

**ESTUDIO INTEGRAL DE FACTIBILIDAD DE LA MIGRACIÓN DE MOTORES
CONVENCIONALES A MOTORES DE IMANES PERMANENTES PARA
EQUIPOS ELECTRO SUMERGIBLES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

JESSICA JULIETH DEL PINO CASTRILLON

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**ESTUDIO INTEGRAL DE FACTIBILIDAD DE LA MIGRACIÓN DE MOTORES
CONVENCIONALES A MOTORES DE IMANES PERMANENTES PARA
EQUIPOS ELECTRO SUMERGIBLES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

JESSICA JULIETH DEL PINO CASTRILLON

**Monografía Final De Grado Para Optar Al Título De Especialista En Gerencia
De Hidrocarburos**

**DIRECTOR: JOSE LUIS MARTIN RAMIREZ. INGENIERO DE PETROLEOS,
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

PAGINA DE DEDICATORIA

A mi familia de siempre, a los que me empujan con ejemplo de disciplina y fervor por el trabajo duro

A mi nueva familia. Sin el esto simplemente no hubiera sido posible

A Jose Luis... porque todos los ángeles no tienen alas

A Don Hernando... gracias... siempre gracias

Al más especial de todos... a ti SEÑOR, porque hiciste realidad el fruto del esfuerzo, por el amor infinito y porque me tienes en tus manos

PÁGINA DE AGRADECIMIENTOS

Mis sinceros agradecimientos a Occidental de Colombia por permitirme el desarrollo de este proyecto

A Don Hernando Vargas, por su invaluable ayuda en el desarrollo de este proyecto. Sin su inmenso conocimiento técnico, su ayuda y su cariño este trabajo no podría ser lo que es

A Alvaro Pastrana por su trabajo, que se convirtió en materia importante para este trabajo

A New Lift Solutions Colombia y Borets Limited por el permiso de usar su información y por sus valiosos aportes técnicos

TABLA DE CONTENIDO.

INTRODUCCIÓN	14
CAPITULO I. EQUIPO ESP. COMPONENTES.....	15
1.1 MOTOR	16
1.1.1 Partes del motor.....	18
1.1.1.1 Estator.....	18
1.1.1.2 Eje.....	19
1.1.1.3 Rotor.....	19
1.1.1.4 Rodamientos radiales.....	19
1.1.1.5 Cabeza del motor.....	19
1.1.2 Características de desempeño.....	20
1.1.3 Amperaje.....	20
1.1.4 Revoluciones por minuto (RPM).....	20
1.1.5 Eficiencia.....	21
1.1.6 Incremento de la temperatura del motor.....	22
1.2 SELLO O PROTECTOR.....	23
1.2.1 Funciones del sello.....	23
1.2.2 Partes del Sello.....	23
1.2.2.1 Eje.....	24
1.2.2.2 Cámaras laberínticas.....	25
1.2.2.3 Sellos de bolsas.....	25
1.2.2.4 Sellos mecánicos.....	25
1.2.2.5 Cojinete de empuje Axial.....	25
1.2.3 Características de desempeño.....	25
1.3 BOMBA.....	27
1.3.1 Partes de la bomba.....	28
1.3.1.1 Eje.....	28
1.3.1.2 Carcasa.....	28
1.3.1.3 Cabeza de descarga/ Conexión a la tubería de producción.....	28
1.3.1.4 Base de la bomba.....	28
1.3.1.5 Conexión de flange a la sección del sello.....	29
1.3.1.6 Etapas.....	29
1.3.2 Clasificación de las bombas.....	31
1.3.2.1 Bombas flotadoras.....	31
1.3.2.2 Bombas compresoras.....	32
1.3.2.3 Características de desempeño.....	32
1.4 CABLE DE POTENCIA.....	35
1.4.1 Partes de Cable.....	35

1.4.1.1	Conductor.....	35
1.4.1.2	Aislamiento.....	35
1.4.1.3	Chaqueta.....	35
1.4.1.4	Armadura.....	35
1.4.2	Tipos de Cable.....	35
1.4.2.1	Cable plano.....	35
1.4.2.2	Cable redondo.....	36
1.4.2.3	<i>Motor lead extension</i> (MLE).....	36
1.4.3	Caída de Voltaje.....	37
CAPITULO II. MOTORES DE IMANES PERMANENTES		40
2.1	EQUIPO DE FONDO.....	40
2.2	BENEFICIOS DEL MOTOR DE MAGNETO PERMANENTE.....	41
2.3	VENTAJAS DEL MOTOR PMM CON RESPECTO AL MOTOR DE INDUCCIÓN 41	41
2.4	COMPARACIÓN ENTRE MOTOR DE IMANES PERMANENTES Y MOTOR ASÍNCRONO.....	43
2.5	CARACTERÍSTICAS DEL DESEMPEÑO	44
CAPITULO III. DISMINUCION DE CONSUMO DE ENERGIA.....		46
3.1	CONDICIONES ACTUALES DE CONSUMO DE ENERGÍA.....	46
3.2	SIMULACIONES DE EQUIPOS DE IMANES PERMANENTES.....	48
3.3	CÁLCULO DE NUEVO COSTO POR LEVANTAMIENTO.....	51
3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	53
3.4.1	Costo de las instalaciones y puesta en marcha de motores PMM.....	53
3.4.2	Bases para el análisis.....	53
3.4.3	Resultados del análisis.....	54
3.5	ANÁLISIS DE REACTIVACIÓN DE POZOS.....	58
CAPITULO IV. MODELOS DE NEGOCIACION		60
4.1	PLANTEAMIENTO DE DIFERENTES ALTERNATIVAS DE CONTRATACION.....	60
4.1.1	Prueba y compra (Try and buy).....	60
4.1.2	Pago de <i>leasing</i>	61
4.1.3	Pago de Renta.....	62
4.1.4	Personal	63
4.2	PROTOCOLO DE PRUEBA.....	64
4.2.1	Protocolo de prueba de equipo No.1	64
4.2.2	Protocolo de prueba de equipo No.2	64
CONCLUSIONES.....		65
BIBLIOGRAFIA.....		68

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1. Distribución de sistemas de levantamiento artificial a nivel mundial.....	15
Figura 2. Componentes del equipo ESP.	16
Figura 3. Motor ESP convencional.	17
Figura 4. Ejemplo de curva de desempeño de un motor de ESP.	20
Figura 5. <i>Horse Power</i> (HP) del motor respecto al voltaje y corriente.	21
Figura 6. Partes de los Protectores/Sellos.....	24
Figura 7. Sellos mecánicos.	25
Figura 8. Partes de la bomba ESP.....	27
Figura 9. Flujo del fluido a través de la etapa.....	29
Figura 10. Etapa de flujo radial.	30
Figura 11. Etapa de flujo mixto.	30
Figura 12. Relación de etapas respecto al flujo.	31
Figura 13. Fuerzas de empuje sobre las etapas.....	32
Figura 14. Curva típica para una bomba de 4" de diámetro con un punto de mejor desempeño a 650 BFPD.....	33
Figura 15. Curva típica para una bomba de flujo mixto de 6,000 BFPD.....	33
Figura 16. Esquema de cable plano.	36
Figura 17. Esquema de cable redondo.....	36
Figura 18. Caída de voltaje en el cable de potencia.	38
Figura 19. Curvas de ampacidad.	39
Figura 20. Diferencias físicas entre los motores asincrónicos y los motores de magnetos permanentes.	40
Figura 21. Diferencias en longitudes entre motores asincrónicos y sincrónicos.	41
Figura 22. Principio de operación de los motores de imanes permanentes.....	42
Figura 23. Diferencias entre motores asincrónicos y motores sincrónicos.....	43
Figura 24. Resultados en medición de consumo de energía entre motores asincrónicos y motores sincrónicos.....	44
Figura 25. Curva de desempeño de un motor asincrónico serie 460 PMM a 3600 RPM. .	45
Figura 26. Comportamiento del consumo de energía en función de los barriles producidos.	47
Figura 27. Comportamiento del Costo de la Energía En 2014.	48
Figura 28. Simulación pozo A-1 equipo con motor de imán permanente.....	49
Figura 29. Simulación pozo A-1 equipo con motor convencional.	49
Figura 30. Simulación pozo A-2 equipo con motor de imán permanente.	50
Figura 31. Simulación pozo A-2 equipo con motor convencional.	50
Figura 32. Simulación pozo A-3 equipo con motor de imán permanente.	50
Figura 33. Simulación pozo A-3 equipo con motor convencional.	50

Figura 34. Simulación pozo A-4 equipo con motor de imán permanente.	51
Figura 35. Simulación pozo A-4 equipo con motor convencional.	51
Figura 36. Simulación pozo A-5 equipo con motor de imán permanente.	51
Figura 37. Simulación pozo A-5 equipo con motor convencional.	51
Figura 38. Comportamiento del VPN a lo largo del proyecto.	54
Figura 39. Comportamiento del TIR a lo largo del proyecto.	55
Figura 40. Importancia de cada una de las variables en el comportamiento del VPN.	55
Figura 41. Importancia de cada una de las variables en el comportamiento del TIR.	56
Figura 42. Flujo Neto a lo largo del Proyecto.	58

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Tamaños de Motor y <i>Horse Power</i> (HP)Nominal.	17
Tabla 2. Diámetro De Bomba Y Tasa De Flujo.	28
Tabla 3. Resultado de las simulaciones con motores convencionales y motores de imanes permanentes.	49
Tabla 4. Disminución en el consumo de energía por instalación de motores PMM.	52
Tabla 5. Disminución en el factor de levantamiento por instalación de motores PMM.	52
Tabla 6. Cambio en el factor de levantamiento total por instalación de motores PMM.	53
Tabla 7. Costo de las instalaciones y puesta en marcha de motores PMM.	53
Tabla 8. Sensibilidad a la diferencia en renta.	56
Tabla 9. Sensibilidad a la diferencia en consumo.	57
Tabla 10. Sensibilidad al cambio en el precio de la energía.	57
Tabla 11. Pozos candidatos a reactivación. Análisis motores convencionales respecto a motores PMM.	59

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO INTEGRAL DE FACTIBILIDAD DE LA MIGRACION DE MOTORES CONVENCIONALES A MOTORES DE IMANES PERMANENTES PARA EQUIPOS ELECTRO SUMERGIBLES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

AUTOR: JESSICA JULIETH DEL PINO CASTRILLONⁱⁱⁱ

PALABRAS CLAVE: **IMANES PERMANENTES, ELECTRO SUMERGIBLES, PMM, CAMPO MADURO, FACTOR DE LEVANTAMIENTO**

DESCRIPCIÓN: En el presente desarrollo se reconocen las ventajas y desventajas de los motores de imanes permanentes (PMM por sus siglas en inglés) respecto a los motores convencionales, que actualmente se instalan en los campos que usan levantamiento artificial con bombas electro sumergibles.

La ventaja más importante que ofrecen los equipos PMM es un menor consumo de energía al extraer el caudal para el que se diseña, debido a que los rotores son instalados con magnetos permanentes en vez de laminaciones con barras de cobre en los rotores. Este menor consumo, disminuye el factor de levantamiento de un pozo, es decir, hace que los costos necesarios para que los barriles de crudo sean extraídos disminuyan, por cuanto en un campo en desarrollo y específicamente maduro, el costo de la energía es uno de los valores más relevantes de la operación.

Al recalcular este nuevo factor de levantamiento para pozos candidatos a ser apagados de acuerdo al EBITDA, se encuentra que es posible mantener el 57% de ellos en operación, con motores de imanes permanentes. Adicional se calcula la disminución del factor de levantamiento al instalar estos equipos en un 50% de los pozos.

Se analiza la incidencia de las diferentes variables para establecer tres (3) modelos de negociación a partir de la experiencia con motores convencionales, con el objetivo de instalar equipos PMM bajo prueba, y se concluye el mejor para un campo maduro.

¹ Trabajo de Grado.

¹ Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jose Luis Martin, Ingeniero de Petróleos. Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY - MIGRATION OF CONVENTIONAL ENGINES TO INTEGRATED PERMANENT MAGNETS MOTORS FOR ARTIFICIAL LIFT ELECTROSUBMERSIBLE EQUIPMENT (ESP)

AUTHOR: JESSICA JULIETH DEL PINO CASTRILLON^{iiiiiv}

KEYWORDS: PERMANENT MAGNETS, ELECTROSUBMERSIBLE, PMM, MATURE OIL FIELD, LIFTING COST

DESCRIPTION: In this project have been identified economical and technical advantages and disadvantages of Permanent Magnets Motors (PMM) in front of conventional motors, which are installed in oil fields that have been using electro submersible pumps as artificial lift method.

The most important advantage offered by PMM equipment is less energy consumption to lift the total production, due to the rotors are installed with permanent magnets instead of copper bars in the rotors as in conventional motor. Less energy consumption range is between 10% and 20%, reduces the lifting factor in a well, causing reduction in costs to extract oil production, taking into account that in a mature oil field the energy cost is one of the most important costs for operating.

Now, in order to calculate the new lifting factor for candidates wells to be turning off, due to EBITDA's calculus results, it is found that is possible to keep 57% of them, operating, considering to install electro submersible pumps with magnet motors. Additional to that, it was calculated the reduction in lifting factor of the entire producer field when are installed these equipment in 50% of active wells.

The importance of economic variables to determine three negotiation models from conventional motors negotiation experience was analyzed also, in order to install PMM equipment by test model, and it was identify the best of them to be applied in a mature oil field.

¹ Post-Grade Thesis.

¹ Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jose Luis Martin, Ingeniero de Petróleos. Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

INTRODUCCIÓN

Las continuas alzas en los factores de consumo de energía de los pozos respecto a los barriles de crudo producidos en campos maduros, se deben a los cortes de agua en aumento y a que se tienen equipos de fondo trabajando fuera de su punto de máxima eficiencia, en algunos casos, por las cantidades de arena que aportan los pozos, de manera significativa.

Estas alzas están ocasionando que el costo por barril producido vaya en aumento y de no efectuar ninguna mejora, se continuará con un incremento progresivo del factor de consumo de energía, que hace necesaria la disminución de pozos activos con producción inferior a 30 BOPD, haciendo que sea complicado alcanzar la producción de crudo meta.

Es así como se comienza la búsqueda de alternativas, en los equipos de fondo, cuyo consumo de energía sea menor al actual, sin que ello signifique disminuir el caudal total producido. Este punto es fundamental en campos maduros debido a sus altos cortes de agua. Los Motores de Imanes Permanentes han sido una alternativa masificada en los pozos de los campos Siberianos, en los que el bajo consumo de energía es una variable importante por la gran cantidad de pozos.

En Suramérica, la tecnología no tiene mucha trayectoria de implementación, pero hasta el momento los resultados han sido satisfactorios, al medir el consumo de energía de estos motores, respecto al consumo de un motor convencional.

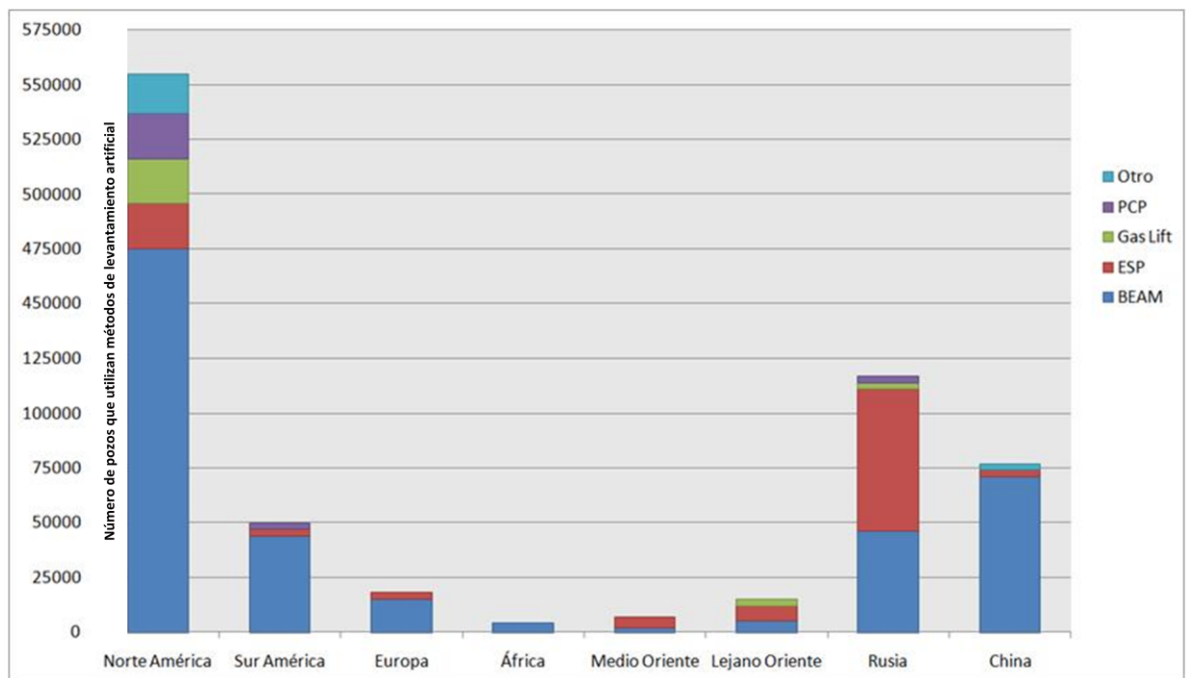
Mediante este análisis integral se plantea dar una respuesta a las necesidades que se generan en campos maduros, productores de agua, crudo y arena, donde se hace necesario producir a altos cortes de agua, para mantener una producción de crudo que haga viable la extracción. Se desarrolla entonces un análisis técnico de comparación de motores convencionales con motores PMM, se efectuaron simulaciones en *software* privados (compañías proveedoras de equipos ESP) para revisar el comportamiento del consumo de energía en pozos candidatos, se analizan la viabilidad económica de instalación de estos nuevos motores, se efectúan visitas a los campos en los que se encuentren instalados estos motores con el fin de recopilar las diferencias de instalación y puesta en marcha, respecto a los motores convencionales, se calcula el nuevo factor de consumo para un campo maduro encontrando también los pozos, y se compara el consumo de energía de los motores de imanes permanentes respecto al consumo de los motores asincrónicos para permitir la revitalización de pozos no económicos.

Acorde con los resultados se establecen las conclusiones y las posibilidades de masificación.

CAPITULO I. EQUIPO ESP. COMPONENTES

La cantidad de pozos cuya extracción se hace por flujo natural alrededor del mundo, es cada vez menor, por lo que de un aproximado de 2 millones de pozos que producen petróleo crudo en operación, más de un millón usa algún tipo de levantamiento artificial. Los equipos electrosumergibles de levantamiento artificial, instalados en los pozos productores, se han consolidado como el segundo método más utilizado alrededor del mundo con cerca de 130,000 pozos operando y una producción asociada del 60% del crudo mundial, debido al rango amplio de caudales que pueden manejar y a sus tiempos de vida. Ver Figura 1.

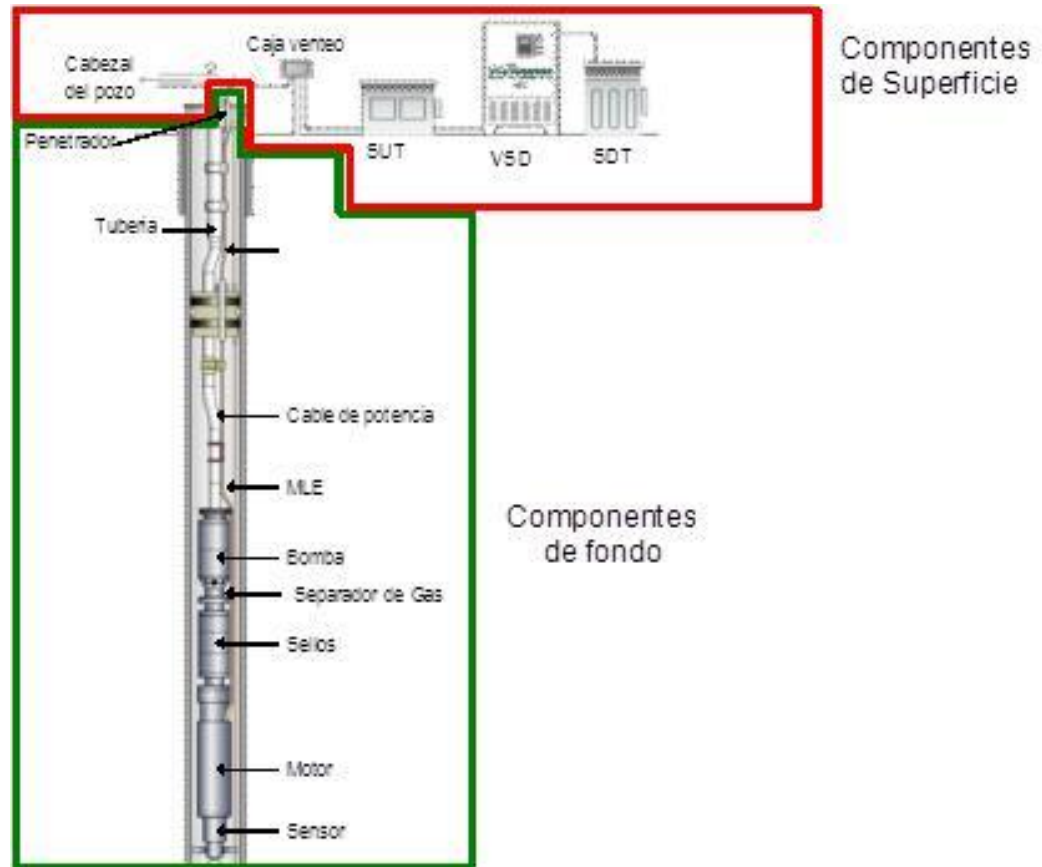
Figura 1. Distribución de sistemas de levantamiento artificial a nivel mundial.



Fuente: www.oilproduction.net

Los principales componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible, se pueden ver discriminados entre superficie y fondo en la Figura 2.

Figura 2. Componentes del equipo ESP.

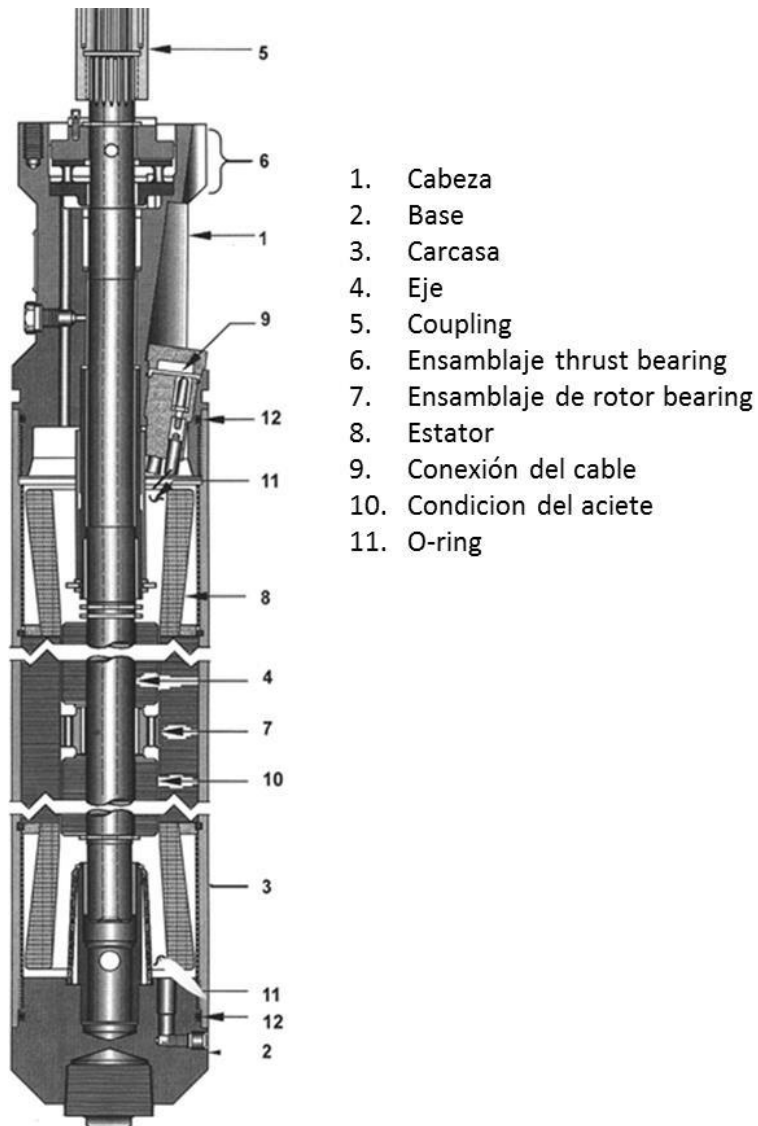


Fuente: Occidental de Colombia., 2013.

1.1 MOTOR

El motor ESP es un motor eléctrico de inducción de dos polos, tres fases, y rotores en jaula de ardilla lo que significa que corre a 3600 revoluciones por minuto (rpm) a 60 Hz. Opera en potencia de tres fases con voltajes entre 230 y 5,000 Voltios (V) con amperajes entre 12 y 200 A. Generalmente la longitud y el diámetro son determinados por la potencia del motor (horsepower-HP). Ver Figura 3.

Figura 3. Motor ESP convencional.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

Tabla 1. Tamaños de Motor y *Horse Power* (HP) Nominal.

Díámetro del motor in	Rango de HP (a 60 Hz)	Tamaño mínimo de revestimiento in
3.75	8 - 195	4-1/2
4.50 - 4.56	10 - 306	5-1/2
5.40 - 5.44	18 - 750	6-5/8
5.62	18 - 920	7
7.25	100 - 1600	8-5/8
7.38	200 - 1020	8-5/8

1.1.1 Partes del motor.

1.1.1.1 Estator

El estator está compuesto de tres partes fundamentales: bobinados eléctricos, sistema de rotación y sistema de transmisión del torque. El bobinado eléctrico está compuesto por miles de laminaciones de acero apiladas dentro de la carcasa, las cuales son comprimidas para sostener los elementos alineados y estáticos. Las laminaciones son perforadas con un hoyo central y con 18 agujeros para el alambre de cobre. Por el agujero central pasará el cuerpo metálico sólido (rotor) que genera el torque y por cada uno de los 18 agujeros en la periferia pasarán los alambres que hacen las bobinas, las cuales están aisladas con un material de poliamida de alta resistencia dieléctrica para proveer al motor de protección eléctrica.

El alambre de cobre, llamado magneto es enrollado dentro de cada ranura para formar tres fases separadas en intervalos de 120 grados. El aislamiento del magneto provee protección eléctrica. También, al final de las laminaciones donde el alambre hace una vuelta de 180 grados, el aislamiento se ubica entre la primera fase de devanado y la carcasa del motor y luego entre cada fase protegiendo así de fallas fase-fase.

Después los devanados del estator son encapsulados con material epóxico o barniz, para llenar los vacíos dejados en los devanados.

Las funciones importantes del estator son:

- Mejora significativamente la conductividad térmica global para una mejor disipación del calor generado desde el núcleo del motor el cual pasa a través de las ranuras a la carcasa del motor.
- Protege el bobinado de la contaminación con fluido del pozo.

La longitud del estator, determina el número de rotores, lo que también determina la potencia (HP) de placa del motor para un diámetro dado. Dentro de cada longitud dada o HP, existen numerosas combinaciones en cuanto al voltaje/corriente se refiere. Normalmente, existen varias opciones desde menor a mayor voltaje/corriente (rangos de voltaje desde 440 a 4000V y corrientes desde 15 a 150 amperios). La relación de HP, voltaje y corriente es:

$$HP_{salida} = \frac{(V * I * 1.73 * PF * \eta)}{746}$$

Ecuación No. 1, donde:

V: Voltaje

I: Corriente

PF: Factor de Potencia

nm: Potencia de placa del motor

1.1.1.2 Eje.

El eje transmite el torque producido por los rotores, mantiene todos los componentes de rotación alineados y provee una ruta de enfriamiento y lubricación de aceite para los rodamientos radiales y rotores. El eje generalmente está compuesto de material tubular, y la obturación del núcleo permite que el aceite del motor se pueda comunicar desde la cabeza del motor a la base y a las áreas de los cojinetes radiales del motor. Dado que el eje está completamente inmerso en aceite limpio, no son requeridos materiales resistentes a la corrosión. Generalmente, el material del eje es acero al carbón. Su rectitud es también crítica debido a sus estrechas distancias giratorias y alta velocidad.

1.1.1.3 Rotor.

Idealmente, el rotor debe ser un componente continuo en función de la longitud de la laminación del estator. En los motores ESP los rotores son construidos en segmentos cortos con rodamientos de soporte radial colocados entre sí para tener estabilidad dinámica. Se construyen uniendo cientos de delgadas láminas perforadas en su diámetro exterior, y colocadas entre dos anillos de bronce. Las barras de cobre que unen las láminas del rotor son insertadas en las perforaciones, y toda la pila se comprime y las barras del rotor están mecánicamente acopladas a los anillos finales. A partir de lo anterior se obtiene el rotor tipo jaula de ardilla. El diámetro central del rotor tiene una ranura axial para conectar al eje del motor. Esto asegura el rotor al eje para la transmisión de torque pero permite movimiento axial para crecimiento térmico.

1.1.1.4 Rodamientos radiales.

La parte rotatoria del sistema está conectada al eje y gira con el mismo. Este tiene un diámetro externo (OD) que tiene una pequeña separación con el diámetro interno de la laminación del estator. En algunos diseños, un anillo de elastómero o llave de bloqueo está ubicada entre el rodamiento OD y dentro del diámetro del estator (ID) para prevenir o retrasar cualquier movimiento relativo. Si la rotación ocurre, el rodamiento puede comenzar a girar cerca al estator hasta entrar en contacto con los cables de fase y generar un corto circuito.

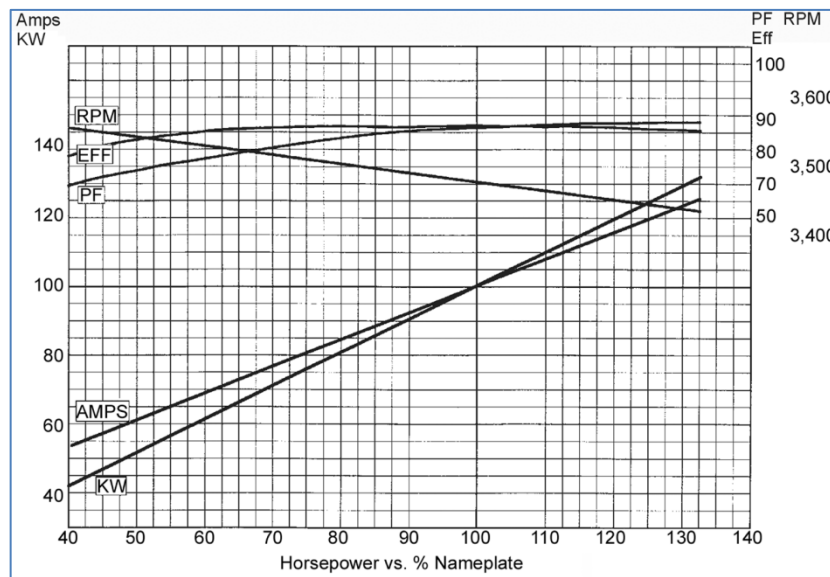
1.1.1.5 Cabeza del motor.

La cabeza del motor contiene la terminación eléctrica para la conexión de tres fases hacia el cable de potencia. Esta conexión está hecha mediante cavidades de aislamiento bien sea mediante conectores macho/hembra o empalmes motor-cable de potencia. Adicionalmente, desde el punto de vista mecánico, un conjunto de rodamientos de empuje se encuentra en la cabeza, el cual está diseñado para soportar el peso del eje durante el arranque y mantener la posición axial de los rotores y rodamientos radiales respecto al estator.

1.1.2 Características de desempeño.

El desempeño de un motor electrosumergible está caracterizado en la curva del fabricante. Un ejemplo se muestra en la figura 4. Las curvas representan el típico desempeño de un motor de una determinada potencia basado en el promedio de múltiples pruebas. Para obtener la información de la curva, un motor es cargado con un amplio rango de potencia (HP/KW) mediante el uso de un dinamómetro. Dentro de la información incluida se tiene: Voltaje de tres fases, corriente, potencia, velocidad o RPMs, torque del motor, aumento de temperatura del motor y velocidad del fluido a través del motor. El amperaje del motor, las RPMs, eficiencia y aumento de temperatura son de gran importancia para el correcto uso de cualquier motor. Aunque el aumento de la temperatura de un motor es medido durante la prueba con dinamómetro, generalmente no está graficada en la curva característica del motor, debido a que, aunque es un parámetro crítico para el correcto uso del motor, su valor depende de las diferentes condiciones de la aplicación.

Figura 4. Ejemplo de curva de desempeño de un motor de ESP.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

1.1.3 Amperaje.

La corriente del motor es cercanamente lineal con respecto a la carga (KW) y es uno de los parámetros más fáciles para medir, por lo que es la variable más usada para determinar la carga del motor. La potencia de salida (HP) puede ser determinada de acuerdo con la corriente de operación del motor (Placa) y la curva de amperaje mostrada en las características del motor.

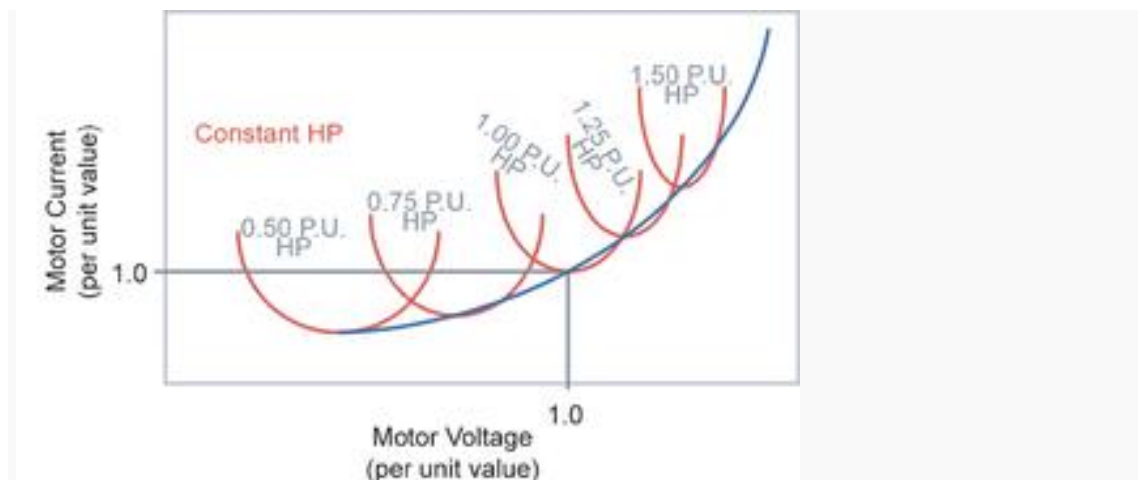
1.1.4 Revoluciones por minuto (RPM).

La velocidad rotacional o revoluciones por minuto (RPMs) en su punto de carga de acuerdo a su aplicación es de gran importancia para determinar el punto de operación o de salida de la bomba. La curva de desempeño de la bomba usada para determinar la cabeza y flujo de salida de la misma para esta aplicación, está basada en una velocidad de 3,600 RPM, con corriente de 60 Hz. Conociendo el porcentaje de corriente, la velocidad del motor puede ser leída a partir de la curva característica del motor. Aunque el cambio de la velocidad rotacional (RPMs) es generalmente pequeño, este puede impactar el punto de operación del motor y la bomba para una aplicación específica.

1.1.5 Eficiencia.

Dado que los costos de energía son la mayor parte de los gastos totales dentro de la operación de una ESP, la eficiencia del motor es un factor importante. La curva de eficiencia para un motor sumergible tiene un pico bastante plano a través de su rango de funcionamiento normal pero comienza a caer significativamente a menos de 50% de su carga nominal. Hay que resaltar que la curva de eficiencia está basada en el voltaje descrito en la placa del motor. Si la energía de superficie no es optimizada, el voltaje entregado al motor puede variar y el factor de potencia cae disminuyendo la eficiencia. Este indica que a medida que el voltaje del motor aumenta o disminuye respecto a su valor de placa (factor de potencia), la corriente aumenta, resultando en una disminución de su eficiencia. Por lo tanto, la eficiencia de operación de un motor de ESP puede ser optimizada ajustando el voltaje de superficie y monitoreando el amperaje del motor hasta que el punto mínimo de la curva de corriente es encontrado. La figura 5 muestra la potencia del motor (HP) en función de su corriente y voltaje.

Figura 5. Horse Power (HP) del motor respecto al voltaje y corriente.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

1.1.6 Incremento de la temperatura del motor.

La temperatura del motor es una indicación de la temperatura de los devanados sobre la temperatura ambiente del motor. A condiciones de prueba, con agua circulando por el motor a 1 ft/seg, los motores normalmente alcanzan 50 a 100 F (10 a 39 C). Bajo las aplicaciones en fondo el aumento de la temperatura es afectado por varios parámetros, incluyendo: la velocidad y las características termo-conductoras del fluido de producción pasando a través del motor, gravedad API del crudo, corte de agua, porcentaje de gas libre, emulsiones, tendencia del fluido al *scale*, desbalance de voltaje en las terminales del motor, y el uso de variador de frecuencia.

Los datos de placa de un motor (voltaje, amperaje y HP) son determinados en su diseño para proveer el mejor desempeño para las condiciones generales de operación. Adicionalmente, hay tres límites absolutos que influyen el HP nominal: límite mecánico, torque y temperatura.

- Límite mecánico: Las restricciones mecánicas aplicadas al motor son determinadas por la máxima capacidad carga-torsión del diseño y los materiales. Este límite está basado en las propiedades mecánicas de los materiales y la geometría del eje.
- Torque límite: Para este caso, el diseño busca el torque máximo del motor a voltaje nominal. La máxima cantidad de torque que un motor puede producir es llamado *breakdown*.

Cambiando la frecuencia puede cambiar también el torque o los HP nominales del motor. Generalmente el *rating* en HP del motor está basado en 50 ó 60 Hz. El mismo torque puede ser alcanzado a otras velocidades, variando el voltaje en proporción de la frecuencia. Este mantiene una corriente de magnetización constante y una densidad de flujo que provee un torque disponible constante. De cualquier manera los HP del motor son directamente proporcionales a la frecuencia o velocidad (ecuación 2) debido a que la potencia es una función del torque (ft-lbf) multiplicada por la velocidad (ecuación 3).

$$\frac{HP1}{HP2} = \frac{Frec1}{Frec2} = \frac{N1}{N2} \quad \text{Ecuación 2.}$$

$$HP_m = \frac{(T*N)}{5,250} \quad \text{Ecuación 3}$$

- Límite de temperatura: El diseño busca la máxima temperatura ofrecida por el sistema de aislamiento y el sistema de lubricación de los rodamientos. El aislamiento de máxima tecnología permite un aislamiento sobre los 500 F (260 C). El factor limitante es el sistema de rodamientos, por lo que la máxima temperatura recomendada de operación es alrededor de 400 F (205 C).

CONCLUSIONES TECNICAS DEL MOTOR ELECTROSUMERGIBLE CONVENCIONAL.

El motor convencional de ESP que se ha explicado en los párrafos anteriores cumple con todas las leyes electromecánicas que determinan la generación de torque mecánico por medio de la conversión de la energía eléctrica en mecánica. Lo anterior hace que el motor ESP convencional genere por sus propios medios los campos magnéticos que necesita para mover las etapas de las bombas y sea capaz de llevar el fluido a superficie. El desarrollo tecnológico ha logrado minimizar las pérdidas mecánicas y eléctricas como la fricción, el calentamiento, el uso de mejores aislantes eléctricos y se han adaptado de la mejor manera a los espacios reducidos que se manejan en la industria petrolera. En busca de la optimización del equipo; especialmente en lo referente al consumo eléctrico, se han desarrollado modificaciones a la construcción del motor convencional, las cuales serán explicadas más adelante. Esto implica romper paradigmas sobre el uso y costo de motores que no son familiares aún, los cuales tímidamente están entrando al mercado. Esta monografía busca analizar esta situación.

1.2 SELLO O PROTECTOR.

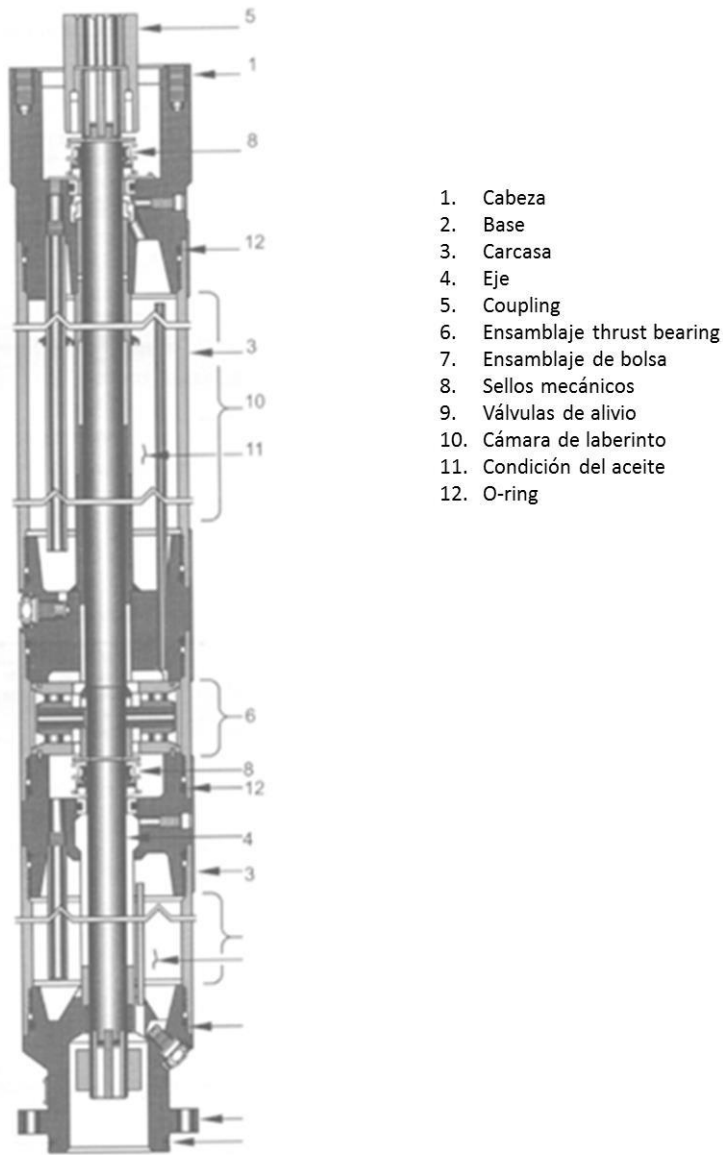
Es el componente ubicado entre la bomba inferior y el motor. Es básicamente un juego de cámaras protectoras conectadas en serie y en algunos casos en paralelo.

1.2.1 Funciones del sello.

- Protege el motor de la contaminación del fluido de pozo. El motor es llenado con aceite dieléctrico para protección eléctrica y lubricación. El fluido del pozo dentro del motor, puede potencialmente causar una falla mecánica o eléctrica prematura en el motor (menos de 365 días de funcionamiento) debido a la reducción de propiedades dieléctricas o lubricantes.
- Permite el igualamiento de la presión entre el interior del motor y el pozo causados por la diferencia entre la presión de fondo y la presión en superficie durante la instalación.
- Maneja la expansión térmica del aceite del motor debido al aumento de temperatura durante la operación.
- Absorbe la carga axial producida por el empuje hidráulico de la bomba.

1.2.2 Partes del Sello.

Figura 6. Partes de los Protectores/Sellos.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009

1.2.2.1 Eje

La elección de los componentes del sello depende del fluido de pozo, su inclinación y la potencia (HP) a ser transmitida. Por lo tanto el eje del sello es determinante en esta escogencia. El principal factor es el diámetro del mismo y el tipo de acero, que determina la capacidad de transmisión del torque, así como su resistencia al fluido del pozo con el que está en contacto en la cabeza.

1.2.2.2 Cámaras laberínticas.

Estas cámaras son una interfase entre el fluido del pozo y el aceite del motor. Está configurada para tener fluido que forma una “U” como camino para el fluido desde la base de la cámara hasta el fondo.

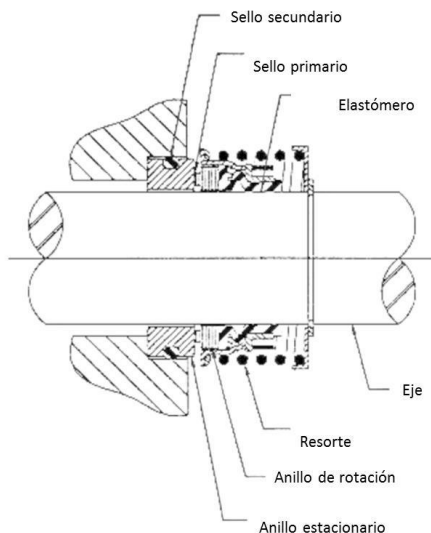
1.2.2.3 Sellos de bolsas.

Esta cámara incorpora una barrera protectora, hecha en forma de bolsa de material especial, entre el fluido del pozo (parte externa de la bolsa) y el aceite del motor (parte interna de la bolsa), aislando de esta manera el aceite del motor y el fluido del pozo.

1.2.2.4 Sellos mecánicos.

Están ubicados en el tope de cada cámara del protector, sobre el eje del mismo. Su función es aislar por medio de un sello elastomérico el paso de cualquier fluido hacia abajo por la gravedad. Para ello utiliza un resorte precargado que mantiene las partes rotatorias y estacionarias unidas. Una vez, la unidad comienza a rotar, una película hidrodinámica se crea en la cara del sello, previniendo que el fluido del pozo pase a la siguiente cámara sin que le impida transportar la carga axial.

Figura 7. Sellos mecánicos.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

1.2.2.5 Cojinete de empuje Axial.

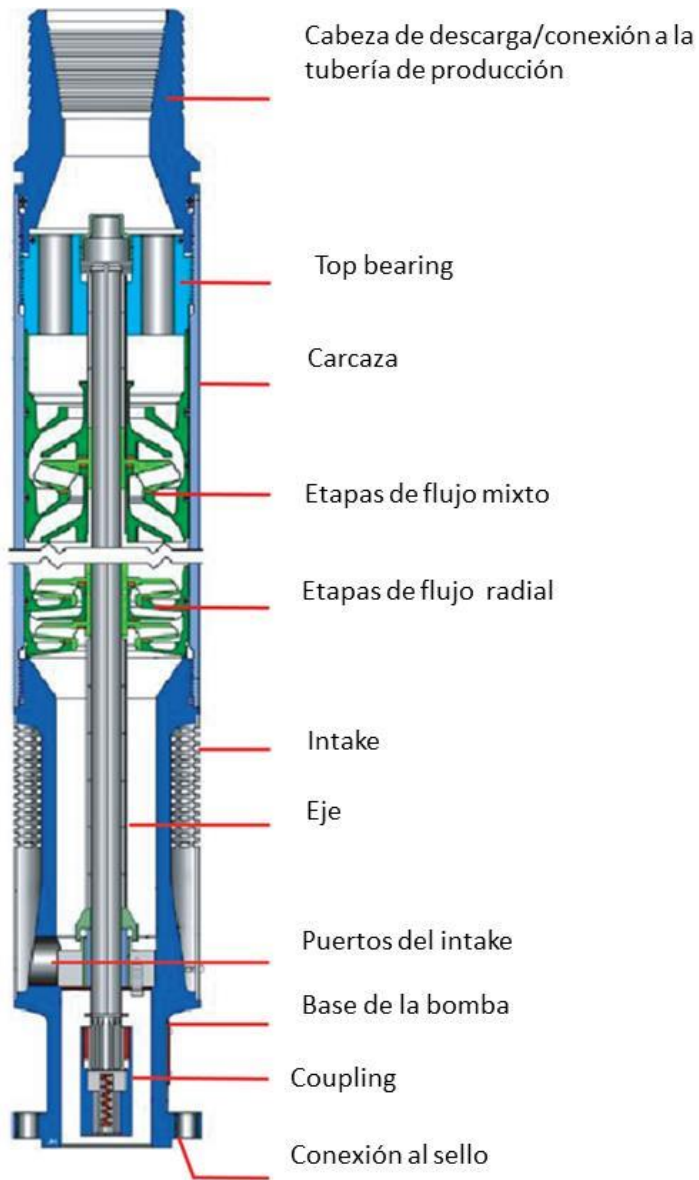
Estos cojinetes soportan la carga axial producida por las etapas de la bomba.

1.2.3 Características de desempeño.

El sello no solo estabiliza el torque durante la corrida, sino que también lo hace con el causado por el arranque y por las cargas intermitentes en la bomba. Cuando el ESP arranca, la temperatura interna aumenta hasta alcanzar un punto de estabilización propio del funcionamiento mecánico de los componentes. Durante esta estabilización efectúa el venteo del volumen de aceite expandido. Una vez alcanza la estabilización el venteo finaliza y el sello y el motor trabajan a presión igual. El siguiente evento importante es cuando el equipo se apaga. En este punto la temperatura del aceite del motor comienza a caer desde la temperatura de operación a la temperatura, interna del pozo. Simultáneamente, el aceite interno del motor y del sello se enfría comprimiéndose y reduciendo su volumen, permitiendo el ingreso del fluido del pozo pues la presión externa del fluido del pozo se ha incrementado por un mayor nivel de fluido sobre el equipo. De esta manera se logran equilibrar las presiones y dejar el equipo en estado mecánico estable para un próximo arranque. Sin este elemento sería riesgoso arrancar nuevamente el ESP, ya que el interior del mismo estaría a mayor presión que el exterior y causaría daños en el funcionamiento, especialmente en la lubricación de las partes giratorias.

1.3 BOMBA

Figura 8. Partes de la bomba ESP.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

Tabla 2. Diámetro De Bomba Y Tasa De Flujo.

Tamaño mínimo de revestimiento in	Diámetro de la bomba in	Tasa de flujo mínima BFPD (a 60Hz)	Tasa de flujo máxima BFPD (a 60Hz)
4-1/2	3.38	550	3100
5-1/2	4.00	150	6800
6-5/8	5.13	750	12000
7	5.38	900	18400
7-5/8	5.62	9500	24000
8-5/8	6.75	5000	46000
10-3/4	8.75	10300	32200
13-3/8	10.25	19200	58900

1.3.1 Partes de la bomba.

1.3.1.1 Eje.

El eje de la bomba es conectado a la cámara del sello, a través de un *coupling* ranurado permitiendo la transmisión del movimiento rotacional desde el motor a los impulsores de las etapas de la bomba. El eje y los impulsores están unidos por una pieza cuadrada entre los dos elementos para evitar deslizamientos de una pieza sobre la otra (chaveta). Esta transmite el torque de carga a los impulsores. El diámetro del eje se disminuye tanto como sea posible debido a las restricciones ubicadas en el diámetro externo de la bomba.

1.3.1.2 Carcasa.

La carcasa es el contenedor de presión de la bomba. Esta sostiene y alinea todos los componentes. Existen muchos materiales disponibles, acorde a los diferentes ambientes de trabajo.

1.3.1.3 Cabeza de descarga/ Conexión a la tubería de producción.

La cabeza de descarga provee una rosca tipo hembra a la tubería de producción.

1.3.1.4 Base de la bomba.

Esta permite la entrada de fluido en el fondo de la bomba y directamente a la primera etapa. La entrada a la bomba (*intake*) estándar tiene puertos que permiten al fluido entrar a la bomba cuando todo el fluido es líquido o con bajo porcentaje de gas.

1.3.1.5 Conexión de flange a la sección del sello.

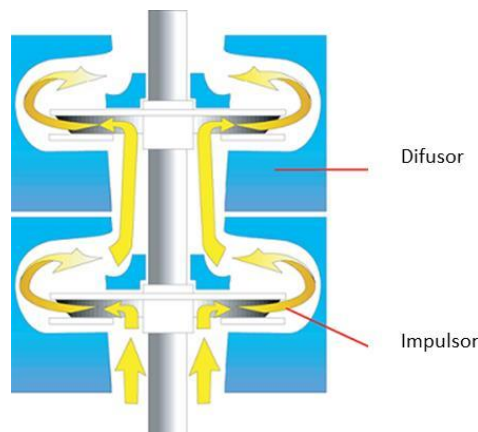
Mantiene el alineamiento axial del eje entre el sello y la bomba. También permite que el eje de la bomba flotante se acople al extremo del eje del sello de modo que el empuje axial producido por la bomba se transfiere al cojinete de empuje en la sección de la cámara del protector.

1.3.1.6 Etapas.

Las etapas de la bomba son los componentes que imparten presión al fluido. Están ubicadas en serie para incrementar la presión del fluido hasta alcanzar el valor calculado para cada caso de acuerdo con el flujo manejado. La etapa está conformada por un impulsor que rota y un difusor que permanece estático.

En la Figura 9 se muestra el recorrido del flujo en las etapas. El fluido se mueve dentro del área del ojo del impulsor y la energía centrífuga le imparte velocidad al flujo el cual es centrifugado radialmente hacia afuera del impulsor por sus pasajes. Una vez sale del impulsor, el fluido da una vuelta y entra en el pasaje central del difusor contiguo, con una velocidad mayor a la del impulsor anterior. Este incremento de velocidad dentro de un área constante es convertido en presión. Se repite el proceso hasta entrar en el siguiente juego impulsor-difusor. Este proceso continúa hasta que el fluido pase a través de todas las etapas, y la presión de descarga de diseño sea alcanzada. El incremento de presión es referido como la cabeza desarrollada (TDH) de la bomba.

Figura 9. Flujo del fluido a través de la etapa.



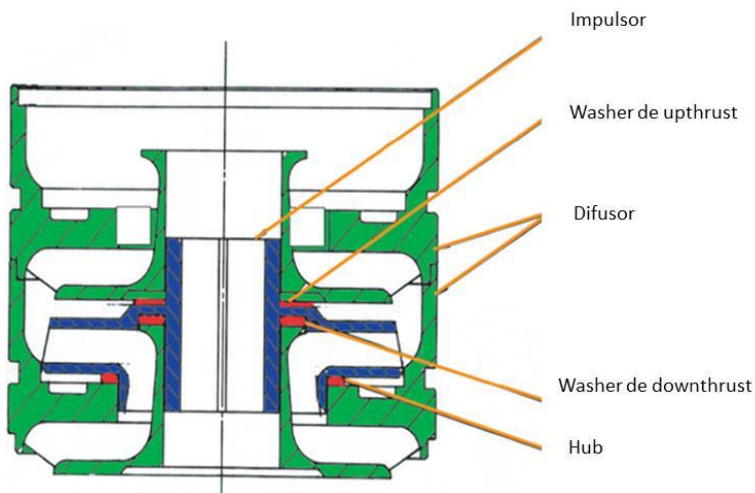
Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

Existen cuatro tipos de etapas.

- Etapa radial. Por su geometría en los pasajes de flujo del impulsor y el difusor, el flujo entra paralelo al eje y sale perpendicular al eje o en dirección radial. Ver Figura 10.

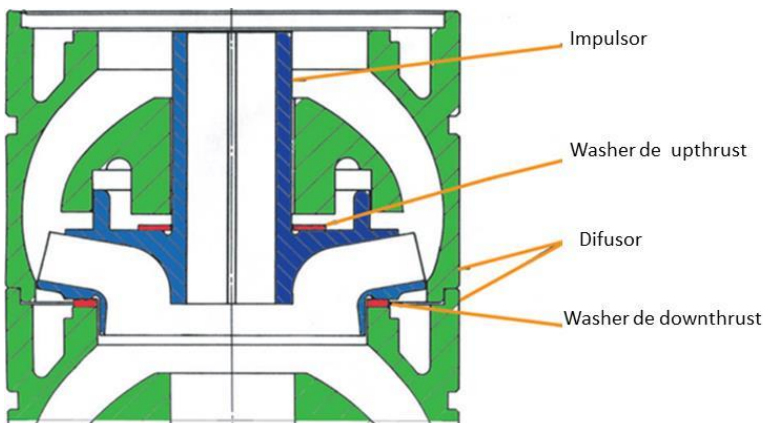
- Etapa mixta. Por su geometría el flujo sale del impulsor con un ángulo, que varía de acuerdo al diseño de la etapa. Ver Figura 11.
- Etapa Flotadora. Por la configuración de los impulsores sobre el eje, que permite su movimiento axial de acuerdo a las fuerzas hidráulicas que se generan en el trabajo.
- Etapa Compresora. Por la configuración de los impulsores sobre el eje, que no permite su movimiento axial, sino que transmiten todas las fuerzas hidráulicas al sello o protector.

Figura 10. Etapa de flujo radial.



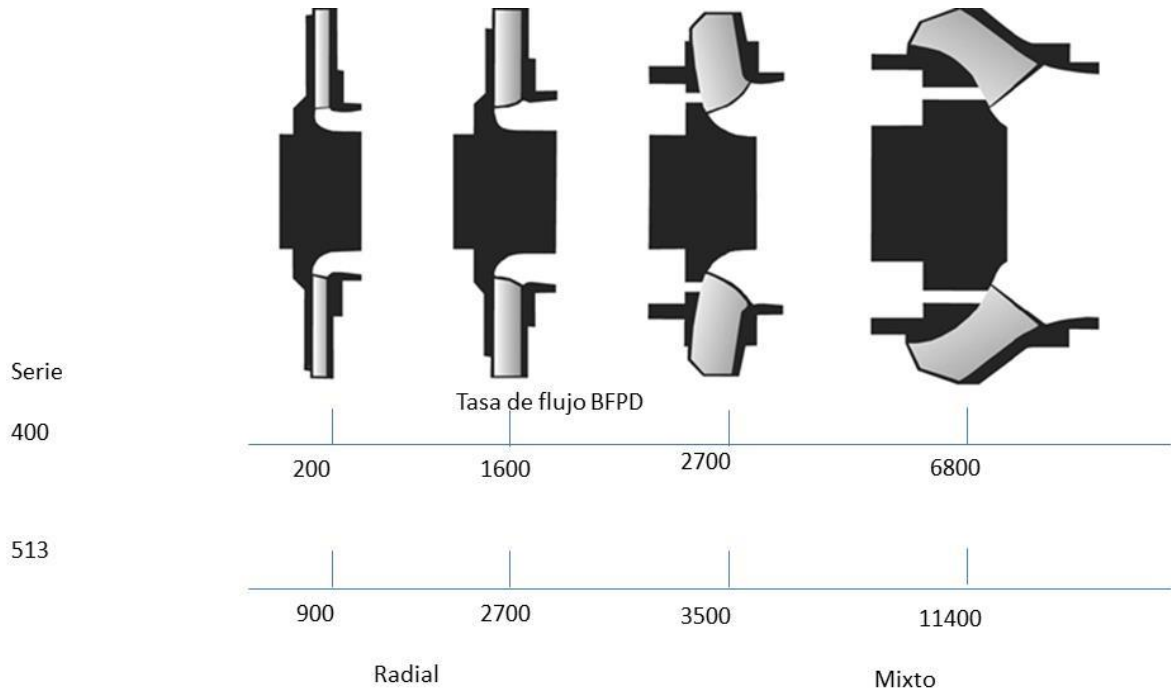
Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

Figura 11. Etapa de flujo mixto.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

Figura 12. Relación de etapas respecto al flujo.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

1.3.2 Clasificación de las bombas.

1.3.2.1 Bombas flotadoras.

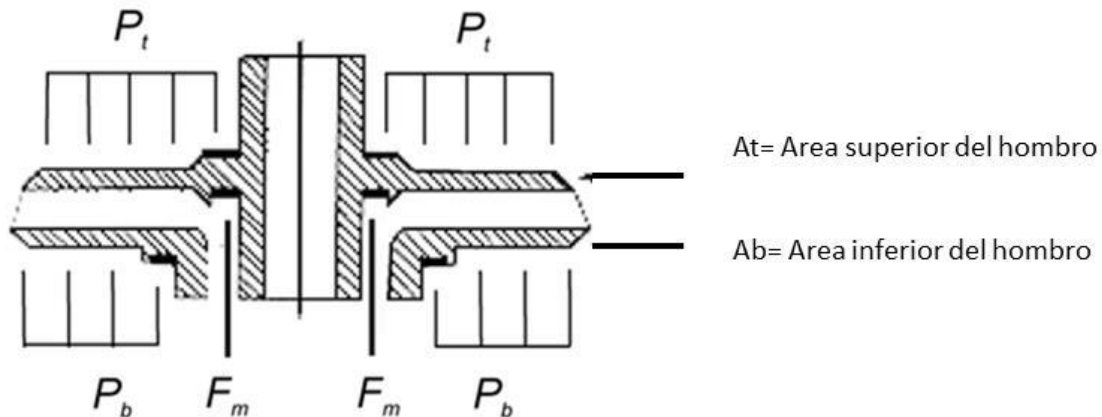
En estas, los impulsores pueden moverse axialmente en el eje entre los difusores. Típicamente corren en *downthrust*, y a altas tasas de flujo se pueden mover en *upthrust*. Para soportar este empuje, cada impulsor tiene un *washer* sintético que está montado en la superficie inferior y superior de los mismos.

Tres fuerzas están envueltas en determinar si el impulsor corre en *downthrust* o *upthrust*. El primero es la fuerza descendente y es un resultado de la presión de descarga del impulsor actuando en el área del tope del hombro del impulsor.

Dos fuerzas actúan en la dirección ascendente. Una es un resultado de una porción de la presión de descarga del difusor actuando contra el fondo del hombro del impulsor. La segunda es la fuerza producida por el momentum del fluido haciendo una vuelta en el pasaje del impulsor. Debido a que el eje puede moverse y posicionarse en contacto con el eje de la cámara del sello la presión del fluido causa una carga de empuje a través del eje al *thrust bearing* del sello. El empuje es el resultado de la fuerza en el tope del eje (presión de descarga multiplicada

por el área del eje) menos la fuerza en el fondo del eje (presión de intake multiplicada por el área del eje). Una descripción grafica se muestra en la figura 13.

Figura 13. Fuerzas de empuje sobre las etapas.



P_t : Fuerza descendente

P_b : fuerza ascendente

F_m : Fuerza producida por el Momentum del fluido

Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

1.3.2.2 Bombas compresoras

Los impulsores están usualmente fijos al eje. Estas bombas se llaman de impulsores fijos o compresoras ya que toda la carga es transferida al eje y no a los difusores. El *thrust bearing* del sello lleva la carga de todos los impulsores más la carga del eje.

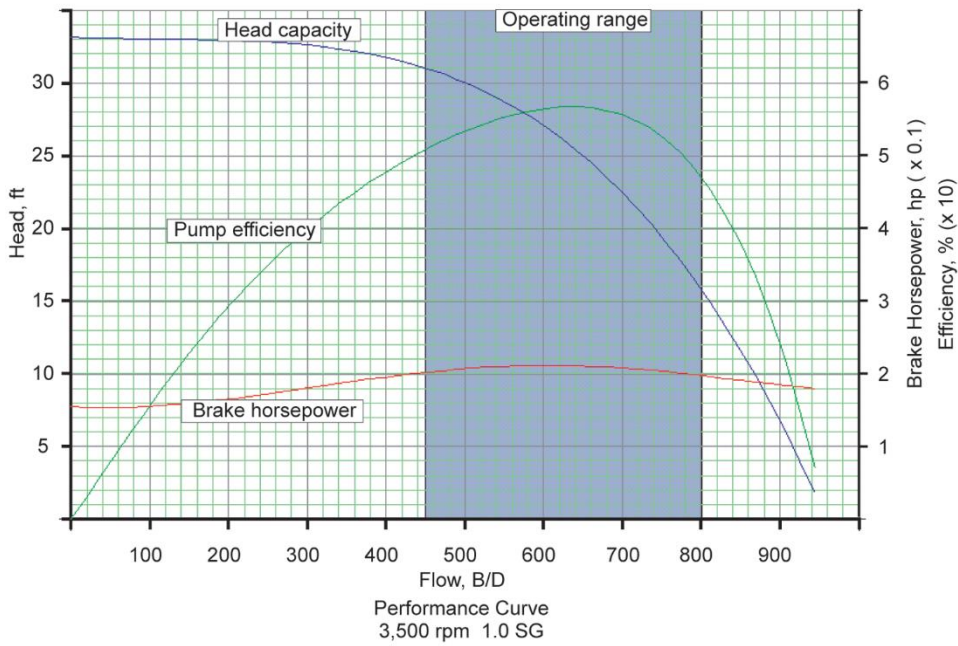
Para mantener el óptimo flujo entre el impulsor y el difusor, el impulsor es diseñado para mantener la posición de *downthrust* a través de su operación. Usualmente el impulsor no transfiere *upthrust* sino hasta que el punto de operación está a la derecha de su punto de operación recomendado.

1.3.2.3 Características de desempeño.

Una curva típica para una bomba de 4" de diámetro con un punto de mejor desempeño a 650 BFPD se muestra en la figuras 15 y 16 un flujo mixto de 6,000 BFPD.

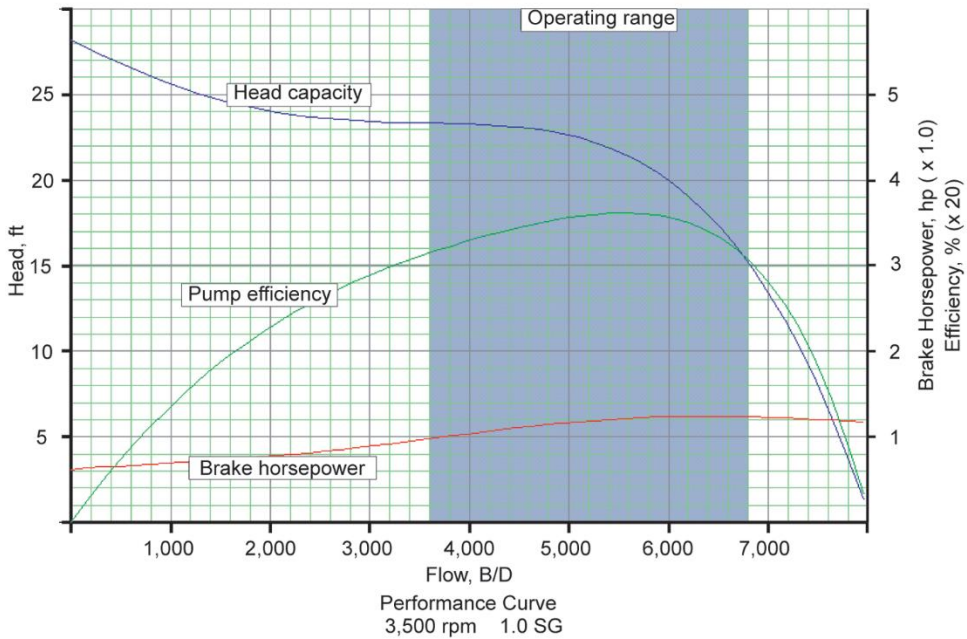
En estas gráficas las variables de cabeza, *brake horsepower* (BHP) y eficiencia de la etapa están graficadas contra la tasa de flujo en el eje x.

Figura 14. Curva típica para una bomba de 4" de diámetro con un punto de mejor desempeño a 650 BFPD.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

Figura 15. Curva típica para una bomba de flujo mixto de 6,000 BFPD.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

La curva *head/flow* (Figuras 14 y 15) muestra la cabeza o levantamiento medido en pies que puede ser producido por una sola etapa. Debido a que la cabeza es independiente de la gravedad específica del fluido, la bomba produce la misma cabeza con todos los fluidos, excepto aquellos que son viscosos o tienen gas libre en la entrada. El área coloreada es la recomendada para operación por el fabricante. El punto de mejor eficiencia está entre estos dos puntos y donde está el pico de la curva de eficiencia. El mínimo punto es usualmente localizado donde la curva está creciendo antes de llegar a ser plana o caer en un *downthrust* aceptable para la capacidad del *thrust washer*. La ubicación del punto máximo se basa en mantener el impulsor en un balance de cabeza producida y eficiencia.

La norma API RP11S2 cubre las pruebas aceptadas para una bomba ESP, los límites de tolerancia y los procedimientos de prueba. Muchos parámetros se usan para mostrar el desempeño de las etapas bajo condiciones dinámicas similares. Muestran que la cabeza (H) es función del diámetro (D) al cuadrado y de la frecuencia (N) al cuadrado. El flujo (Q) es función del diámetro al cubo y directamente proporcional a la frecuencia.

$$\frac{H1}{H2} = \left(\frac{D1}{D2}\right)^2 = \left(\frac{N1}{N2}\right)^2 \quad \text{Ecuación 3}$$

y

$$\frac{Q1}{Q2} = \left(\frac{D1}{D2}\right)^3 = \frac{N1}{N2} \quad \text{Ecuación 4}$$

La curva BHP muestra la potencia requerida para mover una etapa, indicando que la potencia incrementa con el flujo. Las HP también siguen la relación de la ecuación 5 para bombas de diferente tamaño bajo condiciones dinámicas.

$$\frac{HP1}{HP2} = \left(\frac{D1}{D2}\right)^5 = \left(\frac{N1}{N2}\right)^3 \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\frac{H1}{H2} = \left(\frac{D1}{D2}\right)^2 \quad \text{Ecuación 6}$$

$$\frac{Q1}{Q2} = \frac{D1}{D2} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$\frac{HP1}{HP2} = \left(\frac{D1}{D2}\right)^3 \quad \text{Ecuación 8}$$

1.4 CABLE DE POTENCIA

Es un cable de tres fases que transmite la potencia desde superficie hasta el motor. Se asegura con bandas o clamps a la tubería de producción y está construido para las condiciones de fondo especialmente de presión y temperatura.

1.4.1 Partes de Cable.

1.4.1.1 Conductor.

Los conductores son alambres de cobre sólidos, o de múltiples hebras que están cubiertos por una delgada capa de estaño/plomo.

1.4.1.2 Aislamiento.

Existen dos tipos básicos: propileno y caucho sintético de monómero de etileno propileno dieno (EPDM por sus siglas en inglés). El primero soporta temperaturas hasta de 205F (96C) y el segundo hasta de 450F (232C).

1.4.1.3 Chaqueta.

La chaqueta está diseñada para proteger el aislamiento del daño físico. En el cable redondo llena el espacio entre los conductores y el interior de la armadura.

1.4.1.4 Armadura.

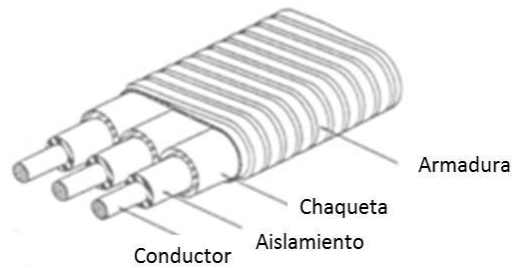
La armadura metálica que está enrollada alrededor de los conductores aislados (cable plano) o de los conductores enchaquetados (cable redondo) tiene como función primaria proveer protección mecánica a los conductores. En el cable redondo protege además del hinchamiento y la descompresión.

1.4.2 Tipos de Cable.

1.4.2.1 Cable plano.

Tiene los tres conductores aislados paralelos con la armadura envuelta sobre ellos lo que da un perfil pequeño en caso que el espacio entre el diámetro interno del revestimiento y el diámetro externo del equipo ESP y/o la tubería de producción sea limitado. Ver Figura 16.

Figura 16. Esquema de cable plano.

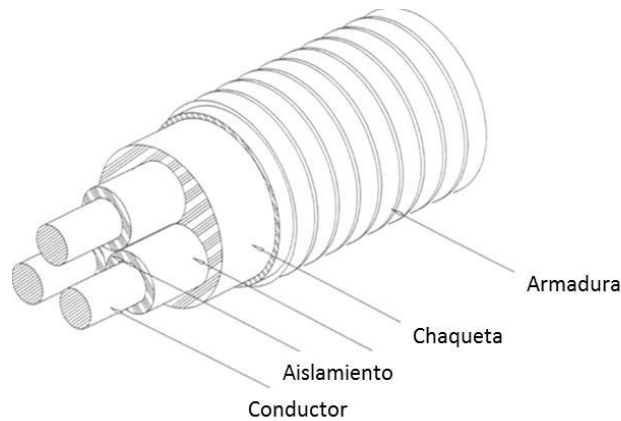


Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

1.4.2.2 Cable redondo

El cable redondo provee mayor protección a los conductores respecto al plano, debido a que soporta ciertas fuerzas de descompresión e hinchamiento sin afectarse. Ver Figura 17. Debido a que la presión está hecha sobre una superficie redonda y el espacio entre los aislamientos y la parte interna de la armadura está llena con material de la chaqueta, se previene la expansión causada por hinchamiento del aceite o descompresión del gas.

Figura 17. Esquema de cable redondo.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

1.4.2.3 *Motor lead extension (MLE).*

Es un cable plano, especialmente construido que se conecta a la conexión eléctrica del motor y se empalma a la parte inferior del cable de potencia (redondo o plano). Se asegura al cuerpo del equipo ESP desde la cabeza del motor, hasta

la descarga de las bombas, siendo su longitud variable de acuerdo con la longitud del ESP. Normalmente tiene una delgada capa de poliamida de alta resistencia dieléctrica sobre los conductores de cobre.

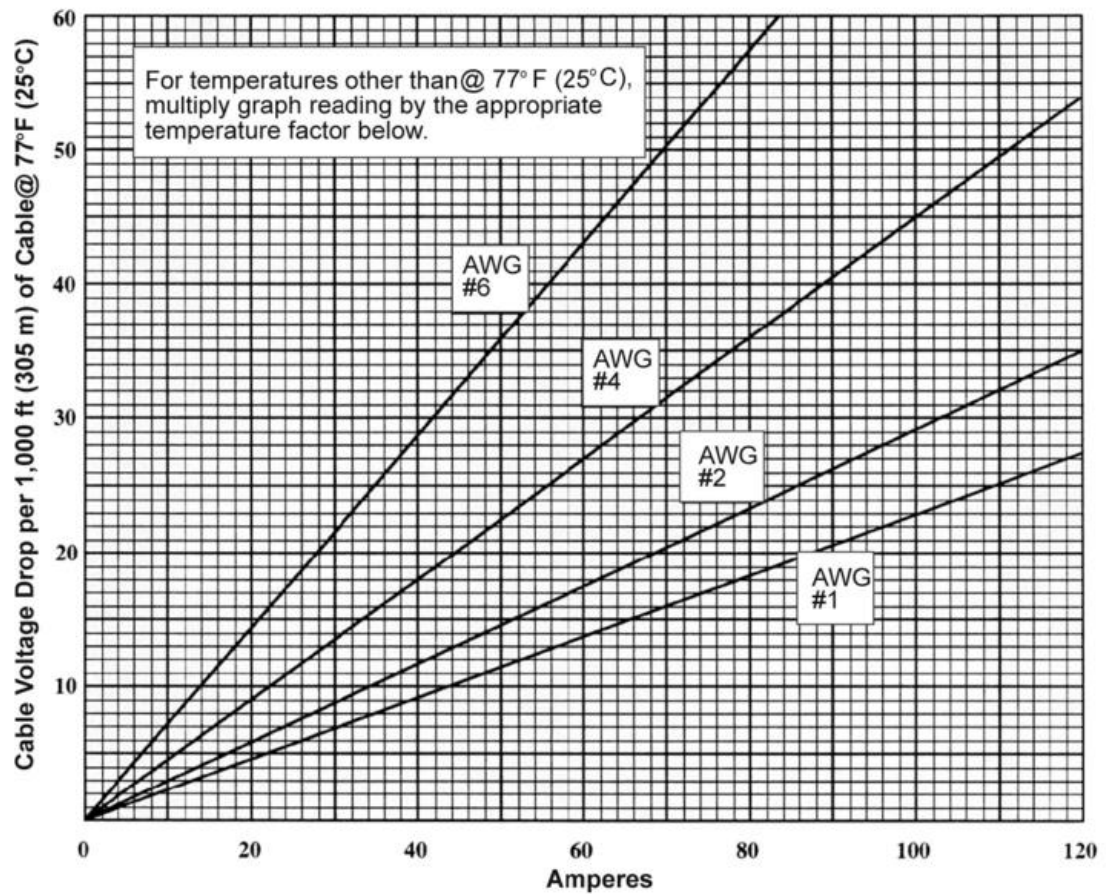
1.4.3 Caída de Voltaje.

Debido a la resistencia del conductor, existe una caída de voltaje a través del cable desde la superficie hasta los terminales de los motores. La figura 18 establece cuánto voltaje se pierde para diferentes conductores de acuerdo con su denominación AWG y el amperaje que circula por el conductor. Las pérdidas se expresan en voltios por cada 1000 pies. Estas pérdidas deben ser corregidas de acuerdo con la temperatura. Para determinar la temperatura del conductor, se usan las cartas de ampacidad como las de la Figura 19. El factor de corrección por temperatura se puede calcular también por medio de la ecuación 9.

$$TCF_{cable} = 1 + 0.00214(T_{conductor} - 77) \quad \text{Ecuación 9}$$

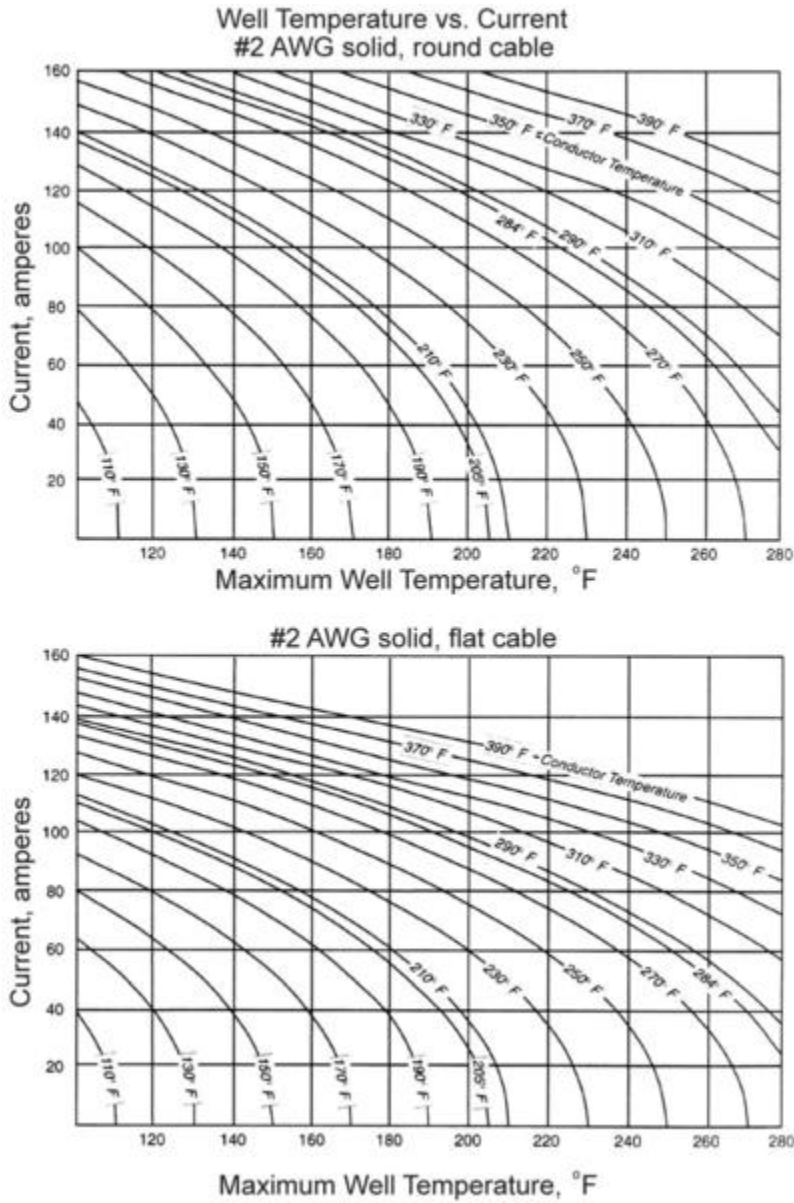
Una vez se calcula la caída de voltaje, se puede calcular el voltaje disponible en las terminales del motor (voltaje en superficie menos caída de voltaje). Si el voltaje entregado es menor que el nominal del motor, se tendrán problemas para el arranque del equipo.

Figura 18. Caída de voltaje en el cable de potencia.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

Figura 19. Curvas de ampacidad.



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Baker Hughes. Ninth Edition. 2009.

CAPITULO II. MOTORES DE IMANES PERMANENTES

2.1 EQUIPO DE FONDO.

El motor de Imanes Permanentes (PMM por sus siglas en inglés) es un sistema electromecánico que consiste en una máquina eléctrica y un interruptor semiconductor para los devanados por fase. Son motores sincrónicos, cuyo deslizamiento del rotor es cero (en un motor asíncrono tradicional es cercano al 6%). Los rotores están fabricados con aleaciones de tierras raras.

El motor sincrónico es un motor eléctrico accionado por corriente alterna que consta de dos componentes básicos: un estator y un rotor. El estator, fijo, exterior, contiene bobinas de cobre que son alimentadas con una corriente alterna para producir un campo magnético giratorio. El rotor magnetizado está sujeto al eje de salida y crea una fuerza de torsión debido al campo giratorio del estator.

Figura 20. Diferencias físicas entre los motores asíncronos y los motores de magnetos permanentes.



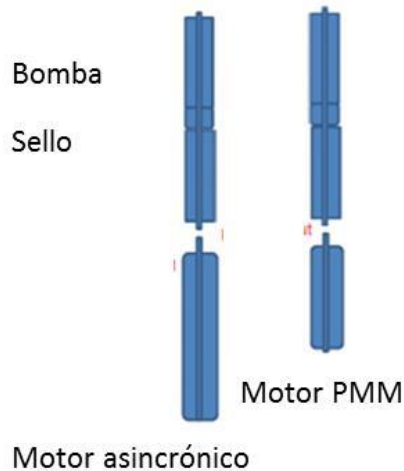
Fuente: BORETS INTERNATIONAL. Submersible Pump Units Utilizing Permanent Magnet Motors.

Los rotores son instalados con magnetos permanentes en vez de laminaciones con barras de cobre en los rotores como en el motor de inducción convencional (jaulas de ardilla). Para funcionar con la bomba eléctrica centrífuga, el motor de imanes permanentes se equipa con los paquetes del rotor de alta velocidad. El diapasón de regulación de la frecuencia de rotación se iguala a 500 - 6000 rpm.¹

¹ BORETS INTERNATIONAL. Submersible Pump Units Utilizing Permanent Magnet Motors. 2014

Los magnetos tienen una densidad de potencia más alta que los rotores de los motores de inducción convencional, lo que significa que son más cortos para las mismas potencias de salida. (Ver Figura 21).

Figura 21. Diferencias en longitudes entre motores asincrónicos y sincrónicos.



Fuente: BORETS INTERNATIONAL. Submersible Pump Units Utilizing Permanent Magnet Motors. 2014.

2.2 BENEFICIOS DEL MOTOR DE MAGNETO PERMANENTE.

- Los imanes suministran el flujo magnético a los rotores, lo cual se traduce en reducción en el suministro de potencia requerida.
- Funcionamiento síncrono (es decir su velocidad de rotación depende exclusivamente de la frecuencia de la corriente que recibe).
- El deslizamiento en el flujo entre rotor y estator es cercano a cero. El flujo del rotor y el estator se mantiene en un ángulo de 90°.
- Aumento de la potencia específica debido a mayores HP para las mismas dimensiones.
- Amplio rango de operación, alta eficiencia, habilidad para arranque suave, fácil control de las características de operación y menor calentamiento del motor.

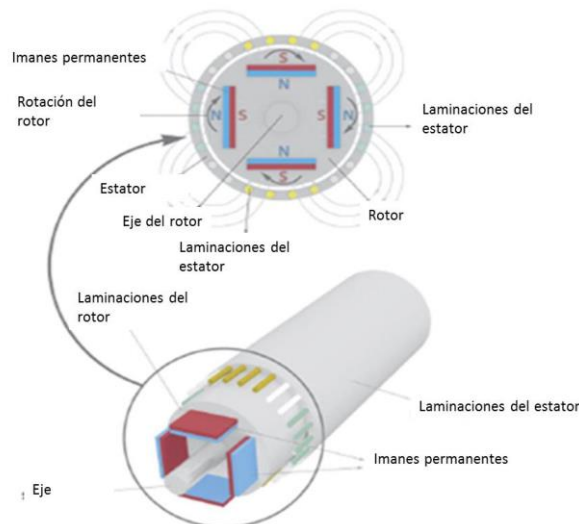
2.3 VENTAJAS DEL MOTOR PMM CON RESPECTO AL MOTOR DE INDUCCIÓN

- Reducción de la corriente de operación hasta en un 15%.
- De 10% a 20% de incremento de eficiencia a potencia nominal.
- Factor de potencia más alto en 14%.
- De 10% a 20% menos en el consumo de potencia.

- Reducción en las pérdidas eléctricas.
- Reducción en el calentamiento del motor.
- Reducción en las longitudes de los motores hasta un 40% y menos peso.
- Los sensores estándar pueden ser conectados.²

La diferencia fundamental entre los motores de imanes permanentes y los motores eléctricos asíncronos, es que los primeros son capaces de regular la velocidad, variando la intensidad de la corriente, mientras que los motores asíncronos pueden ser regulados solo cambiando la frecuencia, usando convertidores, por lo que los motores de imanes permanentes pueden trabajar sin la necesidad de un Variador de frecuencia.³

Figura 22. Principio de operación de los motores de imanes permanentes.



Fuente: BORETS INTERNATIONAL. Submersible Pump Units Utilizing Permanent Magnet Motors. 2014.

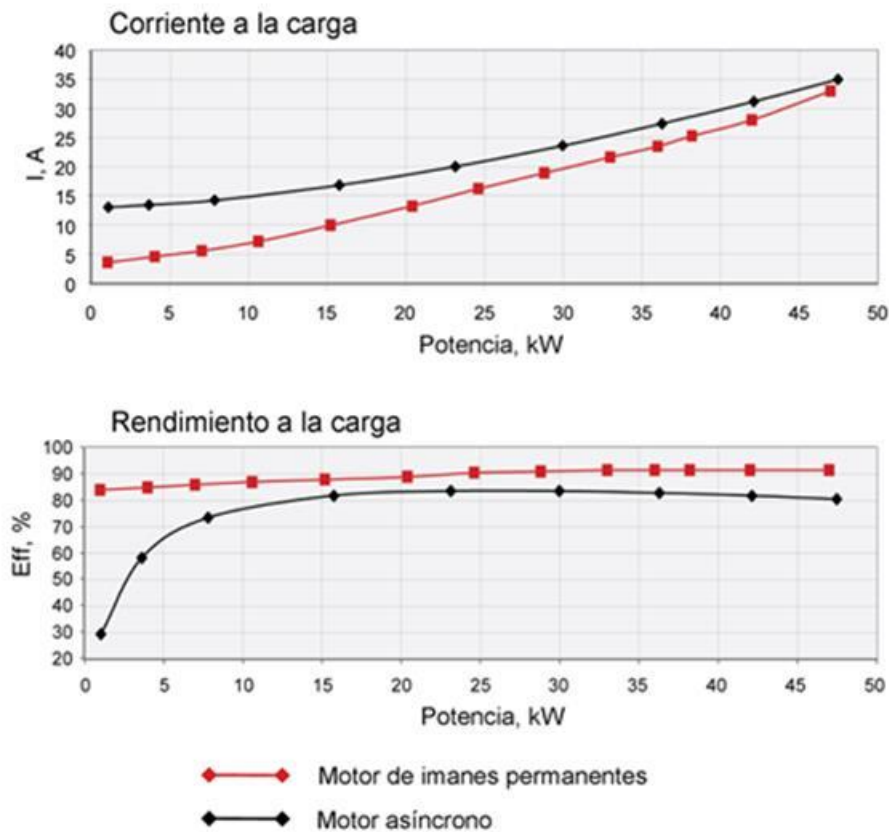
² BORETS INTERNATIONAL. Oil Production Using the Cyclic Well Operation Technology

³ AZANOV, I, (TNK-Nizhnevartovsk, TNK-BP), SHAMIGULOV A, (SNGDU-2, Samotlorneftegaz, TNK-BP). Application of Permanente Motors in Oil Production. SPE-117386-RU. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference an Exhibition, Moscow, Russia. 2008

2.4 COMPARACIÓN ENTRE MOTOR DE IMANES PERMANENTES Y MOTOR ASÍNCRONO.

Las principales características que diferencian estos motores son la corriente y el rendimiento a la carga.

Figura 23. Diferencias entre motores asíncronos y motores sincrónicos.



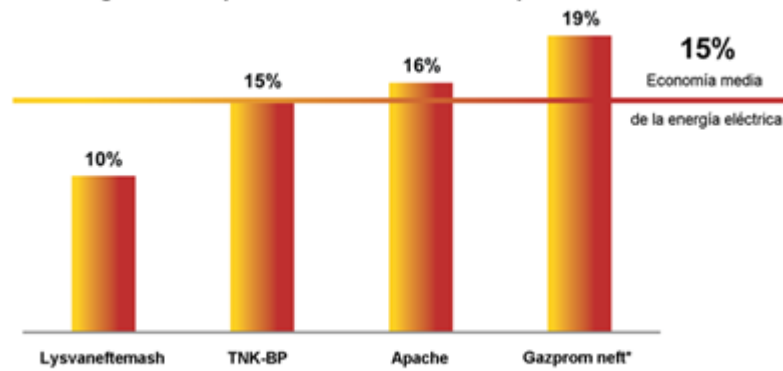
Fuente: BORETS INTERNATIONAL. Submersible Pump Units Utilizing Permanent Magnet Motors.

Como se puede ver en los gráficos, el motor de imanes permanentes tiene la corriente consumida considerablemente menor y el rendimiento más alto. El consumo considerablemente menor de la energía eléctrica con la misma potencia generada y la ausencia de pérdidas en el rotor aseguran el modo térmico de funcionamiento del motor eléctrico de imanes permanentes más favorable en comparación con el asíncrono.

Algunas operadoras petroleras efectuaron mediciones del consumo de energía eléctrica en los pozos, con modos iguales de funcionamiento, equipadas con los motores de imanes permanentes y asíncronos de potencia igual y con las

estaciones de mando con regulación de frecuencia. La reducción del consumo de energía eléctrica con motores de imanes permanentes con respecto a motores asíncronos alcanza hasta 20 %.

Figura 24. Resultados en medición de consumo de energía entre motores asíncronos y motores sincrónicos.



*Conforme a los datos calculados, determinados a base de resultados de explotación.

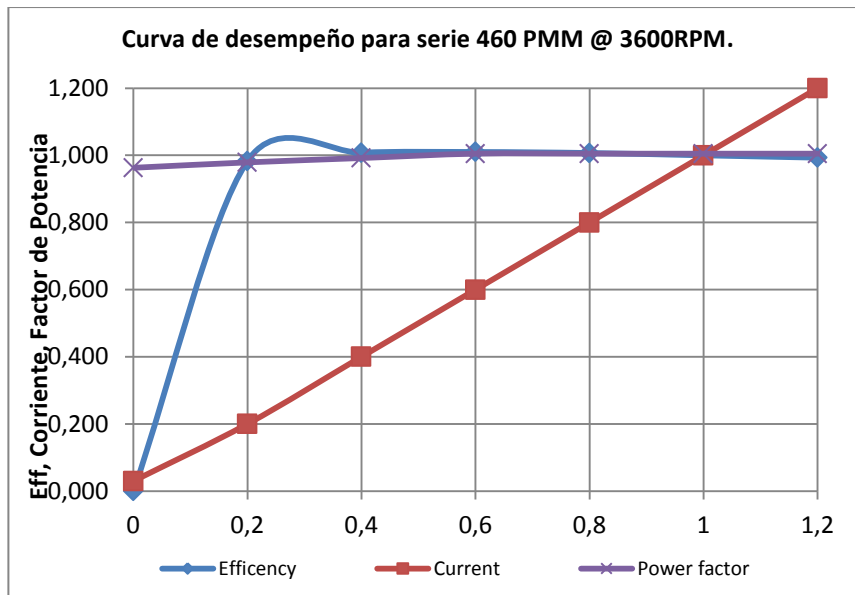
Fuente: BORETS INTERNATIONAL. Submersible Pump Units Utilizing Permanent Magnet Motors.

2.5 CARACTERÍSTICAS DEL DESEMPEÑO

La Figura 25 representa el comportamiento de la eficiencia del motor en función del factor de carga. Dicho factor es expresado como el porcentaje sobre el valor de placa nominal del equipo.

A diferencia del motor convencional, en el que la eficiencia del motor aumenta en cuanto incrementa el porcentaje de carga por corriente, encontrando su máximo valor cuando el porcentaje es 80% (Ver Figura No. 4) y luego decrece, los motores sincrónicos, alcanzan su mayor eficiencia cerca del 40% de carga por corriente llegando hasta el 100% con una disminución en la eficiencia que se puede considerar cero. Es así como se concluye que los motores de imanes permanentes permanecen con una alta eficiencia, cercana al 1.0, en la mayoría de su rango operativo.

Figura 25. Curva de desempeño de un motor asincrónico serie 460 PMM a 3600 RPM.



Fuente: New Lift solutions Colombia. 2015.

Adicional a lo mencionado en este capítulo se efectuaron visitas a un campo que cuenta actualmente con instalaciones de equipos PMM en prueba. No se encontraron diferencias considerables en el manejo de los equipos de superficie ni en la puesta en marcha, aunque deben hacerse modificaciones al Variador de Frecuencia. Se pudo determinar además que no se han presentado incidentes de seguridad industrial ni afectaciones a los equipos ajenos a la prueba, producto del cambio de tecnología

CAPITULO III. DISMINUCION DE CONSUMO DE ENERGIA

3.1 CONDICIONES ACTUALES DE CONSUMO DE ENERGÍA.

Alrededor del 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de longevidad, por lo que se hace cada vez mas importante el desarrollo de los campos maduros, es decir el incremento del factor de recobro de los mismos. Los factores de recuperación de los campos maduros varían entre menos del 5% a más del 80%, ubicando un promedio de recobro en 37%.⁴

Estos campos exhiben habitualmente crecientes cortes de agua, a raíz tanto de la intrusión del acuífero natural en los yacimientos que cuentan con este empuje, como de la inyección de agua en la recuperación secundaria, afectándose así el costo de levantamiento. Estas alzas en el costo de levantamiento están ocasionando que el costo por barril producido vaya en aumento y de no efectuar ninguna mejora, se continuará con un incremento progresivo del factor de consumo de energía haciéndose necesaria la disminución de pozos activos con producción inferior a 30 BOPD, que se convierten en candidatos al abandono, lo que hace complicado alcanzar la producción de crudo definida como meta.

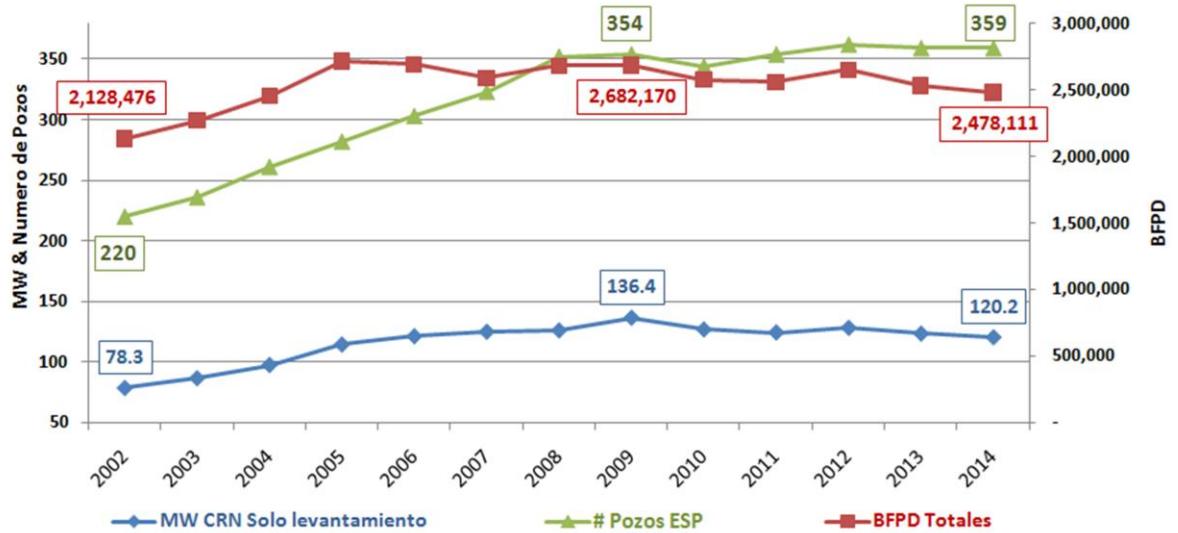
En términos sencillos, lo que se busca es “revivir” algunos activos que hoy no representan mayores utilidades para las compañías, con el objetivo de hacerlos rentables, además de la posibilidad de incrementar reservas, producción y rentabilidad de los activos maduros. Estos proyectos, a diferencia de la tarea de emprender una nueva exploración, permiten obtener beneficios en un menor plazo de tiempo.

Para mantener la misma tasa de producción de crudo, en los campos maduros, se tienen factores de consumo al alza. En la gráfica siguiente se observa el comportamiento de dicho factor en el tiempo, en pozos de un campo en el que el corte de agua está continuamente incrementando.

Es, entre otras razones, por el comportamiento antes mencionado, que es necesario mantener en línea recta (acorde a la depletación natural del campo) la tasa de crudo, buscando siempre que los pozos abiertos a producción tengan un factor de retorno positivo. Es precisamente por este factor de retorno que las implicaciones de los precios de la energía influyen de manera sustancial en el manejo de la producción de los campos con empuje hidráulico (natural o mediante recobro mejorado).

⁴USMAN, A. Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros. www.slb.com

Figura 26. Comportamiento del consumo de energía en función de los barriles producidos.

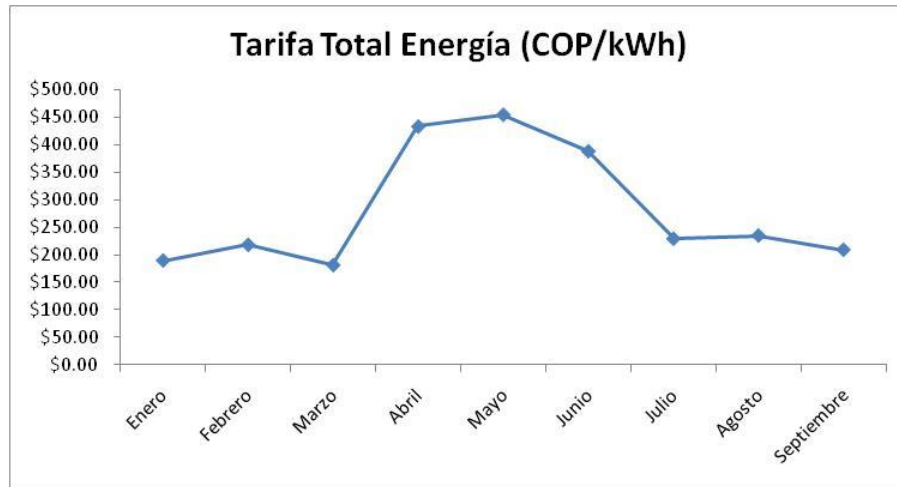


Fuente: Occidental de Colombia, Identificación del Impacto de Variables Estratégicas de Operación y Diseños ESP en el Consumo de Energía en Cravo Norte, 2002 – 2013.

En 2014, se han presentado reajustes importantes en el precio de la energía en Colombia, debido a los altos costos de esta en la bolsa y la decisión de las compañías generadoras de cuidar sus embalses ante la sequía que se puede presentar por causas del fenómeno de El Niño (hacia mediados del 2015), lo que ha propiciado la generación térmica, que es más costosa, con los consecuentes aumentos que afectarán a todos los clientes que tienen⁵.

⁵ PERIODICO PORTAFOLIO, Artículo Tarifas de energía están subiendo gradualmente. Junio 17 de 2014

Figura 27. Comportamiento del Costo de la Energía En 2014.



Fuente: Occidental de Colombia. 2015

Luego de hacer innumerables esfuerzos por disminuir los consumos de energía, mediante optimizaciones de equipo de superficie, se explora ahora la posibilidad de controlar estos costos con los equipos de fondo, mejorando los equipos de levantamiento artificial.

Comparado a los motores asíncronos, tradicionales, el motor de imanes permanentes tiene un número de características que hace su aplicación económicamente atractiva y relevante en campos maduros como el evaluado. El comportamiento de los precios de la energía, antes mencionados y de los factores de levantamiento y corte de agua, hace necesaria la innovación en los equipos de levantamiento.

3.2 SIMULACIONES DE EQUIPOS DE IMANES PERMANENTES

Para determinar los modelamientos, se escogieron 5 pozos para simulación. Con ellos se evaluará la viabilidad técnica y económica de la instalación de motores con imanes permanentes. Los resultados se resumen en la Tabla 3 y la Figura 28 a Figura 37. Para determinar la muestra se utilizaron los siguientes criterios de inclusión:

- Pozos con baja relación gas-petróleo.
- Pozos con producción de sólidos, menores a 100 ppm, medidos en superficie.
- Pozos con motores convencionales instalados, con potencias menores o iguales a 330HP.

Tabla 3. Resultado de las simulaciones con motores convencionales y motores de imanes permanentes.

POZO	MOTOR DE IMAN PERMANENTE		MOTOR CONVENCIONAL	
	FRECUENCIA Hz	CONSUMO DE ENERGIA KWh	FRECUENCIA Hz	CONSUMO DE ENERGIA KWh
A-1	60.0	86.4	53.9	102.1
A-2	55.0	29.0	50.6	47.0
A-3	54.4	71.6	55.0	52.2
A-4	58.3	87.0	55.9	103.4
A-5	63.0	116.6	54.3	200.3

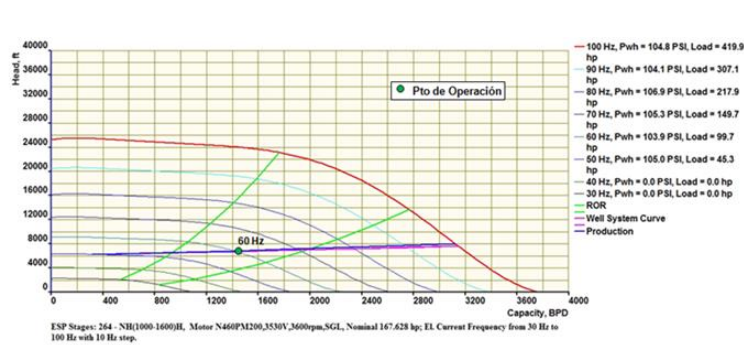


Figura 28. Simulación pozo A-1 equipo con motor de imán permanente.

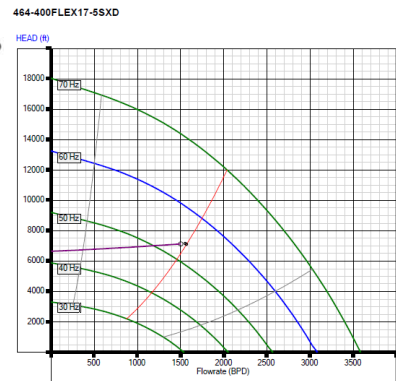


Figura 29. Simulación pozo A-1 equipo con motor convencional.

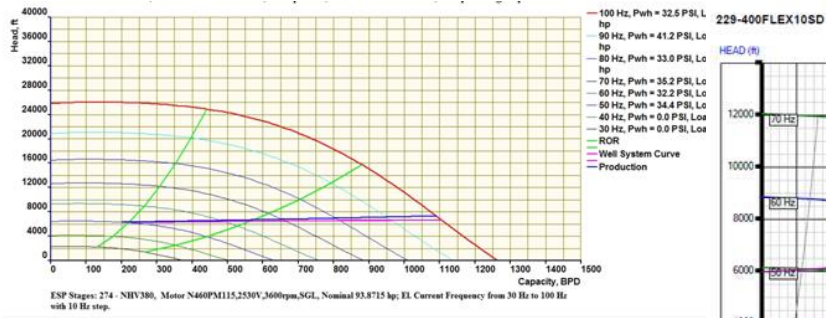


Figura 30. Simulación pozo A-2 equipo con motor de imán permanente.

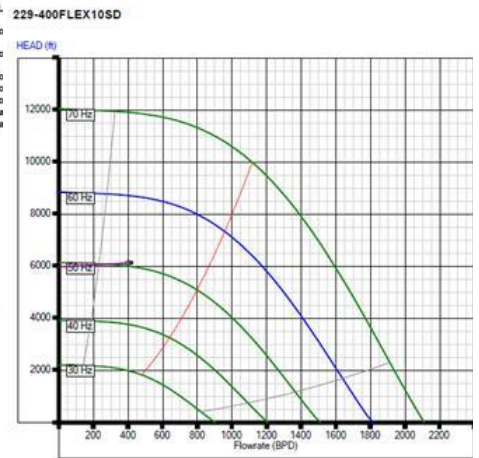


Figura 31. Simulación pozo A-2 equipo con motor convencional.

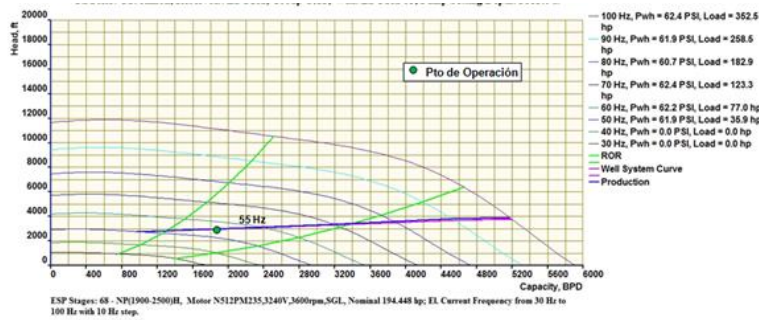


Figura 32. Simulación pozo A-3 equipo con motor de imán permanente.

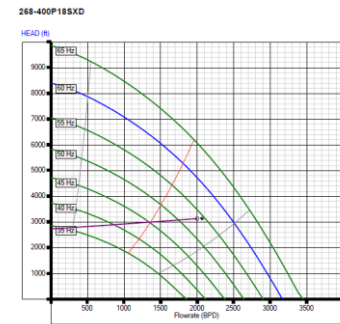


Figura 33. Simulación pozo A-3 equipo con motor convencional.

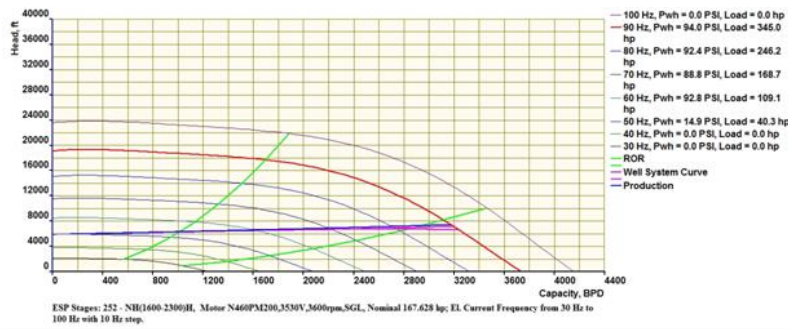


Figura 34. Simulación pozo A-4 equipo con motor de imán permanente.

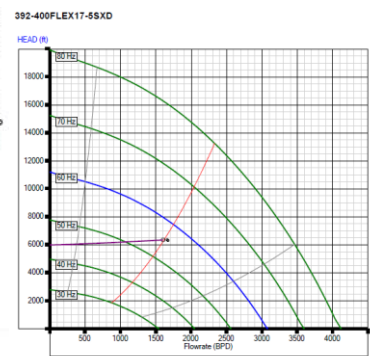


Figura 35. Simulación pozo A-4 equipo con motor convencional.

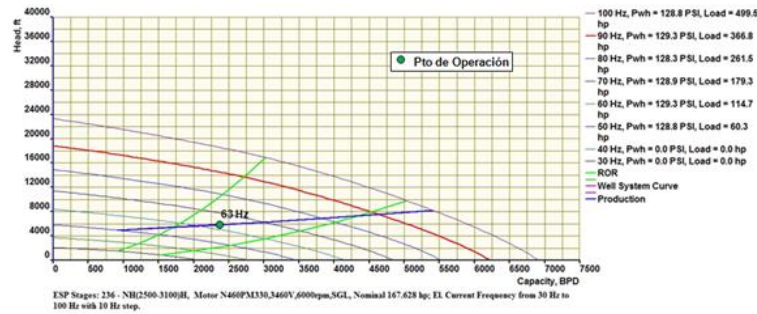


Figura 36. Simulación pozo A-5 equipo con motor de imán permanente.

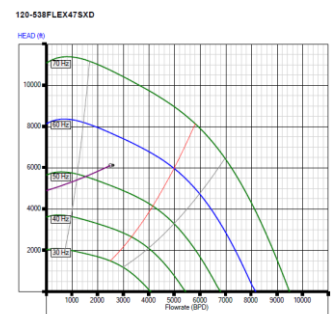


Figura 37. Simulación pozo A-5 equipo con motor convencional.

De las gráficas anteriores se deduce que los caudales propuestos, y a los que actualmente están operando los equipos convencionales son alcanzables por los equipos con motores no convencionales, y se tiene igualmente un rango amplio de maniobra para mantener caudales menores y mayores al original de diseño, conservando altas eficiencias.

Técnicamente el sistema de equipo electrosumergible, cuyo motor es sincrónico, es igualmente eficiente que los sistemas con motores convencionales, por lo que es aplicable en los pozos estudiados.

3.3 CÁLCULO DE NUEVO COSTO POR LEVANTAMIENTO.

En el campo, objeto de estudio se tiene un total de 311 pozos activos, de los que 155, tienen instalados motores convencionales con potencias menores o iguales a 330 HP. Es sobre este 50% del campo que se puede estimar una reducción

cercana al 20% (Ver resultados de Tabla 3) en el consumo de energía, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 4. Disminución en el consumo de energía por instalación de motores PMM.

Consumo actual de energía MW/día		Disminución de consumo de energía			
Para 155 pozos		5%	10%	15%	20%
113.38		117.71	102.04	96.37	90.70
Valor energía USD/MW		Comportamiento de pago por energía USD			
113.0	13301.23	11571.20	10889.81	10249.10	
116.7	13736.76	11950.08	11246.38	10584.69	
120.4	14172.28	12328.96	11602.95	10920.28	
124.1	14607.81	12707.84	11959.52	11255.87	
127.8	15043.34	13086.72	12316.09	11591.46	
131.5	15478.87	13465.60	12672.66	11927.05	
135.2	15914.39	13844.48	13029.22	12262.64	
138.9	16349.92	14223.36	13385.79	12598.23	
142.6	16785.45	14602.24	13742.36	12933.82	
146.3	17220.97	14981.12	14098.93	13269.41	

De acuerdo con los menores valores de consumo de energía de la Tabla 3, se considera el cálculo del nuevo factor de levantamiento en los pozos evaluados.

Tabla 5. Disminución en el factor de levantamiento por instalación de motores PMM.

POZO	MOTOR DE IMAN PERMANENTE		MOTOR CONVENCIONAL		DISMINUCION	
	CONSUMO DE ENERGIA MW	FACTOR CONS (MW/BFPD)	CONSUMO DE ENERGIA MW	FACTOR CONS (MW/BFPD)	CONSUMO DE ENERGIA%	FACTOR CONS (MW/BFPD)%
A-1	0.086	0.05059	0.102	0.06000	15	16
A-2	0.029	0.05273	0.047	0.08545	38	38
A-4	0.087	0.03375	0.103	0.06438	16	16
PROMEDIO					23%	23%

El cambio en el factor de levantamiento total de campo cambia de la siguiente manera, teniendo en cuenta solo el 50% de los equipos instalados, que tienen motores de hasta 330 HP.

Tabla 6. Cambio en el factor de levantamiento total por instalación de motores PMM.

Disminución en consumo %(en el 50% del campo)	Consumo de energía MW/día	Factor de consumo MW/BFPD
Actual	129.84	0.052
5	126.59	0.051
10	123.35	0.050
15	120.10	0.048
20	116.86	0.047

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO.

El estudio económico está encaminado al análisis de los costos de instalación e implementación de motores PMM en comparación con los propios de los sistemas convencionales.

3.4.1 Costo de las instalaciones y puesta en marcha de motores PMM.

Debido a que no se cuenta con un espacio dispuesto para el almacenamiento de los equipos antes de ser instalados, es necesario adecuar una plataforma cuyo valor es amortizable.

Con el objetivo de cuantificar la disminución del consumo de la energía, y validar lo obtenido en los simuladores se decide instalar en cabeza de pozo, a la salida del VSD un equipo para medición de consumo cuyo costo es depreciable. El mismo equipo está actualmente instalado en los pozos objeto de estudio con el objetivo de hacer comparación de consumo de energía.

Tabla 7. Costo de las instalaciones y puesta en marcha de motores PMM.

Concepto	Valor
Inversión Inicial	
Cambios en superficie y el equipo de medición por cada pozo (depreciables)	50,000
Adecuación de bodega (amortizables)	5,000
Costos Operativos	
Alquiler mensual de montacargas	5,000

3.4.2 Bases para el análisis.

- Actualmente la mayoría de los sistemas ESP instalados en el campo de estudio, se pagan bajo la modalidad de renta, con un monto diario establecido, de acuerdo con las características del equipo. La diferencia en

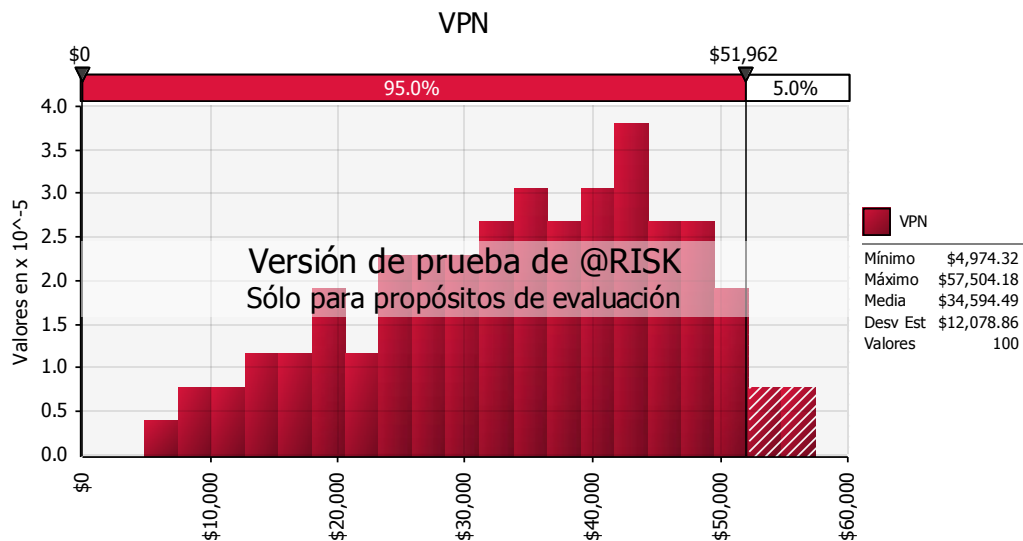
la renta se estima en un valor más probable de 10% la cual podría ser 2% y máximo 20%.

- El valor del costo de la energía se espera que tenga un promedio de 0.026 US/kw con un valor mínimo de 0.017 US/kw y un valor máximo de 0.052 US/kw dentro de una distribución normal con media de 75 y desviación estándar de 10.
- Cada mes se instalarían dos nuevos equipos durante 5 meses.
- El valor de los equipos respecto a los equipos convencionales, fluctúa entre -5% y 20%.
- Se espera una vida promedio de los equipos de 24 meses.
- Las depreciaciones y amortizaciones se harán en línea recta a 36 meses.

3.4.3 Resultados del análisis.

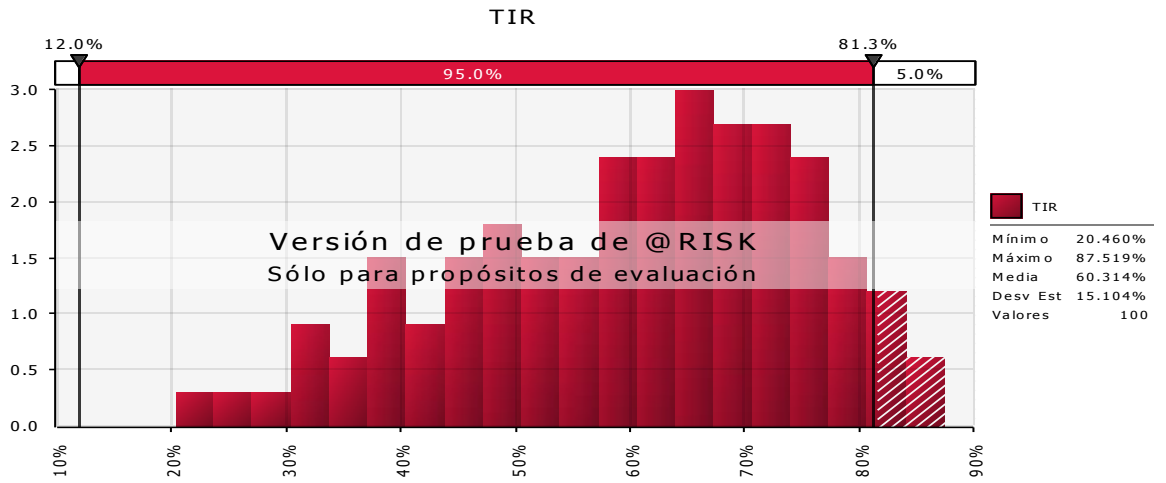
De acuerdo con estas variaciones, se calcula la distribución del Valor Presente Neto (VPN), para este proyecto, con los resultados siguientes:

Figura 38. Comportamiento del VPN a lo largo del proyecto.



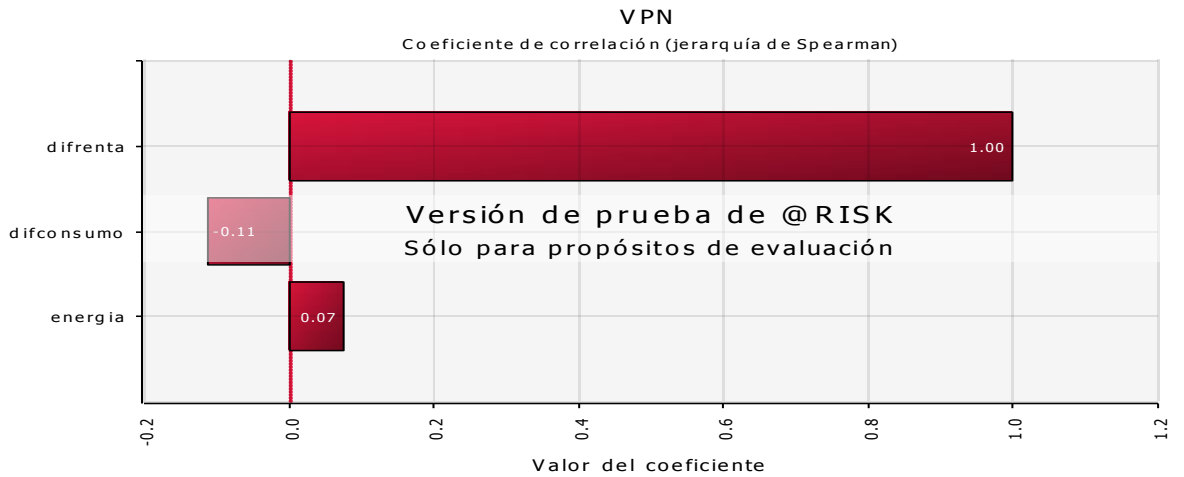
Fuente: Elaboración propia en software gratuito @RISK.

Figura 39. Comportamiento del TIR a lo largo del proyecto.



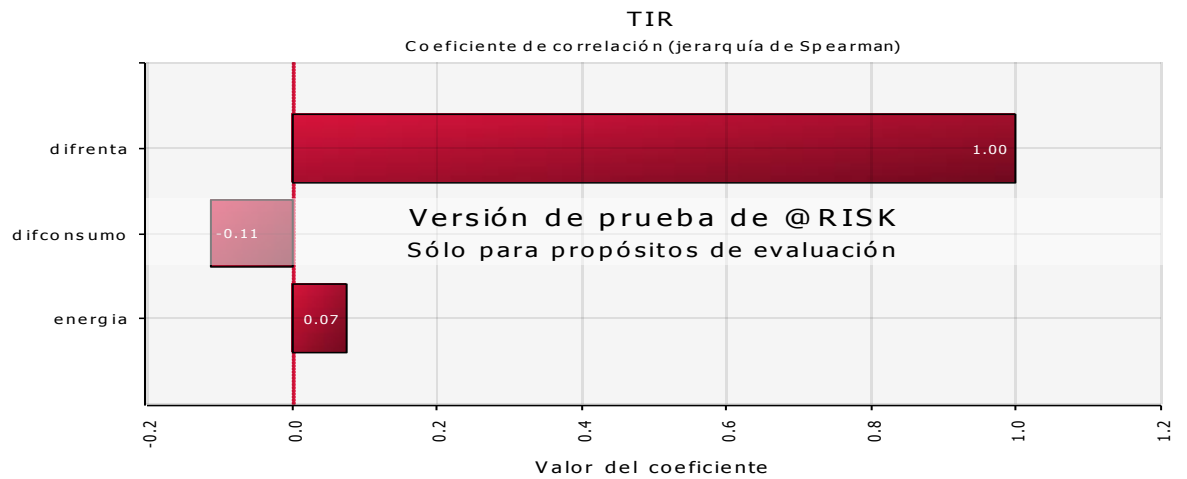
Fuente: Elaboración propia en software gratuito @RISK.

Figura 40. Importancia de cada una de las variables en el comportamiento del VPN.



Fuente: Elaboración propia en software gratuito @RISK.

Figura 41. Importancia de cada una de las variables en el comportamiento del TIR.



Fuente: Elaboración propia en software gratuito @RISK.

Tabla 8. Sensibilidad a la diferencia en renta.

Sensibilidad a la diferencia en renta	
Diferencia	VPN
2.0%	390,522
4.0%	390,311
6.0%	390,100
8.0%	389,888
10.0%	389,677
12.0%	389,466
14.0%	389,255
16.0%	389,044
18.0%	388,833
20.0%	388,622

Tabla 9. Sensibilidad a la diferencia en consumo.

Sensibilidad a la diferencia en consumo		
Diferencia	VPN	TIR
2.0%	0.02	2.0%
4.0%	0.04	4.0%
6.0%	0.06	6.0%
8.0%	0.08	8.0%
10.0%	0.10	10.0%
12.0%	0.12	12.0%
14.0%	0.14	14.0%
16.0%	0.16	16.0%
18.0%	0.18	18.0%
20.0%	0.20	20.0%

Tabla 10. Sensibilidad al cambio en el precio de la energía.

Sensibilidad al precio de la energía		
Diferencia	VPN	TIR
0.1130	42,811	70.6%
0.1167	42,684	70.5%
0.1204	42,558	70.3%
0.1241	42,432	70.2%
0.1278	42,305	70.1%
0.1315	42,179	69.9%
0.1352	42,053	69.8%
0.1389	41,926	69.6%
0.1426	41,800	69.5%
0.1463	41,674	69.3%
0.1500	41,547	69.2%

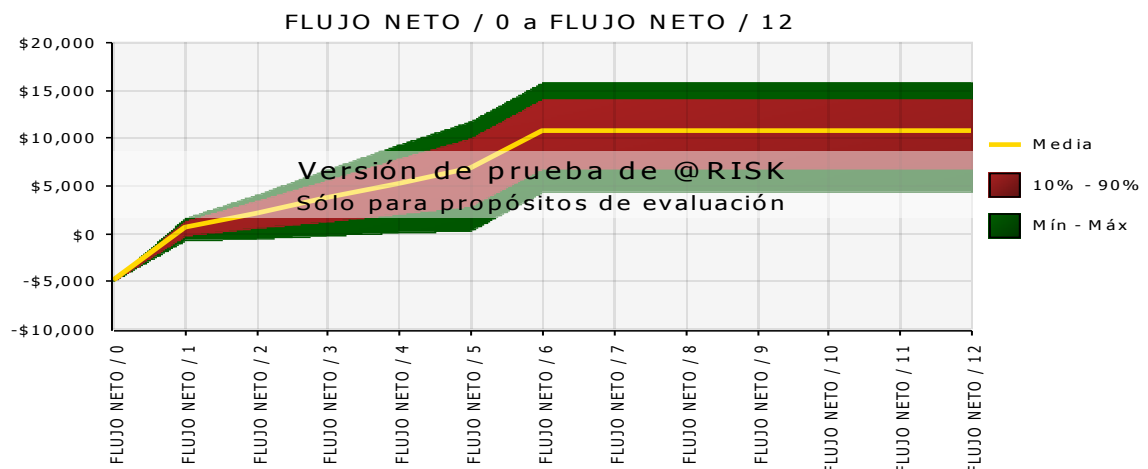
El comportamiento del VPN que se encuentra a lo largo del proyecto (Ver Figura 38) es en todos los casos positivo, teniendo en su caso más negativo 4974.32 y en el caso más positivo es 57504,18. Este valor al ser revisado con la tendencia del

TRL (Ver Figura 39), en cuyos escenarios siempre se tiene valores por encima del 12% (tasa de descuento) permite concluir que es un proyecto realizable y con una muy alta probabilidad de retorno de la inversión.

Efectuando un análisis de la importancia de las diferentes variables en el comportamiento de los parámetros de evaluación, se encuentra que este proyecto es altamente dependiente de la variación en la diferencia en el pago de la renta diaria por equipo instalado (Ver Figura 40 y Figura 41). Acorde con estos resultados, el proyecto es viable incluso en el margen máximo de variación de la renta, es decir, aún si los equipos PMM tienen un valor de renta diario mayor en un 20% a los equipos convencionales actuales.

Al analizar las diferencias en el consumo de energía y en la variación de los precios de la misma, el VPN y TIR siempre permiten que el proyecto sea atractivo. Incluso en el caso, cuya diferencia en consumo real, sea solo del 2% menor respecto al convencional, es atractiva la instalación de los equipos.

Figura 42. Flujo Neto a lo largo del Proyecto.



Fuente: Elaboración propia en software gratuito @RISK.

Al hacer el análisis del comportamiento del flujo neto a lo largo del proyecto, se encuentra una tendencia al aumento durante los años de instalación de los equipos, que es más pronunciada en el primer año. A partir del año en que se han instalado los equipos en prueba, y al considerarse un porcentaje de disminución de consumo de energía constante, el flujo permanece lineal entre valores de USD 5,000 y USD 15,000.

3.5 ANÁLISIS DE REACTIVACIÓN DE POZOS.

Uno de los análisis que se puede efectuar con la disminución del consumo de energía, es la reactivación de pozos apagados. De acuerdo con la evaluación del

EBITDA, en el caso que el valor arrojado sea negativo, el pozo debe apagarse, debido a que no es económico mantenerlo en producción. Dicho valor es evaluado cada mes, para verificar el encendido de pozos apagados anteriormente o el apagado de algunos activos, de acuerdo con la fluctuación del valor de la energía y el precio del crudo. Se efectúa entonces el análisis económico de los pozos que se encuentran apagados, asumiendo una disminución en el consumo de energía de 20% en cada uno de ellos.

Tabla 11. Pozos candidatos a reactivación. Análisis motores convencionales respecto a motores PMM.

Pozo	Consumo de Energía actual MW/día	EBITDA	Consumo de energía PMM MW/día	EBITDA	Aumento en Reservas BO
A-6	1.09	(587)	0.87	68	64,140
A-7	0.21	(201)	0.17	(91)	N/A
A-8	0.69	(73)	0.55	390	20,000
A-9	0.44	(16)	0.35	278	80,000
A-10	0.86	(846)	0.69	(386)	N/A
A-11	0.15	(150)	0.12	(69)	N/A
A-12	0.37	(199)	0.30	24	9,743

Tarifa de energía 80.2 USD/MW. Precio del crudo 75 USD/BO.

De los siete (7) pozos candidatos a ser apagados por EBITDA negativo, cuatro de ellos, pueden permanecer activos produciendo, aumentando las reservas en 173,883 BO.

Se concluye entonces que esta tecnología puede ayudar en la revitalización de pozos, específicamente de campos maduros y en el aumento de reservas.

CAPITULO IV. MODELOS DE NEGOCIACION

4.1 PLANTEAMIENTO DE DIFERENTES ALTERNATIVAS DE CONTRATACION

Debido a que es necesaria una negociación para la instalación de motores PMM, bajo el esquema de prueba no solo para verificar el consumo de los equipos respecto a lo indicado por el simulador, sino también para asegurar que la eficiencia se mantenga en el tiempo, y luego de determinar que el punto mas relevante en el análisis económico es el valor del equipo (Figura 41), se proponen los siguientes modelos de negociación:

4.1.1 Prueba y compra (Try and buy).

Este modelo consiste en que después de 365 días de instalar el equipo PMM, una vez se haya comprobado que los consumos de energía, son menores en el porcentaje esperado (mínimo 12%), y la eficiencia no disminuye, el equipo de fondo y de superficie se compra. En caso que el consumo de energía no cumpla el porcentaje esperado, el equipo no se paga y se espera hasta la falla para que la empresa proveedora lo recupere.

Si el equipo se retira por falla antes de 365 días, no se efectúa ningún pago. Si es necesario retirar el equipo por causas ajenas al mismo, se debe pagar reparación para que el equipo quede en las mismas condiciones operativas en que estaba antes de ser instalado.

- Ventajas:
 - El costo del equipo puede ser menor al efectuar una negociación de compra y sin licitación.
 - El pago se realiza después de comprobar los resultados.
 - No se efectúan pagos en un año, si el equipo es retirado por falla.

- Desventajas:
 - Es necesario esperar por lo menos 365 días para ver el desempeño del equipo en cuanto a desgaste, es decir que el equipo no pueda extraer el caudal para el que fue diseñado.
 - Antes de hacer el pago es necesario verificar que la disminución en consumo de energía se mantenga en el tiempo, respecto al que se obtendría con un equipo convencional. Para esto se requiere tomar medidas a caudales estabilizados.
 - Constituye un riesgo alto para el proveedor, debido a que puede perder la inversión en el equipo, en caso de que la prueba no sea exitosa.
 - Permite menor flujo de caja en el OPEX.
 - El equipo propiedad de la operadora, una vez el equipo sea retirado del pozo debe tener un manejo de disposición especial, debido a que posee magnetos.

4.1.2 Pago de *leasing*.

Bajo este esquema se encuentra actualmente uno de los contratos de suministro de equipos convencionales. Consiste en pagar el equipo mensualmente bajo un monto diario calculado a partir del valor del equipo dividido entre los días que se espera que el mismo funcione (1000 días para equipos convencionales), al cabo de los cuales el equipo pasa a ser propiedad de la operadora. Debido a que los equipos se consideran en prueba, dicho pago se comenzaría 90 días después de que el equipo sea instalado. En este caso, si antes de cumplir el equipo, 90 días de instalado, este presenta falla atribuible al equipo de fondo, no se efectúa ningún pago.

En caso que el equipo consuma al menos 12% por debajo del consumo de un equipo convencional se paga el costo mensual hasta alcanzar el valor del equipo. Para esto es necesario que sea continua en el tiempo la comparación entre equipos en consumo de energía y eficiencia, es decir que pueda extraer el caudal para el que fue diseñado. Si la pérdida de eficiencia del mismo, dentro de los 1000 días, no lo permite, se suspende el pago mensual.

Si es necesario retirar el equipo por falla, no se continúa el pago mensual. Si por el contrario, es necesario retirar el equipo por causas ajenas al mismo, se suspende el pago mensual y se debe pagar reparación para que el equipo quede en las mismas condiciones operativas en que estaba antes de ser instalado.

Si una vez instalado el motor PMM no se alcanza el ahorro de energía esperado, se paga el costo mensual, descontando el valor de la energía que no se logró ahorrar. En caso de que el equipo falle, se suspende el pago mensual, pero si es necesario retirarlo del pozo por otras causas además de suspender el pago no se paga reparación.

- **Ventajas:**
 - Se tendría una comparación de pago 1:1 con los equipos convencionales, debido a que se tiene el mismo modelo con un proveedor de equipos convencionales.
 - Permite mayor flujo de caja en el OPEX.
 - Se hace un pago por desempeño hasta el tiempo esperado de vida del equipo.
 - El pago mensual finaliza en el día 1000.

- **Desventajas:**
 - Antes de hacer el pago es necesario verificar que la disminución en consumo de energía se mantenga en el tiempo, respecto al que se obtendría con un equipo convencional. Para esto se requiere tomar medidas a caudales estabilizados.
 - El equipo propiedad de la operadora, una vez el equipo sea retirado del pozo debe tener un manejo de disposición especial, debido a que posee magnetos.

4.1.3 Pago de Renta

Bajo este esquema se encuentra actualmente otro de los contratos de suministro de equipos convencionales.

Consiste en pagar el equipo por un monto diario calculado a partir del valor del equipo, multiplicado por un factor de financiamiento y dividido entre los días que se espera que el mismo funcione (955 días para equipos convencionales), aunque se paga mientras el equipo esté instalado.

Se considera igualmente comenzar el pago 90 días después de que el equipo sea instalado. Si el equipo falla antes de estos 90 días, no se efectúa ningún pago.

En caso que el equipo consuma entre el 8% y el 12% menos que el mismo diseño para equipo convencional, se paga el costo mensual, multiplicando por un factor de 1.05, hasta alcanzar el valor del equipo. Si por el contrario el equipo tiene una diferencia en consumo menor al 8%, el factor es 0.7. En caso que la diferencia en consumo sea 20% o mas, a favor de los equipos PMM, el factor de financiación se fijará en 1.2. Esta reducción en consumo se determina de acuerdo al reporte mensual generado por ambas partes según las mediciones en superficie mencionadas en el Capítulo III. Las diferencias en consumo se verifican mientras el equipo instalado suministre el caudal para el que se diseñó. Si la pérdida de eficiencia del mismo, dentro de los 955 días, no lo permite, se suspende el pago mensual.

Si es necesario retirar el equipo por falla, no se continúa el pago mensual. Si por el contrario, es necesario retirar el equipo por causas ajenas al mismo, se suspende el pago mensual y se debe pagar reparación para que el equipo quede en las mismas condiciones operativas en que estaba antes de ser instalado.

Si una vez instalado el motor PMM el ahorro de energía es menor al 8%, se paga el costo mensual. En caso de que el equipo falle, se suspende el pago mensual, pero si es necesario retirarlo del pozo por otras causas además de suspender el pago de renta, no se paga reparación.

- Ventajas:
 - Se tendría una comparación de pago 1:1 con los equipos convencionales, debido a que se tiene el mismo modelo con un proveedor de equipos convencionales.
 - Permite mayor flujo de caja en el OPEX.
 - Se establecen factores de financiamiento de acuerdo al desempeño del equipo.
 - Debido a que el equipo nunca es propiedad de la operadora no es necesario hacer disposición especial de los magnetos una vez el equipo se retire del pozo.

- Al existir la posibilidad de pagar renta, incluso por un tiempo superior a la expectativa de vida del equipo, se hace un aliciente al proveedor por desempeño.
- Desventajas:
 - Es necesario hacer comparación continua para verificar la diferencia de consumo en el tiempo, mientras se mantenga el pozo en el mismo caudal de producción.

Cualquiera sea el caso de negociación, una vez el primer equipo instalado haya trabajado durante tres meses, sin falla, se procede a instalar el segundo equipo.

4.1.4 Personal

Considerando que los equipos de fondo y superficie son diferentes a los que usualmente se usan en levantamiento artificial con ESP convencional, se solicita personal todo el tiempo en la operación durante el periodo que se considere de prueba, bajo cualquiera de los tres escenarios anteriores que aplique.

El personal debe:

- Instalar el equipo de fondo y superficie.
- Efectuar la puesta de marcha de los equipos.
- Operar los equipos de superficie.
- Monitorear las variables de producción, comportamiento eléctrico del equipo y consumo de potencia.

Por tal razón el personal bajo cualquier modelo de negociación debe ser personal con una experiencia mínima de 5 años en equipos de este tipo.

CONCLUSIONES RESPECTO AL MODELO DE NEGOCIACION.

De acuerdo a que los pozos considerados en este análisis, son aquellos cuya producción está entre 1,000 y 3,500 BFPD, con cortes de agua superiores al 90% se establece el Modelo de Renta como la mejor opción. Esto debido a que un cambio en las variables de análisis económico puede cambiar el factor de retorno. En caso que la producción de crudo de un pozo con motor PMM instalado disminuya, el precio del crudo baje, o el de la energía aumente, cualquiera de ellos fuera de lo presentado en este trabajo, y el análisis EBITDA indique que debe ser apagado, el pago de renta puede congelarse. En este escenario, bajo el modelo de compra se tendría un activo instalado del que no se tiene retorno, y en caso de *leasing* se tendría esta misma condición una vez se haya alcanzado el tiempo de vida esperado, es decir el equipo sea propiedad de la operadora.

4.2 PROTOCOLO DE PRUEBA

Se instalarán dos (2) equipos con motores de imanes permanentes. Los equipos serán instalados en pozos en los que se haya tenido una falla de equipo de fondo, con motor convencional y para los que se establezca que en el nuevo servicio las condiciones de caudal, superficie (Presión en cabeza de pozo –WHP-) y yacimiento (Índice de productividad –IP-, presión estática –PS-, corte de agua –WC-) no cambian considerablemente.

4.2.1 Protocolo de prueba de equipo No.1

Una vez se haya determinado por medio de simulador el diseño más adecuado a correr en el pozo candidato se establecerá un esquema de trabajo que incluya, fecha de llegada de los equipos a campo, fecha de instalación de equipo de superficie (VSD y medidor de potencia) y fecha de instalación de equipo de fondo.

Cuando el equipo de fondo se haya puesto en marcha, se aumentará caudal de manera progresiva hasta llegar al caudal óptimo o de diseño para el pozo. En cada uno de estos caudales registrados, se verificará el consumo real, obtenido tanto del medidor de la compañía que suministra los equipos, como de la operadora. A su vez se efectuarán simulaciones, para determinar la diferencia entre lo arrojado por el *software* de diseño, y los consumos reales para efectos de análisis de futuras instalaciones.

Con los datos reales obtenidos, se hará una comparación con el consumo de la anterior instalación (equipo convencional) a los mismos caudales de esta operación. Esta diferencia debe ser a favor de los motores PMM en por lo menos 12% para todos los caudales. Una vez se verifique que este comportamiento de diferencia en consumo de potencia, se mantiene por 90 días, sin pérdida de eficiencia, se procede a instalar el equipo No. 2.

4.2.2 Protocolo de prueba de equipo No.2

Una vez el equipo de fondo se haya puesto en marcha, se aumentará caudal de manera progresiva hasta llegar al caudal óptimo para el pozo. En cada uno de estos caudales registrados, se verificará el consumo real, obtenido tanto del medidor de la compañía que suministra los equipos, como de la operadora. A su vez se efectuarán simulaciones, para determinar la diferencia entre lo arrojado por el *software* de diseño, respecto a los consumos reales para efectos de análisis de futuras instalaciones.

Una vez ambos equipos completen 180 días de operación, con el mismo comportamiento en diferencia en consumo de potencia y sin perder eficiencia, la prueba se declara exitosa, y se aplica el modelo de contratación estipulado.

CONCLUSIONES

1. Dado que los costos de energía son la mayor parte de los gastos totales dentro de la operación de una ESP, la eficiencia del motor es un factor importante. La curva de eficiencia para un motor sumergible tiene un pico bastante plano a través de su rango de funcionamiento normal pero comienza a caer significativamente a menos de 50% de su carga nominal. A diferencia del motor convencional, en el que la eficiencia del motor aumenta en cuanto incrementa el porcentaje de carga por corriente, encontrando su máximo valor cuando el porcentaje es 80% (Ver Figura No. 4) y luego decrece, los motores sincrónicos, alcanzan su mayor eficiencia cerca del 40% de carga por corriente llegando hasta el 100% con una disminución en la eficiencia que se puede considerar cero. Es así como se concluye que los motores de imanes permanentes permanecen con una alta eficiencia, cercana al 1.0, en la mayoría de su rango operativo.
2. Los caudales propuestos, y a los que actualmente están operando los equipos convencionales son alcanzables por los equipos con motores PMM, y se tiene igualmente un rango amplio de maniobra para mantener caudales menores y mayores al original de diseño, conservando altas eficiencias. Técnicamente el sistema de equipo electrosumergible propuesto, cuyo motor es sincrónico, es igualmente eficiente que los sistemas con motores convencionales, por lo que es aplicable en los pozos estudiados.
3. Al efectuar el análisis de la importancia de las diferentes variables en el comportamiento de los parámetros de evaluación, se encuentra que este proyecto es altamente dependiente de la variación en la diferencia en el pago de la renta diaria por equipo instalado (Ver Figura 40 y Figura 41). Acorde con estos resultados, el proyecto es viable incluso en el margen máximo de variación de la renta, es decir, aún si los equipos PMM tienen un valor de renta diario mayor en un 20% a los equipos convencionales actuales.
4. El comportamiento del VPN que se encuentra a lo largo del proyecto (Ver Figura 38) es en todos los casos positivo. Este valor al ser revisado con la tendencia del TRL (Ver Figura 39), en cuyos escenarios siempre se tiene valores por encima del 12% (tasa de descuento) permite concluir que es un proyecto realizable y con una muy alta probabilidad de retorno de la inversión.
5. Al analizar las diferencias en el consumo de energía y en la variación de los precios de la misma, el VPN y TIR siempre permiten que el proyecto sea atractivo. Incluso en el caso, cuya diferencia en consumo real, sea solo del 2% menor respecto al convencional, es atractiva la instalación de los equipos.

6. En el campo, objeto de estudio se tiene un total de 311 pozos activos, de los que 155, tienen instalados motores convencionales con potencias menores o iguales a 330 HP. Es sobre este 50% del campo que se puede estimar una reducción cercana al 20% lo que genera un ahorro diario aproximado de 12.98 MW/día.
7. De los siete (7) pozos candidatos a ser apagados por EBITDA negativo, cuatro de ellos, pueden permanecer activos produciendo, aumentando las reservas de aceite. Se concluye entonces que esta tecnología puede ayudar en la revitalización de pozos, específicamente de campos maduros y en el aumento de reservas.
8. De acuerdo a que los pozos considerados en este análisis, son aquellos cuya producción está entre 1,000 y 3,500 BFPD, con cortes de agua superiores al 90% se establece el Modelo de Renta como la mejor opción. Esto debido a que un cambio en las variables de análisis económico puede cambiar el factor de retorno. En caso que la producción de crudo de un pozo con motor PMM instalado disminuya, el precio del crudo baje, o el de la energía aumente, cualquiera de ellos fuera de lo presentado en este trabajo, y el análisis EBITDA indique que debe ser apagado, el pago de renta puede congelarse. En este escenario, bajo el modelo de compra se tendría un activo instalado del que no se tiene retorno, y en caso de *leasing* se tendría esta misma condición una vez se haya alcanzado el tiempo de vida esperado, es decir el equipo sea propiedad de la operadora.

NOMENCLATURA

C= constante = 3,960 donde Q es en gal/min y TDH en es pies

N= velocidad de rotación rev/min

T= torque ft-lbf

Q= tasa BFPD

Nm = eficiencia de la bomba

PF= factor de potencia

SG= gravedad específica del fluido

HP= HorsePower

TCF= Factor de corrección del cable por temperatura

Tconductor = Temperatura del pozo a la profundidad de asentamiento del ESP

BIBLIOGRAFIA

AHMED, U. Máximo Aprovechamiento de los campos petroleros maduros

AZANOV, I, (TNK-Nizhnevartovsk, TNK-BP), SHAMIGULOV A, ([SNGDU-2, Samotlorneftegaz, TNK-BP](#)). Application of Permanent Motors in Oil Production. SPE-117386-RU. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. 2008

BAKER LIFT SYSTEMS. Design, Specification & Application of Baker Lift Systems Electric Submersible Pumping Systems

BORETS INTERNATIONAL. Submersible Pump Units Utilizing Permanent Magnet Motors

BORETS INTERNATIONAL. Oil Production Using the Cyclic Well Operation Technology

BORETS INTERNATIONAL. Documentos en línea. <http://la.borets.com/productos/motores/im/>. Citado en Junio 19 de 2014

PASTRANA A., MARTIN J., DEL PINO J. Identificación del Impacto de Variables Estratégicas de Operación y Diseños ESP en el Consumo de Energía en Cravo Norte, 2002 - 2013

NOVOMET. Power Saving in ESP Production. Evgen Poshvin . Documentos en línea. Disponible en <http://www.novomet.ru/eng/products/smart-solutions/powersave-esp-systems>

NOVOMET. Technological comparison test results developed in rubiales field during first half of 2013 between conventional ESP systems and novomet power save technology.

REFAI,A (Agiba Petroleum Company), ABDU,H (Agiba Petroleum Company), SELEIM, A (Agiba Petroleum Company), BIASIN,G (Agiba Petroleum Company), REDA, W (Novomet Egypt), LETUNOV, D (Novomet Egypt). Permanent Magnet motor application for ESP Artificial Lift, 2013 SPE 164666. North Africa Technical Conference and Exhibition, 15-17 April, Cairo, Egypt

SAGALOVSKIY, A. (Borets International), AYALA C.(Borets International), SECZON, L. (Borets International Colombia). Field Experience With the Application and Operation of Permanent Magnet Motors in the ESP Industry: Success Stories and Lessons Learned. SPE-165030-MS. SPE Artificial Lift Conference-Americas, 21-22 May 2013, Cartagena, Colombia. 2013

SAVETH, K. New Stage Material Combined with permanent Magnet Motor Technology Widens ESP Application Window. SPE 171348MS. SPE Conference Paper 2014

SCHLUMBERGER. Documentos en línea .
www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/editorial.pdf.
Citado en Junio 19 de 2014

UPME. Precio Promedio Bolsa Energía Eléctrica Mes. Disponible en
http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_Indicador.aspx?IdModulo=2&ind=4

ⁱ Trabajo de Grado.

ⁱⁱ Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jose Luis Martin, Ingeniero de Petróleos. Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

ⁱⁱⁱ Post-Grade Thesis.

^{iv} Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jose Luis Martin, Ingeniero de Petróleos. Especialista en Gerencia de Hidrocarburos