



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Análisis de los Problemas Operacionales Durante la Corrida de un Equipo Electrosumergible”

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIEROS EN PETRÓLEO

Presentada por:

Ileana Paulette Gómez Veloz

Alcides Montilla Cedeño

Edwin Bolívar Regalado Morán

Guayaquil - Ecuador

Año - 2012

AGRADECIMIENTO

A Dios por su amor y ser mi guía, y que a pesar de los malos momentos, siempre muestra la luz que debemos seguir.

A mis padres, ya que gracias a ellos he llegado a cumplir una meta mas en mi vida.

A los profesores por compartir e impartir sus conocimientos, al Ingeniero Alberto Galarza y Kleber Malave por su gran colaboración en el desarrollo de este trabajo

A todas las personas que
de alguna manera
ayudaron a la realización
del presente trabajo.

Paulette Gómez

DEDICATORIA

A mis padres, Luis Gómez y Moraima Veloz, que han sido los pilares fundamentales para mi formación personal y profesional; a mis abuelitos, María Isabina y Ángel Rodolfo, que desde pequeña siempre me han dado su apoyo incondicional y sus sabios consejos; a Carmita y mi hermano Luis Ángel que de una u otra manera siempre me han apoyado. Gracias a todos ellos por creer en mí, este trabajo es por ellos

Paulette Gómez

AGRADECIMIENTO

A Dios que me supo iluminar en los momentos más difíciles y oscuros de mí vida y me dio sabiduría para resolverlos de la mejor manera posible.

A mis padres que son el pilar sobre el cual me sostengo y que sin su apoyo incondicional me sería imposible cumplir alguna meta trazada.

A mis amigos y amigas que estuvieron en los momentos de felicidad y tristeza a lo largo de mi vida universitaria y que me

dieron su apoyo y ayuda
cada vez que lo necesité.

A los profesores de esta
prestigiosa universidad, en
especial al Ing. Kleber
Malavé y al Ing Alberto
Galarza ya que sin su
ayuda y conocimiento
hubiese sido imposible la
realización de este trabajo

Alcides Montilla

DEDICATORIA

A mis padres Sonia Cedeño y Alcides Montilla, a mi hermana Pamela Montilla, a mis abuelitas América Mejía y Rosa García, a mis tías Patricia Cedeño y Maria Teresa Cedeño por todo el amor y el apoyo que me han dado durante toda mi vida y por darme las fuerzas necesarias para seguir adelante y jamás permitir que me rinda ante nada.

Alcides Montilla

AGRADECIMIENTO

A papá Dios por su infinito amor y por su direccionamiento en la toma de las decisiones.

A los profesores de esta prestigiosa universidad por compartir e impartir desinteresadamente sus conocimientos.

A todas las personas que con su grano de arena me ayudaron a la realización del presente trabajo.

A los ingenieros Jaime García y Kleber Malave por su colaboración en el desarrollo de la presente tesis.

Edwin Regalado

DEDICATORIA

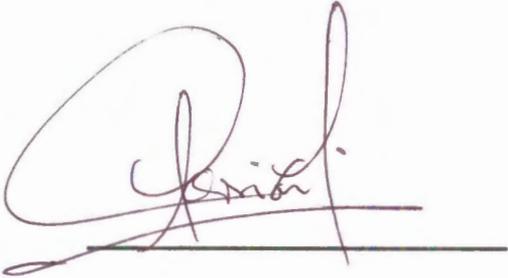
A mis padres, sobre todo a mi madre por ese amor y apoyo incondicional necesario para salir adelante.

A mi hermana y sobrinos por ese cariño que siempre me brindaron.

A mis abuelas, mis familiares y amigos que estuvieron conmigo en este viaje universitario en cada momento.

Edwin Regalado

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Paul Carrión', written over a horizontal line.

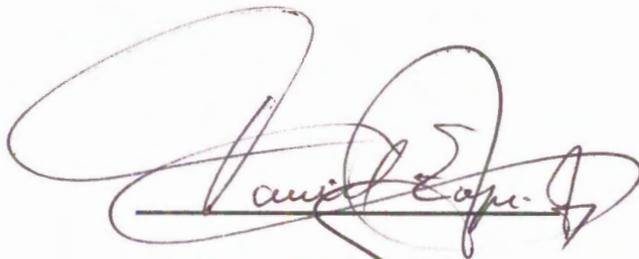
Ing. Paul Carrión

DECANO FICT

A horizontal line.

Ing. Alberto Galarza

DIRECTOR DE TESIS

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Daniel Tapia', written over a horizontal line.

Ing. Daniel Tapia

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral".

Ileana Paulette Gómez Veloz

Alcides Montilla Cedeño



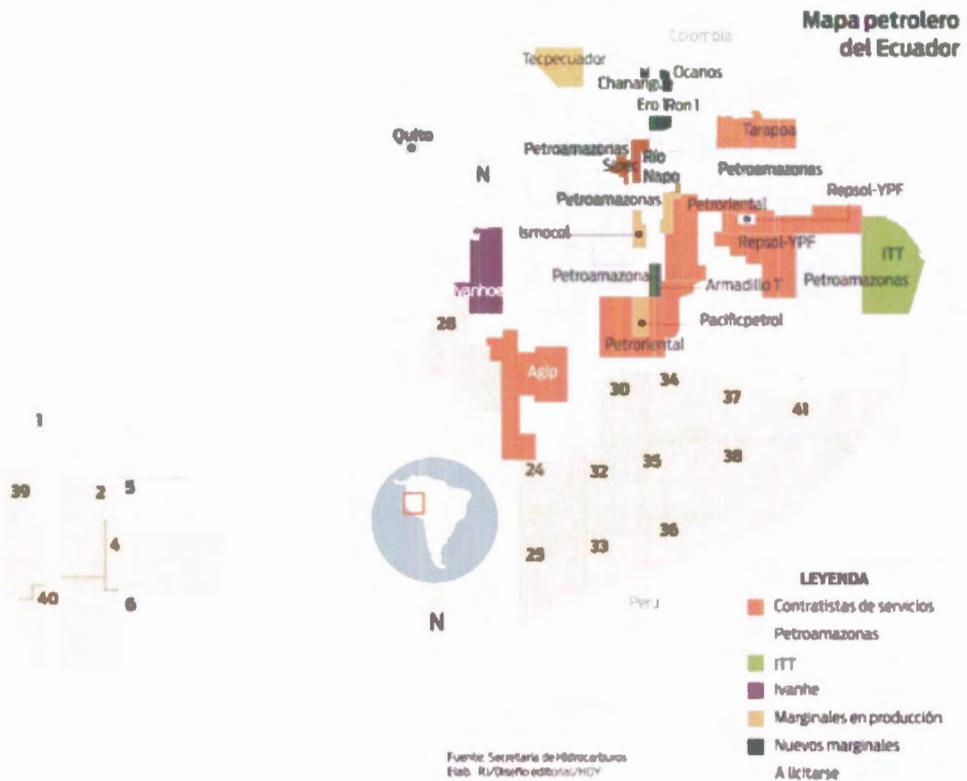
Edwin Bolívar Regalado Morán

INTRODUCCIÓN

La presente tesis de investigación expone: las posibles fallas que presenta un equipo electro-sumergible durante su armado en locación, corrida al pozo y puesta en operación, las causas que ocasionaron estos inconvenientes, las recomendaciones a seguir para que la unidad cumpla a cabalidad su tiempo de vida útil, el análisis de cartas amperimétricas para determinar posibles problemas operativos y la presentación de casos reales de pozos que operaron bajo este sistema de levantamiento artificial.

UBICACIÓN

Nuestro análisis abarca todas las empresas petroleras que se encuentran en el distrito amazónico ecuatoriano.



FUENTE: Diario Hoy, Secretaría de Hidrocarburos

FECHA: Octubre del 2011

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El objetivo de desarrollar la presente tesis de investigación es la de determinar las posibles causas por las cuales un sistema de bombeo electrosumergible puede presentar fallas así como también la de suministrar recomendaciones y soluciones a problemas que se pueden suscitar durante la vida operativa del equipo debido a incorrectos manipuleos durante su armado y corrida, así como por condiciones propias del yacimiento; todo esto con la finalidad de preservar la durabilidad de los equipos y del mismo pozo.

JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

Debido a que el sistema de bombeo electrosumergible es el método de levantamiento artificial más utilizado en la actualidad por gran parte de los pozos productores de hidrocarburos de la Amazonía ecuatoriana y con el conocimiento de que será, a futuro, el que operará a totalidad dadas las condiciones (presión y temperatura) de los yacimientos de petróleo del país, se vio necesaria la realización de una investigación acerca de los problemas más frecuentes que pueden ocurrir cuando se manipula y opera un equipo electrosumergible así como también el poder determinar las posibles causas que originaron a los mismos.

El análisis realizado en este documento se enfoca principalmente en suministrar recomendaciones y hasta posibles soluciones a los inconvenientes más comunes que el equipo puede sufrir durante sus etapas de armado, bajada al pozo y puesta en operación con la finalidad de que el sistema pueda cumplir a cabalidad su tiempo de vida útil y se minimicen gastos.

El estudio expuesto en el documento también sirve de guía ilustrativa para capacitar al personal de trabajo acerca del uso adecuado de las herramientas y componentes que intervienen en la instalación de un sistema

electrosumergible y los procedimientos a seguir para evitar problemas durante esta etapa.

La elaboración de esta tesis de investigación es también un manual de ayuda y soporte que beneficiará a muchas empresas petroleras de nuestro país que buscan constantemente alargar la durabilidad de sus equipos electrosumergibles y el incremento de sus tasas de producción.

OBJETIVOS

GENERAL

Analizar los problemas más frecuentes que presenta un equipo electrosumergible que opera en los pozos de la Amazonía ecuatoriana con el fin de que la unidad cumpla a cabalidad su tiempo de vida útil.

ESPECÍFICOS

- Analizar los posibles daños que pueden ocurrir durante el armado (en el piso de la torre) del equipo electrosumergible, predecir las causas que los originaron y enunciar las respectivas recomendaciones para evitar que sucedan.
- Detallar los problemas más frecuentes que una unidad eléctrica-sumergible pueda sufrir durante su bajada al pozo, mencionar los componentes del equipo con mayor tendencia a golpearse y enunciar las recomendaciones más importantes para prevenir inconvenientes mientras se realiza la corrida

- Exponer y analizar las posibles razones por las cuales un equipo electrosumergible presenta fallas durante su vida operativa, las causas por las cuales dejó de operar así como también suministrar algunas recomendaciones y soluciones en caso de que se presenten problemas

METODOLOGÍA

La metodología a utilizar para el análisis de los principales problemas, es la siguiente:

INFORMACIÓN

Se toma como punto de partida los conocimientos relacionados al bombeo electro sumergible y para recopilar información adicional se recurrirá a:

- **Revisión de citas bibliográficas**

Revisión de Normas API, Manuales de Bombeo Electro sumergible.

- **Trabajo de campo**

Se desarrollara el estudio investigativo directamente en las instalaciones de varias compañías privadas localizadas en Quito y en la Amazonía ecuatoriana.

- **Charlas Técnicas**

Se realizara una reunión con las empresas petroleras prestadoras de servicios en sistema de bombeo electro sumergible.

ANÁLISIS GRUPAL

Conforme a la información recopilada se discutirá sobre cuáles son los problemas más relevantes y frecuentes durante la instalación, corrida y operación del equipo electro sumergible, sus causas y recomendaciones a seguir para minimizar los posibles daños.

RESUMEN

En el capítulo 1, enunciamos los principales tipos de levantamiento artificial que operan en los pozos de la Amazonía ecuatoriana detallando sus funciones, ventajas y desventajas

En el capítulo 2, describimos los componentes de fondo y superficie que integran una unidad eléctrica-sumergible, discutimos y explicamos los fundamentos de operación alusivos al levantamiento artificial (empuje hidráulico y real), los motivos para operar una bomba con impulsor fijo o flotante así como también su curva de rendimiento y por último el cálculo de la altura dinámica total necesaria para diseñar un sistema BES

En el capítulo 3, exponemos las causas, posibles problemas y recomendaciones a seguir cuando se manipula y opera equipo eléctrico-sumergible. También se analizan distintos casos de cartas amperimétricas las cuales nos ayudan a predecir fallas mientras la unidad se encuentra operando.

En el capítulo 4, finalmente presentamos las conclusiones y recomendaciones de la investigación realizada, así como también anexos utilizados en el mismo.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	i
UBICACIÓN.....	ii
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	iii
JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.....	iv
OBJETIVOS.....	vi
METODOLOGÍA.....	viii
RESUMEN.....	x
ÍNDICE GENERAL.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
ABREVIATURAS.....	xxi
CAPÍTULO I	
1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	1
1.1. Introducción.....	2
1.2. Descripción de los Sistemas de Levantamiento Artificial.....	3
CAPÍTULO II	
2 SISTEMA DE BOMBEO ELETROSUMERGIBLE.....	5
2.1. Introducción.....	6

2.2. Componentes del Sistema.....	6
2.2.1. Equipo de Fondo.....	9
2.2.1.1. Sensor.....	9
2.2.1.2. Motor.....	10
2.2.1.3. Protector.....	14
2.2.1.4. Separador de Gas.....	18
2.2.1.5. Manejador de Gas.....	19
2.2.1.6. Bomba.....	20
2.2.1.7. Cable de Potencia.....	22
2.2.1.8. Cable de Extensión del Motor	24
2.2.1.9. Descarga.....	25
2.2.1.10. Accesorios Requeridos	26
2.2.1.10.1. Mecanismo de Retención	26
2.2.1.10.2. Camisa de Circulación.....	27
2.2.1.10.3. By Pass o Y- Tool	27
2.2.2. Equipos de Superficie.....	29
2.2.2.1. Transformadores Trifásicos.....	29
2.2.2.1.1. Reductor	29
2.2.2.1.2. Elevador	30
2.2.2.2. Equipos para Control del Motor.....	30
2.2.2.2.1. De Velocidad Fija (Switchboard)	31
2.2.2.2.2. De Velocidad Variable (VSD).....	32

2.2.2.3. Caja de Venteo	33
2.2.2.4. Quick Connector	34
2.2.2.5. Cabezal	35
2.2 Fundamentos de operación de la Bomba.....	36
2.2.1 Empuje Axial de la Bomba.....	36
2.2.1.1 Hidráulico.....	36
2.2.1.2 Real.....	39
2.2.2 Impulsor Fijo Vs. Impulsor Flotante.....	42
2.2.3 Curva de Rendimiento de la Bomba.....	44
2.2.4 Altura Dinámica Total.....	46
2.2.4.1 Cálculo de la altura dinámica total.....	46
2.2.4.1.1 Levantamiento Neto.....	48
2.2.4.1.2 Perdidas de Presión por Fricción.....	49
2.2.4.1.3 Presión de Cabeza.....	51

CAPÍTULO III

3 PROBLEMAS OPERACIONALES Y ANÁLISIS DE CARTAS AMPERIMÉTRICAS.....	52
3.1. Problemas en el equipo.....	53
3.1.1. Durante el Armado.....	53
3.1.1.1. Golpes en el Equipo.....	53

3.1.1.2.	Falta o Exceso de Torque a los Pernos de Ensamblaje del Equipo.....	56
3.1.1.3.	Caída de Accesorios al Pozo.....	57
3.1.1.4.	Aplicación de Procedimientos Técnicos Inadecuados.....	59
3.1.2.	Durante la Corrida.....	62
3.1.2.1.	Excesiva Velocidad.....	62
3.1.2.2.	Empalmes con Demasiado Espesor.....	64
3.1.2.3.	Equipos Complementarios Mal Instalados.....	65
3.1.2.4.	Exceso de Torque en el “Tubing”.....	67
3.1.2.5.	Cable de Potencia.....	68
3.1.2.6.	Asentamiento del “Tubing Hanger”.....	69
3.1.3.	Durante la Operación.....	71
3.1.3.1.	Eléctricos.....	71
3.1.3.1.1.	Cortocircuitos.....	71
3.1.3.1.2.	Desbalance de Corriente.....	72
3.1.3.1.3.	Operando con una Fase a Tierra.....	73
3.1.3.2.	Excesivo Número de Arranques.....	73
3.1.3.3.	Inyección de Químicos.....	74
3.1.3.4.	Bomba con el Eje Atascado o Roto.....	75
3.1.3.5.	Bomba Desgastada.....	76
3.1.3.6.	Bloqueo por Gas.....	77

3.2. Cartas Amperimétricas.....	79
3.2.1. Introducción.....	79
3.2.2. Registradores Amperimétricos.....	79
3.2.2.1. Componentes.....	79
3.2.2.2. Funcionamiento.....	80
3.2.3. Casos más frecuentes.....	80
3.2.3.1. Caso 1: Bomba manejando solidos.....	81
3.2.3.2. Caso 2: Sobrecargas en el sistema.....	83
3.2.3.3. Caso 3: Corriente errática.....	85
3.2.3.4. Caso 4: Bloqueo por gas.....	87
3.2.3.5. Caso 5: Gas libre en la bomba.....	90
3.2.3.6. Caso 6: Bajo nivel de fluido con interferencia de gas.....	92
3.2.3.7. Caso 7: Re-arranques fallidos.....	94

CAPITULO IV

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	96
4.1 Conclusiones.....	97
4.2 Recomendaciones.....	98
4.3 Anexos.....	99
4.4 Referencias Bibliográficas.....	116

ÍNDICE DE TABLAS

#	Pag.
1.1. Tipos de Levantamientos Artificiales operando en la Amazonia Ecuatoriana.....	4
1.2. Torques aplicados a pernos, Normas ANSI.....	56
1.3. Torques óptimos de varios diámetros de “tubing”	68

ÍNDICE DE FIGURAS

#	Pag.
2.1. Equipo de Fondo.....	7
2.2. Equipo de Superficie.....	8
2.3. Sensor de Fondo.....	9
2.4. Componentes del Motor.....	10
2.5. Estator y sus Laminaciones.....	11
2.6. Bobinado del Motor.....	12
2.7. Rotor del Motor.....	13
2.8. Cojinetes del Rotor.....	13
2.9. Eje del Equipo Eléctrico.....	14
2.10. Tipos de Protectores.....	15
2.11. Parte Interna del Sello Laberíntico.....	16
2.12. Sello Laberíntico.....	16
2.13. Parte Interna del Sello Positivo.....	17
2.14. Sello Positivo.....	17
2.15. Separador de Gas.....	18
2.16. Manejador de Gas.....	19
2.17. Partes de una Bomba.....	20
2.18. Etapas para Flujo Radial y Axial.....	21
2.19. Cable Plano y Redondo.....	22

2.20. Corte Transversal de un Cable Redondo.....	23
2.21. Cable de Extensión del Motor y “Pot Head”	24
2.22. Descarga.....	25
2.23. Herramienta de Retención.....	26
2.24. Camisa de Circulación.....	27
2.25. By-Pass.....	28
2.26. Transformador Reductor.....	29
2.27. Transformador Elevador.....	30
2.28. Switchboard.....	31
2.29. VSD.....	32
2.30. Caja de Venteo.....	33
2.31. “Quick Connector”.....	34
2.32. Cabezal para el Equipo BES.....	35
2.33. Zonas de Empuje Ascendente y Descendente.....	37
2.34. Presión del Fluido en el Impulsor.....	38
2.35. Fuerzas producidas por las Presiones del Fluido.....	39
2.36. Presión de entrada y de descarga en el eje.....	41
2.37. Curva de Empuje “Downthrust”	43
2.38. Curva de Rendimiento de la Bomba para una etapa.....	45
2.39. Componentes del TDH.....	47
3.1. Cable Golpeado.....	54
3.2. Manipulación del Equipo.....	55

3.3. Uso del Torquímetro.....	57
3.4. Protección en la mesa.....	58
3.5. Herramientas ordenadamente.....	58
3.6. Cambio de aceite en el Motor.....	60
3.7. Giro del Eje.....	60
3.8. Uso de la Galga.....	61
3.9. Uso de Spray.....	61
3.10. Medición Eléctrica.....	63
3.11. Bajada del Equipo.....	63
3.12. Empalme.....	64
3.13. Banda y Protector Metálico.....	66
3.14. Grasa en la Rosca.....	67
3.15. Bajada del Cable de Potencia.....	68
3.16. “Tubing Hanger” con guía.....	70
3.17. Bajada del “Tubing Hanger”.....	70
3.18. Dirección de transferencia de calor de los conductores del cable de potencia.....	72
3.19. Inyección de Químicos.....	74
3.20. Bomba con el Eje desgastado o roto.....	75
3.21. Presencia de Gas.....	78
3.22. Carta amperimétrica: Caso 1.....	81
3.23. Bomba manejando sólidos.....	82

3.24. Carta amperimétrica: Caso 2.....	83
3.25. Sobrecargas.....	84
3.26. Carta amperimétrica: Caso 3.....	85
3.27. Corriente errática.....	86
3.28. Carta amperimétrica: Caso 4.....	87
3.29. Bloqueo por Gas.....	89
3.30. Carta amperimétrica: Caso 5.....	90
3.31. Gas Libre en la Bomba.....	91
3.32. Carta amperimétrica: Caso 6.....	92
3.33. Bajo nivel de fluido con interferencia de gas.....	93
3.34. Carta amperimétrica: Caso 7.....	94
3.35. Re-arranques fallidos.....	95

ABREVIATURAS

ANSI: American National Standard Institute

API: American Petroleum Institute.

BES: Bombeo Electrosumergible

BFPD: Barriles de fluido por día

BLS: Barriles

BPPD: Barriles de petróleo por día.

BOP: "Blow Out Preventor", Preventor de Reventones.

BSW: Basic Sediments and Water.

CSG: "Casing"

GOR: Gas Oil Ratio, Relación gas/petróleo.

HP: Horse Power, caballos de potencia.

ID: Diámetro interior.

K: Permeabilidad promedio de la formación

mD: Milidarcy.

OD: Diámetro exterior.

Pb: presión al punto de burbuja

PSI: Libras por pulgadas cuadradas.

PR: Presión de reservorio

PWF: Presión de fondo fluyente.

RGL: Relación Gas-Líquido.

RPM: Revoluciones por minuto.

TBG: "Tubing"

TDH: "Total Dynamic Head"

VSD: Variador de Frecuencia.

CAPÍTULO I

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

ARTIFICIAL

1.1.INTRODUCCIÓN

Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento es necesario seleccionar un método de producción óptimo, el cual permita mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible.

Dependiendo de las condiciones del yacimiento, un pozo puede producir a flujo natural utilizando la misma energía del yacimiento, siendo esta la forma más conveniente y económica. No obstante, también existen pozos que después de ser perforados y completados necesitan de un método de levantamiento artificial que permita ponerlo a producir, debido a que la presión natural del yacimiento es insuficiente para llevar el fluido hasta la estación de producción en superficie.

Los cuatro tipos de levantamiento artificial más utilizados en la producción de hidrocarburos en el Ecuador son: Gas Lift, Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico y Bombeo Electro sumergible

Para la correcta selección de los métodos se deben considerar los siguientes factores:

- Características del fluido a producir, tales como: viscosidad, °API, %BSW, relación gas – líquido, entre otras.

- Profundidad y presión estática del yacimiento.
- Índice de productividad del pozo
- Tasa máxima permitida para que no se generen problemas de producción.

1.2.DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La tabla que se presenta a continuación detalla los diferentes tipos de levantamiento artificial que se utilizan en pozos productores de petróleo.

	Gas Lift	Bombeo Mecánico	Bombeo Hidráulico	Bombeo Electrosumergible
Función	Gas comprimido a alta presión aligera la columna de fluidos del pozo	Movimiento recíprocante acciona la sarta de cabillas y a su vez a la bomba de subsuelo	Transmite energía al fondo del pozo por medio de un fluido presurizado	Una bomba centrífuga levanta los fluidos del yacimiento desde el pozo hasta superficie.
Tipos	-Flujo Continuo -Flujo Intermitente	- Balancines tipo API - Convencional - Unitorque	- Bomba Jet - Tipo Pistón	No presenta
Ventajas	-Pozos verticales y desviados con alto RGL -Bajo costo de operación	- Eficiente y fácil de operar. - Crudos pesados y altamente viscosos. - Permite variar la velocidad de embolada para controlar la producción.	-Para pozos profundos - No requiere taladro para remover el equipo de subsuelo	- Levanta altos volúmenes de fluidos - Maneja altos BSW - Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y escala.
Desventajas	-Gas de inyección debe ser tratado - No aplicable a pozos con crudo viscoso	-Presencia de gas y arena lo afecta -Limitado por el tamaño del casing	- No recomendable en pozos con alto RGL -Problemas de corrosión y diseño complejo	- Alto consumo de energía eléctrica - Susceptible a la producción de gas y arena

Tabla 1.1 Tipos de Levantamientos Artificiales operando en la Amazonia Ecuatoriana

CAPÍTULO II

SISTEMA DE BOMBEO

ELECTROSUMERGIBLE

2.1. INTRODUCCIÓN

El Bombeo electro-sumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio eficiente para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo. Es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo; sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido.

2.2. COMPONENTES DEL SISTEMA

El sistema está compuesto por: equipo de subsuelo y de superficie.

- De fondo: En la figura 2.1 se muestra el equipo que consta de sensor, motor eléctrico, protector, separador de gas ("intake"), manejador de gas, bomba centrífuga, la descarga y cable de potencia.

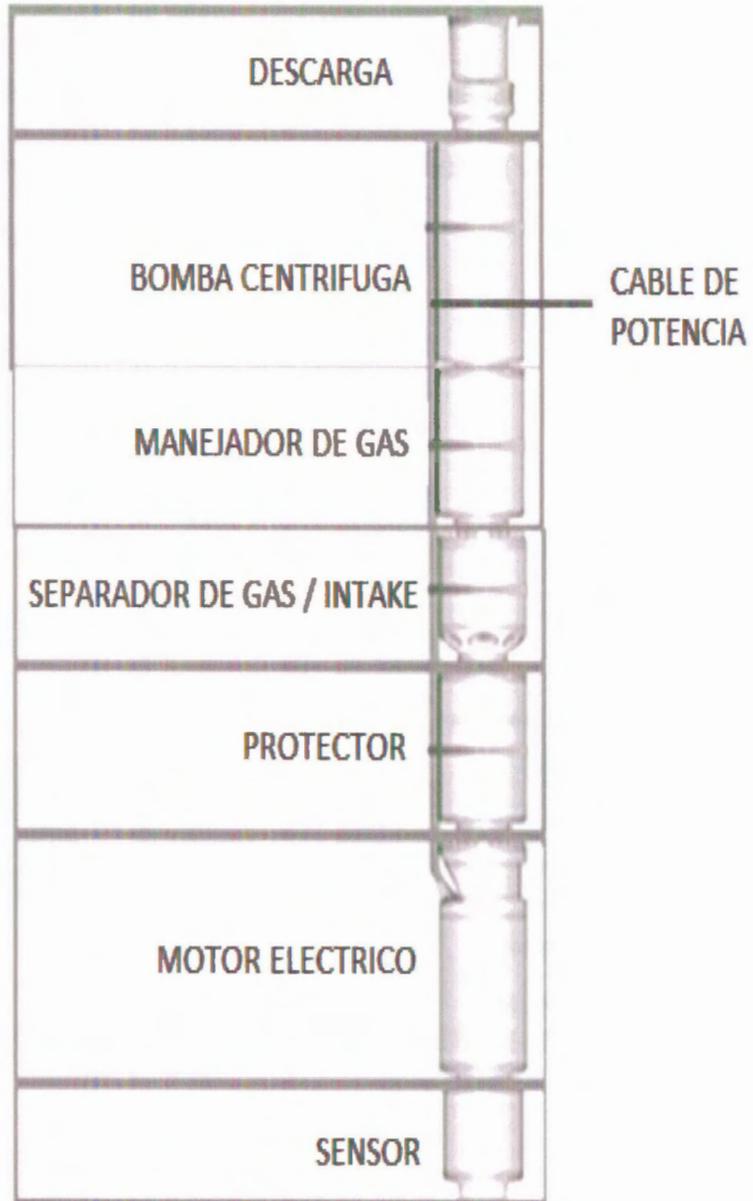


FIGURA 2.1 Equipo de Fondo

FUENTE: Schlumberger, presentación UTE

- De superficie: la figura 2.2 permite observar el equipo integrado por línea de distribución o generadores, transformadores, tablero de control o variador de frecuencia (VSD), caja de venteo, cabezal.

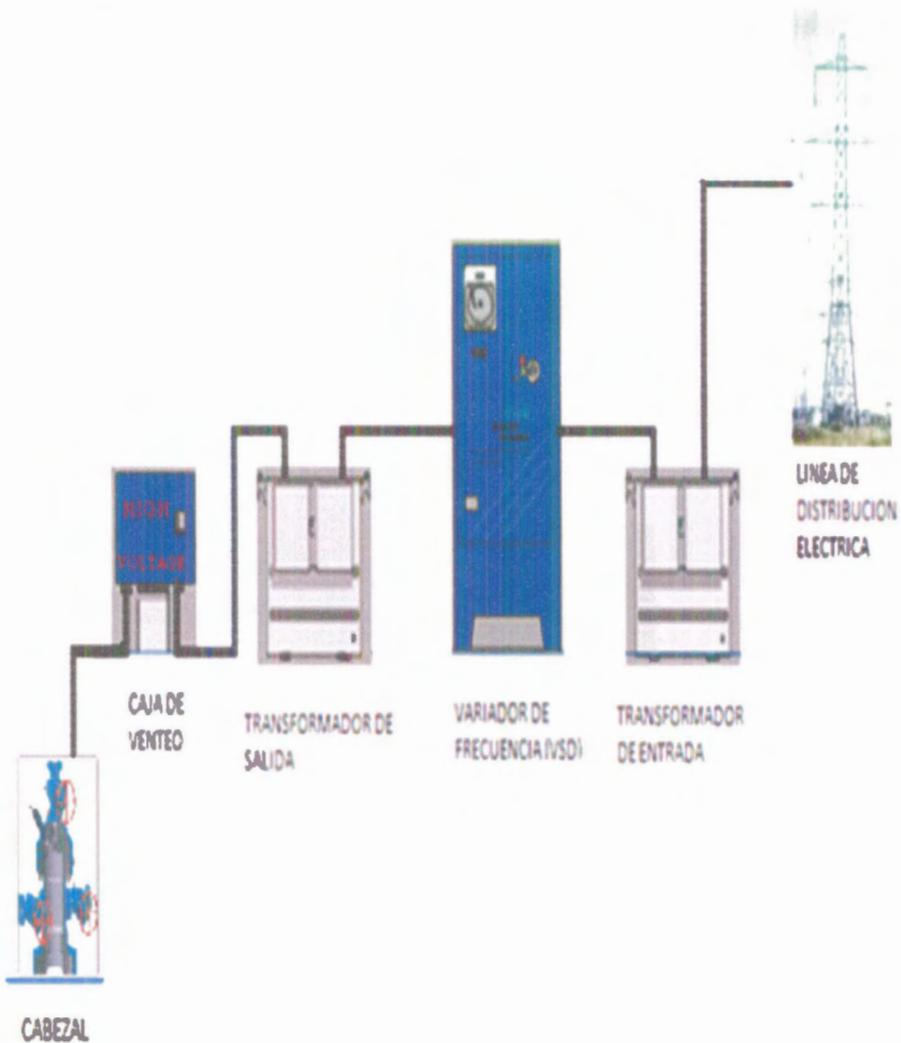


FIGURA 2.2 Equipo de Superficie

FUENTE: Schlumberger, presentación UTE

2.2.1. EQUIPO DE FONDO

2.2.1.1. SENSOR

Es un dispositivo electrónico acoplado en la base del motor y se compone de dos partes principales: el instrumento de fondo y la unidad de lectura en superficie. Permite verificar permanentemente datos del fondo del pozo como presión y temperatura. Cuando la señal es censada se transmite a través del cable de alimentación a la unidad de lectura. La figura 2.3 muestra un sensor de fondo.



FIGURA 2.3 Sensor de Fondo

FUENTE: Personal.

2.2.1.2. MOTOR

Tipo trifásico de inducción contenido en un "housing" de acero, lleno de aceite mineral refinado que lo lubrica, aísla eléctricamente y lo enfría, transfiriendo el calor que se genera al fluido del yacimiento. Giran aproximadamente a 2917 RPM a 50 Hz y a 3600 RPM con 60 Hz.

La temperatura del motor es determinada por 5 factores: temperatura del pozo, porcentaje de carga del motor, velocidad del fluido a través del motor, propiedades de enfriamiento del agua y calidad de energía disponible (desbalance de corriente, voltaje). Sus principales componentes son: estator, rotor, cojinete y eje que se observan en la figura 2.4

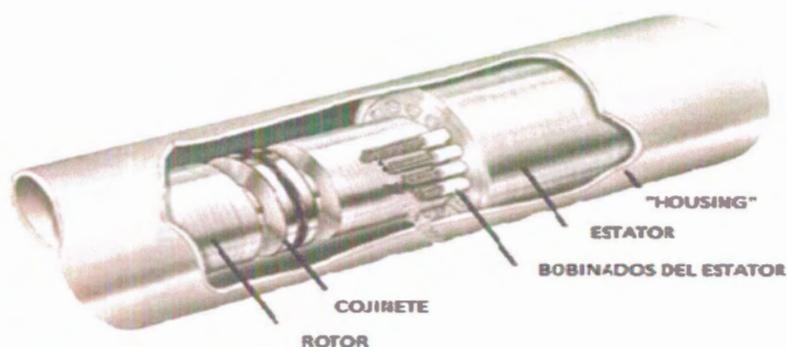


FIGURA 2.4 Componentes del Motor

FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

En el **estator** se genera el campo eléctrico del motor y está compuesto por su respectiva carcaza, el núcleo y el bobinado.

El *núcleo del estator* está formado por laminaciones delgadas de acero o bronce, perforadas, sujetas a compresión para asegurar la estabilidad mecánica. La figura 2.5 muestra el estator y sus laminaciones.

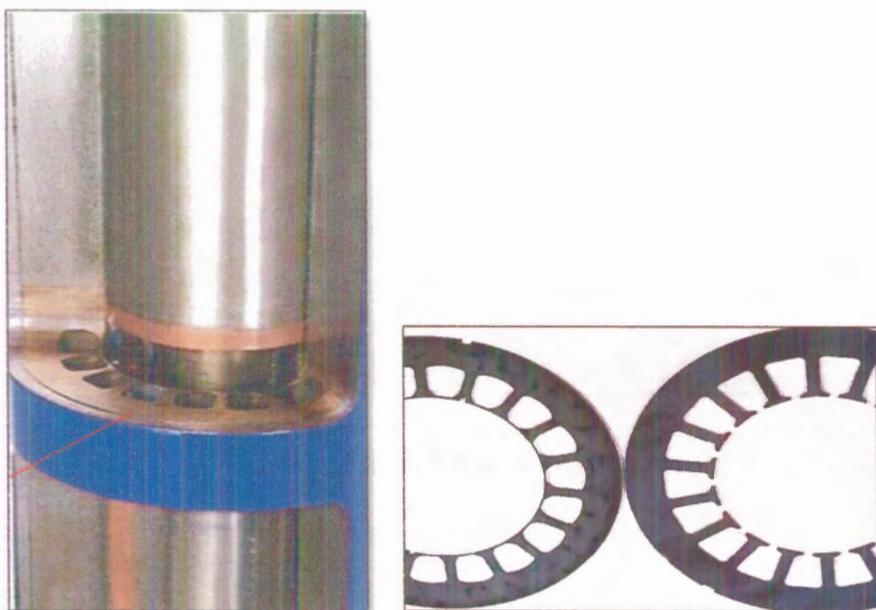


FIGURA 2.5 Estator y sus laminaciones.

FUENTE: Manual BES ESP OIL.

El *bobinado* está compuesto de un grupo de electro-imanés individuales colocados de tal modo que forman una cavidad cilíndrica. Cada estator es bobinado en tres fases para desarrollar

el voltaje y amperaje. Aún cuando el estator no tiene movimiento físico; el eléctrico se crea por el cambio progresivo de la polaridad en los polos del estator, de manera que el campo magnético creado gira el respectivo eje, movimiento que se transmite al resto del equipo. La Figura 2.6 indica el bobinado del motor.



FIGURA 2.6 Bobinado del Motor.

FUENTE: Manual BES ESP OIL.

El **rotor** es un dispositivo que gira dentro del núcleo del estator y está compuesto de un grupo de electro-imanés colocados con los polos en la misma dirección y posición a los polos del estator, que giran por atracción y repulsión magnética siguiendo el campo generado por el estator. En la figura 2.7 se observa el rotor del motor.

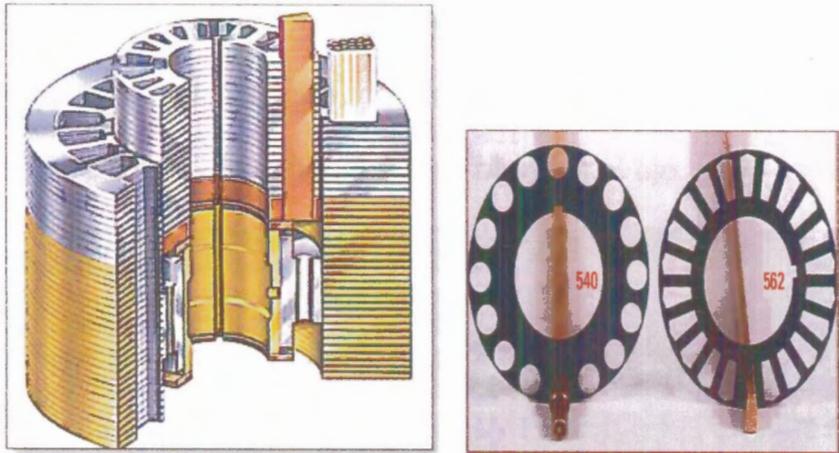


FIGURA 2.7 Rotor del Motor.

FUENTE: Manual BES ESP OIL.

Los **cojinetes** radiales del rotor permiten la circulación y distribución uniforme del aceite dieléctrico sobre toda la superficie del mismo. Además fijan y centralizan el conjunto de rotores. En la figura 2.8 se observa un cojinete.

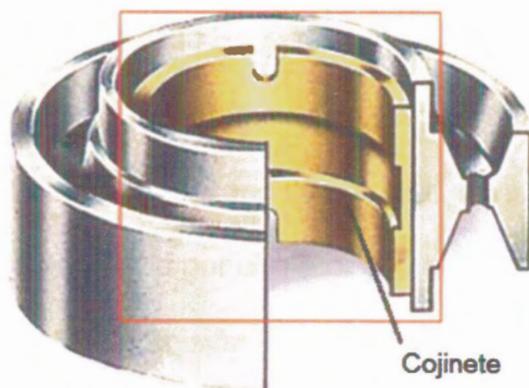


FIGURA 2.8 Cojinete del Rotor.

FUENTE: Manual BES ESP OIL.

El **eje** es el componente interno del motor y de todo el equipo electro sumergible, permitiendo que giren todos los elementos del sistema de fondo. En la figura 2.9 se observa el eje.

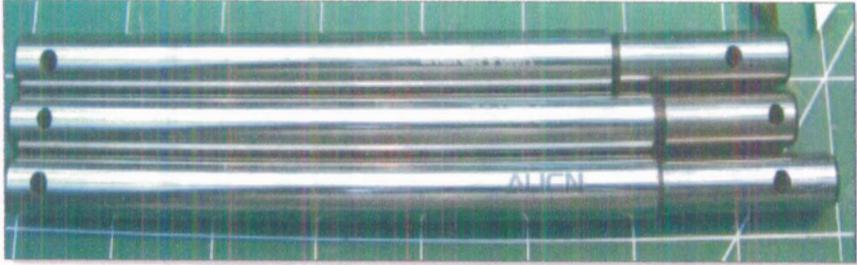


FIGURA 2.9 Eje del Equipo Eléctrico

FUENTE: Manual BES ESP OIL.

2.2.1.3. PROTECTOR

También se conoce como sección sellante y está ubicado por arriba del motor. Cumple con las siguientes funciones:

- *Proteger al motor de la contaminación por los fluidos del pozo.*
- Proveer el volumen necesario para la expansión del aceite debido al calor generado por el motor y la temperatura del pozo.
- Igualar la presión de admisión y la interna del motor.
- Absorbe el empuje axial generado por la bomba.

Existen 2 tipos básicos de protectores utilizados: de camino laberíntico y de sello positivo. En la figura 2.10 se muestran los tipos.

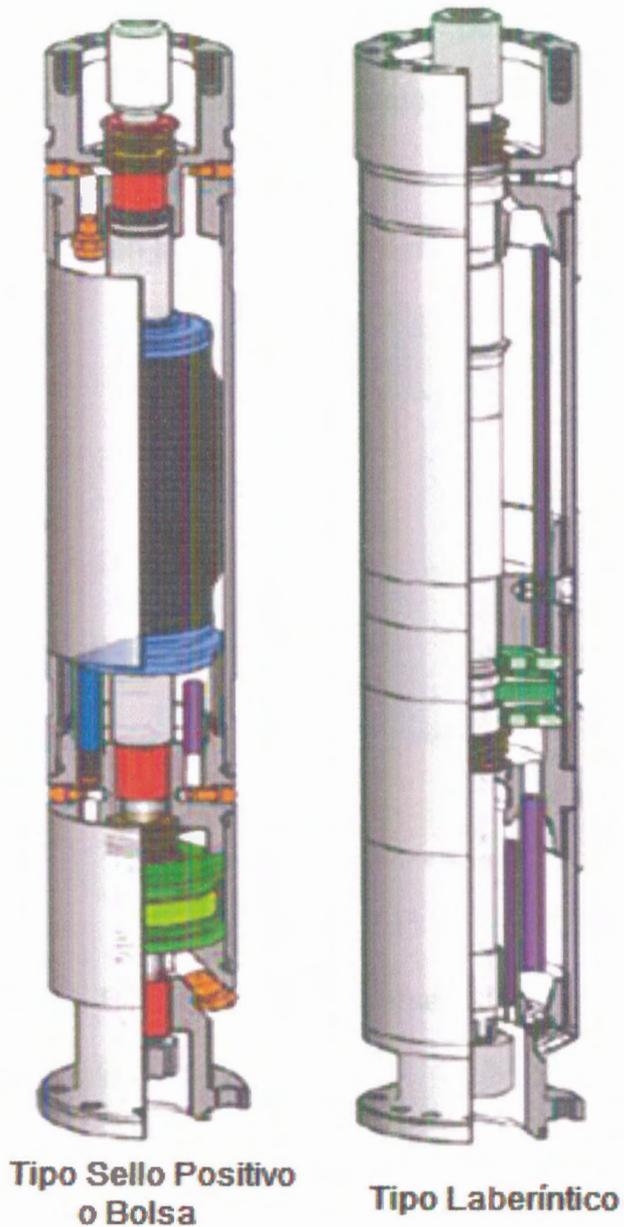


FIGURA 2.10 Tipos de Protectores

FUENTE: Manual BES ESP OIL.

1. Sello Laberíntico

Está integrado por sistemas laberínticos. Utiliza la diferencia de gravedad específica entre el aceite y el fluido del pozo evitando por medio de conductores que el del pozo ingrese al motor, donde el aceite se dilata desplazando al fluido del pozo a una zona de interface en la parte superior del protector. Las figuras 2.11 y 2.12 muestran la parte interna del sello laberíntico.

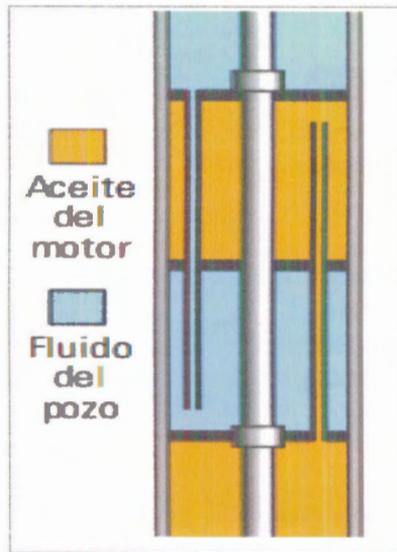


FIGURA 2.11

FUENTE: Schlumberger REDA



FIGURA 2.12

FUENTE: Personal.

2. Sello Positivo

Su diseño incorpora una bolsa de material elástico que actúa como separador entre el aceite del protector y el fluido del pozo, la cual se expande o contrae según la temperatura del aceite del motor, manteniendo en equilibrio las presiones. La figura 2.13 y 2.14 muestran la parte interna de este tipo de sello.

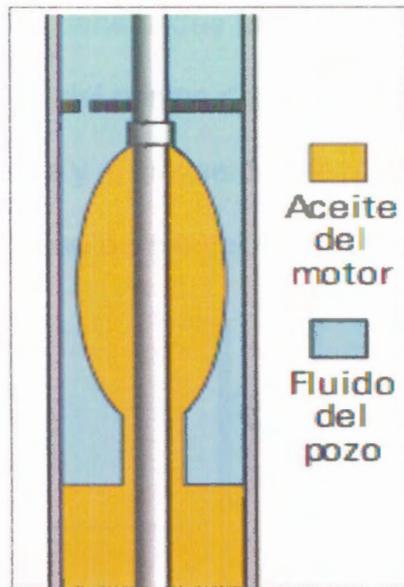


FIGURA 2.13

FUENTE: Schlumberger REDA



FIGURA 2.14

FUENTE: Personal.

2.2.1.4. SEPARADOR DE GAS

Permite la entrada del fluido del pozo a la bomba y evita que el gas ingrese a la misma, desviándolo hacia el espacio anular.

Los fluidos entran por la base del separador a una cámara donde son centrifugados por un inductor que termina en "aspas rectas", el cual por diferencia de densidades hace que el líquido se desplace hacia la parte externa del mismo donde, un difusor lo direcciona a la succión de la bomba y el gas se desvía al espacio anular. Figura 2.15 muestra el proceso dentro del separador de gas.

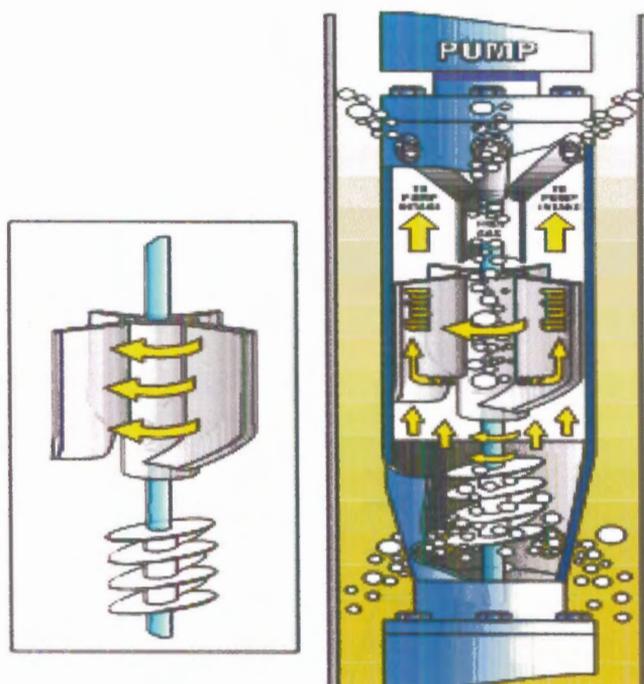


FIGURA 2.15 Separador de Gas

FUENTE: Schlumberger REDA

2.2.1.5. MANEJADOR DE GAS

Acondiciona la mezcla de fluidos que será manejada por la bomba y que viene del separador, evitando que ocurra bloqueo por gas.

Para cumplir esta función el manejador debe:

- Homogenizar la mezcla.
- Reducir tamaño de las burbujas.
- Reduce la potencia necesaria para elevar el fluido del pozo.

En la figura 2.16 se muestra un manejador de gas.



FIGURA 2.16 Manejador de Gas.

FUENTE: Schlumberger REDA

2.2.1.6. BOMBA

Es de tipo centrífuga y multi-etapa. Su función es suministrar al fluido del pozo el necesario incremento de presión para llegar a la estación de producción. Cada etapa consiste de un impulsor rotatorio que da energía en forma de velocidad al fluido que se bombea y un difusor estacionario que transforma la energía cinética en potencial (presión) antes de re-direccionar el fluido al impulsor superior. El número total de etapas determinará la presión generada por la bomba. En la figura 2.17 se detallan las partes de una bomba electrosumergible.

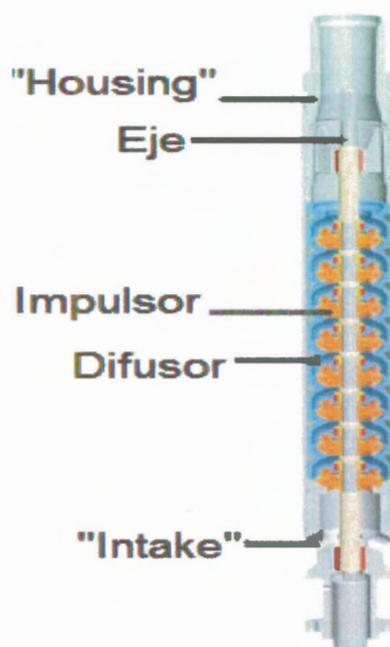


FIGURA 2.17 Partes de una Bomba Electrica.

FUENTE: Schlumberger, Presentación UTE

El diseño de las etapas de una bomba electro sumergible cae en dos categorías generales: flujo radial y mixto, como se muestran en la figura 2.18

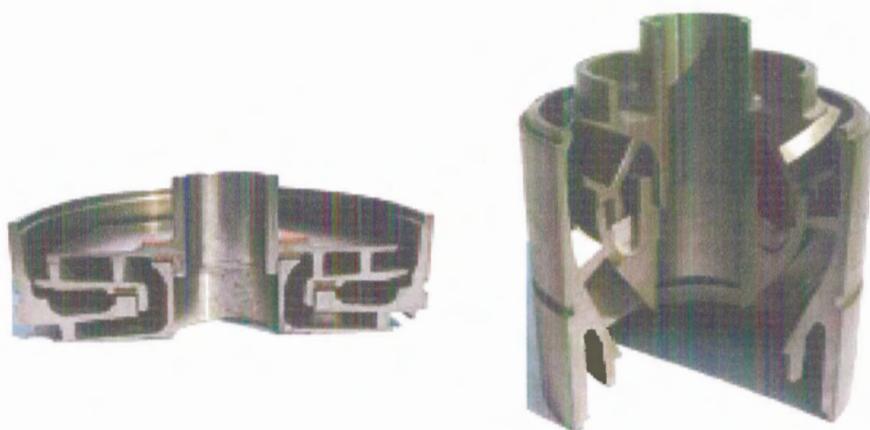


FIGURA 2.18 Etapas para Flujo Radial y Mixto

FUENTE: Schlumberger, Presentación UTE

En el tipo radial, el fluido viaja a través el impulsor siguiendo una dirección perpendicular al eje. Por esta razón las bombas se aplican para manejar bajos caudales.

En el mixto, el fluido viaja a través de la etapa en ambos componentes axiales (paralelo al eje y en dirección radial). Manejan grandes caudales.

2.2.1.7. CABLE DE POTENCIA

Debe garantizar el suministro de energía eléctrica desde superficie al motor. Está integrado por tres conductores de cobre (fases de corriente) que se extienden desde el motor hasta el cabezal del pozo y su configuración puede ser plana o redonda. Para la selección es necesario considerar parámetros como caída de voltaje, temperatura de fondo y los fluidos del pozo.

Los principales componentes del cable de potencia incluyen: conductor, aislante, barrera, chaqueta y armadura, que se muestran en la figura 2.19 para los 2 tipos de cables que se utilizan.



FIGURA 2.19 Cable Plano y Redondo.

FUENTE: Schlumberger, Presentación UTE

El corte transversal observado en la figura 2.20 muestra las partes internas del cable de potencia.

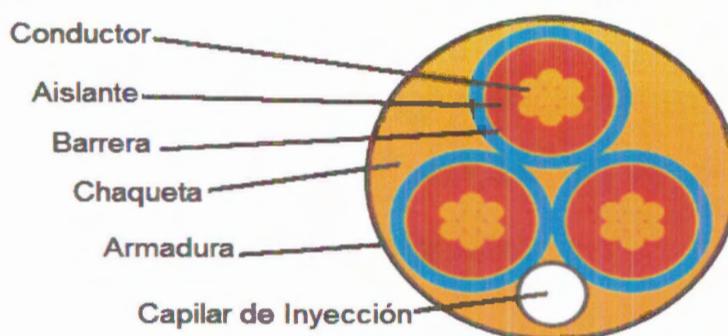


FIGURA 2.20 Partes de un Cable de Potencia.

FUENTE: Schlumberger, Manuel BES.

- Conductor: son de cobre o aluminio y su resistencia al paso de la corriente eléctrica es baja.
- Aislante: material que se caracteriza por su alta resistencia térmica y sirve de protección al conductor.
- Barrera: provee al aislante resistencia eléctrica, química y evita descompresión.
- Chaqueta: cubierta utilizada para proteger mecánicamente la aislación.
- Armadura: revestimiento exterior que provee protección al cable, haciéndolo resistente a los golpes y a la corrosión.
- Capilar para Inyección: sirve para enviar químicos al fondo del pozo.

2.2.1.8. CABLE DE EXTENSIÓN DEL MOTOR

Es un cable instalado entre el motor eléctrico y la descarga de la bomba. Es más delgado que el de potencia y tiene en el extremo inferior una ficha de conexión o "Pot Head" que va conectada al motor. En la figura 2.21 se muestra el "motor lead" y el "pot head".



FIGURA 2.21 Cable de Extensión del Motor y "Pot Head"

FUENTE: Personal.

2.2.1.9. DESCARGA

Es un adaptador bridado al tope de la bomba y roscado a la base de la tubería de producción. Permite que el fluido levantado por la bomba ingrese a la sarta. La figura 2.22 muestra este accesorio.



FIGURA 2.22 Descarga.

FUENTE: Perrsonal.

2.2.1.10. ACCESORIOS REQUERIDOS

2.2.1.10.1. MECANISMOS DE RETENCIÓN

El neplo que permite disponer del mecanismo de retención se localiza de 2 a 3 tubos sobre la descarga. Consiste en una válvula “check” y el propósito principal es mantener la columna de fluido dentro de la tubería de producción cuando el equipo está sin funcionar. En la figura 2.23 se muestra la herramienta requerida.



FIGURA 2.23 Herramienta de Retención.

FUENTE: Perrsonal.

2.2.1.10.2. CAMISA DE CIRCULACIÓN

Por lo general se ubica a dos tubos por arriba de la herramienta de retención y permite establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, cuando sea necesario controlar el pozo. En la figura 2.24 se observa la camisa.

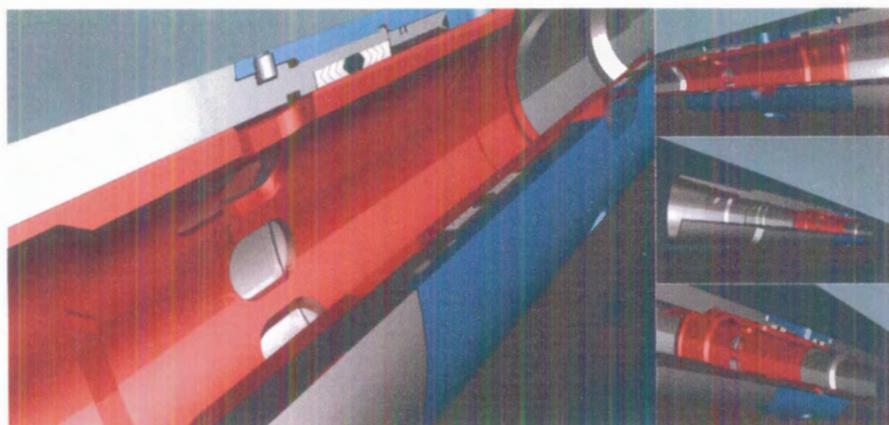


FIGURA 2.24 Camisa de Circulación.

FUENTE: Schlumberger, Manuel BES.

2.2.1.10.3. BY PASS O Y-TOOL

Permite el ingreso de las diferentes herramientas de "well testing" o "well cleaning" al pozo para realizar trabajos como producir diferentes zonas, operaciones de limpieza, sin afectar

el funcionamiento normal del equipo electro sumergible. En la figura 2.25 se observa un By Pass.

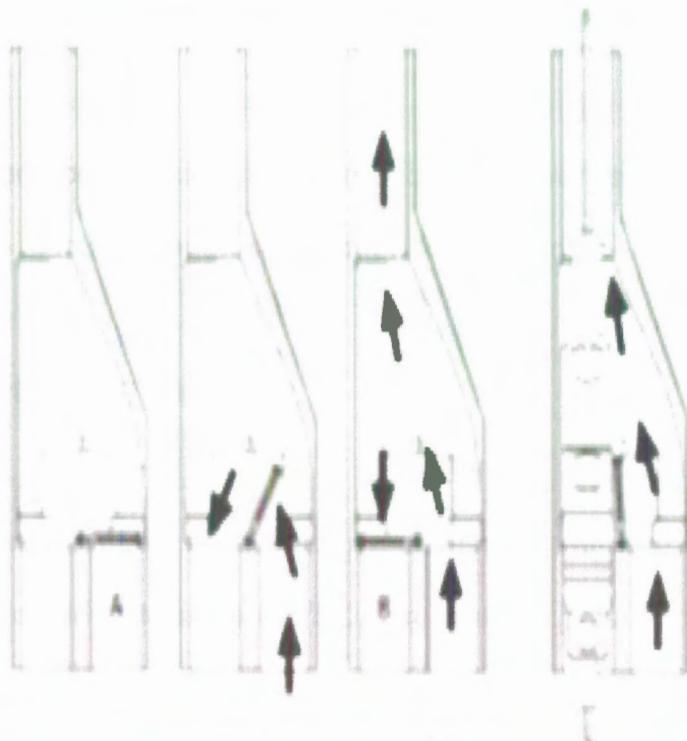


FIGURA 2.25 By Pass

FUENTE: Schlumberger, Manuel BES y Personal

2.2.2. EQUIPOS DE SUPERFICIE

2.2.2.1. TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Es un equipo utilizado para reducir o elevar el voltaje de la corriente eléctrica según sea requerido. Existen dos tipos.

2.2.2.1.1. REDUCTOR

Reduce el voltaje de la línea de distribución al requerido por el variador de velocidad o VSD. En nuestro país se aplica para llevar la corriente de 13800V a 480V. La figura 2.26 representa este transformador.



FIGURA 2.26 Transformador Reductor.

FUENTE: Schlumberger REDA

2.2.2.1.2. ELEVADOR

Eleva el voltaje de salida del variador de frecuencia al de operación requerido por el motor. Se muestra en la figura 2.27



FIGURA 2.27 Transformador Elevador.

FUENTE: Schlumberger REDA

2.2.2.2. EQUIPOS PARA CONTROL DEL MOTOR

Su principal propósito es arrancar el equipo de fondo y verificar los parámetros de operación. Existen 2 tipos:

2.2.2.2.1. DE VELOCIDAD FIJA (SWITCHBOARD)

Permite que la energía eléctrica pase directamente de la línea de descarga del transformador- reductor hacia el motor de fondo, sin variar la frecuencia. Protege al equipo de subsuelo de problemas como: sobrecargas, baja carga, sobre y bajos voltajes de la red. Se muestra en la Figura 2.28



FIGURA 2.28 Switchboard.

FUENTE: Schlumberger REDA

2.2.2.2.2. DE VELOCIDAD VARIABLE (VSD)

Se instala entre los transformadores primario (reductor) y secundario (elevador). Por medio de la variación de frecuencia, monitorea la velocidad de rotación del eje en el motor electro sumergible, proporcionando la potencia suficiente al equipo.

Sus ventajas son:

- Permite arranques suaves evitando picos de corriente.
- Se puede optimizar la eficiencia del sistema a medida que las condiciones del pozo cambian.

En la figura 2.29 se observa un VSD que es el equipo más utilizado.



FIGURA 2.29 VSD

FUENTE: Schlumberger REDA

2.2.2.3. CAJA DE VENTEO

Está ubicada entre el cabezal del pozo y el equipo para control del motor. Conecta el cable de potencia del subsuelo con el de superficie. Además permite ventear el gas que se encuentra en la armadura de protección del cable impidiendo que llegue al VSD y evitando peligros de explosión. También, facilita puntos de prueba accesibles para realizar mediciones eléctricas del equipo de fondo. En la figura 2.30 se muestra una caja de venteo.

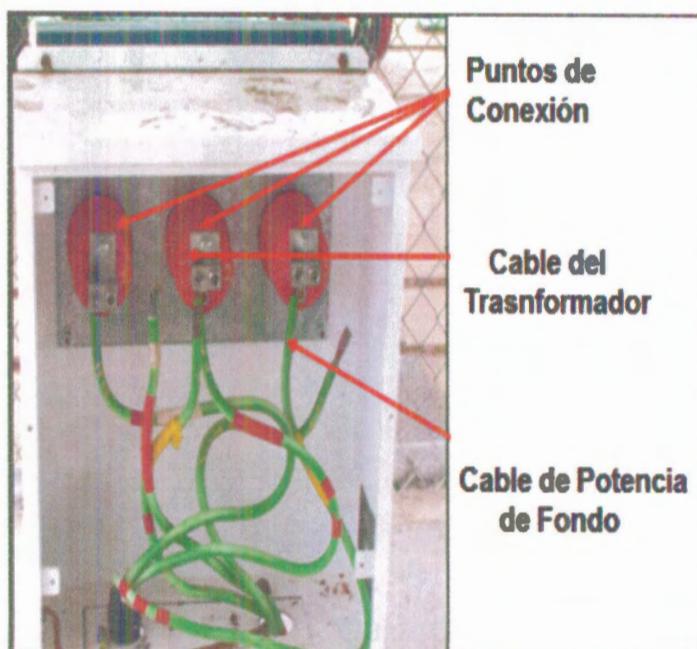


FIGURA 2.30 Caja de Venteo.

FUENTE: Schlumberger REDA

2.2.2.4. "QUICK CONNECTOR"

Es un empate ubicado en el cabezal del pozo que une el cable de subsuelo con el que viene de la caja de venteo. En la figura 2.31 se observa dos vistas del "quick connector"

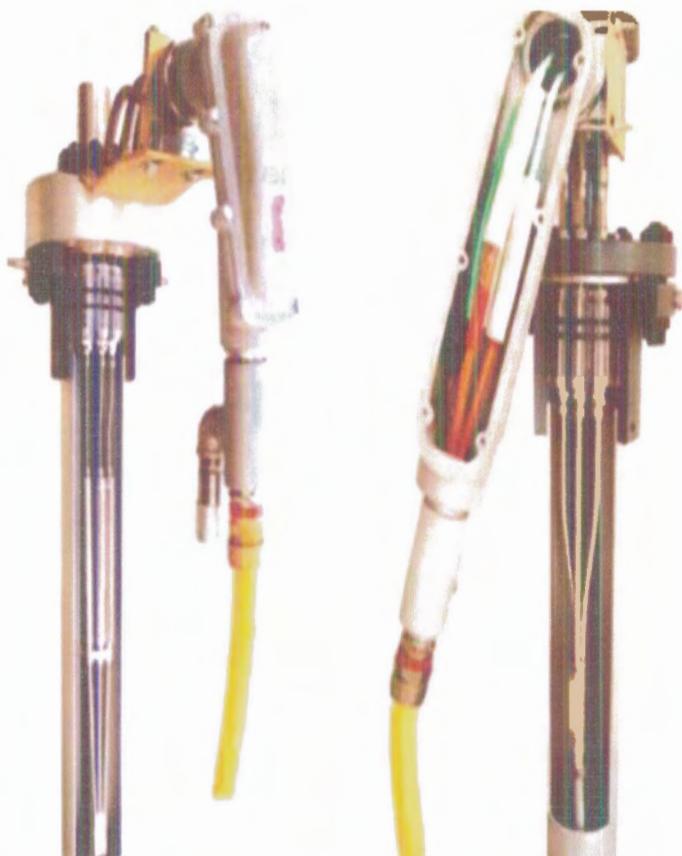


FIGURA 2.31 "Quick Connector"

FUENTE: Schlumberger REDA

2.2.2.5. CABEZAL

Cumple varias funciones importantes como:

- Soportar el peso del equipo electro sumergible de fondo.
- Permite cerrar mecánicamente el pozo en la superficie.
- Verificar la presión de flujo en la cabeza del pozo.

En la figura 2.32 se observa el tipo de cabezal utilizado en levantamiento eléctrico.

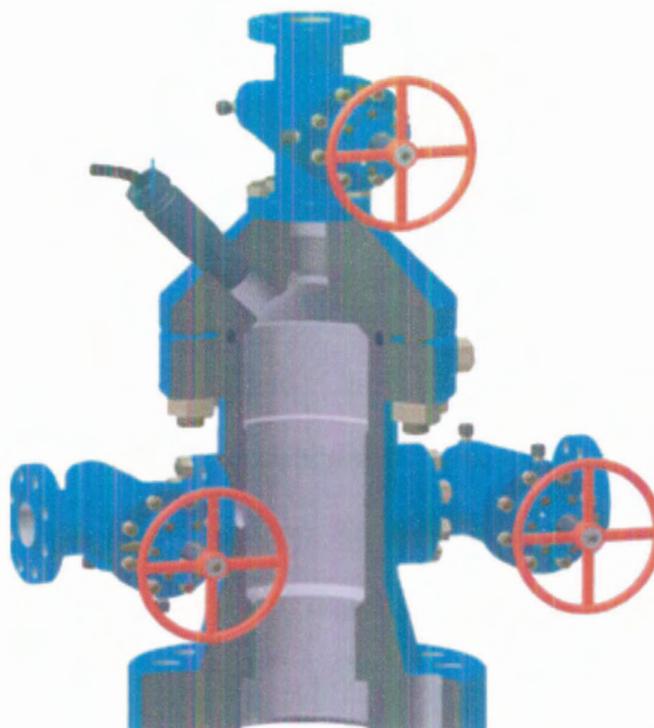


FIGURA 2.32 Cabezal para el equipo BES

FUENTE: Schlumberger REDA

2.3. FUNDAMENTOS DE OPERACIÓN

A continuación se analizan las principales fuerzas que intervienen en el trabajo de una bomba eléctrica.

2.3.1. EMPUJE AXIAL DE LA BOMBA

Está integrado por dos componentes hidráulico y real. Describe como todas las fuerzas presentes actúan y afectan a cada etapa de la bomba cuando el fluido circula a través de cada una de ellas.

2.3.1.1. HIDRÁULICO

Es el resultado de la suma de dos componentes: "upthrust" o empuje ascendente creado por la velocidad del fluido y "downthrust" o empuje descendente generado por la respectiva presión, a través de cada etapa. En la figura 2.33 se muestran las zonas de empuje ascendente y descendente.

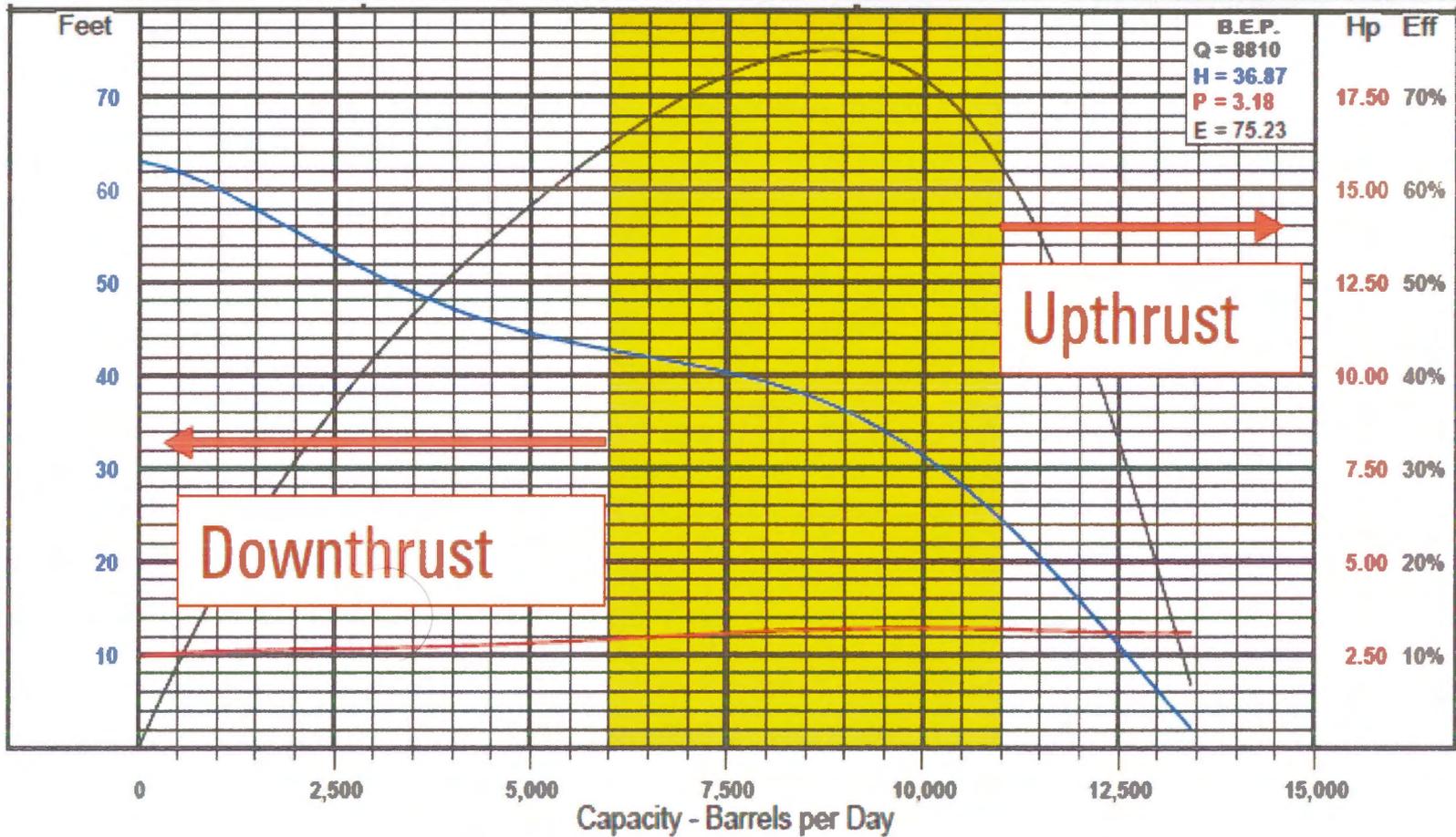


FIGURA 2.33 Zonas de Empuje Ascendente y Descendente.

FUENTE: Schlumberger REDA

Bajo condiciones normales de operación, la presión del fluido actúa en la parte superior e inferior del cuerpo del impulsor, como se ilustra en la figura 2.34. Debido a que el área superior es mayor a la inferior, la fuerza resultante se dirigirá hacia abajo. A este efecto se denomina "downthrust".

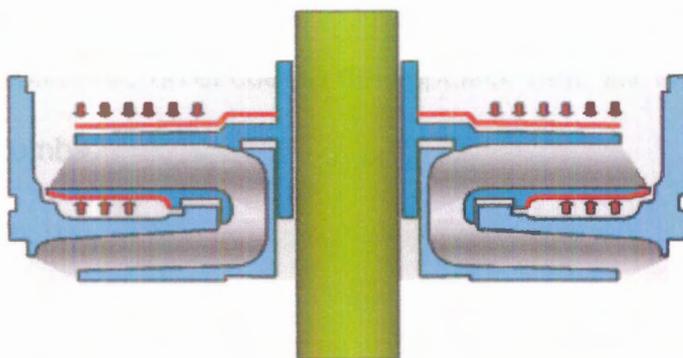


FIGURA 2.34 Presión del Fluido en el Impulsor.

FUENTE: Schlumberger REDA

Mientras se opera dentro del rango recomendado de la bomba, la fuerza "downthrust" es mayor que la "upthrust". Sin embargo, en algún momento el volumen de líquido puede aumentar en la bomba, elevando el impulsor al difusor superior y en consecuencia superando la presión de empuje descendente. Este efecto se denomina "upthrust".

Es decir, el "Downthrust" aumenta a medida que disminuye el flujo a través de la etapa (lado izquierdo del punto óptimo de operación

de la bomba). En cambio, el "Upthrust" aumenta a medida que se incrementa el flujo a través de la etapa (lado derecho del punto optimo de operación de la bomba).

2.3.1.2. REAL

Actúa en dos áreas en el cuerpo del impulsor y en los extremos del eje de la bomba.

- Sobre la primera, actúan las fuerzas producidas por las presiones del fluido en ambos lados del impulsor P_t (que genera una fuerza descendente) y P_b , como se destaca en la figura 2.35

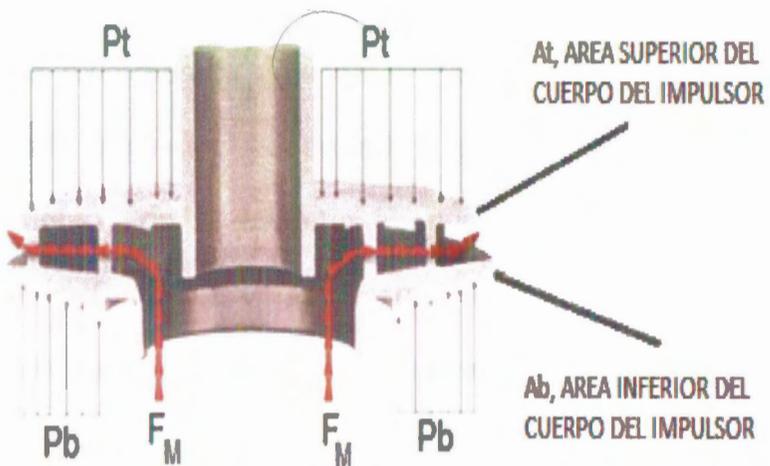


FIGURA 2.35 Fuerzas producidas por las presiones del fluido

FUENTE: Schlumberger REDA

La interacción entre P_b y la fuerza de inercia (FM) produce una acción ascendente.

La resultante de las tres fuerzas se conoce como empuje del impulsor, definida por la ecuación 2.1

$$F_i = P_t A_t - P_b A_b - FM \quad (\text{ec. 2.1})$$

Donde:

F_i = Fuerza de empuje del impulsor, Lbf.

P_t = Presión del fluido en la parte superior del impulsor, psi.

A_t = Área de la parte superior del impulsor, in².

P_b = Presión del fluido en la parte inferior del impulsor, psi.

A_b = Área de la parte inferior del impulsor, in².

F_m = Fuerza de inercia, Lbf.

- En los extremos del eje de la bomba, área A_s , actúan dos fuerzas: la presión de entrada generada por el fluido del yacimiento en el extremo inferior y la de descarga, en el superior. Como se observa en la figura 2.36. La interacción entre estas fuerzas se conoce como empuje del eje (F_s) y es definida por la ecuación 2.2:

$$F_s = (P_d - P_e)A_s \quad (\text{ec. 2.2})$$

Donde:

F_s = Fuerza de empuje del eje, Lbf.

P_d = Presión descarga por la bomba, psi.

P_e = Presión de entrada de la bomba, psi.

A_s = Área transversal del eje, in².

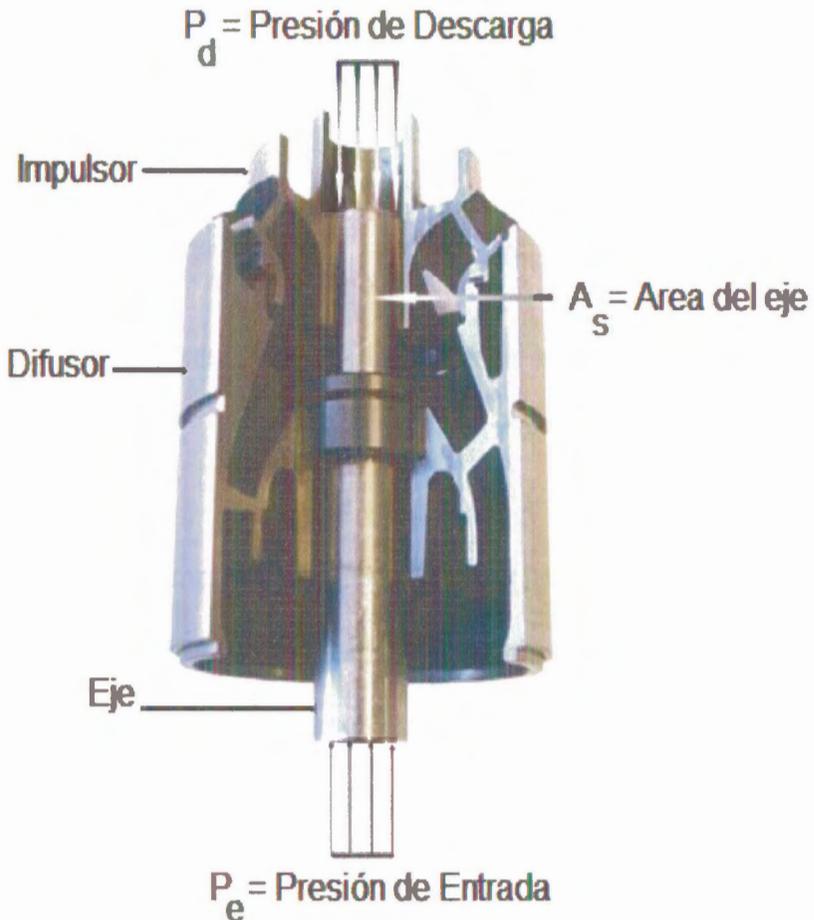


FIGURA 2.36 Presión de entrada y de descarga en el eje.

FUENTE: Schlumberger REDA

2.3.2. IMPULSOR FIJO VS IMPULSOR FLOTANTE

Existen dos tipos de configuración para los impulsores de las etapas de la bomba:

- Fijo o compresora
- Flotante

Las compresoras tienen sus impulsores acoplados al eje de tal manera que giran a una distancia mínima entre los difusores, originando que no se deslicen axialmente. Por tanto, el empuje del impulsor (F_i) se transfiere al eje de la bomba.

El empuje total es el resultado de la suma de las fuerzas del impulsor y del eje, ($F_t = F_i + F_s$), siendo soportado por el cojinete del sello.

En las flotantes el impulsor se mueve a lo largo del eje sin tocar las superficies de los difusores. La etapa absorbe el empuje del impulsor (F_i) que se transfiere a las arandelas del difusor. Por tanto, la sección sellante soporta solo el empuje del eje (F_s).

Un concepto común pero equivocado, es pensar que el impulsor flota entre las superficies de empuje del difusor a flujo óptimo, que se

tendría si $F_i = 0$. Cuando el impulsor alcanza o se acerca a este punto comenzará a oscilar hacia arriba y abajo. Por esta razón los impulsores se diseñan para presentar un leve empuje descendente, lo que permite pasar de una región de transición a una de caudal más alto. En la figura 2.37 se observa una curva de empuje “downthrust” típica de una bomba centrífuga.

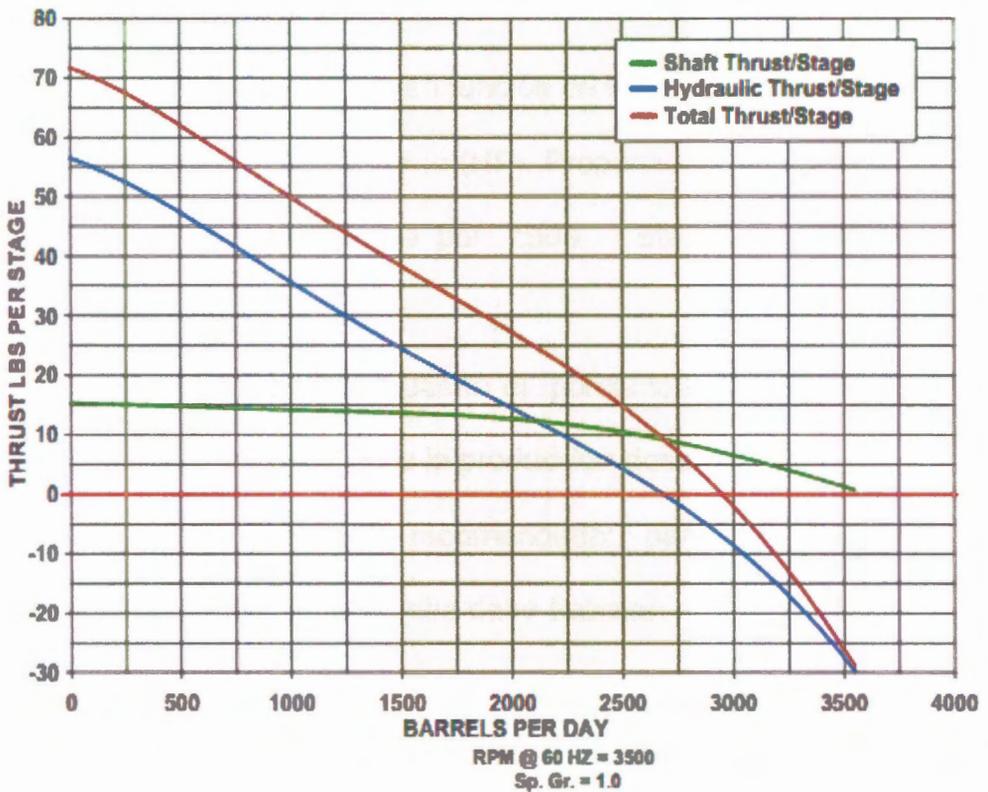


FIGURA 2.37 Curva de Empuje “Downthrust”

FUENTE: Schlumberger REDA

2.3.3. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA

Son generadas para cada tipo de bomba y en ellas se puede observar los siguientes parámetros: capacidad, potencia al freno, eficiencia y rango de operación recomendado de la bomba.

- Curva de Capacidad: Indica la altura de fluido que cada etapa puede desplazar, en función de los barriles por día (BPD).
- Curva de Potencia al Freno (HP): Proporciona la potencia en HP (Horse Power), requerida por cada etapa para levantar el caudal necesario.
- Curva de Eficiencia: Muestra el porcentaje de eficiencia de la bomba correspondiente a la producción deseada
- Rango de operación recomendado: parte de la curva de rendimiento donde la bomba debe trabajar.

En la figura 2.38 se muestra una curva de rendimiento

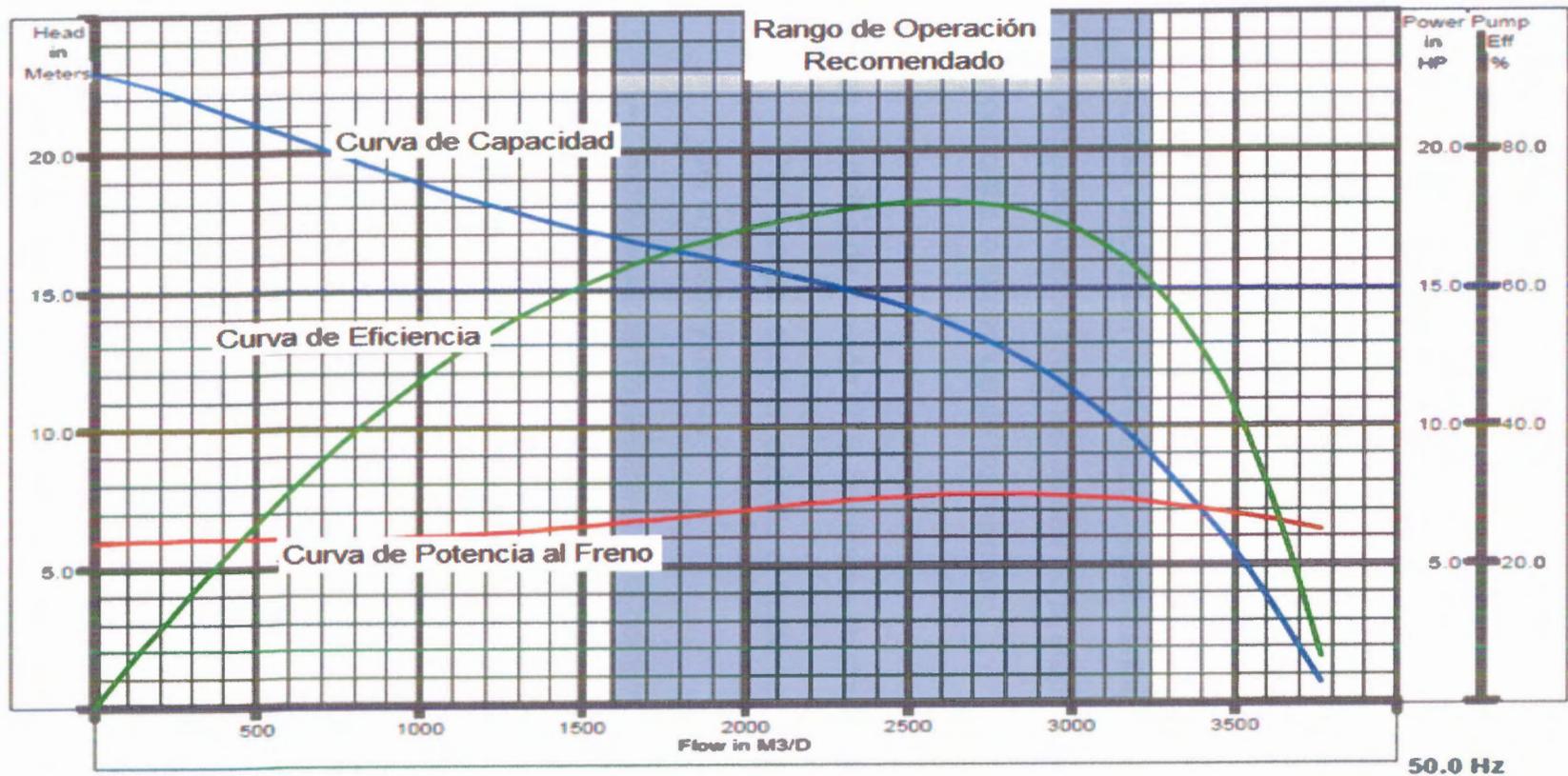


FIGURA 2.38 Curva de Rendimiento de la Bomba para una etapa.

FUENTE: Schlumberger REDA

2.3.4. ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)

Es la columna de fluido que la bomba debe levantar para que llegue a superficie. Teóricamente es una aproximación de la columna real de fluido generada por una etapa, asumiendo un flujo uni-dimensional donde se descartan movimientos secundarios y que el fluido recorre los espacios vacíos entre los alabes de la etapa saliendo con dirección tangencial a la superficie de los mismos.

Las pérdidas de presión en la bomba se clasifican en:

- Por escape: ocurren cuando el fluido se filtra entre los espacios del impulsor y difusor.
- Hidráulicas: se desarrollan por la complejidad del patrón de flujo dentro de la etapa.
- Del impulsor: se producen por la fricción del fluido con las paredes de la etapa

2.3.4.1. CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA TOTAL

Se obtiene sumando el levantamiento neto, las pérdidas de carga por fricción en la tubería y la presión de cabeza del pozo, como se indica en la ecuación 2.3:

$$\text{TDH} = \text{LN} + \text{PF} + \text{PC} \quad (\text{ec. 2.3})$$

Donde:

LN = Levantamiento neto, ft.

PF = Pérdidas por fricción, ft.

PC = Presión en el cabezal, ft.

Los componentes de la ecuación están representados en la figura 2.39

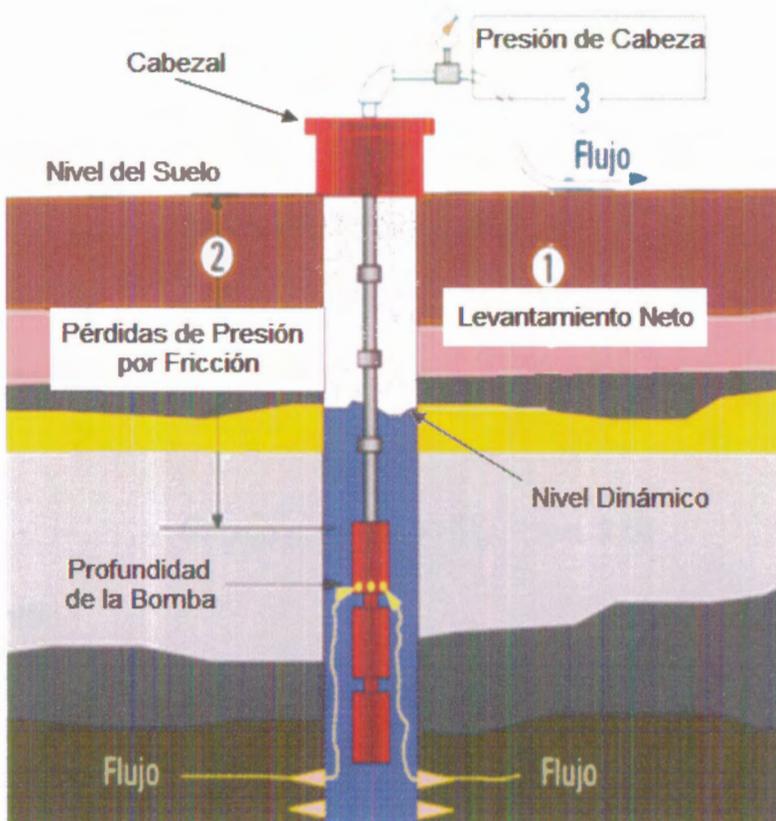


FIGURA. 2.39 Componentes del TDH

FUENTE: Baker Hughes, Centrilif

2.3.4.1.1. LEVANTAMIENTO NETO (LN)

Es la distancia vertical que los fluidos deben recorrer desde el nivel dinámico hasta la cabeza del pozo y a las facilidades de producción.

El levantamiento neto se determina según la ecuación 2.4:

$$LN = PP - \frac{P_{wf}}{Gr_{\text{fluido}}} \quad (\text{ec. 2.4})$$

Donde:

PP = Profundidad de las perforaciones, ft.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente a la tasa requerida, psi

Gr_{fluido} = Gradiente de Fluido, psi/ft.

El gradiente de fluido se calcula con la ecuación 2.5:

$$Gr_{\text{fluido}} = GE \times G_w \quad (\text{ec. 2.5})$$

Donde:

GE = Gravedad específica del fluido

G_w = Gradiente del agua

2.3.4.1.2. PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN (PF)

La fricción genera pérdida de presión debido a la viscosidad de los fluidos producidos. A menor grado API, mayores pérdidas por fricción. Por lo general se aceptan pérdidas por fricción en la tubería de hasta 100 psi /1000 pies. Se utiliza la ecuación 2.6 para determinar las pérdidas por fricción:

$$\Delta P = \frac{fL\rho V^2}{25.8\phi_{tbg}} \quad (\text{ec. 2.6})$$

Donde:

ΔP = Pérdida de presión, psi

ρ = Densidad del fluido, lb/gal.

V = Velocidad del fluido, ft/seg.

ϕ_{tbg} = ID del tubing, in.

f = Factor de fricción de "Fanning"

L = Longitud de la tubería, ft.

El factor de fricción de "Fanning" se lo obtiene del diagrama de Moody utilizando el Número de Reynolds (ecuación 2.7) y la rugosidad de la tubería que se está utilizando.

$$N_{Re} = 928 \frac{\Phi_{Tbg} \cdot v \cdot \rho_{sust}}{\mu} \quad (\text{ec. 2.7})$$

Donde:

N_{Re} = Número de Reynolds

Φ_{Tbg} = Diámetro interno del tubing, in.

V = Velocidad del fluido, ft/seg.

ρ_{sust} = Densidad, lb/gal.

μ = Viscosidad, cp.

La velocidad del fluido a una tasa y área requerida se la calcula con la ecuación 2.8

$$Q = V \cdot A \quad (\text{ec. 2.8})$$

Donde:

Q = Caudal, ft³/seg

V = Velocidad, ft/seg.

A = Área de flujo, in²

Cuando las pérdidas por fricción son mayores a 100 psi /1000 pies, se recomienda una tubería de mayor diámetro.

2.3.4.1.3. PRESIÓN DE CABEZA

Se la puede definir como "Presión de Descarga de la Tubería de Producción", que es la necesaria para llevar el fluido hasta las facilidades de superficie.

Para el diseño de la bomba dicha presión se expresa en términos de altura, "pies", utilizando la ecuación 2.9:

$$\text{THP, ft} = \frac{PC}{Gr.\text{fluido}} \quad (\text{ec 2.9})$$

Donde:

PC = Presión en el cabezal, psi.

CAPÍTULO III

PROBLEMAS OPERACIONALES

Y ANÁLISIS DE CARTAS

AMPERIMÉTRICAS

PROBLEMAS EN EL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE

Describe las causas e inconvenientes que puede presentar el equipo (en cualquier momento) durante instalación, corrida y operación, con las respectivas recomendaciones a seguir.

3.1. PROBLEMAS CON EL EQUIPO

3.1.1. DURANTE EL ARMADO

3.1.1.1. GOLPES EN EL EQUIPO

Los daños al equipo durante su ascenso al piso de la torre son ocasionados por la mala coordinación del personal. En la figura 3.1 se observa el cable de potencia golpeado por mala manipulación.

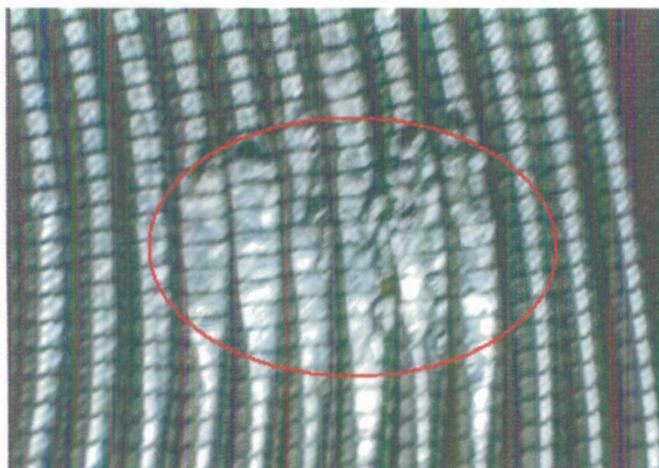


FIGURA 3.1 Cable golpeado.

FUENTE: Baker Hughes, Centrilift

Recomendaciones:

1. Reportar cualquier tipo de golpe que sufra el equipo durante el armado en la mesa rotaria.
2. Cumplir las normas de seguridad para maniobrar equipo pesado.

En la figura 3.2 se muestra la manera correcta de llevar el equipo al piso de la torre. En la noche se debe tener suficiente iluminación.



FIGURA 3.2 Manipulación del equipo.

FUENTE: Personal

3.1.1.2. FALTA O EXCESO DE TORQUE A LOS PERNOS DE ENSAMBLAJE DEL EQUIPO.

El equipo está expuesto a elongaciones, maniobras abruptas de freno y vibraciones, que ocasionan que los pernos se vayan desenroscando progresivamente debido a la falta de torque, originando posibles problemas de pesca. En cambio, el exceso de torque puede dañar los hilos de la rosca provocando mal sello.

Diámetro de los pernos (pulgada)	Torque Mínimo (Lbs.-Ft.)	Torque Optimo (Lbs.-Ft.)	Torque Máximo (Lbs.-Ft.)
5/8	22	30	37
3/4	30	40	50
7/8	59	74	89
1	74	87	100
1 1/8	81	100	118

TABLA 3.1 Torques aplicados a pernos, Normas ANSI

Recomendaciones:

1. Utilizar correctamente el torquímetro.
2. El torque de los pernos debe realizarse de manera uniforme y en forma de cruz.
3. Asegurar que el perno ingrese perpendicular y uniformemente al momento de enroscarlo.
4. Realizar un doble chequeo de todos los pernos antes de bajar el equipo al pozo.

En la figura 3.3 se observa el momento en que se enroscan los pernos.



FIGURA 3.3 Uso del Torquímetro.

FUENTE: Personal

3.1.1.3. CAÍDA DE ACCESORIOS AL POZO

Es necesario tener todos los elementos de protección en la mesa rotaria, para evitar que elementos extraños caigan al pozo y ocasionen problemas como:

- Atascamiento de la tubería de producción.
- Daño en el cable de potencia o “motor lead”.

Recomendaciones:

1. Cubrir el hueco de la mesa con los debidos elementos de protección. Como se muestra en la figura 3.4



FIGURA 3.4 Protección en la mesa.

FUENTE: Personal

2. Utilizar de manera ordenada las herramientas que sean requeridas, figura 3.5



FIGURA 3.5 Herramientas ordenadamente.

FUENTE: Personal

3. Reportar si alguna herramienta cayó al pozo.

3.1.1.4. APLICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS INADECUADOS

El técnico debe realizar trabajos de:

- Cambio de aceite en el motor y en el sello.
- Chequeo de giro y desplazamiento del eje.
- Conexión del cable de extensión al motor

La mala ejecución de estas actividades puede generar los siguientes problemas:

- Falla del motor por presencia de burbujas de aire en el aceite.
- Mal funcionamiento del equipo.
- Presencia de humedad en los empates del cable y pines del enchufe ("pot head") en la cabeza del motor.

Como consecuencia el equipo no produce lo requerido o no arranca.

Recomendaciones:

1. Estar seguros de que no exista presencia de burbuja de aire después de realizar el cambio de aceite, como se muestra en la figura 3.6



FIGURA 3.6 Cambio de aceite en el motor.

FUENTE: Personal

2. Verificar el correcto giro del eje, figura 3.7



FIGURA 3.7 Giro del Eje

FUENTE: Personal

3. Chequear con la galga que el eje no se haya desplazado, figura 3.8



FIGURA 3.8 Uso de la Galga

FUENTE: Personal

4. Utilizar "spray" de secado rápido en el "Pot Head" para eliminar la humedad, como se ve en la figura 3.9



FIGURA 3.9 Uso de Spray

FUENTE: Personal

3.1.2. DURANTE LA CORRIDA

3.1.2.1. EXCESIVA VELOCIDAD

La corrida del equipo está expuesta a cambios de geometría del pozo como:

- Diferentes diámetros de “casings”.
- Partes del “casing” que han sido reparadas
- Secciones con alto “dogleg”.

La corrida del equipo debe ser a una velocidad que evite la fricción con el “casing” y problemas como:

- Daños en el sensor, motor y cable de potencia.
- Deformaciones del equipo.

Recomendaciones

1. Verificar las dimensiones de las secciones de los diferentes “casings”.
2. Realizar mediciones eléctricas en los cambios de geometría en el pozo y cada 2000 pies, ambas en el extremo libre del cable de potencia en el carrito. Como se muestra en la figura 3.10

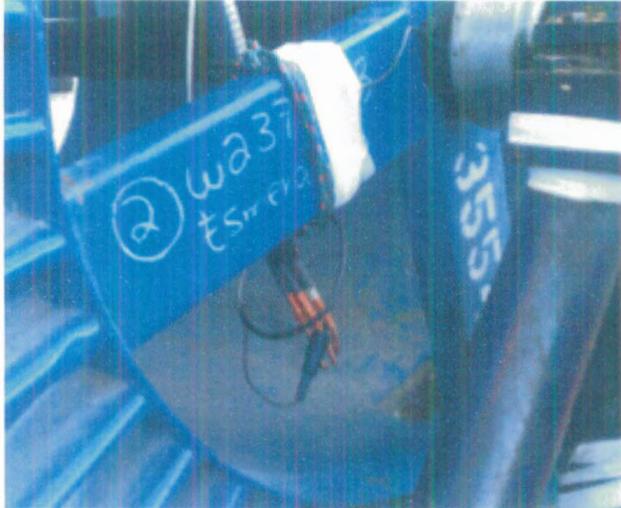


FIGURA 3.10 Medición Eléctrica

FUENTE: Personal

3. Bajar a una máxima velocidad permisible de 10 o 12 paradas por hora. Bajada del equipo, figura 3.11



FIGURA 3.11 Bajada del Equipo

FUENTE: Personal

4. Verificar en el “Martin Decker” la pérdida de peso de la sarta con el equipo lo cual puede ocurrir por una posible obstrucción y originar daños.

3.1.2.2. EMPALMES CON DEMASIADO ESPESOR

El número de empalmes que se realizan depende de la profundidad de asentamiento de la bomba y de la disponibilidad (longitud) del cable de potencia en la locación. Los empalmes que se realizan son:

- Cable de potencia – cable de extensión del motor, figura 3.12

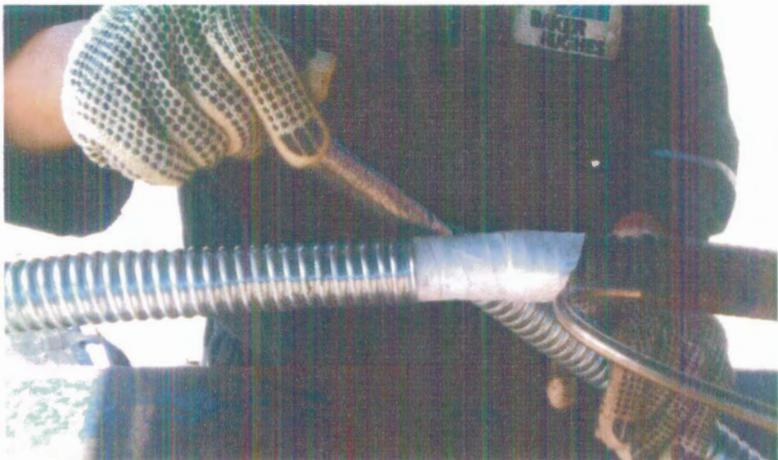


FIGURA 3.12 Empalme

FUENTE: Personal

- Cable de potencia – cable de potencia

Los problemas más frecuentes son:

- Aplastamiento constante del empalme debido a espacios anulares reducidos
- Levantamientos en la armadura del cable por fricción con el “casing”.
- Daños en la parte interna del aislamiento, ocasionado por golpes.

Recomendaciones:

1. Conocer la longitud del cable de los carretos disponibles en la locación.
2. Realizar los empalmes con el espesor necesario para evitar fricción con el “casing”.

3.1.2.3. EQUIPOS COMPLEMENTARIOS MAL INSTALADOS

Entre los elementos complementarios al equipo que se baja tenemos: tubo capilar, “Y tool”, camisa refrigerante del motor y accesorios como: bandas y protectores metálicos de cable que se observa en la figura 3.13



FIGURA 3.13 Banda y Protector Metálico.

FUENTE: Personal

La inapropiada instalación de los accesorios al equipo ocasionan problemas como:

- Descolgamiento del cable de potencia y consecuente atascamiento con el “casing”.
- Caída de accesorios al pozo.

Recomendaciones:

1. Verificar el torque aplicado a los pernos en los protectores de cable.
2. Mantener los equipos neumáticos correctamente calibrados para suministrar una presión óptima y evitar daños al cable.

3.1.2.4. EXCESO DE TORQUE EN EL TUBING

Este problema se puede generar por el uso de grasa de mala calidad y no utilizar torquímetro, provocando daño en la rosca

Recomendaciones:

1. Aplicar uniformemente grasa de buena calidad de acuerdo a la norma API en la rosca de la tubería como se muestra en la figura 3.14

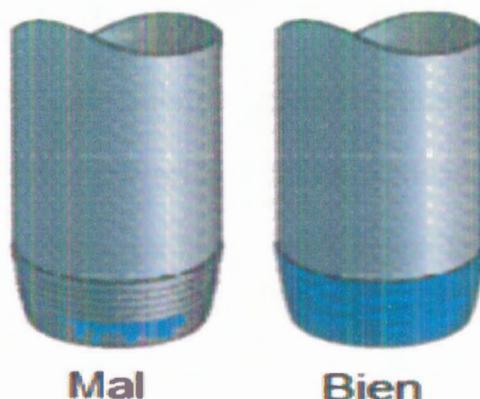


FIGURA 3.14 Grasa en la rosca

FUENTE: Manual Tenaris, Casings y Tubings

2. Seleccionar el torque óptimo de acuerdo al tipo de tubería de producción. La tabla 3.2 muestra el torque óptimo recomendado para diferentes diámetros de tubing.

Tipo de Tubería	OD (pulg)	Peso (Lb/ft)	Grado	Torque Mínimo (Lb-ft)	Torque Óptimo (Lb-ft)	Torque Máximo (Lb-ft)
Tubing	2 7/8	6.4	N-80	1100	1470	1840
Tubing	3 ½	9.2	N-80	1550	2070	2590
Tubing	4 ½	12.6	N-80	1830	2440	3050

TABLA 3.2 Torques óptimos de varios diámetros de "tubing"

3.1.2.5. CABLE DE POTENCIA

Verificar la posición del cable de potencia durante el asentamiento de la tubería de producción en la cuña de la mesa rotaria para evitar aplastamientos y golpes. La figura 3.15 indica la correcta posición del cable para prevenir daños.

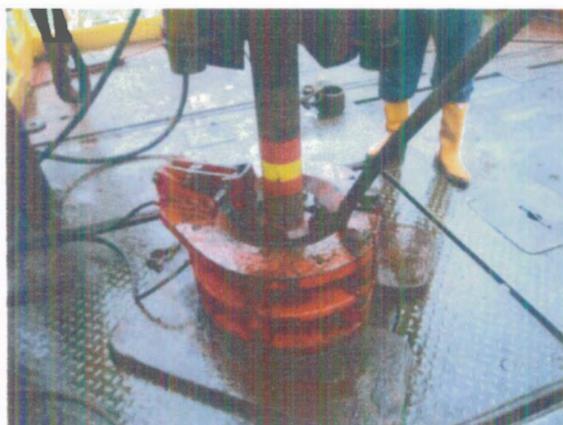


FIGURA 3.15 Bajada de Cable de Potencia.

FUENTE: Personal

Recomendaciones:

1. Colocar el cable en el espacio disponible en la cuña.
2. Reemplazar inmediatamente el cable de potencia en caso de sufrir daños.

3.1.2.6. ASENTAMIENTO DEL “TUBING HANGER”

Los conductores del cable de potencia se recubren con material epóxico para hacer sello al momento de pasar por el “tubing hanger”, que luego se asienta en el “tubing spool”.

El problema se presenta cuando el “tubing hanger” se instala incorrectamente, ocasionando:

- Corte del cable de potencia con el filo del “tubing spool”.
- Que el cabezal del pozo no se pueda colocar.

Recomendaciones:

1. Utilizar un “tubing hanger” con guía, como se muestra en la figura 3.16



FIGURA 3.16 "Tubing Hanger" con guía.

FUENTE: Personal

2. Bajar el "tubing hanger" lo más centrado posible en el hueco de la mesa, como indica la figura 3.17



FIGURA 3.17 Bajada del "Tubing Hanger"

FUENTE: Personal

3.1.3. DURANTE LA OPERACIÓN

3.1.3.1. ELÉCTRICOS

Para disminuir el riesgo de que ocurra: cortocircuitos, excesivo desbalance de corriente y operar con una fase a tierra, se debe evitar golpes, realizar buenos empalmes y tomar mediciones de aislamiento al cable de potencia antes de poner el equipo en funcionamiento.

3.1.3.1.1. CORTOCIRCUITOS

Se producen por operar equipos con:

- Excesivo consumo de corriente: sobrecarga
- Condiciones de humedad en el motor y el cable.

Recomendación:

1. Asegurar que el motor no presente burbujas de aire en el cambio de aceite y que en los pines del enchufe ("Pot Head") no exista humedad durante su instalación.

3.1.3.1.2. DESBALANCE DE CORRIENTE

Se debe al tipo y longitud del cable utilizado. En la figura 3.18 se muestra como los conductores de los extremos afectan al central, elevando su temperatura lo que provoca un desbalance de corriente.

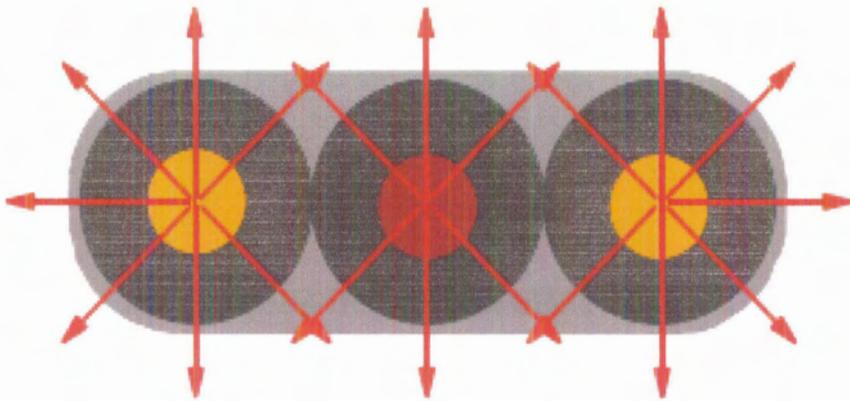


FIGURA 3.18 Dirección de transferencia de calor de los conductores del cable de potencia.

FUENTE: Schlumberger, Presentación UTE

Recomendación:

1. Si la geometría del pozo permite, usar cable de tipo redondo para disminuir el desbalance de corriente

3.1.3.1.3. OPERANDO CON UNA FASE A TIERRA

Problema denominado "single phase". Las causas pueden ser:

- Golpes en el cable de potencia.
- Empalmes defectuosos.

Recomendación:

1. Operar con frecuencia moderada hasta que el equipo tenga que recuperarse.

3.1.3.2. EXCESIVO NÚMERO DE ARRANQUES

En los arranques es donde se presentan corrientes puntuales máximas que, de llegar a ser muy repetitivas, ocasionan daños al equipo eléctrico, como:

- Disminución del aislamiento del cable de potencia.
- Reducción de vida útil del equipo.
- Quema del motor.

Recomendaciones:

1. Máximo número recomendado de arranques: tres.

2. Esperar de 20 a 30 minutos entre arranques en caso que no se active automáticamente el equipo.

3.1.3.3. INYECCIÓN DE QUÍMICOS

Previene los siguientes problemas:

- Taponamiento de las etapas debido a sólidos.
- Presencia de asfaltenos y parafinas.
- Corrosión e incrustaciones.

En la figura 3.19 se aprecia los tanques de químicos en la locación



FIGURA 3.19 Tanques Contenedores de Químicos.

FUENTE: Personal

Recomendaciones:

1. Utilizar inhibidores de escala, corrosión, parafinas, entre otros.
2. Revisar periódicamente el rendimiento del químico con la información de campo.

3.1.3.4. BOMBA CON EL EJE ATASCADO O ROTO

Las causas son:

- Excesivo número de arranques.
- Precipitación de sólidos sobre los impulsores de la bomba, como se muestra en la figura 3.20



FIGURA 3.20 Sólidos en el impulsor.

FUENTE: Personal

- Formación de incrustaciones en las etapas.

- Asentamiento del equipo en altos “doglegs”.
- Excesiva torsión durante la operación.

Recomendaciones:

Las alternativas para arrancar el equipo con eje atascado son:

1. Rotación inversa.
2. Ajustar el VSD para que el eje rote de un lado a otro durante segundos.
3. No asentar en lugares con inclinación mayor a 3°/100ft.
4. “V-Boost”.

3.1.3.5. BOMBA DESGASTADA

El desgaste de la bomba, después de un tiempo de operación, depende del diseño y de las condiciones del yacimiento. Se refleja en:

- Disminución de la producción.
- Incremento en la presión de “intake”.
- Reducción de la corriente en la carta amperimétrica.

Recomendación:

1. Operar a una frecuencia dentro del rango óptimo. De no ser así, el equipo debe trabajar lo más cercano posible a la zona recomendada.

3.1.3.6. BLOQUEO POR GAS

Ocurre cuando el separador no puede manejar el exceso de gas, provocando que ingrese a las etapas de la bomba. Las señales que indican un bloqueo por gas son:

- Fluctuaciones de corriente.
- Reducción de la eficiencia volumétrica de la bomba.
- Aumento en la presión del "casing".

En la figura 3.21 se muestra la presencia de gas en la etapa.

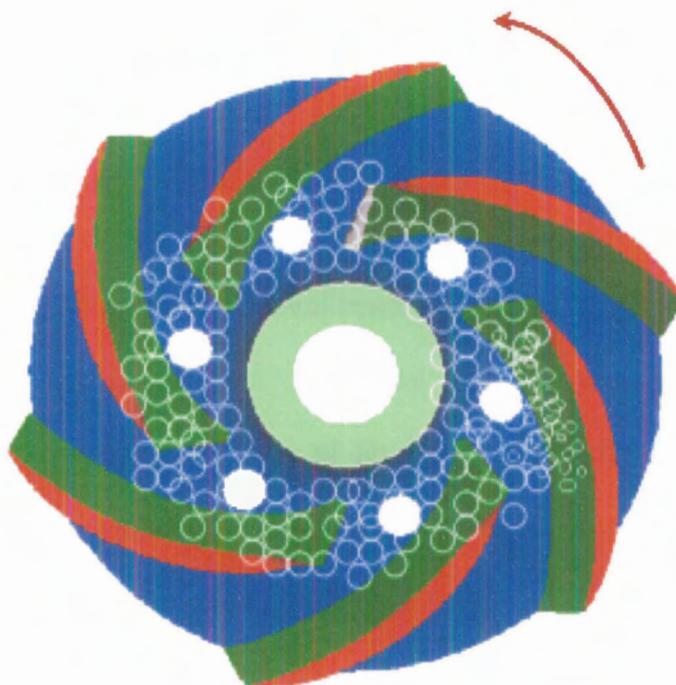


FIGURA 3.21 Presencia de Gas.

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

Recomendaciones:

1. Abrir la válvula del "casing".
2. Dejar de operar hasta que se recupere el nivel de fluido en el pozo.
3. Inyectar fluido por el anular.

3.2. CARTAS AMPERIMÉTRICAS

3.2.1. INTRODUCCIÓN

Es una de las herramientas más valiosas para diagnosticar problemas con el equipo de subsuelo. Muchas condiciones pueden ser correctamente determinadas con el fin de poder tomar una acción correctiva sin la necesidad de sacar la unidad del pozo, o si el equipo BES debe ser sacado, tomar la mejor decisión con respecto a lo que debería hacerse cuando se re-arranque la unidad de reemplazo.

3.2.2. REGISTROS AMPERIMÉTRICOS

Son medidores análogos incluidos en los arrancadores. Constan de un mecanismo de tiempo de cuerda y no necesitan voltaje para que el reloj opere, lo que le permite seguir registrando aun cuando el suministro de potencia al arrancador sea suspendido.

3.2.2.1. COMPONENTES

El registrador está constituido de una plumilla de fibra la cual grafica sobre una carta circular (en días o semanas) moviéndose

hacia adentro o afuera en forma proporcional con la cantidad de corriente que el instrumento está percibiendo.

3.2.2.2. FUNCIONAMIENTO

Para que podamos registrar la corriente del motor en nuestro instrumento, uno de los cables de éste deberá pasar por un transformador de corriente (TC), el cual toma muestras de corriente de la línea y las reduce a un nivel seguro y medible.

Los arrancadores de pozo, como el VSD, usan normalmente el TC con una relación de 300:5, 200:5 ó 150:5, aunque es posible encontrar rangos mayores.

3.2.3. CASOS MAS FRECUENTES

Ahora presentaremos diferentes ejemplos que resumen los problemas más comunes que se pueden determinar después del análisis de las cartas amperimétricas.

Para todos los casos mostrados a continuación, asumiremos que estamos operando un motor con una corriente de placa de 40 Amperios, cargado a 100% de su capacidad y ajustado con valores de

sobrecarga de 46 Amps (115% del valor de placa) y bajacarga de 32 Amps (80% del valor de placa).

3.2.3.1. CASO 1: BOMBA MANEJANDO SÓLIDOS

La carta de la figura muestra un arranque normal seguido por un período de corriente errática que finaliza en una curva normal suave.

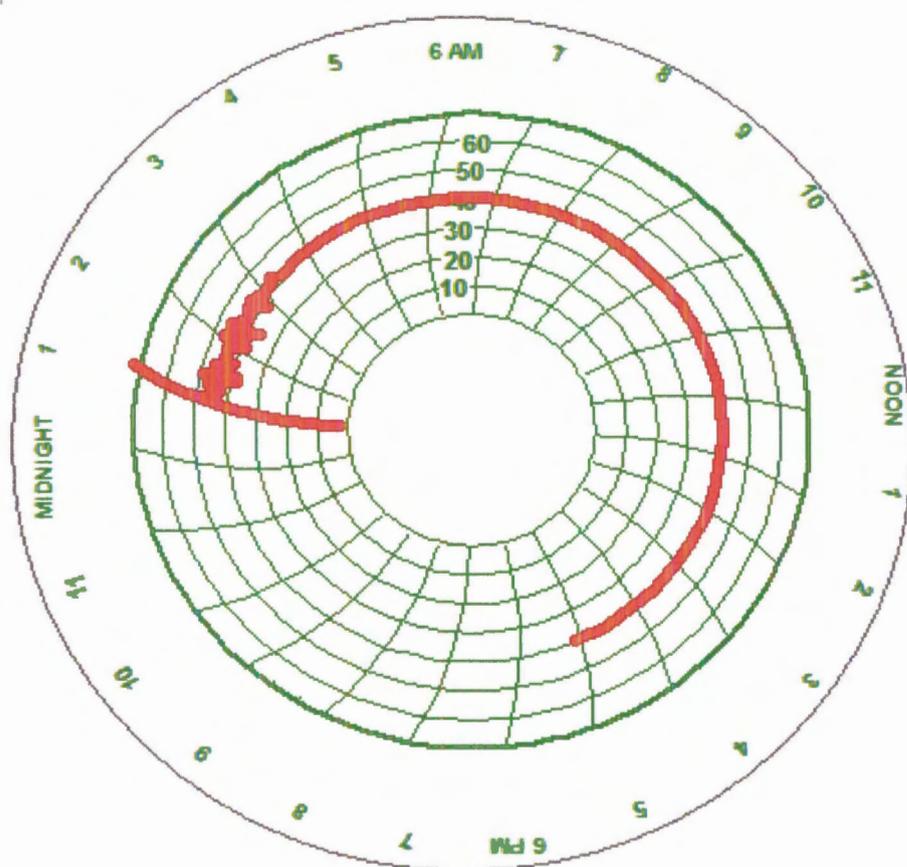


FIGURA 3.22

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

Análisis:

Esta curva generalmente es causada por partículas sólidas que ingresan a la bomba tales como escalas, arena, lodo, entre otros. Aunque esto es normal, no deseamos que estos materiales afecten el desgaste de la bomba. En casos como éstos, el pozo debería limpiarse siempre para remover los materiales extraños antes de arrancar la bomba. Si la causa fueran arenas no consolidadas, es posible estrangular la salida en el arranque e incrementar la producción lentamente variando la frecuencia en el VSD.

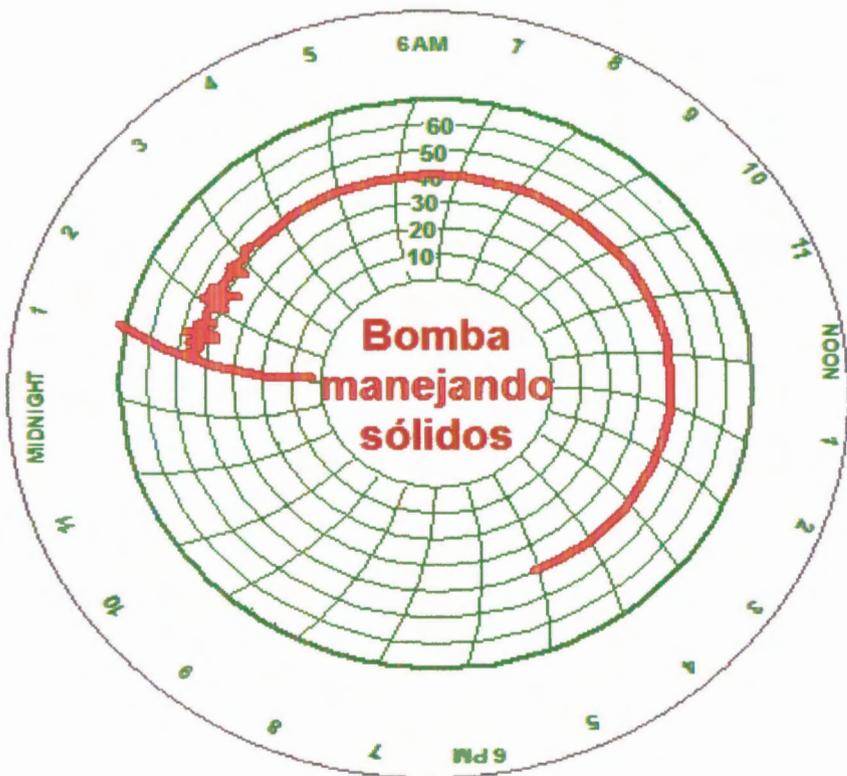


FIGURA 3.23

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

3.2.3.2. CASO 2: SOBRECARGAS PERIÓDICAS EN EL SISTEMA

La figura muestra una carta amperimétrica que en su mayoría parece "normal" a excepción de algunos picos periódicos y aleatorios que la intersectan.

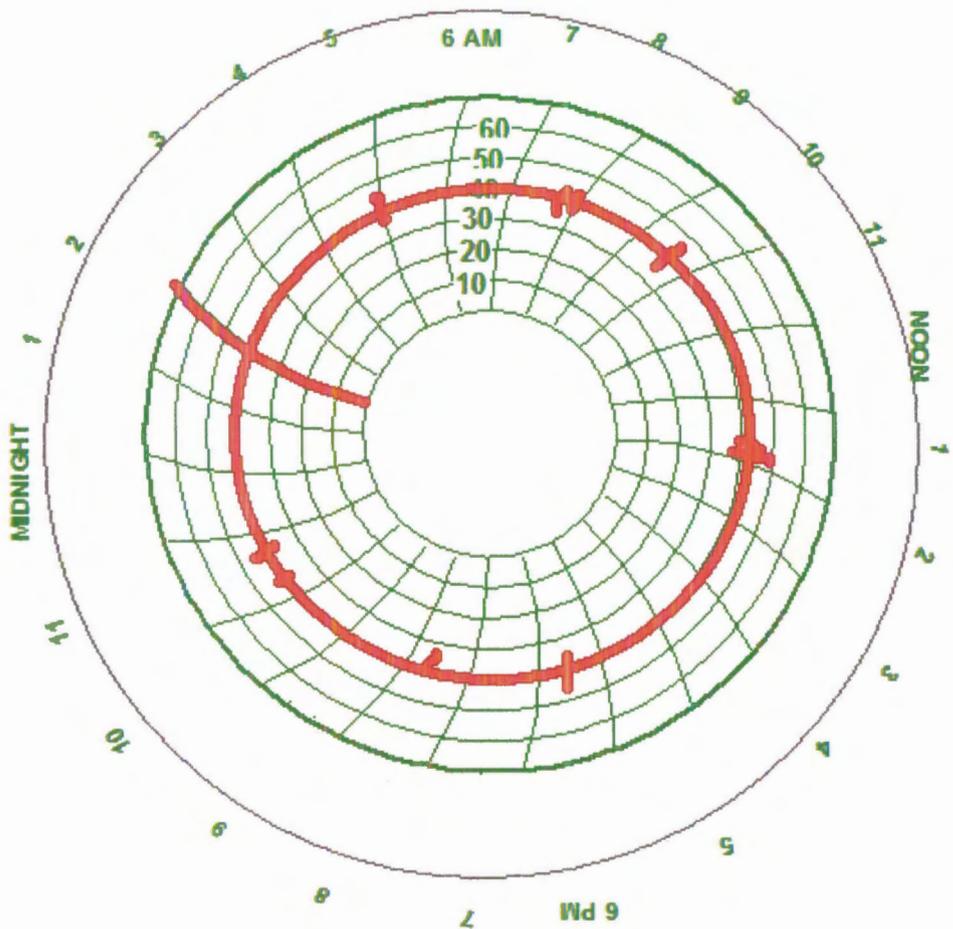


FIGURA 3.24

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

Análisis:

Cuando se opera equipos BES con una carga constante, el amperaje varía inversamente proporcional al voltaje. Si el voltaje en la línea de distribución disminuye, la corriente en el equipo deberá subir para compensarla. La causa más común de estos picos son sobrecargas periódicas de la línea de distribución, que podrían ser causadas por el arranque de equipos de alta potencia conectados al mismo sistema o descargas eléctricas (rayos) cayendo en algún punto cercano a los equipos en superficie.

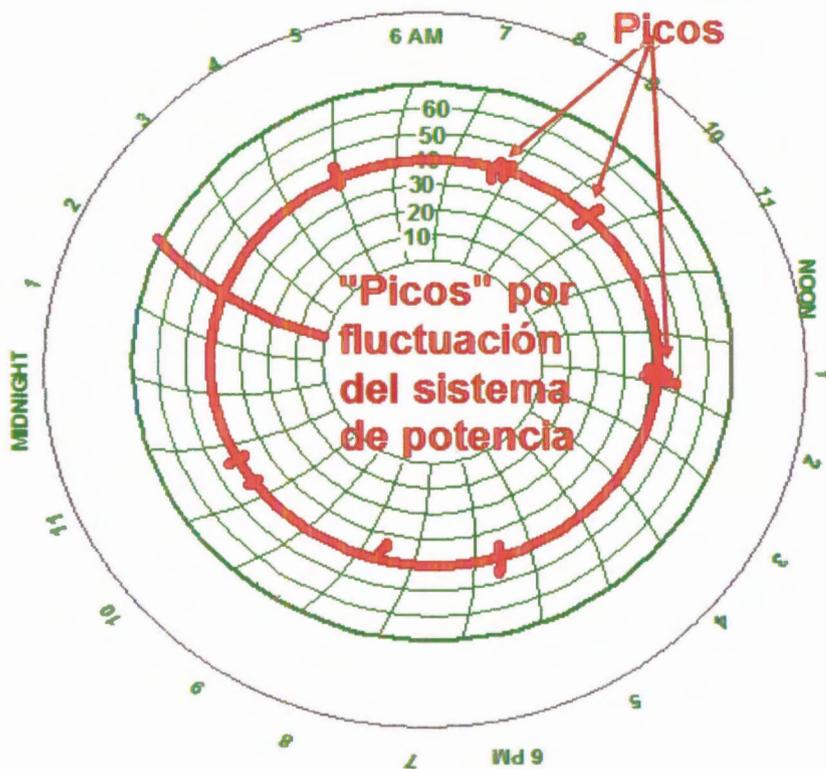


FIGURA 3.25

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

3.2.3.3. CASO 3: CORRIENTE ERRÁTICA

El registro (figura) muestra corrientes muy erráticas hasta el punto en que el equipo finalmente se detiene debido a la sobrecarga. No se deben intentar re-arranques manuales o automáticos hasta haber resuelto el problema.

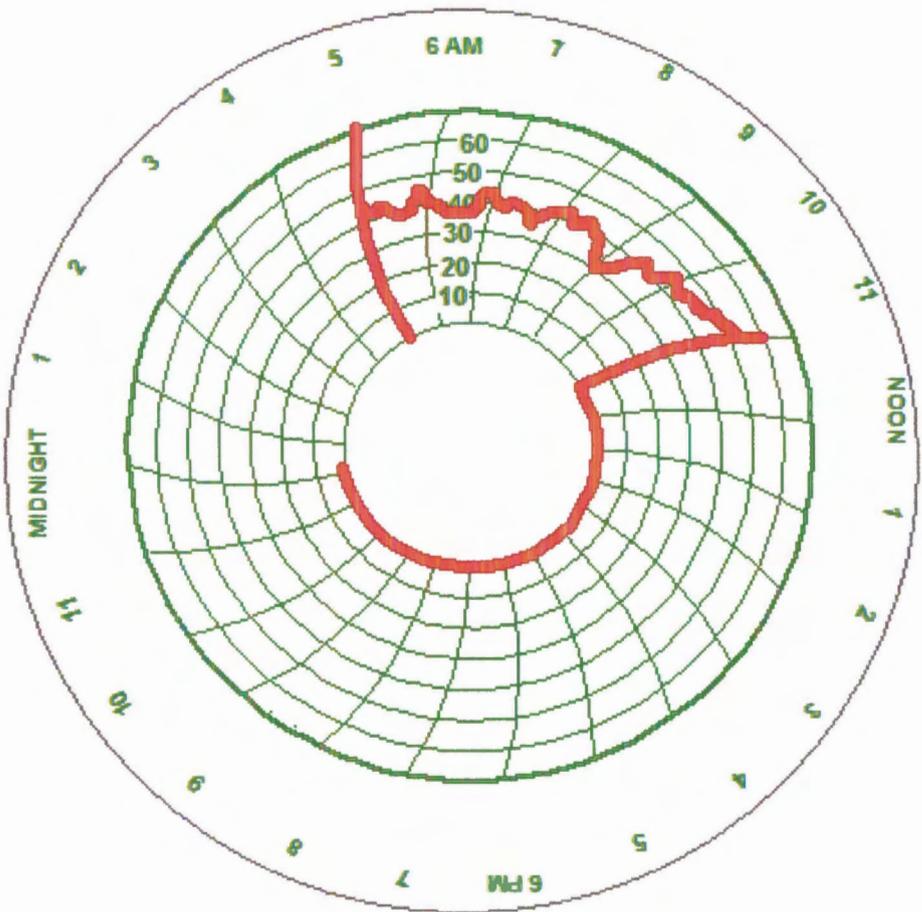


FIGURA 3.26

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

3.2.3.4. CASO 4: BLOQUEO POR GAS

En la figura, el registro amperimétrico muestra un arranque seguido de una disminución gradual del amperaje. Alrededor de las 7:30 AM la línea se hace muy inestable y cerca de las 8:30 AM, el amperaje muestra una drástica caída y luego comienza un periodo muy suave.

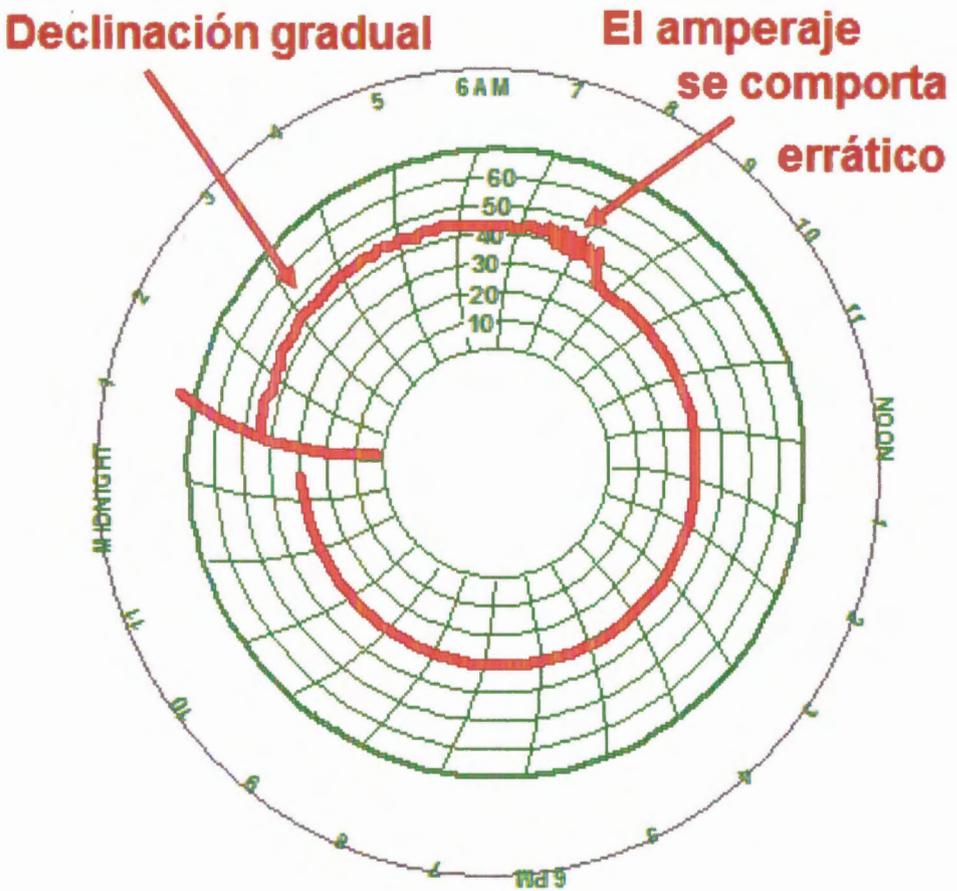


FIGURA 3.28

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

Análisis:

Cuando la unidad se arranca 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 debido a la variación en la gravedad específica lo que causa un amperaje errático

Cuando la bomba está bloqueada con gas, el sistema no está produciendo ningún fluido aunque el motor continúe funcionando (el amperaje no es cero). A la larga, esto puede causar que el motor se quemara por falta de movimiento de fluido necesario para su refrigeración.

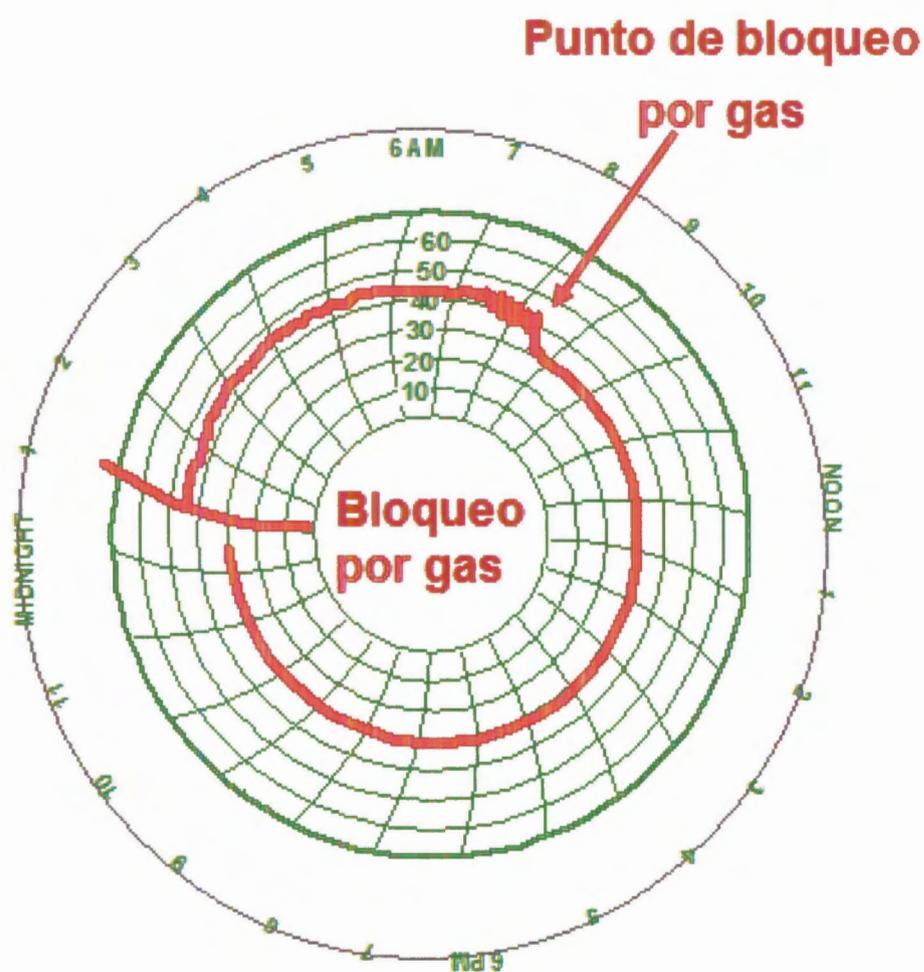


FIGURA 3.29

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

3.2.3.5. CASO 5: GAS LIBRE EN LA BOMBA

La carta que se aprecia en la Figura muestra un funcionamiento cerca del nivel correcto pero con una línea muy inestable.

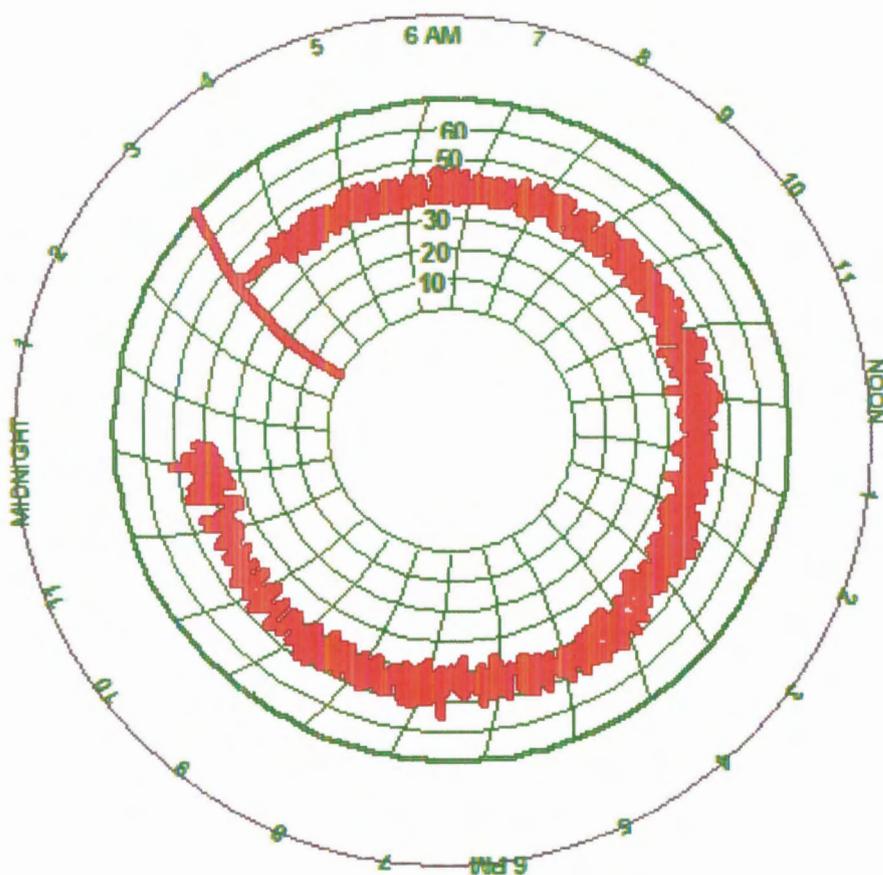


FIGURA 3.30

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

Análisis:

Esta carta es el producto de gas libre comenzando a ingresar a la bomba. También es posible que la producción de emulsión cause discos similares. Para suavizar la línea se recomienda recircular fluido o profundizar la bomba. En la medida en que tengamos un buen ajuste de bajacarga, esta condición no tendrá efectos nocivos sobre la bomba es por eso que muchas de ellas operan bajo este efecto.

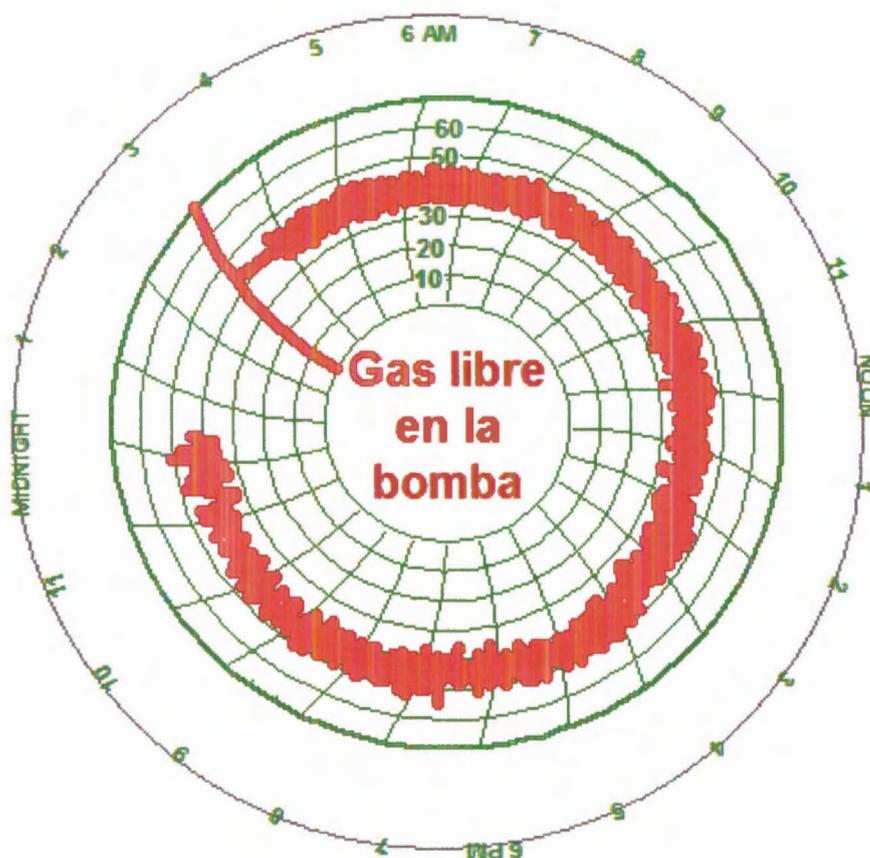


FIGURA 3.31

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

3.2.3.6. CASO 6: BAJO NIVEL DE FLUIDO CON INTERFERENCIA DE GAS

En la figura se muestra una unidad que arranca y funciona por dos horas, luego la corriente disminuye gradualmente hasta que se observa errática. El equipo se detiene durante tres horas y repite el ciclo. Después reanuda, justo después del mediodía, y funciona por un período mayor hasta que eventualmente se detiene.

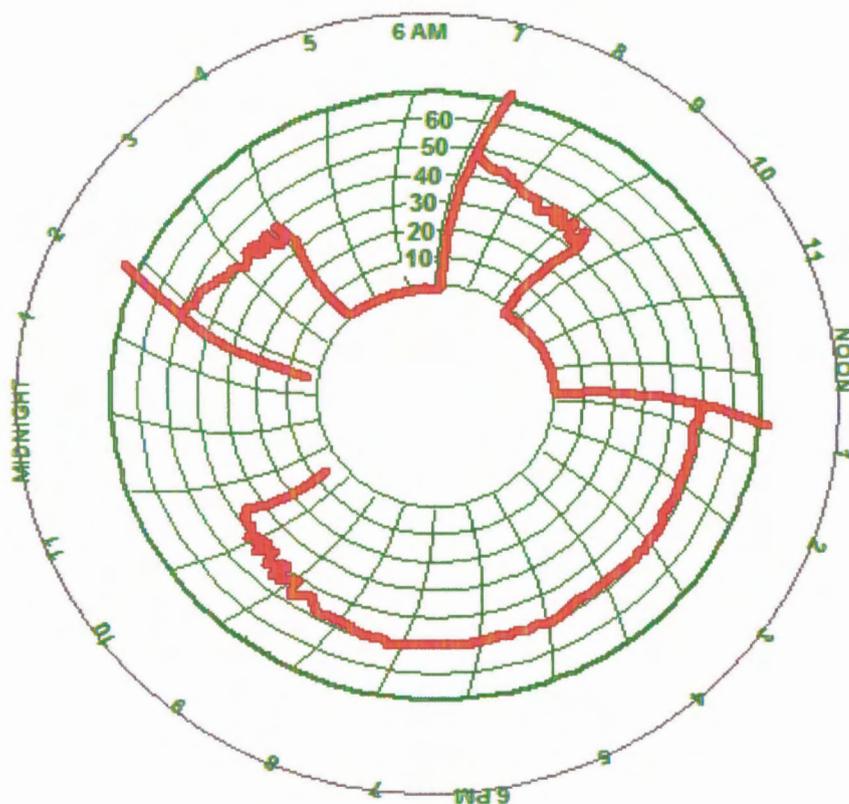


FIGURA 3.32

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

Análisis:

Este es un caso donde la bomba succiona más fluido del que el pozo entrega. La bomba achica 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. La unidad se detendrá por bajacarga y reanudará automáticamente después de tres horas. La posible solución a este problema es disminuir la producción reduciendo la frecuencia en el VSD.

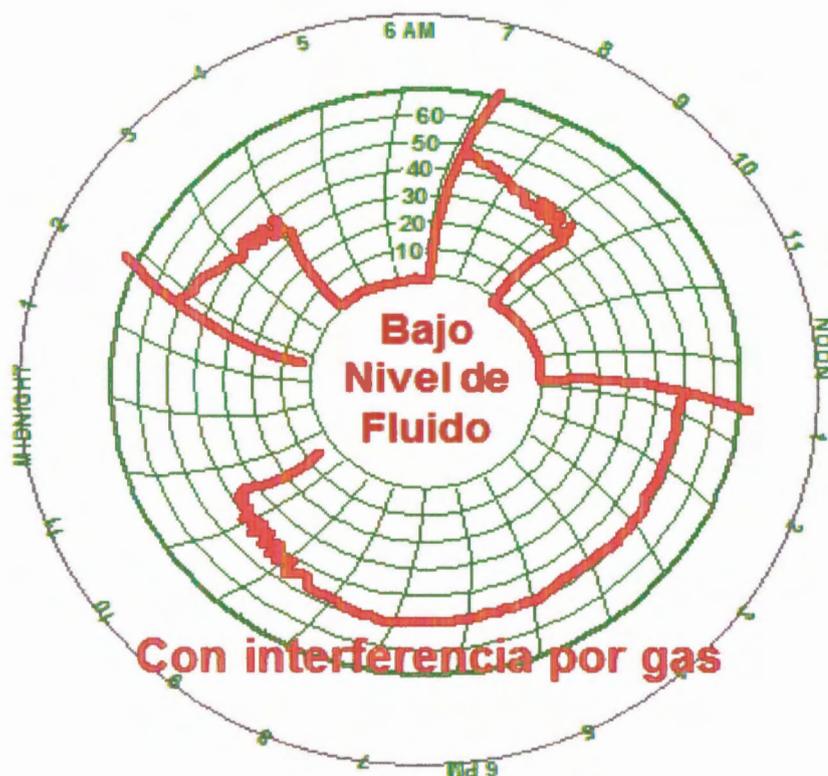


FIGURA 3.33

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

3.2.3.7. CASO 7: RE-ARRANQUES FALLIDOS

El disco que se observa en la figura es similar al caso anterior con la diferencia de que aquí aparecen algunos picos adicionales a las 7:00 AM, 1:00 PM y a las 7:00 PM.

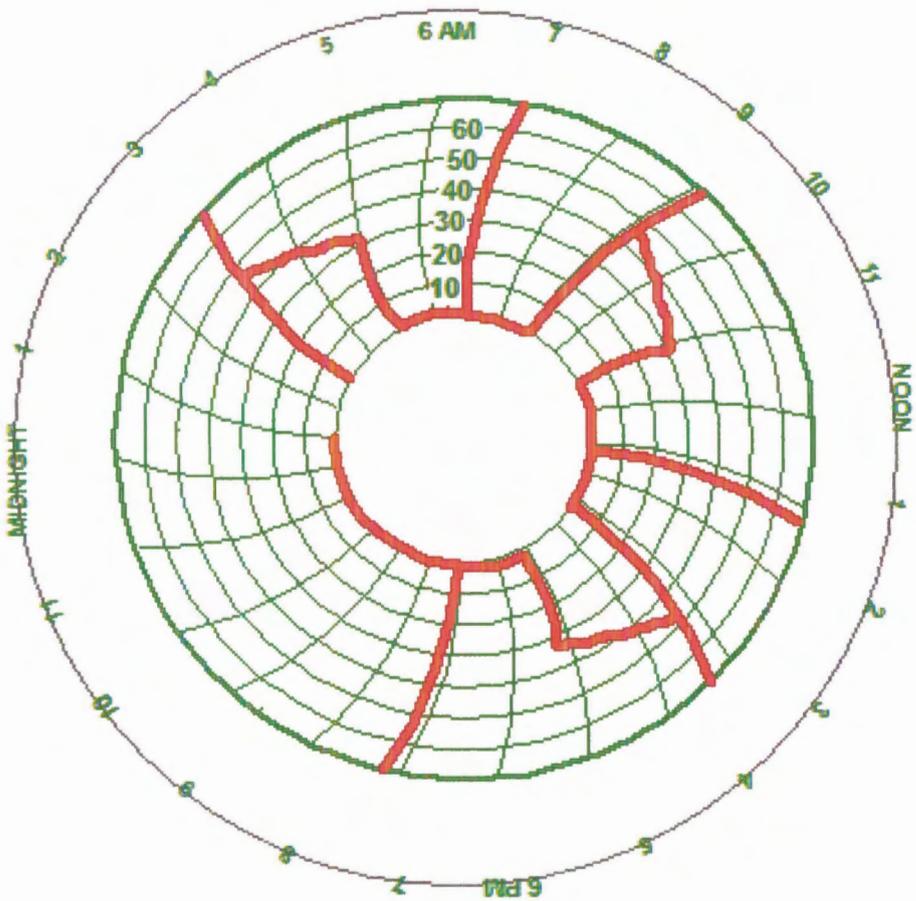


FIGURA 3.34

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

Análisis:

Los picos adicionales se deben a intentos de arranque fallidos. El tiempo de re arranque ajustado es muy corto y la bomba intenta arrancar cuando aún no hay suficiente fluido en el pozo y ésta vuelve a caer por bajacarga. Una acción inmediata es reajustar el tiempo de re arranque automático. A largo plazo el equipo deberá rediseñarse.

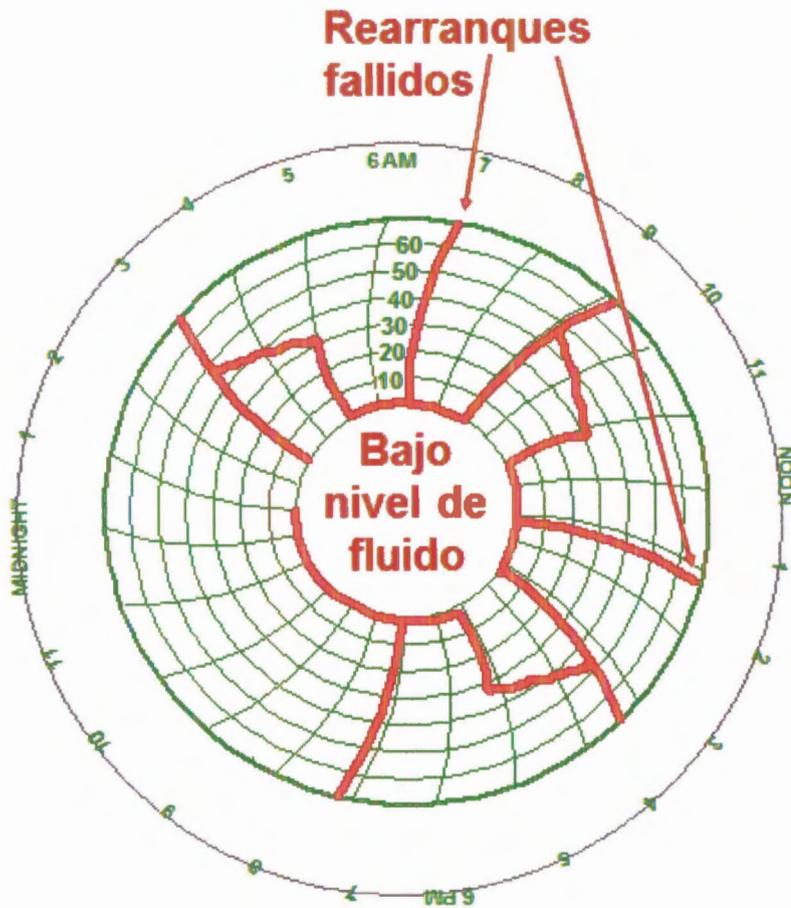


FIGURA 3.35

FUENTE: Curso Schlumberger-REDA

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Se debe tener mayor cuidado durante el armado del equipo electrosumergible para asegurar éxitos futuros en el arranque y operación del sistema.
- El cable de potencia (motor lead) es el más propenso a sufrir daños al momento de ser elevado (posición inclinada) al piso de la torre ya que tiende a doblarse producto de su propio peso.
- Una de las razones por las que existe falta o exceso de torque y por consiguiente liqueos en la tubería de producción, es debido a utilizar grasas con diferentes propiedades (densidad, miscibilidad, viscosidad, entre otras) que no cumplen las normas API establecidas.
- El sistema electrosumergible presenta fallas durante su operación debido a causas directas ocasionadas por inadecuados manipuleos (errores humanos), e indirectas o imprevistas generadas por el mismo fluido del yacimiento cuando el pozo está produciendo.
- Cuando se presentan fallas en el equipo de fondo, que no puedan ser solucionadas desde superficie, es obligatorio sacar la tubería de

producción junto con el equipo, lo cual es una gran desventaja del sistema de bombeo electrosumergible.

- El componente de subsuelo que mayormente se daña es el sello o protector, debido a la invasión del fluido de formación en todas sus cámaras, lo que ocasiona cortocircuitos en el motor.

RECOMENDACIONES

1. Instruir al personal de la torre acerca de las condiciones en las cuales se van a realizar los trabajos, especialmente cuando se manipule el equipo al momento de subirlo al piso del taladro o Rig de "Workover".
2. Detener los trabajos de armado en caso de que se presenten condiciones climáticas inapropiadas, o cuando se compruebe que el personal involucrado se encuentra con exceso de horas trabajadas.
3. Cuidar que el zunchado del cable no este excesivamente ajustado para evitar daños en la armadura del mismo y posteriores fallas eléctricas en el motor.
4. Es de gran importancia contar con los equipos y herramientas necesarias para realizar el control de calidad de los componentes, antes de ensamblarlas al equipo.
5. Utilizar un manejador de gas por encima del separador de subsuelo para yacimientos con tendencia a presentar altos GLR ya que nos permite controlar mayores tasas de gas, cuando la presión comienza a disminuir producto de la producción.

ANEXOS

ANEXO 1

POZO ESPOL - 1

Motivo: equipo fuera de operación.

Fecha Pulling (extracción del pozo): 25 – dic -2011

Tiempo de operación del equipo en el fondo del pozo: 903días

A continuación se describe un análisis de los componentes principales del equipo electro sumergible.

BOMBAS

SERIES	TIPO	ETAPAS	LONGITUD (ft)
400	DN 1100	108	9.16
400	DN 1100	126	10.56
400	DN 1100	164	13.37

El análisis de la empresa fabricante registra que las bombas poseen un giro suave y sin juego radial. Por otra parte en el análisis de la operadora conforme a la información del reporte del pulling realizado al pozo ESPOL – 1 se constata luego del desarmado completo de las bombas estas se encuentran en buenas condiciones, presentando un desgaste mínimo debido al tipo de fluido que estaba levantando; y que se recomienda que sean retiradas de servicio debido a su largo tiempo de operación.

SEPARADOR DE GAS

SERIES	TIPO	LONGITUD (ft)
400	SEPARADOR DE GAS	3.9

El análisis de la empresa fabricante se informa la presencia de sólidos en su interior y con un giro suave. De igual manera en el análisis de la operadora y conforme a la información del pulling realizado al pozo ESPOL – 1, el separador se encuentra en perfectas condiciones mecánicas, pero aun así se recomienda ponerlo fuera de servicio debido al extenso tiempo de trabajo.



PROTECTOR

SERIE	TIPO	LONGITUD (ft)
400	LSLSL	8.16
456	BPBSL	8.56

El análisis de la empresa fabricante nos detalla que el protector superior se encuentra con giro suave y con sus tres cámaras con agua; además del

protector inferior con giro suave y con la cámara superior con agua, las cámaras intermedia e inferior con aceite dieléctrico.

Por parte del análisis de la operadora y conforme el informe de pulling del pozo ESPOL – 1, se consta que debido a la presencia de agua en las cámaras, esto produce un muy probable cortocircuito del motor.

MOTOR

SERIE	VOLTAJE	AMPERAJE	HP	LONGITUD (ft)
456	2120	65	216	31.70

El análisis de la empresa fabricante indica que el motor posee un giro suave, con aceite trabajado y con megado de las fases de 1.3 M- Ohms. En el análisis de la operadora basado al respectivo informe del pulling se constata que el motor se quemó debido a la invasión del fluido del pozo al motor.

ANEXO 2

POZO ESPOL - 23

Motivo: equipo fuera de servicio

Fecha Pulling (extracción del equipo del pozo): 15-abril-08

Tiempo de operación del equipo en el fondo del pozo: 165 días

A continuación se describe un análisis de los componentes principales del equipo electro sumergible.

BOMBAS

SERIE	TIPO	ETAPA	LONGITUD (ft)
540	GN 4000	65	14.68
540	GN 4000	65	14.72
540	GN 4000	65	14.72

El análisis de la empresa fabricante registra que en la bomba superior en la cabeza se presenta material extraño, con giro suave y housing limpio. Y las 2 bombas restantes muestran un giro suave con housing limpio. Por otra parte en el análisis de la operadora conforme a la información del reporte del pulling realizado al pozo ESPOLE – 23 se constata que las bombas presentan un estado mecánico excelente, desgaste mínimo.

SEPARADOR DE GAS

SERIE	TIPO	LONGITUD (ft)
540	SEPARADOR DE GAS	2.54

El análisis de la empresa fabricante se informa que posee un giro normal con housing limpio. De igual manera en el análisis de la operadora y conforme a la información del pulling realizado al pozo ESPOL – 23, el separador se encuentra en perfectas condiciones de giro mecánico sin embargo se requiere desarmar completamente para una limpieza de las incrustaciones de escala para poder ser reutilizado.

PROTECTOR

SERIE	TIPO	LONGITUD
540	LSLSL	8.94
540	BPBSL	8.95

El análisis de la empresa fabricante nos detalla que el protector superior se encuentra con giro suave, poca invasión de fluido del pozo y el protector inferior esta en un buen estado. Por parte del análisis de la operadora y conforme el informe de pulling del pozo ESPOL – 23, se consta que los protectores están en buenas condiciones..

MOTOR

SERIE	VOLTAJE	AMPERAJE	HP	LONGITUD (ft)
562	2125	128	450	33.98

El análisis de la empresa fabricante indica que el motor posee un giro suave, con aceite trabajado. En el análisis de la operadora basado al respectivo informe del pulling se constata que el housing del motor esta con corrosión pero en buenas condiciones para seguir operando.

CABLE

SERIE	MODELO	LONGITUD (ft)
62C-57056 AJ	AWG 2, SOL, 3/8	500
62C-57056 AF	AWG 2, SOL, 3/8	4500
62C-57056 AF	AWG 2, SOL, 3/8	4500

El análisis de la empresa fabricante encuentra el MLE con perforaciones en la armadura exponiendo el cobre al exterior, probablemente provocado por golpes durante la bajada del equipo., además existe presencia de escala a lo largo del cable de extensión. Por otra parte en el análisis de la operadora conforme a la información del reporte del pulling realizado al pozo ESPOL – 23 se constata que hubo fase a tierra cuando se instalaba, además de que el

fluido del pozo deterioraba paulatinamente el aislamiento interno del cable produciendo un cortocircuito.

ANEXO 3

PRESUPUESTO PARA

INSTALACIÓN DE UN EQUIPO

ELECTROSUMERGIBLE

ITEM	CANTIDAD		PRECIO UNITARIO (\$)	TOTAL (\$)
		EQUIPO DE SUPERFICIE		
1	1	Variador de Frecuencia	60000	60000
2	2	Transformador	15000	30000
3	1	Linea de alta tension	30000	30000
4	1	Valvula Block	3000	3000
5	1	Caja de Venteo	800	800
6	1	Bomba de Inyección de Químicos	2500	2500
		EQUIPO DE FONDO		
7	1	Sensor	5000	5000
8	1	Motor	35000	3500
9	1	Protector	14000	14000
10	1	Intake	4500	4500
11	1	Separador de Gas	10000	10000
12	1	Bomba	12000	12000
13	9000	Cable de Potencia	13.5	121500
		INSTALACION		
14		Movimiento de <i>la Torre</i>		

	1	Taladro de Reacondicionamiento	150000	150000
15		<i>Operación de la Torre</i>		
	6 (días)	Taladro de Reacondicionamiento	11000	78000
16	1	Supervision y Transporte	10000	10000
17	1	Instalacion de Cabezal y Accesorios	5000	5000
18	1	Servicio de Control de Pozo	50000	50000
19	1	Supervision e Instalacion BES + Spooler	10000	10000
		Contingencias (30%)		

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Manual de Operaciones SERTECPET
- Manual de Bombeo Hidráulico. Ing. Luis Fernando E. R. (2006)
- Optimización del Sistema de Bombeo Electrosumergible, Ing. Holguer Chicaiza, Ciclo de conferencias Oil and Gas Update III
- Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting, Ing Marto Ramírez (2004)
- Diseño y Optimización del Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Libertador, Tesis EPN, Quito – Ecuador. Amagua S. Jorge P. (2005).
- Estudio de los daños más frecuentes en el Equipo de Bombeo Electrosumergible (BES) en el Distrito Amazónico, Campo Shushufindi, Tesis UTE Quito-Ecuador. Aramas S. Diana Lorena (2009)
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (A.P.I). Manual de Recomendaciones Prácticas para BES.
- REDA, Catálogo de Bombeo Electrosumergible, (1999)
- BAKER HUGHES CENTRILIFT (2005). Artificial Lift Submersible Systems Field Service Manual.
- BAKER HUGHES CENTRILIFT (2003). Product Catalog, Manual.
- SCHLUMBERGER (2002). Artificial Lift Technical Service Manual.
- SCHLUMBERGER (1998). Curso Avanzado de operaciones de BES, REDA, Quito – Ecuador.