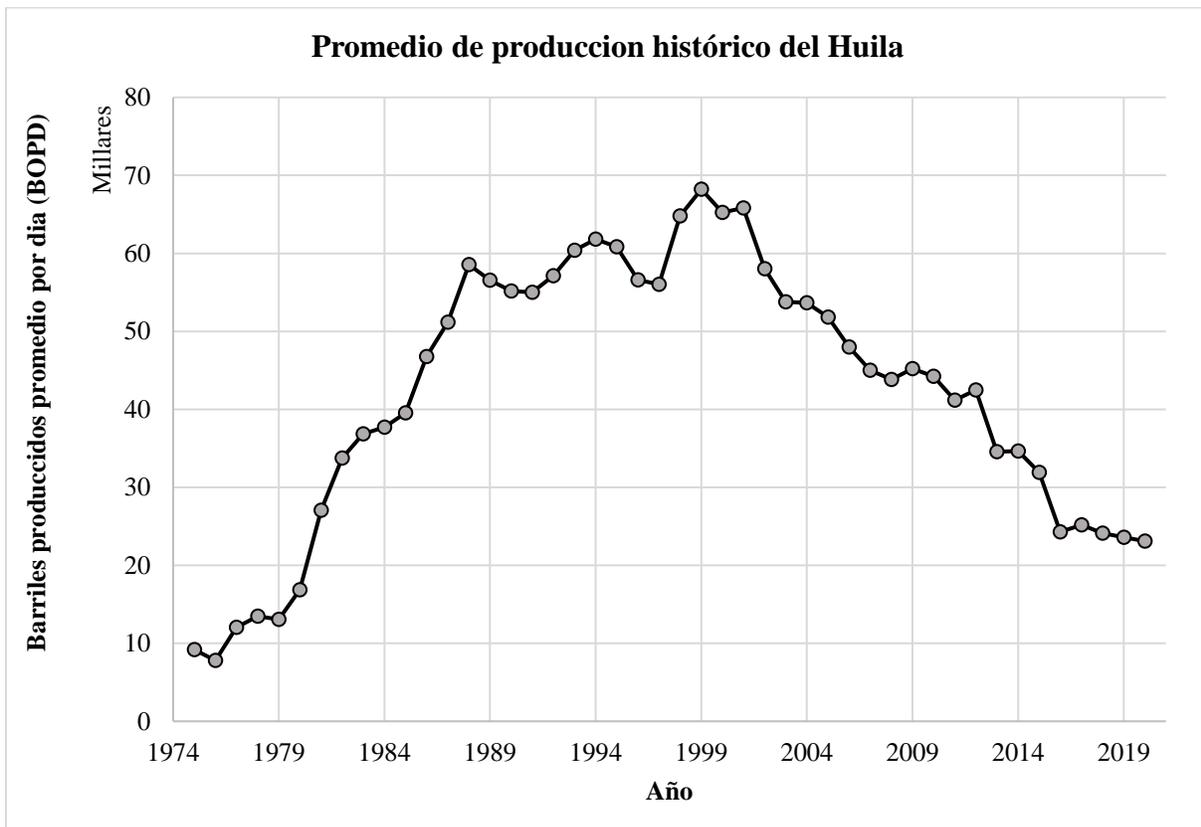
GENERALIDADES

2.1 Reseña histórica del petróleo en el Huila

El inicio de la era petrolera en el departamento del Huila tuvo lugar en 1957 con la entrada del equipo destinado a la exploración de hidrocarburos a lo largo de la subcuenca Huila, perteneciente a la cuenca del valle superior del Magdalena, no obstante, dicha campaña se volvió prometedora para la inversión de la industria con el inicio de la denominada concesión Huila el 17 de noviembre de 1964. (Cante Puentes 2007) Esta concesión inicial estuvo a cargo de la multinacional estadounidense llamada Intercol Tennessee (El Tiempo 1994). A partir del año 1965 el departamento obtuvo el primer desembolso por regalías de acuerdo a lo estipulado en la ley 10 de 1961, con una producción promedio estimada de 317 barriles diarios, el departamento del Huila logró una producción anual de 115.672 barriles fiscalizados en cabeza de pozo (Cante Puentes 2007), posteriormente en 1968 pasó a manos de Tennessee Colombia (El Tiempo 1994) y se iniciaron nuevas concesiones como Carnicerías y Tello, en Julio de 1970 y diciembre de 1972 respectivamente. Para ese entonces la producción promedio estimada alcanzó un poco más de 3.700 barriles diarios. (Cante Puentes 2007) La concesión Huila fue posteriormente operada en 1971 por Petróleos Colombo-Brasileños, luego Hocol en 1981, por su parte la Shell estuvo operando en una ventana de tiempo desde el año 1988 hasta el año 1994, donde pasó a manos del estado la concesión Neiva-540 para ser operada por Ecopetrol S.A. a través de la gerencia del alto magdalena (El Tiempo 1994) actualmente denominada GPA. Con el principio del nuevo siglo se hizo evidente la tendencia decreciente de la producción petrolera en el Huila. Pese al aumento en el precio del crudo WTI de 15,42 dólares por barril iniciando el año 1999 a 34,42 dólares por barril a finales del año 2000 y la puesta en operación de los campos Matambo y La Hocha para ese

mismo año, se reportaron aproximadamente 65.300 barriles diarios, aproximadamente un 5% menos que la producción del año anterior. Para el 2003 la producción diaria aproximada era de 65.000 barriles diarios con una reducción de poco más del 20% con respecto a 1999 (Cante Puentes 2007).

Se puede observar en la Grafica 0.1 el comportamiento del historial de la producción promedio diaria en el departamento del Huila, desde el año 1975 hasta la actualidad, la tendencia decreciente adoptada en 1999 ha permanecido constante lo que ha obligado a Ecopetrol S.A. como principal operadora en el departamento a aplicar distintos proyectos en IOR y EOR para optimizar las ganancias obtenidas por la explotación de hidrocarburos.



Grafica 0.1 Promedio de producción histórica del departamento del Huila. Elaborado con los datos de (ANH 2020a), (Cante Puentes 2007) y (Delgado, Samir Ulloa, y Ramírez 2015)

2.2 Generalidades de la cuenca Valle Superior del Magdalena (VSM)

2.2.1 Ubicación

Según el servicio geológico Colombiano, la cuenca valle superior del Magdalena se encuentra localizada al Suroeste (SW) del territorio Colombiano, en el valle que forman las cordilleras Central y Oriental, en el nacimiento del río Magdalena; Se ubica al Sur (S) del cinturón plegado de Girardot, al Suroeste (SW) de la falla Algeciras - Garzón, y al Noroeste (NW) del sistema de fallas Bituima - La Salina (Lozano and Zamora 2014).

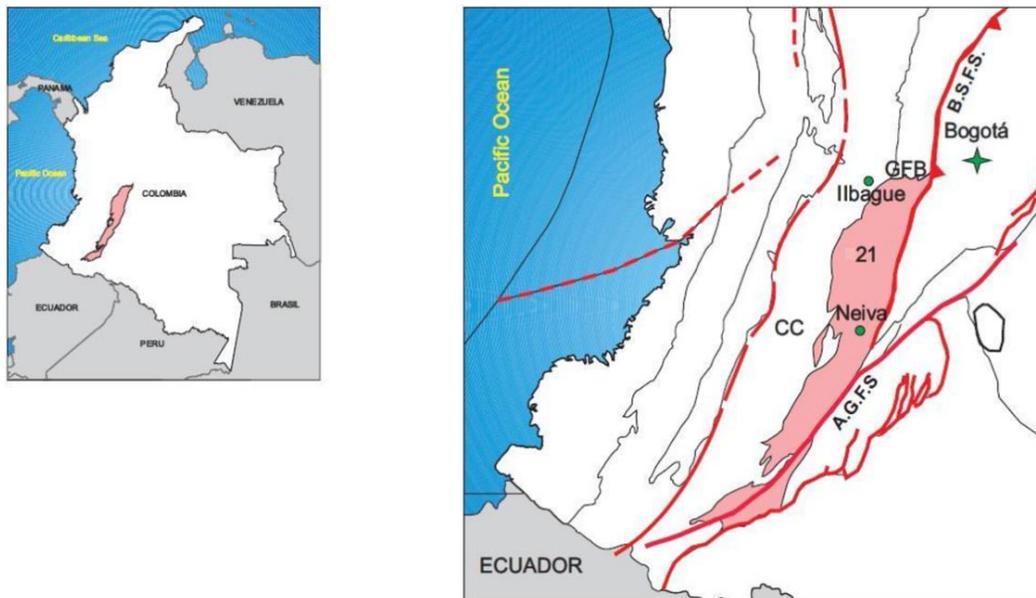


Figura 0-1 Ubicación de la cuenca VSM. Tomado de (Lozano and Zamora 2014).

2.2.2 Geología

La cuenca VSM tuvo origen durante los periodos Jurásico-Triásico por los procesos de apertura y los procesos del levantamiento de las cordilleras Central y Oriental, que abrieron camino para la posterior depositación de sedimentos entre el periodo Mesozoico y el Terciario, estos

depósitos han sido sometidos a diferentes procesos de fallas y plegamientos que han dado forma a la cuenca.

Figura 0-2 Columna estratigráfica de la cuenca del valle superior del Magdalena. Tomado de (ANH 2010) se muestra la columna estratigráfica que constituye el VSM (Lozano and Zamora 2014).

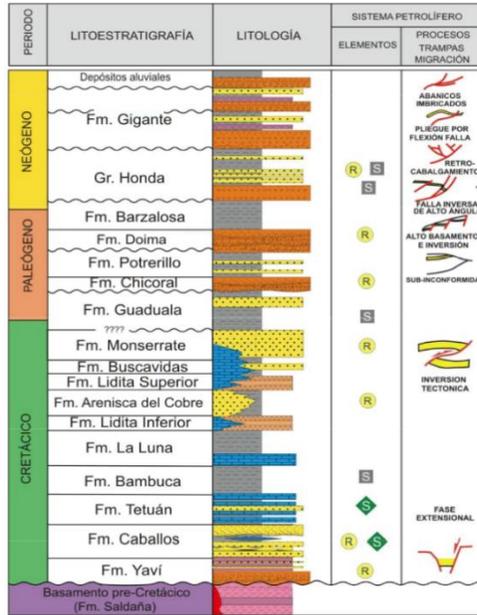


Figura 0-2 Columna estratigráfica de la cuenca del valle superior del Magdalena. Tomado de (ANH 2010)

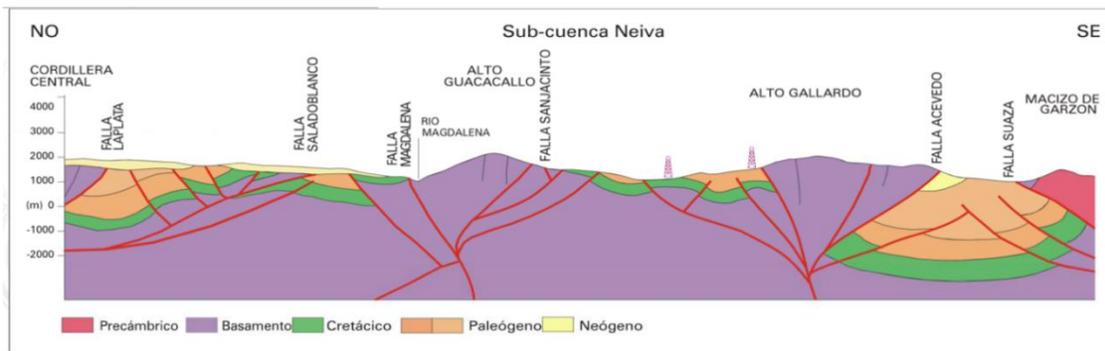


Figura 0-3 Corte de la Sub-cuenca Neiva de la cordillera central al macizo de Garzón. Tomado de (ANH 2010).

2.2.3 Sistema petrolífero

Según el servicio geológico Colombiano, la cuenca del VSM ha tenido un fuerte desarrollo a nivel de exploración y explotación de hidrocarburos con aproximadamente 1300 pozos perforados y 38 campos productivos, razón por la cual cuenta con gran cantidad de muestras y estudios geoquímicos que han permitido generar un buen conocimiento del sistema petrolífero y los procesos que ha sufrido la materia orgánica (Lozano and Zamora 2014).

Tabla 0-1 Sistema petrolífero de la cuenca VSM. Tomado de (ANH 2010).

Elemento	Unidades litológicas	Observaciones
Roca generadora	Fm. La Luna	TOC > 5% Kerógeno tipo II T máx. 450°
	Fm. Bambucá	
	Fm. Tetúan	
Roca reservorio	Gr. Honda	Unidades arenosas. Ocasional producción de unidades calcáreas
	Fm. Monserrate	
	Fm. Caballos	
xRoca sello	Gr. Honda	Sellos de carácter regional
	Fm. Guaduala	
	Fm. Bambuca	

2.3 Generalidades de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Andina (GPA)

La GPA de Ecopetrol S.A. se compone por 33 campos repartidos de la siguiente manera: 11 en el departamento del Putumayo y 22 en el departamento del Huila. Los 9 activos que se encuentran en el Huila, entre los que se reparten los 22 campos aportan aproximadamente el 90% de la producción de hidrocarburos del departamento y serán el foco de atención para el desarrollo del proyecto de grado (Ecopetrol S.A 2020c). Algunos de los pozos y polígonos de los campos se pueden observar en el mapa (

Figura 0-4) obtenido del geo-portal de Argis, en el cual se emplea información en forma de capas para el estudio y desarrollo de actividades de gestión del riesgo. Las principales

formaciones productoras corresponden a Monserrate, Caballos, Honda, Doima y Chicoral (Ecopetrol S.A 2020c).

ECOPETROL - GEOPORTAL PRE GDH

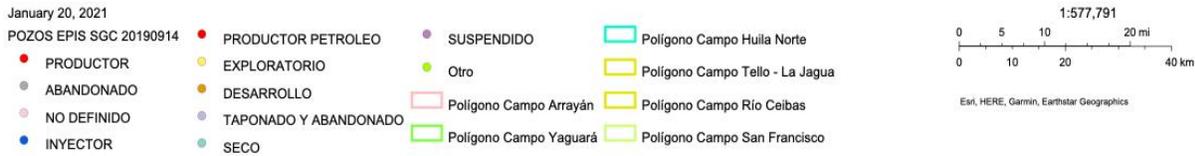
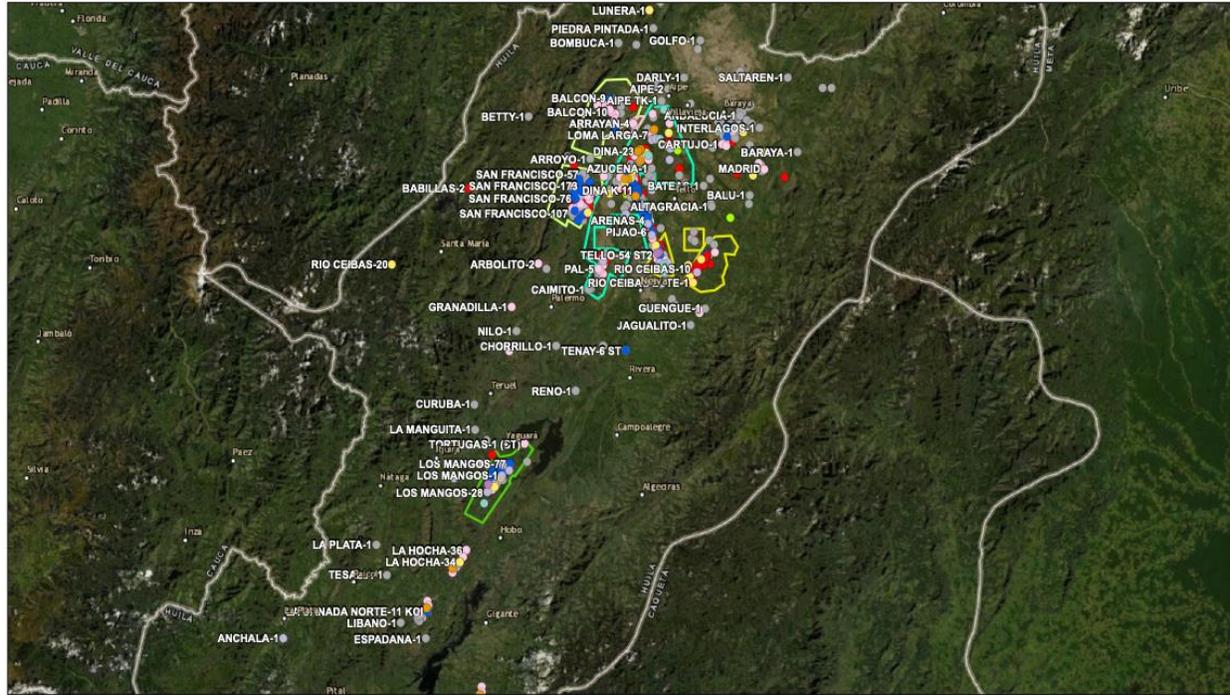


Figura 0-4 Mapa de los pozos ubicados en el departamento del Huila pertenecientes a la GPA de Ecopetrol S.A. Obtenido de (Ecopetrol S.A 2019a)

Según los reportes publicados por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) la producción total de los activos de Ecopetrol S.A. en el departamento del Huila a octubre del año 2020 correspondió a 194 mil barriles equivalentes, representando una producción importante a nivel nacional, a su vez en la Tabla 0-2 se muestra una lista de los campos ubicados en el Huila junto con la producción promedio diaria (ANH 2020b).

Tabla 0-2 Lista de los campos de los campos operados por Ecopetrol S.A. en el Huila.
Modificado de (ANH 2020b)

Departamento	Nombre del Campo	Producción promedio 2020 (Bbl/día)
HUILA	ARRAYÁN	1038,4
	BALCÓN	629,3
	BRISAS	266,6
	CEBÚ	91,9
	DINA CRETÁCEOS	978,8
	DINA NORTE	427,4
	DINA TERCIARIOS	2895,8
	ESPIÑO	15,5
	LA JAGUA	51,2
	LOMA LARGA	263,6
	PALERMO	126,1
	PALOGRADE	983,0
	PALOGRADE HONDA	706,3
	PIJAO-POTRERILLO	47,9
	RIO CEIBAS	857,2
	SAN FRANCISCO (Neiva)	2288,6
	SAN FRANCISCO (Palermo)	1447,6
	SANTA CLARA	355,1
	TELLO	3882,7
	TEMPRANILLO	144,1
TEMPRANILLO NORTE	154,7	
TENAY	149,4	
YAGUARÁ	1576,3	
Producción Total		19377,43

La distribución de los SLA en los campos pertenecientes a la GPA en el departamento del Huila se muestra en la Figura 0-5, donde se puede observar que el sistema más común con el 39% de la población de pozos productores es el BES. No obstante en cuanto a recobro mejorado el 36% de los campos se encuentran en recobro primario (8 campos), el restante 64% de los yacimientos se producen mediante recobro secundario (14 campos), y se han realizado pilotos de recobro terciario en 4 campos (ASP, inyección de CDG, inyección de polímeros y Nanosurfactantes) (Ecopetrol S.A 2020c).

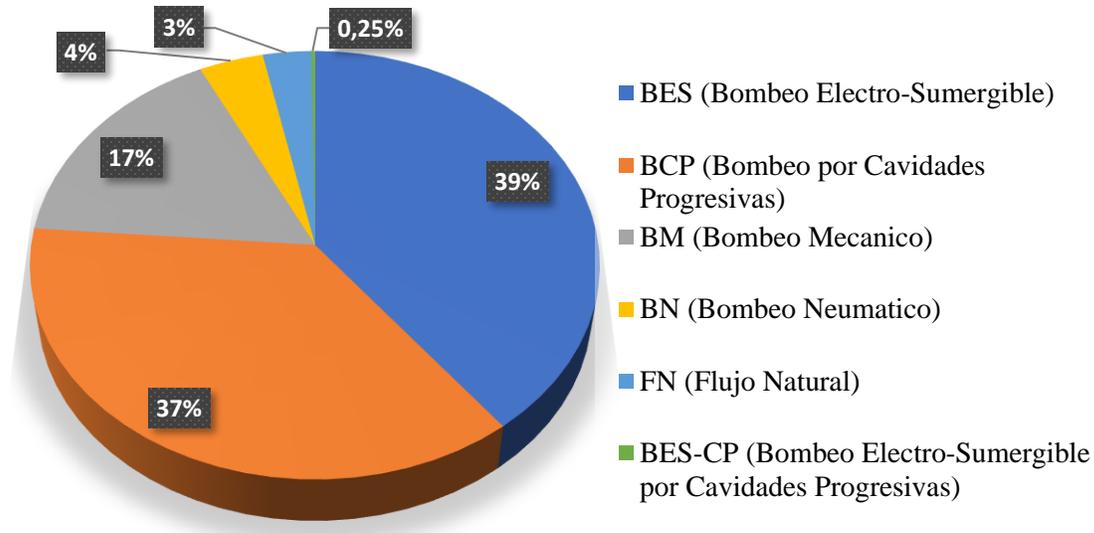


Figura 0-5 Grafico de distribución de sistemas de levantamiento artificial (SLA) en la totalidad de los campos del Huila operados por Ecopetrol S.A.

2.4 Métodos de levantamiento artificial (SLA)

Los métodos de levantamiento artificial o ALS por sus siglas en inglés (Artificial lift Systems) son herramientas utilizadas en la optimización de la producción de los pozos productores, se implementan generalmente cuando la presión del yacimiento no es la suficiente para llevar los fluidos a la superficie y se requiere agregar energía externa a la columna de fluidos o cuando se necesita aumentar la producción de los pozos a valores económicamente rentables; debido a estas ventajas los SLA cada día son más utilizados en los diferentes campos petroleros del mundo. Estos SLA se han desarrollado bajo diferentes principios, lo que ha permitido su amplia aplicación de acuerdo con las configuraciones mecánicas de los pozos, las propiedades de los yacimientos, las condiciones fisicoquímicas de los fluidos y la proyección económica de los campos. A continuación se presentan dos tablas con algunas de las ventajas y desventajas de los SLA más utilizados (Brown 1984).

Tabla 0-3 Ventajas de los métodos de levantamiento artificial. Modificado de (Lea and Nickens 1999)

Ventajas de los métodos de levantamiento artificial (SLA)				
Bombeo mecánico	Bombeo hidráulico	Bombeo electro sumergible	Gas lift	Bombeo de cavidades progresivas
Sistema fácil de diseñar	No tiene limitaciones en profundidad	Puede bombear grandes caudales de fluido	Puede ser empleado para iniciar la producción de un pozo posterior a un servicio	Costo moderado
Eficiente, simple y fácil de operar	Presenta problemas mínimos en tuberías desviadas	Relativamente sencillo de operar	Fácil de obtener presiones de fondo y gradientes de presión	Puede utilizar motores en fondo lo que facilita su uso en pozos desviados
Aplicable en pozos estrechos y completamientos múltiples	Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía	Aplicable en off-shore	Pozos con una tasa alta de gas son fáciles de producir	Alta eficiencia energética
Se puede bombear en pozos con presiones de fondo muy bajas	Se puede bombear en pozos con presiones de fondo muy bajas	El costo de levantamiento por barril es relativamente bajo cuando se producen caudales altos	Pozos desviados no generan problema	Perfil bajo
Puede hacer uso de motor eléctrico o de combustión interna.	Aplicable a off-shore y completamientos múltiples	Problemas como incrustaciones y la corrosión son fáciles de tratar		
Puede bombear fluidos viscosos y a altas temperaturas	Poca obstrucción en locaciones cercanas a zonas residenciales	Permite el monitoreo de la presión en fondo si se instala un sensor		
Los tratamientos de scale y corrosión son relativamente sencillos de aplicar	Las bombas en fondo de pozo pueden circular en sistemas libres.			

Tabla 0-4 Limitaciones de los métodos de levantamiento artificial. Modificado de (Lea and Nickens 1999).

Limitaciones de los métodos de levantamiento artificial (SLA)				
Bombeo mecánico	Bombeo hidráulico	Bombeo electrosumergible	Gas lift	Bombeo de cavidades progresivas
Pozos desviados pueden presentar problemas de fricción entre las varillas y la tubería de Producción	Requiere más protocolos de seguridad en superficie al tratar un sistema a alta presión.	Se requieren altos voltajes	Se requiere de una fuente constante de gas para poder aplicarlo.	Los elastómeros en el estator son sensibles a algunos tipos de fluidos.
La producción de gas puede reducir la eficiencia volumétrica de la bomba.	Tratar los problemas por escamas orgánicas e inorgánicas debajo del empaque es difícil	Requiere una fuente de energía eléctrica	Requiere más protocolos de seguridad al tratar gas a alta presión.	Pierde eficiencia con la profundidad.
La producción de grandes tasas de sólidos es problemática.	La producción de grandes tasas de sólidos es problemática.	Los cables empleados para alimentar la bomba se deterioran a altas temperaturas	Se dificulta el levantamiento de crudos emulsionados o viscosos.	Las varillas pueden sufrir desgaste por la rotación constante y el contacto que tienen con la tubería de producción.
Es susceptible a problemas de parafinas	Los costos operativos suelen ser altos.	Su aplicación no es practica en pozos de bajo caudal	Puede tener problemas de hidratos de gas.	
El diseño de la bomba en fondo está limitado por los diámetros de la tubería de producción.		Se generan problemas al producir gases o sólidos en cierta cantidad.		
La tubería producción no puede recubrirse internamente contra la corrosión		Los equipos y su remplazo son costosos y están muy limitados por el diámetro de la tubería		

2.4.1 Bombeo mecánico

Este SLA también llamado en inglés como Beam Pumping (BM) fue el primer sistema artificial utilizado para extraer crudo y aún lo sigue siendo en muchos pozos petroleros alrededor del mundo, su funcionamiento parte de un motor que genera la potencia para que en una unidad de superficie se realice un movimiento por ciclos mediante el efecto de contrabalanceo, este a su vez es transmitido por medio de una sarta de varillas a una bomba que se encuentra en el fondo del pozo y que actúa bajo un movimiento de desplazamiento positivo (Tipo cilindro - pistón) en conjunto con un juego de válvulas denominadas fija y viajera, en la que el fluido ingresa y es llevado a superficie. (Hernández 2017a).

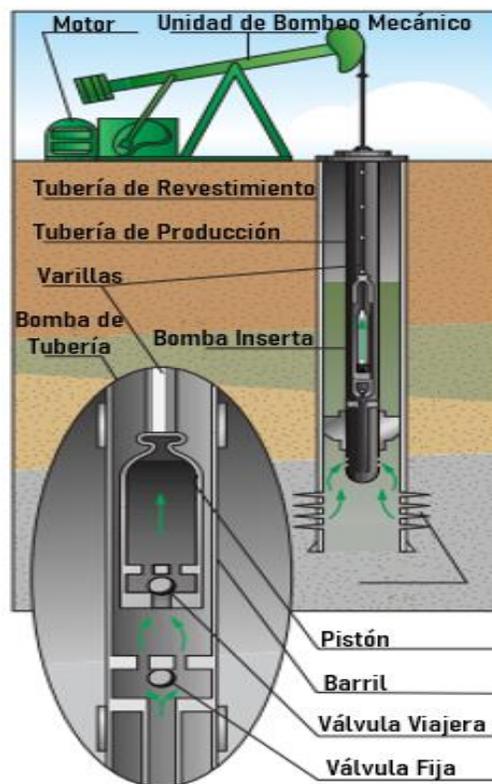


Figura 0-6 Esquema de sistema de bombeo mecánico. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999)

2.4.2 Gas Lift

Es un SLA caracterizado por su flexibilidad y habilidad para operar a diferentes ratas de flujo de tal manera que se puede utilizar mediante un flujo intermitente o continuo de acuerdo a los requerimientos del pozo, es el de los pocos sistema de levantamiento que no requiere de una bomba en el fondo del completamiento, sin embargo no se puede aplicar en pozos con bajas presiones en fondo y requiere de grandes volúmenes de gas a altas presiones, el principio de su funcionamiento es sencillo y se basa en disminuir la presión hidrostática de la columna de fluido al inyectar un gas hidrocarburo en el fondo del pozo (Hernández 2017b).

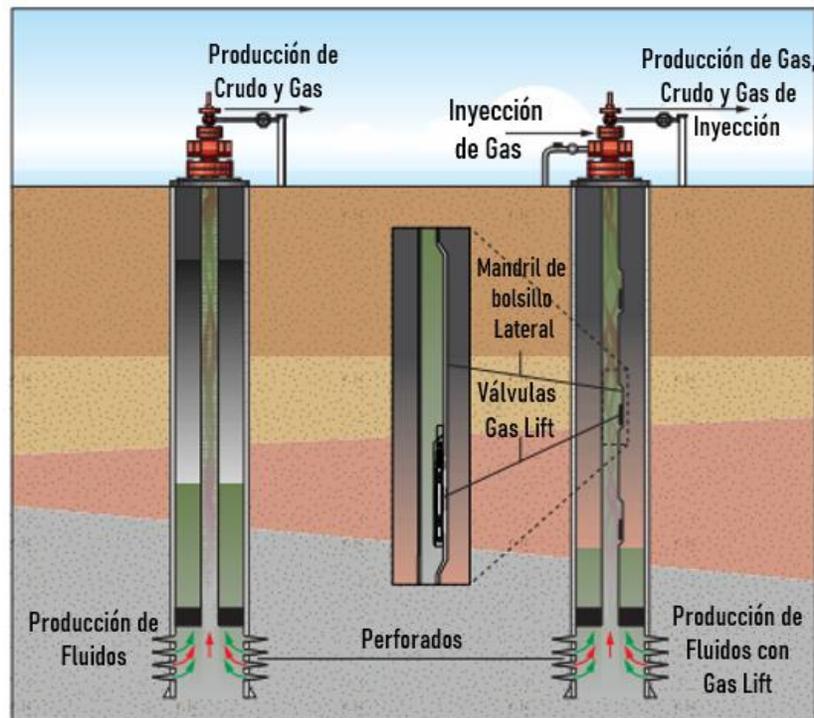


Figura 0-7 Esquema del sistema de Gas-lift. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999)

2.4.3 Bombeo Hidráulico

Este SLA utiliza un fluido presurizado que se encarga de transmitir potencia a un elemento que se encuentra en el subsuelo, con el fin de convertir la energía de presión que proporciona el fluido en energía potencial y así ayudar a que los fluidos del fondo del pozo lleguen a superficie. La circulación del fluido presurizado puede darse en directa bombeando por la tubería de producción y produciendo por el anular o se puede dar una circulación en reversa donde el fluido es bombeado por el anular y el pozo produce por la tubería o comúnmente se instala una tubería paralela para el fluido presurizado. (Hernández 2017b).

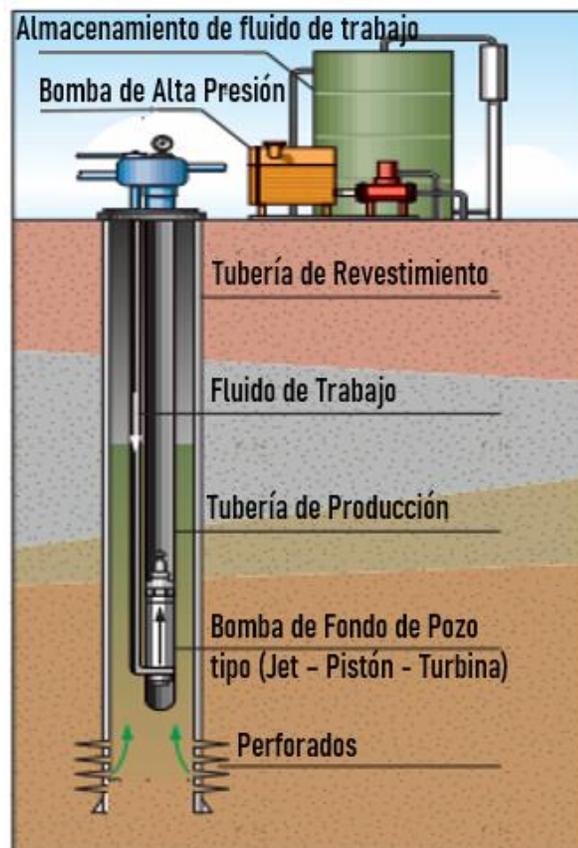


Figura 0-8 Esquema de sistema de bombeo hidráulico. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999)

2.4.4 Bombeo de Cavidades Progresivas

Actualmente, es un sistema ampliamente utilizado en la industria especialmente en los crudos pesados, fue implementado entre los años 1980 a 1990 y desde entonces ha ido evolucionando tecnológicamente cada vez más. Funciona a través de una bomba de desplazamiento positivo que está conformada de un estator hecho de elastómero instalado en el fondo de la tubería de producción y un rotor helicoidal hecho de una aleación metálica resistente a la abrasión y la corrosión. En superficie se tiene un motor y una transmisión que proporcionan un movimiento rotacional a una sarta de varillas que va conectada al rotor de la bomba en el fondo del pozo, permitiendo que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie por un sistema de cavidades que simulan un movimiento de apertura y cierre progresivo (Hernández 2017b).

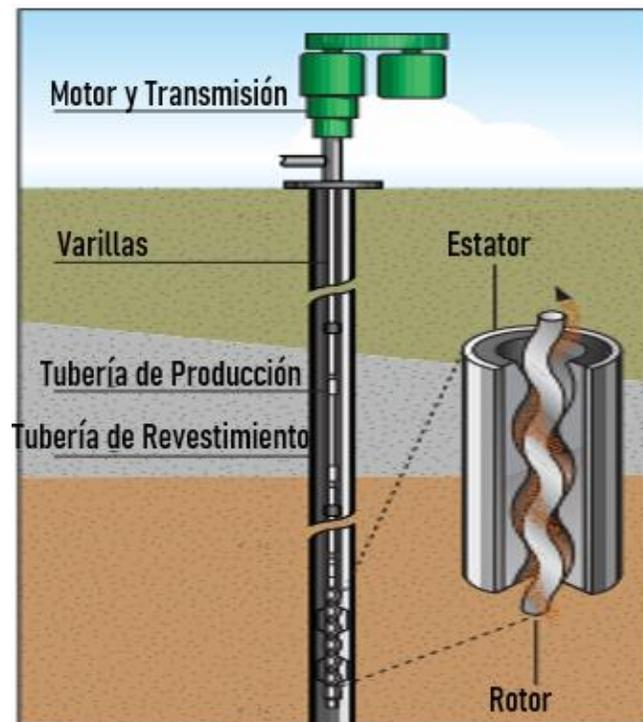


Figura 0-9 Esquema de un sistema de bombeo por cavidades progresivas. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999)

2.4.5 Bombeo Electrosumergible (BES)

Este sistema es conocido también por las siglas ESP (debido a su nombre en inglés Electric Submersible Pump), es un sistema que se caracteriza por extraer altos volúmenes de crudo del yacimiento a la superficie y posee una gran variedad de tamaños, capacidades y potencias que se ajustan perfectamente a las diferentes condiciones de los pozos, se basa en el principio de centrifugación de fluidos donde un impulsor gira a altas velocidades y expulsa el fluido hacia un difusor que convierte la energía cinética en energía potencial. En superficie se encuentran equipos eléctricos que regulan la energía según los requerimientos del ensamblaje del fondo del pozo, con el fin de obtener un buen desempeño. Una de sus principales características es la implementación en pozos desviados, horizontales y pozos costa afuera debido a que no se requiere de varillas o elementos móviles dentro del tubing para su funcionamiento (Hernández 2017b).

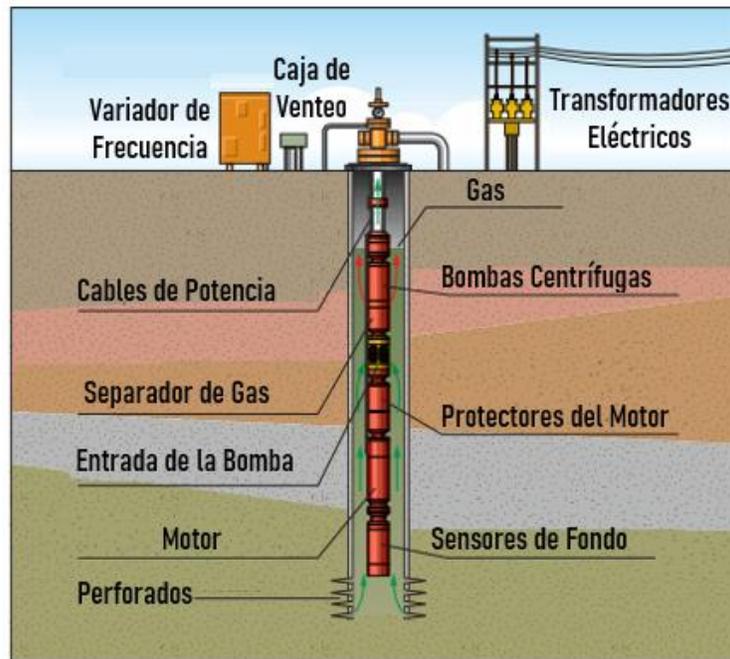


Figura 0-10 Esquema de un sistema de bombeo electrosumergible. Modificado de (Fleshman and Obren Lekic 1999).

2.4.5.1 Equipos de Superficie

2.4.5.1.1 Transformador SDT o Reductor

Son utilizados generalmente para reducir el voltaje que traen las líneas eléctricas de la red nacional que alimentan al sistema BES con el fin de obtener el voltaje requerido para el óptimo funcionamiento del VSD, se pueden utilizar tres transformadores monofásicos o un transformador trifásico (Schlumberger. 2016).



Figura 0-11 Imagen de dos tipos de transformadores SDT o reductor. Tomado de (Rymel 2021)

2.4.5.1.2 Variador de Velocidad (VSD)

Este equipo es también llamado variador de frecuencia, se encarga de controlar la velocidad de rotación del motor y como consecuencia el caudal de fluido en el fondo del pozo. Se encarga de obtener una relación constante entre voltaje y frecuencia para mantener las condiciones apropiadas de operación y no generar daños en los motores, usa componentes electrónicos para variar las frecuencias de entrada (generalmente 60Hz) y convertirlas en cualquier frecuencia de acuerdo con el rango de operación (Hughes 2015), el VSD contiene estos tres componentes básicos:

- **Sección del convertidor:** Se encarga de transformar la tensión y corriente alterna que viene con una frecuencia de 60 Hz, en un voltaje y una corriente continua.
- **Sección de control o filtro DC:** Es la sección encargada de suavizar la onda de corriente continua para entregarla a la siguiente sección.
- **Sección del inversor:** Tiene como función convertir el voltaje y corriente continua en un nuevo voltaje y corriente alterna, con la frecuencia requerida para obtener la velocidad óptima del motor en el fondo del pozo y extraer el caudal de fluido esperado.

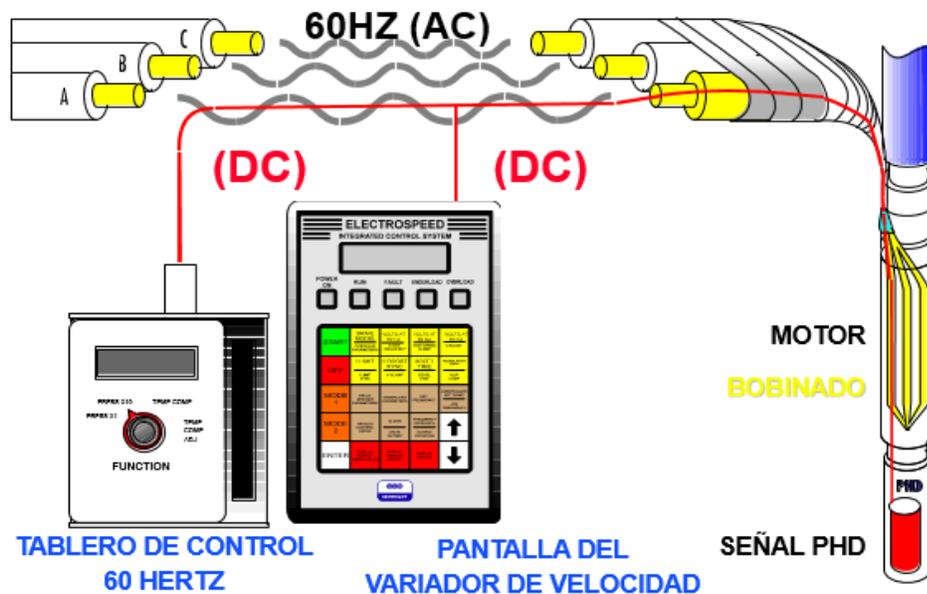


Figura 0-12 Esquema del montaje de un tablero de control y la pantalla del variador en un sistema de bombeo electrosumergible. Tomado de (Hughes 2014)

2.4.5.1.3 Tablero de Control

Es un dispositivo que permite monitorear el sistema de producción por medio de instrumentos de medición, cuya principal función es proteger y controlar la operación de los equipos con el fin de alargar su vida útil, contiene botones selectores de voltaje y corriente, fusibles, señales, alarmas, interruptores para arranque y parada, sistemas de protección de

sobrecarga y baja carga, registro de los parámetros más importantes de la operación y sistemas de arranque suave que reducen los esfuerzos eléctricos y mecánicos al arrancar el motor. (Schlumberger. 2016).

2.4.5.1.4 Transformador SUT o Elevador

Se utiliza para elevar el voltaje en la línea de superficie al valor requerido para alimentar el motor en el fondo del pozo y algunos tienen interruptores que les permiten una mayor flexibilidad en la operación. Es posible utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos y puede utilizarse también como transformador reductor si se conecta al contrario (Schlumberger. 2014).



Figura 0-13 Imagen de un transformador. Tomado de (Dynamics 2020)

2.4.5.1.5 Caja de Venteo

Es un elemento que permite conectar eléctricamente los componentes del sistema que se encuentran en el fondo del pozo con los equipos que se encuentran en superficie, también permite tomar mediciones eléctricas del sistema y en caso de fallas, poder aislar el ensamblaje del resto de equipos, otra de sus funciones es ventear cualquier cantidad de gas que pueda migrar desde el fondo de pozo a través del cable de potencia (Schlumberger. 2016).

2.4.5.2 Equipos de Fondo de Pozo

2.4.5.2.1 Cable de Potencia

Es el que conduce la energía y potencia generada en superficie hacia el motor de fondo, puede ser diseñado con o sin capilar y dependiendo de la temperatura o condiciones del pozo está compuesto de diferentes materiales y formas (Cable Redondo – Cable Plano), los cables se componen de tres conductores de cobre aislados y enchaquetados en una armadura metálica, son transportados mediante carretes en superficie y su instalación se hace con la ayuda de un Spooler. (Hughes 2014).



Figura 0-14 Esquemas de la estructura de un cable plano y un cable redondo. Modificado de (Dynamics 2020)

2.4.5.2.2 Bomba Electrosumergible (BES)

Las BES multietapas tienen la capacidad de desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas; se caracterizan por tener diámetros reducidos, gran cantidad de etapas y alta capacidad para manejar grandes cargas, siempre son impulsadas por un eje que va conectado a un motor que gira a diferentes velocidades (Hughes 2014).

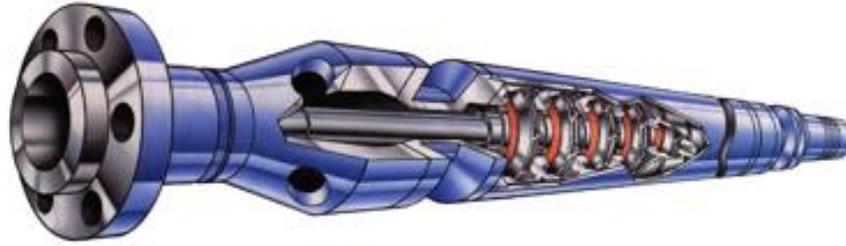


Figura 0-15 Esquema de una BES. Tomado de (Hughes 2014).

2.4.5.2.2.1 Etapas de la Bomba

Las etapas de las BES se conforman principalmente por un impulsor y un difusor, son las encargadas de conducir los fluidos de un nivel a otro incrementando su energía hasta lograr una presión de descarga que los lleve a superficie. El impulsor es la parte rotativa que imprime energía cinética (velocidad) al fluido, mientras el difusor es la parte estacionaria que convierte la energía cinética en energía potencial (cabeza), de esta manera el fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno cercano al eje y sale por la parte externa, posteriormente llega al difusor que conduce el fluido a la siguiente etapa (Hughes 2014).

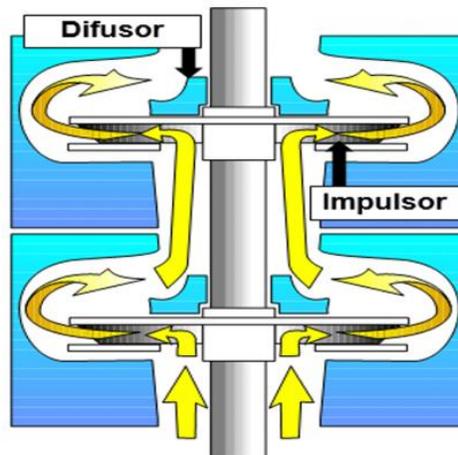


Figura 0-16 Esquema del funcionamiento de dos etapas (rotor y estator). Tomado de (Hughes 2014).

2.4.5.2.2 Tipos de Etapas

Las etapas comúnmente más utilizadas en las BES son las de flujo radial y flujo mixto, las primeras se caracterizan por manejar caudales bajos con poco volumen de gas y sólidos mientras las segundas están diseñadas para el manejo de altos caudales con presencia de sólidos y gases en los fluidos, además de ello difiere la geometría en los difusores como se puede observar en Figura 0-17, donde las etapas de flujo radial tienen difusores orientados perpendicularmente al eje de la bomba mientras que las etapas de flujo mixto tienen los difusores en forma diagonal con un componente radial y un componente axial al eje de la bomba (Hughes 2015).

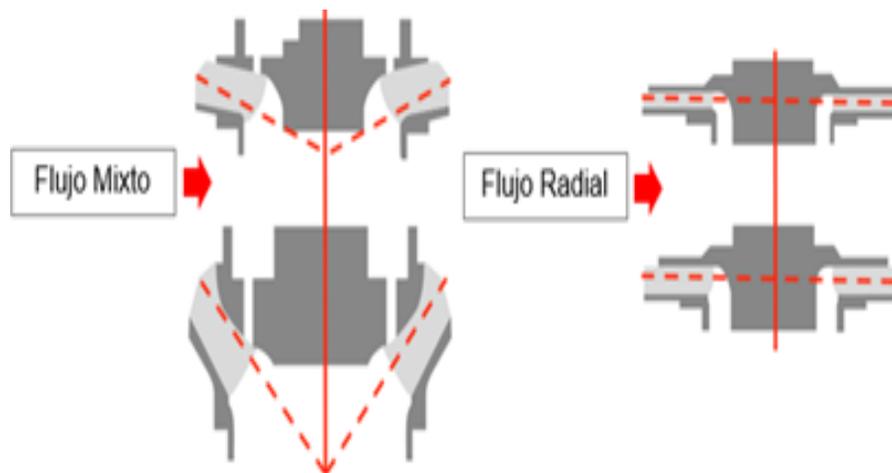


Figura 0-17 Esquema de los tipos de etapas en las bombas. Modificado de (Dynamics 2020)

2.4.5.2.3 Intake o Entrada de la Bomba

Es la parte de la bomba por donde el fluido ingresa y donde mediante sensores se obtiene la PIP (Pump Intake Pressure), este parámetro es de suma importancia ya que debe encontrarse por encima de la presión de burbuja (P_b) con el fin de evitar la generación de gas libre y posterior el ingreso de gas hacia la bomba ya que podría causar múltiples complicaciones y daños (Hughes 2015).

2.4.5.2.4 Separador de Gas

Cuando se tiene cierta cantidad de gas libre que excede la cantidad que puede manejar la bomba, es necesario la instalación de un separador de gas en la succión con el fin de disminuir el gas que ingresa y obtener una mayor eficiencia; su principal función es desviar el gas hacia el espacio anular y para cumplir este objetivo, se han diseñado básicamente dos tipos de separadores; estático y dinámico (Schlumberger. 2016).

2.4.5.2.4.1 Separador Tipo Estático

En este diseño los fluidos entran por una multitud de pasajes de tipo laberinto que combinan la dirección del flujo, favoreciendo la separación gravitacional con el fin de que el gas vaya hacia el espacio anular, es denominado de esta manera porque no tiene partes móviles que ejerzan trabajo sobre el fluido (Schlumberger. 2016).

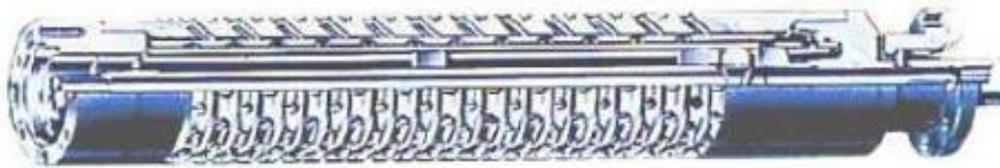


Figura 0-18 Esquema de un separador estático. Tomado de (Schlumberger. 2016)

2.4.5.2.4.2 Separador Tipo Dinámico

Los fluidos en este separador entran por la base hacia una cámara donde son centrifugados con un inductor que terminan en aspas rectas. Los fluidos más pesados se desplazan hacia la parte externa del separador y el gas se queda en el centro para ser llevado por medio de un desviador (by – pass) hacia el espacio anular, mientras el líquido ingresa a la bomba (Schlumberger. 2016).



Figura 0-19 Esquema de un separador dinámico. Tomado de (Dynamics 2020)

2.4.5.2.5 Sello o Protector

Es un componente que se localiza entre el motor y el intake de la bomba, su función más importante como su nombre lo indica es proteger el motor generando un sello al igualar la presión externa del pozo con la presión interna del aceite dieléctrico del motor; es un equipo diseñado con el volumen necesario para permitir la expansión o contracción térmica del aceite dieléctrico y absorbe el empuje axial descendente de la misma (Hughes 2015).

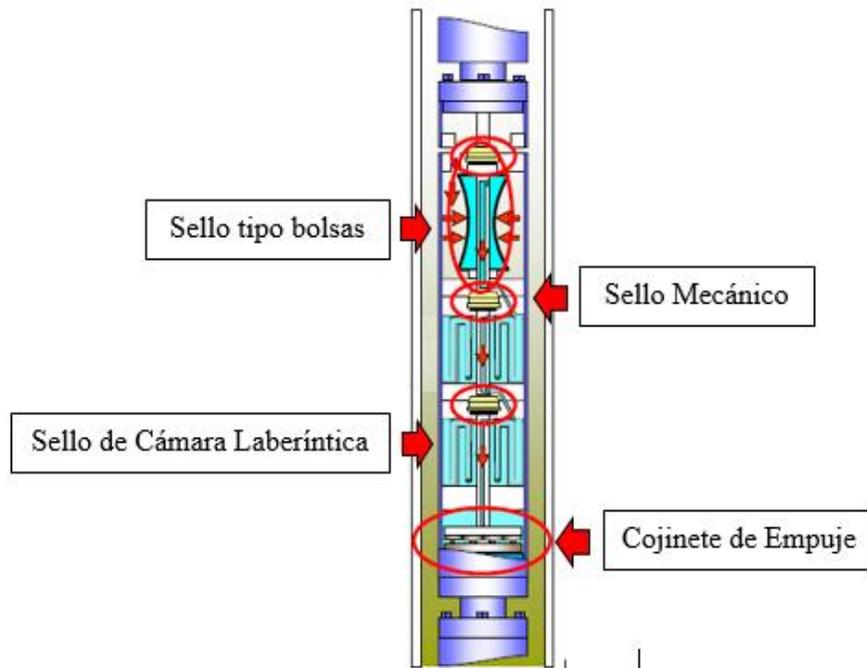


Figura 0-20 Esquema de los tipos de sello en el ensamblaje de fondo.(Hughes 2015)

Tipos de sello que se pueden encontrar en el ensamblaje de fondo o BHA por sus siglas en Ingles:

- **Sellos Mecánicos:** Son aquellos que previenen la migración a través del eje del sello
- **Sellos tipo bolsas:** Provee una barrera física por medio de un material elastómero que cambia de volumen según las condiciones y mantiene los fluidos separados.
- **Sellos de cámara laberíntica:** Utiliza la diferencia de gravedad específica entre el fluido del pozo y el aceite del motor para proveer aislamiento.

2.4.5.2.6 Sensores de Fondo

Los sistemas de monitoreo de fondo o sensores se ubican en la base del motor, son dispositivos electrónicos que envían señales digitales por medio del cable a superficie, registrando los diferentes parámetros de operación del sistema BES, dentro de los cuales se encuentra la presión, temperatura, vibraciones, ETC... (Hughes 2015).

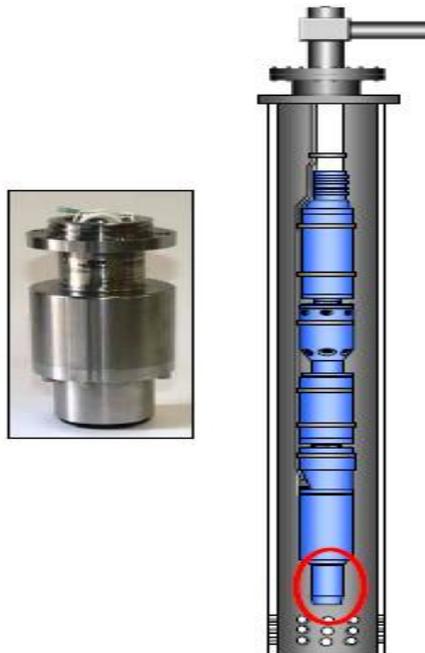


Figura 0-21 Esquema e imagen de los sensores en el BHA de una bomba electrosumergible. Tomado de (Hughes 2015)

2.4.5.2.7 Motor Electrosumergible

Es la parte del sistema encargada de transformar la energía eléctrica que viene de los equipos de superficie en energía mecánica, esta energía a su vez se le transmite a la BES por medio de un eje con el fin de impulsar los fluidos que vienen del reservorio a superficie, son dimensionados para unas potencias, corrientes y voltajes específicos. Los motores son equipos diseñados para operar en un rango de temperatura específico y su refrigeración se logra con la circulación interna del aceite dieléctrico y el paso de los fluidos del pozo alrededor de la parte externa del motor. (Hughes 2015).

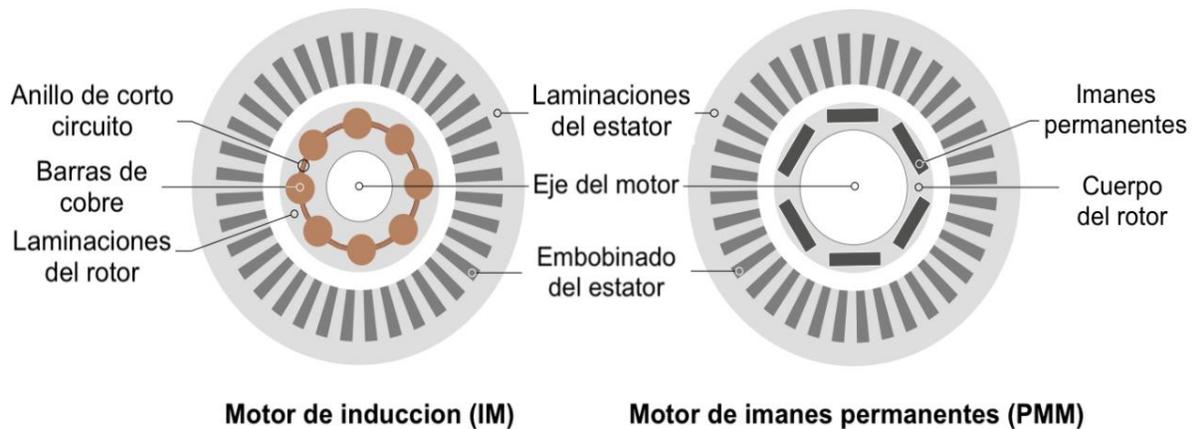


Figura 0-22 Esquema de un IM y un PMM. Modificado de (Dynamics 2020)

2.4.5.3 Variaciones en el sistema electrosumergible con motor de imanes permanentes (PMM) con respecto al sistema con motores de inducción (IM)

Los motores de imanes permanentes PMM en los sistemas BES cada día se posicionan más, debido a las amplias aplicaciones y sus grandes ventajas en la operación de cada uno de los pozos petroleros en comparación con los motores de inducción convencionales IM, la expansión hacia esta nueva tecnología es un proceso en el que múltiples componentes del sistema

convencional siguen prestando sus servicios sin ninguna variación, puesto que los únicos equipos que cambian significativamente son los motores y el variador de velocidad o panel de control, ya que presenta una modificación en su programación lógica. A continuación se puede observar gráficamente la variación en el sistema electrosumergible (*Ecopetrol S.A 2020b*).

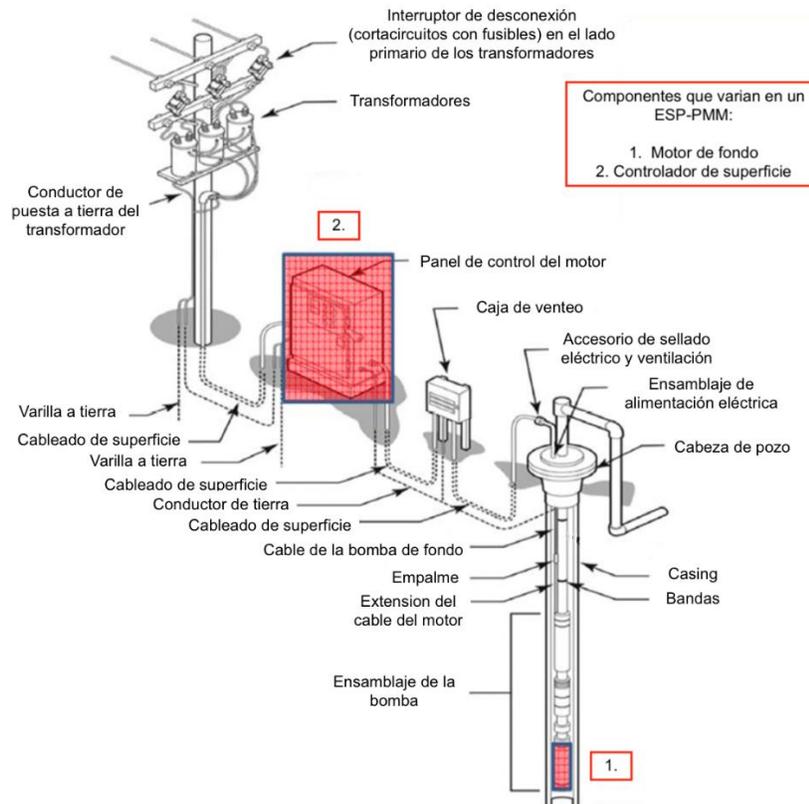


Figura 0-23 Esquema de los componentes de un sistema BES-PMM con respecto a BES-IM. Modificado de (Ecopetrol S.A 2020b)

2.4.5.3.1 Diferencias en el motor de fondo

2.4.5.3.1.1 Motor Inducción electromagnética (IM)

Los motores de inducción también conocidos por las siglas IM (debido a su nombre en Inglés Induction Motor) utilizados en los sistemas BES funcionan con corriente alterna y son llamados motores asíncronos, debido a que la velocidad con la que gira el rotor es ligeramente

menor a la velocidad del campo magnético que se genera en el estator, esta diferencia en la velocidad es llamada deslizamiento. Su principio de operación se basa en una inducción electromagnética en donde la corriente eléctrica se induce en el rotor que actúa como un elemento conductor y se mueve en relación con el campo magnético generado en el estator. Los motores asíncronos se conforman por un estator que contiene bobinas para cada una de las fases que llegan al equipo y allí el campo magnético gira con los cambios de la corriente alterna; dentro del estator unido al eje del motor se encuentra el rotor que comúnmente es de tipo jaula de ardilla y se compone por barras de cobre cortocircuitadas que no se conectan a ninguna fuente de energía, también los rotores pueden componerse por devanados trifásicos conectados en forma de Y (Dynamics 2020).

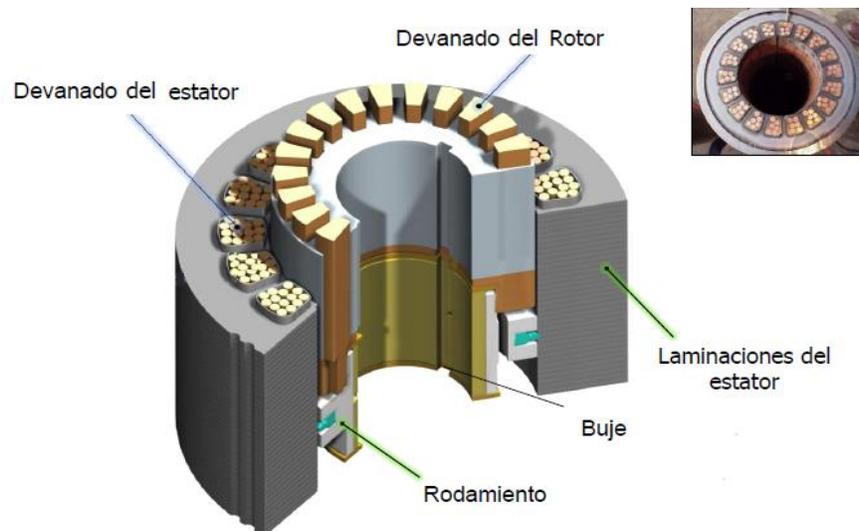


Figura 0-24 Esquema de un motor de inducción. Modificado de (Hughes 2015)

2.4.5.3.1.2 Motor de imanes permanentes (PMM)

Los motores electrosumergibles de imanes permanentes también conocidos por las siglas PMM (debido a su nombre en inglés Permanent Magnet Motors) se han venido implementando cada vez más en los sistemas BES; estos motores funcionan con corriente alterna y a diferencia de

los motores de inducción son síncronos, es decir que la velocidad del rotor es la misma del campo magnético del estator, por tanto, no presentan deslizamiento. En sus componentes, el único elemento que varía significativamente respecto al IM es el rotor, ya que se cambian las barras de cobre por los imanes permanentes que se instalan ya sea en su parte interna o externa, estos imanes tiene la capacidad de almacenar energía magnética por un largo tiempo y son los que crean un campo magnético uniforme en el rotor, que a su vez se encarga de interactuar con el campo que se encuentra en el estator, con este proceso se genera el movimiento sincrónico del motor (Dynamics 2020).

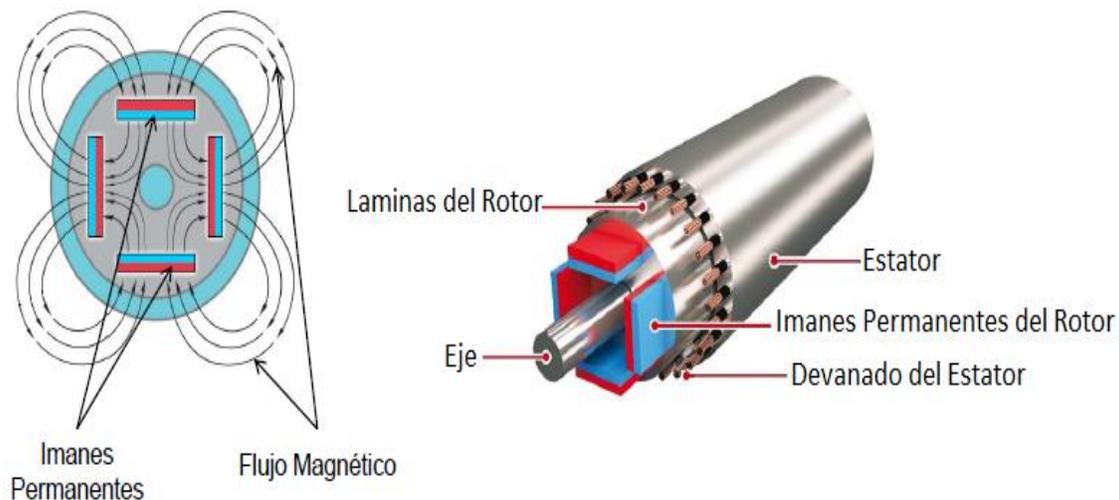


Figura 0-25 Esquema de motor de imanes permanentes PMM. Modificado de (Borets 2013)

2.4.5.3.1.3 Ventajas y Limitaciones de lo PMM

Los PMM son equipos que a través del tiempo se han venido implementando cada vez más en la industria petrolera, debido a esto se han identificado múltiples ventajas y algunas limitaciones a en el momento de implementarlos en los pozos. A continuación, se presentarán algunas de ellas en las siguientes tablas.

Tabla 0-5 Ventajas de los motores PMM. Modificado a partir de (Xiao and Lastra 2018) y (Ecopetrol S.A 2019b).

Característica	Ventajas
Dimensiones	La tecnología PMM permite reducir las dimensiones del motor como OD (diámetro externo), longitud, el peso del motor y por ende del BHA (Ensamblaje de fondo).
Potencia	Gracias a un mayor flujo magnético, la relación entre la potencia por unidad de volumen en PMM es mayor que en IM, permitiendo que la diferencia de caballos de fuerza (Hp) por unidad de equipo pueda ser aproximadamente el doble.
Eficiencia	La eficiencia del PMM aumenta respecto a la de los IM, ya que no requieren gran cantidad de energía para magnetizar e inducir el rotor. De esta manera no se generan pérdidas por el efecto Joule y el factor de potencia que indica la relación entre la energía suministrada y la aprovechada aumenta con valores muy cercanos a 1.
Temperatura	El aumento en la eficiencia también lleva consigo una disminución de la energía perdida en forma de calor, lo que permite la operación de los PMM a una menor temperatura.
Vida útil del motor	Los PMM operan a una menor temperatura evitando que los sellos se dilaten y de esta manera prolongan su vida útil, a su vez las dimensiones considerablemente menores permiten mitigar los problemas generados por las condiciones mecánicas de los pozos en las operaciones de mantenimiento.

Tabla 0-6 Limitaciones de los motores PMM. Modificado a partir de (Ecopetrol S.A 2019b).

Característica	Limitaciones
Seguridad operacional	La tecnología de los PMM por su naturaleza está ligada a problemas de seguridad operacional, a causa del fenómeno denominado “Backspin”, razón por la cual en las operaciones de subida o bajada del motor se deben emplear esquemas completos de seguridad con barreras de fondo y superficie, que permitan mantener seguros al personal y los equipos.
Costo	En la mayoría de los casos los equipos de PMM suelen requerir de una inversión más alta en comparación a los IM, a su vez requieren de un acondicionamiento en el variador de frecuencia (VSD) que en ocasiones implica la compra de un equipo nuevo.

2.4.5.3.2 Diferencias en el Panel de control

Los paneles de control tienen dos grandes componentes, como lo son la parte de potencia que se constituye de los elementos que actúan directamente sobre las cargas eléctricas con las que el variador o panel de control trabaja y la parte lógica que hace referencia a los dispositivos utilizados para la configuración operacional del variador; esta programación lógica es la que difiere a la hora de implementar los PMM en los BES (Ecopetrol S.A 2020b).

Existen los siguientes tipos de programación:

- **Programación lógica basada en conmutación trapezoidal:** es la que controla la corriente que circula por los terminales del motor, energizando dos simultáneamente y manteniendo el tercer terminal desconectado. Se presenta asincronismo y es aplicada en la mayoría de los sistemas con IM (Ecopetrol S.A 2020b).
- **Programación lógica basada en conmutación sinusoidal:** Es la que controla la posición del rotor continuamente. Presenta problemas a altas velocidades de rotación del motor (Ecopetrol S.A 2020b).
- **Programación lógica basada en control vectorial (Field Oriented Control):** es la que controla el vector de corriente directamente. No genera asincronismo, lo que conlleva a una mejora en el factor de potencia. Es el tipo de lógica que se debe utilizar en la aplicación de los PMM (Ecopetrol S.A 2020b).

2.4.5.4 Diferencias entre los motores de inducción (IM) y los motores de imanes permanentes (PMM)

Los PMM se diferencian de los IM en varios aspectos, en la Tabla 0-7 se definen de manera concisa las características relevantes para la operación de estos tipos de motores.

Tabla 0-7 Tabla comparativa entre los motores IM y PMM. Modificado de (Tiofiolo, Dotta, and Teves 2018)

Comparación entre los motores IM y PMM		
Característica	IM	PMM
Principio de operación	El devanado trifásico del estator genera un campo magnético que induce un voltaje en las barras conductoras en cortocircuito del rotor debido a su tipo "Jaula de ardilla". La corriente generada en el rotor es muy alta y genera un campo magnético opuesto al del estator, formando un cupé que mueve el rotor.	El campo magnético del rotor es generado naturalmente por una serie de imanes permanentes insertados. Al energizar la bobina del estator, el campo magnético generado no debe esperar la inducción de ningún otro campo y por lo tanto ambos campos se mueven por la interacción entre ellos.
Características físicas	Tiene ranuras en el estator para el devanado trifásico. El rotor tiene barras cortas de cobre.	El diámetro del rotor es menor debido a la potencia de las cuatro filas de imanes permanentes. Esto permite colocar más cobre en el estator y así reducir las pérdidas y aumentar la densidad de potencia.
Pérdidas y eficiencia	Las pérdidas se generan por efecto Joule en el devanado del estator y el rotor.	Dado que no hay inducción en el rotor, no hay pérdidas calóricas por efecto Joule. Dado que hay más espacio en el estator, se puede usar más cobre aquí, por lo que se pueden lograr menos pérdidas en el estator.
Eficiencia vs Carga del motor	La eficiencia depende de la carga del motor. A plena carga es alrededor del 85%. A medida que baja la carga, la eficiencia cae drásticamente.	La eficiencia permanece más constante en todo su rango de carga.
Torque		Es posible desarrollar más de 3 veces el torque por unidad de longitud que un IM.
Factor de potencia	Normalmente es alrededor del 75-85%. Depende de la carga del motor. A medida que la carga descende, el factor de potencia descende drásticamente.	Normalmente por encima del 90%. Permanece más constante en todo su rango de carga.
Largo		Para la misma serie de motores, puede llegar a alcanzar longitudes hasta 3 veces más bajas que el IM
Velocidad	La velocidad depende de la carga del motor. Cae a medida que aumenta la carga del motor.	La velocidad es igual a la velocidad del sincronismo. No depende de la carga del motor.
Variador	Puede ser operado por "Switchboard" o VSD	Solo puede ser operado por VSD
Control de velocidad	Control escalar: -Las RPM son una función directa de la frecuencia. -La frecuencia establece el voltaje para entregar el motor requerido V / Hz. -La corriente es una función directa del par.	Control vectorial: -VSD es esencial para el control del motor. Requiere determinar eléctricamente en tiempo real, la posición del rotor con el fin de generar la fase y amplitud adecuadas de la señal de potencia para lograr el par de torsión deseado.

2.4.6 Resultados de casos de campo en la implementación de PMM

Debido a las ventajas que esta nueva tecnología ofrece a los pozos con BES, cada vez son más las unidades implementadas en diferentes campos del mundo. En la Tabla 0-8 se muestra un resumen bibliográfico de los resultados obtenidos por diferentes operadoras al implementar pilotos de PMM en campos alrededor del mundo.

Tabla 0-8 Resultados obtenidos de algunos de los casos de aplicación PMM en el mundo.

Referencias	Localización	Resultados o comentarios
(Kamal et al. 2017)	Indonesia	Los PMM fueron entre un 9% y 27% más eficiente en comparación a los IM lo que conllevó a una disminución en el costo de levantamiento del barril.
(Ramez, Brent, and Jeremy 2017)	Estados Unidos	Aumento en el Run Life (vida operativa útil) con los motores PMM en comparación de los motores IM.
(A. Gorlov 2017)	Rusia	Reducción en el consumo energético entre 30-60% debido a la mejora de la eficiencia de todo el sistema BES. Reducción en el costo de los programas de Workover debido a lo corto y angosto del BHA.
(M. Ballarini et al. 2017)	Argentina	10% más de eficiencia en comparación a los motores IM
(M. M. Ballarini et al. 2017)	Estados Unidos	Mejor desempeño de los PMM en pruebas con condiciones bajo control (eficiencia 90-94% con respecto a los IM con eficiencias de 76-78%)

En Colombia la operadora Ecopetrol S A. también ha implementado los PMM obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 0-9.

Tabla 0-9 Resultados obtenidos de algunos de los casos de aplicación de PMM en por Ecopetrol S A. en Colombia.

Referencias	Campo	Número de Equipos	Resultados o comentarios
(Ecopetrol S.A 2020a)	Rubiales	7	Reducción del consumo energético estimada del 10% (En piloto se obtuvo una reducción del 17%)
(Ecopetrol S.A 2020a)	Tello	1	Reducción del consumo energético estimada del 18% (En piloto se obtuvo una reducción del 23%)

2.5 Conceptos de seguridad en la implementación de PMM

Con la aplicación de los PMM se han encontrado grandes retos en términos de seguridad operacional, razón por la cual se tuvieron que plantear lineamientos por los profesionales encargados de esta área con el fin de mitigar estos riesgos para el personal operativo y fomentar prácticas seguras a la hora de aplicar esta tecnología.

2.5.1 Giro del eje del rotor por efecto de fuerzas externas (Backspin)

Es un fenómeno que se define como el giro inverso e involuntario causado por una fuerza externa cuando el motor no se encuentra en funcionamiento. Este fenómeno usualmente sucede cuando el fluido que se encuentra en la tubería cae por efecto de la gravedad y atraviesa a contraflujo la bomba, provocando el movimiento del conjunto motor-bomba en sentido inverso al de operación, ocasionando que el sistema se convierta en un generador eléctrico que puede ser causal para descargas a los operarios que manipulan los equipos y el cableado en superficie, de hecho, es frecuente que sucedan este tipo de accidentes. Las operaciones que conlleven la parada o el desplazamiento de la bomba a través del pozo pueden ser causal de backspin, algunas de estas operaciones son: bajar la tubería y el equipo BES en el pozo, inyección de fluidos en reversa, inyección en directa, apagar la BES y realizar pruebas de tubería (Ecopetrol S.A 2020a).

A continuación, se pueden observar gráficamente los puntos de riesgo que se tienen en las operaciones con PMM tanto en los equipos de superficie como en los equipos de fondo, con el fin de identificar aquellas partes de la locación que pueden recibir cargas eléctricas en casos de presentarse backspin.

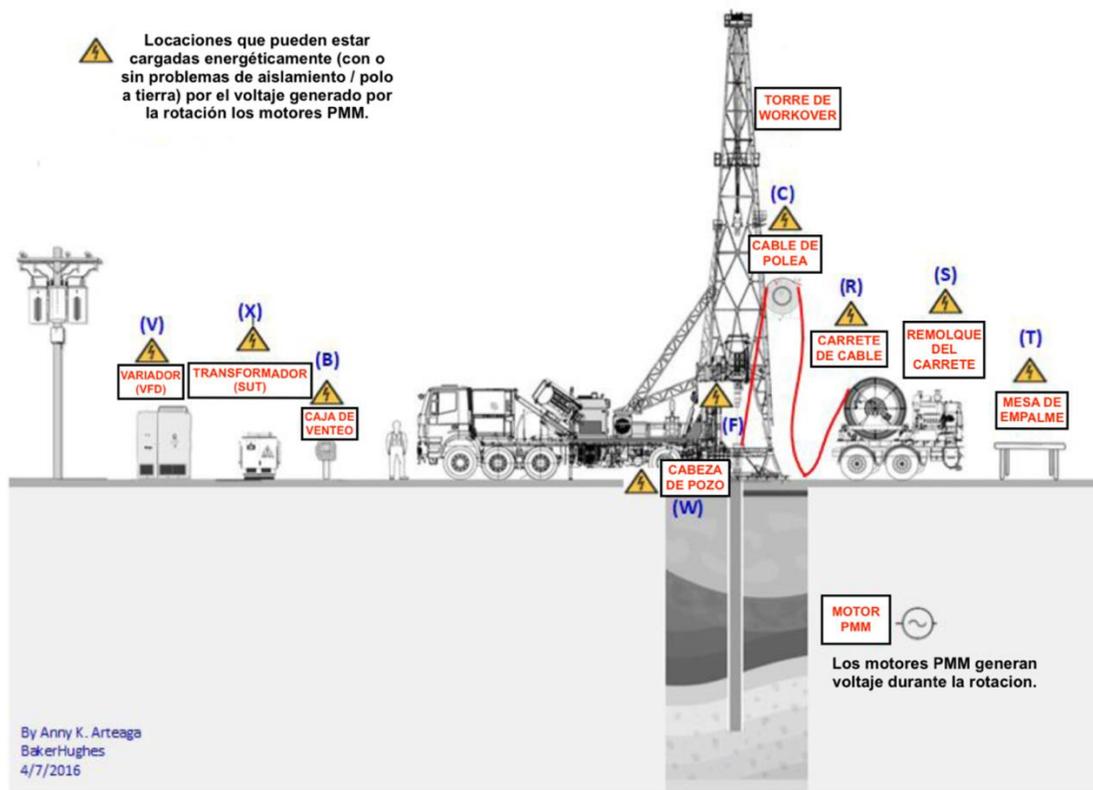


Figura 0-26 Esquema de locaciones de alto riesgo eléctrico. Modificado de (Arteaga, Montero, and Collins 2020)

2.5.1.1 Barreras mecánicas en fondo del pozo

La manera más efectiva de controlar y evitar el backspin es aplicar barreras mecánicas en el fondo del pozo que no permitan el contraflujo en el momento de realizar operaciones en los sistemas BES, muchas de estas barreras quedan en el fondo del pozo durante su etapa productiva y son tenidas en cuenta durante el diseño del BHA, mientras algunas otras son temporales y se deben remover o cerrar, únicamente luego de haber conectado todos los cables en superficie (Ecopetrol S.A 2020a), a continuación se pueden encontrar las herramientas de barrera mecánica de fondo más utilizadas: check valve, drain valve, landing nipple, blanking plug, standing valve, sliding sleeve.

2.6 Conceptos financieros

2.6.1 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto o VPN es un método financiero que permite determinar si una inversión es rentable o no. Este valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el valor tendrá un incremento equivalente al monto del valor presente neto. Si es negativo quiere decir que la empresa reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor. (Jose Didier V Áquiro 2021).

$$VPN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1 + TIO)^j}$$

- I_0 = Inversión

- FN = Flujo de caja

- TIO = Tasa interna de oportunidad

- j = Periodos de flujo de caja

2.6.2 Tasa interna de oportunidad (TIO)

La TIO, es la tasa utilizada para calcular el VPN, es decir, es el porcentaje de ganancia mínimo o tasa de rentabilidad esperada por la empresa al realizar la inversión. (Jose Didier V Áquiro 2021).

2.6.3 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno o TIR es la tasa que iguala el valor presente neto a cero, también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje (Jose Didier V Áquiro 2021).

ANÁLISIS DE CALIDAD DE DATOS

Esta fase de la investigación tuvo como objetivo explicar el manejo que se le dio a los datos de cada uno de los pozos, con el fin de establecer la confiabilidad, la exactitud, el origen y las posibles dificultades en el manejo de éstos, para posteriormente ser utilizados en los análisis cualitativos y cuantitativos.

3.1 Datos de pruebas de producción

Frente a la incertidumbre a la hora de emplear datos de producción que fuesen representativos para los pozos analizados, se optó por utilizar un promedio de las pruebas de producción reportadas por Ecopetrol S.A. durante los meses de enero, febrero y marzo del 2021. No obstante, en algunos casos como se observa en la Tabla 0-1 algunas pruebas de producción tuvieron que ser omitidas de la media, ya que los valores que reportaban eran incongruentes con los reportados en otras pruebas.

Tabla 0-1 Tabla de datos de producción del pozo USCO-138.

Pozo	Fecha	Prod. de fluido (BFPD)	Prod. de gas (SCFD)	Prod. de aceite (BOPD)	Prod. de agua (BWPD)
USCO-138	6/01/21	324	98,1	316,2	7,8
USCO-138	25/01/21	310	96,1	0	310
USCO-138	1/02/21	207,1	55,9	188,9	18,2
USCO-138	8/03/21	270	0	0	270
USCO-138	18/03/21	262,1	48,2	207,8	54,3
USCO-138	28/03/21	326,7	133,7	306,8	19,9

Una vez revisado el reporte de paradas en pozos, se corroboró que en fechas posteriores a las fechas en las que fue tomada la prueba de producción, los pozos habían sido sometidos a intervenciones de reacondicionamiento (Workover) o mantenimiento (Well Services) y se encontraban en una etapa de recuperación. Para el caso concreto del pozo USCO-138 fue necesaria la revisión de los datos del año 2019 en adelante, ya que las dos pruebas reportadas en el transcurso del primer trimestre podrían no reflejar el comportamiento normal del pozo.

3.2 Consumo de energía total (kW/h)

Basado en la recopilación bibliográfica que cataloga reducción del consumo energético como la principal función de los PMM, se decidió evaluar el consumo como el indicador principal para caracterización de la población de 146 pozos. Con el fin de cumplir con los acuerdos de confidencialidad, los pozos fueron denominados con las siglas *USCO* y con los números del 1 al 146 sin que éste fuese el orden real de los mismos. Los datos de consumo de los motores BES fueron determinados con la ayuda de algunos indicadores de los equipos de fondo y análisis de cargas, reportados por la cuadrilla de mantenimiento de los pozos. La ecuación empleada para el cálculo del consumo energético (kW/h) se muestra a continuación:

$$P = \frac{\sqrt{3} * U * I * \cos \varphi}{1000} \text{ (kW/h)}$$

Ecuación 0-1 Ecuación de potencia para motores trifásicos.

- P = Potencia activa, consumo energético (kW/h)
- U = Voltaje (V)
- I = Corriente (A)
- $\cos \varphi$ = Factor de potencia (0,8 para motores IM)

3.2.1 Precio del Consumo Energético (USD)

Este parámetro permitió calcular la proyección de ahorro económico que pueden tener los pozos una vez se implementen los PMM, el precio por cada kilovatio hora (kW/h) que consume la empresa Ecopetrol S.A. está fijado por la Electrificadora del Huila y es de 300 COP o \$0.082 USD a la tasa de cambio entre las divisas fijada más adelante.

3.2.2 Tasa ahorro energético (kW/h)

La tasa de ahorro energético fue estimada con la recopilación bibliográfica de los artículos; (Tiofiolo, Dotta, and Teves 2018), (Harris, English, and Leemasawatdigul 2017) y otros resultados obtenidos por la operadora Ecopetrol S.A. durante diferentes casos de éxito en la implementación de motores PMM en equipos electrosumergibles. Como resultado, se estableció que la tasa de ahorro energético obtenida por el cambio de IM a PMM es del 12%.

3.3 Potencia total de los motores (hp)

La potencia total de los motores es el valor obtenido al sumar la potencia de cada IM en caballos de fuerza (hp) y fue empleada para identificar el requerimiento de la unidad de PMM necesaria para cada uno de los pozos. Es recomendable emplear este parámetro, en conjunto con las dimensiones de la unidad deseada para la búsqueda en catálogos, ya que de esta manera se pueden considerar mejoras en el diseño de los BHA.

3.4 Número de motores

El número de motores es la cantidad total de unidades IM o PMM empleadas en el BHA. El número de unidades IM fue empleada para determinar el precio total del arreglo y la potencia

total de los motores, a su vez fue útil para identificar la cantidad de motores que se reducen en los arreglos al sustituir las unidades convencionales IM por las PMM.

3.5 Precio adicional entre los IM y PMM (USD)

El precio de los motores fue fijado mediante estimaciones con ayuda de Ecopetrol S.A. tomando como base las potencias de los motores y la cantidad de unidades requeridas tanto para IM como para PMM, posterior a ello se obtuvo el cálculo del valor adicional al implementar PMM en vez de IM en cada uno de los pozos. Es importante recalcar que dichas aproximaciones fueron necesarias debido a que los precios exactos de las unidades varían dependiendo de la compañía que las provea y están ligados a cláusulas de confidencialidad entre la operadora y sus proveedores. Es recomendable hacer uso de los catálogos para establecer con exactitud el precio de cada uno de los motores.

3.6 Costo del Variador de Frecuencia para el PMM (USD)

Los VSD convencionales vienen diseñados exclusivamente para trabajar con IM, por este motivo es necesario incluir en los análisis, la compra de VSD que manejen los PMM, estos son proporcionados por las empresas que los diseñan y venden, sin embargo, debido a que los precios de los VSD también están ligados a cláusulas de confidencialidad entre la operadora y sus proveedores, Ecopetrol S.A. suministró un catálogo de costos aproximados para fines académicos, no obstante, al igual que en el precio de los motores es recomendable hacer uso de los catálogos para establecer con exactitud el precio de los mismos.

3.7 Tasa de cambio entre divisas (COP – USD)

La tasa de cambio fue fijada en 3660 pesos Colombianos (COP) por cada dólar de los Estados Unidos (USD) y fue obtenida de la página web banco de la República en la sección de tasa representativa del mercado (TRM-peso por dólar) en la fecha: viernes, 21 de mayo de 2021(Republica 2021).

3.8 Datos de vida útil de los pozos (Run life)

En la plataforma de Open Wells se obtuvo el reporte de las fechas de las últimas intervenciones realizadas a los pozos seleccionados en el análisis cualitativo, el intervalo entre estas fechas y la fecha actual es el denominado tiempo de vida útil. La fecha actual fue fijada para fines prácticos el 23 de mayo del 2021 que fue el día en el cual se desarrolló el análisis.

ETAPA DE SELECCION CUALITATIVA

La etapa de selección cualitativa abarcó desde la identificación de la población total de pozos hasta una preselección de pozos candidatos al cambio de motor, basados en el análisis de parámetros de producción, consumo energético y potencia del motor, entre otros.

En la Figura 0-1 en el diagrama de barras de color gris, se observan los datos de producción fiscalizada de petróleo en los 15 campos que poseen el SLA de BES, a su vez como diagrama de líneas color amarillo se observa el consumo total de los IM en cada uno de los campos. Aunque la gráfica no es consistente ya que algunos campos pueden tener más de un SLA, es útil para contextualizar que los campos con mayor interés en temas de consumo y producción son los denominados San Francisco y Tello. A su vez, valores de consumo energético en 0 en algunos de los campos son atribuidos a pozos que cuentan con sistemas BES y están fuera de operación.

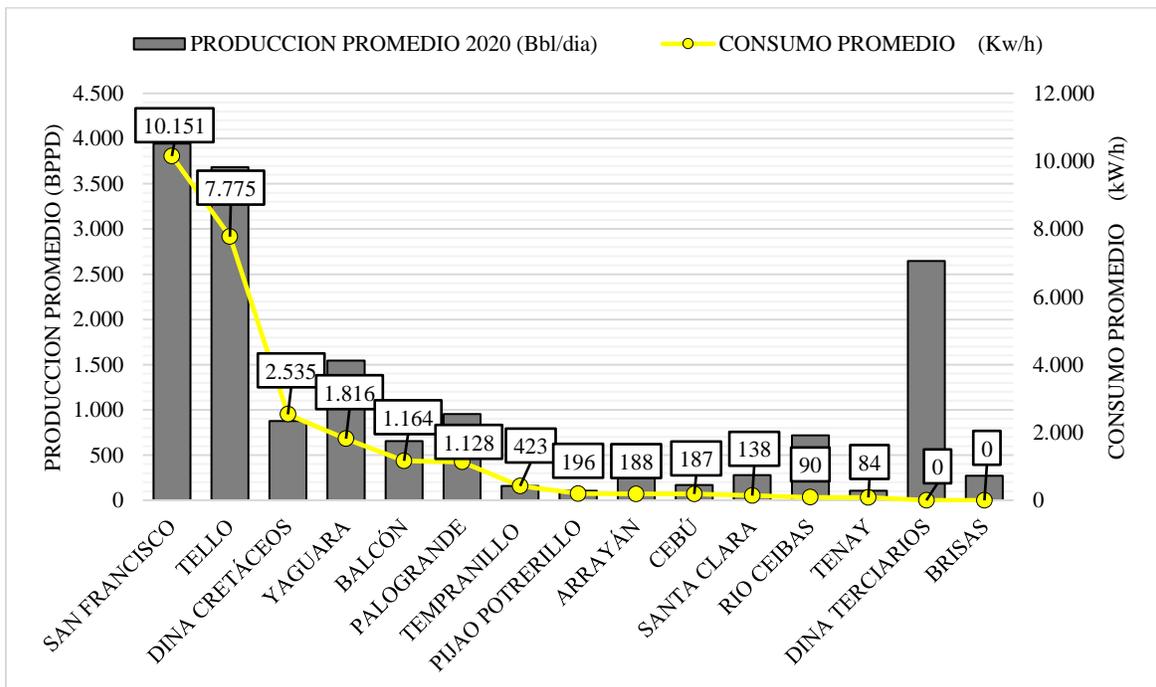


Figura 0-1 Relación de producción fiscalizada de crudo vs consumo energético de los motores BES por campo.

4.1 Identificación de la población total de pozos

A través de esta sub-etapa se definió la población total de pozos que cumplían con características básicas para poder analizar su viabilidad ante un posible cambio de motor. Los parámetros evaluados al banco total de pozos pertenecientes a la GPA de Ecopetrol S.A. en el departamento del Huila fueron los siguientes:

- Tipo de pozo: Productor
- Estado del pozo: Activo
- Sistema de levantamiento del pozo: BES (Bombeo Electro-sumergible)

Como resultado se obtuvo una población total de 146 pozos que cumplían con las 3 características.

4.2 Caracterización del consumo energético (kW/h) de los pozos

En la

Tabla 0-1 se reporta una muestra de datos perteneciente al pozo USCO-1 con los cuales se determinó el consumo energético. Los datos de corriente nominal y porcentaje de carga de corriente son empleados para analizar el esfuerzo al que está sometido el motor, sin embargo, no tienen ninguna aplicación en el cálculo del consumo.

Tabla 0-1 Muestra de datos del pozo USCO-1.

Fecha	Pozo	SUT	Motor			Consumo (kW/h)
		Voltaje de salida (V)	Corriente nominal (A)	Corriente de operación (A)	Porcentaje de carga en corriente	
22-ene-21	USCO-1	4040	145	133	91%	743

Al igual que en el pozo USCO-1, consumo energético (kW/h) fue determinado para todos los pozos, los resultados fueron ordenados de mayor a menor y posteriormente fueron seccionados en dos graficas con la finalidad de facilitar la observación del comportamiento de los datos.

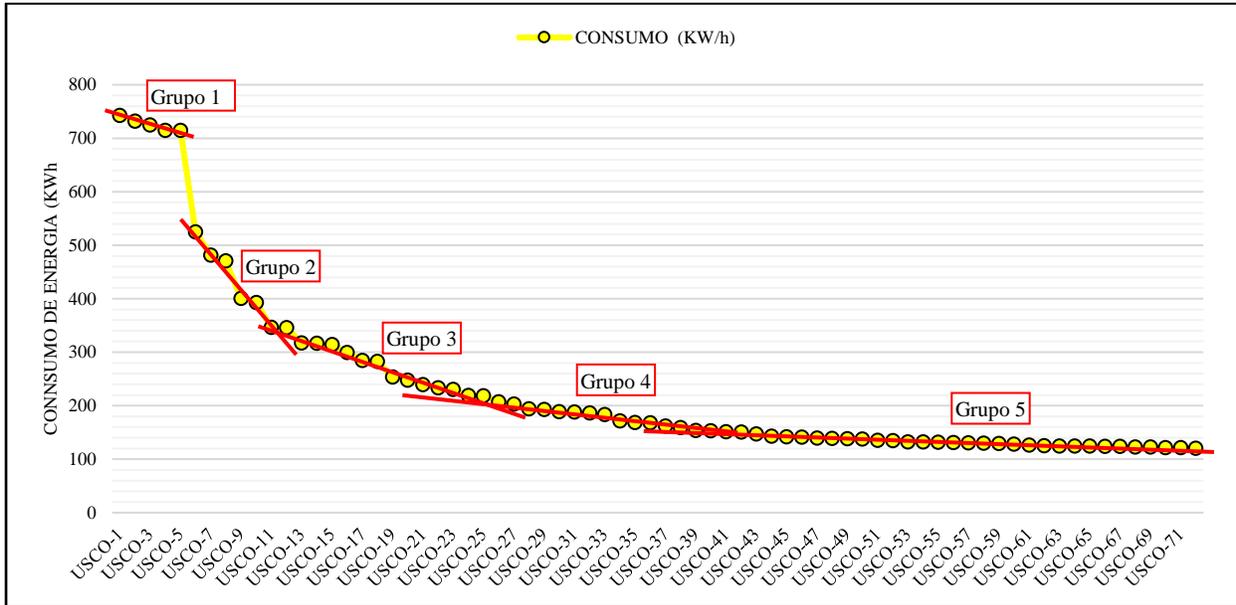


Figura 0-2 Sección 1 de consumo energético de la población de pozos.

En la sección 1, se logran apreciar a grandes rasgos, 5 grupos de pozos, cada grupo con tendencias bien definidas de diferente pendiente, en la mayoría de los casos a medida que el consumo energético en los pozos del grupo decrece, la pendiente decrece y la cantidad de pozos que siguen la misma tendencia aumenta.

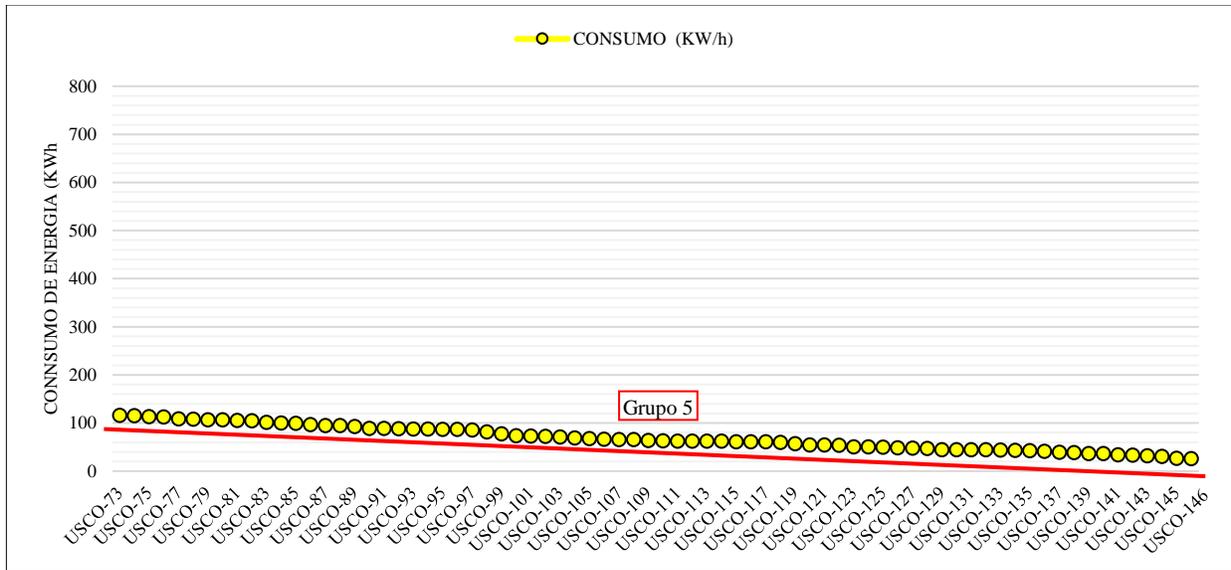


Figura 0-3 Sección 2 de consumo energético de la población de pozos.

En la sección 2 se aprecia que del pozo *USCO-73* en adelante, los pozos pertenecen a la misma tendencia de decrecimiento que fue denominada en la sección 1 como grupo 5, con una pendiente baja y un gran número de pozos. En la Tabla 0-2 se muestra una síntesis las propiedades de los 5 grupos como; número de pozos, pozo con mayor y menor consumo y consumo promedio del grupo.

Tabla 0-2 Caracterización de los grupos según consumo energético

Grupo	N. Pozos	Pozo	Consumo (kW/h)	Promedio consumo(kW/h)
Grupo 1	5	USCO-1	743	725,7
		USCO-5	715	
Grupo 2	6	USCO-6	525	436,2
		USCO-11	347	
Grupo 3	14	USCO-12	346	271,7
		USCO-25	218	
Grupo 4	16	USCO-26	207	177,0
		USCO-41	151	
Grupo 5	106	USCO-42	151	87,4
		USCO-146	26	

Con la finalidad de escoger los pozos con mejor proyección para establecer el ahorro energético, se optó por seleccionar los 3 primeros grupos, es decir los pozos comprendidos entre el *USCO-1* y el *USCO-25*, ya que se encuentran significativamente por encima del promedio general de consumo que es de 147 kW/h y tienen un diferencial de consumo entre pozos mayor, lo que permitirá apreciar claramente el impacto económico que tiene el ahorro energético en cada uno de los mismos. Para evaluar el impacto que tienen estos 25 pozos en el consumo de energía total con sistema BES, se determinó el consumo energético porcentual acumulado y los resultados obtenidos se plasmaron en la Figura 0-4. Se puede observar en la gráfica que estos 25 pozos representan aproximadamente el 17% de la población total y consumen el 44,5% de la energía requerida por la totalidad de pozos.

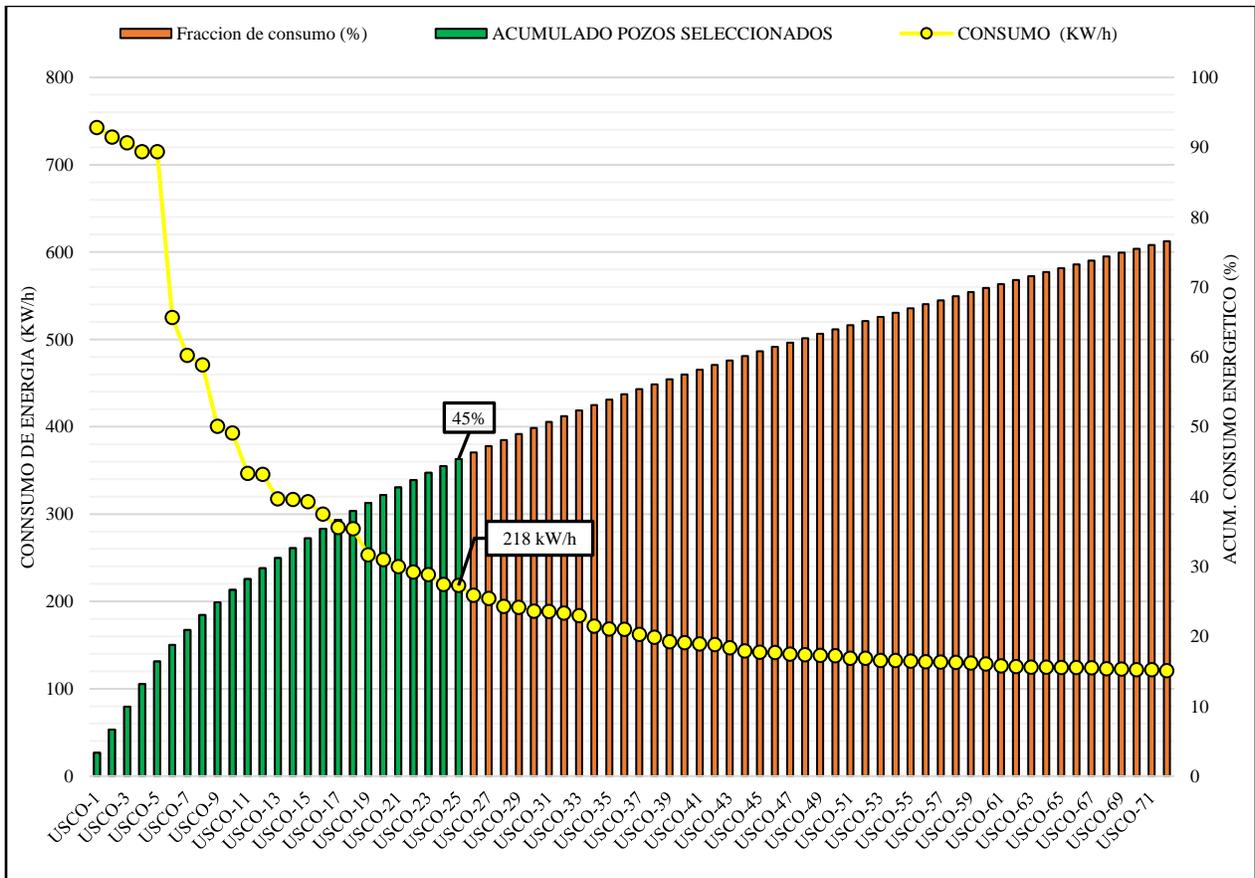


Figura 0-4 Grafica del acumulado de consumo energético.

Una vez fijado el intervalo de interés (USCO-1 al USCO-25) se consideró que para dar una visión completa de la relevancia de estos 25 pozos en otros aspectos era necesario reportar los resultados hasta el USCO-72, como se puede observar en la gráfica.

Posterior a identificar la relevancia que tienen estos 25 pozos en el consumo energético, se da paso a establecer la relación que tienen las diferentes características de los pozos realizando a continuación una gráfica de tres (3) ejes en la cual se observa la relación entre el consumo energético, la profundidad en la que se encuentra la bomba y la producción de fluidos, con el fin de analizar el comportamiento y la interacción entre estos parámetros.

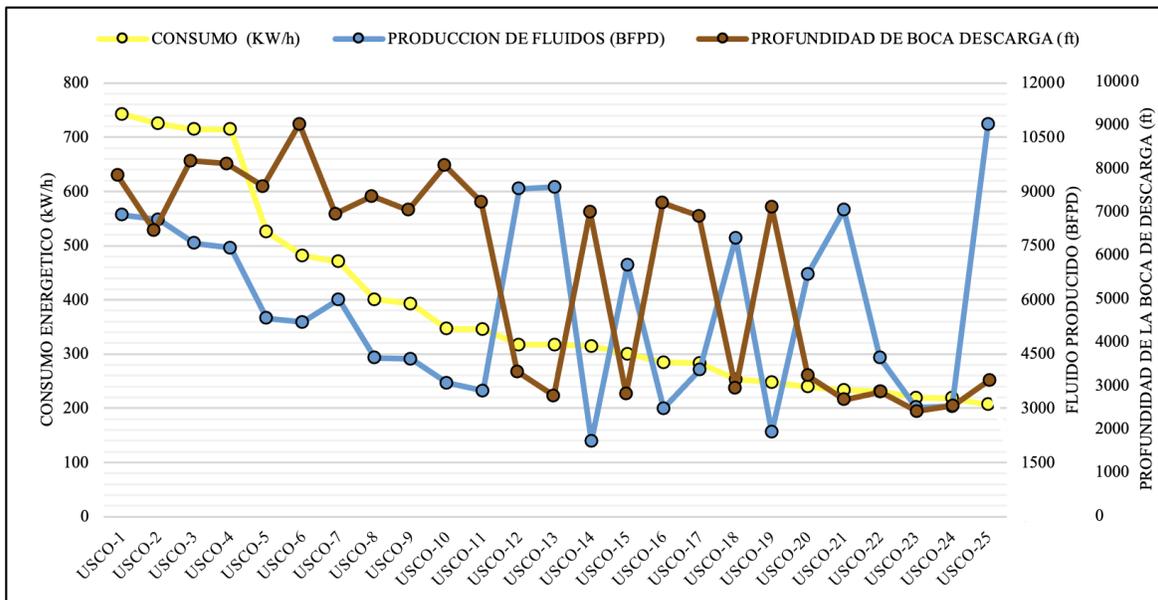


Figura 0-5 Grafica de la incidencia de la producción de fluido y la profundidad en el consumo energético.

En la gráfica es posible identificar que en condiciones de alta producción de fluido y alta profundidad los consumos energéticos son elevados, no obstante, en otros casos donde la tasa de producción es baja y la profundidad es alta, el consumo energético se mantiene, a su vez cuando

la tasa producción de fluido es alta y la profundidad del pozo es baja sigue el equilibrio entre los consumos energéticos, lo que comprueba la relación directa entre el aumento del consumo energético con los aumentos de la profundidad y el caudal de fluidos en los pozos.

4.3 Caracterización del número de motores en la configuración de fondo (BHA) de los pozos de interés.

Un valor agregado a la hora de reemplazar los motores convencionales utilizados en los sistemas BES por PMM es la posibilidad de reducir el tamaño en diámetro y en longitud de los BHA. Sin embargo, los PMM también han permitido reducir el número de unidades en los arreglos dobles (Dos motores en serie) y triples (Tres motores en serie), ya que con un solo PMM se suplen las necesidades de potencia para cada uno de los mismos, reduciendo el tiempo de las operaciones y las dificultades que se presentan en éstas.

En la Figura 0-6 se puede apreciar en el gráfico de puntos el consumo energético, en el gráfico de barras la potencia total del sistema que hace referencia a la potencia aportada por todos los motores que componen el BHA y por último la potencia unitaria de los motores que se encuentran instalados en los pozos. A su vez se puede observar una zona blanca que delimita los pozos seleccionados para la siguiente etapa. Las gráficas de barras se transpusieron una sobre la otra de tal manera que para los BHA compuestos por un solo motor no se verá la barra naranja en el gráfico.

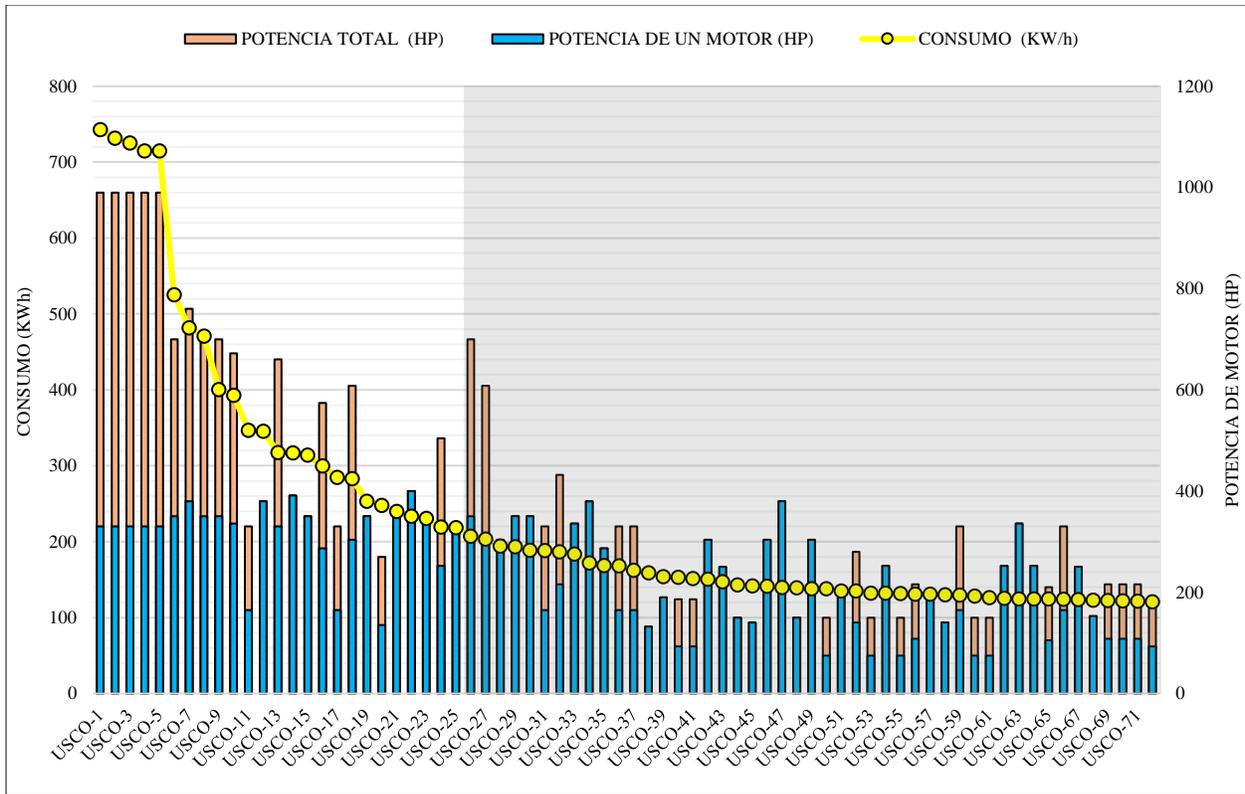


Figura 0-6 Grafico de potencia total del BHA y potencia de un motor.

Como se pudo apreciar la gran mayoría de los pozos que se encuentran en el grupo de interés tienen un BHA con arreglos dobles o triples razón que favorece la implementación de los PMM en cada uno de ellos, generando ventajas operacionales y oportunidades técnicas al reducir la cantidad de motores en fondo como se podrá identificar en análisis posteriores.

4.4 Caracterización de la producción de crudo (BOPD) de los pozos de interés.

Para fines técnicos en la implementación de los motores PMM el consumo energético es el principal factor de importancia en el análisis, sin embargo, a nivel general el factor económico más importante de un pozo productor es su producción de crudo versus su costo de extracción. En la Figura 0-7 se graficó la producción de crudo y el consumo energético, con la finalidad de caracterizar los pozos seleccionados en este aspecto, con respecto a los demás en el gráfico. La línea roja señala la producción promedio de la población total de pozos y la línea verde la producción promedio de la población de pozos seleccionados.

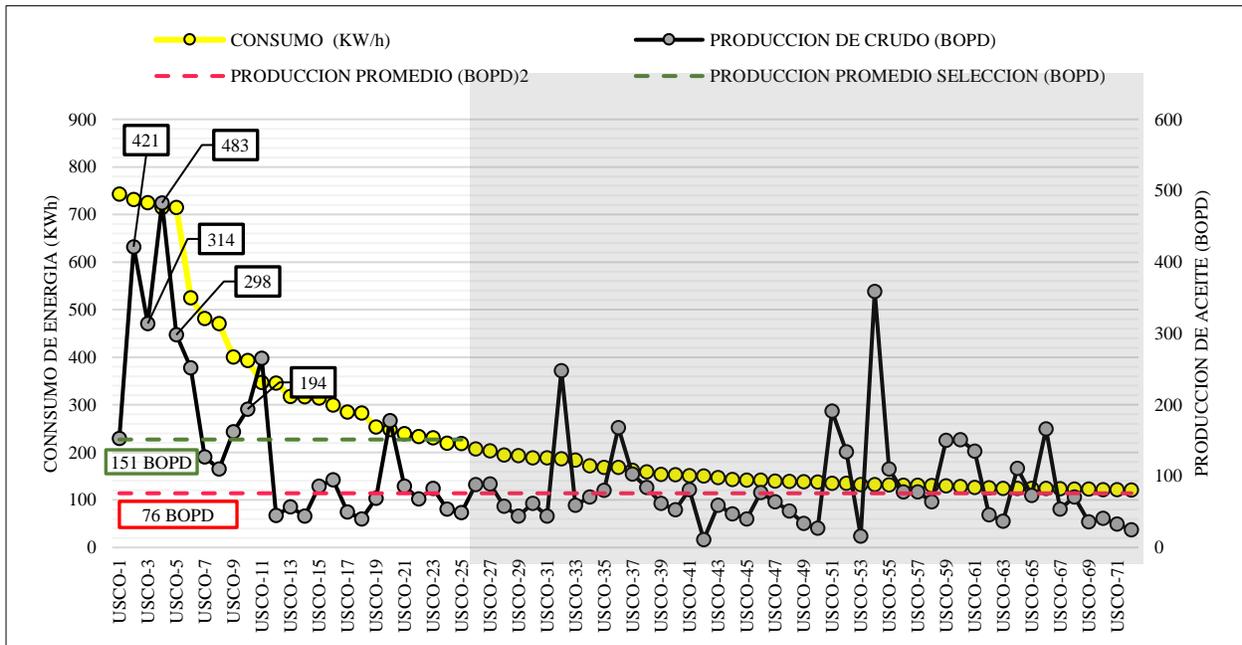


Figura 0-7 Gráfico de producción de crudo y consumo energético.

En la zona seleccionada del USCO-1 al USCO-25 se aprecia que la mayoría de los pozos tiene un excelente perfil de producción, puesto que la producción promedio de estos 25 pozos es aproximadamente el doble de la producción promedio de la totalidad de pozos con BES.

ETAPA DE SELECCION CUANTITATIVA

De acuerdo con lo analizado en la sección anterior se logró establecer una población de interés de 25 pozos que se encuentran por encima de la media aritmética del consumo energético

y además de ello sobresalen notablemente del promedio de la producción de crudo de todos los pozos de la GPA con BES. En esta etapa de la investigación se realizó un análisis técnico-económico con el fin de discriminar de los 25 pozos, aquellos que posiblemente permitan implementar la tecnología eficientemente y con ello generar múltiples beneficios. Para dar inicio al estudio es importante recalcar que se tiene en cuenta la premisa manejada por la empresa Ecopetrol S.A, en la que se establece que para implementar este tipo de tecnología es necesario que el SLA que se encuentra instalado en el pozo, falle, es decir, realizar una implementación por oportunidad. Este análisis parte de diferentes datos de los IM utilizados actualmente en los pozos, los costos relacionados con el acondicionamiento del BES para la implementación del PMM, los pronósticos de ahorro energético y el Run Life para cada uno de los pozos.

5.1 Condiciones Actuales de los IM en los Pozos

Inicialmente se partió de las condiciones en las que se encuentran los pozos, con sus respectivos IM en los BES y sus especificaciones, con el fin de establecer el punto de partida para implementar el PMM en el momento que el pozo falle, siempre y cuando las condiciones técnico-económicas sean favorables.

Tabla 0-1 Condiciones Actuales de los IM.

Pozos	Potencia total IM (Hp)	Cantidad de IM	Consumo total de energía (kW/h)
--------------	-------------------------------	-----------------------	--

USCO-1	990	3	742,60
USCO-2	990	3	731,69
USCO-3	990	3	725,01
USCO-4	990	3	714,70
USCO-5	990	3	714,70
USCO-6	700	2	525,15
USCO-7	760	2	481,51
USCO-8	700	2	470,69
USCO-9	700	2	400,30
USCO-10	672	2	392,84
USCO-11	330	2	346,65
USCO-12	380	1	345,57
USCO-13	660	2	317,28
USCO-14	391	1	316,79
USCO-15	350	1	314,15
USCO-16	574	2	299,76
USCO-17	330	2	284,51
USCO-18	608	2	283,06
USCO-19	350	1	253,37
USCO-20	270	2	247,77
USCO-21	350	1	239,60
USCO-22	400	1	233,55
USCO-23	336	1	230,66
USCO-24	504	2	219,39
USCO-25	336	1	218,31

5.2 Identificación de los PMM para Implementar en los Pozos

En esta fase del análisis se buscó identificar los PMM que se van a implementar en los pozos, además de ello se evaluó la potencia que cada uno maneja con el fin de corroborar que suplan las necesidades que tienen los pozos y puedan tener resultados iguales o mejores que los IM, también se analizó la disminución de motores al aplicar la tecnología para establecer la ventaja que se obtiene al implementar esta tecnología en los pozos.

Tabla 0-2 Identificación de los PMM.

Pozos	Cantidad de PMM	Potencia total PMM (Hp)	Disminución en la cantidad de motores
USCO-1	1	990	2
USCO-2	1	990	2
USCO-3	1	990	2
USCO-4	1	990	2
USCO-5	1	990	2
USCO-6	1	700	1
USCO-7	1	760	1
USCO-8	1	700	1
USCO-9	1	700	1
USCO-10	1	672	1
USCO-11	1	330	1
USCO-12	1	380	0
USCO-13	1	660	1
USCO-14	1	391	0
USCO-15	1	350	0
USCO-16	1	574	1
USCO-17	1	330	1
USCO-18	1	608	1
USCO-19	1	350	0
USCO-20	1	270	1
USCO-21	1	350	0
USCO-22	1	400	0
USCO-23	1	336	0
USCO-24	1	504	1
USCO-25	1	336	0

Al comparar la implementación de los PMM con los IM se logró identificar la disminución en el número de motores de fondo, debido a que los PMM tienen una mayor eficiencia y han sido diseñados de tal manera que con tamaños muy similares a los que se observan en los IM pueden alcanzar potencias mucho mayores, de esta manera se puede evitar utilizar motores en tándem y por ende obtener una mayor confiabilidad en el subsuelo, disminuyendo la rigidez en el BHA, obteniendo BES más cortos y generando un espaciamiento mayor entre los motores y la tubería de producción o el completamiento.

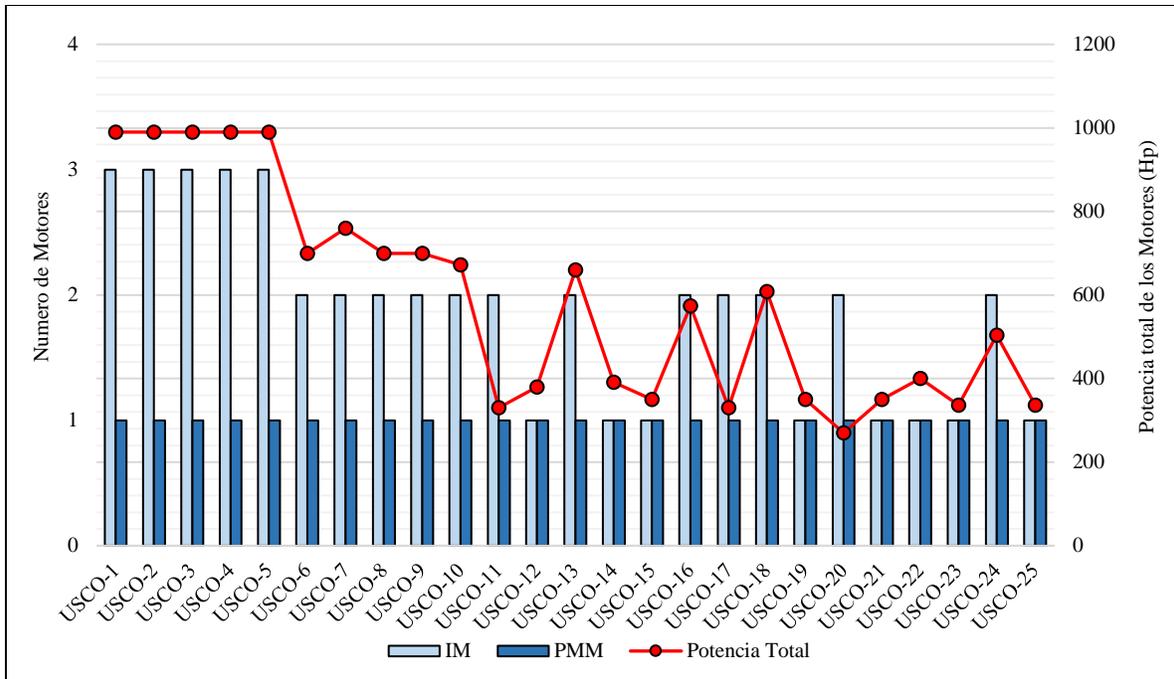


Figura 0-1 Disminución en la Cantidad de Motores

En la Figura 0-1 se logró identificar una disminución de 22 motores BES al implementar la tecnología PMM en los 25 pozos, ya que en cada uno de ellos el requerimiento de potencia es suplido con un solo PMM y además de ello es importante tener en cuenta que es una tecnología con gran aplicabilidad en aquellos pozos que requieren altas potencias ya sea por su alto caudal de fluidos, su gran profundidad o por sus condiciones mecánicas.

5.3 Inversión económica adicional para la implementación de la tecnología PMM

Para este análisis se tuvo en cuenta los dos equipos que cambiarían si se aplicara la tecnología, como lo son el motor electrosumergible y el variador de frecuencia (VSD). Para el primer equipo, se realizó el cálculo del costo adicional entre los PMM y los IM de acuerdo con los valores proporcionados por Ecopetrol S.A. Para los VSD que se encuentran instalados hay un cambio en el análisis, ya que mediante estudios y experiencias en la Empresa Ecopetrol S.A se ha

logrado identificar que 6 de los 25 pozos que se están analizando, cuentan con variadores de frecuencia que permiten el manejo de ambos tipos de motores, no obstante a la hora de aplicarlos en los PMM es necesario una modificación en su programación lógica y la implementación de unos filtros en su interior, lo que genera un costo adicional de \$30.000 USD aproximadamente, es importante resaltar que dicho valor es un estimativo ya que los valores reales están ligados a acuerdos de confidencialidad entre la operadora y terceros. Por otro lado, los 19 pozos restantes tienen VSD que no permiten el acondicionamiento para el manejo de los PMM, por esto es necesario cambiarlos y contemplar la compra de las unidades como un costo Adicional.

Tabla 0-3 Inversión para la implementación de los PMM.

Pozos	Costo adicional del motor PMM (USD)	Costo acondicionamiento del variador (USD)	Costo del variador PMM (USD)	Costos adicionales totales (USD)
USCO-1	\$ 20.000	\$ -	\$ 130.000	\$ 150.000
USCO-2	\$ 20.000	\$ 30.000	\$ -	\$ 50.000
USCO-3	\$ 20.000	\$ -	\$ 130.000	\$ 150.000
USCO-4	\$ 20.000	\$ -	\$ 130.000	\$ 150.000
USCO-5	\$ 20.000	\$ -	\$ 130.000	\$ 150.000
USCO-6	\$ 16.000	\$ -	\$ 130.000	\$ 146.000
USCO-7	\$ 17.000	\$ -	\$ 130.000	\$ 147.000
USCO-8	\$ 16.000	\$ -	\$ 120.000	\$ 136.000
USCO-9	\$ 16.000	\$ 30.000	\$ -	\$ 46.000
USCO-10	\$ 16.000	\$ -	\$ 130.000	\$ 146.000
USCO-11	\$ 10.000	\$ -	\$ 120.000	\$ 130.000
USCO-12	\$ 12.000	\$ -	\$ 120.000	\$ 132.000
USCO-13	\$ 16.000	\$ -	\$ 120.000	\$ 136.000
USCO-14	\$ 12.000	\$ 30.000	\$ -	\$ 42.000
USCO-15	\$ 12.000	\$ -	\$ 120.000	\$ 132.000
USCO-16	\$ 16.000	\$ -	\$ 60.000	\$ 76.000
USCO-17	\$ 12.000	\$ -	\$ 60.000	\$ 72.000
USCO-18	\$ 16.000	\$ -	\$ 130.000	\$ 146.000
USCO-19	\$ 12.000	\$ -	\$ 60.000	\$ 72.000
USCO-20	\$ 12.000	\$ 30.000	\$ -	\$ 42.000
USCO-21	\$ 12.000	\$ 30.000	\$ -	\$ 42.000
USCO-22	\$ 13.000	\$ -	\$ 60.000	\$ 73.000
USCO-23	\$ 12.000	\$ 30.000	\$ -	\$ 42.000
USCO-24	\$ 16.000	\$ -	\$ 60.000	\$ 76.000
USCO-25	\$ 12.000	\$ -	\$ 60.000	\$ 72.000

5.4 Pronóstico de Ahorro Energético y Económico

En esta fase de la investigación se estableció el pronóstico de ahorro energético que se va a obtener al implementar los PMM de acuerdo a la tasa de ahorro anteriormente mencionada en el análisis de datos, con el fin de calcular el ahorro económico al aplicar la tecnología y establecer el pago de los costos adicionales que trae dicha aplicación, también se busca encontrar la cantidad de días en los que se va a pagar esta inversión adicional para implementar PMM en vez de IM, este valor es denominado tiempo de repago y es un parámetro utilizado para discriminar aquellos pozos en los que la tecnología tiene una mayor aplicabilidad.

Tabla 0-4 Tiempo de repago

Pozos	Ahorro energético (kW/h)	Ahorro económico diario - energía (USD)	Tiempo de repago (Días)
USCO-1	89	\$ 175	856
USCO-2	88	\$ 173	289
USCO-3	87	\$ 171	876
USCO-4	86	\$ 169	889
USCO-5	86	\$ 169	889
USCO-6	63	\$ 124	1.178
USCO-7	58	\$ 114	1.293
USCO-8	56	\$ 111	1.224
USCO-9	48	\$ 94	487
USCO-10	47	\$ 93	1.574
USCO-11	42	\$ 82	1.589
USCO-12	41	\$ 82	1.618
USCO-13	38	\$ 75	1.816
USCO-14	38	\$ 75	562
USCO-15	38	\$ 74	1.780
USCO-16	36	\$ 71	1.074
USCO-17	34	\$ 67	1.072
USCO-18	34	\$ 67	2.185
USCO-19	30	\$ 60	1.204
USCO-20	30	\$ 58	718
USCO-21	29	\$ 57	743
USCO-22	28	\$ 55	1.324
USCO-23	28	\$ 54	771
USCO-24	26	\$ 52	1.467
USCO-25	26	\$ 52	1.397

5.5 Viabilidad de la implementación de los PMM

En esta fase final se realizó la evaluación de la tecnología en los 25 pozos, con el fin de establecer la viabilidad al cambiar el IM por un PMM, para esto se realizó un estudio en los historiales de los pozos con el fin de establecer el Run Life para cada uno de ellos y de esta manera compararlo con el tiempo de repago calculado anteriormente, esto permite establecer si la tecnología se paga oportunamente y de esta manera evaluar si es viable su implementación, además de ello se calculó el % de Run Life necesario para el repago como un indicador de riesgo en la aplicación de los PMM.

Tabla 0-5 Viabilidad en la implementación de los PMM.

Pozos	Run Life (Días)	Evaluación de la tecnología	Run Life necesaria para el repago (%)
USCO-1	655	INVIABLE	131
USCO-2	1.177	VIABLE	25
USCO-3	1.920	VIABLE	46
USCO-4	922	VIABLE	96
USCO-5	2.205	VIABLE	40
USCO-6	1.096	INVIABLE	107
USCO-7	667	INVIABLE	194
USCO-8	836	INVIABLE	146
USCO-9	748	VIABLE	65
USCO-10	1.881	VIABLE	84
USCO-11	1.257	INVIABLE	126
USCO-12	829	INVIABLE	195
USCO-13	2.769	VIABLE	66
USCO-14	538	INVIABLE	104
USCO-15	959	INVIABLE	186
USCO-16	665	INVIABLE	162
USCO-17	632	INVIABLE	170
USCO-18	632	INVIABLE	346
USCO-19	989	INVIABLE	122
USCO-20	1.498	VIABLE	48
USCO-21	1.301	VIABLE	57
USCO-22	549	INVIABLE	241
USCO-23	2.059	VIABLE	37
USCO-24	858	INVIABLE	171
USCO-25	1.294	INVIABLE	108

En la Figura 0-2 se observa el balance económico de los pozos repartido en 2 tipos de gráficos. El gráfico de barras representa el tiempo de vida útil del pozo (Run Life) en color naranja y en color azul el tiempo de repago. Cuando el pozo tiene un tiempo de repago mayor al Run Life las barras de color azul son más altas y la tecnología es inviable, mientras que si se identifican las barras de color naranja más altas el pozo tiene un Run Life mayor al tiempo de repago indicando que la tecnología es viable. El gráfico de líneas representa el porcentaje de la vida útil que necesita el pozo para pagar la inversión adicional que se requiere para aplicar los PMM, cuando ese porcentaje supera el 100% de la vida útil, el pozo no alcanza a pagar la implementación del PMM con el ahorro en el consumo energético y es técnicamente inviable.

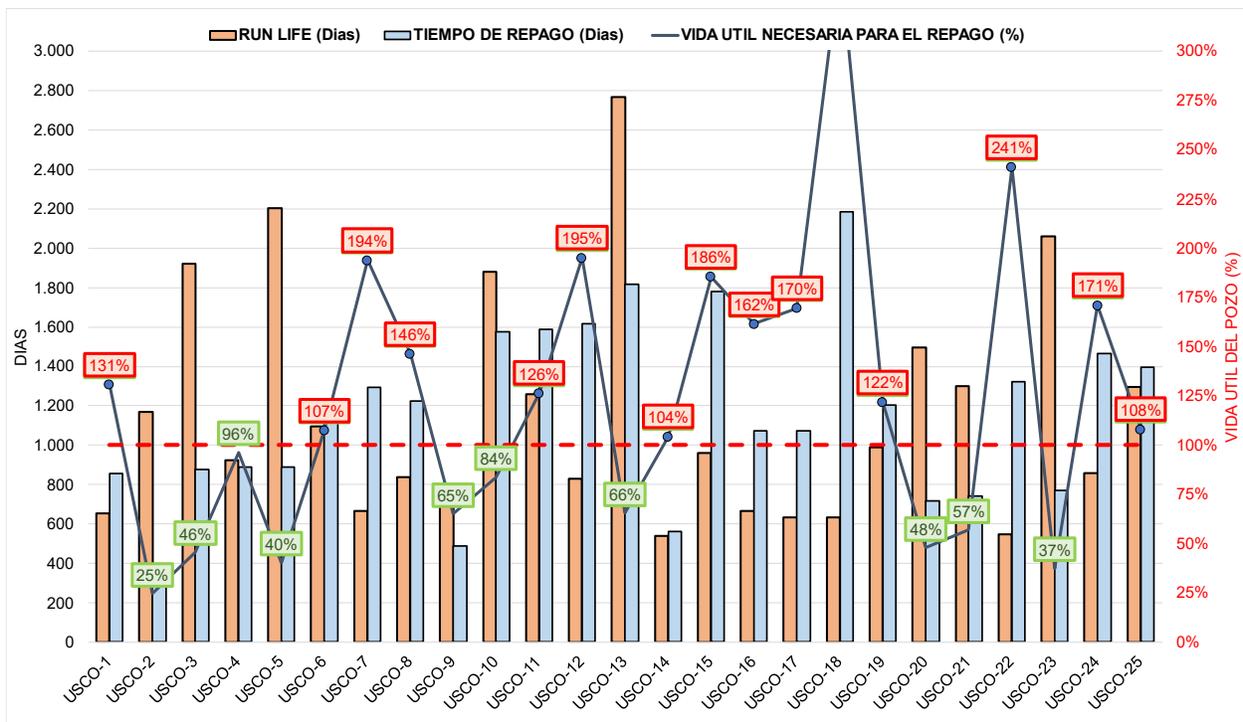


Figura 0-2 Balance económico del tiempo de vida útil de los pozos con respecto a el tiempo de repago.

5.6 Confiabilidad en la implementación de los PMM

En esta última fase del análisis se buscó estudiar el comportamiento del porcentaje de Run Life utilizado para el repago de la inversión de cada uno de los pozos, con el fin de establecer otro criterio de selección que permita identificar las mejores opciones, ya que a medida de que el % de Run Life utilizado sea mayor, también aumenta el riesgo de que los pozos fallen antes de obtener el repago de su tecnología y por ende la confiabilidad de la aplicación es menor, mientras si este % de Run Life utilizado cada vez es menor, la implementación de los PMM se vuelve mucho más confiable.

Para fines académicos y prácticos se realizaron las siguientes premisas que permiten identificar la confiabilidad en la implementación de la tecnología de acuerdo con el % de Run Life utilizado para el repago:

Tabla 0-6 Parámetros de confiabilidad.

Confiabilidad	Vida útil necesaria para el repago (%)
Pozos con Confiabilidad Alta	<33 %
Pozos con Confiabilidad Media	33 % - 66 %
Pozos con Confiabilidad Baja	66 % - 99 %
Pozos Inviabiles	>99 %

A continuación, se muestra la confiabilidad obtenida en cada uno de los pozos que se evaluaron, teniendo en cuenta los 15 pozos declarados técnicamente inviables en el análisis anterior y de igual manera los 10 pozos que con su ahorro energético pueden pagar el precio adicional para la implementación de la tecnología PMM.

Tabla 0-7 Confiabilidad de la implementación del PMM.

Pozos	Vida útil necesaria para el Repago (%)	Confiabilidad en la aplicación de los PMM
USCO 1	131	INVIABLE
USCO 2	25	ALTA
USCO 3	46	MEDIA
USCO 4	96	BAJA
USCO 5	40	MEDIA
USCO 6	107	INVIABLE
USCO 7	194	INVIABLE
USCO 8	146	INVIABLE
USCO 9	65	MEDIA
USCO 10	84	BAJA
USCO 11	126	INVIABLE
USCO 12	195	INVIABLE
USCO 13	66	MEDIA
USCO 14	104	INVIABLE
USCO 15	186	INVIABLE
USCO 16	162	INVIABLE
USCO 17	170	INVIABLE
USCO 18	346	INVIABLE
USCO 19	122	INVIABLE
USCO 20	48	MEDIA
USCO 21	57	MEDIA
USCO 22	241	INVIABLE
USCO 23	37	MEDIA
USCO 24	171	INVIABLE
USCO 25	108	INVIABLE

De acuerdo con el análisis y parámetros anteriores se logró establecer que, de los 25 pozos preseleccionados en el estudio técnico económico, 10 son viables para la aplicación de los PMM, sin embargo, al interpretar la confiabilidad en cada uno de ellos se logró establecer que solo 1 de estos podría tener una confiabilidad alta, 7 presentarían una confiabilidad media y 2 una baja confiabilidad. A continuación, se puede observar gráfica y porcentualmente la confiabilidad manejada en los 25 pozos.

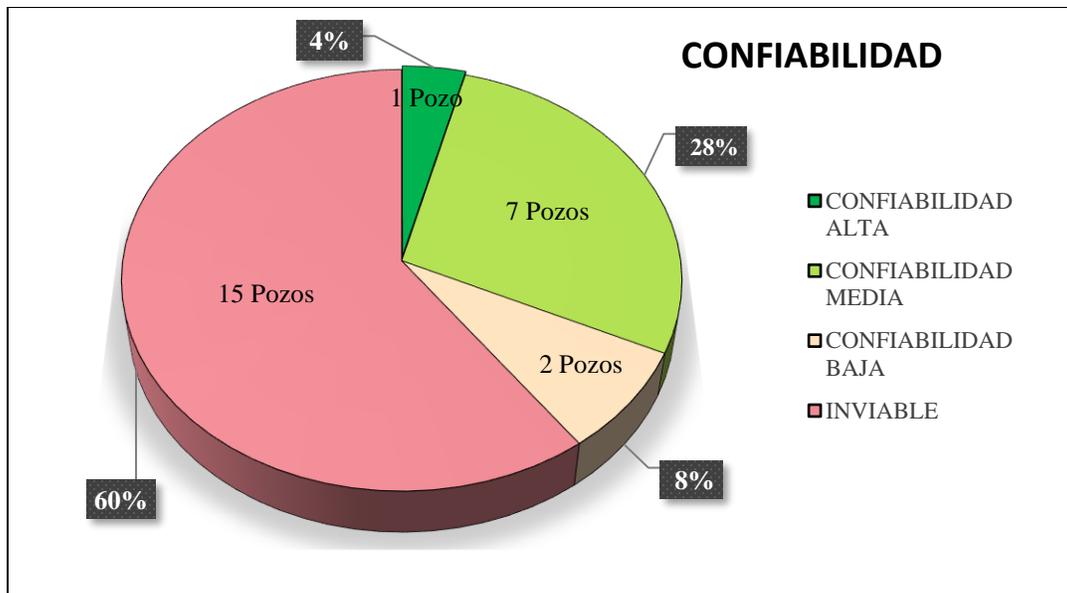


Figura 0-3 Confiabilidad de la aplicación de PMM en los pozos.

ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1 Implementación de los PMM en los pozos Viables

En esta fase de la investigación se realizó un análisis en el que se considera la implementación de los PMM en los 10 pozos que resultaron viables de acuerdo con las evaluaciones anteriores, con la finalidad de mostrar el beneficio económico de implementar los PMM. En la Figura 0-1 se plasmó un diagrama de barras que representa el flujo económico en dólares, comenzando con un pico en negativo a los 0 días que representa la inversión inicial para el acondicionamiento y la compra de los equipos requeridos para los 10 pozos, en este diagrama se logra observar también que la inversión total es pagada con el ahorro energético de los pozos aproximadamente a los 850 días y por otro lado el pico positivo más alto se da a los 2700 días con unas ganancias acumuladas de 847.425 USD. Es de gran importancia resaltar que el flujo de caja observado en el gráfico tiene en cuenta los Run Life de cada uno de los pozos, es por ello que inicialmente se tiene una pendiente constante en la que todos los pozos se encuentran operando, sin embargo, posterior al tiempo de repago se empieza a identificar una pendiente variable debido a que en este momento empiezan a fallar los pozos.

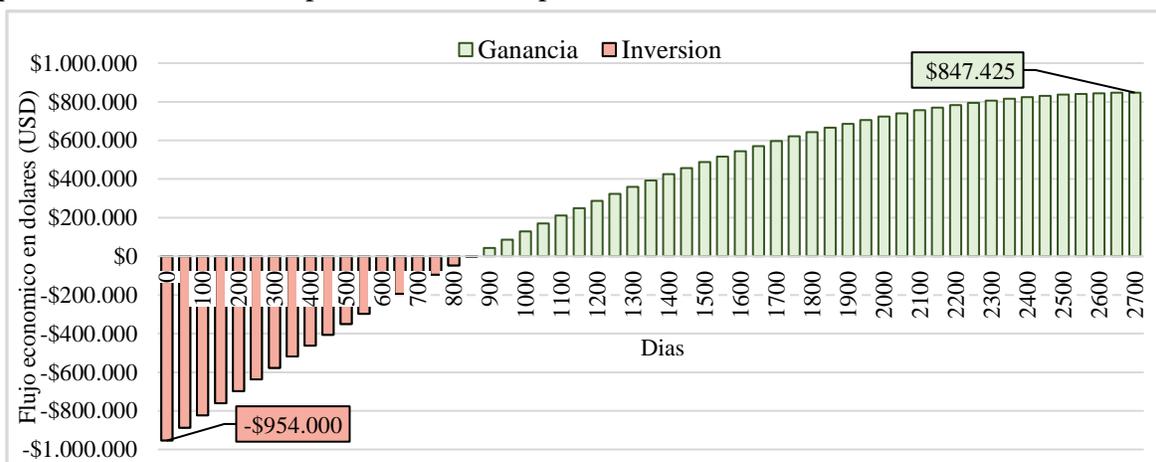


Figura 0-1 Diagrama de retorno de la inversión para los 10 pozos de interés.

6.2 Análisis Financiero para los Pozos Viables

Continuando el análisis de la fase anterior, se realizó un estudio de manera detallada para encontrar la rentabilidad que se va a obtener al implementar los PMM en cada uno de los pozos. Inicialmente se parte de la TIO manejada por Ecopetrol S.A. con un valor del 10% E.A., entendiéndose como la tasa anual de rentabilidad mínima esperada por la empresa en este tipo de proyectos. Para continuar con el análisis se establece en cada uno de los pozos la inversión en USD que se debe asumir para implementar los PMM, se realiza el flujo de caja obtenido por el pronóstico del ahorro energético al aplicar la tecnología y finalmente se tiene en cuenta el pronóstico de vida útil de los pozos para establecer el tiempo límite en los periodos del flujo de caja. Este análisis se realiza en periodos de tiempo mensuales, por ende, la TIO empleada para los cálculos y el análisis es 0,83%, al convertir la tasa del 10% E.A. utilizada por la Operadora en una tasa de interés mensual.

Tabla 0-1 Análisis financiero

Pozos	Inversión (USD)	Flujo de Caja Mensual Projectado (USD)	Run Life (Meses)	VPN	TIR
USCO 2	\$ 50.000	\$ 5.181,79	39	\$ 121.931	10,12%
USCO 3	\$ 150.000	\$ 5.134,51	64	\$ 103.885	2,86%
USCO 4	\$ 150.000	\$ 5.061,46	31	-\$ 12.226	0,28%
USCO 5	\$ 150.000	\$ 5.061,46	74	\$ 128.711	2,99%
USCO 9	\$ 46.000	\$ 2.834,91	25	\$ 17.739	3,64%
USCO 10	\$ 146.000	\$ 2.782,10	63	-\$ 10.070	0,59%
USCO 13	\$ 136.000	\$ 2.447,30	92	\$ 20.812	1,20%
USCO 20	\$ 42.000	\$ 1.754,67	50	\$ 29.510	3,39%
USCO 21	\$ 42.000	\$ 1.696,86	43	\$ 19.112	2,82%
USCO 23	\$ 42.000	\$ 1.633,52	69	\$ 43.457	3,54%
TOTAL	\$ 954.000	\$ 33.588,58			

De acuerdo con los resultados de los indicadores económicos que se encuentran en la tabla para cada uno de los pozos se pueden establecer las siguientes afirmaciones:

- Se obtienen 8 pozos que presentan buenas ganancias al implementar los PMM, con valores en el VPN desde 19.112 USD hasta 128.711 USD, permitiendo identificar la viabilidad en la aplicación de la tecnología para cada uno de ellos, ya que superan las expectativas económicas y aumentan el patrimonio de la compañía.
- La Rentabilidad obtenida en los 8 pozos que resultaron viables económica y técnicamente para la implementación de los PMM, varía desde una tasa del 2,82% mensual hasta una del 10.12% mensual, indicando nuevamente la alta factibilidad para aplicar la tecnología en estos pozos, ya que al compararse con la TIO que tiene un valor del 0.83% mensual, es de resaltar que supera ampliamente las expectativas de la empresa Ecopetrol S.A.
- Se pueden identificar en el análisis, la presencia de dos pozos que resultan inviables debido a los indicadores económicos, ya que en cada uno de ellos se presenta un VPN negativo, demostrando que no generan las ganancias económicas esperadas por la empresa y por ende causan una afectación negativa a su patrimonio, por otro lado se puede observar que los valores de la TIR son del 0.28% mensual y del 0.59% mensual, resultando las dos tasas menores a la TIO implementada por Ecopetrol S.A. del 0.83% mensual, lo que indica que a pesar de que la implementación de la tecnología genera una rentabilidad en los pozos, ésta no supera la esperada por la empresa operadora.

6.3 Impacto Ambiental al implementar los PMM

Un factor adicional importante al ahorrar energía es la disminución en el impacto en la huella de carbono representado con las toneladas anuales de CO_2 equivalentes, las cuales fueron determinadas teniendo en cuenta los resultados obtenidos en un trabajo en conjunto entre el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (Unidad de Planeación Minero Energética 2019).

Tabla 0-12 Impacto del ahorro energético en la huella de carbono.

1 año	365 días
kW/h	-565,7
MW/Año	-4,95
Ton CO_2 Equivalente/ Año	-814,6
≈ 2 años	748 días
Ton CO_2 Equivalente/ Año	-1669,4872

En la Tabla 0-12 se plasmaron los principales indicadores de interés con la premisa de que se remplazarán los 8 pozos que aplican para la implementación de los PMM. En el primer caso se evalúa a 365 días (1 año) de operación y en el segundo caso se evalúa a 748 días (2 años), este último corresponde al tiempo de vida útil del pozo que primero podía fallar.

ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL POZO USCO-155

El pozo USCO-155, fue el primer pozo en el que se implementó la tecnología PMM en un completamiento BES en el departamento del Huila, operado por Ecopetrol S.A., este piloto trajo múltiples beneficios para la compañía, por lo que es de suma importancia darlos a conocer a continuación. En esta sección se realizó una comparación en el comportamiento del pozo y el BHA cuando tenía el IM y luego de la puesta en marcha con el PMM.

7.1 Consumo energético

Al tratarse de una operación de cambio de motor de IM a PMM el principal indicador que se espera reducir es el consumo energético, sin embargo, indicadores como el costo energético generado por el pozo y la huella de carbono expresada en unidades de CO_2 equivalente se encuentran directamente relacionadas, razón por la cual se obtuvo una disminución en cada una de ellas en la misma magnitud, en este caso particular del pozo USCO-155 fue del 24 %.

En la Tabla 0-1 Indicadores de consumo energético con IM y PMM en el USCO-155. se resumen los indicadores más importantes relacionados con el consumo energético antes y después del cambio a PMM.

Tabla 0-1 Indicadores de consumo energético con IM y PMM en el USCO-155.

	Motor de inducción (IM)	Motor de imanes permanentes (PMM)	Reducción	Reducción (%)
Consumo energético (kW/h)	625	475	150	24%
Consumo energético (MW/Año)	5,5	4,2	1,3	
Costo de energía (USD/d)	\$1.229,51	\$934,43	\$295.08	
Costo de energía (USD/año)	\$448.771,15	\$341.066,95	\$107.704,2	
Emisiones de CO_2 equivalente (TonCo2/Año)	900	684	216	

7.2 Estado mecánico

Las condiciones mecánicas del pozo USCO-155 fueron optimizadas al recibir el cambio de motor a PMM; en la Tabla 0-2 se resumen los indicadores más importantes relacionados con el estado mecánico y la operación del motor en el pozo antes y después del cambio a PMM. La reducción del diámetro de la bomba, el número de motores y la longitud de los motores es de gran ayuda para mitigar los problemas al bajar o subir el BHA, a su vez la disminución en la temperatura de operación del motor reduce las fallas en los sellos, prolongando la vida útil del motor.

Tabla 0-2 Indicadores de operación con IM y PMM del pozo USCO-155

	Motor de inducción (IM)	Motor de imanes permanentes (PMM)	Reducción	Reducción (%)
Diámetro de la bomba (Pulgadas)	5,38	4,49	0,89	17%
Diámetro de la bomba + Cable (Pulgadas)	5,88	5,1	0,78	13%
Temperatura del motor (F)	220	172	48	22%
Numero de motores	3	1	2	67%
Longitud de los motores (Pies)	102	35	67	66%

SEGURIDAD OPERACIONAL

8.1 Salud, seguridad, ambiente y calidad (HSEQ) en operaciones con PMM

Los aspectos de salud, seguridad, ambiente y calidad (HSEQ) juegan un papel importante en cualquier operación, por tanto, la implementación de los PMM en los sistemas BES no son la excepción. Este capítulo se enfoca al análisis de los posibles riesgos durante la implementación de la nueva tecnología con el fin de establecer protocolos y lineamientos que permitan generar prácticas seguras para las personas y el ambiente, garantizando buenos estándares de calidad.

Al igual que los motores convencionales IM, las operaciones con la tecnología de PMM genera diferentes riesgos al personal, sin embargo uno de los mayores retos que se ha encontrado es el fenómeno definido en las generalidades como “backspin”, ya que le permite al motor generar fácilmente altos voltajes y corrientes que son llevados por medio del cable de potencia a los equipos de superficie, lo cual pone al personal que se encuentra interviniendo en la instalación en un alto riesgo, debido a esto, toda operación con PMM debe ser considerada como un trabajo eléctrico en Tensión (Línea Viva) y los estándares de seguridad son exclusivos para sus operaciones tanto en sistemas de BES como en sus aplicaciones en bombeo por cavidades progresivas (PCP).

8.1.1 Recomendaciones generales para la implementación de los PMM en los sistemas de bombeo Electrosumergible.

- Utilizar siempre mínimo dos de las barreras mecánicas de fondo para prevenir el backspin, ya que, si una de éstas presenta fallas, se tenga la otra de respaldo.

- Realizar reuniones pre-operacionales con todo el personal involucrado en la operación, para socializar los riesgos asociados a la implementación de los PMM cada vez que se cambie de turno y tratar de mantener el personal que realiza la instalación y desinstalación tratando de que las personas que inician cada uno de los trabajos sean las mismas que los terminen.
- No realizar operaciones simultáneas de movimiento o prueba de tubería con operaciones de medición o pruebas eléctricas.
- Remover o cerrar las barreras mecánicas de fondo, únicamente después de haber conectado todos los cables en los equipos de superficie.
- Asumir siempre que el cable y los equipos de superficie se encuentran energizados, en el momento de realizar mediciones o manipulaciones, se debe tener los elementos de protección personal para arco y choque eléctrico.
- Las únicas personas autorizadas en tomar mediciones eléctricas durante las operaciones de un equipo BES con PMM, son los especialistas de SLA y/o los contratistas del proveedor del equipo que se está instalando, que deben contar con sus respectivos elementos de protección personal EPP y la certificación por parte de la empresa de servicios para este tipo de trabajo.
- El motor de fondo debe estar debidamente marcado con las letras PMM para el reconocimiento de todo el personal, la zona de trabajo debe estar debidamente demarcada y encerrada para evitar el acceso del personal no autorizado.
- Instalar señales de alerta y peligro por presencia de alto voltaje en cada uno de los equipos de superficie del BES y realizar un análisis de riesgo con el personal de servicios de la empresa que suministra e instala el BES y el personal del taladro, en el que se identifiquen las zonas y los tipos de riesgos que se presentan.

- Es importante verificar la conexión de los equipos utilizados por la empresa de servicio BES al sistema de puesta a tierra (SPT) del RIG, así como medir la equipotencialidad del punto de conexión de manera cuantitativa y que sea menor a 10 ohmios con un equipo adecuado y calibrado por un laboratorio certificado por la ONAC.
- Se debe contar con un plan de rescate eléctrico por parte de la empresa de servicio BES que contenga un protocolo de comunicación, un adecuado kit de salvamento y un paso a paso de las actividades a realizar de acuerdo con los posibles escenarios, este plan debe ser socializado con todas las personas que intervienen en la operación.

8.1.2 Controles para la instalación, desinstalación del motor PMM y realización de empalmes

- La identificación de las fases del motor solamente se realiza cuando el MLE se encuentra conectado al motor y se debe realizar en el carrete del cable después de haber tomado la primera medida de integridad eléctrica con los respectivos EPP de arco y choque eléctrico
- Tomar las medidas de continuidad y aislamiento eléctrico se debe considerar como un trabajo con tensión a menos de que se garantice que no existe conexión con el PMM o se bloquee mecánicamente el eje del motor.
- La prueba de giro en el motor PMM debe realizarse únicamente por el personal autorizado que contiene los EPP para arco y choque eléctrico, se tiene que asegurar aislamiento en las fases, el MLE debe estar desconectado y la tapa del pot head puesta, el punto estrella debe encontrarse aislado y asegurado.
- Para manipular las puntas del cable (realizar mediciones, empalme, entre otros) se deben utilizar siempre elementos de protección personal para arco y choque, siempre se tiene que

medir voltaje y corriente en las fases antes de manipular, evitar el contacto directo con el conductor de los cables y disponer del kit de salvamento eléctrico.

- Para tener una mayor seguridad es importante realizar las siguientes barreras en superficie, cortocircuitar y aislar los terminales de los cables de potencia, cable del penetrador, cable de superficie cuando no hay conexión a ningún equipo y garantizar que los cables de polo a tierra del pozo y los equipos se encuentren equipotencializados.
- Antes de colocar los protectores del cable en la tubería, se debe verificar la ausencia de tensión; cuando hay daños en el cable durante la operación y se encuentra aterrizado en la tubería es necesario verificar también la ausencia de tensión ya que cualquier voltaje se puede ir por este punto.
- En aquellos casos donde el cable se encuentre aterrizado en la tubería, es necesario probar las barreras de fondo con el fin de garantizar su efectividad y la ausencia de backspin en la operación, sin embargo, cuando los mecanismos de fondo no resultan confiables toda la cuadrilla tendrá que utilizar guantes dieléctricos.

8.1.3 Equipo de Protección Personal (EPP)

Los equipos de protección personal son primordiales a la hora de realizar cualquier tipo de operación, no obstante, las operaciones con PMM requieren una mayor atención ante el riesgo eléctrico, por esta razón se emplean los siguientes equipos de protección dependiendo del papel en el cual se desenvuelva el personal y exposición de este ante posibles descargas eléctricas.

- **EPP básico:** traje ignífugo, botas dieléctricas, casco dieléctrico, gafas de seguridad y protección auditiva.

- **EPP para Arco y Choque eléctrico:** Careta Arc Flash (categoría 2), traje ignífugo* (8 cal/cm²), guantes dieléctricos (Clase 2 para mediciones eléctricas y Clase 1 para realizar empalmes) con la respectiva protección mecánica, tapete dieléctrico, botas dieléctricas, casco dieléctrico y protección auditiva. (actividades: mediciones eléctricas, apertura del corto circuito, entre otras).
- **EPP para Choque Eléctrico:** Traje ignífugo (8 cal/cm²), guantes dieléctricos (Clase 2 para mediciones eléctricas y Clase 1 para realizar empalmes) con la respectiva protección mecánica, tapete dieléctrico, botas dieléctricas, casco dieléctrico y protección auditiva. (Actividades: apertura del corto circuito, empalme, entre otras).
- **Kit de salvamento eléctrico:** Banqueta aislante, pértiga aislante, botas dieléctricas, cizalla aislante, guantes dieléctricos, cinta de señalización. (detector de ausencia de tensión).

En caso de que los trajes ignífugos tengan piezas en metal, esas deben estar cubiertas por tela aislante.

8.2 Matriz de seguridad en operaciones con PMM

Peligros	Riesgo	Controles
Rayo tormenta eléctrica.	(riesgos naturales) Descarga eléctrica	Preventivos: 1. Monitoreo del detector de tormentas en caso de ser necesaria una alerta. 2. Contar con un sistema de protección externa de una estructura (puntas o pararrayos). 3. Instalación de puestas a tierra según lineamientos del RETIE.
		Protectivos: Desplazarse a un lugar seguro para mantenerse a salvo en caso de ser necesario.
		Reactivos: Activar el Medevac.
Terreno irregular: Contrapozo, rejillas de contrapozos, cunetas perimetrales, desniveles.	(Locativos) Caídas a diferente o al mismo nivel.	Preventivos: 1. Mantener orden en la locación. 2. Vías de acceso al área de trabajo demarcadas y despejadas.
		Protectivos: Utilizar calzado de seguridad con suela antideslizante.
		Reactivos: Informar a la autoridad del área para activar plan de emergencias.

Presencia de gases y vapores nocivos.	(Químicos)	Preventivos: Realizar un monitoreo constante de atmosferas con equipos debidamente certificados y calibrados.
	Exposición o inhalación	Protectivos: Uso de los implementos de protección personal (EPP) adecuados para la actividad.
		Reactivos: Informar a la autoridad del área para efectuar un plan de emergencia.
Herramientas manuales y equipos.	(Mecánico)	Preventivos: 1. Inspección pre-operacional de herramientas y equipos. 2. Orden y aseo en la caseta de herramientas.
	Manipulación inapropiada de herramientas y equipos en buen y/o mal estado	Protectivos: 1. Marcar las herramientas en buen estado y las que se evidencian deterioradas devolverlas a la base. 2. Uso de EPP básicos: traje ignífugo, botas dieléctricas, gafas de seguridad y protección auditiva
		Reactivos: Activar el Madevac
Giro del eje rotor por efecto de fuerzas extrañas (Backspin)	(Eléctrico)	Preventivos: 1. Verificar ausencia de voltaje y resistencia entre fases. 2. Verificar aislamiento entre fases y tierra. 3. Verificar que las barreras de fondo estén instaladas de acuerdo al perfil del pozo. 4. Verificación conexión dispositivo visual de corto circuito dentro del carrete con bloqueo (tapa de acrílico y candado). 5. Competencias de equipos avalados por la autoridad eléctrica.
	Contacto directo e indirecto con terminales del cable de potencia de motores de imanes permanentes (PMM)	Protectivos: Uso de EPP para choque y arco eléctrico, conectar los terminales de corto circuito.
		Reactivos: Disponer en sitio del kit de salvamento eléctrico.
Izaje de cargas	(Mecánico)	Preventivos: 1. Certificación e inspección de equipos, aparejos, competencias del personal y procedimientos alineados a disciplina operativa. 2. Plan de Izaje.
	Levantamiento de cargas	Protectivos: Aislar y demarcar el perímetro de la maniobra de la carga
		Reactivos: Activar Madevac.
Objetos suspendidos	(mecánico)	Preventivo: 1. Asegurar la verificación del estado de puntos de aseguramiento de objetos elevados (aplicación de lista de chequeos de inspección de objetos estáticos elevados) 2. Asegurar la aplicación del doble sistema anti choque para bloque viajero en corona y a nivel de mesa de trabajo 3. Asegurar objetos elevados con retención primaria y secundaria.
	Caída de objetos de alturas	Protectivos: Demarcación, encerramiento y señalización de áreas de trabajo.
		Reactivos: Activar el Madevac

RECOMENDACIONES

- En futuros proyectos de grado que impliquen el análisis económico de este tipo de tecnologías, será de gran ayuda contar con variedad de catálogos de diversos proveedores tanto de motores como de variadores de frecuencia, esto con el fin de obtener mayor precisión a la hora de estimar la inversión y de sacar provecho a posibles optimizaciones técnicas que se puedan tener en la configuración del pozo.
- Se debe considerar la evaluación de los PMM en la optimización de los pozos que tengan limitaciones en la potencia del IM debido a condiciones mecánicas, ya que esta tecnología permite disminuir el diámetro y longitud de los equipos, generando oportunidades de aplicar motores más pequeños con potencias mayores y de esta manera se puede obtener una mayor producción de fluidos.
- En futuros proyectos de grado se puede considerar analizar el comportamiento del tiempo de vida útil de los pozos que sean sometidos al cambio a PMM, esto, debido a que la tecnología permite mejorar las condiciones operacionales del motor y por ende prolongar su vida útil.
- Se recomienda evaluar el comportamiento de la producción de los pozos que reciban el cambio a PMM, esto, a razón de que se prevé que los motores con esta tecnología permitan un aumento considerable de la frecuencia, lo que se verá reflejado en una mejora sustancial en la producción de fluidos.
- En los pozos que se va a implementar la tecnología PMM, es importante realizar un seguimiento constante con el fin de identificar ventajas operacionales, limitaciones y posibles soluciones a problemas presentados con los IM, además de ello estudiar las posibles causas de daño en estas tecnologías.

CONCLUSIONES

- Teniendo como base la metodología compuesta de tres criterios de selección establecida para el desarrollo de este proyecto de grado, se obtuvo como resultado 8 pozos con un perfil técnico-económico óptimo para cambio IM a PMM, que representan el 15% del consumo energético total de los pozos con motores electrosumergibles del Huila operados por Ecopetrol S.A. y de ser implementada la tecnología se lograría una reducción anual de \$283.455 USD en gastos de energía y 815 toneladas de CO_2 equivalente.
- Con la recopilación bibliográfica y la documentación de las experiencias de campo suministrada por Ecopetrol S.A. se mencionaron y definieron las generalidades, ventajas y las limitaciones implicadas en la aplicación de la tecnología PMM en sistemas de bombeo electrosumergible.
- Durante el desarrollo de este proyecto de grado se logró identificar una serie de criterios que permitieron identificar los pozos que técnica y económicamente permiten realizar la implementación de los PMM, iniciando con una selección cualitativa de acuerdo al consumo energético, posterior a ello, desarrollando una selección cuantitativa en la que de acuerdo a parámetros técnicos y económicos se identificó la viabilidad y confiabilidad en la implementación de la tecnología, para finalmente con criterios financieros realizar un análisis económico que permita cuantificar la rentabilidad en la aplicación de los PMM.
- Los parámetros más influyentes para establecer la rentabilidad en la modificación de un BES con PMM, son el consumo energético que tiene el pozo con el IM actual, el pronóstico de ahorro energético que se tiene en cuenta al implementar la tecnología, los costos adicionales que se ven reflejados en los precios de los motores y el análisis técnico-

económico que se realiza en los VSD, con el fin de identificar si los actuales se pueden acondicionar para el manejo de los PMM o por el contrario se requiere la compra de uno nuevo VSD.

- De acuerdo con los análisis económicos implementados en los pozos que resultaron viables en los estudios iniciales, fue posible identificar que a pesar de que 2 pozos tenían un tiempo de repago mayor al Run Life resultaron inviables, puesto que los valores del VPN resultaron negativos representando una pérdida económica, ya que la TIR obtenida en estos 2 análisis financieros se encontraba por debajo de la TIO manejada por Ecopetrol S.A.
- Los resultados del análisis financiero permiten establecer que al implementar los PMM en los 8 pozos cuyos VPN son positivos, darían como resultado unas ganancias acumuladas de \$750.747 USD con unas tasas de rentabilidad que van desde el 2.82% mensual hasta el 10.12% mensual, encontrándose éstas muy por encima de la tasa interna de oportunidad esperada por el Ecopetrol S.A del 0.83% mensual.
- La aplicación de la tecnología PMM por parte de Ecopetrol S.A. en el pozo USCO-155 mostró resultados favorables con una reducción del 24% en todos los parámetros relacionados directamente con el consumo energético, a su vez, se obtuvo una disminución del 13% en el diámetro de la bomba con cable, del 22% en la temperatura del motor, el 67% en el número de motores requeridos en el BHA y el 66% en la longitud de los motores.
- El Pozo USCO-2, presenta la mayor rentabilidad y el mejor prospecto económico para implementar los PMM, generando una ganancia de 121.9312 USD, con una rentabilidad mensual del 10.12%, siendo está mucho mayor a la TIO manejada por Ecopetrol S.A. que es del 0.83% mensual, también es un pozo cuya confiabilidad es alta para implementar la tecnología al tener un tiempo de repago que representa el 25% del Run Life y las

condiciones técnicas son favorables ya que al aplicar la tecnología en el pozo hay una disminución de 2 motores mejorando la confiabilidad en el subsuelo y obteniendo múltiples beneficios.

BIBLIOGRAFIA

- A. Gorlov, Salym. 2017. "Ultra-High Speed BES PMM System Application in Salym Petroleum Development." *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.
- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2010. "Cuenca Valle Superior Del Magdalena (VSM)."
- . 2020a. "Produccion Fiscalizada de Crudo (2013-2020)."
- . 2020b. "Produccion Fiscalizada de Hidrocarburos (2020)."
- <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estadísticas-producción>.
- Arteaga, Anny K., Guillermo Montero, and Charles E. Collins. 2020. "Recommended Safety Practices for Permanent Magnet Motors in Artificial Lift Operations." *Society of Petroleum Engineers - SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas 2020, ALCE 2020*.
- Ballarini, Maria Mariano et al. 2017. "High Efficiency BES Applications for Slim Wells." *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.
- Ballarini, Mariano et al. 2017. "High Efficiency BES Applications for Slim Wells." *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.
- Borets. 2013. "Experiencia de Campo Con La Aplicacion y Operacion de Los Motores de Imanes Permanentes (PMM)."
- Brown, Kermit E. 1984. *Artificial Lift Methods 2A*. 2A ed. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books Company.
- Cante Puentes, Carlos Andrés. 2007. "PETRÓLEO HUILENSE : EL FIN DE UNA ERA ?" : 1–7.

- Delgado, Martha, Cristian Samir Ulloa, and Juan Mauricio Ramírez. 2015. "La Economía Del Departamento Del Huila: Diagnostico y Perspectivas de Mediano Plazo." *Fedesarrollo*. <http://www.andi.com.co/SecTH/Documents/ESTUDIO REGIONAL HUILA FINAL Ago 14.pdf>.
- Dynamics. 2020. "The Electric Submersible Pumping System That Lifts Your Crude Oil and Boosts Your Productivity." : 24.
- Ecopetrol S.A. 2019a. "GEOPORTAL PRE-GDH v1.1." <https://www.arcgis.com/apps/View/index.html?appid=028114f1cdfb45b1812602e1aab5868e>.
- . 2019b. "Tecnología PMM."
- . 2020a. "Implementación Del Uso de Motores PMM En La GDT."
- . 2020b. "Optimización de Consumo de Energía SLA En GDT."
- . 2020c. "Plan de Incremento de Valor Activos Del Huila."
- Fleshman, Roy, and Harryson Obren Lekic. 1999. "Artificial Lift for High-Volume Production." *Schlumberger Oilfield Review*: 49–63.
- Harris, Dennis, Jack English, and Jackris Leemasawatdigul. 2017. "Leveraging BES Energy Efficiency with Permanent Magnet Motors." *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.
- Hernández, Claudia Marcela. 2017a. "Completamiento de Los Sistemas de Levantamiento Artificial." In *Clase Magistral*, Neiva: Universidad Surcolombiana Facultad de Ingeniería de Petroleos.
- . 2017b. "Curso." In *Completamiento de Los Sistemas de Levantamiento Artificial*, Neiva: Universidad Surcolombiana Facultad de Ingeniería de Petroleos, 1–43.
- Hughes, Baker. 2014. "Sistema de Levantamiento Electrosumergible."

———. 2015. “Conceptos Básicos Sistema BES Baker Hughes - Occidental.”

Jose Didier Vaquiro. 2021. “PyMES FUTURO.”

Kamal, Hamzah, Fajar Noke, Dwitiya Dipta, and Kusuma Hendra. 2017. “Extensive Application of BES with Permanent Magnet Motor: Continuous Improvement for Energy Saving and Cost Reduction.” *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.

Lea, James, and Henry Nickens. 1999. “Selection of Artificial Lift.” *Society of Petroleum Engineers - SPE Mid-Continent Operations Symposium 1999, MCOS 1999*.

Lozano, Edinson, and Nadezhda Zamora. 2014. “Compilación de La Cuenca Del Valle Superior Del Magdalena.” *Servicio Geologico Colombiano*: 17.
<http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251115000.pdf>.

Ramez, Guindi, Storts Brent, and Beard Jeremy. 2017. “Case Study, Permanent Magnet Motor Operation Below Perforations in Stagnant Fluid.” *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.

Republica, Banco de la. 2021. “Tasa Representativa Del Mercado (TRM - Peso Por Dólar).”

Rymel. 2021. “Catalogo de Transformadores.” : 11.

<http://www.rymel.com.co/CatalogoProductos.pdf>.

Schlumberger. 2014. “Bombeo Electrosumergible (Artificial Lift).”

———. 2016. “Bombas Electro-Sumergibles Aplicaciones Convencionales.” : 37.

El Tiempo. 1994. “Reversion de Neiva 540. Negra Polemica.”

Tiofiolo, A. L., J. J. Dotta, and R. Teves. 2018. “Efficiency Study in Vizcacheras Field and Implementation of PMM Motors to Increase Production Capability.” *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.

Unidad de Planeacion Minero Energetica. 2019. “Cálculo Del Factor de Emisión de Co2 Del

SIN.”

Xiao, J J, and Rafael Lastra. 2018. “Induction versus Permanent Magnet Motors for BES

Applications Design Differences between IM and PMM.” : 23–26.

<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-192177-MS?id=conference-paper%2FSPE-192177-MS>.

..