



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE
LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE
PETRÓLEO, EN EL CAMPO PETROLERO XAN GUATEMALA**

Rudy Estuardo Toc Soto
Asesorado por el Ing. Edwin Arnoldo Olayo Ortiz

Guatemala, abril de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE
LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE
PETRÓLEO, EN EL CAMPO PETROLERO XAN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR:

RUDY ESTUARDO TOC SOTO

ASESORADO POR EL ING. EDWIN ARNOLDO OLAYO ORTIZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO INDUSTRIAL

GUATEMALA, ABRIL DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

Decano	Ing.	Murphy Olympo Paiz Recinos
Vocal I	Inga.	Glenda Patricia García Soria
Vocal II	Inga.	Alba Maritza Guerrero de López
Vocal III	Ing.	Miguel Ángel Dávila Calderón
Vocal IV	Br.	Kenneth Issur Estrada Ruiz
Vocal V		
Secretaria	Inga.	Marcia Ivónne Véliz Vargas

TIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

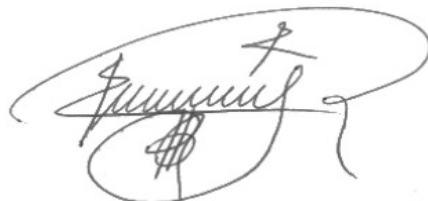
Decano	Ing.	Murphy Olympo Paiz Recinos
Examinador	Ing.	José Rolando Chávez Salazar
Examinador	Inga.	Norma Ileana Sarmiento Zeceña
Examinador	Ing.	Jaime Humberto Batten Esquivel
Secretaria	Inga.	Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO, EN EL CAMPO PETROLERO XAN GUATEMALA,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Carrera de Ingeniería Mecánica Industrial, el 27 de marzo de 2006.

A handwritten signature in black ink, enclosed within a large, loopy oval shape. The signature is cursive and appears to read 'Rudy Estuardo Toc Soto'.

Rudy Estuardo Toc Soto

Guatemala, 30 octubre de 2006

Ingeniero:
Ángel Roberto Sic García
Coordinador de E.P.S.
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad.

Ingeniero Sic García:

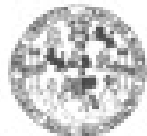
Por este medio le comunico que tuve a bien revisar y aprobar el Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.) titulado: METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO EN EL CAMPO PETROLERO XAN GUATEMALA, del estudiante Rudy Estuardo Toc Soto con número de carné 9230897 por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, me suscribo,

Atentamente


Ing. Edwin Armando Olayo Qrtiz
Colegiado 5424
Asesor





Guatemala, 26 de octubre de 2007

Ref. EPS. C. 693.10.07

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zocella
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zocella,

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) del estudiante universitario de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial, **RUDY ESTUARDO TOC SOTO**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, cuyo título es **"METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO EN EL CAMPO PETROLERO XAN GUATEMALA"**.

Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte de nuestra Universidad a uno de los muchos problemas que padece el país, principalmente en el apoyo de la búsqueda de soluciones viables a los problemas que atraviesan y que al final beneficiarán a la sociedad en general.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

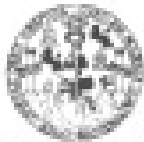
Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Jaime Humberto Barrón Esquivel
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Mecánica Industrial



JHBE/jm



Guatemala, 26 de octubre de 2007
Ref. EPS, C. 693, 10,07

Ing. José Francisco Gómez Rivera
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Gómez Rivera.

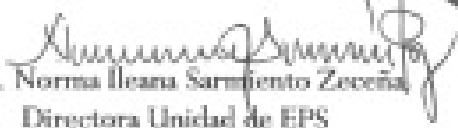
Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado "METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO EN EL CAMPO PETROLERO XAN GUATEMALA" que fue desarrollado por el estudiante universitario RUDY ESTUARDO TOC SOTO, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Edwin Arnoldo Olayo Ortiz y supervisado por el Ing. Jaime Humberto Batten Esquivel.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido; solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Inga. Norma Ileana Sarmiento Zocena
Directora Unidad de EPS



NISZ./jm



Como Catedrático Revisor del Trabajo de Graduación titulado **METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO EN EL CAMPO PETROLERO XAN GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario Rudy Estuardo Toc Soto, apruebo el presente trabajo y recomiendo la autorización del mismo.

¡DID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Rolando Chávez Salazar
Catedrático Revisor de Trabajos de Graduación
Escuela Ingeniería Mecánica Industrial

JOSÉ ROLANDO CHÁVEZ SALAZAR
INGENIERO INDUSTRIAL
Colegiado No. 4,317

Guatemala, octubre de 2007

/mgp



El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el Visto Bueno del Revisor y la aprobación del Área de Lingüística del trabajo de graduación titulado **METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO EN EL CAMPO PETROLERO XAN GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario Rudy Estuardo Toc Soto, aprueba el presente trabajo y solicita la autorización del mismo.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Francisco Gómez Rivera
DIRECTOR
Escuela Mecánica Industrial

Guatemala, marzo de 2008.

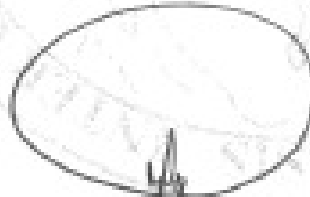


/imgp



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial, al trabajo de graduación titulado: **METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO, EN EL CAMPO PETROLERO XAN GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario, **Rudy Estuardo Toc Soto**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.



Ing. Murphy Olympo Patz Recinos
Decano

Guatemala, abril 2008

ACTO QUE DEDICO A:

- DIOS:** Por ser mi principal guía espiritual y el amigo que nunca falla.
- MI MADRE:** Santiago Cristina Soto Say, por su amor incondicional y consejos en todo lo relacionado con mi vida y superación personal.
- MI PADRE:** Roberto Toc Tocorá, por el apoyo moral, económico y esfuerzo que realizó por mis estudios.
- MIS HERMANOS:** Georgina Patricia y Sandra Natividad, por el apoyo moral y esfuerzo que realizaron por mi vida y mi carrera; Pedro Francisco, Edwin Roberto y Nestor David, por ser el apoyo y amigos incondicionales durante mis estudios. Y por cada una de aquellas acciones que quisiera nombrar para agradecerles; quiero decirles que han sido las bendiciones más grandes en mi vida.
- MIS SOBRINAS:** Linsey Cristina y Dayana Patricia, que cada día me recuerdan el proceso de aprendizaje por el cual he pasado y por brindarme cariño y amor incondicional
- MIS TÍOS:** Juana, Beatriz, Olga, Marilú, Juan, María, Victoria y en especial a José Silvestre y esposa Silvia Estela, por el apoyo incondicional en la culminación de mi carrera;
- MIS PRIMOS:** Por el apoyo recibido y en especial a Tanya y Cristian, por ser la sonrisa y esperanza de cada día.
- MIS AMIGOS:** Por darme el apoyo que me sirvió para completar mi carrera y los consejos que mejoraron mi carácter.
- MI ASESOR:** Por el apoyo incondicional que proporcionó en el desarrollo de mi trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1 ANTECEDENTES DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS	01
1.1 Descripción general	01
1.2 Estructura organizacional	02
1.3 Visión y misión	03
1.4 Actividades que desarrolla	03
1.5 Servicios	04
1.6 Ubicación	05
2 MARCO TEÓRICO	07
2.1 Origen del petróleo en Guatemala	07
2.2 Historia de explotación y exploración petrolera en Guatemala	09
2.3 El petróleo	14
2.3.1 Composición química del petróleo	14
2.3.2 Clasificación del petróleo	15
2.3.2.1 Petróleo de base parafínica	15
2.3.2.2 Petróleo de base asfáltica o nafténica	16
2.3.2.3 Petróleo de base mixta	16
2.4 Perforación de pozos petrolíferos	16
2.4.1 Método a percusión	17
2.4.2 Método a rotación	17

2.4.3	Perforación sub-marina	19
2.4.4	Control de surgencia	19
2.4.5	Completación	19
2.5	Extracción de petróleo	20
2.5.1	Extracción natural	20
2.5.2	Extracción artificial	21
2.5.2.1	Bombeo mecánico	21
2.5.2.2	Bombas de cavidades progresivas (PCP)	24
2.5.2.3	Extracción con gas o <i>Gas Lift</i>	25
2.5.2.4	Bombeo con accionar hidráulico	26
2.5.2.5	Bombeo electro-sumergible (ESP)	27
2.5.2.5.1	Descripción del equipo electro-sumergible	30
2.5.2.5.2	Motor eléctrico	31
2.5.2.5.3	Protector o sello	33
2.5.2.5.4	Succión o <i>Intake</i>	35
2.5.2.5.5	Bomba	39
2.5.2.5.6	Cable conductor eléctrico	46
2.5.2.5.7	Componentes superficiales	49
2.5.2.5.8	Accesorios	53
3	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL	59
3.1	Identificación de la problemática	59
3.2	Delimitación del área problemática	59
3.3	Estimación de factores que provocan el problema	60
3.3.1	Variables de estudio	60
3.3.2	Base de datos con registro de fallas en equipos	
Electro-sumergibles		61
3.4	Tabla de fallas de equipos electro-sumergibles	61
3.5	Ordenación de datos de fallas en equipos electro-sumergibles	62
3.6	Gráfica de Pareto	64

3.7 Conclusiones	64
4 METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN	65
4.1 Diseño óptimo de bombeo electro-sumergible	65
4.1.1 Datos de producción de pozo e instalación actual	66
4.1.2 Caudal máximo de extracción	71
4.1.3 Carga dinámica total (TDH)	73
4.1.4 Selección de bomba	76
4.1.5 Dimensiones de la bomba	77
4.1.6 Selección del motor (cálculo de potencia)	79
4.1.7 Determinación del cable de potencia	81
4.1.8 Cálculo de voltaje y potencia en superficie para seleccionar tablero y transformador	83
4.2 Operaciones antes de arrancar	85
4.2.1 Válvulas e instalaciones de superficie	85
4.2.2 Sistema eléctrico	85
4.2.3 Datos de equipo instalado y condiciones de fondo del pozo	86
4.2.4 Conocimiento de los trabajos de completación y fluidos utilizados	87
4.2.5 Realización del reporte de las condiciones y equipo del pozo	87
4.2.6 Ajuste de protecciones	88
4.3 Operaciones durante el arranque	89
4.3.1 Datos de corriente y voltaje de línea	89
4.3.2 Documentación	90
4.3.3 Tiempo de <i>pum-up</i> o levante	90
4.3.4 Rotación de la bomba	91
4.3.5 Muestra de fluido	91
4.4 Operación con pozo estabilizado	91

4.4.1 Ajuste de protecciones	92
4.5 Información de parámetros de operación	93
4.5.1 Registros amperométricos	93
4.5.2 Frecuencia de medición de datos	115
4.5.3 Pruebas de producción	115
4.5.4 Eficiencia del sistema de bombeo	116
4.5.5 Funcionamiento del sistema de bombeo	118
4.5.6 Comportamiento del reservorio	119
4.6 Propuesta de equipo para condiciones óptimas de operación	119
4.6.1 Equipo de sub-suelo	120
4.6.2 Cable	121
4.6.3 Equipo de superficie	121
4.7 Costos operativos y de inversión	122
4.7.1 Costos relevantes	122
4.7.2 Costos de oportunidad	123
4.7.3 Evaluación del proyecto	124
CONCLUSIONES	127
RECOMENDACIONES	129
BIBLIOGRAFÍA	133
APÉNDICES	135
ANEXOS	141

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Organigrama del Ministerio de Energía y Minas	2
2	Diagrama de ubicación del Ministerio de Energía y Minas	5
3	Unidad de bombeo mecánico	22
4	Unidad de bombeo de cavidad progresiva (PCP)	24
5	Diagrama de extracción con gas	26
6	Unidad de bombeo electro-sumergible	28
7	Interior de un motor eléctrico sumergible	31
8	Interior de sellos de bolsa, laberinto y mixto	33
9	Succión estándar y separador de gas	36
10	Diagrama de un separador de flujo inverso	37
11	Interior de una bomba electro-sumergible	40
12	Curva de rendimiento de una bomba electro-sumergible	42
13	Cables de potencia y de motor MLC	46
14	Caída de voltaje en el cable	50
15	Bola colgadora	51
16	Caja de venteo	51
17	Tablero de control	52
18	Transformador trifásico	53
19	Interior de un sensor de fondo	56
20	Centralizador de motor	56
21	Gráfica de Pareto	64
22	Gráfica de levantamiento neto	73
23	Pérdida por fricción en tubería	75
24	Curva de rendimiento de la bomba TE-2,700	78

25	Motores sumergibles	80
26	Caída de voltaje en el cable y factor de corrección	82
27	Carta amperométrica con CT mal ajustado	96
28	Carta amperométrica con operación normal	97
29	Carta amperométrica con fluctuaciones eléctricas	98
30	Carta amperométrica que muestra bloqueo con gas	99
31	Carta amperométrica con alta gravedad de fluido	101
32	Carta amperométrica con bajo nivel de fluido con gas	102
33	Carta amperométrica con bajo nivel de fluido sin gas	103
34	Carta amperométrica con bajo nivel de fluido	104
35	Carta amperométrica con ciclos excesivos	105
36	Carta amperométrica que muestra presencia de gas	106
37	Carta amperométrica con baja carga	107
38	Carta amperométrica que muestra un motor quemado	108
39	Carta amperométrica con equipo conectado a sensor de nivel	109
40	Carta amperométrica con sobre-carga	110
41	Carta amperométrica con partículas sólidas	111
42	Carta amperométrica con arranques excesivos	112
43	Carta amperométrica con corriente errática	113
44	Carta amperométrica con emulsión dentro de la bomba	114

TABLAS

I	Eficiencia de separación de gas	38
II	Tipos estándar de bombas electro-sumergibles	44
III	Datos de fallas en equipos electro-sumergibles en campo Xan	62
IV	Datos ordenados de fallas	63
V	Costo de oportunidad por fallas presentadas en equipos electro-sumergibles durante ocho meses en el campo petrolero Xan.	124
VI	Resumen de producción por pozo que reportó paro	125

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
%	Porcentaje
'	Pies
"	Pulgadas
Amps.	Amperios
API	Sigla del Instituto Americano del Petróleo
BFL	Bomba flotante inferior
Bg	Factor de volumen del gas
BHP	Potencia al freno por etapa
BOPD	Barriles de fluido producido por día
bpd	Barriles por día
BSW	Factor de agua - petróleo
Bw	Factor volumétrico de agua
cm ²	Centímetros cuadrados
CT	Dispositivo de medición de corriente en el cable
ESP	Bomba electro-sumergible
fem	Fuerza electromotriz
Fig.	Figura
Glibre	Gas libre en la succión
GOR	Relación gas - petróleo
Gtotal	Gas producido
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico
Hp	Símbolo de potencia
Hz	Herz
Kg.	Kilogramo
KVA	Gasto de potencia requerida por el sistema

Símbolo	Significado
Lt	Litro
MLC	Extensión de cable plano de motor
mm	Milímetros
°F	Grados Fahrenheit
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PCP	Bomba de Cavidad Progresiva
Pr	Presión promedio del yacimiento
Pr – Pwf	Reducción de presión
Psp	Presión en la succión
PVT	Presión, Volumen y Temperatura
Pwf	Presión de fondo
Qo	Caudal de prueba
RPM	Revoluciones por Minuto
Rs	Gas en solución
Seg.	Segundo
SGL	Gravedad Específica del Fluido
T	Temperatura
TDH	Altura Dinámica de Elevación
US\$	Dólar Estadounidense
Vrs.	Versus
VSD	Variador de frecuencia
Vw	Volumen de agua
Yg	Gravedad del gas
Yo	Gravedad del crudo
Z	Factor de compresibilidad del gas

GLOSARIO

API	Instituto Americano de Petróleo, formado en 1917, para organizar la industria petrolera.
Arcillas	Minerales muy pequeños con una micro-estructura en capas, formados por pequeñas partículas que se clasifican según su estructura dentro de un grupo específico denominado minerales arcillosos.
Área	División geográfica de mayor escala, donde se realizan operaciones de exploración y/o producción.
Avenamiento	Fenómeno donde el material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.
Arenisca	Roca sedimentaria clástica formada por granos de arena, cuyo tamaño varía entre 2 – 0.0625 mm.
Asfáltenos	Son depósitos orgánicos que provienen de la perturbación del equilibrio de los crudos, y pertenecen al grupo de los bitúmenes, en el cual se encuentran también los maltenos y las resinas.
Campo	Proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.

Cañoneo	Método que consiste en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo.
Completación	Es la preparación de un pozo para iniciar la producción, después de la colocación del tubo de revestimiento y el cementado para poner en contacto el horizonte productivo y el pozo, permitiendo la surgencia del fluido del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción. Otra definición: trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.
Compresión	Es el proceso donde se obliga a un cuerpo a reducir su volumen.
Corte de agua	Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.
Emulsión	Es la formada cuando un líquido inmisible disperso en otro y usando un químico, reduce la tensión interfacial entre los dos, logrando la estabilidad.
Estimulaciones	Técnicas de rehabilitación aplicadas a los pozos, para estimular su capacidad productora.
Formación	Se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.
Grado API	Clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad.

Petróleo	Es una mezcla líquida de muchas sustancias, principalmente compuestas de hidrógeno y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18,300 a 19,500 Btu por libra y una gravedad específica entre 0.78 y 1.00 (correspondiente a 50° API y 10° API, respectivamente).
Porosidad	Es el espacio vacío que posee la roca donde se puede almacenar aire, agua, hidrocarburo u otro fluido. El porcentaje de espacio vacío es la porosidad de la roca.
Pozo	Hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los trabajos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.
Rehabilitación de Pozos	Operación programada que se realiza con fines de reestablecer y/o mejorar la capacidad del intervalo productor de un pozo, o de cambiar el horizonte de producción por otro ubicado a mayor o menor profundidad.
Reservorio	Espacio dentro de el sub-suelo, que contiene rocas petrolíferas en cantidades considerables.
Viscosidad	Es la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente, se elimina parcialmente al elevar la temperatura.

Yacimiento

Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas, siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

RESUMEN

Este trabajo de graduación fue desarrollado a través del Ejercicio Profesional Supervisado en el campo petrolero Xan, ubicado en el municipio de San Andrés, del departamento del Petén, donde utilizan levantamiento artificial de petróleo por medio de sistemas electro-sumergibles.

El sistema de levantamiento artificial de petróleo se utiliza cuando un pozo no posee la presión suficiente para hacer llegar a la superficie el fluido de la formación productora, por lo que es necesario utilizar equipos adicionales para lograr la extracción del fluido del fondo del pozo.

Uno de los sistemas de levantamiento artificial de petróleo más utilizados en la actualidad son los electro-sumergibles, que poseen capacidad de producir grandes volúmenes de fluido a profundidades considerables, propiedades que hacen que sea factible su utilización en casi cualquier pozo. Los sistemas electro-sumergibles poseen en su diseño varios componentes que hacen que su operación sea compleja y su alto costo de adquisición hace necesario poseer una metodología para evaluar y optimizar su operación.

El proceso de evaluación de los sistemas electro-sumergibles requiere la utilización de tecnologías de punta diseñadas específicamente para obtener en la superficie datos que indiquen las condiciones de operación en tiempo real, para poder tomar medidas correctivas que puedan evitar una posible falla que podría dañar los equipos de fondo.

Para la optimización de estos equipos es necesario establecer una cultura de mejora continua consistente en supervisión a través de la utilización de tecnología de punta, control a través de los parámetros de funcionamiento, análisis de la información de producción para verificar el adecuado funcionamiento del equipo diseñado, ya que de lo contrario se procede al rediseño del mismo.

OBJETIVOS

GENERAL

Diseñar una metodología para la evaluación y optimización de los sistemas de levantamiento artificial de petróleo en el campo petrolero Xan Guatemala.

ESPECÍFICOS

1. Identificar los diferentes tipos de levantamiento artificial de petróleo que se pueden aplicar en el campo petrolero Xan, de acuerdo a propiedades del yacimiento.
2. Determinar ventajas y desventajas que tienen los sistemas electro-sumergibles para la extracción artificial de petróleo.
3. Establecer los tipos de completación de pozos petroleros que se requieren para la utilización de sistemas electro-sumergibles.
4. Determinar los sistemas de supervisión y control que poseen en el campo petrolero Xan para la predicción de fallas.
5. Análisis de tipos de fallas ocurridos en los sistemas electro-sumergibles y herramientas que se utilizan para diagnóstico de posibles fallas y control de una buena operación.
6. Realizar una metodología para diagnóstico, control y rediseño de equipos electro-sumergibles aplicable a campos petroleros que requieran extracción artificial de petróleo.

INTRODUCCIÓN

La explotación petrolera en Guatemala, ha tomado importancia por ser el único país centroamericano que posee reservas y producción de hidrocarburos, así mismo, por representar una fuente de ingresos al Estado por concepto de contribución que se recibe de las regalías y participación en la producción, razones que hacen necesario desarrollar esta industria, tanto en lo que se refiere a exploración, como también la explotación, lo que implica mantener los volúmenes de producción de hidrocarburos, logrando así mantener o incrementar los ingresos al Estado, para que posteriormente éstos se traduzcan en beneficios para la sociedad guatemalteca.

La producción petrolera en el campo Xan situado en el norte del departamento del Petén, se realiza por medio de levantamiento artificial a través de sistemas electro-sumergibles. Cuenta en la actualidad con 35 pozos productores que representan el 90% de la producción total del país con un nivel de producción aproximada de 15,000 barriles diarios.

Con estos antecedentes se hace necesario contar con una metodología que permita evaluar y optimizar este tipo de sistemas para obtener una producción constante al menor costo, lo que se logra a través de la reducción de fallas que generan paros innecesarios y la quema de los equipos instalados antes de que cumplan con la vida útil establecida por el fabricante.

En los capítulos de este documento se incluyen los antecedentes del Ministerio de Energía y Minas, el origen y clasificación del petróleo, formas de perforación de pozos, tipos de sistemas de extracción artificial más utilizados, análisis de la situación actual de los equipos instalados, propuesta de la metodología a utilizar para optimizar este tipo de sistemas electro-sumergibles, que va desde el diseño, operaciones antes, durante y después del arranque de dichos sistemas, la información que se necesita durante la operación, propuesta del equipo necesario para condiciones óptimas de operación, y por último, un análisis económico que evalúa la viabilidad de implementación de las propuestas planteadas.

1. ANTECEDENTES DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

El Ministerio de Energía y Minas fue elevado a categoría de Ministerio el 1 de julio de 1983 a través del Decreto Ley 106-83, publicado en el Diario Oficial. Anterior a esto, conforme a la Ley del Organismo Ejecutivo, correspondía al Ministerio de Economía conocer todo lo relativo a los hidrocarburos, minas y canteras.

1.1 Descripción general

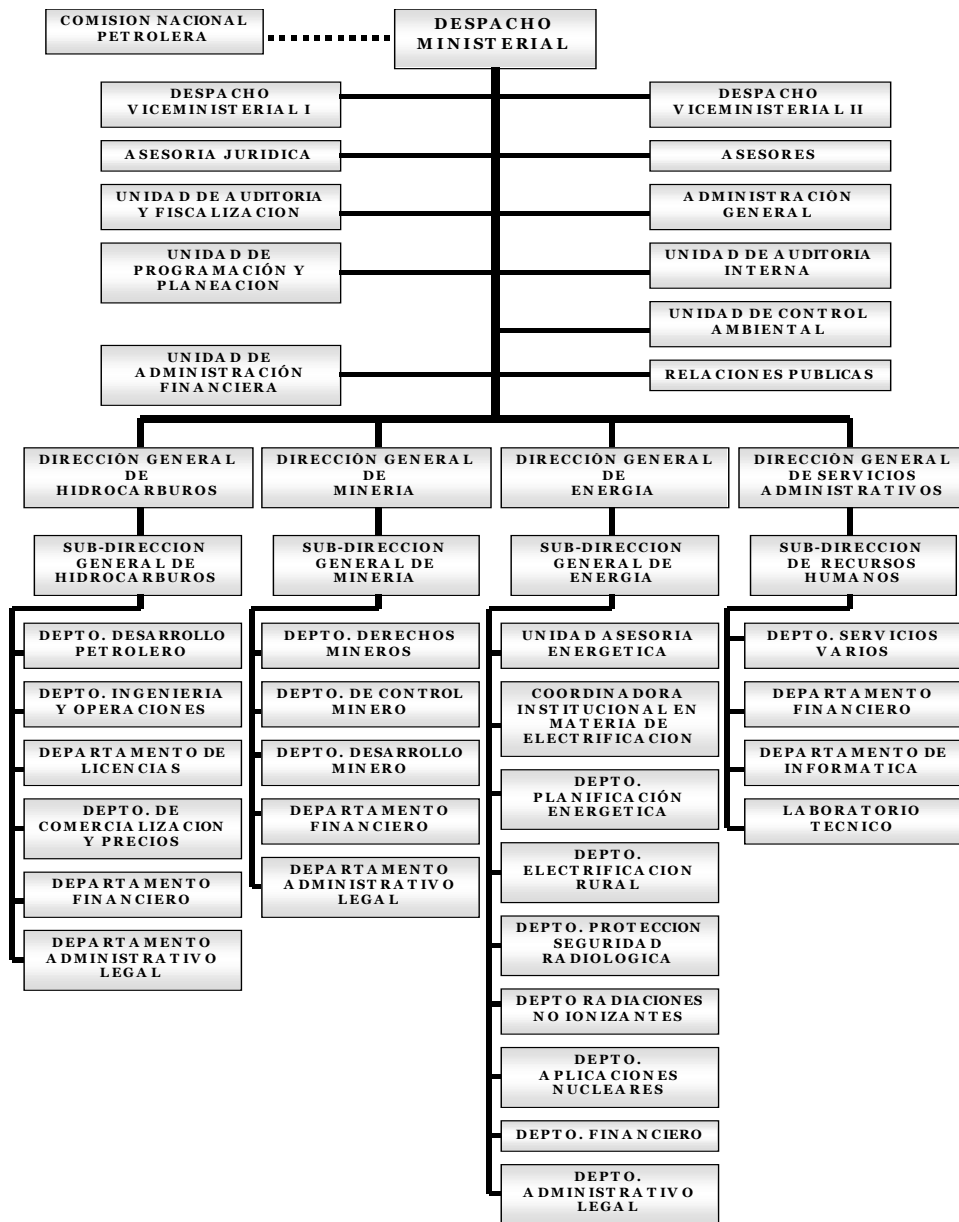
Por sus complejas atribuciones y funciones, dicho ministerio no estaba en real posibilidad de atender debidamente los numerosos temas relacionados con la exploración, explotación, transformación, transporte y comercialización de los hidrocarburos, así como lo concerniente a la exploración y explotación de minerales metálicos y no metálicos; por lo que para llegar a esta categoría se dieron dos momentos importantes: por iniciativa del Organismo Ejecutivo, en 1978 se emitió el Decreto 57-78 del Congreso de la República, mediante el cual se creó la Secretaría de Minería, Hidrocarburos y Energía Nuclear, llamada por esa ley a conocer las actividades que dejaron de ser competencia del Ministerio de Economía.

Posteriormente, en 1983 se emite el Decreto 86-83, mediante el cual se nombra Secretaría de Energía y Minas y se amplían al mismo tiempo sus funciones y atribuciones.

1.2 Estructura organizacional

En la actualidad el Ministerio de Energía y Minas tiene una estructura organizacional con mandos verticales según se refleja en la figura 1.

Figura 1: Estructura Organizacional del Ministerio de Energía y Minas



1.3 Visión y misión

- **Visión**

Promover el desarrollo racional de los recursos energéticos renovables, no renovables y mineros, estableciendo una política orientada a tener mejores resultados en la exploración y explotación de dichos recursos, con el objeto de lograr la independencia energética del país, el autoabastecimiento de los hidrocarburos, y el desarrollo sostenido de las actividades mineras, coadyuvando al fortalecimiento económico y social del país.

- **Misión**

Orientar y facilitar el desarrollo del sector energía (sub-sector eléctrico e hidrocarburos) y del sector minería hacia la satisfacción del mercado actual y futuro, promoviendo la óptima utilización de los recursos naturales, salvaguardando el medio ambiente y mejorando el nivel de vida de los habitantes.

1.4 Actividades que desarrolla

Le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros, procurando una política nacional que tienda a lograr la autosuficiencia energética del país.

1.5 Servicios

En el marco de lo establecido en la Ley del Organismo Ejecutivo, el Ministerio de Energía y Minas tiene asignadas las siguientes funciones generales:

Estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía; promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo y aprovechamiento racional de energía en sus diferentes formas y tipos, procurando una política nacional que tienda a lograr la autosuficiencia energética del país.

Coordinar las acciones necesarias para mantener un adecuado y eficiente suministro de petróleo, productos petroleros y gas natural de acuerdo a la demanda del país, y conforme a la ley de la materia.

Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con el reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte y transformación de hidrocarburos, la compra-venta o cualquier tipo de comercialización de petróleo crudo o reconstituido, gas natural y otros derivados, así como los derivados de los mismos.

Formular la política, proponer la regulación respectiva y supervisar el sistema de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y minerales.

Proponer y cumplir las normas ambientales en materia energética.

Emitir opinión en el ámbito de su competencia sobre políticas o proyectos de otras instituciones públicas que incidan en el desarrollo energético del país.

Ejercer las funciones normativas y de control y supervisión en materia de energía eléctrica que le asignen las leyes.

1.6 Ubicación

Diagonal 17 29-78 zona 11 Las Charcas.

Guatemala, Centroamérica.

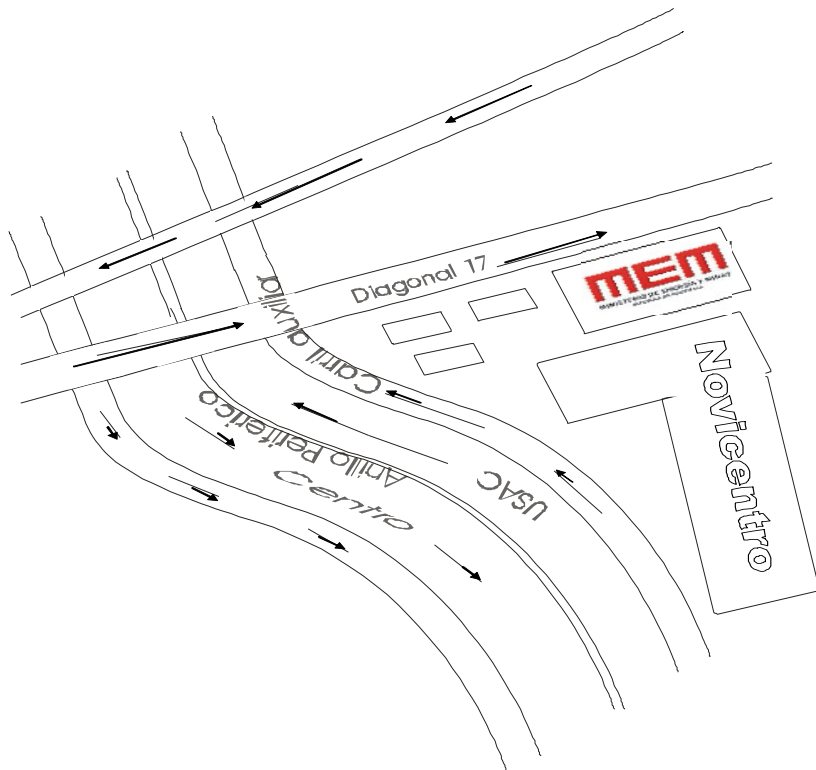
Teléfonos: (502) 2477-0382, (502) 2477-0901

Fax: (502) 2476-8506

www.mem.gob.gt

relapubli@mem.gob.gt

Figura 2: Diagrama de ubicación del Ministerio de Energía y Minas



2. MARCO TEÓRICO

2.1 Origen del petróleo en Guatemala

Para conocer el origen del petróleo en Guatemala es necesario mencionar que el petróleo se deriva de dos palabras latinas *petra* y *óleum* que significan roca y aceite respectivamente. No se sabe con certeza cómo se formó el petróleo, lo que se puede confirmar es que todos los yacimientos petrolíferos que se conocen en el mundo, se originaron en sedimentos de origen marino.

La teoría orgánica sostiene que en la tierra surgió la vida hace millones de años y que nuestro planeta estuvo poblado por infinidad de plantas y animales. En aquellas épocas la tierra no tenía la configuración actual, estaba formada por una sola placa continental llamada pangea y que a través del tiempo geológico ésta fue afectada por diversos fenómenos naturales como cataclismos, terremotos, erupciones de volcanes, eventos que la separaron en varios continentes alojando en las profundidades seres vivos y plantas que con el tiempo ésta materia orgánica sometida a grandes presiones, cambios de temperatura y por la acción de micro-organismos generaron un proceso de transformación que dio como resultado el petróleo.

En Guatemala, las cuencas se formaron hace cientos de millones de años (cretácico inferior), cuando inicialmente se dio un aumento en el nivel del mar, en los márgenes del continente, lo que dio como resultado el desarrollo de una diversidad biológica (formación de arrecifes, algas, etc.) así como acumulación de sedimentos provenientes de rocas continentales, producto de la erosión de las nuevas costas, formándose así las cuencas sedimentarias.

Guatemala tiene cuatro cuencas sedimentarias en las que existe la posibilidad de encontrar yacimientos de petróleo y gas natural.

La primera cuenca llamada Petén Norte o Paso de Caballos, cubierta por un alto porcentaje de sedimentos yesíferos depositados en un medio de margen de plataforma continental, donde los yacimientos de hidrocarburos son de tipo estratigráfico, es decir parte de un estrato rocoso en donde actualmente se encuentran los campos petroleros de Xan y Chocop, en una estructura definida geológicamente como la Unidad Cobán B-8 a profundidades entre 1,500 a 2,400 metros.

La segunda llamada cuenca de Petén Sur o Chaparral, cuenca que ha sufrido eventos de compresión y tensión, a través del tiempo, lo que ha dado como resultado la formación de trampas de tipo estructural, como por ejemplo bloques fallados, plegamientos y domos salinos. En ella están los campos petroleros de Tortugas, Rubelsanto, Chinajá, Caribe, Tierra Blanca, Yalpemech y las Casas. Los horizontes productores se encuentran en el Miembro Cobán C, a las profundidades que oscila entre 1,500 a 2,700 metros.

La tercera llamada cuenca de Amatique que contiene ambientes deposicionales de tipo fluvial¹. Superficialmente se tiene evidencia de hidrocarburos, como es el caso de los manaderos de Río Frío, en el municipio de El Estor, departamento de Izabal, donde se han localizado varias estructuras, que han sido escasamente exploradas por cuatro pozos, El manglar-1, Livigston, Manabique 1-C y Colorado 1-X; durante sus perforaciones reportaron abundantes indicios de petróleo y gas.

¹ Depósitos de agua provenientes de lluvia

La cuarta cuenca es la del Pacífico conformado por la zona de costa y su prolongación a la fosa mesoamericana y probablemente contiene más de 10,000 metros de sedimentos desde las edades Jurásica a Terciaria. En ella se han perforado tres pozos siendo el de Madre Vieja, San José y Petrel. Estos pozos exploratorios han perforado una serie sedimentaria constituida por areniscas, conglomerados y lutitas.

Otros estudios realizados en pozos someros estratigráficos han permitido establecer la presencia de hidratos de gas metano, constituyéndose esta cuenca en un buen prospecto.

2.2 Historia de explotación y exploración petrolera en Guatemala

La actividad petrolera en Guatemala se ha llevado a cabo desde hace más de 60 años, contribuyendo a la economía nacional, de tal forma que hoy día el petróleo se constituye en uno de los principales productos tradicionales de exportación.

La primera legislación específica sobre la exploración y explotación de hidrocarburos entra en vigencia en 1,922. La actividad exploratoria se inició a fines de la década de 1,930, cuando la Dirección General de Minería e Hidrocarburos, en ese entonces dependencia del Ministerio de Economía, suscribió un contrato con un grupo subsidiario de la compañía Shell, elaborando un levantamiento fotogeológico² y mapas geológicos de la región del Petén. En 1948, el consorcio bajo el nombre de Petrolera Petén integrado por Atlantic Co., Tidewater, Estándar Oil y Ohio Oil Co, iniciaron el primer esfuerzo exploratorio concertado, involucrando mapeo superficial, aeromagnetismo y levantamientos gravimétricos. Sin embargo en 1,949 una nueva legislación petrolera, producto del movimiento de la revolución de 1,944, hace que todas las empresas se retiren.

El 7 de julio de 1,955, se emite el Código de Petróleo, Decreto 345, y como resultado 29 consorcios presentaron solicitudes para 91 licencias de exploración en Petén e Izabal. Iniciando los trabajos de exploración en 1956, con un mapeo geológico de superficie, seguido por un levantamiento aereomagnético. Los primeros registros sísmicos los condujo ESSO, y Atlantic contrató a Namco para adquirir su primera sísmica experimental en 1,957.

El primer pozo exploratorio en Guatemala, el Castillo Armas-1 fue perforado en 1,958 por el grupo de Stonry J., en Morales, Izabal por Coastal Plains Oil Co. El pozo fue determinado seco a los 1,371 metros de profundidad.

² fotografías de la superficie terrestre vía aérea

Este fue el principio de una concentrada campaña de Perforación de 10 pozos exploratorios, que fueron perforados entre 1,958 y 1,961, de estos el pozo Chinaja-1, perforado por la compañía Ohio Oil Co, descubre petróleo de buena calidad (36.5^º API³), a la profundidad de 3,048 metros.

La exploración declinó en 1,961 con varias renunciadas y solamente dos pozos exploratorios más fueron perforados: El Canchacán-1 (Signal) y La Pita-1 (Esso).

La siguiente fase exploratoria en el país se inició en 1,964, cuando Esso y Texaco mostraron interés en la cuenca del Pacífico. Un ciudadano guatemalteco, Sr. José Abularach, solicitó una concesión continental cerca de la costa del Pacífico, donde perforó el pozo San José-1 mostrando buenos indicios de gas. La compañía Esso adquiere un contrato de exploración en las costas del pacífico, y se lleva a cabo el primer levantamiento sísmico mar adentro de alrededor de 1,200 kilómetro. Durante 1,974 la Universidad de Texas A&M perfora varios pozos estratigráficos en el Cañón de San José y se descubren horizontes con hidratos de gas metano.

En el marco mundial, las operaciones petroleras fueron afectadas primero por el embargo petrolero de los países Árabes (1,973) y con ello un alza en el precio internacional del crudo, así como la imposición por parte de la Organización de países exportadores de petróleo (OPEP⁴) de cuotas de producción, lo cual establece un racionamiento en el abastecimiento mundial. Como resultado Guatemala pasa a ser considerada por los países industrializados como uno de los prospectos petroleros importantes para su desarrollo. Por consiguiente, en 1,974 se publica la Ley del Régimen Petrolífero del la Nación (Decreto Ley 62-74).

³ Símbolo del Instituto Americano del Petróleo

⁴ Símbolo de la Organización de países exportadores de Petróleo

La compañía Recursos del Norte y sus asociados iniciaron trabajos para la prospección mineral, específicamente azufre, en el domo salino de Tortugas; sin embargo, las perforaciones exploratorias en los pozos 63-4 y 63-5 produjeron petróleo. Este acontecimiento incentivó la prospección petrolera en esta área y como resultado, en 1,974, el Grupo Shenandoah, hizo su primer descubrimiento comercial en Guatemala, con el pozo Rubelsanto-1, perforado a una profundidad de 1,624 metros. La prueba de Producción que abarcó cuatro zonas de la formación Cobán C, produjo 3,000 barriles/día de petróleo de 30 grados API. En Octubre de 1,976, el grupo declara el campo petrolero Rubelsanto como comercial.

En el año 1,978, el consorcio Shenandoah, Saga Petroleum y Basic, inician la construcción del oleoducto Rubelsanto - Santo Tomás, con una longitud de 235 kilómetros y diseñado para transportar un promedio de 35,000 barriles diarios, desde el campo Rubelsanto hacia la terminal de almacenamiento Piedras Negras en el Puerto de Santo Tomás de Castilla, con el objetivo de transportar la producción de petróleo para su exportación. Iniciando sus operaciones de transporte en Enero de 1,980.

En los pozos de Caribe, San Diego, Yalpemech y Tierra Blanca se descubrieron hidrocarburos durante el período de 1,980 a 1,983, sumándose a los de Chinajá Oeste, Tortugas y Rubelsanto, todos estos situados en la cuenca Peten Sur.

Debido al auge manifestado en exploración⁵ y el inicio de la producción de petróleo, aunado al desarrollo económico y estratégico del país, justifican la creación de un ente rector que proponga e implemente las políticas del sector y busque un mejor aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos, mineros y energéticos nacionales, de tal manera que el 1 de julio de 1983 queda instituido el Ministerio de Energía y Minas, que dentro de sus primeras acciones promulga la nueva Ley de Hidrocarburos (Decreto 109-83) y su Reglamento, con el objetivo de tener una legislación adaptada a los cambios dinámicos de la industria petrolera mundial.

La compañía Texaco Exploración Guatemala Inc. Perforo 4 pozos exploratorios, siendo uno de ellos el pozo Xan-1, el cual fue descubridor de el petróleo en la unidad Cobán B-8, a una profundidad de 2,340 metros. En 1,985, se suscribe el contrato de operaciones petroleras de participación en la producción número 2-85, del campo Xan, con el consorcio Hispanoil-Basic. Debido a la estimación de petróleo de 400 millones de barriles en el yacimiento y al desarrollo programado, la compañía Basic Resources Bahamas Ltd. construye el oleoducto Xan - Raxruha (232 kilómetros de longitud) en dos tramos.

La construcción del primer tramo Xan - La Libertad se inicia en agosto de 1,994 y empiezan a operar el 16 de julio de 1,995. Posteriormente, se continuó con el tramo de la Libertad - Raxruha, iniciando operaciones en diciembre de 1,996. Actualmente este campo petrolero esta produciendo un promedio de 15,000 barriles diarios.

⁵ Fase que contempla la búsqueda de depósitos de hidrocarburos en el subsuelo

Hoy en día se ha logrado desarrollar una infraestructura que permite el crecimiento sostenido de la industria petrolera, lo que estimula el interés de empresas nacionales e internacionales en invertir en el país. Actualmente, existen 4 empresas que operan contratos de exploración y explotación⁶ de hidrocarburos: Perenco Guatemala Limited⁷, Petro-Energy Sociedad Anónima, Petro Latina Corporation y Compañía Petrolera del Atlántico, y alrededor de 15 empresas subcontratistas de servicios con larga experiencia en la industria petrolera internacional.

2.3 El petróleo

El petróleo es un líquido de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas, es una mezcla de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente "crudo". Aunque se trata de un líquido aceitoso de color oscuro, es considerado una roca sedimentaria.

2.3.1 Composición química del petróleo

La composición química del petróleo es muy variable, el cual lo podemos clasificar en cuatro grupos siendo el primero Parafinas también llamados hidrocarburos saturados, el segundo Olefinas hidrocarburos insaturados, el tercero Naftenos hidrocarburos cíclicos saturados o ciclo alcanos, e hidrocarburos aromáticos. No solamente son diferentes de un yacimiento⁸ a otro, sino también las diversas sustancias que se deben eliminar más o menos completamente.

⁶ Fase que contempla la producción de petróleo

⁷ Compañía encargada de la explotación de petróleo en el campo Xan

⁸ Roca porosa que en su interior contiene acumulación de petróleo

En el petróleo, además de hidrocarburos, existen nitrógeno, azufre, oxígeno, colessterina, productos derivados de la clorofila y de las heminas y como elementos, trazas, vanadio, níquel, cobalto y molibdeno.

Un análisis en el laboratorio proporciona información sobre la calidad y cantidad de los subproductos que se pueden extraer del petróleo crudo como: alta tensión de vapor que revela la presencia de gas, alta densidad y viscosidad⁹ que indican una reducida proporción de gasolina o un contenido importante de betún o parafina.

2.3.2 Clasificación del petróleo

La clasificación se basa en el tipo y calidad de hidrocarburos que predominan en el petróleo crudo:

2.3.2.1 Petróleo de base parafínicas

Predominan los hidrocarburos saturados o parafínicos. Son fluidos de colores claros y bajo peso específico (aproximadamente 0.85 Kg./lt).

Por destilación producen abundante parafina y poco asfalto. Son los que proporcionan mayores porcentajes de nafta y aceite lubricante.

⁹ Es la resistencia que posee un líquido al movimiento

2.3.2.2 Petróleo de base asfáltica o nafténica

Predominan los hidrocarburos etilénicos y dietilénicos, cíclicos ciclánicos (llamados nafténicos), y bencénicos o aromáticos. Son muy viscosos, de coloración oscura y mayor peso específico (aproximadamente 0.950 Kg./lt).

Por destilación producen un abundante residuo de asfalto. Las asfaltitas fueron originadas por yacimientos de este tipo, que al aflorar perdieron sus hidrocarburos volátiles y sufrieron la oxidación y polimerización de los etilénicos.

2.3.2.3 Petróleo de base mixta

De composición de bases intermedias, formados por toda clase de hidrocarburos: Saturados, no saturados (etilénicos y acetilénicos) y cíclicos (ciclánicos o nafténicos y bencénicos o aromáticos). La mayoría de los yacimientos mundiales son de este tipo.

2.4 Perforación de pozos petrolíferos

La perforación de pozos petroleros se realiza en áreas en donde existe la mayor probabilidad de encontrar petróleo, posterior a una fase exploratoria. La perforación inicia con el montaje torres de hasta 40 metros de altura que facilitan el manejo de equipos pesados de perforación.

En la perforación de pozos petroleros existen dos sistemas utilizados que son: el método a percusión que es el más antiguo ya casi en desuso y el método a rotación que es el más utilizado.

2.4.1 Método a percusión

Este método consiste en la utilización de un trepano¹⁰ pesado que se une a una barra que aumenta su peso, sostenido de un cable de acero conectado a un balancín similar al utilizado en la extracción de petróleo, que le da un movimiento alternativo de ascenso y descenso que ocasiona la fractura las capas terrestres. Periódicamente se debe retirar para extraer los materiales del agujero con una cuchara lo que hace que el proceso sea lento y poco eficiente para pozos con grandes profundidades, empleándose únicamente para pozos poco profundos.

2.4.2 Método a rotación

Este método utiliza una torre con una mesa rotativa que le da movimiento rotativo a una serie de tubos (tubería de perforación) llamados barras de sondeo¹¹ que en su parte inferior contiene una broca encargada de romper las diferentes capas terrestres. La mesa rotativa tiene en su centro un agujero cuadrado que permite el deslizamiento de la sarta de perforación¹² que descende conforme avanza el la broca, dicha sarta de perforación es sostenida en la parte superior por aparejos que permiten elevar y bajar los pesados equipos.

¹⁰ Herramienta similar a un trepano común construido en mayores proporciones.

¹¹ Tubería en forma octogonal en su parte exterior que permite ajustarse a los dispositivos que le dan movimiento rotativo.

¹² Conjunto de tubos de perforación, incluyendo broca en la parte inferior.

En el proceso de perforación se van agregando nuevas de barras de sondeo (tubería de perforación) que miden aproximadamente 9 metros de longitud las cuales se encuentran enroscadas entre sí, repitiendo esta operación las veces que sean necesarias hasta alcanzar la profundidad deseada.

Durante la perforación pueden ocurrir derrumbes y filtraciones de los mantos acuíferos que se atraviesan, lo que hace necesario colocar tubería de revestimiento (casing)¹³, cuando se llega a una profundidad aproximada de 100 a 150 metros para aislar y proteger el área perforada. Luego de la colocación del primer casing se prosigue la perforación con broca de menor diámetro y así sucesivamente hasta alcanzar el área productora, que también se perfora y se reviste con casing, posteriormente se perfora la tubería en la zona de interés, lo que permite conocer el espesor de la zona productora y facilita la surgencia del petróleo.

La forma más frecuente de perforación es la vertical que se logra controlando el peso aplicado a la broca o barrena y la velocidad de rotación. También se puede perforar en forma horizontal también llamada perforación dirigida que permite alcanzar yacimientos apartados de la vertical por debajo de zonas pobladas, mares y áreas protegidas.

¹³ Tubería que protege y aísla el interior del pozo con las capas terrestres.

2.4.3 Perforación sub-marina

Otra alternativa para la exploración y posterior explotación son las operaciones costa afuera (en el mar), lo cual a nivel mundial ha llevado a importantes descubrimientos de yacimientos, contribuyendo al incremento de la producción de petróleo. Los equipos de perforación se instalan, manejan y se mantienen en una plataforma situada lejos de la costa, en aguas de una profundidad de hasta varios cientos de metros. La plataforma puede ser flotante o descansar sobre pilotes anclados en el fondo marino y resiste a las olas, el viento y en las regiones árticas el hielo. El procedimiento de perforación es similar al método de rotación, que utiliza una torre que sostiene todo el equipo de perforación.

2.4.4 Control de surgencia

El control de surgencia se realiza a través de lodos de perforación que proporcionan una contrapresión a cualquier aumento de presión que surja en el fondo del pozo evitando la salida a superficie de fluidos de la formación o gas.

2.4.5 Completación

La completación o terminación se le denomina al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor o casing y, finalmente, la instalación de la tubería de producción.

La productividad de un pozo y su futura vida productiva es afectada por el tipo de completación y los trabajos efectuados durante la misma. La selección de la completación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente.

2.5 Extracción de petróleo

La extracción de petróleo consiste en el desplazamiento de los fluidos del fondo del pozo hacia la superficie, para su aprovechamiento y comercialización, lo que se logra a través métodos naturales y artificiales.

2.5.1 Extracción natural

Este tipo de extracción se da cuando el yacimiento posee la suficiente energía que permite el desplazamiento del petróleo hacia la superficie y se puede dar por tres razones:

- La presión del agua subyacente, que al transmitirse al petróleo, lo obliga a subir. Es la más efectiva.
- La presión del gas libre que cubre al petróleo, que se transmite a éste y lo impulsa en su ascenso.
- Cuando no existe gas libre y el agua no tiene presión suficiente o tampoco existe, al disminuir la presión por la perforación del pozo, el gas disuelto en el petróleo se desprende y al expandirse lo hace surgir. Es la menos efectiva de las tres.

Por razones no aplicables al tema solamente se mencionan las causas que originan la extracción de petróleo por métodos naturales.

2.5.2 Extracción artificial

Se le denomina extracción artificial, porque los pozos no poseen la energía propia necesaria para que el petróleo se desplace hacia la superficie sin la necesidad de un mecanismo adicional. Para lograr el aprovechamiento del fluido del fondo del pozo existen diferentes métodos de levantamiento artificial que son utilizados de acuerdo a las propiedades de los pozos tales como profundidad, temperatura, propiedades de los fluidos a producir, etc. Dentro de los métodos más comunes se puede mencionar el bombeo mecánico, bombas de cavidad progresiva PCP, extracción con gas lift, bombeo con accionar hidráulico y el bombeo electrosumergible o ESP.

El revestimiento y la manera de terminar el pozo pueden ser muy parecidos a la de pozos de flujo natural, excepto que la gran diferencia estriba en cómo hacer llegar el petróleo desde el fondo del pozo a la superficie.

2.5.2.1 Bombeo mecánico

El bombeo mecánico, que emplea varios procedimientos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de hasta 2.400 a 2.500 m. de profundidad: Consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de una biela y una manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor figura 3. La bomba consiste en un tubo de 2 a 7.32 metros de largo con un diámetro interno de 1 ½ a 3 ¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo.

Figura 3: Unidad superficial de bombeo mecánico



Fuente: Extracción artificial de petróleo realizado por Juan Pedro Azcona

El costo promedio de este equipo asciende a US\$ 70,000.00 aproximadamente.

El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de educación, a cierta profundidad del fondo del pozo.

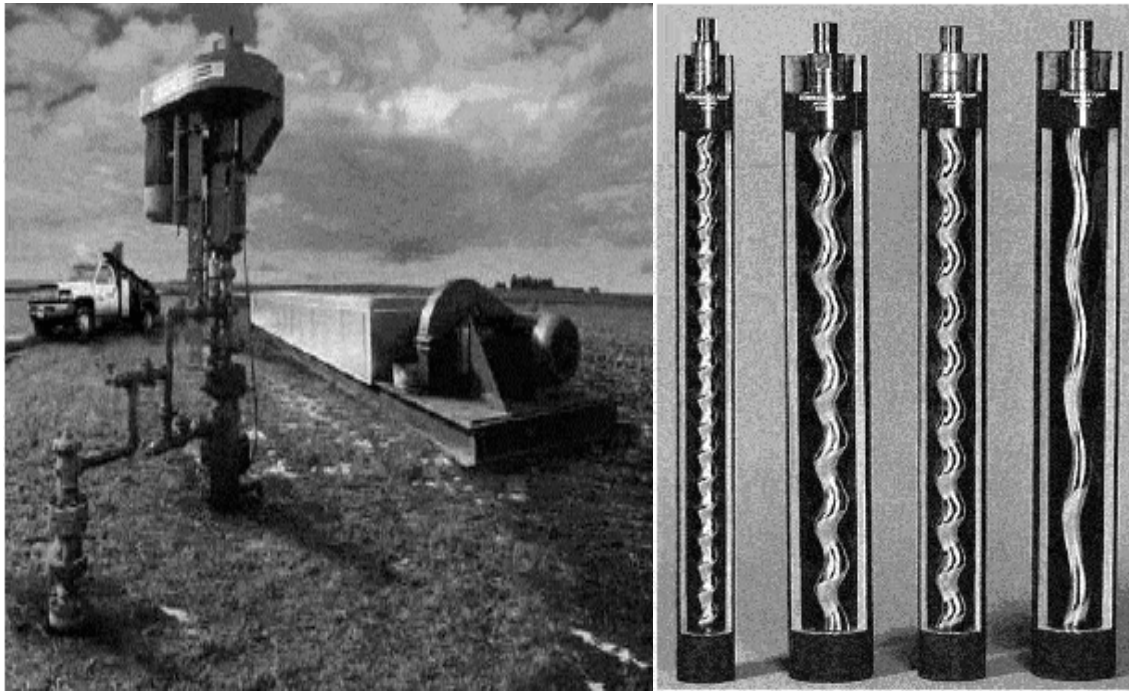
Los componentes que conforman el bombeo mecánico son:

- **Unidad de bombeo:** es una unidad integrada cuyo objetivo es cambiar el movimiento angular del eje del motor a reciproco vertical, a la velocidad apropiada con el propósito de accionar la sarta de cabillas y bomba de subsuelo.
- **Motor:** equipo que suministra el movimiento y potencia a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozos. Este puede ser un equipo de combustión interna o eléctrico siendo este último el de mayor utilización en la industria.
- **Cabillas:** elemento de conexión entre la unidad de bombeo, instalada en la superficie y la bomba de sub-suelo. Mediante esta se transmite el movimiento reciproco vertical a la bomba para el desplazamiento del fluido, generalmente son productos de acero y por lo tanto poseen propiedades de masa y elasticidad.
- **Bomba de sub-suelo:** es una bomba de pistón de desplazamiento positivo, desde su profundidad de instalación hasta la superficie, que funciona por diferenciales de presión mediante bolas y asientos, para permitir la entrada y sello de fluido en ciclos periódicos sincronizados.

2.5.2.2 Bombas de Cavidad Progressiva (PCP)

Este sistema es muy simple y económico. La instalación de superficie es considerablemente menor que la de un bombeo mecánico, pero tiene limitaciones en cuanto a la presión que puede generar y esto va en línea directa con la capacidad de producción figura 4.

Figura 4: Unidad exterior y bombas PCP



Fuente: Extracción artificial de petróleo realizado por Juan Pedro Azcona

El fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal (rotor) dentro de un alojamiento semielástico de igual geometría (estator) que permanece estático. El efecto resultante de la rotación del rotor es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator.

La bomba está en el fondo del pozo, y es comparable con un tornillo gigante recubierto por un polímero muy duro. La fuerza motriz la entrega un motor en la superficie (eléctrico o a explosión). La transmisión es realizada por un eje de varillas, similar al de las bombas mecánicas, pero en este caso, el movimiento es rotante lo cual disminuye mucho el desgaste por rozamiento de las mismas.

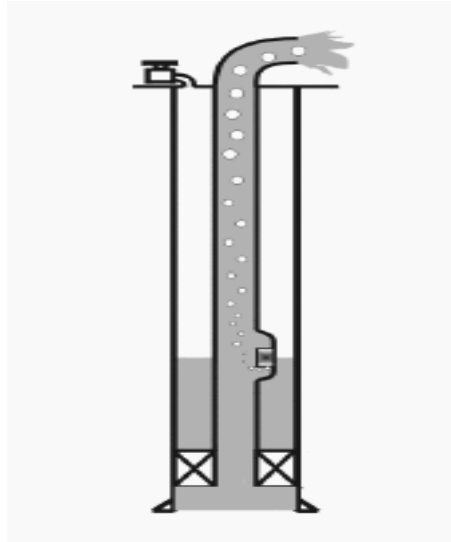
Es el método preferido en el caso de no tener grandes presiones o en caso de tener intrusiones de arena ya que las bombas pueden operar sin destruirse en sus partes mecánicas ni tener un desgaste excesivo.

Es un sistema bastante nuevo originado en Canadá. Su costo inicial y operativo es muy bueno, pero tienen, como mencionamos anteriormente, algunas limitaciones de aplicabilidad que impiden que se difunda en forma masiva.

2.5.2.3 Extracción con gas o gas lift

Consiste en inyectar gas a presión en la tubería para aliviar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie figura 5. La inyección de gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran al gas automáticamente. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente.

Figura 5: Forma de extracción por medio de gas lift



Fuente: Extracción artificial de petróleo realizado por Juan Pedro Azcona

2.5.2.4 Bombeo con accionar hidráulico

Una variante también muy utilizada consiste en bombas accionadas en forma hidráulica por un líquido, generalmente petróleo, que se conoce como fluido matriz. Las bombas se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación satélite. Este medio no tiene las limitaciones que tiene el medio mecánico para su utilización en pozos profundos o dirigidos.

El pistón accionado a gas. Es un pistón viajero que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón.

2.5.2.5 Bombeo electro-sumergible (ESP)

El bombeo electro-sumergible es un sistema artificial de producción eficiente y económico que en la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas de:

- Producir altos volúmenes de fluido,
- Instalación en lugares aislados sin suministro de electricidad,
- Producen a profundidades considerables,
- Monitoreo a distancia.

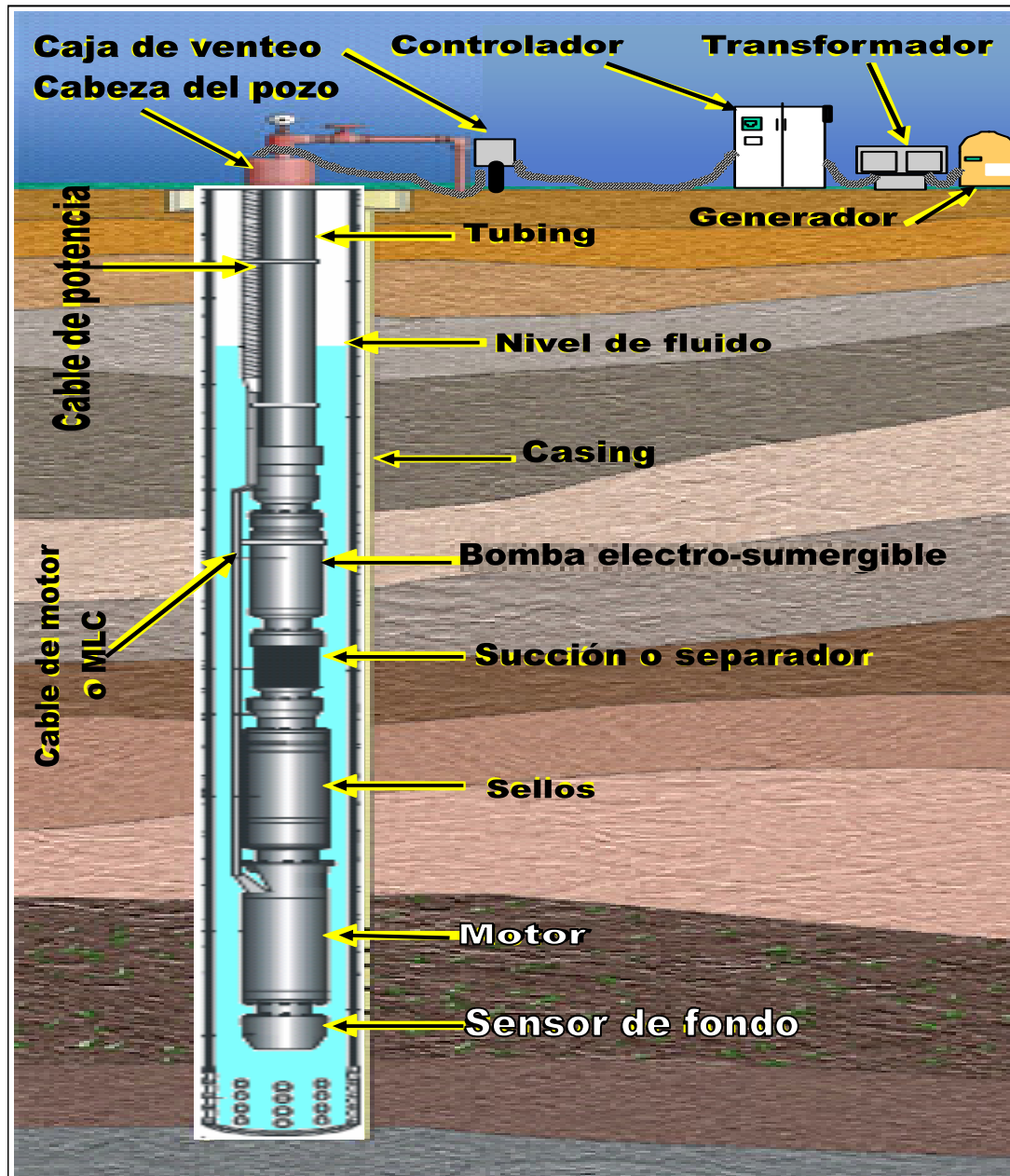
Un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electro-sumergible, debe reunir características que no afecten su funcionamiento como:

- Altas relaciones gas-aceite,
- Altas temperaturas,
- Presencia de arena en los fluidos producidos y
- Medio ambiente de operación agresivo.

Todos estos factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del sistema electro-sumergible figura 6.

Entre las características únicas del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue por que, su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

Figura 6: Sistema electrosumergible



Fuente: Manual de operaciones productos ESP¹⁴

¹⁴ Símbolo en ingles que significa bomba electrosumergible.

Anteriormente, para el diseño del sistema de bombeo electrosumergible se consideraba como único requisito, que la bomba debía colocarse por abajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, de tal manera que estuviera garantizada la alimentación continua de líquidos en la succión de la bomba, previniendo posibles variaciones en las condiciones del pozo. Además, se suponía la existencia del flujo de una sola fase líquida en la tubería de producción, determinando las pérdidas de presión por la fricción.

Estas suposiciones, aún hoy son válidas para pozos productores de agua o para aquellos con altas relaciones agua-aceite y volúmenes despreciables de gas.

El diseño evolucionó con la operación de métodos para determinar caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico; entonces, también se utilizaron correlaciones para el cálculo de propiedades presión, volumen y temperatura (PVT) de los fluidos. Lo anterior permitió efectuar la selección del equipo de bombeo con mejor aproximación, para pozos en los que existe una cantidad importante de gas que se produce con los líquidos. En estos casos se tomaron en cuenta los efectos del gas que se libera en la tubería de producción conforme se reduce la presión, durante el viaje ascendente de los hidrocarburos hacia la superficie, de manera que al determinar la variación de la densidad de la mezcla a presiones inferiores a la de burbujeo, condujo a diseños en los que las dimensiones del motor y de la bomba fueron hasta 50% menores, respecto a las obtenidas con las suposiciones mencionadas anteriormente.

En la actualidad el diseño ha mejorado, incorporando en los cálculos la consideración de que el volumen y propiedades físicas de la mezcla, varían constantemente en el interior de la bomba; lo cual se traduce en reducciones importantes de su capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la de descarga. Consecuentemente las dimensiones del motor y de la bomba son aún menores, para lograr una operación más eficiente del sistema, para obtener en la superficie el gasto de líquidos deseado, manteniendo la presión necesaria en la cabeza del pozo.

2.5.2.5.1 Descripción del equipo electro-sumergible

El sistema de bombeo electro-sumergible consta de componentes de fondo de pozo y de superficie. Los componentes de superficie son transformadores, controladores o paneles de control con variadores de frecuencia, caja de venteo y la cabeza de pozo en donde se encuentra el pasaje del cable de potencia y el tubing de descarga. Los principales componentes de fondo de pozo son el motor, el sello, la bomba, el separador de gas, la succión o intake y el cable.

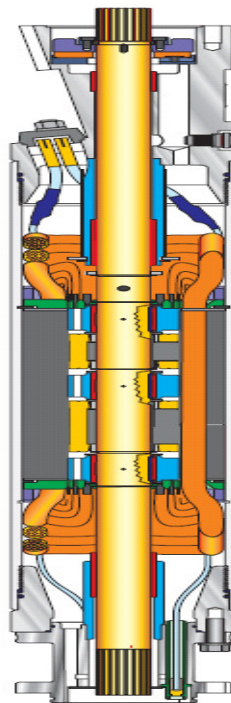
Otros elementos adicionales pueden incluir válvulas de retención y drenaje, bandas de cable, guardacables planos de motor e instrumentos de captura de datos.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el flujo requerido.

2.5.2.5.2 Motor eléctrico

El motor eléctrico colocado en la parte inferior del sello, recibe la energía eléctrica desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de grandes potencias, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia, por ejemplo: 3,500 revoluciones por minuto (RPM) a 60 ciclos por segundo (Hz). Se trata de un motor trifásico bipolar de inducción tipo jaula de ardilla que contiene un aceite de alta capacidad dieléctrica figura 7.

Figura 7: Parte transversal de un motor eléctrico



Fuente: Productos ESP

Puede estar constituido por una unidad individual o por dos o más motores ensamblados en tandem. La parte inferior del motor puede contar con una base integrada, una base universal o un dispositivo captador de datos llamado sensor de fondo.

Pruebas de laboratorio indican que la velocidad del fluido que circula por el exterior del motor, debe ser de 1 pie/seg., para lograr un enfriamiento adecuado. La profundidad de colocación del aparejo es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable. Cuando la pérdida de voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de más alto voltaje y menor amperaje. En pozos muy profundos, la economía es un factor importante: con un motor de más alto voltaje es posible usar un cable más pequeño y más barato. Sin embargo, puede requerirse un tablero de control de más alto voltaje y más caro.

Un motor de inducción no tiene conexión eléctrica al rotor, las corrientes que fluyen hacia él son inducidas por el campo magnético del estator y corta las varillas de cobre en la jaula de ardilla del rotor. Esta corriente produce un campo magnético del estator y hace que gire el rotor. Si el rotor llegara a la velocidad sincrónica, no habría inducción de corriente. La figura 7 muestra el corte transversal de un motor de fondo.

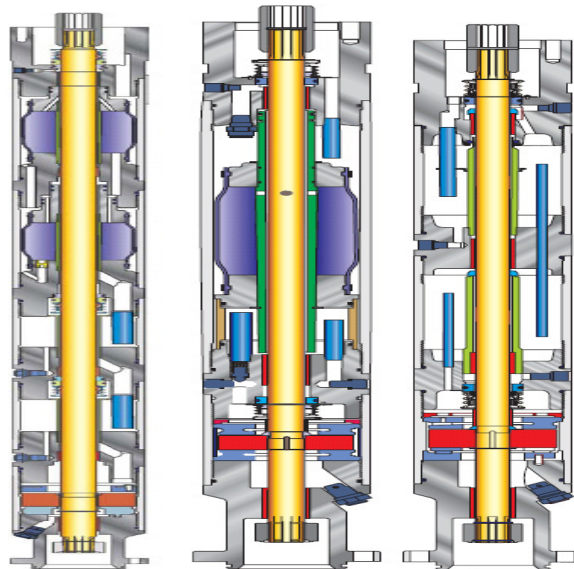
La relación de carga versus corriente consiste en que entre mas carga se le aplique al eje del motor, mas lento gira. Sin embargo, las RPM mas lentas, inducen mas corriente, lo que permite al motor producir mayor torque, este puede subir hasta casi 250% de la carga total antes de que el motor se trabe por la sobrecarga, lo que significa que un motor de 50 Hp puede producir casi 100 Hp. sin embargo, el amperaje necesario para lograrlo sería el doble que el estipulado en la placa del motor, lo que significaría un sobrecalentamiento que lo dañaría severamente.

2.5.2.5.3 Protector o sello

Este componente también llamado sección sellante ver figura 8, se localiza entre el motor y la succión, está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de la instalación. Un sello o protector cumple cuatro funciones básicas:

- Provee un espacio para compensar la expansión y contracción del aceite lubricante del motor, que ocasiona el calentamiento de operación o enfriamiento cuando sucede un paro.
- Evita que los fluidos del pozo entren al motor.
- Sirve como conexión mecánica entre la bomba y el motor.
- Ecualiza la presión interna del motor con la del pozo.

Figura 8: Corte transversal de sellos o protectores de motor



Fuente: Productos ESP

Existen dos tipos de protectores: el convencional y el de tres cámaras aislantes. El diseño mecánico y principio de operación de los protectores difiere de un fabricante a otro.

La diferencia principal está en la forma como el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo. El protector convencional, protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha. El contacto directo entre el fluido del pozo y del motor ha sido considerado el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado figura 8. Se ha determinado que el mejoramiento real del funcionamiento del motor sumergible puede lograrse si el aceite del motor se aísla completamente de los fluidos del pozo evitando cualquier contaminación. Este enfoque llevó al desarrollo de la sección sellante en el cual se aísla el aceite del motor del fluido del pozo por medio de un líquido inerte que bloquea el ingreso del fluido del pozo.

El protector de tres cámaras, constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción. Aunque dos de los tres sellos mecánicos fallen por alguna razón, el motor sumergible queda protegido.

Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes del pozo. Las características y beneficios de este tipo de protector son:

- Tres sellos mecánicos ampliamente espaciados.
- Una distribución amplia de los sellos que permite una mejor disipación de calor.
- Cada sello mecánico protege su propio recipiente, creando tres secciones sellantes en una unidad.

- Un tubo permite que haya flujo de aceite lubricante entre los tres recipientes.
- La barrera elástica en la cámara superior permite la contracción-expansión del aceite del motor cuando la temperatura cambia desde la superficie hasta el fondo y a la de operación.
- La barrera elástica es resistente al ataque químico y la penetración del gas, por lo que el aceite del motor se protege efectivamente contra contaminantes.
- Cada recipiente es lo suficientemente grande para absorber la expansión-contracción volumétrica de los motores más grandes existentes en el mercado.

2.5.2.5.4 Succión o intake

El siguiente componente a considerar es la succión o Intake.

Esta es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie.

Hay tres tipos de tomas de succión de entrada de la bomba. La toma estándar, el separador de gas estático (flujo inverso) y el separador de gas rotativo.

Figura 9: Corte transversal de succión estándar y separador de gas

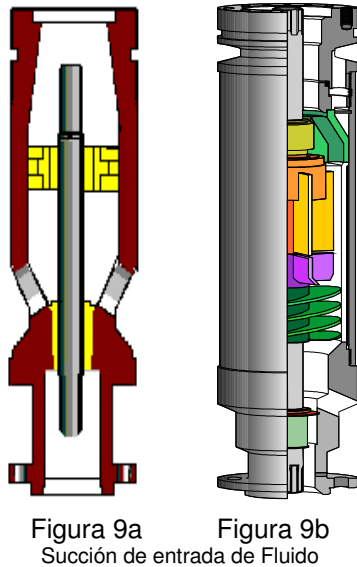


Fig. 9a Las succiones estándar
Fig. 9b Los separadores de Gas

Fuente: Productos ESP

- **Succión estándar:**

Las succiones estándar solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba figura 9a.

Este tipo de dispositivo es utilizado para pozos que producen con un nivel de gas libre o relación vapor/líquido muy baja. Las relaciones en cuanto a cantidad de gas libre por volumen en la succión de la bomba deben ser no más de 10% a 15% por volumen.

- **Separadores de gas:**

El separador de gas es un componente opcional del sistema construido integralmente con la bomba figura 9b.

Normalmente, se coloca entre la bomba y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación a altos gastos, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

Los separadores de gas, además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tiene la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos.

Existen dos tipos de separadores de gas:

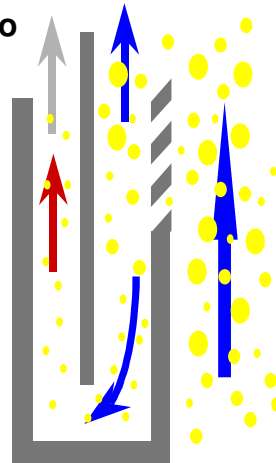
Separadores de flujo Inverso

Separadores Rotativos

- **Separadores de flujo inverso**

Los separadores de Gas de flujo inverso, se componen de un laberinto que obliga al fluido del pozo a cambiar de dirección antes de ingresar a la bomba figura 10.

Figura 10: Separador de flujo inverso



Fuente: Capacitación Wood Group

Este tipo de separador, en la mayoría de los casos, separa hasta un 20% por volumen de gas libre.

- **Separadores rotativos:**

Los separadores de gas rotativos, utilizan la fuerza centrífuga para separar el gas del líquido. El sinfín da fuerza al fluido a ingresar al separador, aumentando la presión en el interior de éste figura 9b. Luego la centrifuga separa el líquido, que es impulsado a la parte mas alejada de la centrifuga. El gas permanece cercano al centro del separador. En la parte superior un inversor de flujos permite al gas liberarse por los orificios de venteo, mientras los líquidos ingresan a la bomba.

La selección del separador de gas adecuado, dependerá de la cantidad de gas producida por el pozo, teniendo en cuenta la siguiente tabla I de eficiencia:

Tabla I: Eficiencia de separación de gas

Tipo de Succión	Capacidad de Separación
Estándar	0%
Flujo Inverso	25 % a 50 %
Rotativo	70 % a 85 %

Fuente: Productos ESP

Es necesario mencionar que la total eliminación del gas libre, no es necesariamente la mejor forma de bombear el pozo. Por una parte, el volumen de fluidos que entra a la bomba es menor, pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor relación gas-aceite de la columna hidráulica en la tubería de producción. Entre los efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba están: el comportamiento de la bomba se aparta del señalado en sus curvas características, reducción de su eficiencia, fluctuación de carga en el motor, posible efecto de cavitación y otros consecuentes.

2.5.2.5.5 Bomba

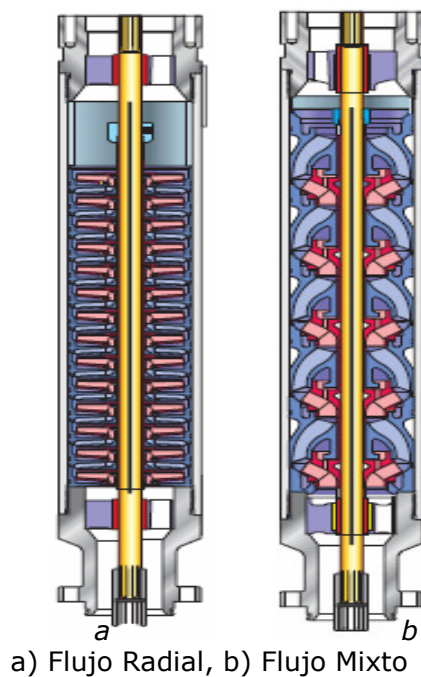
Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

La bomba es de diseño tipo centrífugo multietapa figura 11. Una etapa consiste de un impulsor y un difusor. El tipo de etapa utilizada determina el volumen de fluido que se podrá producir, y la cantidad de etapas determina la altura total de elevación generada y la potencia requerida.

En la bomba de impulsores fijos, estos no pueden moverse y el empuje desarrollado por los impulsores los amortigua un cojinete en la sección sellante. Los empujes desarrollados por los impulsores dependen de su diseño hidráulico y mecánico, además del gasto de operación de la bomba. Una bomba operando un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un gasto inferior produce empuje descendente. A fin de evitar dichos empujes la bomba debe de operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es de 75% al 95% del gasto de mayor eficiencia de la bomba.

Un impulsor operando a una velocidad dada, genera la misma cantidad de carga independientemente de la densidad relativa del fluido que se bombea, ya que la carga se expresa en términos de altura de columna hidráulica de fluido. De esta característica se desprende el siguiente concepto:

Figura 11: Corte transversal de una bomba ESP radial y de flujo mixto



Fuente: Productos ESP

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a longitud de columna hidráulica que levanta la bomba, es la misma cuando la bomba maneje agua de densidad relativa 1.0, aceite de densidad relativa 0.85, salmuera de densidad relativa 1.35, o cualquier otro fluido de diferente densidad relativa. En estos casos la lectura de la presión en la descarga de la bomba es diferente, únicamente permanecen fijos el diámetro y la velocidad del impulsor.

Una interpretación diferente del concepto anterior, es que cada etapa de la bomba imprime a los fluidos un incremento de presión exactamente igual. En esta forma, si la primera etapa eleva la presión en 0.5 (Kg./cm²) y la bomba tiene 20 etapas, el incremento total de presión que se obtiene es de 10 (Kg./cm²).

- **Características de la bomba:**

Para establecer las posibilidades de aplicación de una bomba, se debe tomar en cuenta que cada etapa está diseñada para producir dentro de un cierto rango de volúmenes. Existe un punto de mejor eficiencia para cada etapa. Por ejemplo el rango recomendado para una bomba TE-1,500 esta entre 800 bpd a 2,250 bpd. En todo el rango operativo, las fuerzas en cualquiera de los dos lados de la cara del impulsor son tales que minimizan la cantidad de empuje que se transmitirá a los soportes del difusor. Cuando un impulsor opera con un volumen mayor que el recomendado, (lado derecho del gráfico) puede darse que el impulsor este operando con empuje ascendente. A la inversa, cuando el impulsor produce menos capacidad que la capacidad de diseño (lado izquierdo del gráfico), se crea un empuje descendente, se genera mayor presión en el lado de la descarga de la etapa, lo cual fuerza al impulsor hacia abajo. El desgaste por empuje descendente es una de las principales causas de falla en la bomba.

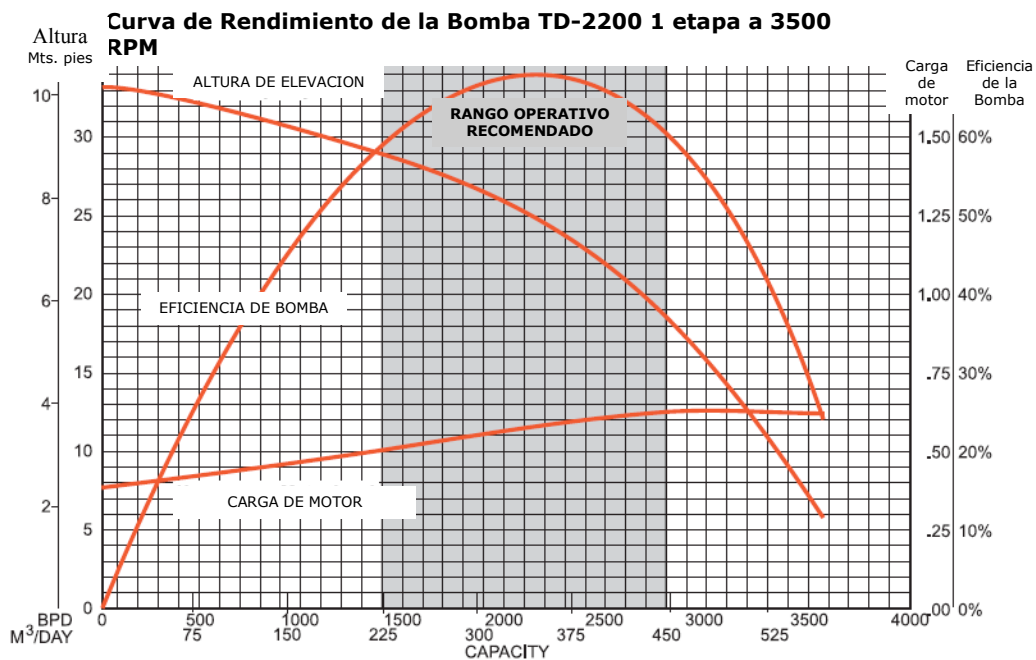
Para lograr una vida útil más prolongada, es necesario operar la bomba según el punto de mejor eficiencia. Es decir, lo mejor es operar el impulsor a presiones menores en toda la etapa y con mayores volúmenes pero siempre dentro del rango operativo recomendado. Esto quiere decir que la bomba requerirá más etapas para lograr la misma elevación y que perderá algo de eficiencia.

Las curvas de las bombas se utilizan para dimensionar un equipo electrosumergible de acuerdo con la productividad del pozo figura 12. Como ejemplo, estimemos que un pozo producirá 2,200 bpd, con un requerimiento de elevación total (altura dinámica de elevación TDH) de 5,000 pies, si estamos en la curva de la figura 12 a 2,200 bpd, encontramos que la bomba de una etapa logra una altura de 24.5 pies por etapa. Al dividir el requerimiento total de elevación por la altura por etapa disponible, podemos determinar el número total de etapas necesarias para la bomba. En este ejemplo, se requerirán 204 etapas del impulsor TD-2,200 para una altura de 5,000 pies a un ritmo de 2,200 bpd.

Etapas = TDH / elevación por etapa

Etapas = 5,000 pies / 24.5 pies por etapa = 204 etapas

Figura 12: Curva de rendimiento bomba electrosumergible.



Fuente: Productos ESP

Las curvas publicadas por los fabricantes, habitualmente corresponden a bombas de una etapa y por lo regular van en función de las revoluciones por minuto RPM.

Sin embargo, las bombas en realidad se utilizan para bombear líquidos de diferentes densidades y viscosidades, operando a otras velocidades también constantes.

Las bombas centrifugas multietapa se pueden configurar de diversas maneras, como bomba flotante, bomba de compresión y como bomba flotante inferior (BFL).

Una bomba flotante tiene libertad de movimiento ascendente y descendente sobre el eje dentro de los confines del difusor. Una bomba flotante deberá operarse siempre dentro del rango de operación recomendado.

En una bomba de compresión los impulsores no tienen libertad de movimiento ascendente y descendente. Los bujes de cada impulsor están en contacto con los bujes vecinos. La bomba de compresión puede funcionar por fuera de los rangos recomendados sin causar daños serios a las partes de la etapa con la salvedad de que no se debe operar en un rango muy a la derecha del rango recomendado de la curva. Este tipo de bomba normalmente tiene mejor resistencia a los abrasivos, por lo que la hace ser de un costo mayor a una flotante.

Una bomba flotante inferior es una combinación de las dos anteriores, pues esta constituida por alrededor de un 60% flotante y un 40% en compresión. Este tipo de construcción fue desarrollada para ampliar la capacidad de elevación del equipo de bombeo electrosumergible.

Utilizar una bomba electrosumergible en una aplicación determinada es mucho más fácil si se cuenta con una sólida base de conocimientos en relación con los tipos de bombas y los rangos de volúmenes disponibles. Muchas veces, muchos tipos de bombas diferentes pueden funcionar para la misma aplicación. La selección de la bomba adecuada para la aplicación surge de la experiencia y el conocimiento de la operatoria de cada tipo de bomba, a fin de mejorar la eficiencia del sistema y los tiempos de operación del equipo.

Los siguientes son tamaños y roscas estándar para cada serie de bombas, la conexión de la cabeza de descarga es del tipo hembra Tabla II.

Tabla II: Tipos estándar de bombas

Serie y Tipo	Diámetro	Cabeza de Descarga	
338 TA	2-3/8"	EUE 8RD	3.38
400 TD	2-3/8"	EUE 8RD	4.00
513 TG	3-1/2"	EUE 8RD	5.13
538 TE	3-1/2"	EUE 8RD	5.38
562 TH	3-1/2"	EUE 8RD	5.62
675 TJ	5-1/2"	8RD	

Fuente: Productos Wood Group

- **Efecto del cambio de velocidad:**

El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. La eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.

- **Efecto de la densidad relativa:**

La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa. Entonces la curva de capacidad de carga no depende de la densidad relativa, la potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad del líquido.

- **Efectos de cambio del diámetro de impulsor:**

La capacidad de carga varía directamente con el diámetro de los impulsores y la potencia varía directamente con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia. Las gráficas de curvas de comportamiento para cada bomba, las publica el fabricante además de las curvas de eficiencia carga y potencia vs. gasto, incluye información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie de la misma, ciclaje de la corriente para alimentar al motor, velocidad de la flecha del motor y el número de etapas considerado en la elaboración.

- **Fenómeno de cavitación:**

Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyendo, hacia regiones de más altas presiones donde se condensan o colapsan. La condensación de las burbujas produce un tremendo incremento en la presión lo que resulta similar a un golpe de martillo o choque. Este fenómeno se conoce como cavitación. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica debida a la erosión, corrosión y a la intensa vibración. La cavitación también tiene un efecto significativo en el comportamiento de la bomba. Su capacidad y eficiencia se reducen.

2.5.2.5.6 Cable conductor eléctrico

La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

Existe en el mercado un rango de tamaños de cable, de configuración plana y redonda, ver figura 13, con conductores de cobre o aluminio, de tamaños 2 al 6. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento.

Considerando la longitud de un conductor para la aplicación de un voltaje dado, los voltios por pie disminuyen conforme el alambre es más largo, como consecuencia la velocidad del electrón disminuye lo que resulta en una reducción de corriente, en otras palabras, "la resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor".

Figura 13: Cables de potencia y de motor MLC



Fuente: Productos Wood Group

Cuando la sección transversal o diámetro de un alambre es mayor, tiene un efecto contrario sobre la resistencia ya que el número de electrones libres por unidad de longitud se incrementa con el área. Bajo esta condición la corriente se incrementará para una fuerza electromotriz (fem) dada ya que se mueven más electrones por unidad de tiempo, en otras palabras "La resistencia es inversamente proporcional al área de la sección transversal del conductor".

Cuando se usan cables en sistemas de alto voltaje, cada uno de los conductores está rodeado por un considerable espesor de material aislante y algunas veces con una cubierta de plomo.

Aunque la corriente normal fluye a lo largo del conductor, existe una pequeña corriente que pasa a través del aislamiento (fuga de corriente) de un conductor a otro. Esta fuga se considera despreciable. El aislamiento de los cables debe resistir las temperaturas y presiones de operación en el pozo.

Sin embargo, para los cables utilizados también existen limitaciones debidas a materiales utilizados en su construcción. Los cables estándar tienen en promedio 10 años de vida a una temperatura máxima de 167 °F y se reduce a la mitad por cada 15 °F de exceso por arriba del máximo. El medio ambiente bajo el que opera el cable también afecta directamente su vida. Sin embargo hay cables que resisten temperaturas del de 350 °F.

La instalación del cable se realiza fijándolo en la parte externa de la tubería de producción con flejes, colocando de 3 a 4 por cada tubo; en la sección correspondiente a los componentes del sistema, es recomendable colocar flejes cada metro, debido a que esta sección es de mayor diámetro y puede dañarse durante las operaciones de introducción al pozo, por lo que comúnmente se instalan protecciones adicionales llamadas guarda cable. A lo largo de esta sección la configuración del cable es plana de motor o MLC, el cual constituye el contacto con el motor y tiene un enchufe en uno de sus extremos para hacer empalme con el motor.

La unión de la extensión MLC y el cable conductor se denomina empalme; su elaboración se realiza cuidadosamente en la localización del pozo ya que constituye una de las partes débiles de la instalación. Un empalme también puede ser necesario en cualquier punto a lo largo del cable, donde se detecte una falla del mismo o donde la longitud del cable sea insuficiente para llegar a la superficie.

Al seleccionar un cable, deberá seguirse los siguientes pasos:

1. Analizar todos los datos del pozo y del equipamiento para seleccionar el tipo de cable a utilizar.
2. Utilizar el cuadro de caída de voltaje figura 14, para seleccionar un tamaño de conductor que limite la caída de voltaje a 30 voltios o menos, cada mil pies de cable.
3. Utilizando los cuadros de temperatura de pozo vrs corriente para seleccionar el tipo de cable, obtener la temperatura del conductor para confirmar la correcta selección figura 14.
4. Utilizar el cuadro de corrección de temperatura para obtener el factor de corrección para la temperatura del conductor obtenida en el paso anterior.

5. Multiplicar la caída de voltaje original cada 1000 pies (paso 2) por el factor de corrección obtenido en el paso 3.
6. Calcule la caída total, multiplicando la caída del paso 5 por la longitud total del cable dividida por 1000.
7. Calcule el voltaje de superficie requerido sumando la caída total de cable al voltaje de placa del motor.

Los daños al cable representa un importante enemigo del sistema de bombeo electrosumergible. Siempre se tendrá que prestar especial atención durante la instalación y sacada. El ingreso del cable al pozo no deberá hacerse a más de 1,500 pies/hora. Cuando hay problemas especiales como en los casos de pozos desviados o con pata de perro, el equipo debe ser bajado aún más lentamente.

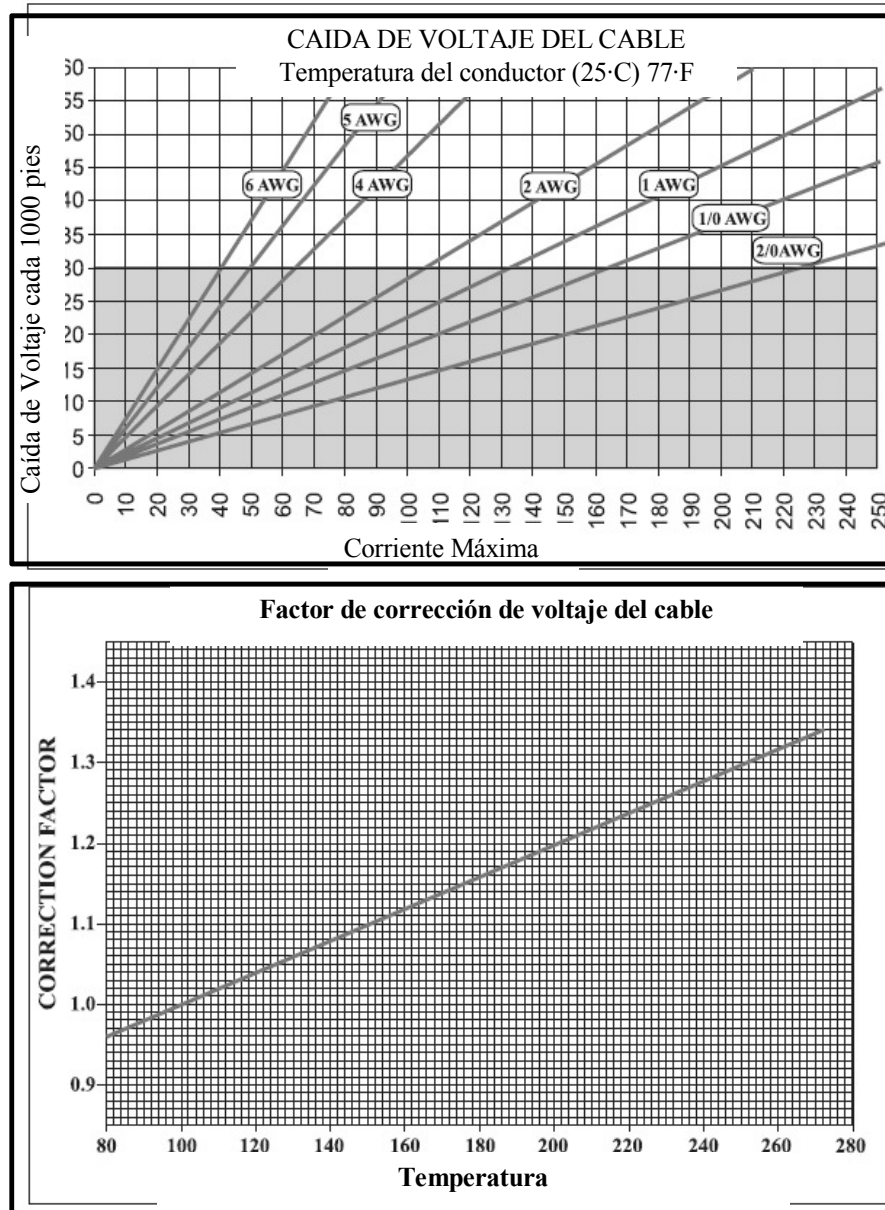
2.5.2.5.7 Componentes superficiales

Los componentes superficiales del sistema electrosumergible, son los que encontramos en la superficie del pozo.

- **Bola colgadora**

Este dispositivo se coloca en un nido sobre el árbol de válvulas. Su función es sostener la tubería de producción, permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre tubería de producción y de revestimiento para evitar fuga de fluidos a la superficie figura 15. Está construida de acero, cubierta de neopreno. En el caso de instalaciones marinas el paso de los conductores del cable, lo tiene integrado y su contacto es como el de la mufa.

Figura 14: Caída de voltaje del cable



Fuente: Productos Wood Group

Figura 15: Bola colgadora



Figura 16: Caja de venteo



Fuente: Dispositivos instalados en el campo Xan

- **Caja de venteo**

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero y puede causar una explosión cuando se produzca una descarga en arco al encender o apagar un relé Figura 16. En la caja de venteo o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad. Además proporciona fácil acceso para verificar la unidad de fondo.

- **Tablero de control**

Es un dispositivo que proporciona una manera de poner en marcha y parar el motor, además de brindar protección eléctrica para el motor y el cable figura 17. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobre carga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadores de la causa de paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto, los tipos de tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.

Figura 17: Tablero de control



Fuente: Dispositivo instalado en el campo Xan

- **Transformador**

Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores "taps" que les dan mayor flexibilidad de operación Figura 18. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

Figura 18: Transformador trifásico



Fuente: Dispositivo instalado en el campo Xan

2.5.2.5.8 Accesorios

Con el propósito de asegurar una mejor operación del equipo electrosumergible es necesario contar con algunos accesorios.

- **Válvula de contra presión**

Se coloca de una a tres lingadas de tubería por arriba de la bomba. Esta válvula funciona cuando el motor deja de trabajar, pues impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría si no se le da el tiempo suficiente para que todo el fluido llegue a un estado de reposo y se re arranque.

- **Válvula de drene**

Se coloca de una a tres lingadas por arriba de la válvula de contra presión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el equipo del pozo. Para operarla, se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

- **Controlador de velocidad variable**

Este dispositivo puede ser considerado como equipo accesorio u opcional, únicamente bajo ciertas circunstancias que impone el mismo pozo.

El controlador de velocidad variable permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad. El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz. lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de gastos que es posible manejar. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el gasto; una baja frecuencia, los disminuye.

- **Controlador de arranque suave**

Un controlador de arranque suave tiene la función de que el voltaje suministrado al motor sea disminuido durante la puesta en marcha y elevarse a nivel normal una vez que el motor llega a la máxima velocidad, reduciendo con ello el torque de arranque y la corriente de entrada, lo que significa disminuir el esfuerzo eléctrico y mecánico, que en teoría debería prolongar la vida útil del equipo.

- **Sensor de fondo**

Es un dispositivo que en la actualidad ha cambiado la forma de monitorear la operación de los equipos electrosumergibles, pues permite conocer las condiciones del pozo y del equipo en tiempo real figura 19.

Los operadores pueden utilizar un sensor de fondo para obtener una medición en tiempo real del funcionamiento de los equipos electrosumergibles. Las medidas tomadas pueden ser utilizadas para aumentar la producción, diagnóstico de una posible falla, medir propiedades del yacimiento, temperatura, presiones de fondo, parámetros eléctricos, todos ellos en tiempo real que pueden extender el tiempo de operación de los equipos como también la vida útil de los mismos. Las mediciones de operación tienen más valor que un valor simulado o calculado.

De acuerdo a datos históricos de un sensor de fondo se pueden determinar tres ventajas que presenta su utilización.

1. Identificar oportunidades de aumento de producción,
2. Identificar daño del pozo luego de un trabajo de completación,
3. Mostrar la importancia de las características del fluido, diseño y buena producción.

Figura 19: Corte transversal de un sensor de fondo

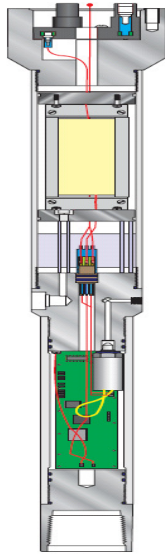


Figura 20: Centralizador de motor



Fuente: Productos ESP y Dispositivo instalado en el campo Xan

Un sensor de fondo es una herramienta ideal de prueba para pozos nuevos, obteniendo información importante en la superficie relacionada con el mantenimiento o descenso en el nivel dinámico, controlando los pozos con alta relación de gas, y operando con el controlador de velocidad variable. Cuando se utiliza un variador de velocidad, se ingresa la información del sensor relacionada con la presión para mantener una presión pre-configurada mediante la modificación del régimen de bombeo.

- **Centralizadores y guías de motor**

Como su nombre lo indica, sirven para centralizar el motor, la bomba y el cable durante la instalación figura 20. Esta herramienta se utilizan en pozos desviados a fin de mantener el motor centralizado y permitir un enfriamiento adecuado.

- **Flejes**

Los flejes se utilizan para unir el cable al tubing o tubería de producción durante la instalación y se encuentran de tres materiales diferentes: los flejes de acero negro sirven para los pozos que no tienen problemas con corrosión, los flejes de acero inoxidable sirven para los pozos en los cuales hay corrosión moderada con H₂S y los flejes de monel sirven para entornos corrosivos.

Se recomienda colocar por lo menos dos flejes por cada junta de tubería de producción. En los casos en que se utilice cable número uno o dos y el pozo sea considerablemente profundo, se recomienda utilizar más fleje.

- **Guardacables planos**

Los guardacables se utilizan para proteger el cable plano del motor ubicado al lado de la bomba y el sello contra daños mecánicos.

La integración de todos los componentes descritos es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función especial en el sistema para obtener en la superficie el caudal de fluido deseado.

3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

3.1 Identificación de la problemática

En el departamento de hidrocarburos, específicamente en la sección de yacimientos, se ha detectado que en los últimos meses, se han incrementado las fallas y el cambio de equipo electrosumergible, por lo que requiere realizar un análisis sobre las posibles causas que estén generando anomalías en este tipo de equipo.

3.2 Delimitación del área problemática

En Guatemala existen varios campos petroleros que utilizan sistemas de extracción artificial de petróleo y de acuerdo al problema planteado anteriormente podemos delimitar como área problemática al campo petrolero Xan, situado en el municipio de San Andrés del departamento de el Petén, donde se utiliza equipo electrosumergible en 31 pozos productores para la extracción de petróleo, que en la actualidad presenta fallas prematuras que generan un incremento de costos por el cambio de equipo y suspensión de la producción.

3.3 Estimación de factores que provocan problema

Para la estimación de los factores que provocan problema en los equipos electro-sumergibles se analizó una base de datos correspondiente a ocho meses, que contienen un historial de ocurrencia de fallas en donde se registran la fecha de ocurrencia de la falla, el motivo del paro, numero de pozo, horas de paro, barriles de petróleo que produce el pozo, porcentaje de agua, grado API del petróleo, perdida por pozo y la perdida acumulada por día. Para este caso se analizaron las horas de paro y el motivo según se muestra en la tabla III con lo que se pudo establecer que los componentes que generan falla con mayor tiempo son: los generadores de corriente, motores, bombas, falla en la sincronización por mantenimiento y paros manuales programados entre otros.

3.3.1 Variables de estudio

Los sistemas electro-sumergibles se clasifican en: equipo de fondo, equipo de superficie y cable por lo que estas son las variables de estudio para establecer en donde se está generando el mayor número de fallas que está ocasionando el aumento de paros y cambio de equipo.

3.3.2 Base de datos con registro de fallas en equipo electro-sumergible

Para la realización de la tabla de fallas de equipo electro-sumergible, se utilizó información de una base de datos que contiene información de fallas incluida en los reportes diarios de la compañía a cargo de la explotación de petróleo en el campo Xan, donde aparece información de los diferentes pozos productores, siendo estos horas de paro, barriles de petróleo no producido por el paro, grado API, porcentaje de agua, barriles de fluido que produce, pérdida de petróleo por día entre otros, los datos de esta base de datos aparecen en el anexo III figuras de la 56 a la 66 de este documento.

3.4 Tabla de fallas de equipos electro-sumergibles

La tabla III contiene un resumen del listado de todas las fallas encontradas en un lapso de ocho meses correspondientes a los meses de agosto a diciembre de 2,005, y de enero a marzo de 2,006. En dicha tabla se incluye un resumen agrupado con el motivo del paro y el tiempo que estuvo detenida la producción, siendo este último factor determinante en la productividad del campo petrolero.

Tabla III: Reporte de fallas con motivo y tiempo de paro

Motivo de paro	Horas de paro
Alta temperatura en aceite de motor	3.00
alta temperatura en el motor del generador	8.75
Alta temperatura en el refrigerante del motor	14.75
Alto voltaje en el generador	33.00
arranque de bomba sumergible	44.25
Baja carga del generador	2.75
baja presión de aceite	10.00
bajo nivel de refrigerante	9.25
bajo voltaje en el generador	41.50
cambio de generador	13.00
cambio de VSD	3.00
completación	324.75
Trabajos de Work-over	72.00
Corto circuito en cable de superficie	6.25
falla en el sincronizador	48.50
falla en el motor del generador	49.75
falla en el generador	258.00
fase de motor a tierra	741.50
paros manuales	59.00
pozo fuera de servicio	69.75
problema con equipo ESP	192.00

Fuente: Base de datos departamento de desarrollo petrolero MEM.

3.5 Ordenación de datos de fallas en equipos electro-sumergibles

Con los datos de la tabla III, se procede a ordenarlos en forma descendente a manera de localizar las fallas de mayor a menor importancia de acuerdo al tiempo de paro y los porcentajes acumulados, con lo que se obtiene la tabla IV.

Tabla IV: Reporte de fallas en forma ascendente y % acumulado

Motivo de paro	Horas de paro	%	% Acum.
fase de motor a tierra	741.50	36.99	36.99
Completación	324.75	16.20	53.19
falla en el generador	258.00	12.87	66.06
problema con equipo ESP	192.00	9.58	75.63
Trabajos de Work-Over	72.00	3.59	79.22
pozo fuera de servicio	69.75	3.48	82.70
paros manuales	59.00	2.94	85.65
falla en el motor del generador	49.75	2.48	88.13
falla en el sincronizador	48.50	2.42	90.55
arranque de bomba sumergible	44.25	2.21	92.75
bajo voltaje en el generador	41.50	2.07	94.82
Alto voltaje en el generador	33.00	1.65	96.47
Alta temperatura en el refrigerante del motor	14.75	0.74	97.21
cambio de generador	13.00	0.65	97.86
baja presión de aceite	10.00	0.50	98.35
bajo nivel de refrigerante	9.25	0.46	98.82
alta temperatura en el motor del generador	8.75	0.44	99.25
Corto circuito en cable de superficie	6.25	0.31	99.56
Alta temperatura en aceite de motor	3.00	0.15	99.71
cambio de VSD	3.00	0.15	99.86
Baja carga del generador	2.75	0.14	100.00
	2004.75	100%	

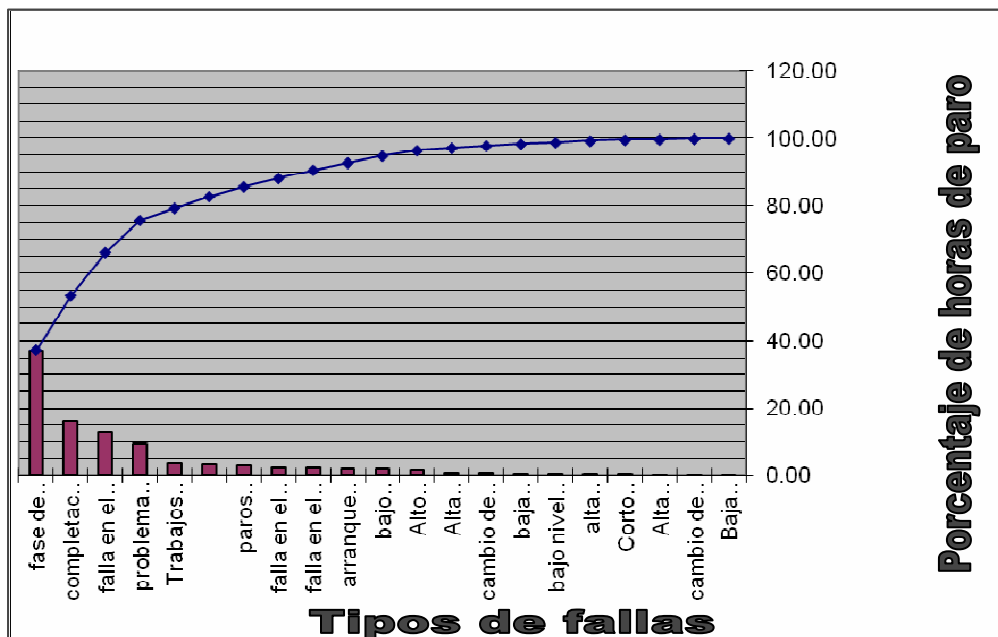
Fuente: Base de datos departamento de desarrollo petrolero MEM.

En la tabla IV se muestra las horas de paro ordenadas en forma descendente, con el porcentaje que se calculó dividiendo las horas de paro dentro del total de las mismas, multiplicado por 100, para obtener el porcentaje acumulado que será de utilidad para realizar la gráfica de pareto de la figura 21.

3.3 Gráfica de Pareto

De acuerdo con la tabla IV con los datos de fallas ocurridas durante ocho meses en sistemas electro-sumergibles se procede a graficarlos según se muestra en la figura 21 que nos presenta el gráfico de Pareto.

Figura 21: Gráfica de Pareto de fallas en sistemas electro-sumergibles



3.7 Conclusiones

Analizando la gráfica de Pareto se puede deducir que las fallas más comunes suceden cuando los motores presentan fase de motor a tierra, completación de pozos, fallas en el generador de energía, problemas con los equipos electro-sumergibles, trabajos de WorkOver, que representan un 79% de los problemas en el campo Xan, lo cuál merece ponerle atención mediante un seguimiento de cada uno de los componentes que conforman los sistemas electro-sumergibles con lo que se sugiere la siguiente metodología.

4. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN

La operación de los equipos electro-sumergibles contempla todo lo relacionado con las acciones que se realizan desde la instalación, hasta las actividades durante el funcionamiento, debido a que cuentan con una cantidad considerable de dispositivos, hacen que su operación sea compleja, por lo que es necesario contar con una metodología que proporcione la información necesaria para tomar acciones preventivas y correctivas que contribuyan a mejorar su operación. En esta sección se desarrolla un ejemplo de diseño de un equipo óptimo de bombeo electrosumergible, operaciones a realizar antes del arranque, operaciones durante el arranque, operaciones con pozo estabilizado que describe monitoreo y acciones preventivas a tomar durante la operación de dichos equipos y finalmente un análisis de costos de inversión para el mejoramiento del monitoreo de los mismos.

4.1 Diseño óptimo de bombeo electro-sumergible

El procedimiento de diseño de un equipo electro-sumergible, varía considerablemente con las condiciones del pozo y con los fluidos que van a ser bombeados. Es de suma importancia tener información detallada del estado mecánico del pozo, la historia de producción y las condiciones del yacimiento.

Cuando un equipo de bombeo electro-sumergible se diseña correctamente y su operación es monitoreada adecuadamente, el equipo instalado resulta ser relativamente económico y libre de problemas.

Los datos que brindan la información de la capacidad del pozo deben ser confiables, pues datos erróneos traen como resultado una bomba mal diseñada, una operación costosa, funcionamiento fuera del rango óptimo de diseño , sobrecargando el motor o haciéndolo trabajar por debajo de la carga o agotar muy rápidamente el nivel del pozo, trabajando con un caudal excesivo que puede causar daño a la formación del yacimiento.

Es recomendable no utilizar datos de otros pozos en el mismo campo o en un área cercana, pues no se puede suponer que los pozos del mismo horizonte de producción tienen características similares. Generalmente los pozos de petróleo son como huellas digitales, es decir, no hay dos que sean iguales.

4.1.1 Datos de producción de pozo e instalación actual

Como se dijo anteriormente, entre más confiables sean los datos del pozo, datos de producción, las condiciones del fluido del pozo, la fuente de energía y los posibles problemas que pueden complicar la operación de nuestros equipos, así será el desempeño del equipo y la duración de la instalación, pues debemos prestar atención a la capacidad del pozo y evitar con ello una bomba mal diseñada y una operación con altos costos. A continuación se incluye un listado de los datos requeridos para un buen diseño de un equipo electro-sumergible.

Para una mejor comprensión de los pasos a seguir se asumirá que se dispone de la siguiente información y que se requiere seleccionar un sistema de bombeo electro-sumergible adecuado:

a) Datos del pozo

- Tamaño de la tubería de revestimiento 7pul. peso de 23lb/pie (7"OD23#)
- Profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.
- Tamaño, tipo y conexión de la tubería de producción 2-7/8pulg. 8Rd. EUE. nueva
- Intervalo de perforaciones del pozo, con disparos o abierto 6,300 a 6,400 pies de profundidad vertical
- Profundidad de asentamiento de la bomba, (medida y vertical) 6,200 pies.

b) Datos de producción

- Presión de la tubería de producción en la cabeza del pozo 250 psi
- Nivel de producción de ensayo del pozo 1,000 bpd
- Nivel de fluido y/o presión de fondo fluyente 1,085 psi
- Nivel de fluido estático y/o presión estática de fondo de pozo 1,750 psi.
- Profundidad de referencia 6,350 pies
- Temperatura en el fondo del pozo 180 °F
- Caudal de flujo deseado 2,500 bpd
- Relación gas–aceite (GOR y Rs) no hay.
- Corte de agua 85 %

c) Condiciones del fluido del pozo

- Gravedad específica del agua 1.01
- Gravedad específica o API del petróleo 16°
- Gravedad específica del gas no hay
- Presión del punto de burbuja del gas no hay
- Viscosidad del petróleo no se conoce
-

d) Fuente de energía

- Voltaje primario disponible 7,200 – 12,000 volts.
- Frecuencia 60 Hz
- Capacidad de la fuente de potencia generador accionado por combustible, sistema estable

e) Posibles problemas

Los equipos electro-sumergibles pueden tener una complicada operación cuando en el pozo encontramos: Arena, Carbonatos, Corrosión, Parafina, Emulsión, Gas y Alta temperatura.

El procedimiento de selección del equipo a utilizar, varia significativamente según las condiciones de producción y las propiedades del fluido del pozo ya que existen pozos con alto corte de agua, pozos que producen fluidos viscosos y pozos con flujo multifásico (pozos con alta relación gas-petróleo GOR).

Los pozos con fluido viscoso, tienen la propiedad de una gravedad API baja, la viscosidad tiene la propiedad de resistirse al movimiento y es inversamente proporcional a la temperatura; por lo que en la bomba habrá pérdida de levante, de producción, habrá mayor consumo de potencia y pérdida de eficiencia, lo que trae como consecuencia tomar precauciones relacionadas con el ajuste de la bomba por pérdida de flujo, pérdida de levante, ajustar el motor por mayor consumo de potencia y se debe utilizar bombas de flujo mixto si el rango de producción lo permite.

Para los pozos con fluidos multifásicos, los equipos electrosumergibles pierden su eficiencia cuando el gas libre pasa por dentro de la bomba, por lo que se debe calcular el porcentaje de gas a producir, para saber si es necesario incluir en el diseño un separador de gas, pues generalmente las bombas pueden asimilar hasta un 10% de gas en la succión.

Para calcular el porcentaje de gas se debe seguir los siguientes pasos:

- Se debe calcular el gas en solución por cada barril de crudo (R_s) en (SCF/STB)

$$R_s = Y_g(P_{sp}/18 \times (10^{(0.0125 \times API)}) / (10^{0.00091 \times T})^{1.2048}$$

Donde Y_g es la gravedad del gas

P_{sp} es la presión en la succión

API calidad del petróleo

T es la temperatura del yacimiento.

En el ejemplo que se desarrolla no hay gas por lo que la gravedad es 0.

- Se calcula el factor de volumen del gas (B_g) en (BBL/STB)

$$B_g = 0.0283 \times ZT/P_{sp}$$

Donde Z es el factor de compresibilidad del gas

- Calcular el factor de volumen del crudo (B_o) en (BBL/STB)

$$B_o = 0.972 + 0.000147(R_s((Y_g/Y_o)^{0.5} + 1.2 \times T)^{1.175})$$

Donde Y_g es la gravedad del gas

Y_o es la gravedad del crudo

- Calcular el gas producido G_{total}

$$G_{total} = GOR \times BOPD$$

Donde GOR es la relación gas-petróleo y

BOPD barriles de fluido producidos por día

- Calcular el gas en solución G_{sol}

$$G_{sol} = R_s \times BOPD$$

- Calcular el gas libre en la succión G_{libre}

$$G_{libre} = G_{total} - G_{sol}$$

- Calcular el volumen de gas (V_g) en BBL

$$V_g = G_{libre} \times B_g \times 0.178 \text{ STB/SCF}$$

- Calcular el volumen del crudo V_o en BBL

$$V_o = \text{BOPD} \times B_o$$

- Calcular el volumen de agua V_w en BBL

$$V_w = \text{BWPD} \times B_w,$$

Donde BWPD son barriles de agua producida por día

B_w es el factor volumétrico del agua, se asume que el agua es incompresible con $B_w = 1$.

- Calcular el volumen total V_{total}

$$V_{\text{total}} = V_g + V_o + V_w$$

- Finalmente se calcula el % de gas libre $\%G_{\text{libre}}$

$$\%G_{\text{libre}} = V_g/V_{\text{total}} \times 100 \%$$

Si este valor es mayor al 10%, entonces hace falta incluir en el sistema un separador de gas.

4.1.2 Caudal máximo de extracción

Para calcular la capacidad de producción se puede utilizar el método del índice de productividad (IP) en yacimientos en los cuales la presión de flujo es mayor o igual a la presión de burbuja ($P_{wf} \geq P_b$) como en este caso, entonces se procede a calcular el índice de productividad:

$$PI = \frac{Q_o}{Pr - P_{wf}}$$

Donde; Q_o = Caudal de Prueba o (aceite y agua) 1,000 bpd

P_{wf} = presión de fondo 1,085 psi

P_r = presión promedio del yacimiento 1,750 psi

$(P_r - P_{wf})$ = reducción de presión.

$$PI = 1,000\text{bpd}/(1,750\text{psi} - 1,085\text{psi}) = \mathbf{1.50\text{bpd/psi}}$$

Asumiendo un índice de productividad constante, podemos transformar la ecuación anterior para resolver nuevas tasas de producción (Q_o) en base a nuevas presiones de flujo P_{wf} .

$$Q_o = PI * (P_r - P_{wf})$$

El caudal máximo de producción del pozo se obtendrá cuando la presión fluyente es cero ($P_{wf} = 0$)

$$Q_{MAX} = PI * (P_r - 0) \quad \text{entonces} \quad Q_{MAX} = 1.50 \text{ bpd/psi} * (1,750 \text{ psi} - 0) = \mathbf{2625 \text{ bpd.}}$$

La presión fluyente del pozo (P_{wf}) al caudal deseado de 3000 bpd será:

$$P_{wf} = P_r - (Q/PI) \quad \text{donde} \quad P_{wf} = 1,750 \text{ psi} - (2,500 \text{ bpd} / 1.50 \text{ bpd/psi})$$

$$P_{wf} = 83.33 \text{ psi}$$

Este método se puede utilizar en pozos donde la presión de flujo a lo largo del pozo es mayor que la presión de burbuja, o en pozos que producen solamente agua.

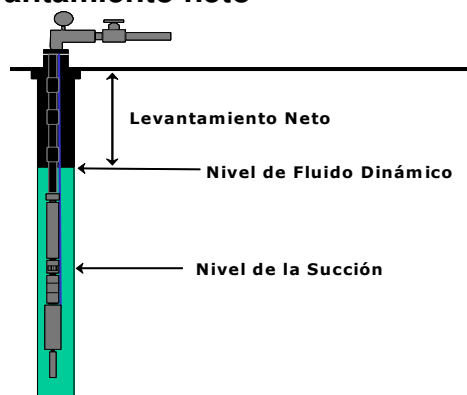
También se debe tener conocimiento de los datos relacionados con la profundidad de asentamiento de la bomba y la presión en la entrada de la bomba requerida para el pozo, que normalmente durante el diseño son datos proporcionados por los encargados de producción o del yacimiento.

4.1.3 Carga dinámica total (TDH)

TDH es la altura dinámica total que la bomba debe desarrollar para llevar el fluido hasta la superficie, esta compuesta por tres componentes básicos:

- **Levantamiento neto:** está compuesto por la altura desde el nivel de fluido dinámico hasta la superficie medido en pies, ver figura 22. Es independiente de la profundidad a la que esté asentada la bomba.

Figura 22: Gráfica de levantamiento neto



Fuente: Curso de Capacitación Wood Group

En este caso se tiene un pozo de una profundidad de 6,400pies, con un nivel dinámico de 1,450pies, colocando la succión de la bomba a 6,200 pies entonces el levantamiento neto es:

$$6,400 \text{ pies} - 1,450 \text{ pies} = \mathbf{4,950 \text{ pies}}$$

- **Pérdidas por fricción:** se da en la tubería de producción, están dadas por la viscosidad del fluido y la rugosidad de la tubería de producción.

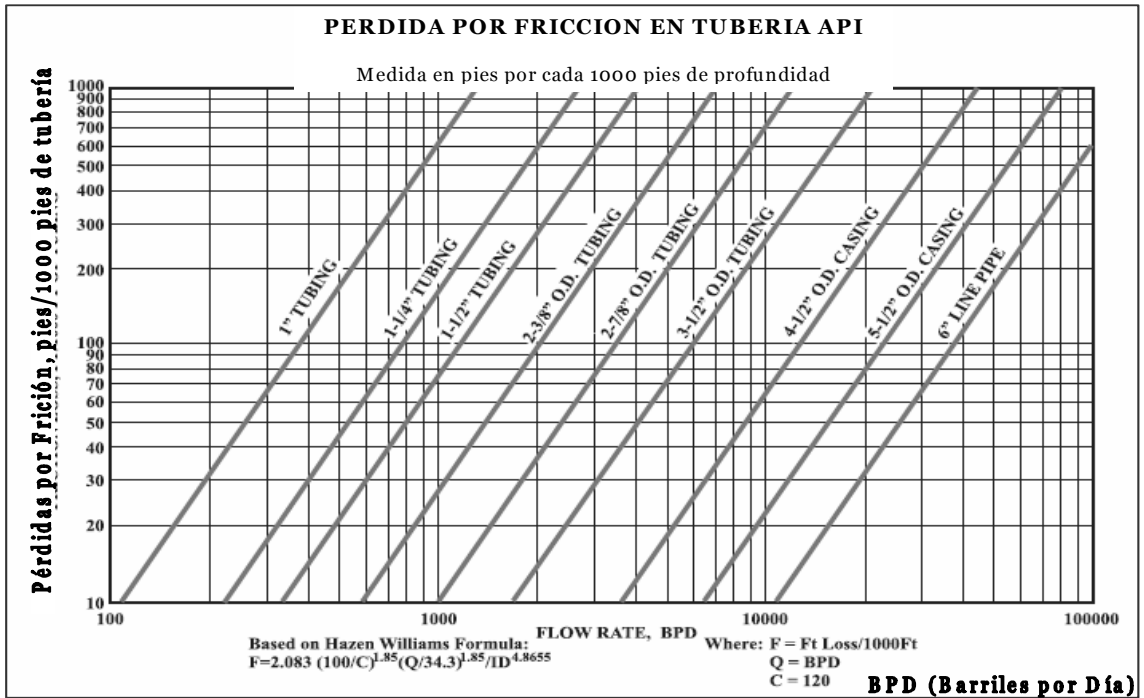
Estas se miden en pies de altura perdidos por unidad de longitud de tubería y se calculan a partir de tablas de la figura 23, según el tipo y diámetro de tubería utilizada. Se debe tomar en cuenta si la tubería es nueva o usada según sea el caso, pues tienen factores de pérdida diferentes.

Como ejemplo se puede asumir que tenemos una tubería 2-7/8" O.D. # con una longitud de 6,200 pies, con la producción deseada de 2,500 bpd en el eje X de la figura 23, e interceptando el punto con el tamaño de tubería, en el eje Y da una pérdida por fricción en la tubería de 50 pies por cada 1,000 pies de tubería.

Entonces, la pérdida por fricción en la tubería será:

$$\text{Pérdida por fricción} = (6,200 \text{ pies} * 50 \text{ pies}) / 1000 \text{ pies} = \mathbf{310 \text{ pies.}}$$

Figura 23: Gráfica de pérdida por fricción



Fuente: Datos de Ingeniería de Productos Wood Group

- Presión de superficie o cabeza, es la presión necesaria en el sistema para desplazar al fluido desde el pozo hasta el tanque que lo ha de contener.

En el ejemplo que se desarrolla se necesita una presión para superar la línea de flujo de 250 psi.

Normalmente, la presión se mide en PSI y para la selección de bombas electro-sumergibles es necesario transformarla en su equivalente en pies de elevación para lo cual se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Altura de cabeza} = (\text{Presión PSI} * 2.31 \text{ pies/PSI}) / \text{SG}_L$$

Donde:

$$\text{SG}_L = \text{Gravedad Específica del fluido}$$

$$\text{SG}_L = (\text{SG}_{\text{petróleo}} * \% \text{Petróleo}) + (\text{SG}_{\text{Agua}} * \% \text{Agua})$$

$$\text{Entonces } \text{SG}_L = (0.9059 * 0.15) + (1.02 * 0.85) = 1.01$$

$$\text{Altura de cabeza} = (250 \text{ psi} * 2.31 \text{ pies/psi}) / 1.01 = \mathbf{571.78 \text{ pies}}$$

Con estos tres componentes, se procede a calcular el TDH que la bomba deberá desarrollar.

$$\text{TDH} = \text{Levantamiento Neto} + \text{Pérdidas por Fricción} + \text{Presión de cabeza}$$

$$\text{Entonces TDH} = 4950 \text{ pies} + 310 \text{ pies} + 572 \text{ pies} = \mathbf{5832 \text{ pies}}$$

Es importante conocer con precisión el TDH ya que las bombas centrífugas desplazan el fluido contenido en el interior y no podrán levantarlo más allá de su capacidad de elevación, aunque el nivel de fluido del pozo se encuentre por encima de ellas.

4.1.4 Selección de la bomba

En la selección de la bomba se toma en cuenta el diámetro exterior que se identifica por la serie, por ejemplo la serie TE tiene un diámetro exterior de 5.38", la TG tiene un diámetro de 5.13", éste debe ser menor al diámetro interior de la tubería de revestimiento del pozo. La tasa de producción deseada está dada por el número que sigue a la serie, por ejemplo la TE – 1,500 tiene una capacidad óptima de producción de entre 800 bpd hasta 2,240 bpd, debemos tener en cuenta que el caudal deseado esté dentro de la capacidad recomendada de la bomba, según las curvas de desempeño ver anexo II, figura 43.

Si ocurriera el caso de que dos o más bombas cumplen estos requisitos, será necesario hacer un análisis económico antes de seleccionarla.

Para el ejemplo que se desarrolla se puede elegir entre dos opciones, las bombas de la serie TE - 2,700 con un diámetro exterior 5.38" con un rango óptimo de operación que se extiende desde 1,500 bpd a 3,300 bpd o bien la bomba de la serie TG - 2,000 con un diámetro exterior de 5.13" y un rango óptimo de operación desde 1,600 bpd hasta 2680 bpd, ambas a 60 Hz.

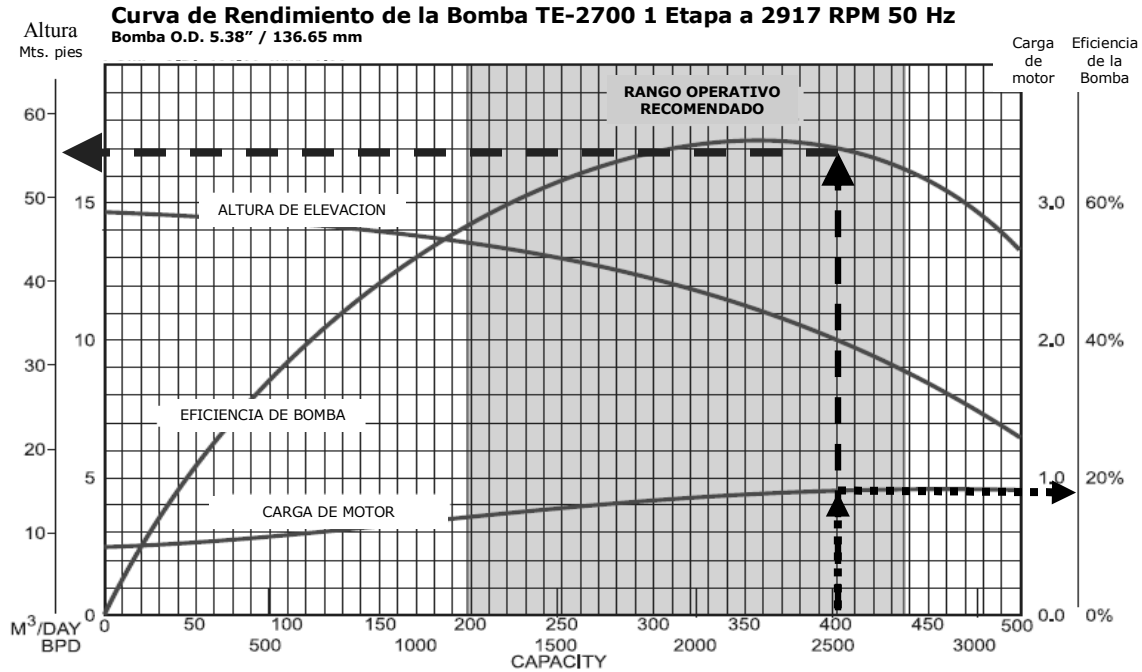
La mejor opción, por lo general sería la bomba con mayor diámetro, pues con el diámetro del equipo aumenta la eficiencia, las unidades más grandes normalmente tienen un costo menor, el fluido recorre el motor a mayor velocidad por lo que la unidad funciona mejor refrigerada. Las curvas de rendimiento para las bombas citadas se incluyen en el anexo II, figura 45.

4.1.5 Dimensiones de la bomba

Para determinar las dimensiones que tendrá la bomba, debemos conocer la altura de columna generada y la potencia al freno requerido por cada etapa. Estos datos se obtienen de las curvas de desempeño, para el ejemplo que se desarrolla, se incluyen en el anexo II, figuras de la 45 a la 55.

Conociendo los datos anteriores se debe calcular en número de etapas requeridas para vencer la altura dinámica total (TDH) que es de 5,832pies y para la bomba seleccionada TE-2,700 según la curva de desempeño de la figura 24 y siguiendo las líneas cortadas en dirección de las flechas, para una producción de 2,500bpd la bomba es capaz de levantar 68pies por etapa. Por lo que el número de etapas redondeado al valor entero superior se obtiene del cociente entre TDH y la altura generada por la etapa de la bomba.

Figura 24: Curva de rendimiento de la bomba TE-2700



Productos Wood Group ESP, Inc.

Fuente: Datos de Ingeniería de Productos Wood Group

$$\text{No. de etapas} = \text{TDH} / \text{Altura Generada por Etapa}$$

$$\text{No. de etapas} = 5,832 \text{ pies} / 68 \text{ pies} \cdot \text{etapa} = 85.76 \text{ etapas}$$

Por lo que se necesitarán 86 etapas de la bomba TE-2,700 para producir 2,500bpd con una altura dinámica total de 5,832pies.

4.1.6 Selección del motor (cálculo de potencia)

En la selección del motor a utilizar, se debe tomar en cuenta todos los requerimientos de potencia requerida por la bomba, los sellos y si fuese necesario instalar separadores de gas y sensores de fondo, pues debe ser lo suficientemente grande para soportar la carga máxima sin sobrecargarse.

Para calcular la potencia requerida por la bomba se debe multiplicar la potencia al freno por etapa (BHP), por el número total de etapas y por el valor promedio de la gravedad específica del fluido (SG_L) que será bombeado. Por lo que la potencia al freno por etapa de la bomba TE-2,700 para bombear 2,500bpd es de 0.9 BHP/etapa según la línea punteada fina de la figura 24.

$$\text{HP de la bomba} = (\text{HP al Freno}) \times (\text{No. de Etapas}) \times (SG_L)$$

$$\text{HP de la bomba} = 0.9 \text{BHP/etapa} * 86 \text{etapas} * 1.01 = \mathbf{78.9 \text{ BHP}}$$

Para obtener la potencia total requerida por el motor, se debe sumar en promedio 3HP por cada sello instalado, 7HP por cada separador de gas y 10HP cuando se incluya un sensor de fondo por lo que la potencia total requerida será de:

$$\text{HP}_{\text{total}} = 79 \text{ HP} + 3 \text{HP} + 7 \text{ HP} + 10 \text{ HP} = \mathbf{99 \text{ HP}}$$

En la figura 25 señalado con la flecha, se puede ver que se dispone de un motor de 105 HP, de la serie 500 el cuál estará cargado a aproximadamente 94% durante el funcionamiento normal.

Se debe tomar en consideración en la selección de un motor que no esté sobrecargado durante su funcionamiento normal, pues ésta sobrecarga reduce su vida útil. El voltaje del motor se puede seleccionar en base a las siguientes consideraciones:

- Los motores de alto voltaje causan bajas pérdidas en el cable, y requieren conductores de menor calibre.
- Entre más alto sea el voltaje del motor, es más elevado el costo del controlador del motor.
- La existencia de equipo en inventario.

Figura 25: Motores sumergibles

Motores modelo THD— 60 Hz								
Motores serie 300 (3.75" O.D.)			Motores serie 400 (4.56" O.D.)			Motores serie 500 (5.44" O.D.)		
H.P.	Volts	Amps	H.P.	Volts	Amps	H.P.	Volts	Amps
10	455	17	15	505	20	30	515	37
15	445	26	20	675	20	30	1190	15
25	490	39	30	870	23	45	505	58
30	455	50	35	780	28	45	1415	21
	745	30		915	25		60	1025
35	520	51	45	495	59	60		1545
	865	30		870	34		75	1055
40	595	49	50	770	42	75		1605
	750	40		855	36		90	1130
			60	1025	39	90		1540
				1505	27		105	1185
			75	1205	41	105		1475
				1410	36		120	1355
			90	1545	39	120		2545
				2260	27		150	1465
			105	1320	52	150		2530
				1525	47		180	1200
			120	1525	52	180		2525
				2505	32		195	1310
			135	1695	52	195		1150
				2245	41		210	2350
			150	1575	61	210		1255
				2565	38		225	2455
			165	1385	80	225		1300
				2765	40		240	2340
			180	1505	79	240		2550
				2610	47		270	1485
						270		2635
							300	1285
						2495		70

Fuente: Datos de Ingeniería de Productos Wood Group

4.1.7 Determinación del cable de potencia

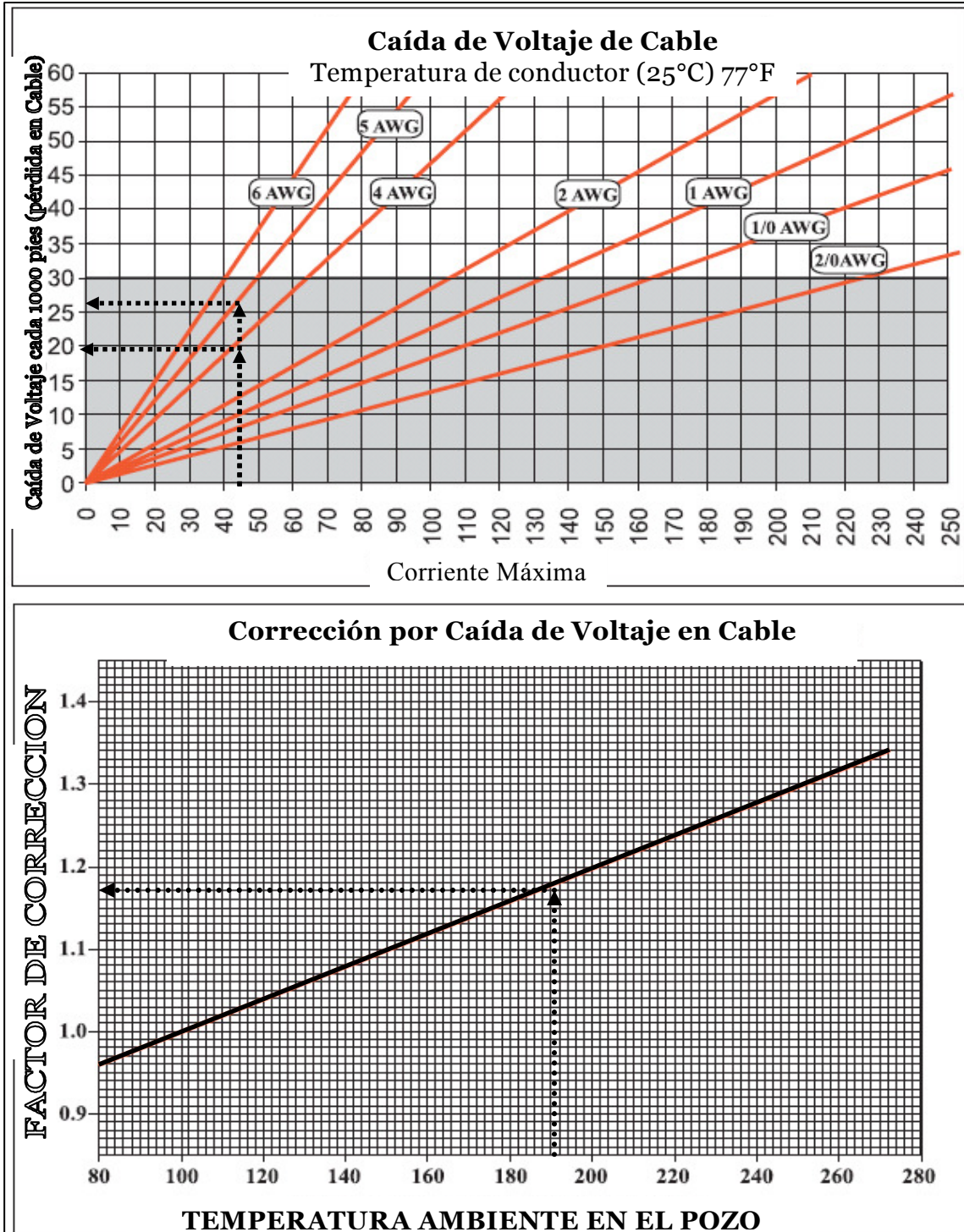
En la selección del cable se toman en consideración el tamaño del cable, las pérdidas y el costo. El tamaño adecuado depende de factores combinados de caída de voltaje, amperaje y espacio disponible entre las uniones de la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

La temperatura del pozo de este ejemplo es de 180 °F al cuál se le sumará en promedio 11 °F por incremento de temperatura debido a las pérdidas de bomba y motor, con un amperaje de 45 amperios, 1,475 voltios de acuerdo a la selección del motor de 105 HP y una longitud de 6,200 pies, se analizarán los cables #4 y #5. En la figura 26 la caída de voltaje para el cable #4 es de 20 con un factor de corrección de temperatura de 1.17, y para el cable #5 la caída de voltaje es de 27 entonces:

Para el cable #4 la caída de voltaje = $20 \times (1.17) = 23.4$ voltios/1,000 pies.
La caída total de voltaje será = $6,200 \text{pies} \times 23.4 \text{ voltios}/1,000 \text{pies} = \mathbf{145.08 \text{volt.}}$
Con caída de voltaje de $(145.08/1,475) \times 100 = \mathbf{9.8\%}$ del voltaje de placa de motor.

Para el cable #5 la caída de voltaje = $27 \times (1.17) = 31.59$ voltios/1,000 pies.
La caída total de voltaje será = $6,200 \text{pies} \times 31.59 \text{ voltios}/1,000 \text{pies} = \mathbf{195.9 \text{volt.}}$
Con caída de voltaje de $(195.9/1,475) \times 100 = \mathbf{13.2\%}$ del voltaje de placa de motor.

Figura 26: Caída de Voltaje de Cable y Factor de Corrección



Fuente: Datos de Ingeniería de Productos Wood Group

Es recomendable seleccionar el tamaño del cable con una caída de voltaje menor de 30 voltios por cada 1000pies, por lo que el cable a elegir será el #4 con una caída de 23.4voltios/1,000pies, para asegurar la capacidad de transporte de corriente del cable, de acuerdo al amperaje del motor y la temperatura de fondo del pozo. Sin embargo, para pozos profundos se recomienda buscar una caída de voltaje menor al 15% del voltaje de placa del motor, pues si la caída de voltaje está entre el 15% y el 19% es necesario un controlador de velocidad variable. Si la caída de voltaje es demasiado baja, el par de arranque puede resultar en la rotura del eje, por lo que se debe considerar el uso de un VSD si la caída es menor al 5%.

Luego de seleccionado el cable de potencia, es necesario seleccionar el cable de extensión del motor o MLC que se elige de acuerdo a las condiciones del fondo del pozo, pues en pozos corrosivos con presencia de H₂S, se utilizan MLC de Monel, en pozos con gas, se recomienda usar MLC con plomo y en pozos sin corrosión MLC con recubrimiento de acero inoxidable. El tipo de MLC depende del tipo de motor y su longitud debe ser mayor que el de la bomba más la succión y sello.

4.1.8 Cálculo de voltaje y potencia en superficie para seleccionar tablero y transformador

Para el cálculo del voltaje de superficie, necesitamos conocer el voltaje de placa del motor más la caída de voltaje.

Entonces el voltaje de superficie es:

$$\text{Voltaje de Superficie} = \text{Vol. Placa del Motor} + \text{Caída de Voltaje en Cable}$$

$$\text{Voltaje de superficie} = 1,475 \text{ volt.} + 145 \text{ volt.} = \mathbf{1,620 \text{ voltios}}$$

Para el cálculo de los KVA del sistema necesitamos los valores del voltaje de superficie y la corriente de placa del motor, entonces los KVA del sistema se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\text{KVA} = \frac{\text{Voltaje en Superficie} * \text{Amperios del motor} * 1.73}{1,000}$$

$$1,000$$

$$\text{KVA} = (1,620 \text{ volt.} * 45 \text{ amperios} * 1.73) / 1,000 = 126.12 \text{ KVA}$$

En la selección del transformador se toma en cuenta el voltaje del suministro eléctrico disponible, el voltaje de superficie requerido y la potencia. Para bajar el voltaje primario al voltaje requerido en superficie, se puede utilizar un transformador trifásico sencillo, o tres transformadores de una sola fase.

La selección del tablero se basa en el voltaje de placa del motor más la caída de voltaje en el cable, se debe tomar en cuenta que el fusible del tablero debe tener un amperaje igual que el del motor. Los tableros normalmente vienen de 1,500V, 2,500V y 3,600V y se elige el mayor más próximo por lo que se debe usar el de 2,500V para este caso en particular.

4.2 Operaciones antes de arrancar

Luego de haber instalado el equipo en el fondo del pozo es necesario realizar una serie de actividades para verificar que todo esté en las condiciones óptimas y chequear todos los dispositivos de superficie para que al iniciar el proceso de producción todo sea de la forma correcta.

4.2.1 Válvulas e instalaciones de superficie

El árbol de navidad contiene diferentes válvulas que son evaluadas por los responsables de producción al momento de finalizado el proceso de completación, junto con ellos se debe verificar que todas las válvulas de la cabeza del pozo, incluyendo la válvula de la tubería de descarga estén listas para iniciar la producción.

4.2.2 Sistema eléctrico

Se realiza una medición de la resistencia y aislamiento del cable para verificar las condiciones especificadas por el fabricante, que han sido tomadas en consideración para el diseño del equipo del pozo, también se mide la rigidez dieléctrica que es de alrededor de 35,000 voltios.

Se verifica el nivel de voltaje para coordinar los multitaps de los generadores para que el voltaje sea el óptimo de acuerdo al diseño del sistema.

Los equipos que tienen variador de frecuencia se programan a medida de las necesidades del equipo instalado y su función principal es darle protección, pues éste le permite un arranque suave que a medida que se incrementa la frecuencia, este llega a su nivel de diseño hasta alcanzar la frecuencia adecuada.

Se toman medidas de amperaje del generador para verificar que estos sean los requeridos de acuerdo al diseño del equipo.

4.2.3 Datos de equipo instalado y condiciones de fondo del pozo

Los datos del equipo instalado son necesarios para determinar las acciones a tomar cuándo llegue el momento del arranque, ya que se debe verificar todo el sistema de potencia, revisión de los cables, ajuste de los voltajes de fase a fase de acuerdo a los medidos por el voltímetro, debe medirse en los paneles de control de alto voltaje el lado secundario del transformador y multiplicar este valor por la relación del transformador, dimensiones de la bomba que junto con las condiciones del pozo ayudan a programar el controlador del motor para estabilizar el equipo de fondo, ajuste de los CT para los registros amperométricos, ajustar el punto de disparo por sobrecarga, baja carga, sobre voltaje, bajo voltaje, estos últimos cuatro en amperios.

Si por alguna razón alguno de estos puntos de ajuste no se ha ajustado al presionar el botón de arranque, el visor mostrará el punto a ajustar y la unidad no arrancará.

4.2.4 Conocimiento de los trabajos de completación y fluidos utilizados

Es de suma importancia tener conocimiento del tipo de completación realizada en el pozo ya que una completación adecuada para la instalación de equipo electro-sumergible es la completación con revestidor cañoneado usado en pozos poco profundos (4,000 a 8,000 pies), como en pozos profundos (10,000pies o más). Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de la zona a completar, cañoneando selectivamente la zona de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

Este tipo de completación tiene las ventajas de que la producción de agua y gas es fácilmente prevenida y controlada, la formación puede ser estimulada selectivamente, el pozo puede hacerse más profundo, permite realizar completaciones adicionales para control de arena, el diámetro del pozo frente a la zona productiva es completo, y se adapta a cualquier tipo de configuración mecánica

4.2.5 Realización del reporte de las condiciones y equipo del pozo

Luego de completar la instalación del equipo en la locación del pozo es necesario realizar un reporte de instalación en donde se anotarán todas las actividades realizadas, listado de los equipos de fondo y de superficie, mediciones efectuadas y comentarios que ayuden a tomar decisiones al momento de que se presente algún inconveniente al momento de la puesta en marcha del equipo instalado, una forma de hacerlo se incluye en el anexo III, figura 67.

4.2.6 Ajuste de protecciones

Es importante tomar en consideración que la instalación de un equipo electro-sumergible tiene altos costos de adquisición más los costos de intervención del pozo, por lo que se hace necesario tomar medidas de protección para que su desempeño sea el óptimo. Dentro de los ajustes para proteger el equipo está la de emplear menores velocidades de rotación, tales como la operación a 50 Hz en lugar de 60 Hz, o reducir la velocidad de la unidad con un variador de frecuencia (VSD).

Se debe controlar el caudal durante la puesta en marcha, pues un cambio brusco en las presiones en la formación cercana a la boca del pozo puede ocasionar taponamientos que se puede evitar mediante el uso de una válvula de control.

La profundidad de asentamiento de la bomba debe ser de tal manera que la succión no debe estar al nivel de las perforaciones del pozo, para que las arenas se separen del fluido por efecto de gravedad, evitando su ingreso a la bomba y no debe estar muy cercano al nivel del fluido pues puede sufrir taponamiento por gas, o quedarse sin fluido para producir.

El uso de válvulas de retención pueden resultar muy útiles, pues funcionan como válvulas de cheque al momento de un paro y sirven para evitar el Backspin, que es un efecto en la turbina que al momento de regresar el fluido que se encuentra en la tubería de producción a un estado de reposo hace girar al equipo instalado en sentido contrario al sentido cuando el equipo está funcionando y un arranque prematuro puede traer como consecuencia la fractura de un eje por lo que se le debe dar un tiempo, conocido como tiempo de Backspin que depende de la profundidad del pozo y la viscosidad del fluido.

4.3 Operaciones durante el arranque

Las operaciones que se realizan durante el arranque, comprende las mediciones de corriente y voltaje de línea, el tiempo de levante, determinación del sentido de giro de la bomba, y la prueba de muestra de los fluidos del pozo. Con esta información se puede asegurar que todo el sistema de potencia, desde la cabeza del pozo a la caja de conexiones, el tablero y la fuente de energía, tenga las conexiones a tierra adecuadas.

4.3.1 Datos de corriente y voltaje de línea

Los datos de corriente y voltaje de línea nos brindan importante información sobre las condiciones de funcionamiento del equipo al inicio de sus operaciones. Esta actividad se realiza conectando el voltímetro de alta tensión y una pinza amperométrica al cable de fondo de pozo en la caja de venteo, asegurándose de que no halla ninguna persona en las cercanías de la cabeza del pozo ni del cable de superficie, luego de anotar la hora de realizada la medición, se pone en marcha la unidad, anotando el amperaje de arranque y de funcionamiento en el reporte modelo del apéndice I, figura 67. Luego con guantes de seguridad se toman lecturas del voltaje con carga y si todo está en condiciones normales, se deja la unidad en funcionamiento después de haber observado durante una hora como mínimo.

4.3.2 Documentación

Todas las actividades realizadas en la locación del pozo, desde la instalación del equipo de fondo hasta el arranque, debe ser reportado mediante el llamado reporte de instalación, modelo incluido en el apéndice I, figura 67 que incluye información de las condiciones del equipo y pozo, los resultados de las mediciones realizadas, observaciones particulares del responsable de la instalación del equipo, toda esta información, será necesaria para calcular y pronosticar la vida del equipo.

4.3.3 Tiempo de pump-up o levante

Para determinar el tiempo de levante es necesario conocer el nivel de fluido estático, el volumen de la tubería de producción y las capacidades de la bomba.

Entonces el Tiempo de Pump-Up obtendrá de la expresión:

$$\text{Tiempo} = \text{Velocidad} / \text{Desplazamiento}$$

Donde el desplazamiento se obtiene al conocer el nivel estático del fluido por medio de ecometría o por un sensor de fondo si tuviera uno instalado, luego la velocidad se obtiene después de calcular el volumen que tiene la tubería desde el nivel dinámico hasta la superficie dividida por la capacidad de levante de la bomba.

4.3.4 Rotación de la bomba

Las bombas electro-sumergibles pueden bombear grandes cantidades de fluido aunque estén operando en dirección equivocada. Para establecer la dirección de rotación correcta, es necesario conocer el tiempo de levante y compararlo con el tiempo real de la bomba, puede compararse poniendo a funcionar en ambas direcciones. Otra opción es la de utilizar un manómetro en la línea de producción, pues al poner a funcionar la bomba en ambas direcciones y observar la acumulación de presión, se puede determinar la dirección ya que donde se observe la mayor presión será la correcta. El mejor método es utilizar instrumentos de rotación de fase durante toda la instalación.

4.3.5 Muestra de fluido

Los encargados de producción deben obtener una muestra representativa de fluido en un tubo de ensayo no menor a 500ml, del fluido que se está bombeando al iniciar la operación del equipo electrosumergible, para determinar la cantidad de agua (BSW), petróleo producido y el grado API del mismo como también para detectar la presencia de sólidos que podrían dañar la bomba de forma prematura.

4.4 Operaciones con pozo estabilizado

Es recomendable instalar un controlador Vortex para reducir considerablemente las fallas eléctricas en los motores, ya que monitorea una serie de características de la línea de alimentación y carga. Protege al motor que es el corazón del equipo electro-sumergible de daños causados por irregularidades.

4.4.1 Ajuste de protecciones

Dentro de las protecciones básicas del equipo instalado está la de proteger al motor por sobrecarga, baja carga, tiempos y cantidad de re-arranque posterior a una falla, desequilibrios de fase u opción de fase a tierra.

La sobrecarga ocurre cuando existe un desvalance de corriente y ésta supera el ajuste programado previamente en el micro-controlador. Cuando ocurre un paro por sobrecarga es necesario determinar la causa de la misma antes de poner en marcha nuevamente el equipo ya que un rearranque prematuro puede terminar en un desastre, partiendo al motor en dos partes y ocasionar costosas maniobras de recuperación del equipo en el fondo del pozo.

La baja carga se detecta cuando la menor de las corrientes trifásicas está muy abajo del ajuste del disparador de baja carga. El tiempo de tolerancia permitido antes de pararse el equipo se puede ajustar por medio de un potenciómetro que se puede ajustar de 0 a 600 segundos. También existe la opción de baja carga automática que se puede programar de tres modos, siendo el modo 1 cuando hay presencia de gas, modo 2 sin gas y modo 3 en forma manual.

Los re-arranques se pueden programar de forma manual o automática. Cuando se utiliza la forma automática se debe tomar en cuenta el tiempo de backspin y normalmente ocurre cuando el paro es ocasionado por baja carga o pérdida de energía con un tiempo estándar de 5 a 240 minutos. El equipo no arrancará cuando el paro fue por sobrecarga o cuando esté en el modo manual.

Finalmente, el equipo se detiene cuando existe un desequilibrio en las tres fases de la corriente, ya que el eliminador controla las tres corrientes combinando los componentes de secuencia positiva y negativa de la corriente del motor. El calor calculado del motor se compara con el punto de ajuste de sobrecarga para determinar cuando debe parar. La falla con fase a tierra se indica con las luces amarilla y roja.

4.5 Información de parámetros de operación

La información de los parámetros de operación, es la herramienta principal para diagnosticar el estado de funcionamiento de los equipos electrosumergibles ya con ella se puede comparar la eficiencia del equipo de fondo instalado, condiciones críticas que podrían dañarlo e información histórica que se puede utilizar para re-diseño de futuros equipos.

4.5.1 Registros amperométricos

Dentro de la información importante que permite realizar un diagnóstico del comportamiento del equipo instalado o de lo que está sucediendo en el fondo del pozo, está la información de los registros amperométricos.

Con los registros amperométricos, muchas condiciones pueden ser correctamente diagnosticadas y es posible tomar una acción correctiva sin la necesidad de sacar el equipo del fondo del pozo, o determinar si éste debe ser sacado para sustituirlo o añadir algún componente que falte para su óptima operación, en fin con este tipo de información se puede tomar la mejor decisión al momento de reemplazar una unidad de reemplazo.

Un registro amperométrico consiste en un registrador amperométrico análogo incluido en el panel de control, que consta de un mecanismo de tiempo de cuerda, con lo que no necesita voltaje que permite al instrumento continuar operando aún cuando se suspenda el suministro eléctrico. Este mecanismo hace girar un dispositivo de acuerdo a una escala programada ya sea por 24 horas o una semana. El registrador tiene una plumilla de fibra, que gráfica sobre una carta o gráfico circular moviéndose hacia adentro o hacia afuera en forma proporcional con la cantidad de corriente que está pasando por el cable de corriente.

Para poder obtener la información de la corriente del motor en el registrador amperométrico, uno de los cables de alimentación de corriente debe pasar por un transformador de corriente (CT) que disminuye la corriente que está pasando por el cable, pues estos tienen un rango de entrada de 0 a 5 amperios y una vez ajustados se debe colocar una carta que pueda leer correctamente el amperaje para la relación ajustada.

Se debe utilizar una carta amperométrica de 24 horas cuando se arranca un equipo nuevo mientras dure la estabilización del pozo y posteriormente una de 7 días.

Para tener una mejor idea de la información y de las causas de los problemas que muestran las cartas amperométricas, se incluyen algunas que muestran los problemas más comunes que se presentan en el campo, lo cual no significa que estos sean los únicos que existen. Se debe tomar en cuenta que las cartas obtenidas actualmente en el campo pueden ser diferentes en ciertos aspectos, pero estudiando estos ejemplos, más la experiencia en el ramo se pueden llegar a analizar con un alto grado de exactitud.

Para efectos de interpretación debemos tomar en cuenta que los tableros o paneles de control utilizados para estos ejemplos están provistos de capacidad de inactivación por baja corriente (bajo amperaje) y por sobrecarga (alto amperaje). Si la unidad se detiene por baja carga, esperará que transcurra el intervalo de retardo y luego se iniciará en forma automática. Si se detiene por sobrecarga, la unidad no arrancará automáticamente, sino que debe ser arrancada manualmente, pues se considera una falla seria y la unidad completa debe ser revisada completamente antes de intentar otro arranque.

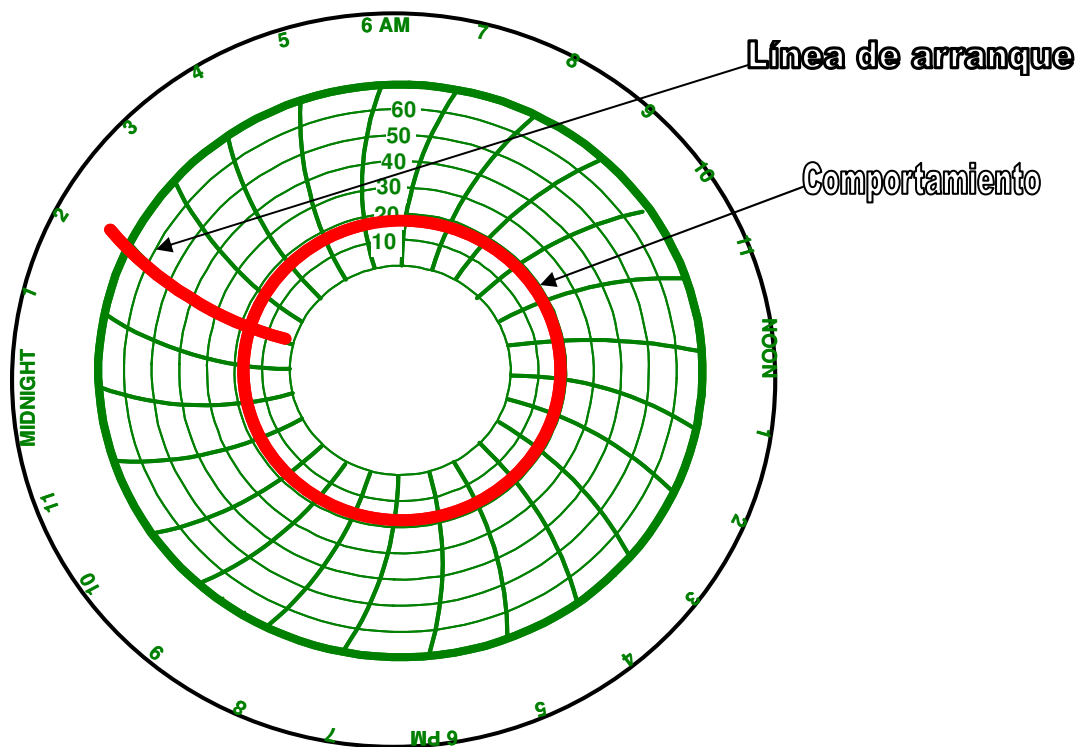
En todos los casos se asumirá que se está operando un motor con una corriente de placa de 40 Amperios, cargado al 100% de su capacidad ajustado para detenerse con una sobrecarga de 46 amperios y una baja carga de 32 amperios.

La cartas que se muestran tienen una escala de amperaje representado por círculos concéntricos de 0 a 80 amperios con una escala de tiempo de 24 horas señalizada en el borde exterior y el efecto de la corriente registrada está representada por la línea gruesa de color gris.

- **Operación normal:**

Una operación normal de un equipo electro-sumergible está representado por una línea de arranque siempre que el equipo haya sido arrancado en las últimas 24 horas y un círculo concéntrico, en éste caso el círculo está en la escala de 20 amperios y de acuerdo a lo pactado en la página anterior debe estar operando en 40 amperios, por lo que debemos ajustar el transformador de corriente para tener una lectura correcta.

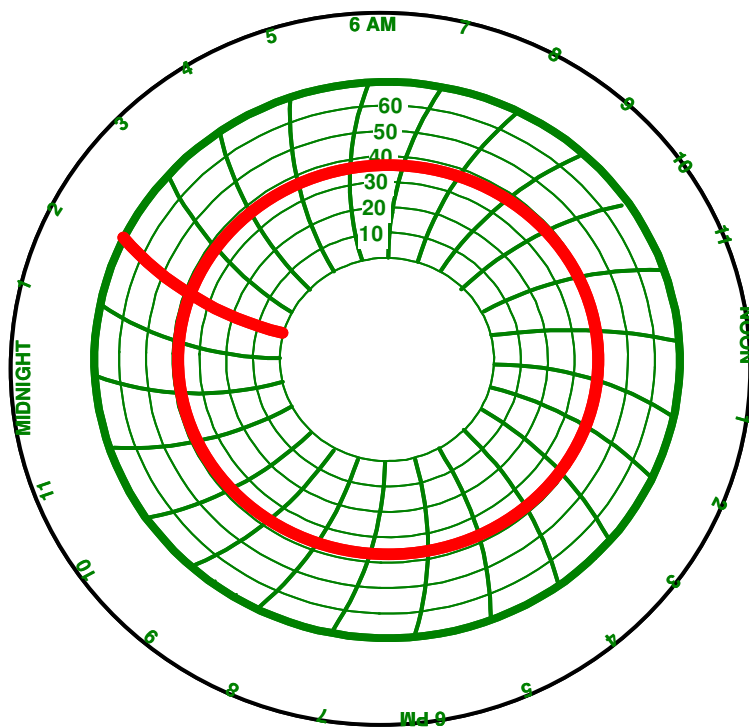
Figura 27: Operación normal con CT ajustado incorrectamente



Fuente: Capacitación Wood Group

Al ajustar el CT correctamente se obtiene una carta como la figura 28, ya que está operando con una corriente de placa de 40 Amps. Note el pico de arranque seguido de una línea suave y simétrica a 40 Amps. La unidad está funcionando continuamente con una línea pareja, y genera un amperaje de motor en funcionamiento libre de anomalías. Mientras la línea de la carta sea simétrica día tras día, se puede considerar normal.

Figura 28: Operación normal

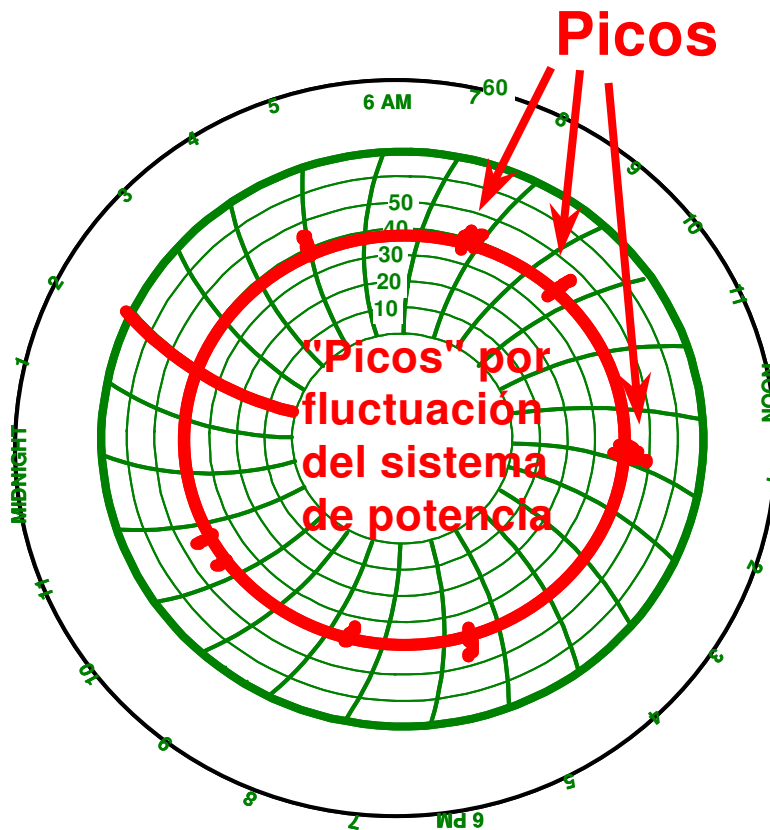


Fuente: Capacitación Wood Group

- **Fluctuaciones eléctricas**

Este es un ejemplo de una carta que indica una operatoria "normal", que muestra picos o saltos que cruzan el gráfico que pueden ser el resultado de fluctuaciones en el suministro de energía por causa de arranque periódico de alguna otra carga considerable en el sistema figura 29. También puede indicar que la unidad está siendo afectada por sedimentos momentáneos, algún problema transitorio, o mecánico, y también puede ser el resultado de descargas atmosféricas. Es recomendable utilizar un supresor de sobre tensiones.

Figura 29: Operación con fluctuaciones eléctricas

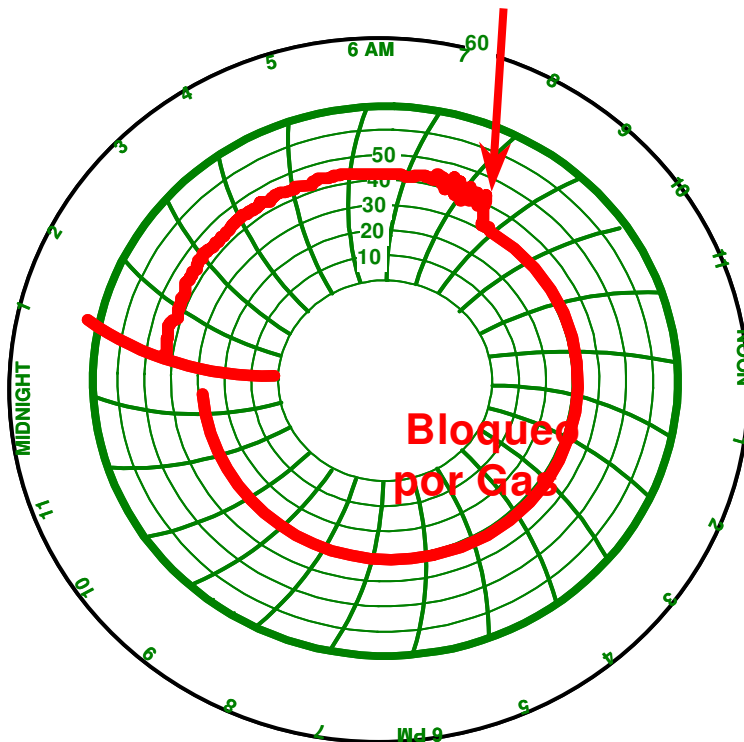


Fuente: Capacitación Wood Group

- **Bloqueo por gas**

El amperaje registrado en esta carta indica que después de arrancar normalmente, el régimen de producción declina lentamente y la línea se hace muy inestable. Cerca de las 8:30 AM, el amperaje muestra una drástica caída y comienza una línea muy suave figura 30. Cuando la unidad es arrancada por primera vez, el nivel de fluido es alto por lo que la producción y la corriente son ligeramente altas. A medida que el nivel de fluido baja, la corriente disminuye hasta que el nivel es tan bajo que el gas comienza a entrar en la bomba por lo que la variación en la gravedad específica del fluido causa un amperaje errático.

Figura 30: Operación con bloqueos por gas



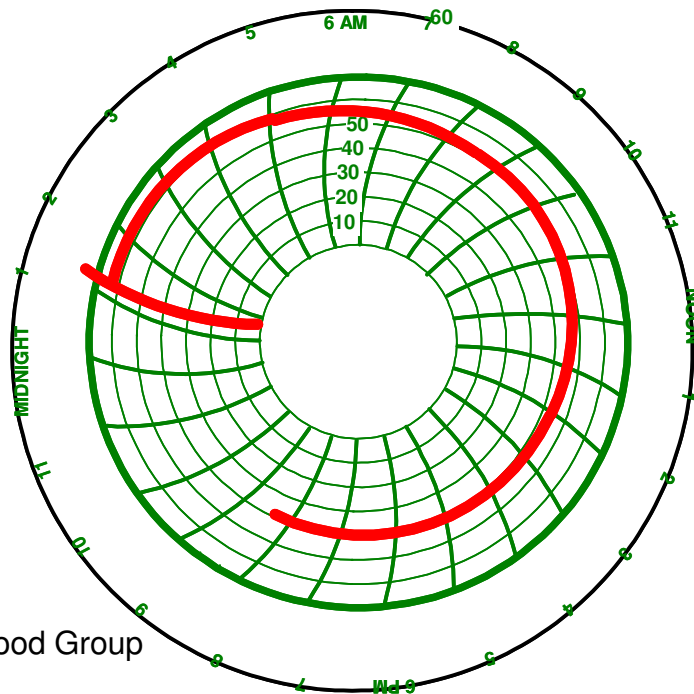
Fuente: Capacitación Wood Group

Cuando la bomba no está produciendo fluido, el motor continúa funcionando (el amperaje no es cero). Esto puede causar que el motor se quemara por falta de movimiento de fluido, necesario para su refrigeración, pues este debe tener una velocidad mínima de un pie por segundo. En este caso se debe subir el valor de ajuste de Baja carga para que la unidad se detenga si la bomba se bloquea. con el equipo detenido, se puede desbloquear la bomba, si se tiene instalada una válvula de retención, esta puede impedir el desbloqueo. Una opción es recircular una parte del fluido al anular para mantener el nivel de fluido. También puede ser necesario profundizar la bomba para ganar sumergencia y otra opción es rediseñar buscando un equipo más pequeño. Si se está utilizando un VSD, solo se debe bajar la frecuencia.

- **Alta gravedad del fluido**

En la carta amperométrica de la figura 31, muestra una corriente alta al arrancar que se estabiliza gradualmente hasta llegar a un valor normal. Una posible causa de este tipo de comportamiento es que la bomba este descargando fluido de completación que generalmente tiene una gravedad específica mayor al del fluido de diseño del equipo, que hace que se incremente la corriente hasta que este fluido es bombeado fuera del pozo y conforme se agota se estabiliza hasta una condición normal. Si se tiene una condición de este tipo, se debe ajustar la sobrecarga a un rango mayor al valor normal del 115%. Si esta condición se espera por un tiempo prolongado, puede ser necesario utilizar un motor más grande para que la sobrecarga no cause un aumento en la temperatura interna del motor que pueda reducir su vida útil, si se esta utilizando un VSD, se puede bajar la frecuencia para disminuir la carga hasta que el fluido de completación se agote.

Figura 31: Operación con alta gravedad del fluido



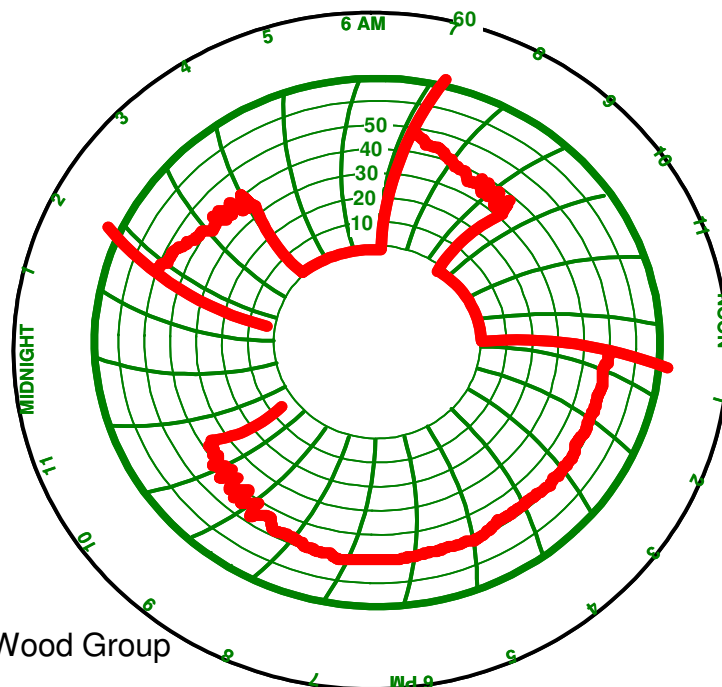
Fuente: Capacitación Wood Group

- **Bajo nivel de fluido con presencia de gas (Pump-off)**

En esta carta se puede observar una unidad que arranca a las 2AM, funciona por un periodo de dos horas con una corriente que disminuye gradualmente en forma errática hasta detenerse por tres horas, repite el ciclo y después reanuda de nuevo, trabaja por un período mayor y vuelve a detenerse aproximadamente a las 10:30 PM figura 32.

Este puede ser un caso en que la bomba produce más fluido del que el pozo entrega; la bomba agota el nivel de fluido y el amperaje baja hasta que el gas comienza a desprenderse en la succión de la bomba, la baja gravedad del gas mezclada con la alta densidad del fluido causa mucha variación en la corriente y la unidad se detendrá por baja carga. Dentro de las posibles soluciones es recircular fluido por el anular para recuperar nivel, aumentar la sumergencia de la bomba, rediseñar la bomba o si se cuenta con un VSD se puede bajar la frecuencia.

Figura 32: Operación con bajo nivel de fluido con presencia de gas (pump-off)



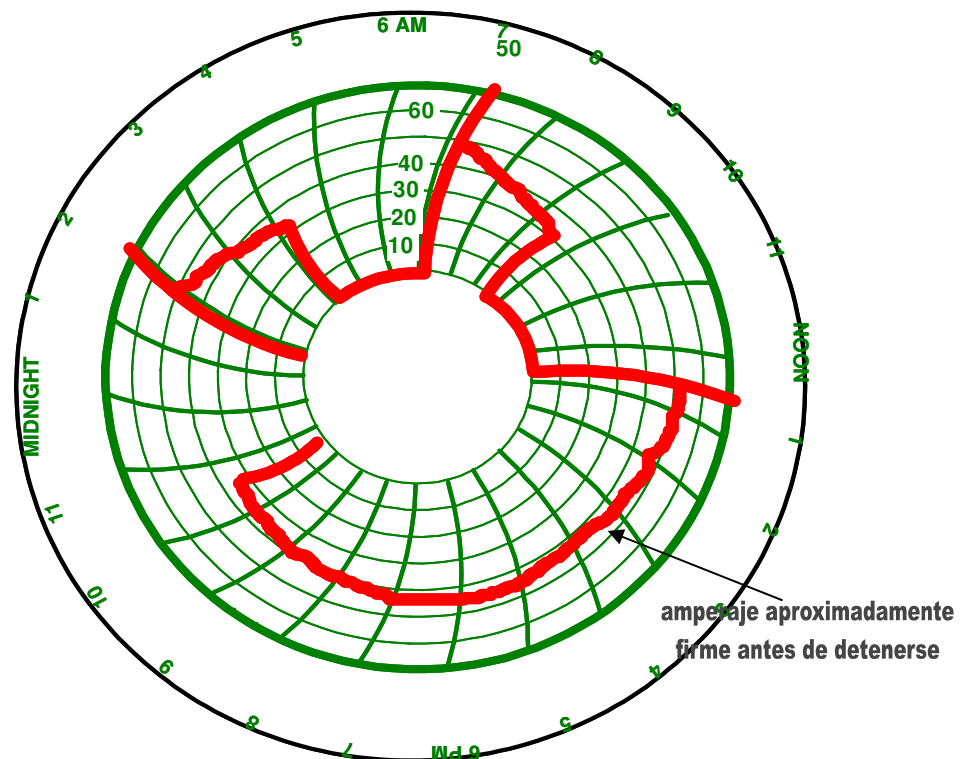
Fuente: Capacitación Wood Group

- **Bajo nivel de fluido sin gas (Pump-off)**

En la figura 33 se puede observar una carta similar a la figura 32, con la diferencia de que el amperaje es aproximadamente firme antes de que se detenga el equipo. Las posibles causas, son similares a la anterior, por bajo nivel de fluido, con la diferencia que en el reservorio no cuenta con una cantidad de gas que pueda interferir en la bomba.

Las medidas correctivas son las mismas del caso anterior, con la salvedad de que si esto ocurre después de un periodo normal de operación la causa puede ser un daño superficial que este reduciendo la productividad del pozo, entonces una estimulación podría mejorar la productividad como al inicio.

Figura 33: Operación con bajo nivel de fluido sin gas

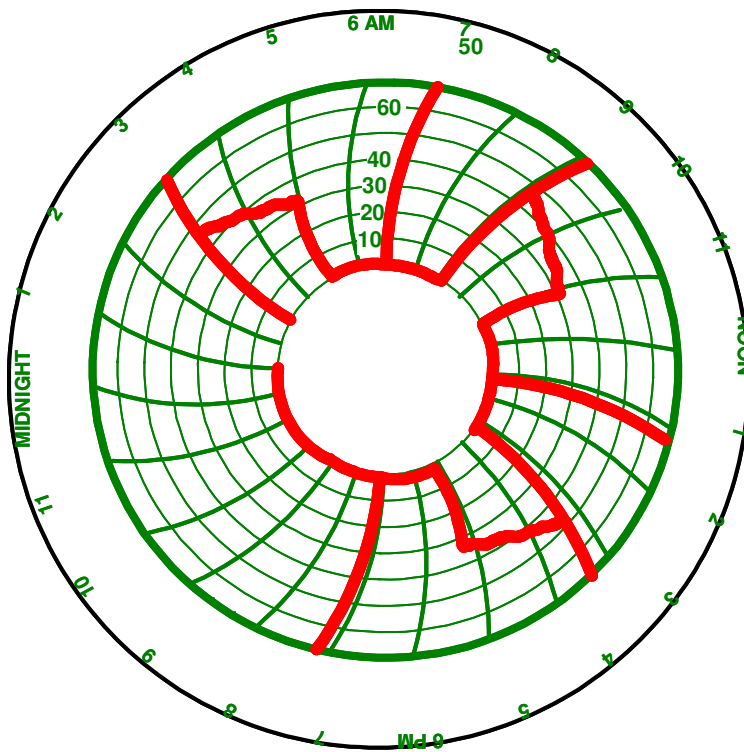


Fuente: Capacitación Wood Group

- **Bajo nivel de fluido (Pump-off)**

En la figura 34 observamos una carta similar a la 33 con la diferencia de unos picos adicionales que significan que el tiempo de re arranque está ajustado muy bajo y la bomba intenta arrancar cuando aun no hay suficiente fluido en el pozo y esta vuelve a caer por baja carga. En este caso una acción a tomar, seria la de reajustar el tiempo de re arranque automático, pero una mejor opción seria la de rediseñar el equipo de acuerdo al aporte del pozo.

Figura 34: Operación con bajo nivel de fluido sin gas



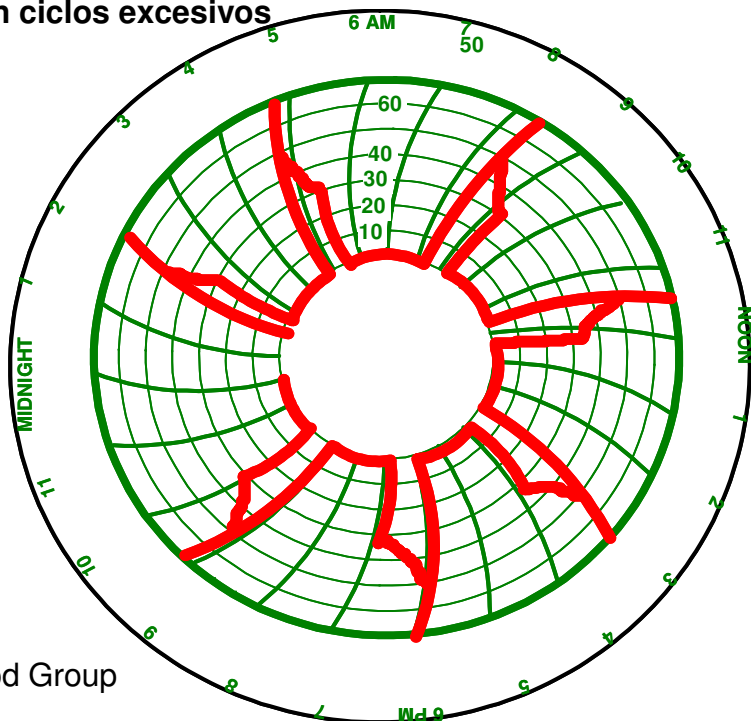
Fuente: Capacitación Wood Group

- **Ciclos excesivos**

Esta carta muestra también bajo nivel de fluido solo que con un período de funcionamiento corto, lo cual es perjudicial al equipo, por lo que se debe corregir de inmediato ya que muchos re arranques pueden fatigar el motor que hace que se incremente la temperatura que nunca puede ser disipada figura 35.

Este tipo de comportamiento puede ser causado por una bomba muy grande que agota el fluido como en los casos anteriores o por una bomba pequeña que no tiene las suficientes etapas para levantar el fluido a la superficie. Una forma para determinar este caso es tomando un registro de nivel ya sea por ecometría o por medio del sensor de fondo, también se puede cerrar la válvula de descarga para constatar el incremento de presión, para lo cual debemos estar seguros de que la tubería manejará alta presión. También puede ser causada por una descarga de línea tapada o una válvula cerrada en el cabezal de boca del pozo o la línea de flujo.

Figura 35: Operación con ciclos excesivos

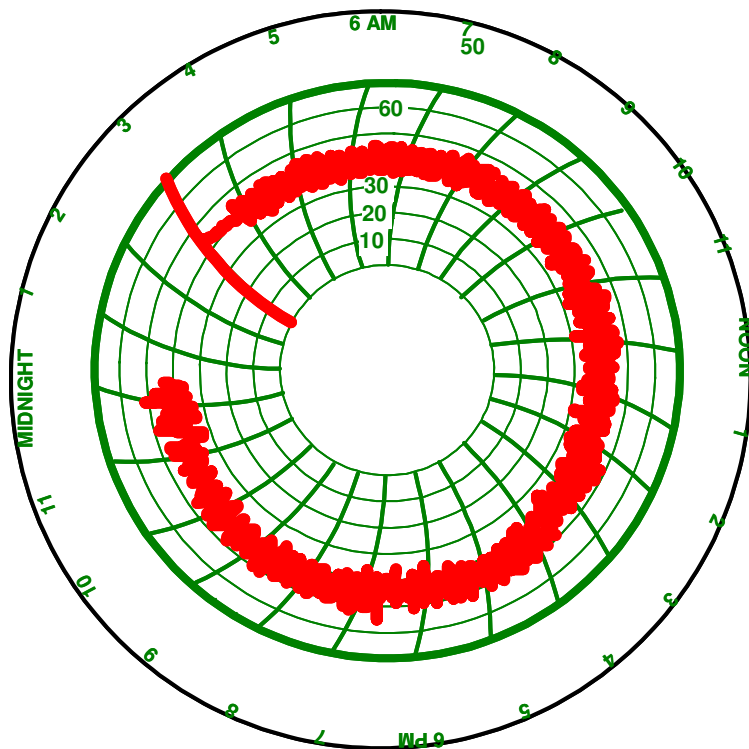


Fuente: Capacitación Wood Group

- **Pozo con gas**

En esta carta se aprecia un funcionamiento cerca del nivel correcto, aunque muy inestable que puede ser causado por gas libre comenzando a ingresar a la bomba figura 36. También es posible que la producción de emulsión cause cartas similares. Para mejorar o suavizar la línea, se puede recircular fluido por el anular o aumentar la sumergencia de la bomba. Muchas bombas operan con este tipo de cartas pero se debe tomar en cuenta que se debe ajustar bien la baja carga, para no tener efectos nocivos sobre la bomba ya que esta no opera con volúmenes mayores a un 10% de gas libre.

Figura 36: Operación con presencia de gas



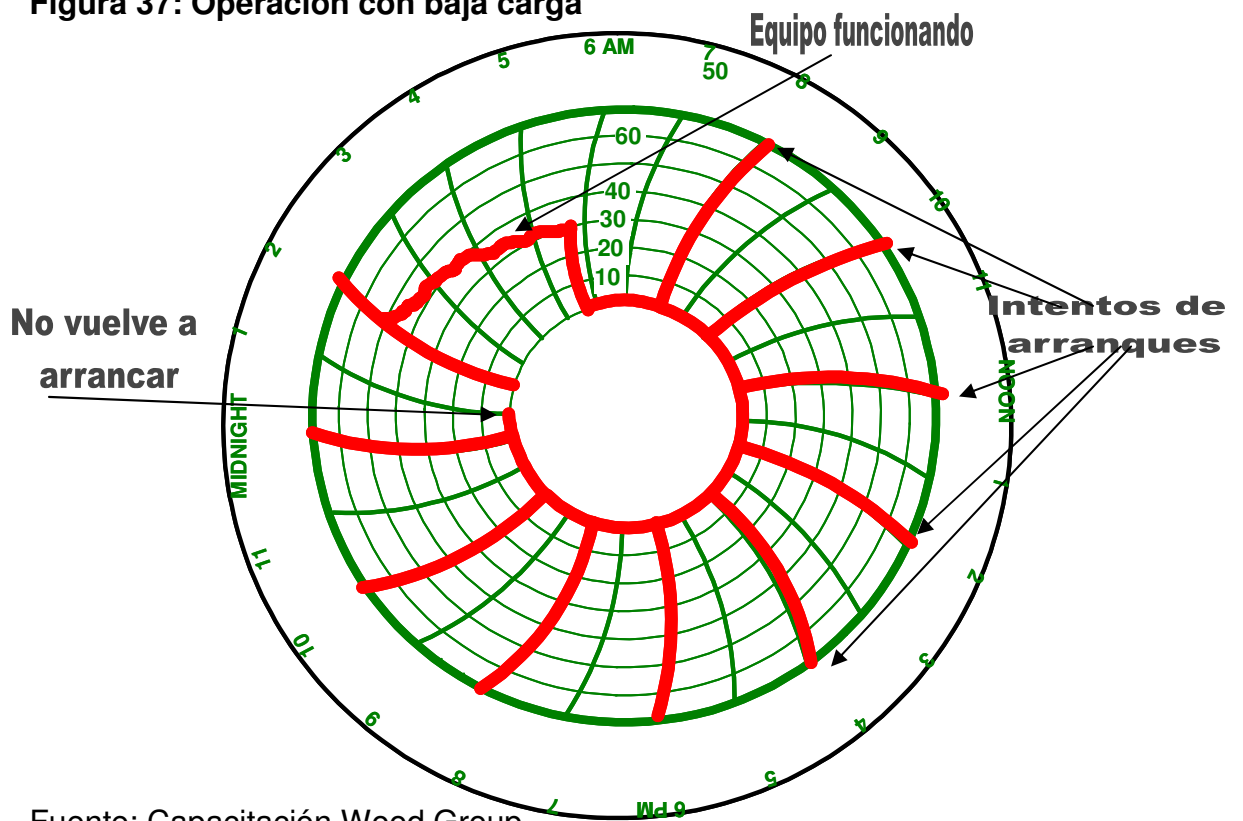
Fuente: Capacitación Wood Group

- **Baja carga**

En la figura 37 se puede observar una carta que muestra un equipo que funcionó por unos momentos, pero después se detuvo por baja carga y no volvió a arrancar.

Un posible problema es la producción de fluidos de baja densidad que no cargan correctamente el motor. Se debe ajustar la baja carga, si las pruebas de producción demuestran fluido con estas características, esta operación se debe realizar con precaución, ya que si este valor es muy bajo, el motor podría quedar sin protección. Otra posible causa podría ser una falla en el tiempo de baja carga del controlador, o un eje cortado en la bomba.

Figura 37: Operación con baja carga

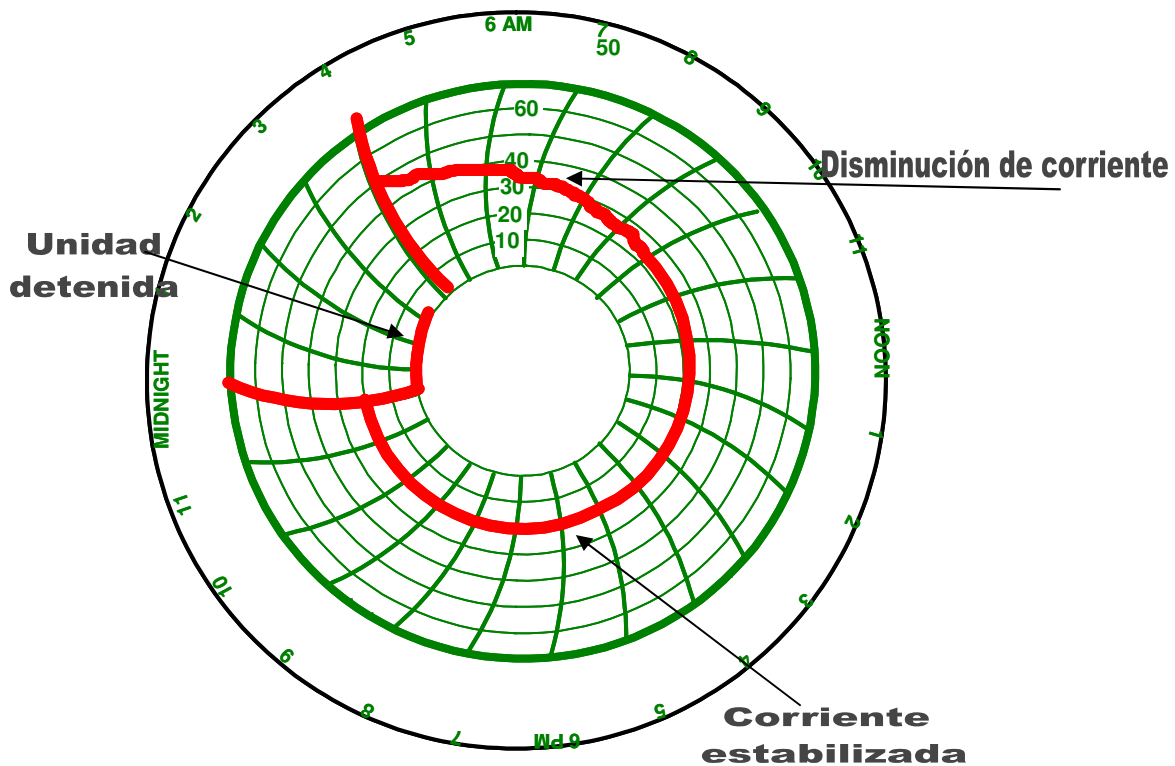


Fuente: Capacitación Wood Group

- **Motor quemado**

En esta carta se puede observar un arranque normal seguido por una reducción gradual de la corriente hasta estabilizarse, hasta que la unidad se detiene por baja carga a alrededor de la medianoche figura 38. Este es un caso en el que la bomba produce todo el fluido que hay en el pozo hasta agotarlo, pero la unidad sigue operando sin producir carga lo cual provoca aumento de temperatura quemando el motor y deteniendo el equipo por sobrecarga. Este puede ser un caso en el que la baja carga fue ajustada a un valor muy bajo. Dentro de las medidas a tomar podría ser el reajuste de la baja carga a un valor mayor y rediseñar la unidad luego de cambiar el equipo con la falla registrada.

Figura 38: Operación con baja carga

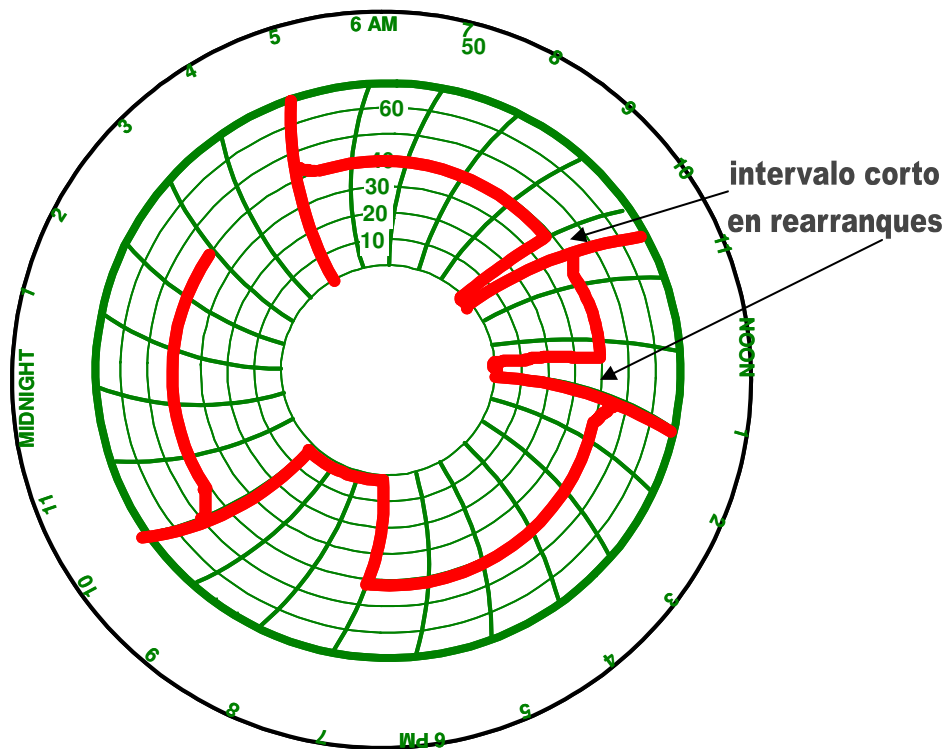


Fuente: Capacitación Wood Group

- **Equipo conectado a un sensor de nivel**

Esta carta muestra el comportamiento de un equipo controlado por un sensor de nivel de tanque, que cuando el tanque llega a cierto nivel, este apaga el equipo y permite que arranque nuevamente cuando el nivel baja figura 39. El problema que se observa es que existe un intervalo muy corto en los primeros dos rearranques y no hay tiempo suficiente para el “Backspin” que puede incurrir en el corte de un eje. Una solución podría ser la instalación de una válvula de retención, con la desventaja que puede presentar fugas. Otro que es mas seguro seria utilizar un detector de “Backspin” o ajustar un tiempo de rearranque a un valor mayor a 60 minutos.

Figura 39: Operación con equipo conectado a un sensor de nivel

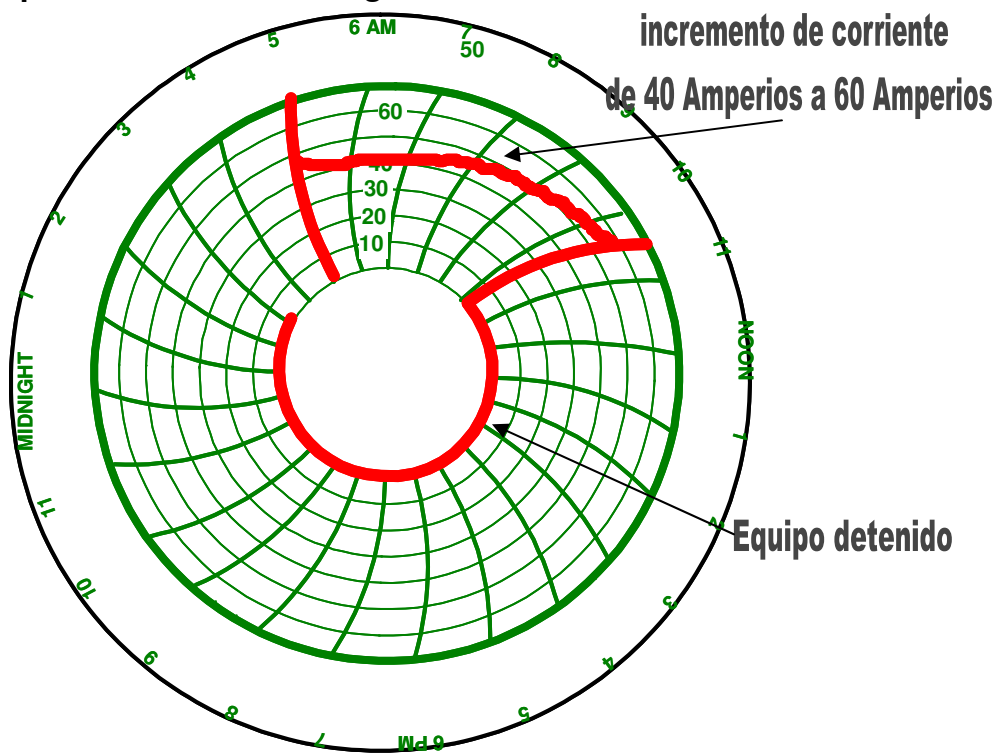


Fuente: Capacitación Wood Group

- **Sobrecarga**

En la siguiente figura 40 se observa una carta que muestra un arranque normal, pero que a las dos horas de operación la corriente comienza a incrementarse hasta que finalmente el equipo se detiene. En este caso no se registran rearranques por presentar una condición de sobrecarga.

Figura 40: Operación con sobrecarga



Fuente: Capacitación Wood Group

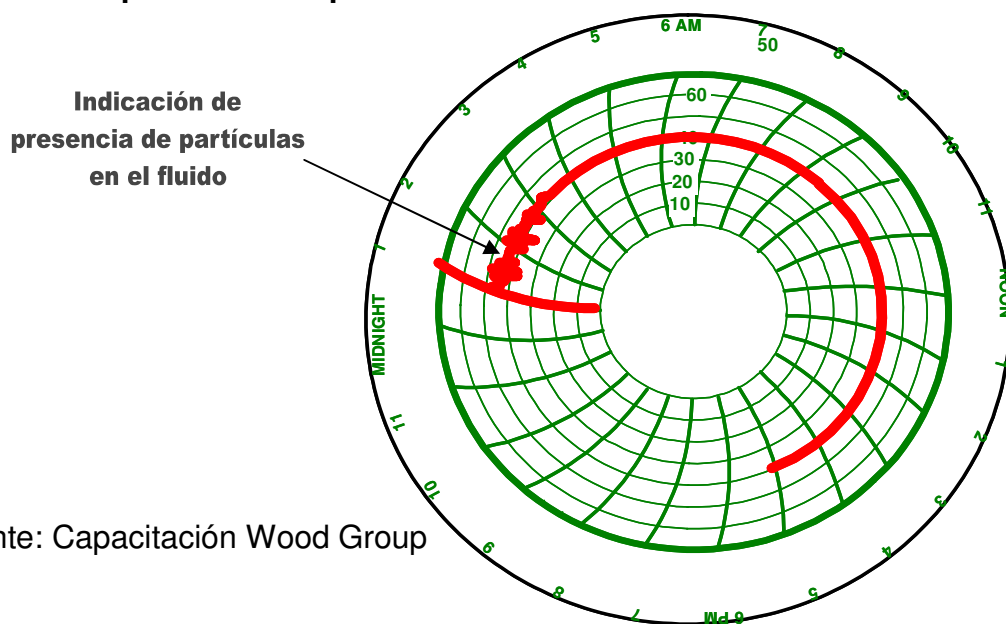
Se debe encontrar la causa de la sobrecarga antes de intentar arrancar nuevamente el equipo. Las causas más comunes de sobrecarga son: incremento en la gravedad del fluido, producción de arena, incremento en la viscosidad por formación de emulsión, problemas eléctricos o mecánicos en el equipo de fondo, problemas eléctricos o mecánicos en los equipos de superficie.

Estas son algunas de las causas pero se debe chequear la instalación completa cuidadosamente.

- **Partículas sólidas**

Esta carta muestra un arranque normal seguida de un período de corriente errática que finalmente finaliza con una curva suave y normal, según la figura 41. Este tipo de comportamiento generalmente es causado por partículas sólidas que ingresan a la bomba como escamas, arena, lodo etc. En casos como estos, el pozo debería ser limpiado siempre para remover los materiales extraños antes de arrancar la bomba. Una medida a tomar si esto es causado por arenas consolidadas, es estrangular la salida en el arranque e incrementar la producción lentamente, especialmente en pozos convertidos recientemente de balancines que producen tasas bajas, se debe tener cuidado de que la reducción de la tasa de producción debe permitir un adecuado enfriamiento del motor.

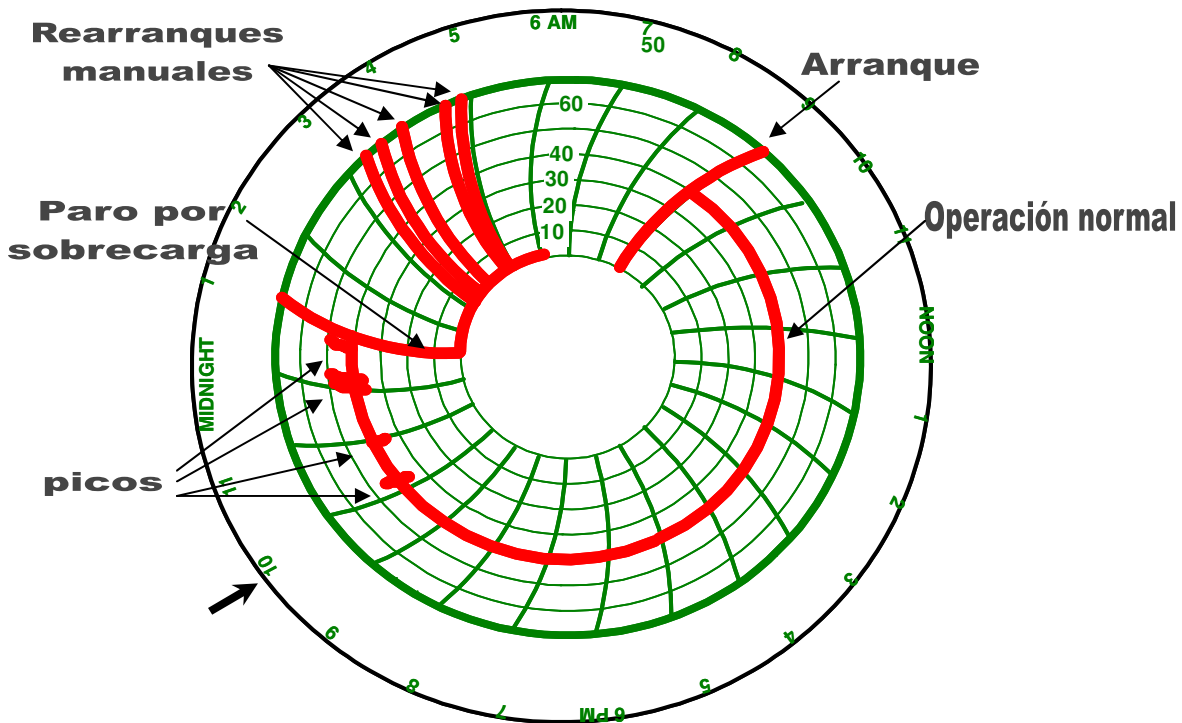
Figura 41: Operación con partículas sólidas



- **Rearranques excesivos**

Esta carta muestra un comportamiento normal desde el arranque hasta las 10 PM, luego en las siguientes tres horas se presentan picos que terminan en un paro por sobrecarga, después lo siguen cinco picos en un rango de dos horas ver figura 42. Lo anormal en este tipo de carta son los rearranques manuales que presenta, ya que como se indico anteriormente cuando ocurre un paro por sobrecarga se debe descubrir la causa antes de intentar arrancar de nuevo. Estos rearranques pueden destruir piezas vitales del equipo pues si la baja carga es causada por un motor quemado, estos pueden cortar al motor en dos, cayendo la porción inferior al fondo del pozo ocasionando una costosa maniobra de pesca de equipo.

Figura 42: Operación con rearranques excesivos



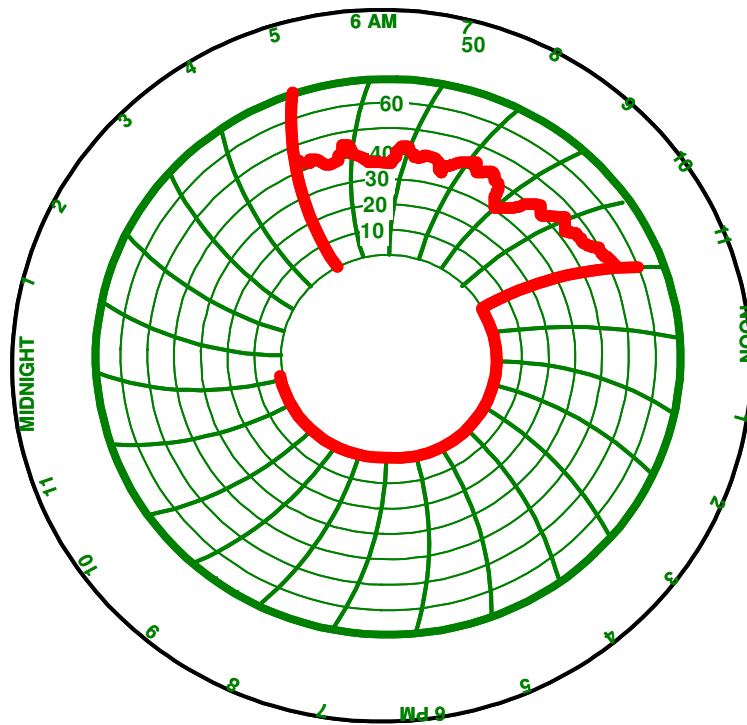
Fuente: Capacitación Wood Group

- **Corriente errática**

En la figura 43 se observa una carta que muestra corrientes muy erráticas que provocan que el equipo se pare por sobrecarga, y como en los casos anteriores no se deben intentar arranques manuales hasta no haber resuelto el problema.

Los problemas típicos de este tipo de comportamiento puede ser una amplia variación en la gravedad específica del fluido, viscosidad, presión de superficie o producción de partículas. Consecuencia de este tipo de sobrecarga son la quema del motor, cables con cortocircuitos, bombas trabadas, fusibles quemados, entre otros.

Figura 43: Operación con corriente errática



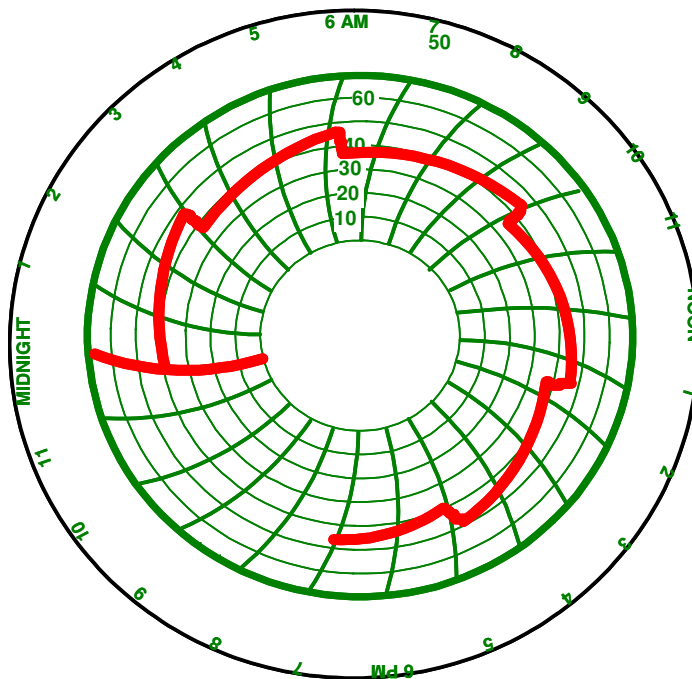
Fuente: Capacitación Wood Group

- **Emulsión dentro de la bomba**

Esta carta muestra un arranque normal seguido por un incremento gradual de la corriente, para luego presentar una repentina caída de corriente normal, según la figura 44. Se puede apreciar que esto ocurre a intervalos regulares.

Una causa posiblemente sea la formación de emulsión dentro de la bomba, que se limpia periódicamente, si esto es lo que ocurre, se puede utilizar antiemulsionantes. Otra causa puede ser por una disminución de voltaje por equipos pesados conectados a la misma línea, que se encuentran en un ciclo de encendido y apagado por lo que se debe reducir la demanda del sistema. Una posibilidad de ocurrencia de este tipo de comportamiento es cuando se utiliza un generador

Figura 44: Operación con emulsión dentro de la bomba



Fuente: Capacitación Wood Group

4.5.2 Frecuencia de medición de datos

Luego de puesto en marcha el equipo electrosumergible es necesario realizar mediciones rutinarias para monitorear el buen funcionamiento de dichos equipos, para lo cual se incluye una forma en el apéndice II, en donde se anotarán las mismas. Lo ideal es contar con un sistema de monitoreo en tiempo real que permita obtener datos relacionados con parámetros de operación de los equipos y las condiciones del pozo, lo que se logra a través de la instalación de un sensor de fondo en la parte inferior del motor. Al no contar con este tipo de dispositivo es necesario realizar visitas rutinarias a la locación del pozo para realizar mediciones de nivel de fluido dinámico por lo menos una vez al día durante la primera semana posterior al arranque inicial del equipo y luego una vez a la semana.

En relación a los datos eléctricos relacionados a frecuencia, amperaje, temperatura, registros amperométricos es necesario revisarlos por lo menos unas dos veces al día para identificar si existe alguna anomalía que pueda dañar al equipo de fondo instalado.

4.5.3 Pruebas de producción

Una vez el pozo es puesto a producir, los encargados de producción del campo deben tomar muestras por lo menos una vez por semana para conocer las propiedades del fluido producido para tener conocimiento de la calidad de petróleo en relación al grado API, el porcentaje de agua producida BSW y la relación gas-petróleo y con ello determinar el porcentaje neto de petróleo.

4.5.4 Eficiencia del sistema de bombeo

Para que el sistema de bombeo electro-sumergible opere de manera eficiente es necesario evaluar los niveles de producción y comparar con las curvas de rendimiento de las bombas ver anexo II, figuras 45 a la 55. Es importante operar las bombas dentro del rango recomendado para no ocasionar desgaste en las etapas y con ello acortar la vida útil de las bombas.

En el anexo I se incluye un cuadro resumen con el análisis de eficiencia y carga de los equipos instalados en el campo petrolero Xan, por lo que en este inciso solamente se hará el análisis para el pozo Xan 1, ya que el procedimiento es el mismo para el resto, para lo cual se necesita conocer los siguientes datos:

Producción actual 678.3 bpd,
Bomba TE-1500 de 98 etapas,
Motor TR5 de 150 HP, 2105voltios y 44 amperios
Cable galvanizado #1 y cable de motor MLC #4 de 70pies
Sello TR5, Transformador VSD de 200KVA
TDH 6,566 pies

Primero se verifica si la producción está dentro del rango recomendado del equipo, según la curva de rendimiento de la bomba TE-1,500 ver anexo II, figura 45 que está entre 800bpd a 2,240bpd lo cuál indica que está por debajo del rango recomendado, pues se tiene una producción de 678.3bpd, lo que representa una operación del 63%.

Seguidamente se verifica la carga del motor pues se tienen 98 etapas, con una gravedad específica del fluido de 1.01 y una potencia al freno para 678 bpd según la gráfica de rendimiento de la bomba TE-1,500 incluida en el anexo II, figura 45 y como se calculó en la sección 4.1.1.6 es de 0.99 BHP, entonces:

$$HP = BHP * \text{No. De etapas} * SG_L$$

$$HP = 0.99 * 98 \text{ etapas} * 1.01 = 97.99HP$$

a los 97.99HP se le suman 3HP por el sello entonces los HP totales son 101HP

De acuerdo a éste análisis se puede concluir que el equipo está sobre dimensionado ya que una operación con baja carga crea un empuje descendente que genera mayor presión en el lado de la descarga de la etapa, siendo éste una de las principales causas de falla en la bomba.

Como se dijo en la sección de bombas en el capítulo 2, cuando un impulsor opera con un volumen mayor que el recomendado, (lado derecho del gráfico) puede darse que el impulsor este operando con empuje ascendente. A la inversa, cuando el impulsor produce menos capacidad que la capacidad de diseño (lado izquierdo del gráfico), se crea un empuje descendente, se genera mayor presión en el lado de la descarga de la etapa, lo cual fuerza al impulsor hacia abajo. El desgaste por empuje descendente es una de las principales causas de falla en la bomba.

Para lograr una vida útil más prolongada, es necesario operar la bomba según el punto de mejor eficiencia. Es decir, lo mejor es operar el impulsor a presiones menores en toda la etapa y con mayores volúmenes pero siempre dentro del rango operativo recomendado. Esto quiere decir que la bomba requerirá más etapas para lograr la misma elevación y que perderá algo de eficiencia.

4.5.5 Funcionamiento del sistema de bombeo

Para que un sistema de bombeo electrosumergible funcione en óptimas condiciones es necesario evitar en lo posible que se detenga ya que al ocurrir un paro disminuye la temperatura del aceite del motor que trae como consecuencia la disminución de su volumen permitiendo compensar el faltante con fluido del pozo, para lo cual se usan los sellos que proporcionan un espacio para que el fluido del pozo no se introduzca directamente al motor que ocasionaría directamente la falla del mismo. Por otra parte el re arranque de dichos sistemas ocasiona desgaste en el eje del motor por el torque aplicado, lo que hace necesario utilizar un variador de frecuencia para aliviar dicho esfuerzo. En los campos donde se utilizan sistemas electro-sumergibles existe una premisa que dice “Entre mas tranquilo se dejen los equipos electro-sumergibles mejor será su desempeño”

Existen varias formas para aumentar o disminuir la producción de los equipos electro-sumergibles, una de ellas es el cambio de frecuencia ya que un aumento de la frecuencia traería como consecuencia un aumento del fluido producido y a la inversa al disminuirla se obtendría menos producción, pero se protegería el equipo instalado.

4.5.6 Comportamiento del reservorio

Es importante tener conocimiento de las propiedades físicas y mecánicas del reservorio en donde se utilizará levantamiento artificial electrosumergible, para poder tener una mejor producción sin ocasionar daño a la formación y aprovechar al máximo el petróleo depositado en la formación. En el caso del reservorio Xan que es una acumulación de carbonatos arrecífales sobre una amplia plataforma del cretácico, donde el mecanismo de empuje es principalmente el desplazamiento de petróleo por la invasión de agua de acuífero ayudado por la inyección de agua de algunos pozos inyectoros que ayudan a mantener las presiones del yacimiento y mejorar con ello el nivel de fluido en los pozos productores.

4.6 Propuesta de equipo para condiciones óptimas de operación

Para que un equipo electrosumergible opere en óptimas condiciones es necesario contar con los dispositivos necesarios para monitorear su operación desde la superficie, ya que por estar instalados en el subsuelo es sumamente difícil proporcionar mantenimiento preventivo, por lo que el análisis se tiene que basar únicamente de los datos de las condiciones de operación y de las condiciones del pozo.

4.6.1 Equipo de subsuelo

Como lo descrito en el capítulo 2 desde la sección 2.5.2.5.1 hasta la sección 2.5.2.5.5 en relación a los componentes de un sistema electrosumergible, el equipo de subsuelo está compuesto por el motor eléctrico, protector o sello, sección de succión o intake, separador de gas, bomba electrosumergible y por último el sensor de fondo, todos ellos descritos con mayor amplitud en dichas secciones.

En el pasado, el principal método de vigilancia rutinaria de las bombas era a través de las cartas amperométricas. Este método sigue siendo común en la actualidad y requiere de mano de obra extensiva y visitas regulares a la locación del pozo para recolectar datos y efectuar ajustes necesarios en las operaciones de bombeo y pozo, con la desventaja de que puede ocurrir un estado de emergencia después de la visita del supervisor de recorrido que puede traer como consecuencia la falla del equipo.

En la actualidad a través de la instalación de un sensor de fondo, se puede obtener información en tiempo real para asegurar el desempeño óptimo de las bombas electro-sumergibles. Con un sensor de fondo instalado se monitorea el equipo de subsuelo como si se estuviera evaluando la superficie de la tierra con un satélite en el espacio, pues con él se obtiene información de la presión de admisión y descarga de la bomba, temperatura de admisión, temperatura del motor, temperatura de descarga del fluido, datos de vibración y fugas de corriente en el cable, inclusive cuando en un campo se tiene una serie de pozos productores se puede monitorear las condiciones del yacimiento a través del monitoreo de las presiones para mejorar la producción y la vida útil de los equipos de fondo y de la formación en explotación.

4.6.2 Cable

En la elección del cable a utilizar se debe tomar en cuenta los siete pasos descritos en la sección 2.5.2.5.6, página 44. Además de ello lo ideal es utilizar cable redondo pues el campo magnético que se forma en el exterior por el paso de la corriente y el calor que este genera es simétrico en los tres cables que lo conforman, generando con ello una mejor conducción que un cable plano que tiene diferentes configuraciones pues el cable del centro no tiene las mismas condiciones que los cables de los lados. Para el campo Xan es recomendable la utilización de cable con recubrimiento de monel por tener características de pozos altamente corrosivos por la presencia de H₂S.

4.6.3 Equipo de superficie

El equipo de superficie esta compuesto por todos los componentes que se ven en la locación de los pozos productores y están compuestos por: banco de transformadores eléctricos que cambian el voltaje primario al voltaje requerido por el motor, tablero de control que controla las operaciones en el pozo, el variador de frecuencia que permite arrancar los motores a bajas velocidades reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba y protege el equipo de variaciones eléctricas, caja de venteo que conecta el cable de energía de superficie con el cable de conexión del motor y su función es evitar que el gas que fluye a través del cable llegue al tablero de control. Para mas detalle revisar la sección 2 en donde se describe cada uno de estos dispositivos.

4.7 Costos operativos y de inversión

Para evaluar la rentabilidad del presente proyecto se toma en cuenta tres aspectos importantes como lo son: los costos relevantes, costo de oportunidad y la evaluación del proyecto, todos ellos parte importante del proceso de inversión, que trae como consecuencia la implementación del proyecto.

4.7.1 Costos relevantes

Para la implementación de una mejora continua en el proceso de levantamiento artificial de petróleo a través de sistemas electro-sumergibles, es necesario establecer una cultura de modernización que nos brinde la oportunidad de monitorear los equipos adecuadamente y en tiempo real, que trae como consecuencia la instalación de sensores de fondo en los pozos que no cuentan con dispositivo de este tipo.

Como se dijo en la sección anterior, un sensor de fondo nos brinda la oportunidad de monitorear los equipos electro-sumergibles en tiempo real, dando pauta a mejorar la producción conociendo adecuadamente el comportamiento del pozo, alargue de vida útil de los equipos a través de toma de medidas preventivas que puedan ocasionar una falla y por último al momento de ocurrencia de una falla inevitable nos brinda una serie de información importante para el rediseño del equipo y tipo de reacondicionamiento adecuado de acuerdo a las propiedades del pozo.

La propuesta de instalación de sensores de fondo para los pozos que aún no cuentan, es que se lleve a cabo cuando exista la necesidad de extraer el equipo de fondo instalado ya sea por una falla en el mismo o por trabajos de completación para mejoramiento de la producción, para no incrementar los costos que conlleva la extracción e instalación y paro en la producción.

En resumen los costos relevantes en la implementación del proyecto son el costo de adquisición del sensor de fondo con su respectivo panel de control, ya que al seguir la propuesta planteada no se incurriría en ningún otro costo adicional pues los trabajos de reacondicionamiento del pozo y la instalación son los mismos si no se instala este tipo de dispositivo.

Un sensor de fondo SMARTGUARD W/TR5, tiene un costo de \$18500.00 que incluye unidad de fondo y panel para la adquisición de datos en superficie.

4.7.2 Costos de oportunidad

El costo de oportunidad del proyecto es el dinero que se deja de percibir si no se realizan cambios que contribuyan al mejoramiento del monitoreo de los equipos electro-sumergibles, por lo que se hace un análisis de los costos que conlleva la operación de estos equipos en la actualidad con datos obtenidos de los reportes de fallas ocurridas durante ocho meses de operación, los cuales se presentan en la tabla V.

Tabla V: Costo de oportunidad por fallas presentadas en equipos electrosumergibles durante ocho meses en el campo petrolero Xan.

mes	pozos que presentaron paros	Horas de paro	Barriles de petróleo no producido	Precio por barril a la fecha	Costo de oportunidad por mes
ago-05	1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 21, 25, 27, 28, 31, 32, 33, 36, 38	181	5011,58	\$45,39	\$227.475,62
sep-05	1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 21, 25, 27, 31, 32, 33, 35, 36, 39	582,25	15977,16	\$46,86	\$748.689,72
oct-05	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 11, 14, 15, 18, 19, 20, 27, 32, 33, 34, 35	88	2001,49	\$40,97	\$82.001,05
nov-05	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 11, 14, 15, 18, 19, 25, 27, 28, 31, 32, 33, 35, 36, 38, 39	443,05	10485,43	\$37,17	\$389.743,43
dic-05	5, 7, 8, 11, 13, 14, 18, 23, 25, 27, 28, 31, 35, 40	80	2131,19	\$38,84	\$82.775,42
ene-06	5, 6, 10, 14, 17, 18, 20, 21, 28, 31, 33, 34, 35, 36, 38, 40	383	7781,32	\$44,72	\$347.980,63
feb-06	1, 5, 6, 9, 14, 17, 20, 21, 27, 32, 33, 35, 38	246,25	5474,24	\$44,72	\$244.808,01
mar-06	1, 2, 4, 6, 9, 10, 11, 13, 15, 17, 18, 19, 20, 27, 28, 31, 32, 33, 38, 40	430,2	5432,03	\$44,72	\$242.920,38
	Costo de oportunidad				\$2.366.394,26

4.1.7.3 Evaluación del proyecto

Con la evaluación del proyecto se puede observar de una manera fácil si es factible la implementación de mejoras en un sistema de producción.

Los criterios utilizados para evaluar la recuperación de la inversión son del tipo estático, pues únicamente se toma en cuenta el flujo de caja por carecer de información relacionada con los costos operativos y se hace a través del plazo de recuperación (Pay-Back), por tratarse de un proyecto de inversión cuyo beneficio permite recuperar la inversión inicial rápidamente.

En el siguiente análisis se toman los datos del pozo Xan 5, ya que el mismo es aplicable para el resto, con una producción diaria de 534.92 barriles:

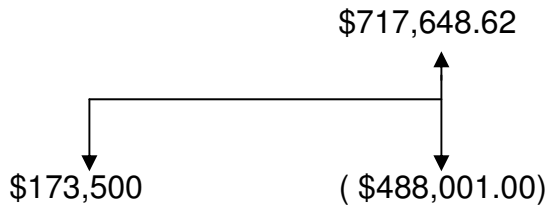
$$\text{Ingreso mensual} = 534.92 \times \$44.72 \times 30 = \$717,648.62$$

$$\text{Egreso mensual} = \$16,266.70 \times 30 = \$488,001.00,$$

$$\text{Precio promedio de un sensor de fondo} = \$ 18,500.00,$$

$$\text{Precio promedio de equipo} = \$125,000.00,$$

$$\text{Costo por completación} = \$30,000.00.$$



El tiempo de recuperación de la inversión:

Pay-Back = Inversión / Ingresos – Egresos

Pay-Back = \$173500.00 / \$(717648.62 – 488001.00) = 0.755 meses

El plazo de recuperación de la inversión para el pozo Xan 5 es de 0.755 meses, o bien aproximadamente 23 días, lo que hace factible la instalación del sensor de fondo para mejorar el monitoreo del equipo instalado y con ello disminuir los paros y alargar la vida útil de los mismos.

Tabla VI: Resumen de producción por pozo que reporto paro

Pozo	Producción diaria de petróleo	Precio por barril	Ingresos	Egresos	Inversión
Xan 1	268,82	\$44,72	\$12.021,63	\$8.174,71	\$173.500,00
Xan 4	214,8	\$44,72	\$9.605,86	\$6.531,98	\$173.500,00
Xan 5	534,92	\$44,72	\$23.921,62	\$16.266,70	\$173.500,00
Xan 6	501,29	\$44,72	\$22.417,69	\$15.244,03	\$173.500,00
Xan 9	1018,27	\$44,72	\$45.537,03	\$30.965,18	\$173.500,00
Xan 10	415,12	\$44,72	\$18.564,17	\$12.623,63	\$173.500,00
Xan 11	681,79	\$44,72	\$30.489,65	\$20.732,96	\$173.500,00
Xan 13	1136,5	\$44,72	\$50.824,28	\$34.560,51	\$173.500,00
Xan 15	537,47	\$44,72	\$24.035,66	\$16.344,25	\$173.500,00
Xan 17	389,14	\$44,72	\$17.402,34	\$11.833,59	\$173.500,00
Xan 18	1293,53	\$44,72	\$57.846,66	\$39.335,73	\$173.500,00
Xan 19	99,79	\$44,72	\$4.462,61	\$3.034,57	\$173.500,00
Xan 20	459,08	\$44,72	\$20.530,06	\$13.960,44	\$173.500,00
Xan 21	412,8	\$44,72	\$18.460,42	\$12.553,08	\$173.500,00
Xan 22	241,06	\$44,72	\$10.780,20	\$7.330,54	\$173.500,00
Xan 23	146,47	\$44,72	\$6.550,14	\$4.454,09	\$173.500,00
Xan 25	198,68	\$44,72	\$8.884,97	\$6.041,78	\$173.500,00
Xan 27	915,75	\$44,72	\$40.952,34	\$27.847,59	\$173.500,00
Xan 28	989,49	\$44,72	\$44.249,99	\$30.090,00	\$173.500,00
Xan 32	1306,77	\$44,72	\$58.438,75	\$39.738,35	\$173.500,00

CONCLUSIONES

1. Dentro de los cinco tipos de levantamiento artificial más utilizados en la industria petrolera, el sistema electro-sumergible es el más apropiado para campos maduros y con altos volúmenes de producción de agua, como lo es el campo petrolero Xan, pues estos sistemas permiten elevados niveles de producción de fluidos, lo que hace que estos sistemas sean rentables.
2. Los sistemas electro-sumergibles son aplicables en campos petroleros que tienen altos volúmenes de producción de fluidos, en lugares donde el sistema de suministro de energía eléctrica es estable o poseen unidades individuales de generación para cada equipo instalado, donde existen bajos niveles de gas que afecta directamente el funcionamiento de las bombas y donde los fluidos a producir no contienen sustancias sólidas que pueden dañar las etapas de las bombas.
3. Cuando los campos petroleros producen petróleos pesados con alto grado de viscosidad característica del petróleo con API bajo, tienden a formar emulsión en el fondo del pozo que tiende a disminuir la carga que dificulta la operación de levante de las etapas de la bomba, que es una de las causas principales de la falla del equipo electro-sumergible.

4. Dentro de los tipos de completación más apropiados para este tipo de levantamiento artificial, es el de revestidor cañoneado, que tiene las ventajas de controlar la producción de agua y gas, la estimulación de la formación selectivamente, el pozo puede hacerse más profundo, permite realizar completaciones adicionales para control de arena, el diámetro del pozo es aprovechado por completo y se adapta a cualquier tipo de configuración mecánica.

5. En el Ministerio de Energía y Minas no existe un procedimiento de supervisión y control para los equipos electro-sumergibles, razón principal de tener un elevado número de fallas que hace que este tipo de equipo falle prematuramente y se tengan que cambiar antes del tiempo de operación diseñada.

6. Las fallas más comunes en los equipos electro-sumergibles se presentan en los motores por presentar fase a tierra, fallas en los generadores de electricidad, en la sincronización de los generadores móviles al dar mantenimiento a los fijos, en el cable de potencia, formación de emulsión en el fondo del pozo, todas estas predecibles y evitables con supervisión y control adecuado.

7. Con la implementación de esta metodología, se podrá diagnosticar una posible falla que pueda dañar el equipo prematuramente; por medio de las cartas amperométricas, se controlarán los equipos instalados por medio de los reportes de supervisión y verificación rutinaria, se podrá rediseñar un equipo de acuerdo a la información histórica de producción.

RECOMENDACIONES

1. Se debe tomar en cuenta el rediseño de los equipos de los pozos Xan1, Xan2, Xan22, Xan31, y Xan40, que presentan una eficiencia fuera del rango normal de acuerdo a la evaluación de las curvas de rendimiento proporcionada por los fabricantes y que se incluyen en el anexo II, figuras de la 45 a la 55 de este documento, así como también revisar el diseño de los motores instalados en los pozos anteriores y los de Xan7, Xan9, Xan11, Xan13, Xan15, Xan20, Xan21, Xan25 y Xan27 que presentan una sobrecarga que pueden llevar a la falla prematura del equipo. En el anexo I se presenta el cuadro resumen del análisis de las eficiencias y la carga de los equipos instalados en los pozos productores del campo Xan, dicho análisis se realizó con base en el ejemplo de la sección 4.1.5.4 de este documento.
2. Para la instalación de los sensores de fondo en los pozos que no cuentan con este tipo de dispositivo, se recomienda hacerlo cuando suceda un paro que amerite la extracción o cambio del equipo de fondo, para no interrumpir la producción y no incurrir en gastos adicionales por trabajos de reacondicionamiento.

3. Es de suma importancia tener en el ministerio, personal capacitado que se encargue directamente de los equipos electro-sumergibles que conjuntamente con las empresas que tienen a su cargo los contratos de explotación, lleven a cabo actividades de diseño, supervisión, control, y manejo de los inventarios de éstos equipos en bodega para tener un mejor desempeño de los mismos, pues los costos de tener muchas fallas que acortan la vida útil de estos equipos, el cambio de éstos y el paro de producción que trae como consecuencia este tipo de inconvenientes, justifican el tener personal específico para el cuidado de la inversión que este ministerio realiza en la compra y utilización de este tipo de sistemas de extracción de petróleo.

4. En los reportes que realizan los supervisores de campo, cuando sucede una falla en los equipos electro-sumergibles, es importante incluir una copia de la carta amperométrica del pozo donde ocurrió la falla, para determinar la causa real que trajo como consecuencia la falla y con ello tomar decisiones de las medidas a tomar cuando se presenten condiciones similares e ir formando una base de datos que ayude a determinar las acciones a tomar para mejorar la operación de este tipo de equipos y obtener el mayor provecho de la inversión realizada en los mismos.

5. Este tipo de metodología es aplicable para cualquier campo que utilice levantamiento artificial electro-sumergible, por lo que puede ser de gran utilidad para el ministerio en su aplicación para el campo Xan, y para futuros contratos de explotación que requieran de este tipo de extracción, pues se incluyen procedimientos que van desde el diseño, puesta en marcha y hasta la supervisión de operación de este tipo de sistemas que pueden aportar un mejor desempeño de los equipos instalados mejorando con ello la producción y reduciendo los costos de operación .

BIBLIOGRAFÍAS

1. Gómez Víctor, Análisis Nodal, programa de capacitación. Midland Texas: Editorial STC Internacional, 2003.
2. Alianza Corpoven ESP, Introducción al bombeo electrosumergible. Presentación de capacitación, 2003.
3. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Manual Pozo Ilustrado. Caracas Venezuela: Ediciones FONCIED, 1998.
4. Cido Clemente. Administración Exitosa de Proyectos. PMBOX, 2000.
5. Pacheco Espejel. Programa Permanente de Mejoramiento de la Calidad, 1992.
6. Wood Group ESP, Inc. Manual de Servicio Técnico de Campo, Oklahoma City, USA, 2001.
7. Centrillift ESP, Manual de Equipo Electro-sumergible, 1998.
8. Nava Luís, Liseth Ortiz, Bombas Electro-sumergibles. República BolivarianadeVenezuela.
www.monografías.com/trabajos/electrosumergible.html, abril de 2006.
9. Aguirre Eduardo A. Vivas P. Yoel A. Completación de Pozos.
www.monografías.com/trabajos/completacióndepozos.html, 2006.
10. Oilfield Review. Supervisión de los Sistemas ESP. Otoño de 2004.
11. Hermida Tomás. Santiago Firpo, Ignacio Lanusse, Petróleo.
www.maristas.com.ar/petróleo.html. 2006.
12. Wood Group. Productos ESP. Oklahoma City USA,
www.woodgroup.com, 2006.
13. Ministerio de Energía y Minas. Antecedentes del Ministerio de Energía y Minas. Guatemala: www.mem.gob.gt, **2006**.

APÉNDICES

APÉNDICE I

Figura 45. Reporte de instalación

Cliente				Ubicación			
Concesión				Yacimiento			
Compañía				Nombre del pozo			
Fecha				Técnico de servicio			
Equipo retirado							
BOMBA				BOMBA			
No. de serie		Etapas		No. de serie		Etapas	
Modelo		Marca		Modelo		Marca	
MOTOR				MOTOR			
No. de serie	Cantidad	Hp		No. de serie	Cantidad	Hp	
Clase		Tipo		Clase		Tipo	
Voltios	RPM	Amperios	Código	Voltios	RPM	Amperios	Código
Acoplamiento del motor				Acoplamiento del motor			
Tipo		No. de parte		Tipo		No. de parte	
Equipo adicional				Equipo adicional			
Sello	Cantidad	Tipo	Marca	Sello	Cantidad	Tipo	Marca
Intake		Tipo		Intake		Tipo	
Separador de gas	Cantidad	Tipo	Marca	Separador de gas	Cantidad	Tipo	Marca
Sensor de fondo		Tipo	Marca	Sensor de fondo		Tipo	Marca
Cable	Tipo	No.	Longitud	Cable	Tipo	No.	Longitud
INFORMACIÓN ELÉCTRICA							
Corriente de línea		Hora	Amperaje de arranque		Hora		
Voltaje de línea		Hora	Amperaje de funcionamiento		Hora		
Comentarios							

APÉNDICE II

Figura 46. Reporte de monitoreo

Cliente			Ubicación	
Concesión			Yacimiento	
Compañía			Nombre del pozo	
Fecha			Técnico de servicio	
Revisión diaria				
Amperaje				
Voltaje				
Estado según carta amperométrica				
Comentarios				
Revisión Semanal				
Nivel de fluido en el fondo del pozo				
Temperatura de fondo				
presión de cabeza				
Comentarios				

ANEXOS

ANEXO I

Tabla resumen con el análisis de eficiencia y carga de los equipos instalados en el campo petrolero Xan.

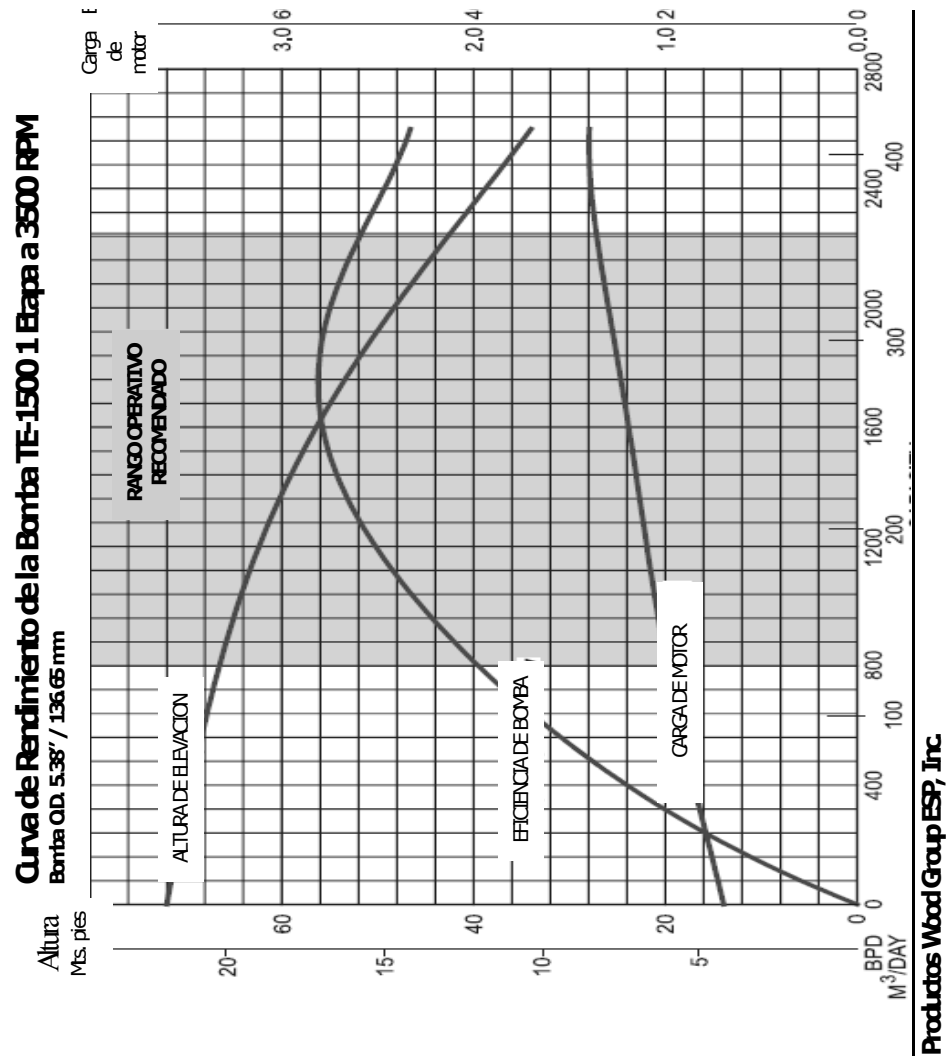
Tabla VII. Eficiencia de equipos electro-sumergibles

Número de pozos	BPD Qtrido	FRECUENCIA (SUMERGIDA) Hz	Hes	EQUIPO INSTALADO	EFICIENCIA %@60HZ	EFICIENCIA OPTIMA	ALTURA ELEVACION	TOTAL ERAPS	TDRS REAL	EFICIENCIA 100%	Potencia Requerida	Potencia Actual	%Carga del motor
XAN-1	678.3	60.5	1200	TE-150	35.13%	59%	67	98	6866	62.75	159	150	106
XAN-2	1165.3	56	1676	TE-150	49.13%	59%	62.4	98	6115.2	87.75	159	150	106
XAN-4	2130.6	60	595	CG-200				164	0		5	226	2
XAN-5	3790.6	56	1144	CG-400				161	0		5	416	1
XAN-6	4035	57	1736	TG-400	67.93%	69%	35.72	193	6889.96	99.91	361	460	78
XAN-7	1718.1	62	948	TE-150	55.47%	59%	53.64	118	6329.52	98.93	202	180	112
XAN-8	2159.2	61.1	1538	TE-150	52.61%	59%	44.42	127	5641.34	93.95	216	200	103
XAN-9	1886.3	57.5	597	TE-200	62.19%	69%	60.91	136	8283.76	90.12	249	225	110
XAN-10	2372.4	61.5	1584	CG-400				156	0		5	416	1
XAN-11	1747.7	59	461	TE-150	55.29%	59%	53.05	157	8328.66	98.66	222	225	112
XAN-13	2001.2	58.6	783	TE-200	65.01	69.07%	60	136	8160	94.22	249	225	110
XAN-14	4421.7	55	3312	TG-400	67.16	68	32.63	197	6428.11	98.76	338	460	80
XAN-15	1474.7	62	1491	TE-150	54.12%	59%	54.12	98	5303.76	96.64	159	140	114
XAN-17	2717.4	61.2	1698	TE-200	66.57	69	51.52	128	6694.56	99.36	234	225	104
XAN-18	758.7	57.1	2498	TE-700	73	73	44.21	166	7388.66	100.00	661	676	98
XAN-19	2033.4	60.1	1757	TE-150	54.59%	59%	47.17	127	5930.59	97.46	206	225	91
XAN-20	3042.9	62	690	TE-200	67.4	69	46.23	136	6287.26	97.66	249	225	110
XAN-21	2672.7	60	1173	TE-200	66.66	69	52.24	136	7104.64	99.48	249	225	110
XAN-22	1163.8	58.5	879	TE-150	49.10%	59%	62.36	113	7046.66	87.66	163	150	122
XAN-23	3874	62	2757	TG-400	67.75	68	36.76	100	3676	99.63	184	180	102
XAN-25	2921.2	60	1825	TE-200	66.16	69	48.26	136	6663.36	98.76	249	225	110
XAN-27	6651.4	61	895	TJ-700	73.3	76	72.05	84	6092.2	96.46	575	460	128
XAN-28	6554.8	56.1	1754	SN8500				174	0		5	700	1
XAN-31	2249.6	60	2822	TD-1750	59.52	69	12.26	230	3066	84.61	125	120	104
XAN-32	4091.8	58	1024	TG-400	67.82	68	36.27	186	6660.22	99.74	338	460	75
XAN-33	1644.6	60	926	TE-150	55.89%	59%	55.11	127	6888.97	99.61	216	225	96
XAN-34	6980	56.5	827	TJ-700	73.96	76	71.06	103	7319.16	97.32	715	676	106
XAN-35	1609.4	59	1343	TE-150	55.99%	59%	55.81	128	7143.66	99.91	218	225	97
XAN-36	4777	57	1133	TG-400	64.78	68	29.23	193	5641.36	95.26	332	460	81
XAN-38	4459	55.5	1576	CG-400				161	0		16	416	4
XAN-40	2641.06	56	1048	TG-400	59.41	68	42.44	204	8657.76	87.37	332	460	85

ANEXO II

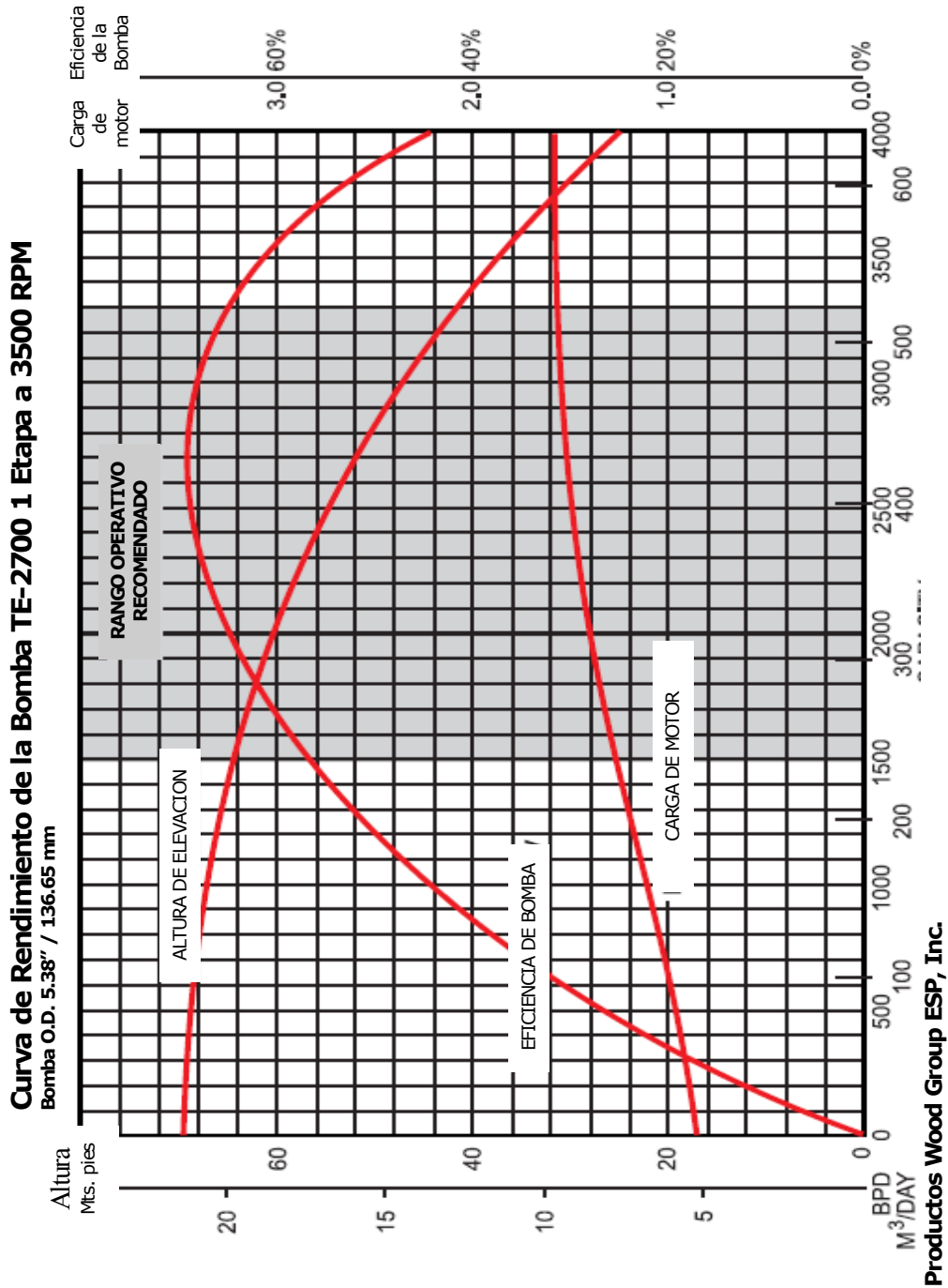
Curvas de rendimiento de las bombas instaladas en el campo Xan correspondientes a los equipos ESP de Wood Group.

Figura 47. Curva de rendimiento de la bomba TE-1,500



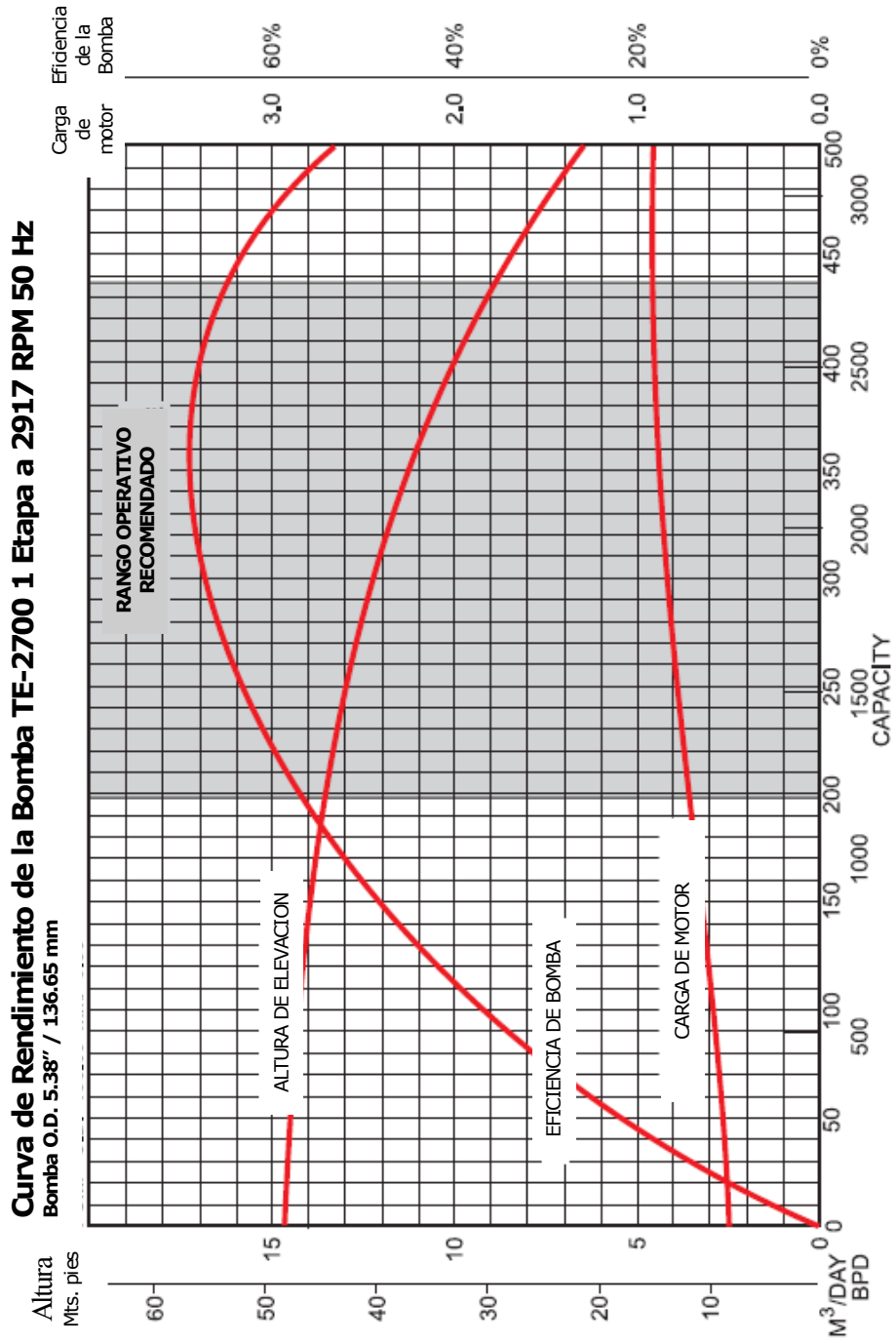
Fuente: productos ESP

Figura 48. Curva de rendimiento de la bomba TE-2,700



Fuente: productos ESP

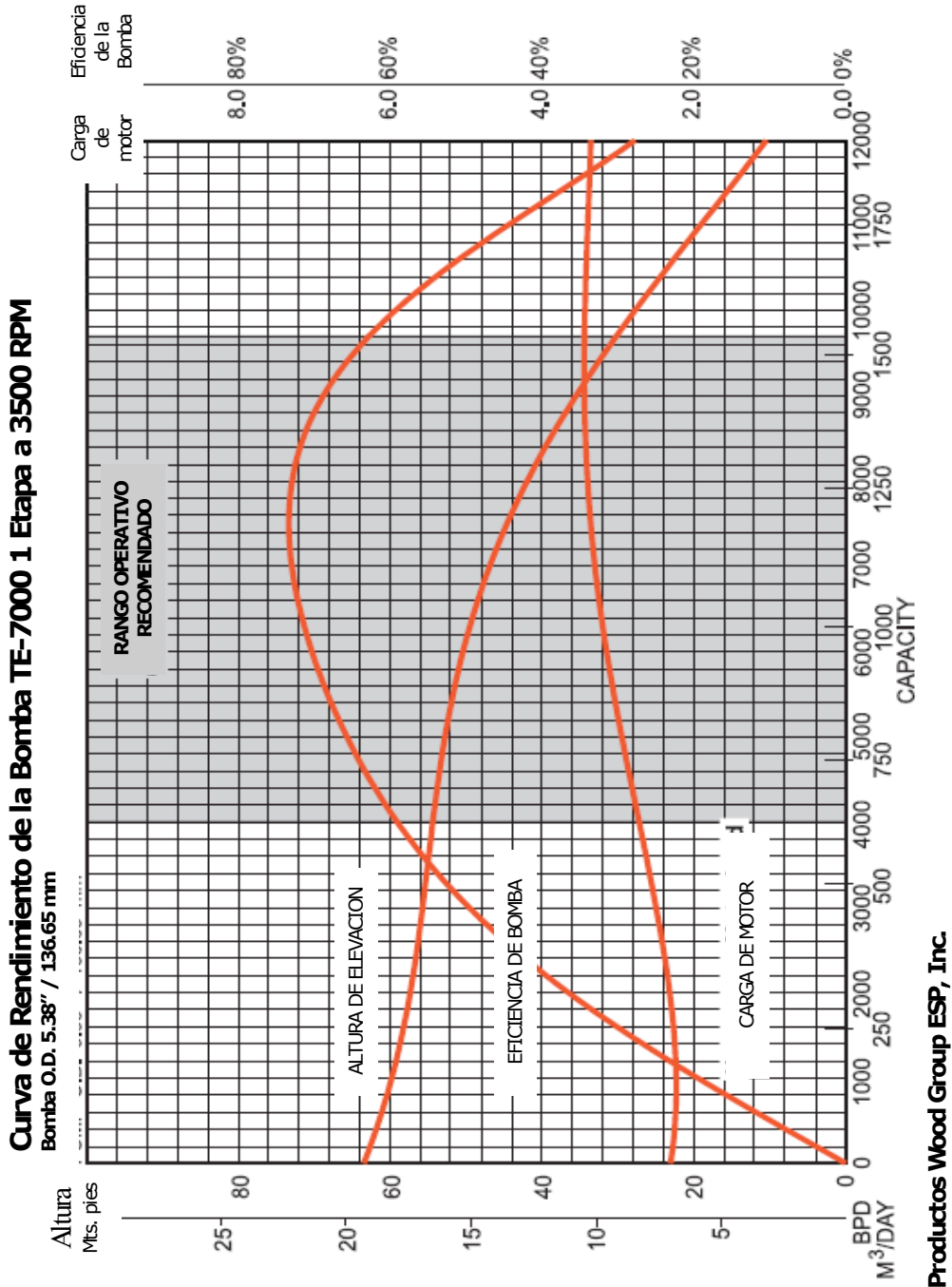
Figura 49. Curva de rendimiento de la bomba TE-2,700



Productos Wood Group ESP, Inc.

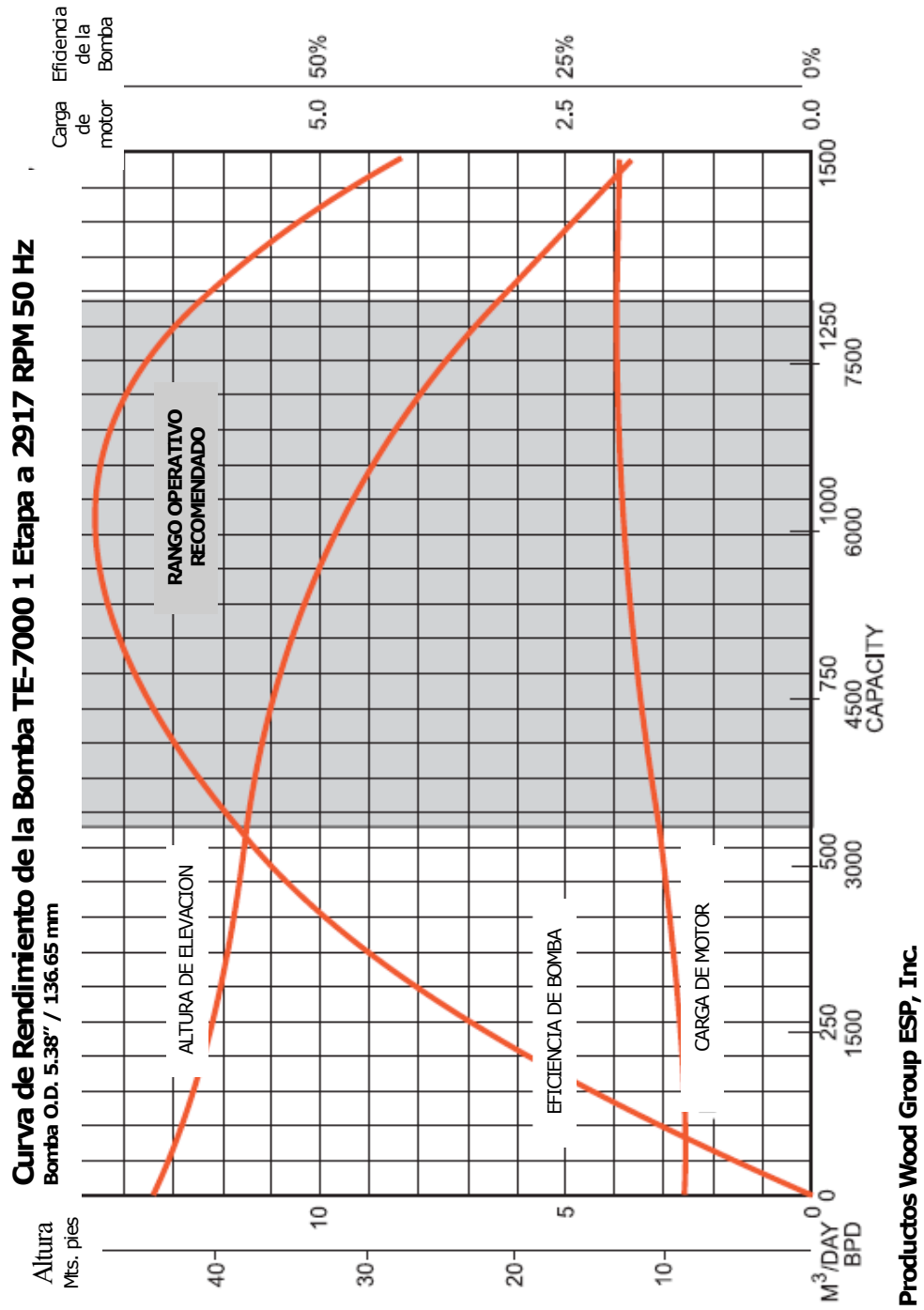
Fuente: productos ESP

Figura 50. Curva de rendimiento de la bomba TE-7,000



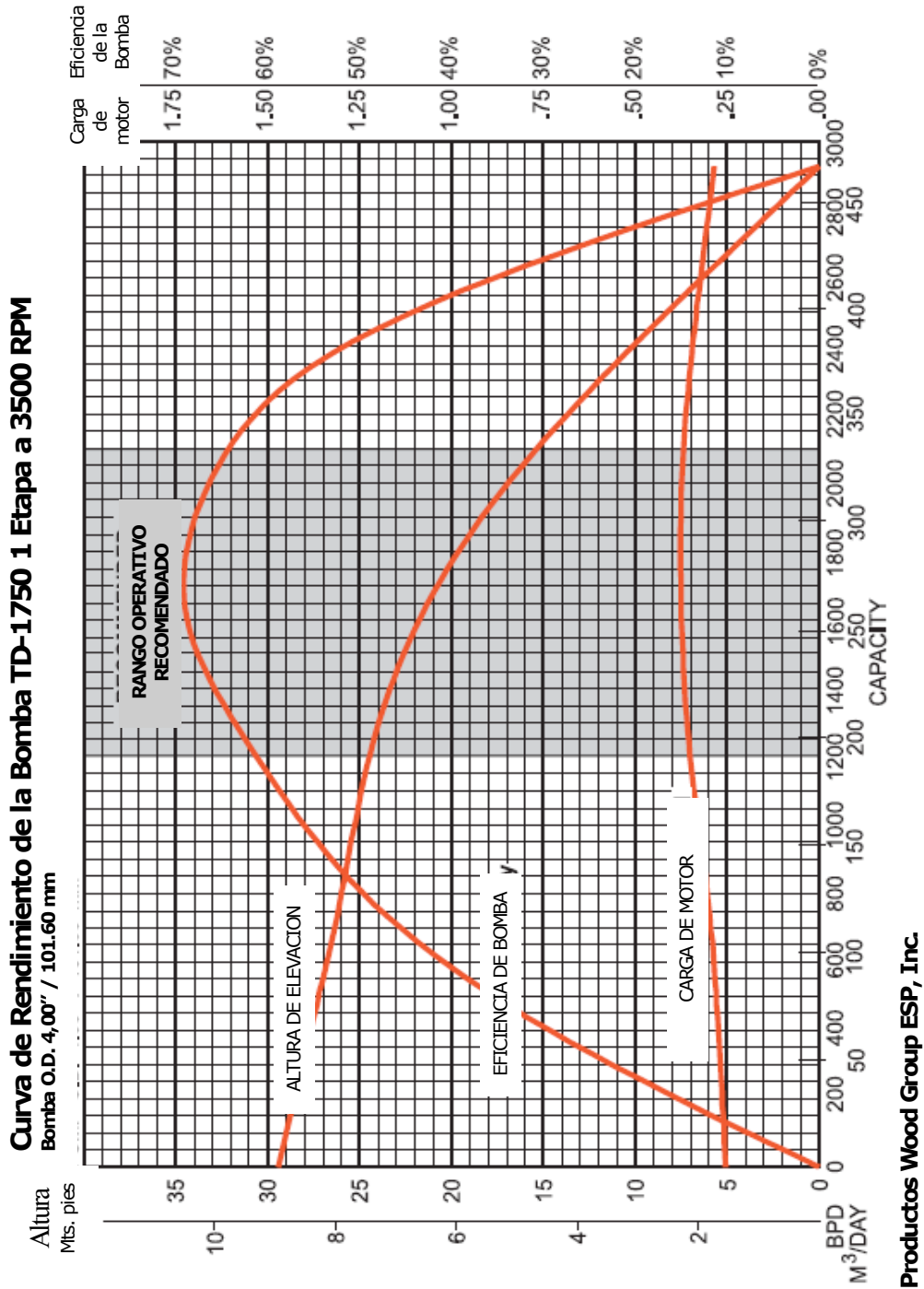
Fuente: productos ESP

Figura 51. Curva de rendimiento de la bomba TE-7,000



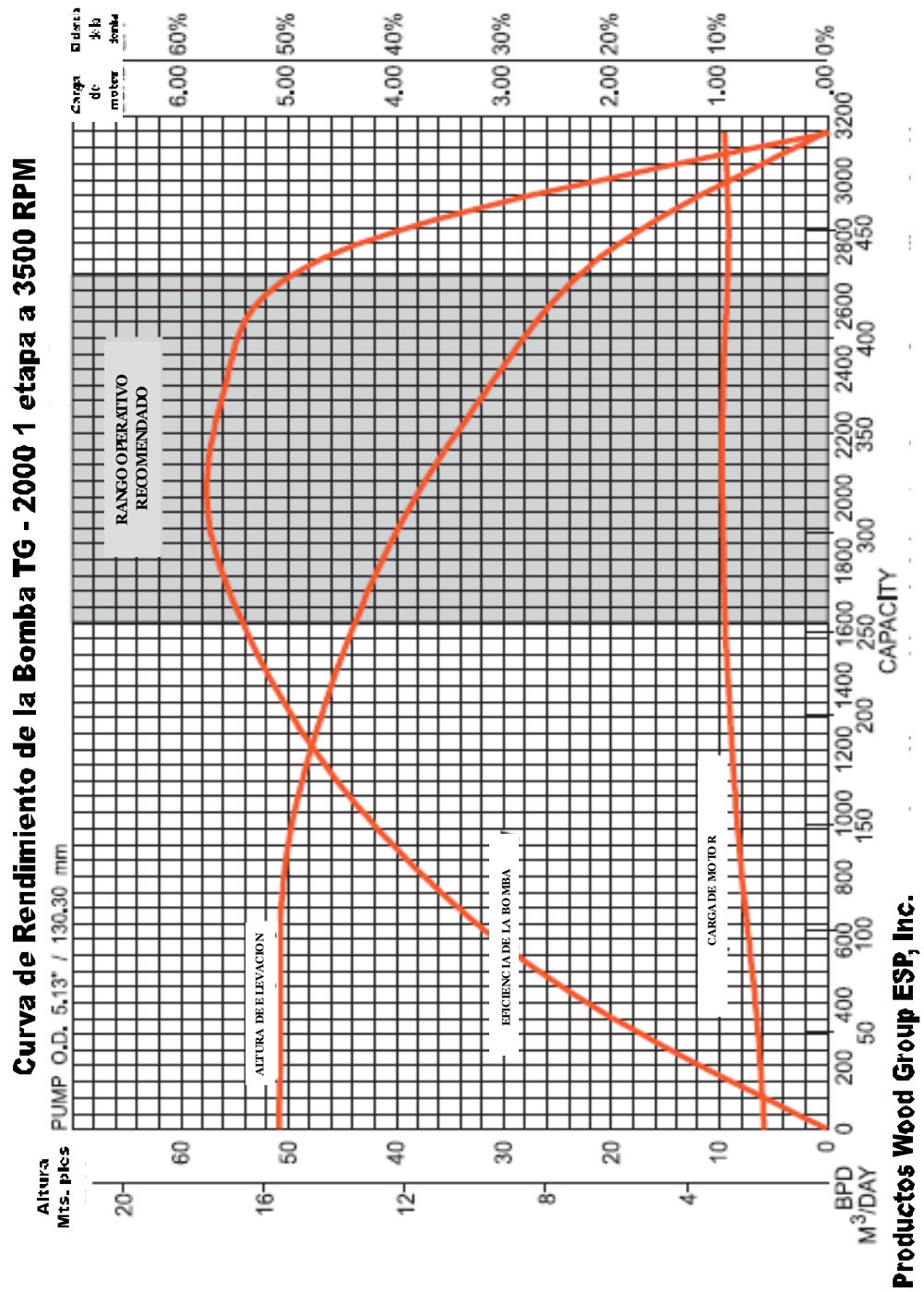
Fuente: productos ESP

Figura 52. Curva de rendimiento de la bomba TD-1,750



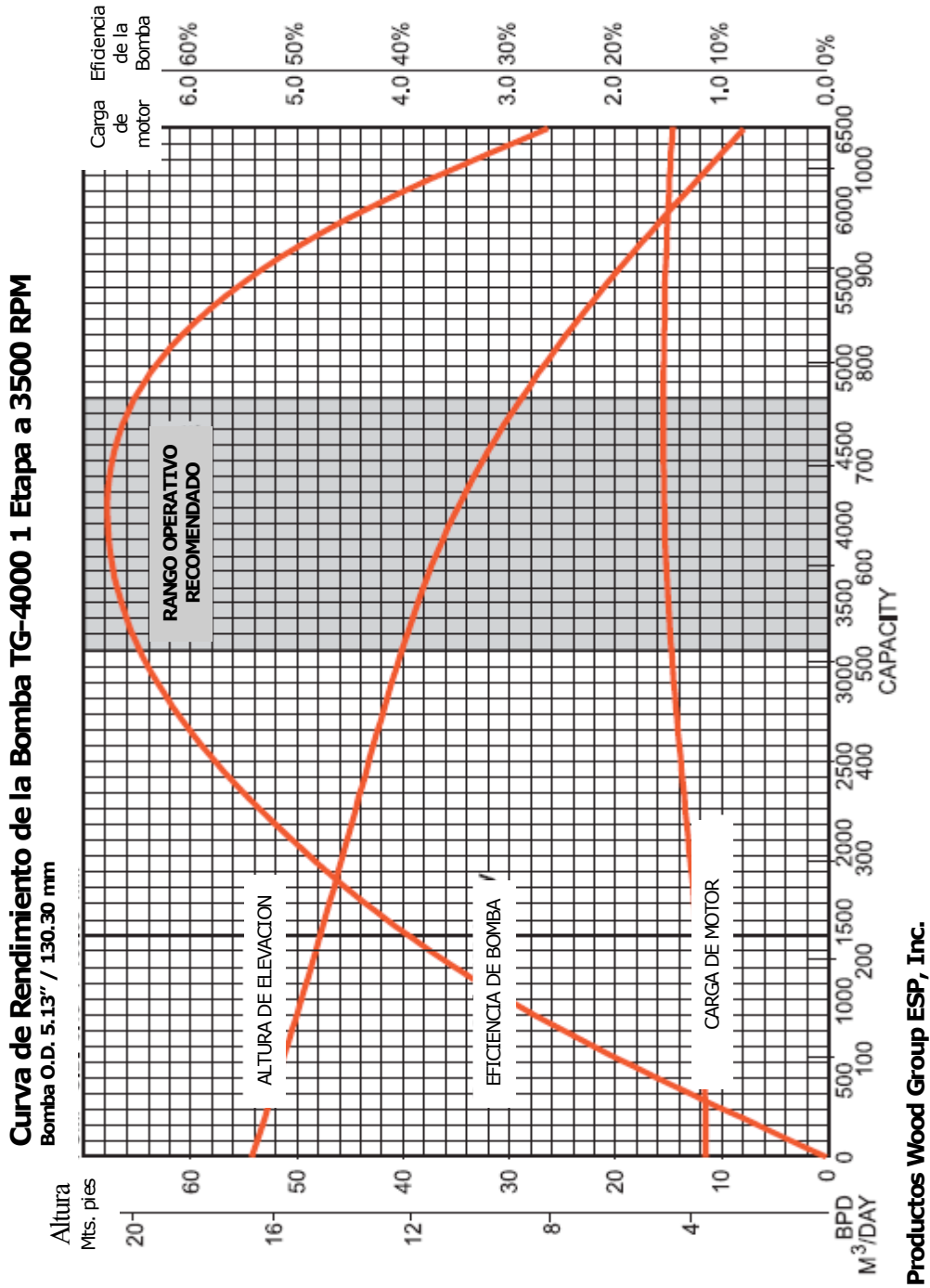
Fuente: productos ESP

Figura 53. Curva de rendimiento de la bomba TG-2,000



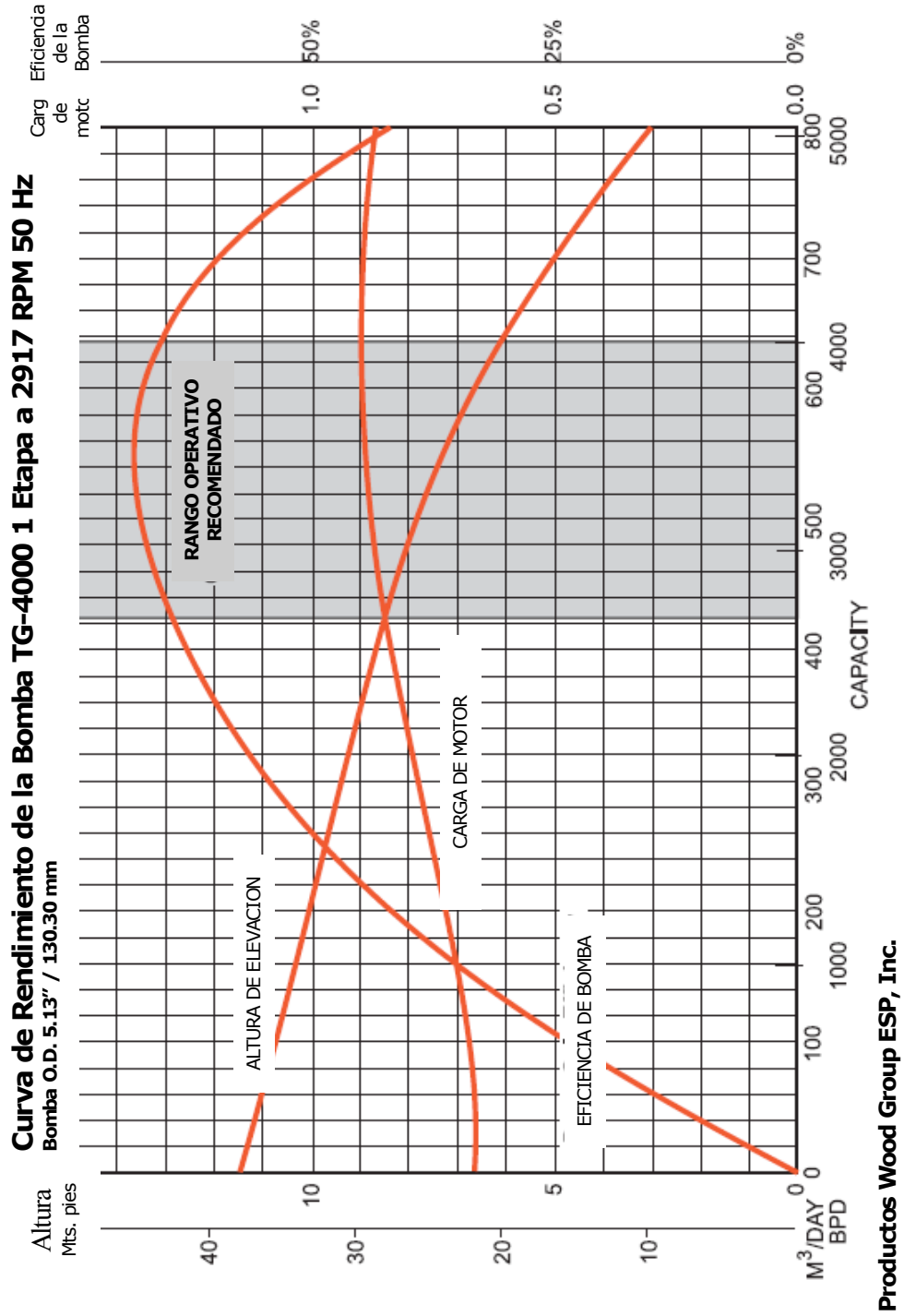
Fuente: productos ESP

Figura 54. Curva de rendimiento de la bomba TG-4,000



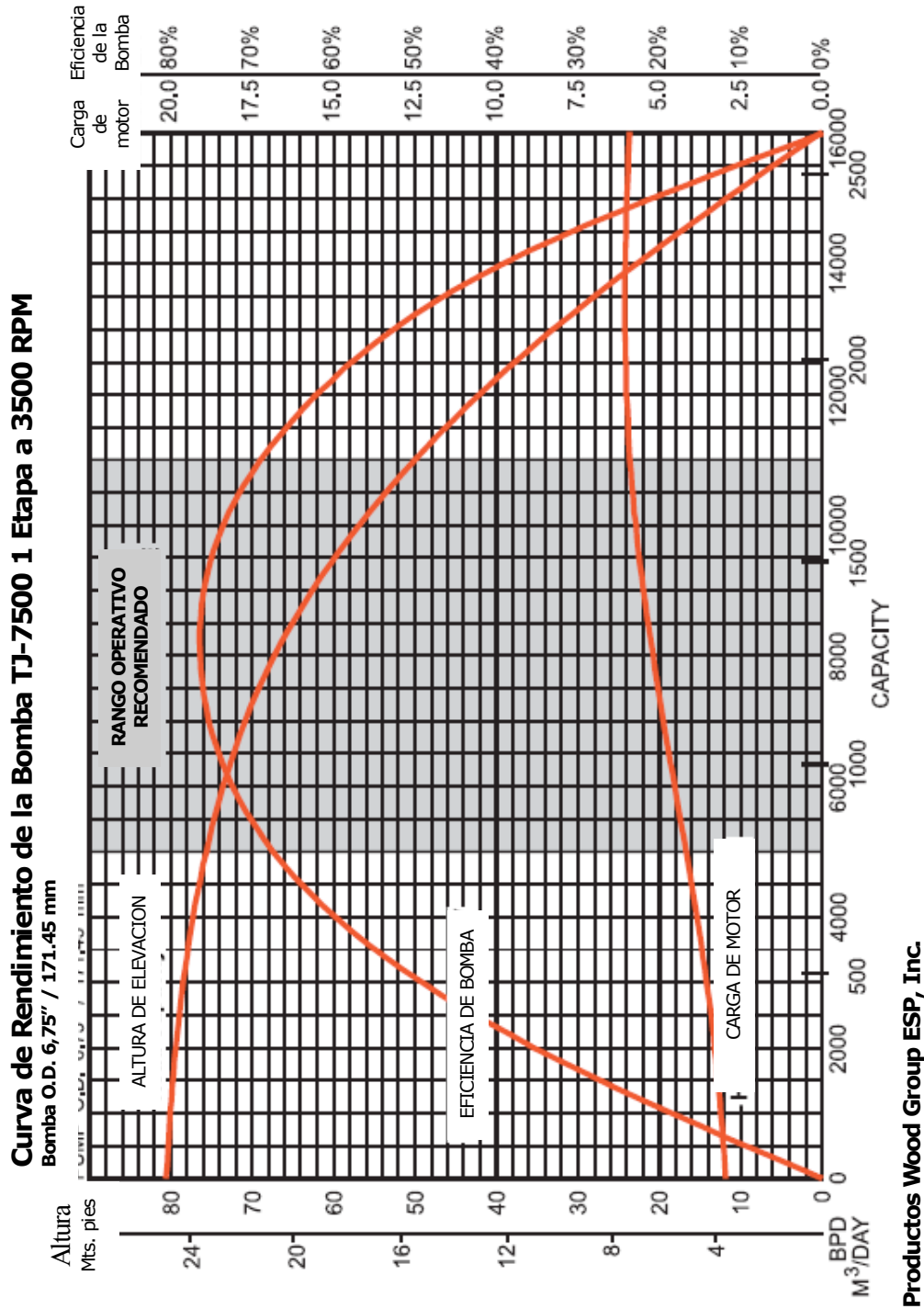
Fuente: productos ESP

Figura 55. Curva de rendimiento de la bomba TG-4,000



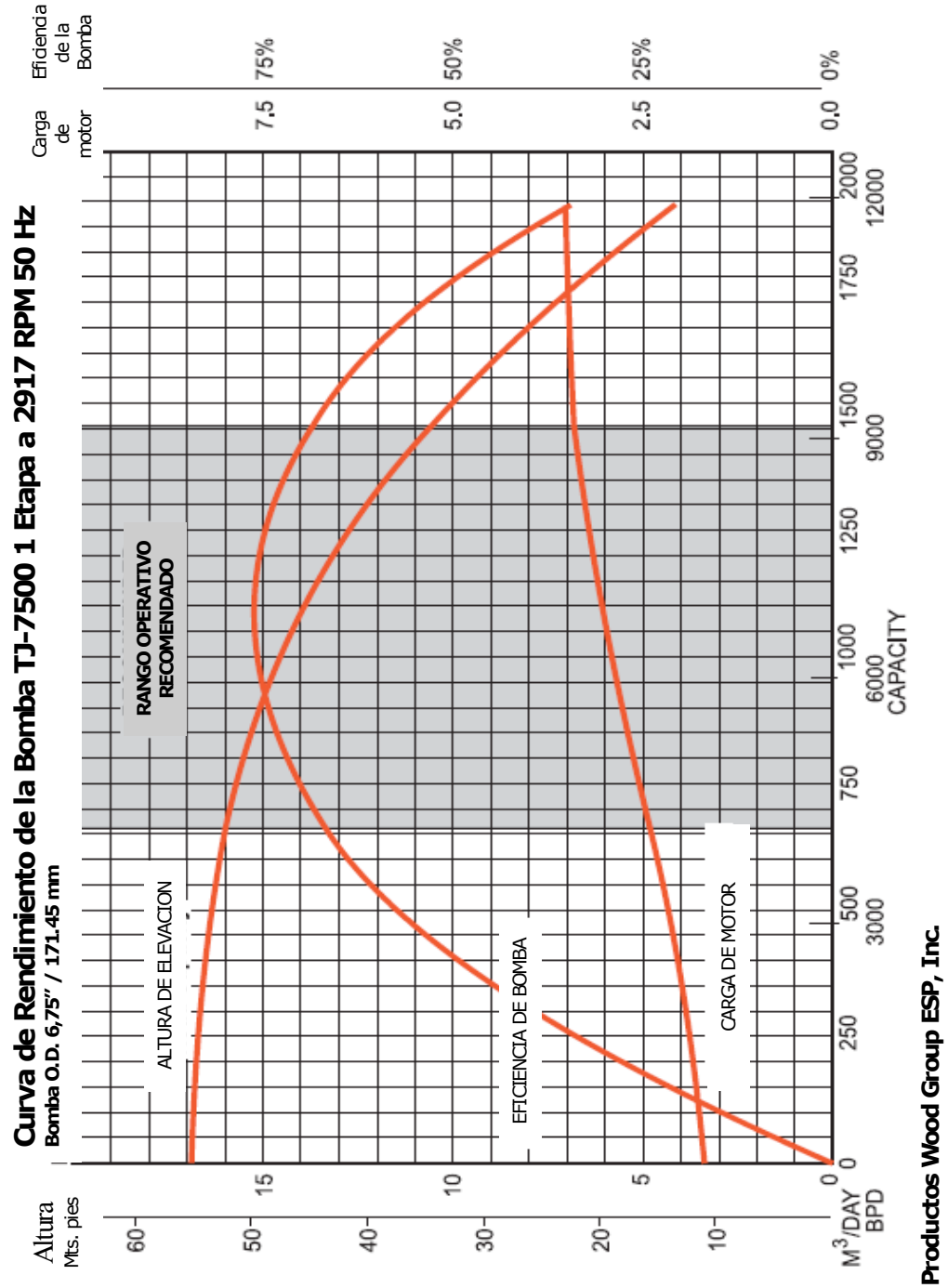
Fuente: productos ESP

Figura 56. Curva de rendimiento de la bomba TJ-7,500



Fuente: productos ESP

Figura 57. Curva de rendimiento de la bomba TJ-7,500



Fuente: productos ESP

ANEXO III

Cuadros con registros de fallas ocurridas en equipo electro-sumergible del campo petrolero Xan Guatemala.

Figura 58. Base de datos con registro de fallas

CLASIFICACIÓN DE FALLAS OCURRIDAS EN CAMPO PETROLERO XAN											
Fecha	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada a por día		
1-Ago-05	36	1.5	4,029.00	77	0.9772	926.67	15.9	56.60	56.60		
1-Ago-05	6	0.5	3,455.92	84	0.9795	552.95	16.0	11.28			
1-Ago-05	8	0.75	1,941.62	84	0.9806	310.66	15.9	9.52			
2-Ago-05	8	3	1,941.62	84	0.9776	310.66	15.9	37.96	37.96		
4-Ago-05	33	1	1,540.24	70	0.9813	462.07	16.0	18.89	18.89		
9-Ago-05	8	7	1,984.09	84	0.9828	221.00	16.0	63.35	63.35		
10-Ago-05	36	0.5	4,029.00	77	0.9764	885.95	15.9	18.02	81.37		
10-Ago-05	6	0.5	3,284.75	84	0.9764	502.47	16.0	10.22			
11-Ago-05	38	6	4,008.99	78	0.9761	645.67	15.9	157.56	157.56		
12-Ago-05	33	1.5	1,606.08	70	0.9772	441.41	16.0	26.96	184.52		
12-Ago-05	38	14.25	4,449.92	84	0.9757	282.22	15.9	163.50			
13-Ago-05	14	2	3,468.94	89	0.9768	341.67	15.9	27.81	27.81		
14-Ago-05	4	0.75	2,263.47	82	0.9761	385.26	16.0	11.75			
14-Ago-05	32	1.25	4,828.56	50	0.9768	2,288.54	16.0	116.43	319.49		
14-Ago-05	21	1	1,859.98	86	0.9840	245.55	15.9	10.07			
14-Ago-05	19	2.75	1,801.53	92	0.9787	124.89	16.0	14.01			
15-Ago-05	36	0.5	4,029.00	77	0.9753	926.67	15.9	18.83	18.83		
16-Ago-05	36	1	4,029.00	77	0.9787	926.67	15.9	37.79	37.79		
17-Ago-05	36	1.75	4,029.00	77	0.9783	926.67	15.9	66.10	66.10		
18-Ago-05	7	1.5	1,913.29	92	0.9832	153.06	15.9	9.41	75.51		
18-Ago-05	1	1	638.65	64	0.9802	229.91	16.0	9.39			
19-Ago-05	6	0.5	3,315.08	84	0.9772	530.41	16.0	10.80			
19-Ago-05	1	0.75	638.65	64	0.9802	229.91	16.0	7.04			
19-Ago-05	10	1	2,901.89	92	0.9746	232.15	15.9	9.43	27.27		
20-Ago-05	27	1	5,740.15	85	0.9757	861.02	16.0	35.00			
20-Ago-05	9	1	1,968.13	50	0.9780	984.07	16.0	40.10	84.53		
20-Ago-05	20	1	2,866.43	85	0.9768	429.96	16.0	17.50			
22-Ago-05	9	3.5	1,973.98	50	0.9825	828.30	16.0	118.68			
22-Ago-05	27	3.5	5,664.77	85	0.9768	708.96	16.0	100.99			
22-Ago-05	18	2.25	7,412.10	81	0.9768	1,246.66	16.0	114.16			
22-Ago-05	6	1.25	3,315.08	83	0.9768	521.82	16.0	26.55	360.38		
23-Ago-05	6	3.75	3,315.08	83	0.9757	463.95	16.0	70.73			

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 59. Base de datos con registro de fallas

Fecha	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada por día
23-Ago-05	36	0.5	5,093.07	77	0.9761	1,119.59	15.9	22.77	234.21
23-Ago-05	4	2.5	2,462.61	82	0.9757	387.45	16.0	39.38	
23-Ago-05	32	2.5	5,067.55	50	0.9772	2,269.84	16.0	231.05	
24-Ago-05	18	0.5	7,275.76	80	0.9761	1,390.78	16.0	28.28	
24-Ago-05	28	0.5	6,735.16	82	0.9761	1,158.70	15.8	23.56	
24-Ago-05	31	0.5	2,218.65	96	0.9821	85.34	16.0	1.75	284.64
24-Ago-05	5	5	3,785.57	84	0.9761	468.05	16.0	95.18	
25-Ago-05	13	1.5	1,695.03	50	0.9757	775.24	16.0	47.28	47.28
26-Ago-05	13	24	1,695.03	50	0.9757	0.00	16.0	826.92	
26-Ago-05	38	0.5	4,441.85	84	0.9772	680.02	15.9	13.84	
26-Ago-05	15	2.5	1,061.96	75	0.9840	234.03	16.0	23.99	864.75
27-Ago-05	13	24	1,695.03	50	0.9757	0.00	16.0	826.92	
27-Ago-05	15	1	1,061.96	75	0.9749	248.04	16.0	10.08	860.99
27-Ago-05	36	2	4,699.64	80	0.9749	839.97	16.0	68.24	
28-Ago-05	13	24	1,695.03	50	0.9757	0.00	16.0	826.92	
28-Ago-05	38	2.5	4,438.71	86	0.9753	542.94	16.0	55.16	882.08
30-Ago-05	4	1	2,462.61	82	0.9738	443.27	16.0	17.99	
30-Ago-05	32	1	4,984.05	50	0.9753	2,492.03	16.0	101.27	1,001.34
30-Ago-05	25	4.25	2,060.65	91	0.9798	185.46	16.0	32.18	
30-Ago-05	36	2.5	4,237.73	80	0.9738	847.55	16.0	85.97	
31-Ago-05	28	3.5	6,090.16	82	0.9746	1,096.23	16.0	155.81	
31-Ago-05	31	3	2,213.44	98	0.9847	44.27	15.9	5.45	
31-Ago-05	10	1	2,839.83	92	0.9753	227.19	15.9	9.23	256.46
31-Ago-05	8	1.25	1,973.96	84	0.9746	315.83	15.9	16.03	
1-Sep-05	11	1	1,351.12	71	0.9821	391.82	16.0	16.03	
1-Sep-05	36	1.25	4,237.73	80	0.9742	847.55	16.0	43.00	75.06
3-Sep-05	4	1	2,115.95	83	0.9757	359.71	15.9	14.62	14.62
4-Sep-05	25	0.75	2,060.65	91	0.9798	185.46	16.0	5.68	63.30
4-Sep-05	9	1.5	2,051.76	51	0.9813	1,005.36	15.9	61.66	
4-Sep-05	27	1.5	6,053.00	84	0.9746	968.48	16.0	58.99	
5-Sep-05	36	1	3,904.85	80	0.9768	780.97	16.0	31.79	31.79
6-Sep-05	9	1.5	2,051.76	51	0.9813	1,005.36	16.0	61.66	
6-Sep-05	27	1.5	6,053.00	84	0.9776	968.48	16.0	59.17	120.83
7-Sep-05	36	1.5	3,904.85	80	0.9764	780.97	16.0	47.66	47.66
9-Sep-05	32	6.75	4,984.05	50	0.9787	2,492.03	16.0	685.95	733.61

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 60. Base de datos con registro de fallas

Fecha	motivo de Paro	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada a por día
11-Oct-05	Bajo voltaje generador	18	1.5	8,009.06	82	0.9757	1,441.63	16.0	87.91	87.91
11-Oct-05	Fases de motor a tierra	4	22	2,170.32	83	0.9855	368.95	16.0	333.30	333.30
12-Oct-05	Fases de motor a tierra	4	24	2,170.32	83	0.9855	368.95	16.0	363.60	363.60
12-Oct-05	Perdida voltaje entrada VSD	18	2.5	8,009.06	82	0.9757	1,441.63	16.0	146.52	146.52
13-Oct-05	Baja carga en bomba	6	0.5	3,385.99	86	0.9787	474.04	16.0	9.67	
13-Oct-05	Bajo voltaje en generador	18	1.75	800.06	82	0.9757	144.01	16.0	10.25	19.92
14-Oct-05	Generador fuera de servicio	9	1.25	2,086.20	51	0.9791	1,022.24	16.0	52.13	
14-Oct-05	Generador fuera de servicio	27	1.5	6,180.78	85	0.9746	927.12	16.0	56.47	108.60
16-Oct-05	Fusible de alimentación al XFMR	33	0.75	1,533.43	66	0.9806	521.37	16.0	15.98	15.98
17-Oct-05	Parada manual del equipo ESP, por presentar fuga de	20	0.75	2,897.33	85	0.9813	434.60	16.0	13.33	
17-Oct-05	Por una falla relacionada con un error interno del proc	34	1.5	7,178.00	86	0.9753	1,004.92	16.0	61.26	147.04
17-Oct-05	Problemas con la bobina del contactor en el panel de s	4	1.25	2,209.45	85	0.9821	331.42	15.9	16.95	
17-Oct-05	Problemas con los filtros de combustible del generador	7	1	1,914.43	90	0.9813	191.44	16.0	7.83	
19-Oct-05	Bajo voltaje censado en la entrada del VSD, se arranca	18	0.5	7,995.44	82	0.9746	1,439.18	16.0	29.22	
19-Oct-05	Bajo voltaje censado en la entrada del VSD.	34	0.5	7,178.00	86	0.9746	1,004.92	16.0	20.40	57.45
19-Oct-05	Problemas con los filtros de combustible del generador	5	1	3,469.09	86	0.9753	485.67	16.0	19.74	
20-Oct-05	Falta de corriente en CTI (Robo de baterías).	19	1	1,898.67	92	0.9832	151.89	16.0	6.22	25.96
20-Oct-05	Problemas de configuración del CTI.	35	0.75	1,515.31	74	0.9843	393.98	16.0	12.12	
21-Oct-05	Fusible de potencia disparado del switchboard.	19	1	1,898.67	92	0.9840	151.89	16.0	6.23	6.23
23-Oct-05	Falla #7 excesivo voltaje en el generador.	14	1	3,403.67	86	0.9776	476.51	15.9	19.41	19.41
25-Oct-05	Sobre voltaje en generador móvil	7	1	1,855.48	92	0.9757	148.44	16.0	6.03	6.03
27-Oct-05	Disparo de breaker en panel de sincronización	6	0.5	3,390.92	86	0.9851	474.73	16.0	9.74	9.74
31-Oct-05	Fallas eléctricas en generador fijo	2	1.5	643.39	90	0.9821	64.34	15.9	3.95	
31-Oct-05	Fallas eléctricas en generador fijo	1	1.5	743.13	63	0.9806	274.96	16.0	16.85	20.80
1-Nov-05	Desconfiguración de equipo CTI	19	2	1,971.14	92	0.9791	157.69	16.0	12.87	12.87
2-Nov-05	Falla mecánica motor generador	33	1	1,628.79	66	0.9866	523.60	16.0	21.52	21.52
4-Nov-05	Falla motor generador	5	0.5	3,431.94	85	0.9806	64.34	16.0	1.31	1.31
5-Nov-05	Falla sincronización al hacer servicio a generador	14	1	3,341.29	86	0.9795	649.21	16.0	26.50	26.50
6-Nov-05	Falla voltaje generador	15	1	1,363.81	56	0.9780	600.08	16.0	24.45	24.45
7-Nov-05	Sincronización de generador	10	1.5	2,598.19	82	0.9772	467.67	16.0	28.56	28.56
8-Nov-05	por refrigerante en motor generador	6	2.5	3,353.49	88	0.9776	402.42	16.0	40.98	40.98
8-Nov-05	presión generador baja	9	1.25	1,962.41	75	0.9843	941.96	16.0	48.29	48.29
8-Nov-05	presión generador baja	27	1.25	6,117.92	83	0.9780	1,040.05	16.0	52.98	52.98
9-Nov-05	alto amperaje	19	1.5	1,978.41	95	0.9810	98.92	16.0	6.07	6.07
9-Nov-05	motor en generador	18	1.25	7,946.92	82	0.9708	1,430.45	16.0	72.33	72.33

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 61. Base de datos con registro de fallas

Fecha	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada a por día
18-Sep-05	9	1	2,139.87	51	0.9836	1,048.54	15.9	42.97	1,166.22
18-Sep-05	5	24	3,800.33	85	0.9806	570.05	16.0	558.99	
18-Sep-05	11	24	1,351.12	68	0.9764	432.36	16.0	422.15	
19-Sep-05	20	0.5	2,877.89	85	0.9821	431.68	15.9	8.83	
19-Sep-05	5	24	3,800.33	85	0.9806	570.05	16.0	558.99	
19-Sep-05	11	24	1,351.12	68	0.9764	432.36	16.0	422.15	989.97
20-Sep-05	5	24	3,800.33	85	0.9806	570.05	16.0	558.99	
20-Sep-05	11	24	1,351.12	68	0.9764	432.36	16.0	422.15	
20-Sep-05	7	1.75	1,886.81	93	0.9840	132.08	16.0	9.48	990.62
21-Sep-05	5	24	3,800.33	85	0.9806	570.05	16.0	558.99	
21-Sep-05	11	4	1,351.12	68	0.9764	432.36	16.0	70.36	629.35
22-Sep-05	5	24	3,800.33	85	0.9806	570.05	16.0	558.99	558.99
23-Sep-05	5	24	3,800.33	85	0.9806	570.05	16.0	558.99	
23-Sep-05	6	2.75	3,295.58	84	0.9757	527.29	16.0	58.95	
23-Sep-05	14	1.5	3,479.54	90	0.9757	347.95	15.9	21.22	639.16
24-Sep-05	5	11.25	3,322.95	83	0.9742	564.90	16.0	257.97	
24-Sep-05	13	0.75	2,131.31	52	0.9749	1,023.03	16.0	31.17	289.14
26-Sep-05	8	0.75	2,021.55	82	0.9761	363.88	16.0	11.10	42.27
26-Sep-05	15	1	1,217.48	55	0.9832	547.87	16.0	22.44	
27-Sep-05	17	1	1,761.45	75	0.9768	440.36	15.9	17.92	
27-Sep-05	8	1	2,021.55	82	0.9768	363.88	15.9	14.81	55.17
27-Sep-05	33	1.5	1,686.55	65	0.9768	590.29	16.0	36.04	
30-Sep-05	31	0.75	2,229.28	95	0.9832	111.46	15.9	3.42	3.42
30-Sep-05	6	0.5	3,360.58	85	0.9795	504.09	16.0	10.29	
2-Oct-05	35	3	1,586.17	73	0.9791	428.27	15.9	52.41	
2-Oct-05	4	1.25	2,131.69	84	0.9768	341.07	15.9	17.35	
2-Oct-05	32	1.5	4,445.12	58	0.9753	1,866.95	16.0	113.80	183.56
3-Oct-05	4	0.75	2,131.69	84	0.9806	341.07	15.9	10.45	
3-Oct-05	32	0.75	4,445.12	58	0.9798	1,866.95	16.0	57.16	198.76
3-Oct-05	11	1.25	1,848.06	63	0.9806	683.78	16.0	34.92	
3-Oct-05	1	1.75	792.94	62	0.9798	301.32	16.0	21.53	
4-Oct-05	18	5	7,877.86	82	0.9780	1,418.01	16.0	288.92	288.92
6-Oct-05	18	0.75	7,877.86	82	0.9764	1,418.01	16.0	43.27	
6-Oct-05	6	0.5	3,386.58	86	0.9806	474.12	15.9	9.69	52.96
10-Oct-05	11	1	1,778.88	63	0.9802	658.19	16.0	26.88	26.88

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 62. Base de datos con registro de fallas

Fecha	motivo de Paro	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada a por día
11-Oct-05	Bajo voltaje generador	18	1.5	8,009.06	82	0.9757	1,441.63	16.0	87.91	87.91
11-Oct-05	Fases de motor a tierra	4	22	2,170.32	83	0.9855	368.95	16.0	333.30	333.30
12-Oct-05	Fases de motor a tierra	4	24	2,170.32	83	0.9855	368.95	16.0	363.60	363.60
12-Oct-05	Pérdida voltaje entrada VSD	18	2.5	8,009.06	82	0.9757	1,441.63	16.0	146.52	146.52
13-Oct-05	Baja carga en bomba	6	0.5	3,385.99	86	0.9787	474.04	16.0	9.67	
13-Oct-05	Bajo voltaje en generador	18	1.75	800.06	82	0.9757	144.01	16.0	10.25	19.92
14-Oct-05	Generador fuera de servicio	9	1.25	2,086.20	51	0.9791	1,022.24	16.0	52.13	
14-Oct-05	Generador fuera de servicio	27	1.5	6,180.78	85	0.9746	927.12	16.0	56.47	108.60
16-Oct-05	Fusible de alimentación al XFMR	33	0.75	1,533.43	66	0.9806	521.37	16.0	15.98	15.98
17-Oct-05	Parada manual del equipo ESP, por presentar fuga de	20	0.75	2,897.33	85	0.9813	434.60	16.0	13.33	
17-Oct-05	Por una falla relacionada con un error interno del proc	34	1.5	7,178.00	86	0.9753	1,004.92	16.0	61.26	147.04
17-Oct-05	Problemas con la bobina del contactor en el panel de s	4	1.25	2,209.45	85	0.9821	331.42	15.9	16.95	
17-Oct-05	Problemas con los filtros de combustible del generador	7	1	1,914.43	90	0.9813	191.44	16.0	7.83	
19-Oct-05	Bajo voltaje censado en la entrada del VSD, se arranca	18	0.5	7,995.44	82	0.9746	1,439.18	16.0	29.22	
19-Oct-05	Bajo voltaje censado en la entrada del VSD.	34	0.5	7,178.00	86	0.9746	1,004.92	16.0	20.40	57.45
19-Oct-05	Problemas con los filtros de combustible del generador	5	1	3,469.09	86	0.9753	485.67	16.0	19.74	
20-Oct-05	Falta de corriente en CTI (Robo de baterías).	19	1	1,898.67	92	0.9832	151.89	16.0	6.22	25.96
20-Oct-05	Problemas de configuración del CTI.	35	0.75	1,515.31	74	0.9843	393.98	16.0	12.12	
21-Oct-05	Fusible de potencia disparado del switchboard.	19	1	1,898.67	92	0.9840	151.89	16.0	6.23	6.23
23-Oct-05	Falla #7 excesivo voltaje en el generador.	14	1	3,403.67	86	0.9776	476.51	15.9	19.41	19.41
25-Oct-05	Sobre voltaje en generador móvil	7	1	1,855.48	92	0.9757	148.44	16.0	6.03	6.03
27-Oct-05	Disparo de breaker en panel de sincronización	6	0.5	3,390.92	86	0.9851	474.73	16.0	9.74	9.74
31-Oct-05	Fallas eléctricas en generador fijo	2	1.5	643.39	90	0.9821	64.34	15.9	3.95	
31-Oct-05	Fallas eléctricas en generador fijo	1	1.5	743.13	63	0.9806	274.96	16.0	16.85	20.80
1-Nov-05	Desconfiguración de equipo CTI	19	2	1,971.14	92	0.9791	157.69	16.0	12.87	12.87
2-Nov-05	Falla mecánica motor generador	33	1	1,628.79	66	0.9866	523.60	16.0	21.52	21.52
4-Nov-05	Falla motor generador	5	0.5	3,431.94	85	0.9806	64.34	16.0	1.31	1.31
5-Nov-05	Falla sincronización al hacer servicio a generador	14	1	3,341.29	86	0.9795	649.21	16.0	26.50	26.50
6-Nov-05	Falla voltaje generador	15	1	1,363.81	56	0.9780	600.08	16.0	24.45	24.45
7-Nov-05	Sincronización de generador	10	1.5	2,598.19	82	0.9772	467.67	16.0	28.56	28.56
8-Nov-05	por refrigerante en motor generador	6	2.5	3,353.49	88	0.9776	402.42	16.0	40.98	40.98
8-Nov-05	presión generador baja	9	1.25	1,962.41	75	0.9843	941.96	16.0	48.29	48.29
8-Nov-05	presión generador baja	27	1.25	6,117.92	83	0.9780	1,040.05	16.0	52.98	52.98
9-Nov-05	alto amperaje	19	1.5	1,978.41	95	0.9810	98.92	16.0	6.07	6.07
9-Nov-05	motor en generador	18	1.25	7,946.92	82	0.9708	1,430.45	16.0	72.33	72.33

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 63. Base de datos con registro de fallas

Fecha	motivo de Paro	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada a por día
9-Nov-05	por alto voltaje	7	1	3,362.36	88	0.9727	403.38	16.0	16.35	16.35
9-Nov-05	Por bajo voltaje	35	0.3	1,652.26	74	0.9858	429.59	16.0	5.29	5.29
9-Nov-05	por prueba de buil-up	2	9.5	669.48	86	0.9847	93.73	16.0	36.53	36.53
10-Nov-05	sobre voltaje	7	1	1,884.49	88	0.9840	226.14	16.0	9.27	9.27
11-Nov-05	sobre voltaje	7	1	1,884.49	88	0.9764	226.14	16.0	9.20	9.20
12-Nov-05	Sin paros de pozos	0	0	0.00	0	0.0000	0.00	0.0	0.00	0.00
13-Nov-05	bajo voltaje generador	31	3	2,265.06	97	0.9817	67.95	16.0	8.34	8.34
14-Nov-05	sobre voltaje	7	1	1,927.19	88	0.9764	231.26	16.0	9.41	9.41
15-Nov-05	sobre carga	9	1	2,012.48	52	0.9776	965.99	15.9	39.35	39.35
16-Nov-05	Falla de combustible en el motor del generador, válvul	14	0.75	3,328.59	88	0.9828	399.43	15.9	12.27	
16-Nov-05	Fase a tierra, equipo fuera de servicio.	28	3.75	6,356.71	84	0.9780	1,017.07	16.0	155.42	
16-Nov-05	Fase a tierra, equipo fuera de servicio.	32	1	3,877.59	60	0.9783	1,551.04	16.0	63.22	230.91
17-Nov-05	Completación interviene.	28	24	6,356.71	84	0.9780	1,017.07	16.0	994.69	
17-Nov-05	Completación interviene.	32	24	3,877.59	60	0.9783	1,551.04	16.0	1,517.38	2,730.71
17-Nov-05	Falla en el converter, a la hora de sincronizar para hac	14	1	3,328.59	88	0.9840	399.43	15.9	16.38	
17-Nov-05	sobre voltaje	4	0.75	2,163.63	88	0.9780	259.64	15.9	7.94	
18-Nov-05	Alto voltaje en el generador móvil.	4	1.5	2,163.63	88	0.9791	259.64	15.9	15.89	
18-Nov-05	Bajo nivel de refrigerante en el motor.	7	0.75	1,927.19	89	0.9791	211.99	16.0	6.49	46.70
18-Nov-05	Completación interviene.	28	24	6,356.71	84	0.9780	1,017.07	16.0	994.69	
18-Nov-05	Completación interviene.	32	24	3,877.59	60	0.9783	1,551.04	16.0	1,517.38	
19-Nov-05	Completación interviene.	28	24	6,356.71	84	0.9780	1,017.07	16.0	994.69	
19-Nov-05	Completación interviene.	32	24	3,877.59	60	0.9783	1,551.04	16.0	1,517.38	2,512.07
20-Nov-05	Completación interviene.	32	12.75	2,626.02	92	0.9813	210.08	16.0	109.52	
20-Nov-05	Completación entrega y se arranca a las 11:15 horas y	28	24	6,356.71	84	0.9757	1,017.07	16.0	992.36	
20-Nov-05	Completación entrega y se arrancó a las 22:45 horas, s	6	2.25	3,376.47	88	0.9757	405.18	16.0	37.06	
20-Nov-05	Corto circuito en el generador fijo, queda trabajando m	39	24	748.70	85	0.9884	543.04	15.8	536.74	1,675.68
21-Nov-05	Problemas en el equipo electrosurgible, alto amper	28	1	6,853.85	90	0.9757	685.39	16.0	27.86	
21-Nov-05	Baja de carga en el genrador fijo	1	1	989.01	62	0.9787	375.82	16.0	15.33	
21-Nov-05	Por baja de presión de aceite en el motor del generad	36	2	4,073.62	78	0.9776	896.20	15.9	73.01	
21-Nov-05	Por filtros de combustible sucios	5	1	3,438.46	85	0.9776	515.77	16.0	21.01	
21-Nov-05	Por sobrecarga en el generador fijo	39	24	748.70	76	0.0000	179.69	15.9	0.00	137.21
21-Nov-05	Problemas en el equipo electrosurgible, alto amper	6	1	3,376.47	88	0.9753	405.18	16.0	16.47	
22-Nov-05	Por bajo nivel de refrigerante en el motor del generad	39	24	748.70	76	0.0000	179.69	15.9	0.00	16.47
22-Nov-05	Problemas en el equipo electrosurgible, alto amper	6	1	3,376.47	88	0.9761	405.18	16.0	16.48	
23-Nov-05	Por dispararse el breaker principal del panel de sincro	35	1	1,702.95	74	0.9843	442.77	15.9	18.16	
23-Nov-05	Por falla en tarjeta de CTI del controlador, se reemplaz									

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 64. Base de datos con registro de fallas

Fecha	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada por día
23-Nov-05	39	24	748.70	76	0.0000	179.69	15.9	0.00	34.64
24-Nov-05	39	24	748.70	76	0.0000	179.69	15.9	0.00	14.76
25-Nov-05	31	1	2,289.78	97	0.9836	68.69	15.9	2.82	
25-Nov-05	28	2	6,516.05	85	0.9806	977.41	16.0	79.87	
25-Nov-05	39	24	748.70	76	0.0000	179.69	15.9	0.00	82.69
26-Nov-05	10	1.75	2,385.29	83	0.9791	405.50	16.0	28.95	
26-Nov-05	39	24	748.70	76	0.0000	179.69	15.9	0.00	28.95
27-Nov-05	39	24	748.70	76	0.0000	179.69	15.9	0.00	0.00
28-Nov-05	6	3.5	3,376.47	86	0.9757	472.71	16.0	67.26	
28-Nov-05	1	0.75	837.95	62	0.9768	318.42	16.0	9.72	101.77
28-Nov-05	10	1.5	2,385.29	83	0.9783	405.50	16.0	24.79	
30-Nov-05	33	1.75	1,666.51	69	0.9806	516.62	15.9	36.94	36.94
30-Nov-05	7	1.75	1,799.36	91	0.9832	161.94	16.0	11.61	
1-Dic-05	18	10.5	7,953.78	83	0.9776	1,352.14	16.0	578.31	578.31
2-Dic-05	27	7.5	6,329.09	84	0.9798	1,012.65	16.0	310.06	310.06
5-Dic-05	27	5	6,329.09	90	0.9761	724.25	16.0	147.28	147.28
8-Dic-05	25	1	2,653.61	92	0.9828	212.29	16.0	8.69	8.69
9-Dic-05	14	1.5	3,298.40	90	0.9772	329.84	16.0	20.14	20.14
10-Dic-05	28	1	6,506.25	85	0.9802	975.94	16.0	39.86	39.86
13-Dic-05	31	2	1,366.95	80	0.9843	273.39	16.0	22.42	
13-Dic-05	28	1.75	6,506.25	85	0.9802	975.94	16.0	69.75	92.17
14-Dic-05	14	1.5	3,269.75	90	0.9776	326.98	16.0	19.98	19.98
15-Dic-05	5	1	3,536.43	86	0.9764	463.27	16.0	18.85	18.85
16-Dic-05	11	1.75	1,568.51	61	0.9836	611.72	16.0	43.87	43.87
17-Dic-05	5	0.75	3,678.45	86	0.9764	514.98	16.0	15.71	15.71
18-Dic-05	23	1.25	3,802.79	96	0.9795	3,460.54	16.0	176.54	176.54
19-Dic-05	35	0.75	1,692.45	69	0.9810	524.66	16.0	16.08	16.08
20-Dic-05	13	0.75	1,986.36	46	0.9780	1,095.89	16.0	33.49	33.49
21-Dic-05	40	12	2,421.32	85	0.9914	363.20	16.0	180.04	180.04
21-Dic-05	5	1.5	3,678.45	86	0.9780	514.98	16.0	31.48	31.48
22-Dic-05	5	1.25	3,690.32	86	0.9757	516.64	16.0	26.25	26.25
22-Dic-05	11	1	1,505.63	60	0.9810	602.25	16.0	24.62	24.62
22-Dic-05	40	9	2,421.32	85	0.9914	363.20	16.0	135.03	135.03
22-Dic-05	7	10.75	1,708.64	90	0.9825	170.86	16.0	75.19	75.19
23-Dic-05	40	1.5	2,449.28	85	0.9899	367.39	15.9	22.73	22.73
26-Dic-05	40	1.75	2,449.28	84	0.9787	391.88	15.9	27.97	27.97
26-Dic-05	13	1.25	1,866.66	39	0.9787	1,138.66	16.0	58.04	58.04

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 65. Base de datos con registro de fallas

Fecha	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada a por día
30-Dic-05	14	0.75	3,271.70	90	0.9783	327.17	16.0	10.00	10.00
31-Dic-05	8	1.25	2,040.96	82	0.9832	367.37	15.9	18.81	18.81
1-Ene-06	40	1	2,718.79	84	0.9795	435.01	16.0	17.75	17.75
3-Ene-06	36	1	4,047.81	78	0.9772	890.52	15.9	36.26	36.26
5-Ene-06	6	0.5	3,658.20	86	0.9795	512.15	15.9	10.45	10.45
10-Ene-06	33	1.25	1,460.57	69	0.9877	452.78	16.0	23.29	23.29
11-Ene-06	10	1.5	2,328.11	83	0.9772	395.78	16.0	24.17	24.17
11-Ene-06	41	13.25	1,440.35	94	0.9772	86.42	15.9	46.62	46.62
12-Ene-06	35	1	1,585.09	71	0.9851	459.68	16.0	18.87	18.87
12-Ene-06	41	10.75	1,440.35	95	0.9764	72.02	15.9	31.50	31.50
14-Ene-06	34	2.25	6,521.48	84	0.9761	1,043.44	16.0	95.48	95.48
15-Ene-06	33	4.5	1,607.62	69	0.9795	498.36	16.0	91.53	91.53
15-Ene-06	34	24	6,521.48	84	0.9761	1,043.44	16.0	1,018.50	1,018.50
16-Ene-06	35	0.75	1,585.09	69	0.9873	491.38	15.9	15.16	15.16
16-Ene-06	34	24	6,521.48	84	0.9761	1,043.44	16.0	1,018.50	1,018.50
17-Ene-06	40	3.5	2,543.46	86	0.9776	356.08	16.0	50.77	50.77
17-Ene-06	14	0.75	3,045.33	90	0.9776	304.53	15.9	9.30	9.30
17-Ene-06	34	24	6,521.48	84	0.9761	1,043.44	15.9	1,018.50	1,018.50
18-Ene-06	34	6.5	6,521.48	84	0.9761	1,043.44	15.9	275.84	275.84
20-Ene-06	17	1	1,922.99	82	0.9828	346.14	15.9	14.17	14.17
20-Ene-06	38	13.75	4,258.98	80	0.9795	851.80	16.0	478.00	478.00
21-Ene-06	38	24	4,258.98	80	0.9795	851.80	16.0	834.33	834.33
22-Ene-06	38	15.25	3,830.76	83	0.9832	651.23	15.9	406.85	406.85
22-Ene-06	6	1	3,442.09	86	0.9813	481.89	16.0	19.70	19.70
24-Ene-06	41	17.25	1,634.63	97	0.9870	49.04	16.0	34.79	34.79
25-Ene-06	20	1.5	2,915.02	85	0.9817	437.25	15.9	26.83	26.83
25-Ene-06	14	14.75	3,080.49	90	0.9873	308.05	15.9	186.92	186.92
25-Ene-06	41	24	1,634.63	97	0.9870	49.04	16.0	48.40	48.40
26-Ene-06	28	0.5	6,365.20	85	0.9813	954.78	16.0	19.52	19.52
26-Ene-06	31	1.25	2,206.85	96	0.9828	88.27	15.9	4.52	4.52
26-Ene-06	14	24	3,080.49	90	0.9873	308.05	15.9	304.14	304.14
27-Ene-06	14	24	3,080.49	90	0.9873	308.05	15.9	304.14	304.14
27-Ene-06	21	1.25	2,374.65	82	0.9851	427.44	15.9	21.93	21.93
27-Ene-06	6	0.5	3,425.58	86	0.9727	479.58	16.0	9.72	9.72

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 66. Base de datos con registro de fallas

Fecha	motivo de Paro	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada por día
28-Ene-06	Por encontrarse fase a tierra	14	24	3,080.49	90	0.9873	308.05	15.9	304.14	304.14
29-Ene-06	Por encontrarse fase a tierra	14	24	3,080.49	90	0.9873	308.05	15.9	304.14	304.14
30-Ene-06	Por encontrarse fase a tierra	14	24	3,080.49	90	0.9873	308.05	16.0	304.14	304.14
31-Ene-06	Por encontrarse fase a tierra	14	24	3,080.49	90	0.9873	308.05	15.8	304.14	304.14
1-Feb-06	Alto voltaje generador fijo	6	1.75	3,425.58	86	0.9780	479.58	16.0	34.20	338.34
1-Feb-06	Por encontrarse fase a tierra	14	15.25	4,856.74	91	0.9712	437.11	16.0	269.75	
5-Feb-06	Problemas con diodos del generador móvil	32	0.25	3,715.67	64	0.9828	1,337.64	16.0	13.69	13.69
10-Feb-06	Excesivo voltaje en generador	6	2	3,804.60	84	0.9731	608.74	15.9	49.36	
10-Feb-06	Falla en CTI	35	1	1,606.68	67	0.9753	530.20	16.0	21.55	70.91
11-Feb-06	Falla regulador voltaje generador fijo	32	0.75	3,757.66	65	0.9817	1,315.18	16.0	40.35	61.90
11-Feb-06	Sobrevoltaje en generador móvil	20	0.5	2,968.38	86	0.9817	415.57	16.0	8.50	
13-Feb-06	Fases de motor a tierra, en espera de completación	27	24	6,500.21	85	0.9772	975.03	16.0	952.80	952.80
14-Feb-06	Baja presión de aceite en el motor del generador fijo	33	1.5	1,430.57	69	0.9870	443.48	16.0	27.36	# REF!
14-Feb-06	Cambio de VSD	14	1.5	4,626.23	92	0.9810	370.10	16.0	22.69	
14-Feb-06	Continúan trabajos de Work-over	27	24	6,500.21	85	0.9772	975.03	16.0	952.80	
14-Feb-06	Fases de motor a tierra	1	24	921.54	70	0.9795	276.46	16.0	270.79	
15-Feb-06	Alta temperatura de Aceite del Motor	5	3	3,631.32	84	0.9817	581.01	16.0	71.30	
15-Feb-06	Bajo voltaje en el generador	35	1.5	1,699.63	69	0.9817	526.89	16.0	32.33	1,349.91
15-Feb-06	Continúan trabajos de Work-over	27	24	6,500.21	85	0.9772	975.03	16.0	952.80	
15-Feb-06	Fases de motor a tierra	1	24	921.54	70	0.9795	276.46	16.0	270.79	
15-Feb-06	Paro de Generador Fijo, trabaja móvil	33	3	1,430.57	69	0.9832	443.48	16.0	54.50	
16-Feb-06	Fases de motor a tierra, en espera de completación	1	24	921.54	70	0.9795	276.46	16.0	270.79	
16-Feb-06	Terminan trabajos de Work-over se arranca pozo a las	27	11	5,269.68	97	0.9787	158.09	16.0	70.91	396.20
16-Feb-06	Voltaje excesivo en el generador	6	0.5	3,770.75	88	0.9791	452.49	16.0	9.23	
17-Feb-06	Continúan trabajos de Work-Over	1	24	921.54	70	0.9795	276.46	16.0	270.79	270.79
18-Feb-06	Termina trabajo de Work-Over, se arranca pozo a las 13	1	13.5	1,131.60	70	0.9776	339.48	16.0	186.68	186.68
20-Feb-06	Bajo nivel del refrigerante del motor, se arranca con m	9	1.75	2,035.11	49	0.9825	1,037.91	15.9	74.36	
20-Feb-06	Bajo nivel del refrigerante del motor, se arranca con m	27	1.75	5,611.21	88	0.9749	673.35	16.0	47.87	308.91
20-Feb-06	Problemas en el actuador del motor del generador	17	1.25	2,033.34	83	0.9810	345.67	16.0	17.66	
21-Feb-06	Voltaje excesivo en el generador	14	0.5	4,903.91	92	0.9806	392.31	15.9	8.01	8.01
24-Feb-06	Bajo voltaje en el generador	21	1.5	2,447.96	84	0.9832	391.67	16.0	24.07	24.07
25-Feb-06	Alto voltaje en el generador, se quedó trabajando con	6	1	3,729.67	88	0.9731	447.56	16.0	18.15	18.15
26-Feb-06	Paro manual, por fuga de combustible en el motor del	38	1	3,983.46	81	0.9783	756.86	16.0	30.85	30.85
27-Feb-06	Bajo voltaje en el generador.	21	1	2,300.48	84	0.9810	368.08	16.0	15.05	

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 67. Base de datos con registro de fallas

Fecha	motivo de Paro	Pozo Xan No.	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada por día
27-Feb-06	Sobre corriente	35	1	1,681.85	70	0.9877	504.56	16.0	20.76	
28-Feb-06	Paro manual por fuga en válvula de toma muestra, en	27	0.5	5,969.08	90	0.9749	596.91	16.0	12.12	12.12
2-Mar-06	Falla de comunicación del Display.	28	1	6,370.32	85	0.9761	955.55	16.0	38.86	38.86
4-Mar-06	Falla en el generador, se reprograma tarjeta.	32	1.25	3,642.93	65	0.9840	1,275.03	16.0	65.35	137.09
4-Mar-06	falla en el generador.	4	2	2,039.66	89	0.9836	224.36	15.9	18.39	
4-Mar-06	Falla en el motor del generador, se cambia sensor de p	11	1.75	1,819.80	60	0.9870	727.92	16.0	52.39	
4-Mar-06	Sobrecarga en el display del variador	9	1.25	2,035.11	52	0.9836	976.85	15.9	50.04	
5-Mar-06	Bajo voltaje en el generador, se arranca con generador	33	2	1,480.20	69	0.9787	458.86	16.0	37.42	
5-Mar-06	Sobrecorriente, cable que va de la galera de Xan-27 a e	9	3	2,035.11	54	0.9813	936.15	16.0	114.83	
5-Mar-06	Sobrecorriente.	40	1.75	2,847.69	84	0.9772	455.63	16.0	32.47	184.72
7-Mar-06	Bajo voltaje en el generador, se arranca con generador	13	2.5	1,939.73	34	0.9817	1,280.22	16.0	130.92	163.39
7-Mar-06	Falla en el motor del generador, se cambia sensor de p	1	0.75	826.84	67	0.9780	272.86	16.0	8.34	
8-Mar-06	Baja presión de aceite en motor del generador	33	1	1,480.20	69	0.9780	458.86	16.0	18.70	27.04
8-Mar-06	Sobre corriente en la sincronización	10	0.75	2,337.88	82	0.9828	420.82	16.0	12.92	
9-Mar-06	Bajo voltaje del generador	20	1.5	2,964.08	83	0.9810	503.89	15.9	30.89	30.89
11-Mar-06	Bajo voltaje en el generador, se arranca con generador	28	1.25	6,425.57	85	0.9768	963.84	16.0	49.04	
11-Mar-06	Bajo voltaje en el generador, se arranca con generador	31	1.75	2,401.73	97	0.9753	72.05	15.9	5.12	85.05
12-Mar-06	Explosión del varistor del VSD	9	5.75	2,113.27	55	0.9806	950.97	15.9	223.42	
13-Mar-06	Carga del generador fijo al móvil	6	0.45	3,785.25	89	0.9768	416.38	16.0	7.63	7.63
15-Mar-06	Falla de insuficiencia de frecuencia del generador fijo	32	1.75	3,764.85	66	0.9764	1,280.05	16.0	91.13	
15-Mar-06	Fase del motor a tierra	4	23	2,130.63	89	0.9899	234.37	16.0	222.34	313.47
16-Mar-06	Falla del motor del generador	19	1	1,995.13	96	0.9761	79.81	16.0	3.25	
16-Mar-06	Fase del motor a tierra	4	24	2,130.63	89	0.9899	234.37	16.0	232.00	548.72
16-Mar-06	Insuficiencia de frecuencia del generador fijo	18	1.25	6,655.90	84	0.9719	1,064.94	16.0	53.91	
16-Mar-06	Problemas de generación del generador fijo	10	1	2,403.90	82	0.9810	432.70	15.9	17.69	
17-Mar-06	Fase del motor a tierra	33	15	1,529.62	69	0.9802	474.18	15.9	290.50	
17-Mar-06	Fase del motor a tierra	4	24	2,130.63	89	0.9899	234.37	16.0	232.00	522.50
18-Mar-06	Fase del motor a tierra	4	24	2,130.63	89	0.9889	234.37	16.0	231.77	
18-Mar-06	Fase del motor a tierra	33	24	1,529.62	69	0.9802	474.18	15.9	464.79	696.56
19-Mar-06	Fase del motor a tierra	4	24	2,130.63	89	0.9889	234.37	16.0	231.77	
19-Mar-06	Fase del motor a tierra	33	14	1,869.00	76	0.9802	448.56	16.0	256.48	
19-Mar-06	Problemas de generación del generador fijo	38	1.25	4,191.87	82	0.9768	754.54	16.0	38.39	526.64
20-Mar-06	Falla #269 - Suministro erróneo del sensor	13	1.5	1,939.87	36	0.9787	1,241.52	16.0	75.94	
20-Mar-06	Falla en el generador, se arranca con generador móvil	32	0.75	3,868.57	66	0.9828	1,315.31	16.0	40.40	154.73

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.

Figura 68. Base de datos con registro de fallas

Fecha	Pozo Xan No. de	Horas de Paro	Q Bruto BFPD	BSW %	Factor	Q. Neto BPPD	API	Pérdida por pozo (BNP)	Pérdida Acumulada por día
20-Mar-06	4	24	2,130.63	89	0.9889	234.37	16.0	231.77	
21-Mar-06	4	24	2,130.63	89	0.9889	234.37	16.0	231.77	231.77
22-Mar-06	4	24	2,130.63	89	0.9889	234.37	16.0	231.77	231.77
23-Mar-06	31	3.25	2,349.40	97	0.9806	70.48	15.9	9.36	472.90
23-Mar-06	28	0.75	6,447.12	85	0.9761	967.07	16.0	29.50	
23-Mar-06	4	24	2,130.63	89	0.9889	234.37	16.0	231.77	
24-Mar-06	1	0.5	796.09	68	0.9832	254.75	16.0	5.22	
24-Mar-06	4	24	2,130.63	89	0.9889	234.37	16.0	231.77	236.99
25-Mar-06	6	0.75	3,784.77	90	0.9828	378.48	16.0	11.62	480.38
25-Mar-06	4	24	2,130.63	89	0.9889	234.37	16.0	231.77	
25-Mar-06	2	5.25	303.19	83	0.9888	51.54	15.9	11.15	
26-Mar-06	17	13	2,232.85	86	0.9798	312.60	15.9	165.90	
26-Mar-06	4	24	2,130.63	89	0.9889	234.37	16.0	231.77	
26-Mar-06	2	24	303.19	83	0.9888	51.54	15.9	50.97	
26-Mar-06	15	0.25	1,451.91	65	0.9798	508.17	16.0	5.19	

Fuente: base de datos de producción de la sección de hidrocarburos del MEM.