

**METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE REQUERIMIENTOS Y COSTOS DE
ENERGÍA DE EQUIPOS DE SUPERFICIE INVOLUCRADOS EN LA
ACTIVACIÓN DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
ESP PARA OPTIMIZAR LOS GASTOS OPERATIVOS Y CONTRIBUIR A LA
REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES.**

SERGIO CAMILO SEGURA SÁENZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
Bucaramanga
2016**

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE REQUERIMIENTOS Y COSTOS DE ENERGÍA DE EQUIPOS DE SUPERFICIE INVOLUCRADOS EN LA ACTIVACIÓN DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP PARA OPTIMIZAR LOS GASTOS OPERATIVOS Y CONTRIBUIR A LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES.

AUTOR: SERGIO CAMILO SEGURA SÁENZ

Monografía de grado presentada como requisito para obtener el título de Especialista en Producción de hidrocarburos

**Director
Alex Fabián Nieto Velasquez
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
Bucaramanga
2016**

DEDICATORIA

A mis hijos a quienes con ejemplo les quiero infundir el deseo de prepararse en todo momento para alcanzar sus sueños. A mi esposa quien comparte y complementa este deseo en mis hijos y a Dios a quien le debo todo.

AGRADECIMIENTOS

A todos y cada uno de los profesores de esta especialización, pues gracias a su vocación muchos colombianos cumplen sus sueños de prepararse para obtener un mejor futuro.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. METODOLOGIA PARA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE SUPERFICIE	14
1.1 SELECCIÓN DE EQUIPOS DE SUPERFICIE.	14
1.1.1 Datos de entrada básicos para el diseño de un sistema ESP.	15
1.1.2 Consideraciones por ciclo de vida.	16
1.1.3 Presión de entrada de la bomba.	16
1.1.4 Cabeza dinámica total.	17
1.1.5 Potencia requerida por la bomba	17
1.1.6 Selección del motor y cable	18
1.1.7 Selección equipos de superficie	24
2. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UN SISTEMA ESP	25
2.1 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LOS SISTEMAS ELECTROSUMERGIBLES	27
2.1.1 Pérdidas eléctricas	29
2.1.2 Perdidas hidráulicas	34
3. POTENCIAL DE REDUCCION DE EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES	40
3.1 EMISIONES DE CO2	41
3.2 POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2	43
4. COSTOS DE LEVANTAMIENTO	44

4.1	CONSUMO DE ENERGÍA	45
4.2	COSTOS DE ENERGÍA	51
5.	CONCLUSIONES	56
6.	RECOMENDACIONES	58
	BIBLIOGRAFIA	59

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1: Información básica para diseño sistema ESP	15
Tabla 2: Información de catálogos de fabricantes.....	16
Tabla 3: Calculo presión a la entrada de la bomba.....	16
Tabla 4: Calculo cabeza dinámica total	17
Tabla 5: Potencia requerida por la bomba.	18
Tabla 6: Calculo máxima temperatura ambiente de exposición del cable ESP.	21
Tabla 7: Calculo caída de tensión en el cable ESP.	22
Tabla 8: Perdidas de potencia en el cable.	23
Tabla 9: Evaluación económica selección motor y cable.....	23
Tabla 10: Calculo de transformador elevador y variador	24
Tabla 11: Resistencia típica de conductores según tamaño.....	32
Tabla 12: Eficiencia de Variadores PWM en función de la carga.....	33
Tabla 13: Eficiencia de transformadores sumergidos en aceite NEMA Class 1	34
Tabla 14: Eficiencia teórica vs real en sistemas electrosumergibles	38
Tabla 15: Energía para la extracción de crudo y gas en los Estados Unidos	42
Tabla 16: Emisiones generador de electricidad CAT 3516G	42
Tabla 17: Potencial de reducción de emisiones.....	43
Tabla 18: Clasificación costos operacionales	44
Tabla 19: Evaluación consumos de energía pozos campos Trinidad y La Gloria. .	49
Tabla 20: Listado costos de generación de energía	51

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Conteo taladros en Colombia	13
Figura 2: Temperatura conductor en función de corriente y Temp ambiente.....	20
Figura 3: Pozos productores en los Estados Unidos	26
Figura 4: Pérdidas de energía en una unidad electrosumergible.....	28
Figura 5: Curvas promedio de desempeño de motores 5.6 In OD.....	30
Figura 6: Desempeño motor de fondo con respecto al voltaje de placa	30
Figura 7: Curvas de Ampacidad para un cable No. 2 AWG.....	31
Figura 8: Pérdidas de energía de una bomba electrosumergible.....	36
Figura 9: Curva típica de desempeño bomba electrosumergible.....	37
Figura 10: Crecimiento de emisiones de CO ₂ (% P.A).....	40
Figura 11: Principales fuentes de emisión en la producción Onshore 2013	41
Figura 12: Energía de levantamiento	45
Figura 13: Relación consumo de energía vs eficiencia del sistema.....	47
Figura 14: Altura vertical total - distancia real de levantamiento.....	48
Figura 15: Relación costo de levantamiento y eficiencia del sistema	50
Figura 16: Costo anual de energía.....	52

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE REQUERIMIENTOS Y COSTOS DE ENERGÍA DE EQUIPOS DE SUPERFICIE INVOLUCRADOS EN LA ACTIVACIÓN DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP PARA OPTIMIZAR LOS GASTOS OPERATIVOS Y CONTRIBUIR A LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES*.

AUTOR: SERGIO CAMILO SEGURA SAENZ**.

PALABRAS CLAVE: EFICIENCIA, OPTIMIZACIÓN, GASTOS OPERATIVOS, REDUCCIÓN EMISIONES CONTAMINANTES, COSTO DE ENERGÍA.

DESCRIPCIÓN: Se desarrolla un método de selección de los equipos de superficie de los sistemas de levantamiento artificial ESP. Se analiza la eficiencia de cada uno de los componentes del sistema para dar herramientas que enfoquen a los ingenieros en la búsqueda de la reducción de los costos operacionales y las emisiones de gases contaminantes. En lo referente a los sistemas eléctricos se analiza su eficiencia bajo diferentes condiciones de operación identificando que afecta su desempeño y por ende incrementa los costos operativos. Se revela que a pesar de su alta eficiencia son susceptibles de reducir su desempeño cuando se operan con baja carga o se les suministra una tensión inadecuada. En lo que respecta al componente hidráulico se presenta el procedimiento de cálculo de eficiencia, de tal forma que sirva de guía para analizar en donde se concentran los problemas de eficiencia que generan sobrecostos bien sea en un pozo existente o en un nuevo completamiento. Se presenta como valorar la emisión de gases contaminantes producidos en la generación de energía y el cálculo del potencial de reducción de emisiones de gases contaminantes si se mejora la eficiencia de los sistemas electrosumergibles. Se muestra como el consumo de energía en función de la cantidad de fluido y de la distancia vertical a vencer es el indicador adecuado para evaluar los costos variables del negocio de producción de hidrocarburos. Se presenta un método para calcular los costos de energía de tal forma que sirva de herramienta para valorar proyectos de mejora de eficiencia en los sistemas electrosumergibles.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Alex Fabián Nieto Velasquez, Ingeniero de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: SIZING OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP INSTALLATIONS AND ENERGY COST CALCULATION TO OPTIMIZE OPERATING COSTS AND CONTRIBUTE TO GREENHOUSE GAS EMISSIONS REDUCTION*.

AUTHOR: SERGIO CAMILO SEGURA SAENZ**.

KEYWORDS: EFFICIENCY, OPTIMIZATION, OPERATIVE COSTS, GREENHOUSE GAS EMISSIONS REDUCTION, AND ENERGY COST.

DESCRIPTION: It is develop a sizing method of ESP artificial lift surface equipment. It is analyzed the efficiency of each of the components of the system in the pursuit of lower operating costs and greenhouse gas emissions reduction. Regarding the electrical components it is identified the operations conditions that affect its performance and therefore increases their operating costs. It is revealed that in spite of its high efficiency are likely to reduce its performance when operating at low load or a wrong voltage. Regarding the hydraulic components it is presented the efficiency calculation method as a guide to analyze where the problems of efficiency occurs either for an existing well completion or a new one. It is presented how to assess the greenhouse gas emissions and the potential reduction of the emissions by improving the efficiency of the ESP system. It is presented how the energy consumption depending on the amount of fluid and the vertical distance to overcome is the appropriate indicator to assess the variable costs of oil production business. Finally it is presented an energy cost calculation method for internal combustion engines to be used as a tool for assessing the economic impact of an efficiency increase in the design of the ESP system.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Alex Fabián Nieto Velasquez, Ingeniero de Petróleos

INTRODUCCIÓN

Ante la caída de los precios de crudo, las compañías operadoras se han visto en la obligación de replantear sus proyectos de inversión y de reducir sus costos operativos. La reducción de las inversiones se evidencia en la caída de la cantidad de taladros en operación en el país.

Figura 1: Conteo taladros en Colombia



Fuente: Baker Hughes, Worldwide Rig Counts - Current & Historical Data

Para reducir los costos operativos las compañías trabajan en tres frentes, identificar la producción no rentable, reducir cargos fijos y variables y mejorar la eficiencia de sus activos.

Para mejorar la eficiencia de sus activos las compañías deben tener personal capacitado que pueda identificar los puntos críticos en los procesos o en los diseños de los sistemas de levantamiento y generar propuestas para su optimización.

Esta monografía busca facilitar a los ingenieros la identificación de los puntos críticos en los sistemas de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible brindándoles herramientas para que calculen las eficiencias de cada uno de los componentes del sistema, para que puedan estimar la reducción de los costos por el ahorro de energía y para que obtengan el potencial de reducción de emisiones de gases contaminantes de las propuestas de optimización que planteen.

1. METODOLOGIA PARA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE SUPERFICIE

Tradicionalmente la compañía Perenco Colombia Limited ha establecido dentro de sus políticas de manejo de personal formar ingenieros mecánicos y electricistas en el departamento de mantenimiento para luego promoverlos al departamento de proyectos el cual se encarga de diseñar las facilidades de superficie cada vez que se genera una plan de desarrollo para los campos de producción.

La formación de los ingenieros en el departamento de mantenimiento les permite conocer los equipos y los campos de primera mano de tal forma que al llegar al departamento de proyectos los ingenieros conocen en gran medida cuales son los procesos de producción de la compañía.

La principal ventaja, pero a la vez su principal problema, es que este método lleva a los ingenieros a reproducir diseños de facilidades existentes en sus nuevos diseños. Esto puede ahorrar costos pero también puede perpetuar errores.

Uno de los errores que se estaba repitiendo en cada nuevo pozo era el sobredimensionamiento de los variadores y transformadores utilizados en los sistemas electrosumergibles ya que los ingenieros se limitaban a solicitar el consumo de potencia en superficie y lo incrementaban el 50% para no correr riesgos con los equipos.

A raíz de la caída del precio del crudo la compañía inició una revisión profunda de cada uno de los proyectos en desarrollo en busca de mantener la rentabilidad del negocio, encontrando sobrecostos relacionados con la inadecuada selección de los equipos de superficie de los pozos con sistema electrosumergible lo cual generó la necesidad de establecer un método para dimensionar estos equipos adecuadamente.

1.1 SELECCIÓN DE EQUIPOS DE SUPERFICIE.

El método a seguir para seleccionar los equipos de superficie se basa en la práctica recomendada *API 11S4 Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations* ya que esta práctica discute en detalle las consideraciones que deben tenerse para una adecuada selección de cada uno de los componentes de los sistemas electrosumergibles.

Siguiendo las recomendaciones de esta práctica se presenta paso a paso un método que inicia por plantear la mínima información requerida en el proceso de selección de los equipos en superficie y luego presenta de forma estructurada los cálculos para seleccionar cada uno de los componentes del sistema *ESP* iniciando por la bomba y terminando en los equipos de superficie.

1.1.1 Datos de entrada básicos para el diseño de un sistema ESP.

Los datos de entrada se pueden agrupar en cinco categorías como los son geometría del pozo, información de superficie, propiedades del fluido, características de *inflow* y criterios de diseño. En cada categoría la información mínima requerida es la siguiente:

Tabla 1: Información básica para diseño sistema ESP

ITEM	INFORMACION BASICA	GEOMETRIA DE POZO	INFORMACIÓN DE SUPERFICIE	PROPIEDADES DEL FLUIDO	CARACTERISTICAS DE INFLOW	CRITERIOS DE DISEÑO
1	Tubing ID [in]	ID				
2	Numero de calidad de la tubería	C				
3	Punto medio de perforaciones TVD (ft)	V_{Dres}				
4	Presión en cabeza de pozo [psig]		P_{wh}			
5	Gravedad específica aceite			γ_o		
6	Gravedad específica del agua			γ_w		
7	Calor específico del Fluido [BTU/lb °F]			C_f		
8	Corte de agua [%]			f_w		
9	Presión estática [psig]				P_{bhs}	
10	Indice de productividad [bpd/psi]				J	
11	Tasa de flujo de fluido [bpd]					q
12	Profundidad de entrada de la bomba TVD [ft]					VD_{pump}
13	Distancia ubicación de la bomba MD [ft]					MD_{pump}

La información básica para el diseño de los sistemas electrosumergibles debe incluir un mínimo de especificaciones de equipos y materiales tomada de los catalogos de los fabricantes pues sin ellas no será posible obtener la potencia requerida por la bomba ni calcular las pérdidas de energía en el cable de potencia lo cual conllevaría a una inadecuada selección de los equipos de superficie.

En la tabla 2 se resume la información básica a tener en cuenta de parte de los fabricantes.

Tabla 2: Información de catálogos de fabricantes.

ITEM	INFORMACION BASICA	BOMBA	CABLE	TRANSFORMADOR
1	Cabeza por etapa (ft)	$H/Etapa$		
2	RB - Resistencia conductor (Ohm/1000ft)		RB	
3	IR - Reactancia inductiva (Ohm/1000ft)		IR	
4	Eficiencia transformador			SUT_{Eff}

1.1.2 Consideraciones por ciclo de vida.

El propósito de esta etapa en el proceso de diseño es prever posibles incrementos en los consumos de energía e impactos en la eficiencia de la bomba de fondo durante su ciclo de vida. Los incrementos en el consumo de energía obedecen principalmente a cambios en la presión diferencial de la bomba, corte de agua o incremento de caudal. Si no se tiene en cuenta las posibles variaciones que pueden afectar las condiciones operacionales de la bomba, el resultado del diseño será deficiente. Una vez realizado este ejercicio se deben revisar los datos básicos de diseño para asegurarse que son coherentes.

1.1.3 Presión de entrada de la bomba.

Para calcular la presión a la entrada de la bomba es necesario primero haber calculado la presión de fondo fluyendo a la tasa de flujo de fluido considerada en los datos de entrada y el gradiente de presión del fluido. Con los resultados de estos dos cálculos mas la profundidad de asentamiento de la bomba deseada y los puntos medios de perforaciones se puede obtener la presión a la entrada de la bomba.

Tabla 3: Calculo presión a la entrada de la bomba.

Paso 1: Presión de fondo fluyendo			Paso 2: Gradiente del fluido				Paso 3: Presión a la entrada de la bomba	
Presión estatica [psig]	Indice de Productividad [bpd/psi]	Tasa de flujo de fluido [bpd]	Corte de agua (fw)	Gravedad especifica aceite	Gravedad especifica agua	Gradiente del agua		
P_{bhs}	J	q	f_w	γ_o	γ_w	G_w		
$P_{wf} = P_{bhs} - \left[\frac{q}{J} \right]$			$G_f = G_w \times [(f_w \times \gamma_w) + (1 - f_w) \times \gamma_o]$					
Presión de fondo fluyendo [psi]			Gradiente de presión de fluido [psi/ft]				Profundidad de asentamiento de la bomba TVD [ft]	Punto medio perforaciones TVD [ft]
P_{wf}			G_f				VD_{pump}	VD_{res}
$PIP = P_{wf} - [(VD_{res} - VD_{pump}) \times G_f]$								
PIP								

1.1.4 Cabeza dinámica total.

Partiendo de la presión de entrada de la bomba y calculando las pérdidas de fricción y la contrapresión generada en cabeza de pozo se obtiene la cabeza dinámica total. Se debe tener especial atención en las unidades de medida como la tasa de flujo de fluido que esta expresada en galones por minuto y no barriles por día.

Tabla 4: Calculo cabeza dinámica total

Paso 1: Cálculo cabeza dinámica			Paso 2: Calculo perdidas de fricción				Paso 3: Calculo perdidas cabeza pozo	
Presión a la entrada de la Bomba	Profundidad de asentamiento de la bomba TVD [ft]	Gradiente de presión de fluido [psi/ft]	Numero de calidad de la tubería	Tasa de flujo de fluido [gpm]	Diametro interno de la tubería [in]	Distancia de ubicación de la Bomba [ft]	Presión en cabeza de pozo [psig]	Gravedad especifica del fluido
PIP	VD_{pump}	G_f	C	q	ID	MD_{pump}	P_{wh}	γ_f
$H_D = VD_{pump} \left[\frac{PIP}{G_f} \right]$			$h_{fr} = \left(0,2083 \times \left(\frac{100}{C} \right)^{1,85} \times \frac{q^{1,85}}{ID^{4,86}} \right) \times \frac{MD_{pump}}{100}$				$h_{wh} = \frac{P_{wh}}{0.433 \times \gamma_f}$	
Cabeza dinámica [ft]			Perdidas de fricción [ft]				Perdidas en cabeza de pozo [ft]	
H_D			h_{fr}				h_{wh}	
$TDH = H_D + h_{fr} + h_{wh}$								
Cabeza dinamica Total [ft]								
TDH								

1.1.5 Potencia requerida por la bomba

En este punto se determina la cantidad de etapas y la potencia requerida por la bomba. Dado que existe una gran cantidad de opciones para elegir la bomba el principio básico consiste seleccionar las etapas de la bomba que sean más eficientes cerca a la tasa de operación deseada¹ y como mínimo que estén dentro del rango de operación estipulado por el fabricante.

Como es común, los sistemas electrosumergibles se utilizan con variadores de frecuencia y por lo tanto se debe seleccionar las etapas de la bomba que permitan trabajar a la máxima frecuencia de operación sin descuidar que el mejor punto de eficiencia coincida con la frecuencia en la cual se espera que el equipo trabaje la mayor cantidad de tiempo. El paso a paso para para calcular la potencia requerida por la bomba se presenta a continuación:

- a. Selección de la etapa que tenga el mejor punto de eficiencia tan cerca como sea posible de la tasa de operación deseada.

¹ API RP11S4, Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations, pag 5

b. Se considera que la tasa de operación deseada es donde el equipo va trabajar la mayor cantidad de tiempo. Adicionalmente si se piensa llevar la bomba a una frecuencia más alta, la tasa de flujo máxima debe estar dentro del rango de operación del fabricante de la bomba.

c. Verificar que todos los puntos de operación estén como mínimo dentro del rango de operación estipulado por el fabricante.

Tabla 5: Potencia requerida por la bomba.

Paso 1: Calculo Numero etapas		Paso 2: Potencia requerida por la bomba [HP]	
Cabeza dinámica total [ft]	Cabeza por etapa [ft]		
<i>TDH</i>	$H/Etapa$		
$N_{Etapas} = \frac{TDH}{H/Etapa}$			
Numero de etapas	Potencia por Etapa [HP]	Gravedad específica del fluido	
N_{Etapas}	$HP/Etapa$	γ_f	
$P_{hyd} = \frac{HP}{Etapa} \times N_{Etapas} \times \gamma_f$			
Potencia hidraulica requerida por la bomba [HP]			
P_{hyd}			

1.1.6 Selección del motor y cable

La selección del motor se hace con base en la potencia requerida por la bomba, calculada en la sección anterior, la potencia requerida por el separador de gas, requerido para casos de fluidos bifásicos y la potencia requerida por la caja de sellos tomada del catálogo del fabricante.

Adicionalmente se deben garantizar unas mínimas condiciones operacionales para que el motor trabaje de forma confiable. Estas condiciones se resumen a continuación:

I. Al seleccionar el diámetro del motor se debe permitir que la velocidad del fluido alrededor del mismo tenga una velocidad mínima de 1 ft/s y máxima de 12 ft/s², sin embargo si el fluido es abrasivo la velocidad máxima recomendada es de 7 ft/s.³

II. La temperatura ambiente de trabajo más el incremento de temperatura por la operación del motor no deben sobrepasar la temperatura máxima de trabajo establecida por el fabricante.

III. El voltaje de placa del motor se debe seleccionar en conjunto con el cable de fondo pues una caída de voltaje muy alta en el cable no permitiría que el motor trabaje adecuadamente. Esta consideración implica realizar una evaluación económica del costo de las pérdidas de energía en el cable durante el ciclo de vida en comparación un cable de mayor diámetro o un motor con voltaje de operación más alto.

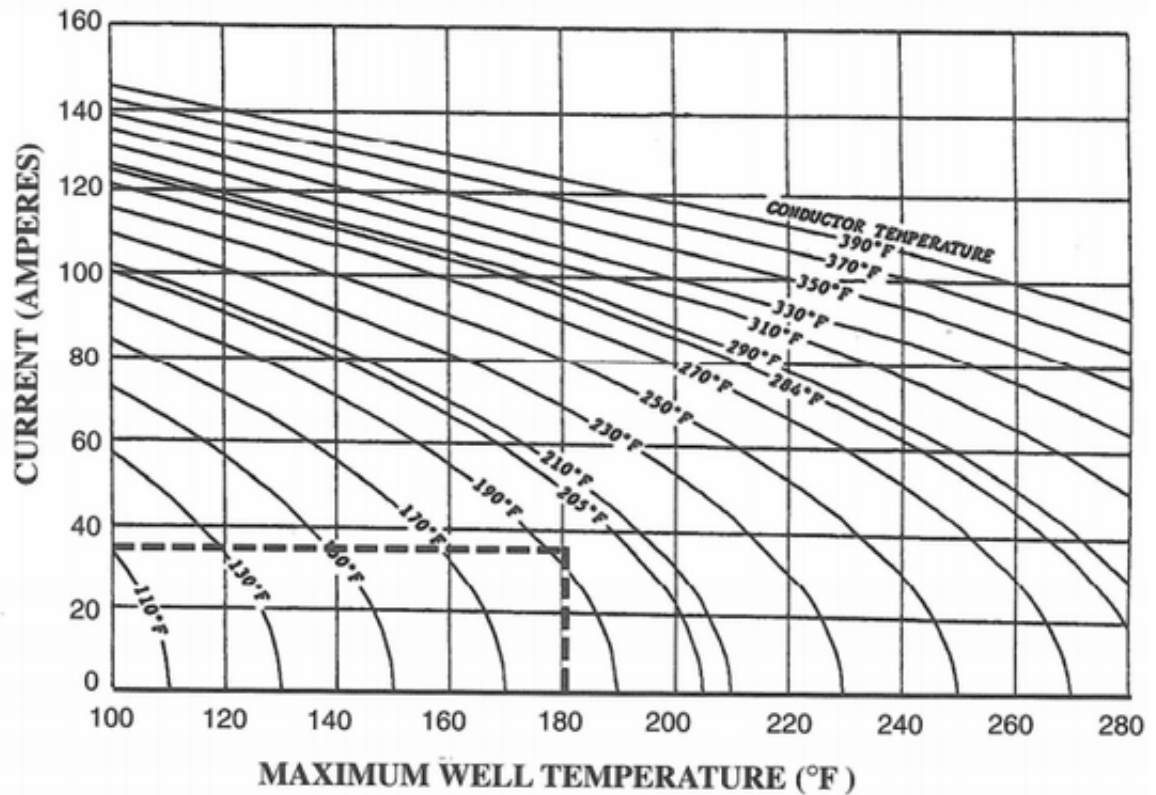
Para realizar la evaluación económica se deben calcular los costos de las pérdidas de energía en el cable. Un cable de mayor diámetro tendrá una mayor capacidad de conducción de corriente y una menor caída de tensión generando menos perdidas de energía pero será más costoso que un cable de menor diámetro.

El primer paso consiste en buscar el cable de menor diámetro posible que sea capaz de transportar la corriente de operación del motor bajo la máxima temperatura ambiente de trabajo sin sobrepasar su temperatura de diseño. Para ello es fundamental obtener las gráficas de los cambios de temperatura del conductor en función de la corriente de operación y la temperatura ambiente de trabajo. La siguiente gráfica es un ejemplo de un cable #4AWG redondo sólido.

² API RP14E, Recommended Practice for Design and installation of offshore production platform piping System, pag 23

³ API RP11S4, Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations, pag 7

Figura 2: Temperatura conductor en función de corriente y Temp ambiente.



Tomado de: Baker Hughes Centrilift, Submersible pump handbook, pag 176

El punto clave es determinar la máxima temperatura ambiente a la que va a estar expuesto el cable. Datos empíricos indican que, en un ambiente aéreo, el incremento de temperatura en un cable ESP redondo es de 40°F a 60°F cuando está conduciendo su máxima capacidad de corriente, mientras que al trabajar sumergidos en agua o fluidos como combustible diésel su temperatura no se incrementa más allá de 15°F, por lo tanto se concluye que la máxima temperatura de operación se da justo encima del nivel del fluido⁴.

Sin embargo la caída de temperatura entre la descarga de la bomba y el nivel del fluido es despreciable⁵ y por ello se puede asumir que la máxima temperatura ambiente a la que va a estar expuesto el cable es a la descarga de la bomba.

⁴ Sam W French, ,Optimum cable Selection for Electrical Submersible Pumps, pag 3

⁵ Sam W French, ,Optimum cable Selection for Electrical Submersible Pumps, pag 3

En la siguiente tabla se presenta el cálculo de la máxima temperatura ambiente a la que va a estar expuesto el cable la cual se presenta a la salida de la bomba como producto del incremento de temperatura que sufre el fluido por la fricción que ocurre al interior de la misma.

Tabla 6: Calculo máxima temperatura ambiente de exposición del cable ESP.

Temperatura del fluido a la entrada de la bomba [°F]	Potencia de la bomba en el punto de Operación [HP]	Eficiencia de la bomba en el punto de Operación	Gravedad específica del fluido producido	Calor específico del fluido producido [BTU/lb °F]	Tasa de flujo de fluido [bpd]
FT_{in}	BHP_{pump}	P_{Eff}	γ_f	C_f	q
$FT_{out} = FT_{in} + \frac{174,6 \times BHP_{pump} \times (100\% - P_{Eff})}{\gamma_f \times C_f \times q}$					
Temperatura del fluido a la salida de la bomba [°F]					
FT_{out}					

Con la máxima temperatura ambiente de trabajo que equivale a la temperatura de fluido a la salida de la bomba y las gráficas de temperatura de los cables se selecciona el cable de menor diámetro posible que servirá como base para realizar el estudio económico. Para cada cable que se quiera evaluar se debe calcular la caída de tensión de acuerdo a la tabla 7. Las consideraciones en relación a la caída de tensión son las siguientes:

I. La tensión en superficie que corresponde a la tensión de placa del motor más la caída de tensión no debe superar la máxima tensión que soportan los terminales del motor.

II. La corriente durante el arranque del motor se puede incrementar varias veces lo que lleva a que la caída de tensión se incremente en igual cantidad de veces. Se debe garantizar que a pesar de esto la tensión en los terminales del motor nunca sea inferior al 50% de la tensión de placa, de lo contrario el motor no generará suficiente torque para dar arranque.

Tabla 7: Cálculo caída de tensión en el cable ESP.

Paso 1: Cálculo Temp. promedio		Paso 2: Cálculo de resistencia total del cable ESP por cada 1000 ft	Paso 3: Cálculo de impedancia del cable ESP		Paso 4: Cálculo de caída de tensión en el cable	
Temp máxima de operación del cable [°F]	Temp mínima de operación del cable [°F]					
T_{Cmax}	T_{Cmin}					
$T_{AVG} = \frac{T_{Cmax} + T_{Cmin}}{2}$						
Temperatura promedio del cable ESP [°F]		Resistencia del conductor a 77°F (ohm/1000ft)				
T_{AVG}		RB				
$RTC = RB \times (1 + 0,00214 \times (T_{AVG} - 77))$						
Resistencia total (ohm/1000ft)		Reactancia inductiva (ohm/1000ft)				
RTC		IR				
$Z = \sqrt{RTC^2 + IR^2}$						
Impedancia de cable ESP [ohm/ 1000ft]			Distancia de ubicación de la Bomba [ft]	Corriente de operación [A]		
Z			MD_{pump}	I		
$V_{Drop} = \sqrt{3} \times I \times Z \times \frac{MD_{pump}}{1000}$						
Caída de tensión en el cable ESP [V]						
V_{Drop}						

Una vez se obtienen los cables que garantizan un adecuado trabajo bajo las condiciones de temperatura del pozo y una caída de tensión que permite que el motor trabaje correctamente, se calculan las pérdidas para obtener los costos de

operación durante el ciclo de vida del pozo. En la siguiente tabla se muestra el cálculo de las pérdidas en el cable:

Tabla 8: Pérdidas de potencia en el cable.

Resistencia total (ohm/1000ft)	Distancia de ubicación de la Bomba [ft]	Corriente de operación [A]
RTC	MD_{pump}	I
$Loss_{cable} = \frac{3 \times I^2 \times RTC}{1000} \times \frac{MD_{pump}}{1000}$		
Pérdidas en el cable [kW]		
$Loss_{cable}$		

Con los datos de pérdidas en el cable ESP, el costo de la energía y los costos de los equipos se realiza la evaluación económica para determinar cuál combinación es la mejor alternativa. Una forma para realizar esta evaluación es obtener el valor presente neto de las diferentes combinaciones realizando el siguiente cálculo.

Tabla 9: Evaluación económica selección motor y cable.

Costo del motor [USD]	Costo del Cable [USD]	Pérdidas en el cable [kW]	Costo de la energía [USD/kWh]	Expectativa de ciclo de vida [# Meses]	Tasa de interes
C_M	C_C	$Loss_{cable}$	C_{kWh}	N_m	i
$NPV = C_M + C_C + \sum_{t=0}^{N_m} \frac{Loss_{cable} \times C_{kWh} \times 24 \times 30}{(1+i)^t}$					
Valor presente de costos de motor y cable [USD]					
NPV					

1.1.7 Selección equipos de superficie

Los equipos de superficie deben garantizar el suministro de la corriente y el voltaje de placa que requiere el motor para su operación. El siguiente cálculo resume el modo de seleccionar estos equipos:

Tabla 10: Cálculo de transformador elevador y variador

Paso 1: Cálculo potencia transformador elevador			Paso 2: Cálculo potencia del Variador
Tensión de placa del motor [V]	Corriente de operación [A]	Caida de tensión en el cable ESP [V]	
V_M	I	V_{Drop}	
$S_{SUT} = \frac{\sqrt{3} \times (V_M + V_{Drop}) \times I}{1000}$			
Potencia de placa del transformador reductor [kVA]		Mínima Eficiencia del transformador SUT	
S_{SUT}		SUT_{Eff}	
$S_{VSD} = \frac{S_{SUT}}{SUT_{Eff}}$			
Potencia de placa del variador [kVA]			
S_{VSD}			

Con el método propuesto, basado en la práctica recomendada API 11S4 Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations, se puede seleccionar en siete pasos los equipos de superficie sin incurrir en sobrecostos por sobredimensionamiento.

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UN SISTEMA ESP

La legislación ambiental, las políticas internas de las compañías, la optimización de procesos, la reducción de costos y la necesidad de controlar la generación de gases de efecto invernadero son los principales motivos por los cuales las compañías buscan mejorar su eficiencia energética⁶.

A nivel internacional una de las compañías líderes en el sector de los hidrocarburos, la British Petroleum dispuso en el año 1997, implementar estrategias para mejorar la eficiencia energética de sus operaciones para reducir 10% las emisiones de gas de efecto invernadero².

Para ello implementó un sistema de monitoreo de desempeño energético que les permitió hacer comparaciones de eficiencia energética entre sus diferentes operaciones y establecer metas de eficiencia más rigurosas lo que los llevo a cumplir su objetivo en el 2001.

Los indicadores de eficiencia energética se implementaron en tres etapas permitiendo conocer el consumo energético de un proceso en particular hasta la potencia consumida por barril y diferencial de presión en una bomba de inyección puntual⁷.

A nivel nacional la compañía Ecopetrol se ha propuesto la meta de producir un millón trescientos mil barriles limpios en el año 2020⁸ como parte de las políticas internas de la compañía. Para ello ha implementado estrategias para optimizar y racionalizar las fuentes de energía, reducir el consumo, disminuir las emisiones de CO2 e incrementar la eficiencia operacional.

Entre las políticas de Ecopetrol de eficiencia se destaca el plan de diversificación energética para recuperar energía de oleoductos, definir la estrategia para desarrollar la energía geotérmica, evaluar el potencial eólico y el uso de pequeñas centrales hidráulicas⁹.

⁶ K.A. Speirs, Total E&P UK Limited, Energy Efficiency Assessments – Just a Paper Exercise?, Pag 1

⁷ Jhon Edwards, BP, Improving Energy Efficiency in E&P Operations, pag 1-3

⁸ Ecopetrol, Reporte integrado de gestión sostenible 2012, pag 170

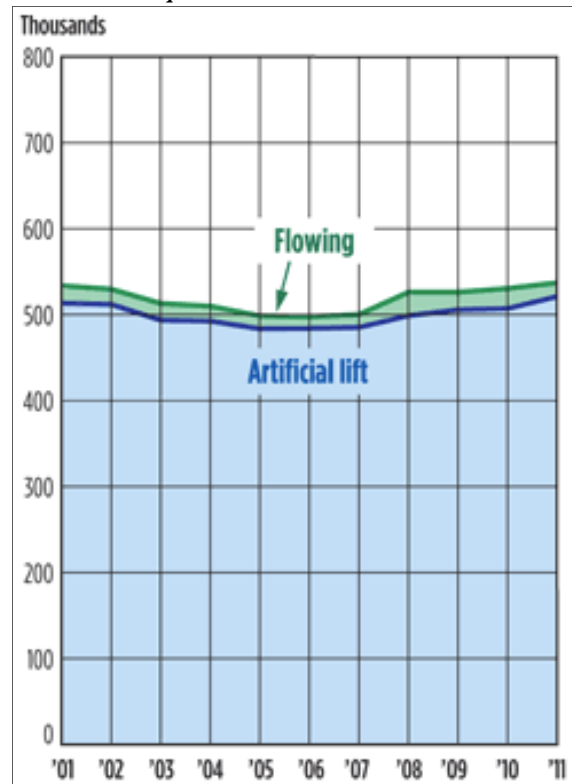
⁹ Ecopetrol, Reporte integrado de gestión sostenible 2012, pag 173

Como fruto de este trabajo, en el 2012 Ecopetrol disminuyó el consumo energético en 449 BPED luego de finalizar el proyecto de reconversión de Termocoa y la electrificación de los campos San Roque y Tisquirama generando un ahorro anual de 4,7 millones de dólares en el consumo energético¹⁰

A su vez la compañía Pacific Rubiales en busca de mejorar la eficiencia energética en sus operaciones, en el 2012, realizó ajustes a los TAP's de los transformadores elevadores SUT de ochenta pozos obteniendo un ahorro en el consumo de energía del 3.5% y un aumento promedio del 1.5% en la producción de los pozos¹¹.

Y es que el impacto de mejorar la eficiencia en los métodos de levantamiento artificial puede ser bastante significativo, pues en países como Estados Unidos cerca del 95%¹² de los pozos productores requieren de un sistema de levantamiento artificial, esto es cerca de 480.000 pozos requieren de algún tipo de ayuda para poder producir y tan solo 50.000 pozos fluyen naturalmente.

Figura 3: Pozos productores en los Estados Unidos.



Fuente: Weatherford, *Introduction to artificial lift*, Marzo 2013, pag 12.

¹⁰ Ecopetrol, *Gestión Energética*, Septiembre 2014

¹¹ Pacific Rubiales, *Informe de Sostenibilidad 2012*, pag 97

¹² World oil Magazine, *Special focus: 2012 forecast – Producing Oil Wells*, Febrero 2012, Vol 233 No. 2

2.1 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LOS SISTEMAS ELECTROSUMERGIBLES

El método de levantamiento artificial en el cual hoy en día se invierte la mayor cantidad de dinero es en el bombeo electro sumergible con un porcentaje de participación en el mercado del 54%, seguido por el bombeo mecánico con un 25% y en tercer lugar por el bombeo por cavidades progresivas en un 7%¹³. Esto obedece a su flexibilidad y confiabilidad de operación a diferentes tasas de producción llevándolo a ser uno de los sistemas artificiales que más se están desarrollando a nivel mundial y por lo tanto es muy importante conocer adecuadamente su operación para obtener los mejores resultados del mismo.

Como todo sistema de levantamiento artificial, el bombeo electrosumergible, es susceptible de tener grandes pérdidas de eficiencia y por lo tanto para mantener la producción y reducir los costos de operación es necesario entender integralmente su funcionamiento, identificando en donde se producen las pérdidas de energía y de esta forma lograr optimizar los resultados económicos que requiere toda compañía. En la figura 4 se resume donde se encuentran las pérdidas de energía para un típico sistema de bombeo electrosumergible.

Conocer en donde se generan las principales pérdidas en el sistema electrosumergible permite enfocar el esfuerzo de los ingenieros para optimizar el sistema.

La eficiencia energética de todo sistema de levantamiento artificial se define como la relación entre la potencia útil usada para levantar el fluido y la potencia total consumida por el sistema de levantamiento artificial.

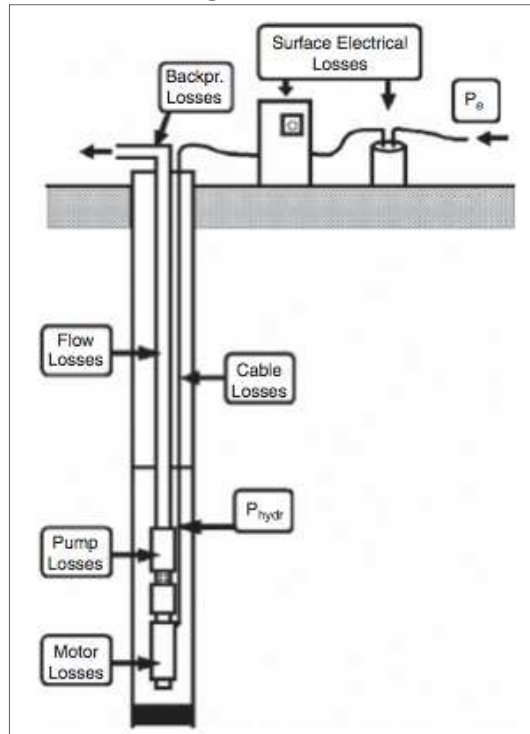
$$Eficiencia_{ALS} = \frac{Potencia\ util}{Potencia\ Suministrada} \quad (1)$$

En términos hidráulicos la potencia útil para levantar el fluido es el diferencial de energía potencial del fluido con respecto a la energía potencial de fondo de pozo necesaria para alcanzar la superficie.

$$Potencia\ Suministrada = Potencia\ Util + Perdidas \quad (2)$$

¹³ Weatherford, Introduction to artificial lift, Marzo 2013, pag 19.

Figura 4: Pérdidas de energía en una unidad electrosumergible



Fuente: Tomado de: GABOR TAKACS, *Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations, and Maintenance, First Edition USA 2009, Gulf Professional Publishing, pag 292*

La energía adicional se necesita bien sea porque la presión de fondo fluyendo cae por debajo de la suma de las pérdidas de presión del fondo del pozo al separador o porque las pérdidas de presión en el pozo son mayores que la presión de fondo disponible para mover el fluido a la superficie. El primer motivo se desencadena por cambios en las propiedades del fluido como incrementos de viscosidad o reducción de la cantidad de gas producido y el segundo motivo por restricciones en el fondo o daños en el completamiento del pozo.

El cálculo de la potencia útil o diferencial de potencia hidráulica se obtiene desarrollando la siguiente ecuación:

$$P_{hyd} = 1,7E^{-5} \times q_l \times [0,433SpGr_l \times L_{pump} - PIP] \quad (3)$$

Dónde:
 P_{hyd} – Potencia hidráulica [HP]
 q_l – Tasa de producción de fluido [BFPD]
 L_{pump} – Profundidad (vertical) de la entrada de la bomba [ft]
 PIP – Presión a la entrada de la bomba [psi]
 $SpGr_l$ – Gravedad específica del fluido producido

La potencia suministrada se puede obtener mediante lecturas de parámetros eléctricos en los equipos de superficie desarrollando el cálculo representado en la ecuación 4.

$$P_{sum} = \frac{1,73 \times V \times I \times PF}{1000} \times \frac{1BHP}{0.746kW} \quad (4)$$

Dónde:
 P_{sum} – Potencia suministrada [HP]
 V – Voltaje línea línea [V]
 I – Corriente de entrada [Amp]
 PF – Factor de potencia

Con estas dos ecuaciones se puede obtener la eficiencia de cada pozo. En el bombeo electrosumergible el consumo de energía es muy estable y solo cambia si se varía la velocidad de la bomba, se modifica la presión en cabeza, se presenta algún daño en la bomba o por algún cambio en las características del fluido y en tal sentido una medida puntual del voltaje y la corriente a la entrada del variador permite calcular la potencia de entrada.

Una vez calculada la eficiencia de cada pozo se debe analizar en donde se están generando las pérdidas de energía para identificar posibles mejoras operativas y optimización en los diseños, para ello se presenta el siguiente análisis del sistema de acuerdo a la naturaleza de las pérdidas, las cuales se clasifican en hidráulicas o eléctricas.

2.1.1 Pérdidas eléctricas

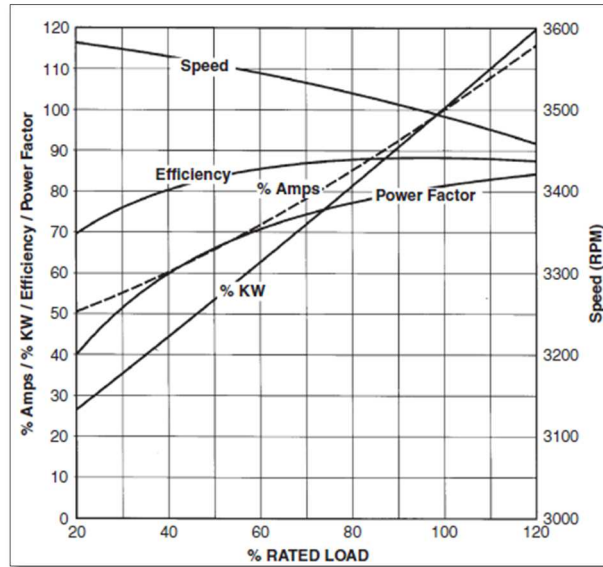
Las pérdidas eléctricas en los sistemas electrosumergibles se concentran en el motor, cable y los equipos de superficie. A continuación se analiza uno por uno.

I. Pérdidas en el motor. El desempeño del motor dependerá de la correcta selección de sus características de torque y velocidad de operación. Así mismo el motor se verá seriamente afectado si el voltaje que recibe en sus terminales supera +/- el 10% del voltaje de placa o si se opera por debajo del 40% de su potencia de placa¹⁴.

En la figura 5 se observa como cae la eficiencia del motor por debajo del 80% cuando se opera a potencias inferiores al 40% del dato de placa.

¹⁴ U.S Department of Energy, Improving Motor and Drive System Performance: A Sourcebook for Industry, pag 8

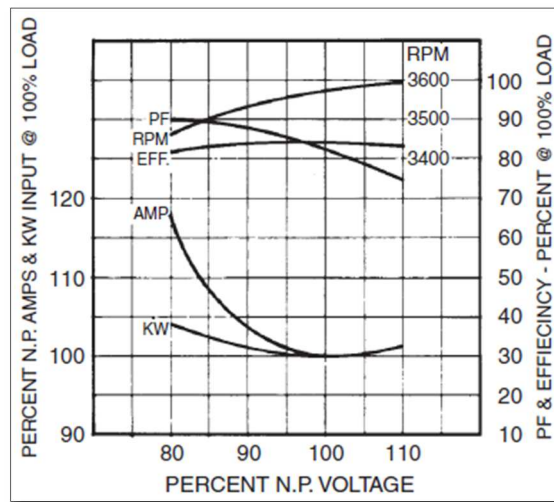
Figura 5: Curvas promedio de desempeño de motores 5.6 In OD



Fuente: Tomado de Gabor Takacs, *Electrical Submersible Pumps Manual, Design Operations and Maintenance*, Pag 74

En lo que respecta al voltaje de operación, no trabajar en el rango adecuado según la placa del motor puede generar grandes pérdidas relacionadas con el incremento del consumo de corriente. En la siguiente figura se observa este fenómeno:

Figura 6: Desempeño motor de fondo con respecto al voltaje de placa



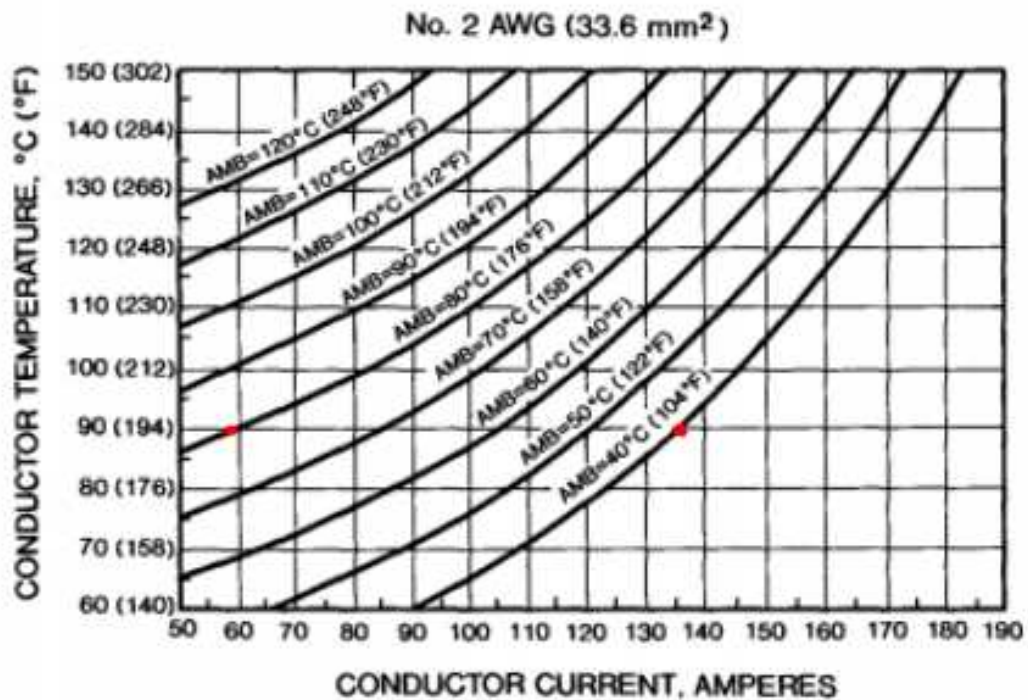
Tomado de: Gabor Takacs, *Electrical Submersible Pumps Manual, Design Operations and Maintenance*, Pag 73

Como se observa en la gráfica, reducir el voltaje de entrada al motor un 20% puede incrementar el consumo de corriente cerca del 20% lo que impacta directamente las pérdidas en el cable.

Si el motor se selecciona adecuadamente y opera bajo condiciones de placa se espera que las pérdidas de energía relacionadas a este elemento no superen 11% de acuerdo a la figura 4. Sin embargo se debe hacer la evaluación puntual en cada caso utilizando los datos de operación y los catálogos del fabricante.

II. Pérdidas en el cable. Para determinar las pérdidas de energía en el cable es preciso entender que las propiedades físicas de éste cambian con la temperatura. En la siguiente figura se puede ver como un cable No. 2 AWG pasa de tener una capacidad de transmisión de corriente de 135Amp a 60Amp cuando la temperatura ambiente aumenta de 40°C a 80°C.

Figura 7: Curvas de Ampacidad para un cable No. 2 AWG.



Fuente: S. W. French, *Optimum cable Selection for Electrical Submersible Pumps*, pag 7

En otras palabras la resistencia del cable cambia en función de la temperatura así que una vez se haya determinado la temperatura promedio a la que va trabajar el cable se puede calcular la resistencia del mismo usando la ecuación número 5.

$$RT = RB \times [1 + 0.00214 \times (T_{avg} - 77)] \quad (5)$$

Dónde: RT – Resistencia total (ohm/1000ft)
 RB – Resistencia del conductor a 77°F (ohm/1000ft)
 T_{avg} – Temperatura promedio cable (°F)

La resistencia de los conductores desnudos y recubiertos a temperatura de 77°F se puede obtener de la siguiente tabla:

Tabla 11: Resistencia típica de conductores según tamaño

(1)	(2)	(3)	(4) (5)	
AWG Size	Number of Strands	Nominal Diameter (mils)	Maximum Ohms/1000 ft at 77°F (25°C)	
			Bare Copper	Coated Copper
6	1	162	0.419	0.431
4	1	204	0.263	0.271
2	7	292	0.169	0.175
1	7 or 19	328	0.134	0.139

Tomado de: API RP11S6, Recommended Practice for Testing of Electric Submersible Pump Cable Systems, pag 8

Conociendo la resistencia del cable se pueden determinar las pérdidas en el mismo con la siguiente ecuación:

$$LOSS_{cable} = \frac{3 \times I^2 \times RT}{1000} \times \frac{L}{1000} \quad (6)$$

Dónde: $LOSS_{cable}$ – Pérdidas en el cable (kW)
 I – Corriente a máxima carga del motor (Amp)
 RT – Resistencia del cable (ohm/1000ft)
 L – Longitud del cable (ft)

Una vez calculadas las pérdidas en el cable se puede calcular la eficiencia del mismo usando la ecuación número 7.

$$\eta_{cable} = \frac{P_{motor}}{P_{motor} + LOSS_{cable}} \quad (7)$$

Dónde: η_{cable} - Eficiencia del cable
 P_{motor} - Potencia del motor (kW)
 $LOSS_{cable}$ - Perdidas en el cable (kW)

III. Perdidas en el variador. En lo que respecta a los variadores es preciso aclarar que no existe un protocolo ampliamente aceptado que permita determinar la eficiencia de los variadores sin contar con que existen muchas formas de configurar el equipo que impactan en la eficiencia del mismo¹⁵. En la siguiente tabla se presentan valores de eficiencia representativos para los variadores PWM.

Tabla 12: Eficiencia de Variadores PWM en función de la carga

Table 1. PWM ASD Efficiency as a Function of Drive Power Rating ¹							
Variable Speed Drive hp Rating	Efficiency,%						
	Load, Percent of Drive Rated Power Output						
	1.6	12.5	25	42	50	75	100
3	31	77	86	90	91	93	94
5	35	80	88	91	92	94	95
10	41	83	90	93	94	95	96
20	47	86	93	94	95	96	97
30	50	88	93	95	95	96	97
50	46	86	92	95	95	96	97
60	51	87	92	95	95	96	97
75	47	86	93	95	96	97	97
100	55	89	94	95	96	97	97
200	61	91	95	96	96	97	97
400	61	91	95	96	96	97	97

Tomado de: U.S Department of Energy, Improving Motor and Drive System Performance: A Sourcebook for Industry, pag 90

Como se observa en la tabla, la eficiencia de los variadores se ve afectada por el porcentaje de carga que estén manejando, a menor carga, menor será la eficiencia. Sin embargo la caída de eficiencia no es significativa cuando el equipo trabaja con cargas superiores al 50% de su potencia nominal y se mantiene por encima de 96% para equipos de más de 100HP.

¹⁵ U.S Department of Energy, Improving Motor and Drive System Performance: A Sourcebook for Industry, pag 90

IV. Perdidas en los transformadores: Para los transformadores existen estándares que deben cumplir los fabricantes para poder catalogar sus equipos según las diferentes normas. En la siguiente tabla se presentan las mínimas eficiencias que deben garantizar los fabricantes para que los transformadores trifásicos sumergidos en aceite puedan ser catalogados como “NEMA CLASS 1 EFFICIENCY”.

Tabla 13: Eficiencia de transformadores sumergidos en aceite NEMA Class 1

Reference Condition		Temperature	% of Nameplate Load	
Load Loss		55°C	50%	
No Load Loss		20°C	50%	
kVA	Single Phase Efficiency	kVA	Three Phase Efficiency	
10	98.4	15	98.1	
15	98.6	30	98.4	
25	98.7	45	98.6	
37.5	98.8	75	98.7	
50	98.9	112.5	98.8	
75	99.0	150	98.9	
100	99.0	225	99.0	
167	99.1	300	99.0	
250	99.2	500	99.1	
333	99.2	750	99.2	
500	99.3	1000	99.2	
667	99.4	1500	99.3	
833	99.4	2000	99.4	
		2500	99.4	

Tomado de: National Electrical Manufacturers Association, Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers, pag 7

La tabla establece que equipos de más de 75kVA tienen una eficiencia superior al 98,7% como mínimo. Se debe prestar especial atención a la operación de estos equipos pues con ellos se garantiza un adecuado voltaje de operación en fondo. De nada sirve tener un equipo muy eficiente si no se configura de la forma adecuada. Esto lo vivió la compañía Pacific Rubiales que identificó que ajustando los TAP's (Nivel de voltaje a la salida) de los transformadores elevadores SUT podía mejorar el consumo de energía en 3,5% en ochenta de sus pozos¹⁶.

2.1.2 Perdidas hidráulicas

Las pérdidas hidráulicas en los sistemas de bombeo electrosumergibles incrementan la presión diferencial a vencer por la bomba y es muy común que estas pérdidas se expresen en términos de distancia adicional (ft) a vencer.

¹⁶ Pacific Rubiales, Informe de Sostenibilidad 2012, pag 97

I. Pérdidas en el tubing: Para el cálculo de pérdidas producto de la fricción del fluido con la tubería de producción, en aplicaciones de bombeo de fluido de una sola fase, se utiliza la fórmula de Hazen-Williams¹⁷ la cual se presenta en la ecuación 8. Se debe tener en cuenta que Los números de calidad de tubería son C=120 para tubería nueva y C=94 para tubería usada. Hay que tener presente que la formula aplica para fluido 100% agua.

$$\Delta h_{fr} = 0,2083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1,85} \times \frac{q^{1,85}}{ID^{4,86}} \quad (8)$$

Donde:

- Δh_{fr} - Pérdidas de fricción en la tubería de producción (ft/100ft)
- C - Numero de calidad de la tubería
- q - Tasa de Flujo (gpm)
- ID - Diámetro interno de la tubería (in)

La pérdida de eficiencia relacionada con el *tubing* se puede calcular con base a la distancia real de levantamiento (*Net vertical lift*) pues las pérdidas en el *tubing* se pueden entender como una altura de columna de fluido adicional a vencer por el sistema de levantamiento.

$$\eta_{tub} = \frac{h}{h + \frac{MD_{pump} \times \Delta h_{fr}}{100}} \quad (9)$$

Donde:

- η_{tubing} - Eficiencia hidráulica del tubing
- h - Distancia real de levantamiento vertical (ft)
- MD_{pump} - Profundidad de asentamiento de la entrada de la bomba (ft)
- Δh_{fr} - Pérdidas de fricción en la tubería de producción (ft/100ft)

II. Pérdidas generadas por contrapresión en la superficie: Una vez el fluido alcanza la superficie debe superar la presión de cabeza de pozo para poder llegar al separador. La energía necesaria para vencer esta presión es considerada como pérdidas del sistema pues no es una potencia útil.

$$\Delta h_{WHP} = \frac{WHP[psi]}{0.433 \times SpGr_l} \quad (10)$$

Dónde:

- Δh_{WHP} - Pérdidas por contrapresión en superficie [ft]
- WHP - Presión en cabeza de pozo [psi]
- SpGr_l - Gravedad específica del fluido producido.

¹⁷ API RP11S4, Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations, pag 4

Una vez se expresa la presión de cabeza de pozo en términos de distancia adicional a vencer se puede calcular la pérdida de eficiencia relacionada a este fenómeno realizando el siguiente calculo

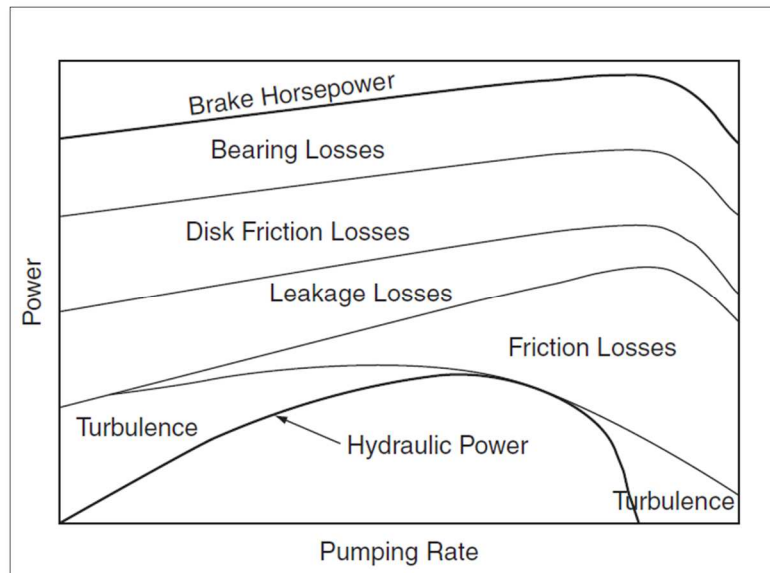
$$\eta_{WHP} = \frac{\left(h + \frac{MD_{pump} \times \Delta h_{fr}}{100}\right)}{\left(h + \frac{MD_{pump} \times \Delta h_{fr}}{100}\right) + \Delta h_{WHP}} \quad (11)$$

Donde:

- η_{WHP} - Eficiencia por contrapresión en superficie
- Δh_{WHP} - Perdidas por contrapresión en superficie [ft]
- h - Distancia real de levantamiento (ft)
- Δh_{fr} - Perdidas de fricción en la tubería de producción (ft/100ft)
- MD_{pump} - Profundidad de asentamiento de la entrada de la bomba (ft)

III. Pérdidas en la bomba. La energía necesaria para mover la bomba corresponde a la energía hidráulica para bombear el fluido más las perdidas por turbulencia que son elevadas a bajas tasas de bombeo y disminuyen cerca del mejor punto de eficiencia, las perdidas por fricción en los canales de los impulsores, las perdidas por fugas en las etapas, el rozamiento de los discos y los rodamientos son proporcionales a la tasa de bombeo. En la siguiente gráfica se presentan los fenómenos de pérdidas que se presentan al interior de la bomba electro sumergible.

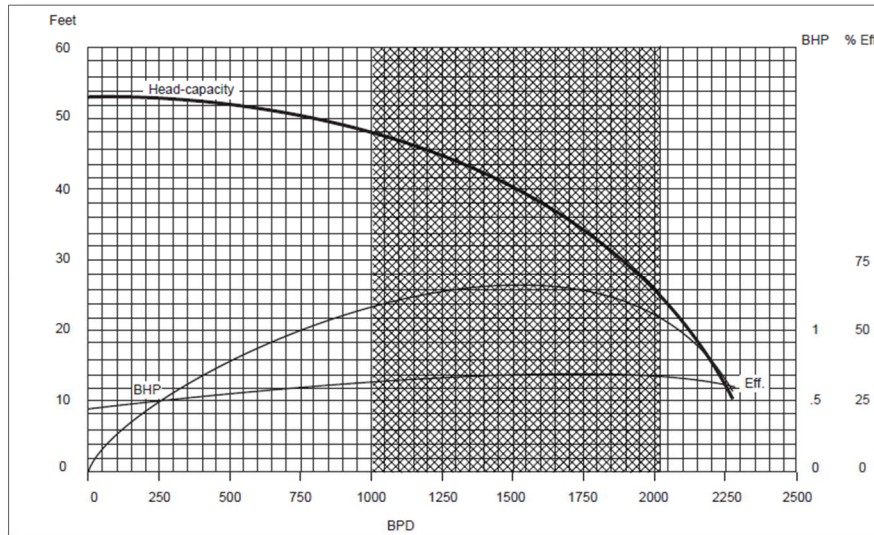
Figura 8: Pérdidas de energía de una bomba electrosumergible.



Tomado de: GABOR TAKACS, Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations, and Maintenance, Pag 29.

Las pérdidas en las bombas centrífugas pueden ser del orden del 50% si se opera fuera de la franja de operación recomendada por el fabricante. Una bomba centrífuga que opere cerca de su mejor punto de operación puede alcanzar eficiencias del 70%. En la siguiente gráfica se muestra una curva de desempeño típica de las bombas centrífugas.

Figura 9: Curva típica de desempeño bomba electrosumergible



Tomado de: API RP11S6, Recommended Practice for Testing of Electric Submersible Pump Cable Systems, pag 20

Poniendo en práctica el análisis de eficiencia desarrollado en el capítulo se realiza una evaluación de varios pozos en los campos Trinidad y La Gloria de la compañía Perenco comparando la eficiencia real contra la eficiencia teórica para identificar problemas en los pozos. La eficiencia real se obtiene dividiendo la potencia hidráulica sobre la potencia a la entrada de los equipos de superficie de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Eff_{Real} = \frac{Q \times h \times 0.433 \times SpGr_l}{58800} \times \frac{0.746 \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times I \times PF} \quad (12)$$

Donde:

Eff_{Real}	-	Eficiencia real del sistema
Q	-	Caudal [BFPD]
h	-	Distancia real de levantamiento vertical [ft]
$SpGr_l$	-	Gravedad específica del fluido producido.
V	-	Tensión a la entrada del Variador [V]
I	-	Corriente a la entrada del variador [Amp]
PF	-	Factor de potencia.

Tabla 14: Eficiencia teórica vs real en sistemas electrosumergibles

Pozo	TRD-04	TRD-05	TRD-06	TRD-08	TRD-11	TRD-15	LGN-06	LGL-05	LGL-07	LGL-15	LGL-18	LGL-19
PIP (psi)	215,5	1418,0	917,0	1917,0	1724,0	960,0	1577,0	1916,0	2527,0	1021,0	1335,0	1130,0
Intake (ft)	3493,0	5853,0	7217,5	7696,8	5803,6	3514,0	10512,8	5485,0	6717,8	8464,3	7907,1	9960,7
Tamaño Cable (AWG)	2,0	2,0	2,0	2,0	4,0	2,0	4,0	2,0	2,0	2,0	2,0	4,0
RT (ohm/1000ft)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Corriente Motor (Amp)	113,0	91,0	108,0	71,0	89,0	108,0	72,8	77,0	86,0	93,0	60,0	52,0
Loss Cable (kW)	31,9	33,8	57,4	27,8	50,5	29,4	59,5	20,9	37,1	53,7	20,5	27,2
Eff Cable	91%	90%	88%	89%	75%	92%	76%	86%	88%	88%	88%	85%
Eff VSD	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
Eff Transf	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Tubing ID (in)	4,000	2,992	2,992	2,992	4,000	4,000	2,992	2,992	2,992	2,992	2,992	2,992
Perdidas Tubing (ft/100ft)	12,6	12,8	13,1	6,9	2,0	11,9	1,3	11,1	25,8	9,1	3,2	0,4
Eff Tubing	87%	77%	84%	86%	94%	76%	98%	64%	34%	89%	95%	99%
Perdidas contrapresión	185,6	162,1	173,8	185,5	150,5	185,2	250,2	277,2	473,7	242,9	254,6	250,3
Eff Contrapresión	95%	95%	97%	95%	93%	90%	96%	86%	85%	97%	95%	97%
Eff Bomba	70%	56%	61%	60%	56%	51%	58%	64%	70%	66%	57%	37%
Eff Calculada	45%	31%	37%	37%	31%	27%	35%	25%	15%	42%	37%	25%
NVL (ft)	2993	2570	5093	3252	1813	1291	6568	1058	878	6102	4817	7342
Phyd (HP)	248,0	128,1	256,3	115,7	70,8	132,4	87,0	48,8	64,0	252,2	114,2	56,3
Pin (HP)	540,3	418,7	696,9	314,2	227,8	489,6	250,6	200,5	392,7	597,7	306,2	224,1
Eff syst	46%	31%	37%	37%	31%	27%	35%	24%	16%	42%	37%	25%
Posibilidad Mejora Eff	0%	14%	8%	8%	14%	18%	10%	21%	29%	3%	8%	20%
Potencial de ahorro de energía (kWh)	0,0	99,9	95,0	42,7	52,6	145,7	42,7	68,6	186,9	27,7	39,2	73,9

Realizando la comparación de las eficiencias se llega a las siguientes conclusiones.

I. La PIP del pozo LGL-07 a la tasa de flujo actual genera que la distancia real de levantamiento vertical sea de tan solo 878 ft y que idealmente el pozo requiera tan solo 64HP para llevar el fluido a superficie, sin embargo en la realidad el pozo está necesitando 392HP equivalente a una eficiencia de 16%. La principal pérdida se debe a la fricción en la tubería la cual produce una restricción de 25.8ft por cada 100ft que equivalen a 126HP a la tasa de flujo actual.

II. En los pozos TRD-11 y LGN-6 el cable 4 AWG (21.14mm²) está generando pérdidas del orden del 75% cuando la media de los demás pozos con cables 2 AWG (33.62mm²) es de 87%. Esto equivale a un incremento del consumo de 20kWh los cuales a una tarifa de 0.24USD/kWh representan 42.048 USD/año. Sin

embargo con un precio del cobre de 240USD/lb la diferencia en costo de un cable 2 AWG a un 4 AWG de 5800ft de longitud es del orden de 95.000 USD por lo cual fue una decisión adecuada haber instalado el cable de menor diámetro a pesar de su menor eficiencia.

III. Un sistema de bombeo electrosumergible para fluidos de una sola fase con eficiencia superior al 45% se encuentra correctamente optimizado pues para alcanzar este valor se requiere que el conjunto variador, transformador y cable eléctrico tenga un eficiencia superior al 86%, que las pérdidas de fricción y contrapresión en superficie tengan una eficiencia de 83% y a bomba de 63%.

IV. Si todos los pozos alcanzaran la eficiencia de 45% se obtendría una reducción de los consumos de energía de 875kWh equivalentes a 5040 USD/día suponiendo un costo de energía de 0.24 USD/kWh.

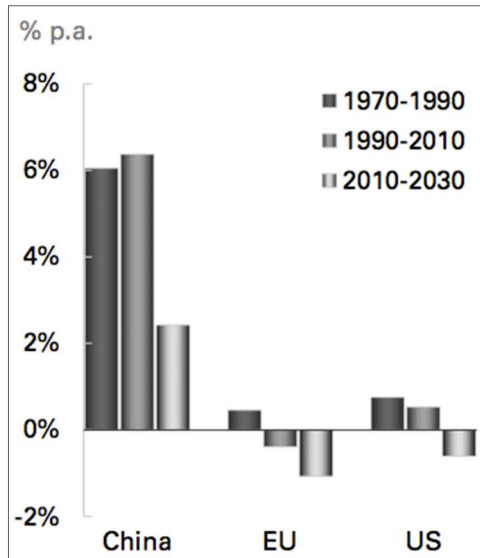
V. La eficiencia combinada de los equipos de superficie es superior al 95% de modo tal que no es practico buscar optimizar el sistema en superficie pues de por si estos equipos ya son bastante eficientes.

3. POTENCIAL DE REDUCCION DE EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES

Se calcula que para el año 2030 la demanda de energía a nivel mundial crecerá cerca del 36% comparada con el año 2011¹⁸. Esta situación obedece al crecimiento poblacional y al aumento del poder adquisitivo del mismo. Y aunque el principal problema pareciera ser el del abastecimiento de la energía, las emisiones de gases contaminantes pueden llegar a convertirse en el principal problema si no se toman medidas para reducir su cantidad.

Gracias a las discusiones en torno al uso eficiente de la energía y principalmente sobre la responsabilidad ambiental de los principales países consumidores, se espera que entre el 2010 y el 2030 se presente una reducción en las emisiones de gases contaminantes en la Unión Europea y en los Estados Unidos y que China tenga un punto de inflexión en su política ambiental y año a año reduzca el ritmo de crecimiento de sus emisiones del 6% al 2.5%.

Figura 10: Crecimiento de emisiones de CO2 (% P.A)



Tomado de: *British Petroleum, Energy Outlook 2030, pag 78*

Esta situación llevará a que entre los años 2010 y 2030 el crecimiento de las emisiones contaminantes sea del orden del 1.2% cada año, lo cual no será suficiente para estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero¹⁹.

¹⁸ British Petroleum, Sustainability review 2012, pag 11

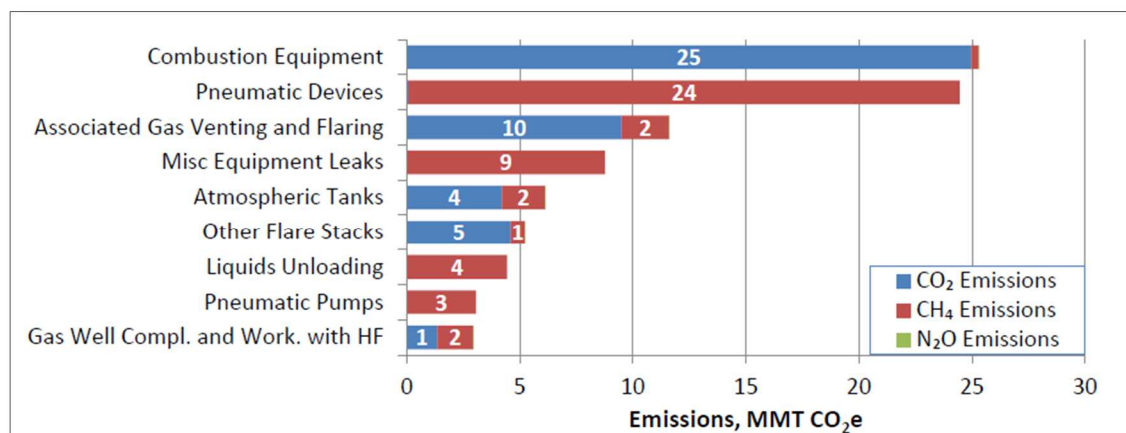
¹⁹ British Petroleum, Sustainability review 2012, pag 79

A nivel nacional, las políticas gubernamentales y privadas no son ajenas a esta realidad y compañías como Ecopetrol y Pacific Rubiales implementan en sus políticas planes para mejorar la eficiencia energética al interior de sus operaciones y por consiguiente limitar las emisiones de gases contaminantes. La compañía Ecopetrol se ha planteado la meta de producir un millón trescientos mil barriles limpios en el año 2020²⁰. Para ello ha implementado políticas para optimizar y racionalizar las fuentes de energía, reducir el consumo, disminuir las emisiones de CO₂ e incrementar la eficiencia operacional. Entre las políticas de Ecopetrol de eficiencia se destaca el plan de diversificación energética para recuperar energía de oleoductos, definir la estrategia para desarrollar la energía geotérmica, evaluar el potencial eólico y el uso de pequeñas centrales hidráulicas.

3.1 EMISIONES DE CO₂

Las emisiones de gases contaminantes en el sector de los hidrocarburos se concentran en la combustión en sitio para generación de energía, en los sistemas neumáticos de instrumentación, en el venteo y quema de gas y en las fugas. La siguiente figura resume el reporte de emisiones de gases de 503 facilidades de producción “onshore” en los Estados Unidos durante el 2013. En total se emitieron 49MMT CO₂e (Millones de toneladas métricas equivalentes de dióxido de carbono) de metano y 46MMT CO₂e de dióxido de carbono.²¹ Las principales fuentes son la combustión en sitio y los sistemas neumáticos.

Figura 11: Principales fuentes de emisión en la producción Onshore 2013



Tomado de U.S. Environmental Protection Agency, Petroleum and Natural Gas System, 2011-2012-2013 Greenhouse Gas Reporting Program, Pag 9

²⁰ Ecopetrol, Reporte integrado de gestión sostenible 2012, pag 170

²¹ U.S. Environmental Protection Agency, Petroleum and Natural Gas System, 2011-2012-2013 Greenhouse Gas Reporting Program, Pag 8

En lo que respecta a las emisiones de CO2 relacionadas con la generación de energía no es posible determinar el valor exacto de emisiones por kWh generado a no ser que se realice una medición en sitio pues se pueden presentar grandes variaciones en las cantidades de gases emitidos dependiendo de la eficiencia del equipo de generación, las especificaciones del combustible y el modo de operación del equipo. Sin embargo estadísticamente el promedio de emisiones es de 617g CO2/kWh²² para los equipos de generación de electricidad en los Estados Unidos ya que el 99% de la energía utilizada para la extracción del crudo y gas en este país corresponde a compras de energía al sector eléctrico²³.

Tabla 15: Energía para la extracción de crudo y gas en los Estados Unidos

	Millones de kWh	Participación
Energía Comprada	26.927	99,1%
Autogeneración	254	0,9%
Consumo total de energía	27.181	100,0%

Adaptado de Gerry Hamilton, Strategies for CO2 Reductions in the U.S. Enhanced Recovery Oil Production Segment: Utilizing Energy Efficiency as the First Step, pag 2

Los fabricantes de los equipos de generación publican en las hojas de desempeño de sus motores las emisiones de gases que se generan en sus equipos. Para el caso de estudio se presenta la tabla de emisiones del equipo de Caterpillar 3516G

Tabla 16: Emisiones generador de electricidad CAT 3516G

EMISSIONS DATA					
NOx (as NO2)	(13)	g/bhp-hr	2	2.6	4.1
CO	(14)	g/bhp-hr	1.78	2.01	1.77
THC (molecular weight of 15.84)	(14)	g/bhp-hr	3.17	3.05	2.21
NMHC (molecular weight of 15.84)	(14)	g/bhp-hr	0.48	0.46	0.33
CO2	(14)	g/bhp-hr	724	716	622
EXHAUST O2	(15)	% DRY	8.0	7.5	6.9
LAMBDA	(15)		1.57	1.51	1.24

Tomado de: Caterpillar, Gas Engine Technical Data, G3516

Al hacer la conversión de unidades se obtiene un valor de emisiones de 971 g CO2/kWh, que de acuerdo al documento del fabricante nunca serán excedidos por el equipo.

²² Gerry Hamilton, Strategies for CO2 Reductions in the U.S. Enhanced Recovery Oil Production Segment: Utilizing Energy Efficiency as the First Step, pag 2

²³ Gerry Hamilton, Strategies for CO2 Reductions in the U.S. Enhanced Recovery Oil Production Segment: Utilizing Energy Efficiency as the First Step, pag 4

3.2 POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2

Continuando con el ejercicio desarrollado en el presente documento, se pueden calcular las emisiones de dióxido de carbono generadas por cada uno de los pozos que no alcanzan la meta de eficiencia del 45% para los sistemas electrosumergibles con fluidos monofásicos.

Tabla 17: Potencial de reducción de emisiones

POZO	TRD-04	TRD-05	TRD-06	TRD-08	TRD-11	TRD-15	LGN-06	LGL-05	LGL-07	LGL-15	LGL-18	LGL-19
Potencial de mejora de eficiencia	0%	14%	8%	8%	14%	18%	10%	21%	29%	3%	8%	20%
Potencial de ahorro de energía (kWh)	0	100	95	43	53	146	43	69	187	28	39	74
Potencial anual de reducción de emisiones (Toneladas de CO2)	-	850	808	363	448	1.239	363	584	1.590	236	333	629
Cantidad de árboles necesarios para absorber el CO2 emitido por la ineficiencia	0	38.639	36.726	16.497	20.352	56.332	16.521	26.539	72.251	10.721	15.139	28.580

Utilizando un valor de 971g CO2 /Kwh se obtiene un potencial de ahorro de 7443 toneladas anuales de dióxido de carbono.

Dado que un árbol en promedio puede absorber 22kg²⁴ de CO2 al año se requerirían 338.296 árboles para absorber el dióxido de carbono emitido por la combustión adicional para generar la energía adicional que requieren los pozos por su ineficiencia del sistema.

²⁴ ABB, Transformer energy efficiency, CO2 absorption capability of trees

4. COSTOS DE LEVANTAMIENTO

Toda empresa operadora del sector de los hidrocarburos debe tener claro que su principal objetivo es producir ganancias y no producir barriles. Atrás quedaron los años en que el barril de petróleo se vendía por encima de los 100 USD y que cualquier incremento en la producción significaba un incremento en las ganancias. Hoy en día con precios cercanos a los 60 USD por barril las compañías evalúan minuciosamente cada proyecto teniendo en cuenta la variación de los precios del crudo, los perfiles de producción, los costos operativos, los compromisos con la comunidad y los costos financieros entre otros.

Como todo negocio los costos operativos en el sector de los hidrocarburos se pueden dividir en costos fijos y costos variables. Los costos fijos son aquellos que se consideran constantes o invariables sin importar el nivel de producción, por el contrario los costos variables son aquellos que dependen de la cantidad de producción²⁵, en este caso barriles de crudo y agua. Las compañías tienen control de los costos variables subiendo o bajando la producción, por el contrario los costos fijos no pueden variar a corto plazo. Partiendo de esta clasificación se puede agrupar los costos operativos de la siguiente forma:

Tabla 18: Clasificación costos operacionales

Costos Fijos	Movilización
	Alojamiento
	Alimentación
	Dotación de personal
	Combustibles para transporte de personal y/o repuestos y herramientas.
	Mano de obra con contrato a largo plazo o término indefinido
	Materiales y servicios de mantenimiento de equipos rotativos.
	Materiales y servicios para mantenimiento de facilidades de proceso.
	Materiales y servicios para mantenimiento de derechos de vía y accesos.
	Materiales y servicios para mantenimiento de pozos.
	Estudios de impacto ambiental.
	Responsabilidad social empresarial.

25 Donald Newman, Engineering Economic Analysis, pag 33

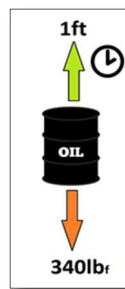
Costos Variables	Combustibles para generación de energía.
	Contratos de suministro de energía.
	Productos químicos para tratamiento del fluido de producción.
	Lubricantes.
	Mano de obra contratada por hora trabajada.

Si se dispone de la información completa de los costos operativos de un campo se puede obtener el costo por barril de fluido producido, el costo de productos químicos por barril de crudo producido, el costo de mano de obra por barril de crudo producido y en general cualquier tipo de indicador que se requiera analizar. Toda esta información examinada al mismo tiempo es muy útil para realizar una evaluación económica completa de un proyecto, sin embargo al verla de forma global no es fácil identificar si un pozo está presentando sobrecostos. Al analizar individualmente los costos variables una compañía podrá identificar cuales pozos requieren más recursos que otros, pero no necesariamente sabrán si los recursos se están usando de forma eficiente y para ello la forma más sencilla es comparar sus costos con referencias en el sector o referencias técnicas.

4.1 CONSUMO DE ENERGÍA

Una de las referencias claves que se debe conocer es el del consumo de energía, para ello es preciso entender el concepto de un sistema ideal de levantamiento artificial ya que este es el referente para los sistemas reales. Un sistema ideal es aquel que usa toda la energía que consume en el levantamiento del fluido²⁶, en otras palabras, un sistema ideal es el que no pierde energía al levantar una masa una distancia determinada en un periodo de tiempo fijo.

Figura 12: Energía de levantamiento



La aplicación de una fuerza constante para levantar un barril de fluido una distancia de un pie durante un periodo de una hora se puede expresar en unidades de energía (kilovatios hora) de la siguiente forma:

$$E = 340lb_f \times 1ft \times 1h \times \left[\frac{1J}{0.7376lb_f \cdot ft} \times \frac{2.778E^{-7}kW}{1J} \right] = 0.000127kWh \quad (13)$$

La fuerza gravitacional que se ejerce sobre un barril de fluido cuya densidad es de 8.0969 lb/gal es de 340 lb_f .

Este resultado es de gran importancia ya que servirá de referencia para establecer la mínima energía requerida para levantar un barril de fluido una altura de un pie, en particular, porque los costos de levantamiento se suelen expresar en términos de energía ya que hablar de unidades monetarias por barril producido no permite comparar diferentes pozos y menos aún campos cuyos costos variables sean diferentes y por lo tanto se ha generalizado el criterio de medir la energía requerida durante un periodo de tiempo determinado y dividirla por la cantidad de fluido producido y la cantidad de pies de fluido levantado para obtener los consumos de energía de levantamiento²⁷.

$$C.E = \frac{E_f - E_i}{Q \times h} \quad (14)$$

Donde: C.E– Consumo de energía por barril pie
 E_f – Energía final [kWh]
 E_i – Energía inicial [kWh]
 Q – Barriles de fluido totales durante el periodo de evaluación [Barriles]
 h – Distancia real de levantamiento [ft]

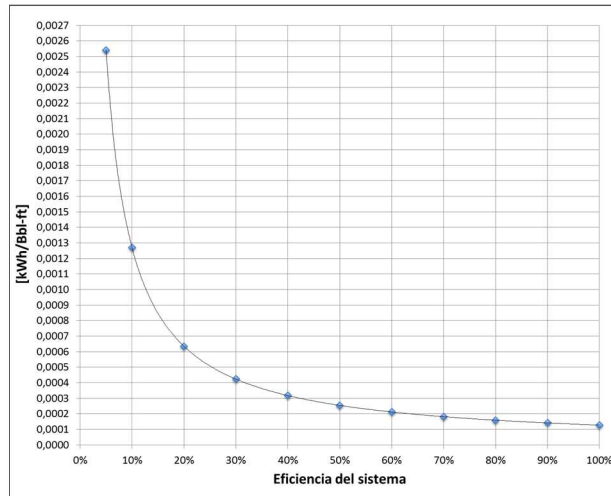
Usando el resultado de los consumos de energía de un sistema ideal para levantar un barril se puede establecer que en función de la eficiencia del sistema los consumos de energía son:

$$\frac{\text{Energía}}{BBl * ft} (Eff) = \frac{0.000127kWh}{Bbl * ft * Eff} \quad (15)$$

Esta función permite evaluar los consumos de energía de los sistemas reales los cuales se comportaran de la siguiente forma:

²⁷ Xiaodong Liang, Electrical Submersible Pump System Evaluating their power consumption, Pag 1

Figura 13: Relación consumo de energía vs eficiencia del sistema



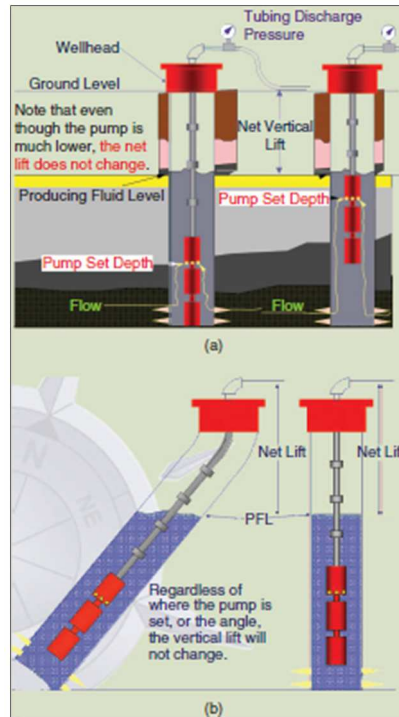
Un pozo con una eficiencia del 50% necesitará el doble de energía que requiere un sistema ideal para levantar un barril una distancia de un pie. Al expresar la energía requerida en función de la eficiencia se podrá llegar a las siguientes resultados:

- Calculando el consumo de energía de un pozo se podrá saber que tan eficiente se encuentra el sistema.
- Realizando un seguimiento a los cambios del consumo de energía se podrá conocer los cambios en la eficiencia de un sistema.
- Calculando la eficiencia de un sistema a partir de las necesidades de energía y conociendo el diseño inicial del sistema se podrán identificar desviaciones en el mismo.

Para calcular de forma precisa los consumos de energía se debe hacer una medición de la potencia consumida por el sistema de levantamiento durante un periodo prolongado de tiempo. Esto es de particular relevancia en el bombeo mecánico pues realizar una medición puntal generaría errores por el ciclo de bajo y alto consumo de estos sistemas. En el bombeo electrosumergible el consumo de energía es más estable y solo cambia si se varía la velocidad de la bomba, se modifica la presión en cabeza, se presenta algún daño en la bomba o por algún cambio en las características del fluido y en tal sentido una medida puntal de la

energía consumida permitirá calcular un valor acertado de los consumos de energía por barril y distancia de levantamiento.

Figura 14: Altura vertical total - distancia real de levantamiento



Tomado de: Xiaodong Liang, *Electrical Submersible Pump System Evaluating their power consumption*, Pag 3

Al igual que la medición del consumo de energía el cálculo de la distancia real de levantamiento se debe realizar de forma acertada. Este término hace referencia a la altura entre el nivel del fluido en el pozo y la superficie. Como se muestra en la figura 1, la distancia real de levantamiento no depende de la ubicación de la bomba ni de la inclinación del pozo.

Con sistemas de levantamiento ESP el cálculo de la distancia real de levantamiento es particularmente sencillo gracias a los sensores de fondo que se instalan frecuentemente en estos sistemas y permiten obtener la presión a la entrada de la bomba (PIP). Esta medida junto con la gravedad específica del fluido y la profundidad de la bomba permiten calcular la distancia de levantamiento con la siguiente formula:

$$h = L_{Int} - \frac{PIP}{0.433 \times SpGr_l} \quad (16)$$

Dónde: h – Distancia real de levantamiento [ft]
 L_{int} – Profundidad (vertical) de entrada de la bomba [ft]
 PIP – Presión a la entrada de la bomba [psi]
 $SpGr_l$ – Gravedad específica del fluido producido

Teniendo en cuenta el consumo constante de energía y la fácil lectura de la presión a la entrada de la bomba en los sistemas ESP los consumos de energía para este método se pueden expresar de la siguiente forma:

$$C.E = \frac{P_i \times 24}{BOPD \times h} \quad (17)$$

Dónde: $C.E$ – Consumo de energía para levantamiento.
 P_i – Potencia instantánea [kW].
 $BOPD$ – Barriles de fluido de fluido por día [Barriles].
 h – Distancia real de levantamiento [ft].

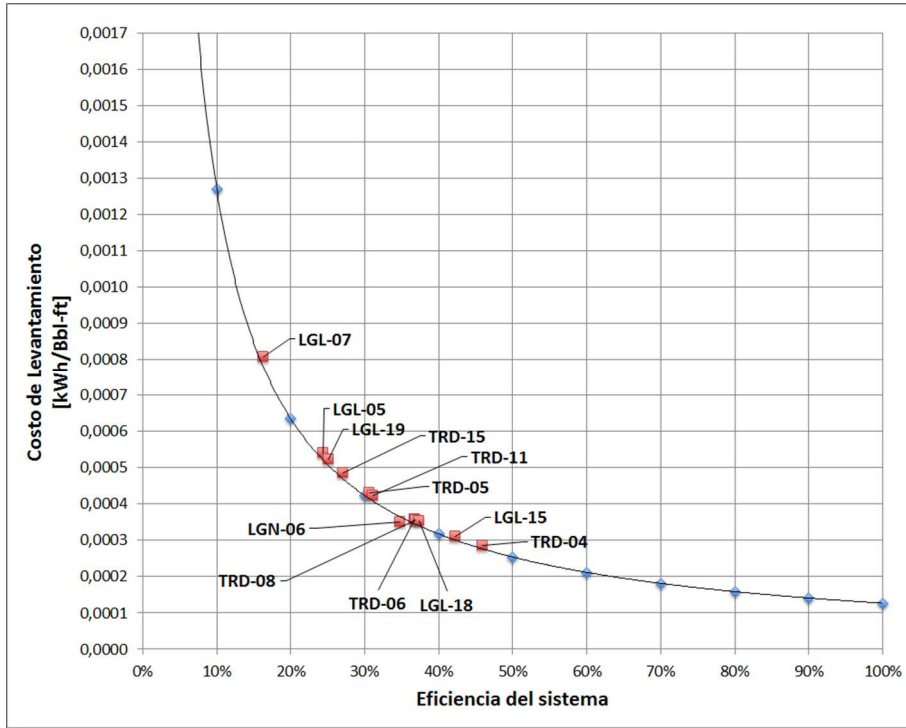
Continuando con el ejercicio de analizar los pozos de los campos Trinidad y La Gloria de la compañía Perenco Colombia Limited se evalúan los consumos de energía encontrando los siguientes resultados:

Tabla 19: Evaluación consumos de energía pozos campos Trinidad y La Gloria.

Pozo	TRD-04	TRD-05	TRD-06	TRD-08	TRD-11	TRD-15	LGN-06	LGL-05	LGL-07	LGL-15	LGL-18	LGL-19
Intake (ft)	3492,95	5853,04	7217,46	7696,82	5803,59	3514	10512,75	5485	6717,84	8464,3	7907,07	9960,74
Frec (hz)	57	53	60	60	60	60	67	40	50	59	47	50
PIP (psi)	216	1418	917	1917	1724	960	1577	1916	2527	1021	1335	1130
WHP (psi)	80	70	75	80	65	80	100	120	205	105	110	108
API @ 60°F	33,3	32,2	32,5	32,4	31,7	32,1	23,2	15	16,2	16,3	15	16,8
F. Total (BFPD)	11309	6790	6860	4851	5314	13968	1949	6271	9905	5625	3226	1045
%BSW	96,8%	98,2%	97,6%	97,1%	98,3%	98,1%	10%	98,8%	98,6%	96,0%	93,90%	92,30%
GE Oil @ 60°F	0,859	0,864	0,863	0,863	0,867	0,865	0,915	0,966	0,958	0,957	0,966	0,954
GE Fluido @ 60°F	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Phyd (HP)	248	128	256	116	71	132	87	49	64	252	114	56
Pin (kW)	403	312	520	234	170	365	187	150	293	446	228	167
Pin (HP)	540	419	697	314	228	490	251	201	393	598	306	224
Eff syst	46%	31%	37%	37%	31%	27%	35%	24%	16%	42%	37%	25%
NVL (ft)	2993	2570	5093	3252	1813	1291	6568	1058	878	6102	4817	7342
Costo de Levantamiento (KW/8bi-ft)	2,858E-04	4,296E-04	3,572E-04	3,566E-04	4,233E-04	4,860E-04	3,505E-04	5,410E-04	8,082E-04	3,118E-04	3,527E-04	5,231E-04

En forma gráfica se puede confirmar la correlación entre los consumos de energía y la eficiencia del sistema.

Figura 15: Relación costo de levantamiento y eficiencia del sistema



De la gráfica se puede observar lo siguiente:

- Todos los pozos analizados tienen eficiencias entre el 46% y el 16% que equivalen a 0.00028 kWh/Bbl-ft y 0.0008 kWh/Bbl-ft. Esto quiere decir que un pozo de 5000ft de profundidad con una producción de 2000BBL de fluido diario optimizado al 46% va requerir alrededor de 119kWh mientras que si tiene una eficiencia del 16% requerirá 337kWh. Con estos consumos a un precio de 0.24USD/kWh en un año se habrán pagado 458.000 USD adicionales.
- Una pérdida de eficiencia de 40% al 20% implica duplicar el consumo de energía por cada barril pie pasando de 0.0003 kWh/Bbl-ft a 0.0006 kWh/Bbl-ft.
- El pozo con el sistema más eficiente es TRD-04 (46%) a pesar de ser una de los que más fluido maneja.

- El pozo con el sistema menos eficiente es LGL-07 (16%) a pesar de tener que vencer la menor cabeza de presión.
- El pozo La Gloria 5 requiere una revisión de su sistema empezando por el punto de operación de la bomba y la presión en cabeza.

De acuerdo a X. Liang & E. Fleming [3] eficiencias de 52% en los sistemas de pozo se consideran normales y una mejora al sistema no es necesaria. Para eficiencias inferiores al 52% se sugiere realizar una evaluación de cada una de las fuentes de pérdidas de energía para optimizar los pozos.

4.2 COSTOS DE ENERGÍA

Es fundamental conocer el costo de la energía para realizar una correcta evaluación económica. Los costos de la energía no se pueden generalizar pues cada campo tiene diferentes escenarios, existen campos con producción de gas asociado que les permite generar su propia electricidad, otros campos deben generar la energía requerida con combustible diésel y otros se pueden conectar a una red eléctrica gracias a su ubicación geográfica.

Desde el punto de vista operativo, antes de seleccionar un sistema de generación de energía se debe tener en cuenta la disponibilidad y calidad del combustible, el tiempo de vida del proyecto, la confiabilidad de cada sistema y los costos de su operación y mantenimiento. Cada sistema de generación tiene sus ventajas y desventajas y corresponde a cada compañía determinar cual ofrece el mejor beneficio para sus operaciones.

Tradicionalmente las compañías del sector petrolero generan su propia energía pues por lo general sus campos se encuentran retirados de los sistemas eléctricos de la nación. Para determinar los costos de la energía cada compañía debe establecer los costos fijos y variables en los cuales se ve involucrada, a continuación se presenta un resumen de los costos más significativos

Tabla 20: Listado costos de generación de energía

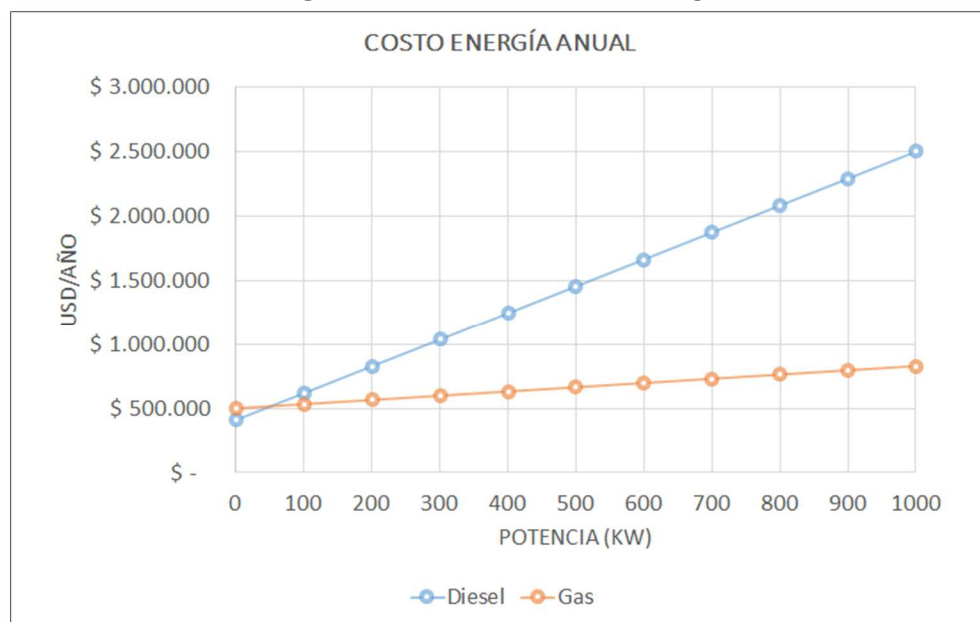
Costo Fijos	Costos Variables
Ingeniería de diseño	Combustible
Adquisición de los equipos	Lubricante
Instalación	
Mantenimiento y operación	
Disposición final	

Cada proyecto contempla una ingeniería de diseño y el costo de esta dependerá de la complejidad del proyecto. Los costos de adquisición de los equipos involucran los generadores, hangares, tableros de distribución, redes eléctricas y demás materiales necesarios para construir el sistema de generación. Los costos de instalación representan los servicios de montaje de los equipos. El mantenimiento y operación de los equipos es un costo fijo por cuanto no depende de la carga del equipo. La disposición final se debe contemplar dentro de los costos fijos de la generación eléctrica para cerrar el ciclo de vida del equipo.

Los costos variables de los equipos de generación hacen referencia al combustible y lubricante (caso especial de los motores de gas) pues en la medida que disminuya o aumente la carga se tendrá un menor o mayor consumo de combustible y lubricante.

En la siguiente imagen se representa de forma gráfica los costos fijos y variables de un sistema de generación con motores a gas y otro con motores diésel.

Figura 16: Costo anual de energía



Como se ha mencionado previamente no se pueden generalizar los costos de generación de electricidad pues en cada campo existen diferentes acuerdos laborales, especificaciones técnicas para construcción de facilidades, dificultades logísticas y sociales que impactan en el costo de la generación, sin embargo si se puede concluir que los costos variables de generación representan el mayor porcentaje de los costos totales de la energía, particularmente para la generación diésel debido al costo del galón de combustible. Así mismo se puede ver que

reduciendo la carga un 5% en los sistemas diésel puede representar una reducción cercana a los 100.000 USD en los costos de generación.

Para llegar a este resultado se debe calcular el consumo de combustible en función de la carga para lo cual se requieren las curvas de desempeño de los equipos. En estas curvas se presenta el resultado del consumo de combustible bajo ciertas condiciones estándares de tal forma que el usuario pueda comparar adecuadamente entre diferentes modelos y fabricantes.

El estándar ISO 3046 parte 1 establece como se deben emitir los resultados de potencia, consumo de combustible, consumo de lubricante y como debe ser el método de prueba de los motores recíprocos de combustión interna.

Las condiciones de prueba establecidas en este documento son:

- Presión barométrica: 100kPa
- Temperatura de aire de admisión: 25°C
- Humedad relativa: 30%

Los fabricantes de motores a combustión realizan pruebas de consumo bajo estas condiciones y presentan los resultados finales de tal forma que realizando el siguiente cálculo se puede tener un indicador bastante acertado sobre los costos variables de generación de energía.

Motores de combustión interna Diesel

Para motores que usan combustible diésel el cálculo es el siguiente:

$$C_e \left[\frac{USD}{kWh} \right] = \frac{C_f \left[\frac{lb}{BHP \cdot h} \right] \times \frac{1 BHP}{0.746 kW}}{7.1 \left[\frac{lb}{gl} \right]} \times G \left[\frac{USD}{gl} \right] \times \frac{1}{Eff} \quad (18)$$

Donde:

- C_e – Costo de energía [USD/kWh]
- C_f – Consumo de combustible [lb/BHP·h].
- G - Costo del galón de combustible [USD/gl]
- Eff - Eficiencia

Tomando como referencia los siguientes valores se obtiene un costo de electricidad de 0.24 USD/kWh para la generación a diésel.

- Consumo: 0.336 lb/BHP·h²⁸. Se toma como referencia motor Cummins KTA50-G3 de 900kW de potencia continua.
- Costo de combustible: 8000 COP/gl
- Tasa de cambio: 2500 COP/USD
- Eficiencia del 85% para pasar de condiciones estándar a condiciones reales (mayor temperatura, características del combustible, eficiencia del generador eléctrico entre otras consideraciones)

Motores de combustión interna Gas

Para motores que usan gas natural como combustible el cálculo es el siguiente:

$$C_e \left[\frac{USD}{kWh} \right] = C_f \left[\frac{BTU}{BHP \cdot h} \right] \times \frac{1BHP}{0.746kW} \times \frac{1MM}{1.000.000} \times \frac{1Mscf}{0.9MMBTU} \times G \left[\frac{USD}{Mscf} \right] \times \frac{1}{Eff} \quad (19)$$

Donde: C_e – Costo de energía [USD/kWh]
 C_f – Consumo de combustible [MMBTU/BHP·h].
 G - Costo del galón de combustible [USD/Mscf]
 Eff - Eficiencia

Tomando como referencia los siguientes valores se obtiene un costo de electricidad de 0.04USD/kWh para la generación a gas.

- Consumo: 7194 BTU/BHP·h²⁹. Se toma como referencia motor Caterpillar G3516 de 770kW de potencia continua.
- Costo de combustible: 4.0 USD/Mscf

²⁸ Cummins Engine Company INC, Engine Performance Curve, KTA50-G3

²⁹ Caterpillar, Gas Engine Technical Data, G3516

- Eficiencia del 85% para pasar de condiciones estándar a condiciones reales (mayor temperatura, características del combustible, eficiencia del generador eléctrico entre otras consideraciones)

Con costos variables de energía de 0.24 USD/kWh y con precios por barril cercanos a los 60 USD, realizar un correcto diseño de los sistemas de levantamiento y hacer evaluaciones constantes en busca de identificar los activos con mayores costos de levantamiento para mejorar su eficiencia puede representar un ahorro considerable en los costos de la compañía pues lograr disminuir el consumo de energía en 50kWh durante todo un año representa un ahorro de 100.000 USD.

5. CONCLUSIONES

- Se logró identificar los consumos, costo y eficiencia energética de cada pozo empleando un método basado en la norma *API 11S4 Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations*. De esta forma se puede seleccionar los equipos de superficie sin incurrir en sobrecostos por sobredimensionamiento.
- Se requiere identificar y definir diecisiete datos de entrada agrupados en Geometría de pozo, parámetros de superficie, propiedades del fluido, características de inflow, criterios de diseño y especificaciones de fabricantes para no incurrir en sobrecostos a la hora de seleccionar los equipos de superficie.
- El costo de la energía es determinante para diseñar un sistema de bombeo electrosumergible. Con eficiencias inferiores al 60% si no se realiza una evaluación del proyecto teniendo en cuenta los costos operativos se puede afectar la rentabilidad del activo.
- Un sistema de bombeo electrosumergible para fluidos de una sola fase con eficiencia superior al 45% se encuentra correctamente optimizado, pues para alcanzar este valor se requiere que el conjunto variador, transformador y cable eléctrico tenga una eficiencia superior al 86%, que las pérdidas de fricción y contrapresión en superficie tengan una eficiencia de 83% y el conjunto motor bomba de 63%.
- Una pérdida de eficiencia de 40% al 20% implica duplicar los consumos de energía por cada barril pie, pasando de 0.0003 kwh/Bbl-ft a 0.0006 kwh/Bbl-ft.
- La eficiencia combinada de los equipos de superficie, variador y transformador, es superior al 95% de modo tal que no se logrará una ganancia significativa buscando optimizar el sistema en superficie.
- No trabajar en el rango adecuado de voltaje de operación del motor puede generar grandes pérdidas relacionadas con el incremento del consumo de corriente. Una reducción del voltaje de entrada al motor de un 20% puede incrementar el consumo de corriente cerca del 20% y dado que las pérdidas en el

cable son proporcionales al cuadrado de la corriente se tendría un incremento de 44% sobre las pérdidas.

- El indicador más adecuado para comparar el desempeño de diferentes pozos es el de los consumos de energía en función de la tasa de producción y distancia de levantamiento. En términos matemáticos el indicador es:

$$C.E = \frac{E_f - E_i}{Q \times h}$$

Esto se debe a que no es lo mismo producir 100 BFPD que producir 5000 BFPD ni tampoco es lo mismo tener que levantar un barril 100 ft para llevarlo a superficie que levantar un barril 5000 ft para llevarlo a superficie.

- Incrementar la eficiencia del 40% al 45% implica una reducción de los consumos de energía de 0.000035 kwh/Bbl-ft, así que un pozo que produce 1000 barriles diarios y que tiene que vencer una columna de 1000ft, dejaría de consumir 35kwh, los cuales a un costo de 0.04 USD/kwh generarían un ahorro anual 12.264 USD y tendría un potencial de reducción de emisiones de 298 toneladas de CO2 en el caso de una generación eléctrica que use gas natural como combustible.

6. RECOMENDACIONES

- Replicar el mismo análisis de eficiencia para sistemas de levantamiento artificial con bombeo mecánico, PCP o *gas lift* para establecer un valor de referencia tal cual como se hizo con el bombeo electrosumergible, el cual se considera correctamente optimizado si tiene una eficiencia superior al 45%.
- Evaluar el desempeño de todos los pozos de Perenco Colombia Limited utilizando el indicador de consumo de energía en función de la tasa de producción y distancia de levantamiento para clasificar los pozos y establecer un punto de partida para un programa de optimización de pozos.
- El indicador de consumo de energía en función de la tasa de producción y la distancia de levantamiento puede ser utilizado para evaluar cualquier tipo de sistema de levantamiento artificial y en tal sentido podría utilizarse para complementar el proceso de selección del sistema de levantamiento artificial más adecuado para un pozo.
- Utilizar la metodología de selección de equipos de superficie desarrollada en esta monografía como punto de partida para desarrollar un proceso de selección de equipos de superficie para sistemas de levantamiento artificial con bombeo por cavidades progresivas.

BIBLIOGRAFIA

ABB, Transformer energy efficiency, Total Cost of Ownership calculator, CO2 absorption capability of trees. Disponible en: <http://de-s-0200550-2.de.abb.com/>

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations. API Recommended Practice 11S4. 3 ed. Washington: API Publishing Services, 2002. 31 p.

----- . Recommended Practice for Testing of Electric Submersible Pump Cable Systems. API Recommended Practice 11S6. Washington: API Publishing Services, 1995. 18 p.

BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible pump handbook, 8 ed. Claremore: Baker Hughes Centrilift, Technical Training Department, 2014. 280 p.

BAKER HUGHES. Worldwide Rig Counts - Current & Historical Data Disponible en: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsintl>

BRITISH PETROLEUM. Energy Outlook 2030. Disponible en: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/Energy-Outlook/BP_Energy_Outlook_Booklet_2013.pdf

CATERPILLAR INC. Gas Engine Technical Data, G3516

CHRISTOPHER SCHMIDT, A Benchmark for Assessing the Energy Efficiency of Artificial Lifts. Disponible en: <http://www.unicocn.com/solutions006.html>

CUMMINS ENGINE COMPANY INC., Engine Performance Curve, KTA50-G3

ECOPETROL. Reporte integrado de gestión sostenible 2012. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/informes-de-gestion-y-sostenibilidad/informes-de-gestion-y-sostenibilidad/>

ECOPETROL. Gestión Energética septiembre 2014, Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/medio-ambiente/gestion-ambiental-proactiva/ecoeficiencia/energia>

EDWARDS Jhon and BRITISH PETROLEUM, Improving Energy Efficiency in E&P Operations. En: SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production (7: 29-31, March: Calgary, Canada). Paper. 2004. 9 p.

ESTADOS UNIDOS. DEPARTMENT OF ENERGY, Improving Motor and Drive System Performance: A Sourcebook for Industry, Septiembre 2008

ESTADOS UNIDOS. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, Petroleum and Natural Gas System, 2011-2012-2013 Greenhouse Gas Reporting Program. Disponible en: <http://www.epa.gov/ghgreporting/documents/pdf/2014/documents/Subpart-W-2013-Data-Summary.pdf>

FRENCH S. W, CAWLEY and GILLESPIE & ASSOCS INC. Optimun cable Selection for Electrical Submersible Pumps. En: Simposio de operaciones de producción, Abril 1991.

Institute for Energy Petten, Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System. Disponible en: http://science.uwaterloo.ca/~mauriced/earth691-duss/CO2_General%20CO2%20Sequestration%20materilas/CO2_EOR_Misciblein%20Europe21895EN.pdf

LIANG Xiaodong and FLEMING Ernesto. Electrical Submersible Pump System Evaluating their power consumption. En: IEEE Industry Applications Magazin, Noviembre – Diciembre, 2013.

NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTERS ASSOCIATION, Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers, NEMA Standards Publication TP 1-2002

NEWMAN G. DONALD; LAVELLE P. JEROME and ESCHENBACH G. TED. Engineering Economic Analysis. 12 ed. New York.: Oxford University Press, 2014. 668 p.

PACIFIC RUBIALES, Informe de Sostenibilidad 2012. Disponible en: <http://www.pacificrubiales.com>

SPEIRS K.A., Total E&P UK Limited, Energy Efficiency Assessments – Just a Paper Exercise?. En: SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production (1: 15-17, April: Nice, France). Paper. 2008. 5 p.

TAKACS Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations, and Maintenance, Burlington: Gulf Professional Publishing, 2009. 425 p.

WEATHERFORD, Introduction to artificial lift, Marzo 2013. Disponible en: <http://www.alrdc.com/recommendations/gas%20well%20deliquification/artificial%20lift%20selection/WFT%20Intro%20to%20Artificial%20Lift%20Systems.pdf>

WORLD OIL MAGAZINE, Special focus: 2012 forecast – Producing Oil Wells. February, 2012, vol. 233, no. 2.